



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

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

**EQUIVALENTES ESTÁTICOS PARA SELECCIÓN DE  
CONTINGENCIAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

# **TESIS**

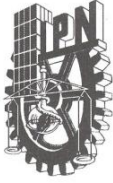
**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN CIENCIAS  
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA:  
ING. JOSÉ FRANCISCO APARICIO PULIDO**



**MEXICO, D. F.**

**2011**



# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

## ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de MÉXICO siendo las 17:30 horas del día 23 del mes de NOVIEMBRE del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la: E. S. I. M. E. ZAC. para examinar la tesis titulada:

### **“EQUIVALENTES ESTÁTICOS PARA SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presentada por el alumno:

<b>APARICIO</b>	<b>PULIDO</b>	<b>JOSÉ FRANCISCO</b>
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)
Con registro: <b>B 0 9 1 5 2 4</b>		

aspirante de:

### **MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

#### LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis

  
DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

  
DR. DAVID ROMERO ROMERO  
Presidente

  
DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO  
MOTA PALOMINO  
Secretario

  
DR. JAIME ROBLES GARCÍA  
Segundo vocal

  
DR. DANIEL RUIZ VEGA  
Tercer vocal

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

  
DR. JAIME ROBLES GARCÍA





**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

***CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS***

En la Ciudad de México D.F. el día 23 del mes de noviembre del año 2011, el que suscribe José Francisco Aparicio Pulido, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B091524, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Daniel Olguín Salinas y cede los derechos del trabajo intitulado Equivalentes Estáticos Para Selección de Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección [zoek02@hotmail.com](mailto:zoek02@hotmail.com) y/o [dolguin47@yahoo.com](mailto:dolguin47@yahoo.com). Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

---

José Francisco Aparicio Pulido

# RESUMEN

Antes de los años 40's, la cantidad de interconexiones en los sistemas eléctricos de potencia (SEP's) eran muy pequeñas, por lo cual eran predominantemente radiales. Los estudios de dichos sistemas eran sencillos relativamente, al menos se podían realizar sin recurrir a grandes recursos de cálculo. Sin embargo una vez que se hicieron patentes las ventajas de la interconexión, la complejidad de los (SEP's) fue creciendo, y los estudios requeridos eran más demandantes. Afortunadamente esta evolución coincidió con el nacimiento de la computadora digital. A consecuencia de estos avances para el estudio de flujos de potencia se tuvieron que formular diversas técnicas para la reducción de redes eléctricas de gran escala, los métodos que se formularon para calcular equivalentes de red estáticas son los equivalentes de Ward and Hale (*ó eliminación nodal*) y REI (*Equivalente tipo Radial e Independiente*).

El equivalente de Ward and Hale es compuesto de un área interna y un área externa. El objetivo de este equivalente es que el comportamiento del sistema interno (*área de interés*) conserve sus condiciones originales de operación y el comportamiento del sistema externo (*área de no interés*) pueda ser remplazado por un sistema equivalente, teniendo estos puntos se puede hacer el estudio de flujos de potencia haciendo la comparación con el caso base u original e implementarse como condiciones iniciales para poder hacer un análisis de contingencias en estado estacionario.

REI significa: Equivalente tipo Radial e Independiente. Ha sido documentado con gran detalle en varias publicaciones. Tiene como punto fundamental la separación del Sistema Eléctrico en 3 subsistemas diferentes el área interna que es donde se hará el estudio o aplicación, el sistema de buses frontera que es aquel que divide al sistema interno y externo y el sistema externo que es donde se formarán los equivalentes tipo REI. Por lo general los equivalentes tipo REI son una representación de una red sin pérdidas de inyecciones bajas o, en otras palabras, una red en equilibrio con supuesta potencia "cero".

La finalidad de este trabajo es presentar la aplicación de las metodologías equivalentes simulándolas con el programa desarrollado en FORTRAN con el cual se puede ver la comparación del análisis de flujos de potencia tanto con equivalentes Ward and Hale y REI observando las ventajas y desventajas para cada uno.

El otro punto a tratar es la aplicación de estos métodos hacia un análisis de contingencias en estado estacionario a partir del método básico para la selección de contingencias que dan el punto de partida para la evaluación de la seguridad de un Sistema Eléctrico de Potencia Interconectado.

Las técnicas propuestas en este trabajo se aplicaron a cuatro sistemas de prueba, los cuales fueron simulados con los programas desarrollados en FORTRAN y validados con el programa comercial Power System Simulator PSS.

# ABSTRACT

Before the 40's, the number of interconnections in electrical power systems (SEP's) were very small, which were predominantly radial. The studies of these systems were relatively simple, at least could be made without recourse to large computing resources. But once it became apparent the benefits of interconnection, the complexity of the (SEP's) was growing and required studies were more demanding. Fortunately this development coincided with the birth of the digital computer. A consequence of these developments for the study of power flows had to make several techniques for reducing large-scale power networks, the methods were developed to calculate equivalent static network are the equivalent of Ward and Hale (*or nodal elimination* ) and REI (*Radial Equivalent and Independent*).

The equivalent of Ward and Hale is composed of an inner area and outer area. The aim of this equivalent is that the behavior of the internal system (area of interest) retain their original condition and operation of external system behavior (area of no interest) can be replaced by an equivalent system, with these points you can make power flow study by comparison with the original or base case and implemented as initial conditions in order to make a contingency analysis at steady state.

REI means Equivalent Radial and Independent. It has been documented in great detail in several publications. Its fundamental point of separation of the Electrical System in 3 different subsystems internal area is where you will study or application, the boundary buses system is that divides the internal and external system and the external system which is where they form REI type equivalents. Usually REI equivalent type are a representation of a lossless network of low shots, in other words, an alleged power network with "zero" balance.

The purpose of this work is to present the application of simulated equivalent methodologies developed in FORTRAN program with which you can see the comparison of power flow analysis with both Ward and Hale equivalent REI noting the advantages and disadvantages to each

The other thing to try is the application of these methods to the steady-state contingency analysis from the basic method for selecting contingencies that are the starting point for assessing the safety of an Interconnected Power System.

The techniques proposed in this paper were applied to four test systems, which were simulated with FORTRAN programs developed and validated with the commercial software PSS Power System Simulator.

## **DEDICATORIAS**

*A mis padres Luz María Pulido Bergeyre y José Aparicio Lemus por todo el cariño, sacrificio y dedicación que hicieron posible llegar a lograr mis metas.*

*A mi hermano Jorge Alberto Aparicio Pulido por estar siempre en los mejores momentos de nuestras vidas.*

*A mi querida prima "Evelyn" y a "Diego" por haber estado en el momento más duro de mi vida al igual que a mis tías y tíos de la familia APARICIO, y que gracias a todos ellos pudimos salir adelante y lograr lo que todos en ese momento deseamos..... GRACIAS.*

*A mi tía Tere Pulido por comprender los momentos del pasado y estar con nosotros.*

*A mi querida nena "Nelly" porque en tan poco tiempo logro que volviera la alegría a mi casa.*

*Pero sobre todo dedico este trabajo a mi madre la Sra. Luz María Pulido Bergeyre porque gracias a todo lo que me enseñó me guió me ayudó me apoyó y que gracias a Dios sigue y lo seguirá haciendo siempre.... GRACIAS MAMA NO TENGO MAS PALABRAS PARA AGRADECERTE....*



# *AGRADECIMIENTOS*

*Al Dr. Daniel Olguín Salinas por apoyarme tanto en la parte de investigación de este trabajo como en los momentos en que uno necesita una palabra de ánimo para poder salir adelante, pero sobre todo por su amistad.*

*A la comisión revisora de este trabajo conformada por los doctores: Dr. David Romero Romero, Dr. Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino, Dr. Daniel Ruiz Vega, Dr. Jaime Robles García y Dr. Germán Rosas Ortiz.*

*Al Dr. Ricardo Arturo Mota Palomino por facilitarme información bibliografía que pude utilizar para la realización de este trabajo*

*A todos los profesores y personal de apoyo del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI) de la ESIME Zacatenco.*

*Al M. en C. Jaime Ramírez Ortiz por también facilitarme información que pudo ayudarme a la elaboración de este trabajo.*

*Al Instituto Politécnico Nacional por haberme recibido desde ya hace 7 años cuando inicié mis estudios de nivel licenciatura en la ESIME-ZAC, en la carrera de Ing. Eléctrica lugar donde conocí a mis mejores amigos y viví grandes momentos con ellos.*

*Al CONACYT, a PIFI-IPN y a la CCA de movilidad nacional por el apoyo financiero recibido para mi manutención, así como para financiar esta investigación.*

# CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN.....	I
ABSTRACT.....	III
DEDICATORIAS.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
CONTENIDO.....	VII
INDICE DE FIGURAS .....	X
INDICE DE TABLAS .....	XII
SIMBOLOGIA.....	XV

## CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción.....	1
1.2. Oobjetivos.....	2
1.3. Justificación.....	2
1.4. Antecedentes históricos.....	3
1.5. Generalidades sobre equivalentes de Sistemas Eléctricos de Potencia .....	6
1.5.1. Reducción de modelos en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	6
1.5.2. Requerimientos.....	8
1.5.3. Equivalentes para el subsistema de interés.....	9
1.6. Estructura de la tesis.....	10

## CAPÍTULO 2: EQUIVALENTES TIPO WARD AND HALE

2.1. Fundamentos para la formación de equivalentes Ward and Hale.....	11
2.2. Formulación para la reducción del sistema.....	13
2.3. Modelación del Sistema.....	19
2.3.1 Modelo del Sistema en áreas.....	19
2.3.2 Zonas Generales.....	20
2.4. Aplicación del método de Ward and Hale a un sistema de prueba.....	23
2.4.1 Descripción del sistema de prueba.....	23
2.4.2 Análisis del sistema de prueba.....	24
2.5. Aplicación del método al sistema NEW ENGLAND.....	32
2.5.1 Descripción del análisis.....	32

## CAPÍTULO 3: EQUIVALENTES REI

<b>3.1. Fundamentos para la formación de equivalentes REI</b> .....	36
3.1.1 <i>Propiedades de los Equivalentes REI</i> .....	37
<b>3.2. Formulación para la reducción del sistema</b> .....	40
3.2.1 <i>Diferentes tipos de equivalentes REI</i> .....	43
<b>3.3. División del Sistema</b> .....	46
<b>3.4. Aplicación del método REI a un sistema de prueba</b> .....	49
3.4.1 <i>Descripción del sistema de prueba</i> .....	49
3.4.2 <i>Análisis del sistema de prueba</i> .....	50
<b>3.5. Aplicación del método al sistema NEW ENGLAND</b> .....	58
3.5.1 <i>Descripción del análisis</i> .....	58

## **CAPÍTULO 4: APLICACION DE EQUIVALENTES AL ANALISIS DE CONTINGENCIAS**

<b>4.1. Análisis de Contingencias</b> .....	63
4.1.1 <i>Estados de operación del Sistema Eléctrico de Potencia</i> .....	64
4.1.2 <i>Concepto de Seguridad</i> .....	64
4.1.3 <i>Análisis y Selección de Contingencias</i> .....	66
<b>4.2. Métodos de Selección y Analizados en este Trabajo</b> .....	68
4.2.1 <i>Factores de Distribución</i> .....	69
4.2.2 <i>Índices de Contribución</i> .....	72
<b>4.3. Técnica de Selección de Contingencias</b> .....	73
4.3.1 <i>Procedimiento</i> .....	80
4.3.2 <i>Análisis de Resultados</i> .....	80
4.3.2.1 <i>Caso de Estudio 1: Análisis del sistema IEEE-14 buses</i> .....	87
4.3.2.2 <i>Caso de Estudio 2: Análisis del sistema IEEE-30 buses</i> .....	92
4.3.3 <i>Comentarios</i> .....	

## **CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

<b>5.1. Conclusiones Generales</b> .....	93
<b>5.2. Aportaciones</b> .....	95
<b>5.3. Recomendaciones para trabajos futuros</b> .....	96

<b>REFERENCIAS</b> .....	97
--------------------------	----

## **PRODUCTOS OBTENIDOS**

<b>ARTICULOS</b> .....	101
<b>PROGRAMAS</b> .....	102

## **APENDICE A: ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA**

A.1.	Introducción.....	103
A.2.	Ecuaciones de Flujos de Potencia.....	103
A.3.	Método de Newton Raphson.....	104
A.4.	Características del método.....	106
A.5.	Diagrama a Bloques.....	107

**APENDICE B: DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA LA FORMACIÓN DE EQUIVALENTES TIPO WARD AND HALE**

B.1.	Descripción del Programa.....	108
B.2.	Código.....	110
B.3.	Archivo de entrada.....	117
B.4.	Archivo de salida.....	118

**APENDICE C: DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA LA FORMACIÓN DE EQUIVALENTES TIPO REI (*Equivalente tipo Radial e Independiente*)**

C.1.	Descripción del Programa.....	124
C.2.	Código.....	126
C.3.	Archivo de entrada.....	134
C.4.	Archivo de salida.....	135

**APENDICE D: DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA EL ANALISIS DE CONTINGENCIAS EN ESTADO ESTACIONARIO**

D.1.	Descripción del Programa.....	139
D.2.	Diagrama a Bloques.....	142
D.3.	Código.....	143
D.4.	Archivo de entrada.....	157
D.5.	Archivo de salida.....	160

**APENDICE E: DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA**

E.1.	Sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO”.....	180
E.2.	Sistema de prueba “NEW ENGLAND”.....	182
E.3.	Sistema de prueba “IEEE-14 BUSES”.....	186
E.4.	Sistema de prueba “IEEE-30 BUSES”.....	189

## INDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1	Configuración del Sistema Equivalente.....	11
Fig. 2.2	Modelación del sistema en áreas.....	19
Fig. 2.3	Configuración general del sistema.....	20
Fig. 2.4	Diagrama a bloques de método Ward and Hale.....	21
Fig. 2.5	Configuración del sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” .....	22
Fig. 2.6	Flujos de Potencia del sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO”	26
Fig. 2.7	Configuración del caso reducido “GRAHAM ROGERS MODIFICADO”.....	27
Fig. 2.8	Flujos de Potencia del sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” (CASO EQUIVALENTE).....	28
Fig. 2.9	Flujos de Potencia del sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” (CASO EQUIVALENTE IDEAL).....	30
Fig. 2.10	Sistema de prueba “NEW ENGLAND” .....	32
Fig. 2.11	Equivalente Ward and Hale del Sistema “NEW ENGLAND” .....	33
Fig. 3.1	Configuración general de un sistema de 10 nodos y 3 puntos de generación...	38
Fig. 3.2	Equivalentes REI y sistemas REI, indicando la imagen nodal [11,12].....	39
Fig. 3.4	Configuración de una red REI.....	40
Fig. 3.5	Configuración de la red REI al eliminar el nodo G.....	42
Fig. 3.6	Representación de las ramas no lineales.....	45
Fig. 3.7	Transformaciones del Circuito resultado de la eliminación del nodo s.....	45
Fig. 3.8	División del sistema.....	46
Fig. 3.9	Diagrama a bloques de método REI.....	47
Fig. 3.10	Configuración del sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” .....	50
Fig. 3.11	División de Áreas de la nueva Topología de Sistema “GRAHAM ROGERS MODIFICADO”.....	51
Fig. 3.12	Equivalente REI del Sistema “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” .....	52
Fig. 3.13	Flujos de Potencia del sistema equivalente REI “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” (CON LA INCLUSION DEL NODO FICTICIO “6”).....	54
Fig. 3.14	Formacion RE del sistema “GRAHAM ROGERS MODIFICADO”.....	55
Fig. 3.15	Flujos de Potencia caso base “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” .....	56
Fig. 3.16	Flujos de Potencia del sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” (EQUIVALENTE WARD AND HALE).....	57

Fig. 3.17	Distribución de Flujos de Potencia del equivalente REI ideal “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” .....	57
Fig. 3.18	Sistema de prueba “NEW ENGLAND” .....	59
Fig. 3.19	Equivalente REI del Sistema “NEW ENGLAND” .....	60
Fig. 4.1	Estados de Operación de un SEP y sus transiciones, las transiciones hacia el lado derecho se deben a contingencias y hacia el lado izquierdo a las acciones de control.....	65
Fig. 4.2	Funciones de Seguridad.....	67
Fig. 4.3	Flujos de Potencia del Sistema Interno del Sistema IEEE-14 buses.....	75
Fig. 4.4	Flujos de Potencia del Sistema Interno del Equivalente Ward and Hale del Sistema IEEE-14 buses.....	76
Fig. 4.5	Flujos de Potencia del Sistema Interno del Equivalente Ward and Hale del Sistema IEEE-30 buses.....	76
Fig. 4.6	Flujos de Potencia del Sistema Interno del Sistema IEEE-30 buses.....	77
Fig. 4.7	Flujos de Potencia del Sistema Interno del Equivalente REI del Sistema IEEE-14 buses.....	78
Fig. 4.8	Flujos de Potencia del Sistema Interno del Equivalente REI del Sistema IEEE-30 buses.....	79
Fig. 4.9	Evolución de contingencias del Sistema equivalente Ward and Hale IEEE-14 buses ambos métodos (FD e IC).....	85
Fig. 4.10	Evolución de contingencias del Sistema equivalente REI IEEE-14 buses ambos métodos (FD e IC).....	86
Fig. 4.11	Evolución de contingencias del Sistema equivalente Ward and Hale IEEE-30 buses ambos métodos (FD e IC).....	90
Fig. 4.12	Evolución de contingencias del Sistema equivalente REI IEEE-30 buses ambos métodos (FD e IC).....	91
Fig. A.1.1	Diagrama a bloques de método de Newton Raphson para Flujos de Potencia..	107
Fig. D.1.1	Diagrama a bloques de método de selección de contingencias.....	142
Fig. E.1.1	Sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” .....	180
Fig. E.2.1	Sistema de prueba “NEW ENGLAND” .....	182
Fig. E.3.1	Sistema de prueba “IEEE-14 BUSES” .....	186
Fig. E.3.2	Sistema de prueba “IEEE-30 BUSES” .....	189

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Voltajes y Potencias en cada Nodo.....	25
Tabla 2.2	Caso base de Flujos de Potencia.....	25
Tabla 2.3	YBUS EQUIVALENTE (método de Ward and Hale).....	27
Tabla 2.4	VECTOR DE VOLTAJES (método de Ward and Hale).....	27
Tabla 2.5	Voltajes y Potencias en cada Nodo (CASO EQUIVALENTE).....	28
Tabla 2.6	Caso base de Flujos de Potencia (CASO EQUIVALENTE).....	28
Tabla 2.7	Voltajes y Potencias en cada Nodo (COMPENSACION EQUIVALENTE IDEAL).....	29
Tabla 2.8	Caso base de Flujos de Potencia (COMPENSACION EQUIVALENTE IDEAL)..	30
Tabla 2.9	Caso base de Flujos de Potencia.....	31
Tabla 2.10	Comparación de los casos equivalentes.....	31
Tabla 2.11	División del sistema “NEW ENGLAND” para forma el equivalente Ward and HALE.....	33
Tabla 2.12	Caso base de Flujos de Potencia del sistema “NEW ENGLAND”, comparación FORTRAN / PSS.....	34
Tabla 2.13	Caso equivalente Ward and Hale de Flujos de Potencia del sistema “NEW ENGLAND”, comparación FORTRAN / PSS.....	35
Tabla 3.1	Voltajes para cada BUS del SEP.....	51
Tabla 3.2	Potencia Aparente en las Ramas del SEP Flujos de Potencia.....	51
Tabla 3.3	Configuración por Áreas.....	52
Tabla 3.4	Formacion del Equivalente REI.....	53
Tabla 3.5	Caso base de Flujos de Potencia con la agregación del nodo ficticio.....	53
Tabla 3.6	VECTOR DE VOLTAJES (método REI mixto).....	54
Tabla 3.7	YBUS EQUIVALENTE (método REI mixto).....	54
Tabla 3.8	Caso base de Flujos de Potencia.....	56
Tabla 3.9	Caso de Flujos de Potencia (EQUIVALENTE WARD AND HALE).....	56
Tabla 3.10	Caso de Flujos de Potencia (EQUIVALENTE REI IDEAL).....	57
Tabla 3.11	Comparación de los casos equivalentes.....	58
Tabla 3.12	División del sistema “NEW ENGLAND” para forma el equivalente REI.....	60
Tabla 3.13	Caso base de Flujos de Potencia del sistema “NEW ENGLAND”, comparación FORTRAN / PSS.....	61

Tabla 3.14	Caso equivalente REI de Flujos de Potencia sistema "NEW ENGLAND", comparación FORTRAN / PSS.....	62
Tabla 4.1	División de los sistemas IEEE-14 e IEEE-30 para la formación de los equivalentes Ward and HALE.....	75
Tabla 4.2	División de los sistemas IEEE-14 e IEEE-30 para la formación de los equivalentes REI.....	78
Tabla 4.3	Sobrecargas del sistema IEEE-14 buses.....	81
Tabla 4.4	Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses por el método de los FD.....	82
Tabla 4.5	Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses por el método de los IC.....	82
Tabla 4.6	Análisis de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses (Sistema Interno).....	83
Tabla 4.7	Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses (Sistema Interno).....	84
Tabla 4.8	Sobrecargas del sistema IEEE-14 buses aplicando los métodos equivalentes	84
Tabla 4.9	Análisis de contingencias y clasificación del sistema equivalente Ward and Hale IEEE-14 buses (Sistema Interno).....	86
Tabla 4.10	Análisis de contingencias y clasificación del sistema equivalente REI IEEE-14 buses (Sistema Interno).....	87
Tabla 4.11	Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses por el método de los FD.....	88
Tabla 4.12	Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses por el método de los FD.....	89
Tabla 4.13	Análisis de contingencias y clasificación del sistema equivalente Ward and Hale IEEE-30 buses (Sistema Interno).....	90
Tabla 4.14	Análisis de contingencias y clasificación del sistema equivalente REI IEEE-30 buses (Sistema Interno).....	91
Tabla E.1.1	Datos de la red.....	180
Tabla E.1.2	Datos de los elementos en derivación.....	181
Tabla E.1.3	Datos de los buses del sistema.....	181
Tabla E.1.4	Datos de los buses de voltaje controlado.....	181
Tabla E.2.1	Datos de la red.....	182



Tabla E.2.2	Datos de los buses del sistema.....	184
Tabla E.3.1	Datos de la red.....	186
Tabla E.3.2	Datos de los elementos en derivación.....	187
Tabla E.3.3	Datos de los buses del sistema.....	187
Tabla E.3.4	Datos de los buses de voltaje controlado.....	188
Tabla E.4.1	Datos de la red.....	189
Tabla E.4.2	Datos de los elementos en derivación.....	191
Tabla E.4.3	Datos de los buses del sistema.....	192
Tabla E.4.4	Datos de los buses de voltaje controlado.....	192

# SIMBOLOGIA

$S_1, S_2, S_3, S_4, S_5,$	<i>Potencias aparentes con valores fijos del caso base.</i>
$S_{NF1}$ y $S_{NF2}$	<i>Valores obtenidos con las fuentes de corriente equivalentes y los voltajes nodales.</i>
$Z^*I$	<i>Inyecciones del sistema Ward and Hale.</i>
$Y_{K0}$	<i>Admitancias para el sistema Ward and Hale.</i>
$S^*_k$	<i>Conjugado de la potencia aparente del sistema de buses externos.</i>
$IV^2_K$	<i>Valor absoluto del voltaje total del sistema externo.</i>
$I_K$	<i>Inyecciones de corriente del sistema externo.</i>
$[I] = [Y][E]$	<i>Arreglo matricial para la formación Ward and Hale.</i>
$Y_{mn}$ (nueva)	<i>Admitancia nueva de la reducción Gaussiana.</i>
$Y_{mn}$ (formada)	<i>Admitancia formada de la reducción Gaussiana.</i>
$Y_{ss}$	<i>Elemento tomado para la reducción Gaussiana.</i>
$I_{BB}^{TOTAL}$	<i>Vector de Inyección de Corrientes.</i>
$Y_{BB}^{TOTAL}$	<i>Matriz de admitancias original.</i>
$Y_{AA}^{equivalente}$	<i>Matriz de admitancias equivalente.</i>
$Q$	<i>Potencia Reactiva.</i>
$X_L$	<i>Reactancia Inductiva.</i>
$L$	<i>Inductancia.</i>

$\pi$	<i>Pi (3.1416).</i>
$P$	<i>Potencia Activa.</i>
$I_i$	<i>Inyección de Corriente en el nodo "i".</i>
$S_i$	<i>Potencia Aparente del nodo "i".</i>
$V_i^*$	<i>Voltaje conjugado del nodo "i".</i>
$I_R$	<i>Corriente del nodo Ficticio.</i>
$V_R$	<i>Voltaje del nodo Ficticio.</i>
$S_R$	<i>Potencia Aparente del nodo Ficticio.</i>
$Y_R$	<i>Impedancia Ficticia.</i>
$G(x, u)$	<i>Restricciones de carga.</i>
$H(x, u)$	<i>Restricciones de operación.</i>
$x$	<i>Vector de variables dependientes.</i>
$u$	<i>Vector de variables de control.</i>
$S(x, u)$	<i>Restricciones de seguridad.</i>
$FD$	<i>Factor de Distribución.</i>
$IC$	<i>Índice de Contribución.</i>
$MW_{BAJO CONTINGENCIA}$	<i>Flujo de Potencia en contingencia.</i>
$MW_{CASO BASE}$	<i>Flujo de Potencia del caso base.</i>
<i>Cambio de MW:</i>	<i>Es el flujo de potencia bajo análisis.</i>
$d_{i,l}$	<i>Es el FD de interrupciones de línea al monitorear la l-esima línea después de una interrupción der la i-esima línea.</i>

$\Delta f_l$	<i>Es el cambio del flujo en l-esima línea en MW.</i>
$f_i^0$	<i>Flujo de pre-contingencia en la i-esima línea.</i>
$f_l^0 \quad f_i^0$	<i>Son los flujos de pre-contingencia o de pre-interrupción en las líneas l e i respectivamente.</i>
$f_l$	<i>Es el flujo de potencia en l-esima línea con la i-esima línea fuera.</i>
$P_l$	<i>Flujo en la línea l en MW.</i>
$P_l^{max}$	<i>Capacidad de la línea l en MW.</i>
$W_l$	<i>Coeficiente de peso real positivo.</i>
$NL$	<i>Número de líneas del sistema.</i>
$n$	<i>Exponente específico.</i>
$P_i$	<i>Inyección neta de potencia real en el nodo i.</i>
$Q_i$	<i>Inyección neta de potencia reactiva en el nodo i.</i>
$ V_i $	<i>Magnitud de voltaje nodal.</i>
$G_{ij} + jB_{ij}$	<i>Elementos de la matriz de admitancia nodal <math>[G] + j [B]</math>.</i>
$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$	<i>Diferencia de ángulos de los voltajes en los nodos i, j.</i>
$H, N, J, L$	<i>Elementos de la matriz Jacobiana.</i>

# CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

## 1.1 Introducción

Los equivalentes siempre han sido utilizados en alguna forma para resolver estudios de flujos de potencia en redes eléctricas. Si no se utilizaran equivalentes, fácilmente se llegaría al límite de los recursos computacionales disponibles para resolver el problema de flujos de potencia. [1,11,12]

En el desarrollo y aplicación de equivalentes se deben combinar aspectos heurísticos y procedimientos sistemáticos para lograr reproducir el comportamiento del sistema completo con un modelo reducido. El gran reto de un equivalente es obtener resultados precisos cuando el sistema se somete a contingencias en las que debe reaccionar el equivalente. [7]

En el caso de estudios de flujos, donde el problema es no lineal, los equivalentes solo pueden dar resultados aproximados al ocurrir cambios en el sistema. Para el caso base de donde se obtienen equivalentes siempre es posible determinar un equivalente exacto. El problema es adaptar al equivalente a los cambios que ocurren en la generación, carga y configuración de las áreas externas, sin tener que repetir el proceso de equivalencia. [11]

En un contexto práctico los equivalentes reducen la carga computacional del estudio y permiten obtener resultados confiables con un manejo reducido de información. La definición de áreas a reducir es crítica en calidad de resultados, teniendo en cuenta que las áreas de estudio pueden estar no conectadas en un sistema grande. [19]

Es de gran importancia que el éxito del uso de los equivalentes radica en la definición del problema y la utilización de diversas técnicas para la reducción de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). [11,13,19]

## **1.2 Objetivos**

*Implementar los métodos de reducción de redes WARD AND HALE y REI en estudios en estado estacionario de SEP's.*

*Implementar los modelos matemáticos que establecen los métodos de reducción nodal WARD AND HALE y REI.*

*Hacer estudios de flujos de potencia a las redes equivalentes que se desarrollaron con los métodos ya mencionados, ver cuál es su comportamiento incluyendo equivalentes y comparar ambos métodos para ver la eficacia de ambos.*

*Implementar los métodos equivalentes hacia el análisis de contingencias en estado estacionario como una herramienta que ayuda a dar la solución de selección de contingencias.*

## **1.3 Justificación**

La operación exitosa del SEP depende en gran medida de la capacidad de los ingenieros para proporcionar un servicio confiable e interrumpido a los consumidores. La confiabilidad del suministro de potencia implica más que la mera disponibilidad de la energía. Idealmente, a los

consumidores se les debe proporcionar energía eléctrica a frecuencia y voltajes constantes en términos prácticos esto significa que tanto el voltaje como la frecuencia deben mantenerse dentro de tolerancia pequeñas, de modo que el equipo de los usuarios pueda operar satisfactoriamente.[12]

Uno de los objetivos en la operación de un SEP es el aspecto de seguridad que implica satisfacer la demanda en cualquier instante de tiempo sin violar restricciones de operación, una de las razones por las cuales las restricciones de operación y carga se pueden violar debido a la pérdida de líneas de transmisión o generación o bien una combinación de ellas. [17]

El uso de los equivalentes estáticos de Sistemas Eléctricos de Potencia es una herramienta utilizada para el análisis clásico de Flujos de Potencia, al igual que para el análisis de estudio de evaluación de contingencias. Las técnicas convencionales de reducción, tal como la transformación por Thevenin-Norton que generalizan el equivalente no han conducido a resultados satisfactorios, debido a las características no lineales de la transmisión y distribución, por lo cual se desarrollaron nuevas metodologías para la solución de estos problemas. [11]

Los métodos *WARD AND HALE* y *(REI)* ayudan a la reducción de la zona de estudio mediante equivalentes de red, esto representa un incentivo para el uso de la computadora digital en el análisis de grandes redes y para poder dar una solución satisfactoria a los problemas antes mencionados.

## **1.4 Antecedentes Históricos**

Los primeros artículos que hablaron sobre equivalentes se remontan a mediados de los años 50's donde los investigadores J. B Ward y H. W. Hale hablan sobre la solución a la problemática de flujos de potencia mediante la implementación de técnicas computacionales

tomando como referencia el método de reducción nodal con el cual querían suplir a los analizadores de redes debido a que la velocidad de cálculo las primeras computadoras era mejor que las de dichos artefactos. Ward y Hale básicamente en su publicación tratan los puntos fundamentales y clásicos que involucran a un SEP. La limitante que tuvieron estos pioneros fue que el desarrollo de la computación a pesar de que revolucionó el estudio de los SEP's la capacidad de la memoria para la ejecución de cálculos hacía que las computadoras alentarán o no dieran un satisfactorios resultados [1]

Uno de los primeros intentos para obtener un modelo de orden reducido de un SEP fue propuesto por Brown y co-autores [11,12] en 1969. Este método, basado en un trabajo anterior con analizadores de redes, usa un conjunto de factores para obtener cargas y generadores equivalentes para el área externa (*en el sentido que el subsistema es externo al de estudio o interés particular*), dejando intacto el subsistema de estudio.

Los resultados obtenidos mediante el método fueron poco exactos y no confiables ya que el método fue ideado sobre una base heurística y estuvo muy limitado por el poco desarrollo en aquel tiempo, al igual que Ward y Hale su limitante fue el desarrollo computacional de aquellas épocas. [7,19]

A inicios de la década de los 70's el Dr. Paul Dima miembro del "CIGRE" y del Instituto de Energía de la Academia de Rumania que representa a varias instituciones de aquel país tomó un trabajo que el mismo publicó años antes en donde hace la representación de un método gráfico para el análisis de redes y la formulación que propusieron Ward y Hale la cual tiene su punto central en el análisis nodal o también conocido como "Imagen Nodal" en donde se establecen los diagramas de forma estándar usando componentes de corrientes de corto circuito. A todo esto el Dr. Dima propuso un nuevo método para redes del tipo radial el cual propuso ante el "CIGRE" y lo llamó con el nombre de "REI" (*Equivalente tipo Radial e Independiente*) [11,23,24,25].

El Dr. Dima de una manera predictiva dice en su libro "Nodal Analysis of Power Systems" que el crecimiento de las redes eléctricas en el siglo XXI tendrá como una herramienta



fundamental el crecimiento de la computación y estas técnicas tendrán un gran impacto en el desarrollo de los SEP's y que su metodología propuesta será fundamental para la interconexión de varios sistemas. [11]

En 1978 Robín Podmore [23,24] propone un método de simulación lineal basado en el concepto de la coherencia. El método ha tenido considerablemente aceptación y se basa en la excursión angular máxima entre generadores bajo condiciones transitorias, usando curvas de oscilación obtenidas de una manera simplificada para identificar los grupos coherentes de generadores, el algoritmo requiere del almacenamiento y la comparación de curvas obtenidas del modelo linealizado, para diferentes localizaciones de la falla del sistema. Esta es su mayor desventaja a causa de la gran cantidad de tiempo y memoria usada para procesar toda esta información, la técnica también hace uso del concepto de subsistemas externo y de estudio que obtiene un equivalente solo para aquellos generadores que pertenecen al subsistema externo. [23,24]

En la década de los 80's en nuestro país se desarrollaron esfuerzos que condujeron a la formación de equivalentes estáticos y dinámicos [30] los cuales fueron aplicados al Sistema Interconectado Nacional. [7, 19]

En 1991 R. Belhomme publica un trabajo que hace uso de diversas medidas de distancias electromecánicas con el fin de clasificar los generadores que se ven más afectados ante una contingencia [20,21]. El trabajo tiene el mérito de considerar no solo una contingencia, sino toda una zona de contingencias. La rapidez y facilidad del cálculo de estas distancias hacen pensar en una posible implementación en tiempo real [12,17].

A partir del comienzo del siglo XXI toma un gran auge el estudio de estabilidad en tiempo real un investigador que ha estudiado estas problemáticas actuales es el Dr. Savu C. Savulescu el cual retoma la metodología de los equivalentes REI que propone el Dr. Paul Dima en los años 70's [3,11,12].

Savulescu y otros investigadores aplican esta metodología en primer plano para estudios de estabilidad en estado estacionario y estimaciones de pequeñas oscilaciones en estabilidad a pequeños disturbios, otra consideración actual de los métodos equivalentes es la aplicación de redes neuronales ya algoritmos genéticos que se pretenden puedan obtenerse equivalentes válidos para cualquier contingencia y condiciones de operación. [12]

## **1.5. Generalidades sobre equivalentes de Sistemas Eléctricos de Potencia**

### **1.5.1. Reducción de modelos en Sistemas Eléctricos de Potencia**

Las redes eléctricas son consideradas como uno de los sistemas de control más grandes y complejos que existen en la actualidad. Están conformados por elementos interconectados de diversa naturaleza: eléctricos, electrónicos, térmicos, hidráulicos, etc.

Cada uno de estos de diferente tipo y con diferente tecnología. Para la planeación, operación y control del sistema eléctrico de potencia se requieren numerosos estudios de diversa índole.

El desarrollo de las sociedades ha traído como una consecuencia considerable avances tecnológicos y científicos que han posibilitado realizar estudios que antes eran indispensables, pero al mismo tiempo han aparecido nuevos problemas en las redes interconectadas que constituyen interesantes retos para los estudiosos del área eléctrica.

En este trabajo se aborda un tópico importante para el análisis de redes eléctricas interconectadas, conocido como estudio de equivalentes estáticos.

La reducción de un sistema eléctrico se puede conseguir mediante una combinación de reducciones en las partes estáticas de la red (*elementos pasivos*).

Los sistemas eléctricos interconectados son sistema a de gran escala. Para efectuar estudios sobre la red, en régimen de estado estable o dinámico, los cálculos son de gran costo computacional. Con los avances computacionales actuales, es posible realizar estos estudios en un tiempo razonable. Sin embargo, además del tiempo de ejecución, otro factor que afecta directamente en las formulaciones de gran escala es la enorme cantidad de resultados que deben interpretarse para tomar decisiones adecuadas. [11,12,13]

En estudios de SEP's es conveniente efectuar reducciones en la formulación en 2 aspectos:

- a).- A nivel sistema, al agrupar nodos de carga y nodos de generación. [9]
- b).- A nivel de elementos, en los modelos de generador, sistemas de control y modelos de carga. [9]

Existe un aspecto fundamental que debe cumplir cualquier reducción. La red reducida debe ser capaz de proporcionar resultados de voltajes, ángulos de fase y flujos de potencia en líneas entre los nodos que se conservan, tan cercanos como sea posible a los que se pueden obtener con lo de la red original, ósea que se pueda preservar la precisión de los resultados con respecto al caso base.

Para la reducción de nodos de carga existen diversas técnicas, 2 de ellas ampliamente conocidas y que actualmente siguen aplicándose:

- a).- El equivalente tipo Ward [1]; que tiene la finalidad de hacer la reducción de nodos internos del área externa del SEP, puede también hacer la reducción de nodos de carga que sean internos en el SEP.
- b).- El equivalente tipo REI (*Equivalente tipo Radial e Independiente*) [11]; establecido como una nueva forma de reducción que agrega un nodo ficticio que compensa al SEP con una inyección equivalente en estudios de flujos de potencia o de análisis de seguridad y que es conformado por tres áreas: área interna, área de buses frontera y área externa.

En un análisis de estabilidad transitoria los modelos de reducción pueden efectuar varios aspectos, cada uno de los cuales involucra características particulares. Aunque el tiempo de ejecución de un estudio no varía linealmente con la cantidad de ecuaciones al resolver, la reducción de la mitad de nodos de carga y la mitad de nodos de generación en un sistema de grandes dimensiones puede representar un ahorro del 75% del tiempo de un estudio original, aunado a esto se tiene la ventaja de manejar una menor cantidad de información.

Para la utilización de forma efectiva de un equivalente es importante definir el área de interés, interna o de estudio, donde se desea analizar el comportamiento de todas las variables del sistema, y el área externa es la que representa la parte del sistema que representa la parte del sistema que puede ser representada por un modelo reducido y donde no es de interés el comportamiento individual de los elementos.[19]

Un procedimiento común es considerar en detalle solo el sistema bajo estudio y representar los sistemas externos mediante equivalentes. Los equivalentes estáticos para estudios de flujos de potencia tienen un gran desarrollo a comparación de los equivalentes dinámicos que son objeto de investigación.

### **1.5.2. Requerimientos**

Un equivalente apropiado deberá cumplir ciertos requerimientos en precisión y esfuerzo computacional. El conjunto mínimo de requerimiento es el siguiente: [7,11,12,19]

- a).- El equivalente, visto desde sus fronteras, debe representar confiablemente el comportamiento del SEP que se reduce.
- b).- El sistema equivalente debe reproducir tan cercanamente como sea posible la naturaleza física del SEP original.

- c).- El equivalente debe ser suficientemente flexible para manejar cambios de estado del sistema y ser válido en un intervalo amplio de aplicaciones.
- d).- El equivalente debe ser compatible con los procedimientos computacionales usados para resolver problemas cotidianos en la red.
- e).- El equivalente debe asegurar soluciones matemáticas factibles.
- f).- La red reducida debe contener el menor número de nodos que sea posible.

El SEP a reducir puede dividirse en 2 partes: [7,11,12,19]

- a).- El subsistema lineal, formado por los elementos estáticos, como son: líneas de transmisión, transformadores, reactores y capacitores, así como las admitancias, que representan el efecto capacitivo de las líneas y los taps de transformadores.
- b).- El subsistema no-lineal, que es formado por elementos dinámicos, esto es generadores y cargas.

### **1.5.3. Equivalentes para el subsistema de interés**

Los nodos o buses se clasifican en nodos de interés (*sistema interno*) y de no interés (*sistema externo*), de acuerdo con su importancia en la red a reducir. Si el equivalente se va a conectar a un sistema real u otro equivalente, entonces los buses frontera constituirán un conjunto mínimo de buses que interconectan a los otros 2 subsistemas. Pueden incluirse otros buses en esta categoría, dependiendo de criterios de sensibilidad, comportamiento del equivalente e importancia.

Si el equivalente no es parte de un sistema interconectado, los buses del sistema interno incluirán los más importantes y todos los demás buses e inyecciones se trataran como los nodos del sistema externo. [15]

## 1.6. Estructura de la tesis

Este trabajo es compuesto por 5 capítulos en los cuales se hace la descripción, formulación y la codificación de los métodos para la formación de equivalentes.

**Capítulo 1: Introducción.** Se describen la justificación, objetivos, antecedentes históricos, las contribuciones de este trabajo y la estructura del mismo.

**Capítulo 2: Equivalentes tipo Ward and Hale.** Se desarrolla el modelo matemático propuesto por J.B Ward para la reducción de redes, además del programa para la formación de estos equivalentes.

**Capítulo 3: Equivalentes REI (Equivalente tipo Radial e Independiente).** Se desarrolla el modelo matemático propuesto por el Dr. Paul Dimeo para el análisis de redes, además del programa para la formación de estos equivalentes.

**Capítulo 4: Aplicación de Equivalentes al Análisis de Seguridad en Estado Estacionario.** Se estudia el comportamiento del análisis de contingencias en los sistema estándar del IEEE aplicando los equivalentes estáticos y haciendo la comparación de cada uno de los casos.

**Capítulo 5: Conclusiones, recomendaciones y aportaciones.** Se presenta el análisis de los resultados, conclusiones, así como recomendaciones para trabajos futuros y las aportaciones que pueden servir para complementar dichos trabajos futuros.

## CAPÍTULO 2: EQUIVALENTES TIPO WARD AND HALE

### 2.1. Fundamentos para la formación de equivalentes Ward and Hale

Existen diversas versiones para su aplicación, pero todas son basadas en los mismos principios. El método utiliza la reducción del sistema de acuerdo a lo que establece la reducción Gaussiana, el cual mediante este método obtiene un equivalente pasivo del área externa y las fuentes de corriente equivalentes en los nodos vecinos. Sin embargo el problema de flujos es no lineal y la obtención de buenos resultados dependerá de la definición de  $Z^*$ . [1,10,11]

Una versión del método es el equivalente Ward para inyecciones, [1,11] el cual convierte las inyecciones de potencia a inyecciones de corriente y reduce el área externa.

Por otro lado como los flujos de potencia en las líneas de interconexión deben mantenerse en su valor base, es fácil evaluar el balance de potencia nodal, en la figura 2.1 se muestra el caso de la división de 2 áreas. [1,11]

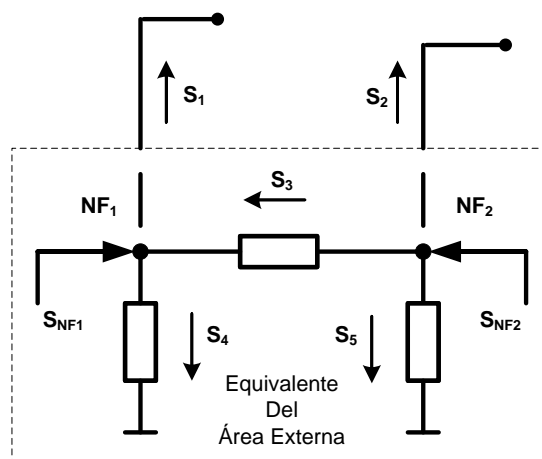


Fig. 2.1 Configuración del Sistema Equivalente

De esta forma, en los nodos  $NF_1$  y  $NF_2$  se tiene:

$$\begin{aligned} S_{NF1} &= S_1 + S_4 - S_3 \\ S_{NF2} &= S_2 + S_3 - S_5 \end{aligned} \quad (2.1)$$

Con los voltajes nodales del caso base y la red equivalente se puede determinar  $S_3$ ,  $S_4$  y  $S_5$ ,  $S_1$  y  $S_2$  tienen valores fijos de acuerdo al caso base. Por lo tanto, las potencias  $S_{NF1}$  y  $S_{NF2}$  son independientes de los valores obtenidos con las fuentes de corriente equivalentes y los voltajes nodales.

De esta forma se demuestra que con las corrientes equivalentes no será posible reproducir el caso base. Así, para lograr los resultados deseados se deben determinar las inyecciones de potencia de acuerdo a la ecuación 2.1 y no será necesaria la determinación de estas corrientes equivalentes.

La segunda condición para el equivalente es que reaccione adecuadamente ante contingencias, obteniendo resultados similares a los de la simulación completa. Aquí, la definición de la zona “interfaz” permitirá lograr dicho objetivo. Para definir los nodos que se retienen en  $Z^*$ , se aplican diversas técnicas de sensibilidad. [7,15]

Se debe recordar que las aportaciones de reactivos dependen de la distancia eléctrica entre generadores y los nodos donde ocurren cambios en inyecciones. De esta forma, es importante retener en  $Z^*$  los nodos de generación que se afectan por contingencias en AI. [3]

La otra versión que reporta en la literatura es el equivalente Ward-Y, el cual convierte las inyecciones de potencia del área externa en admitancias, el cálculo se realiza con los voltajes nodales del caso base de flujos de potencia.

$$Y_{Ko} = - \frac{S_k^*}{|V|_k^2} \quad (2.2)$$



Con las inyecciones representadas por admitancias, se agregan a la red existente y se incluyen en la reducción del área externa. Se debe observar que en este caso no existen inyecciones de corriente equivalentes.

Es importante utilizar la ecuación 2.1 para obtener valores de admitancias que transfieren casi directamente a los nodos que son vecinos, logrando un efecto de agregación que en muchos casos es anormal ya que la potencia que fluye por estos elementos depende del cuadrado del voltaje.

## 2.2. Formulación para la reducción del sistema

En la aplicación de equivalentes en estudios de flujos siempre se tiene un caso base, a partir del cual se obtiene el equivalente. De esta forma, las inyecciones de potencia nodales  $S_K$  en las áreas externas o colindantes al equivalente y que se pueden convertir en inyecciones de corriente  $I_K$  utilizando los voltajes  $V_k$  de la solución del caso base. [1,11,15]

Así partiendo de la formulación sencilla para un nodo “K” en la red se tiene:

$$I_K = \frac{S_k^*}{|V|_k^*} \quad (2.3)$$

El asterisco en la ecuación anterior representa al conjugado de las variables. La formulación del método Ward and Hale es centrado en 2 formulaciones principales que serán descritas en este capítulo y la cual fue aplicado para la creación de la subrutina en FORTRAN, la cual puede ser consultada en el apéndice “B” de este trabajo. La red es descrita por la matriz de admitancia nodal y es conformada por el siguiente arreglo matricial [11].

$$[I] = [Y][E] \quad (2.4)$$

En el siguiente arreglo se toma el coeficiente “C” que denotara la parte de la red a reducir, el coeficiente “B” tomara a un grupo de buses que interconectan a las dos áreas del sistema y el coeficiente “A” tomara las partes restantes de la red, la ecuación 2.4 de forma expandida queda de la siguiente forma con los coeficientes mencionados.

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & 0 \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} \\ 0 & Y_{CB} & Y_{CC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_A \\ E_B \\ E_C \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Para esta notación el grupo de buses designados para A se incluyen hasta un punto B. El equivalente procede a reflejar sus efectos con los parámetros de la topología de las líneas en A. Los ceros que se encuentran en la parte superior derecha y en la parte inferior izquierda de la matriz de admitancia nodal parten de A pero no colindan con el grupo C.

No se perderá de ninguna manera la forma compacta de la matriz, es adicional que el grupo B contiene a los buses m el grupo C contiene a los buses n-m. En la ecuación 2.5 se puede observar el comportamiento de forma expandida. [1,11] Rescribiendo las ecuaciones 2.4 y 2.5 se tiene el siguiente arreglo matricial:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_m \\ - \\ I_{m+1} \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{m1} & \cdots & Y_{mm} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} Y_{1(m+1)} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{m(m+1)} & \cdots & Y_{mn} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} Y_{(m+1)1} & \cdots & Y_{(m+1)m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nm} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} Y_{(m+1)(m+1)} & \cdots & Y_{(m+1)n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n(mn)} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_m \\ - \\ E_{m+1} \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Para poder tener el arreglo ya de una manera de orden reducido se tiene que hacer uso del método de la eliminación Gaussiana el cual consta de la siguiente formulación.

La aplicación del método de la eliminación Gaussiana inicia con las ecuaciones matriciales que son obtenidas del siguiente resultado, considerando el arreglo de la ecuación 2.4 se obtendrá una relación en donde los nodos "c" que son los reducidos se obtendrán de una segunda ecuación matricial. [11]

$$\begin{bmatrix} i_r \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{rr} & y_{rc} \\ y_{cr} & y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_r \\ e_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Como se puede observar se toma el mismo arreglo ya conocido y mencionado anteriormente y tomando la relación que aparece en la ecuación 2.4 a partir del grupo de nodos "c" se obtiene una segunda relación de ecuaciones el tipo matricial. [11]

$$\begin{bmatrix} i_r \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{rr} & y_{rc} \\ y_{cr} & y'_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_r \\ e_c \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

La ecuación 2.7 solo difiere de los elementos de la diagonal principal, teniendo el arreglo anterior se debe considerar cual de los nodos tiene la inyección de corriente 0, un sistema puede tener reducción sin, por supuesto, tener que rearrreglar las ecuaciones matriciales, por ejemplo se pueden calcular directamente los elementos de la nueva matriz de admitancia nodal reducida  $i_r = 0$  en las ecuaciones de nodo del sistema de n buses se debe seleccionar un punto de pivoteo ( $y_{ss}$ ) para poder ir remplazando los elementos correspondientes mediante la siguiente ecuación ( en este caso el nodo eliminado es s): [11]

$$y_{mn}(nueva) = y_{mn}(formada) - \frac{y_{ms}y_{ns}}{y_{ss}} \quad (2.9)$$

Tomando este algoritmo es posible ir encontrando los elementos de la matriz de admitancia nodal de forma reducida.

Por otra parte en el caso en los Sistemas de Potencia las matrices de admitancia de forma simetrica teniendo la siguiente relación:

$$y_{mn} = y_{nm} = Y_{nm} = Y_{mn} \quad (2.10)$$

Tomando en cuenta que se debe considerar los signos de la ecuación, el término que es añadido en la fórmula 2.9 es:

$$- \frac{y_{ms}y_{ns}}{y_{ss}} \quad (2.11)$$

Cabe recordar que los términos generales de la diagonal principal son el resultado de la eliminación del nodo (en este caso "s") es igual a la ecuación 2.9 los nuevos términos formados son  $y_{mm}$  (formada) que son el resultado para la transformación de los nuevos circuitos que son efectos de la ecuación ya mencionada y el resultado de estas nuevas admitancias tiene como resultado:

$$y_{mn} = \frac{y_{sm}y_{sn}}{y_{ss}} \quad \text{y también} \quad y_{m0} = \frac{y_{sm}y_{s0}}{y_{ss}} \quad (2.12)$$

Y substrayendo las admitancias  $y_{ms}$  donde el nodo "s" ha sido eliminado:

$$\frac{Y_{sm}Y_{sn}}{Y_{ss}} + \frac{Y_{sm}Y_{so}}{Y_{ss}} - Y_{ms} = \frac{Y_{ms}Y_{ms}}{-Y_{ss}} = \frac{y_{ms}y_{ms}}{y_{ss}} \quad (2.13)$$

Los nuevos términos de la diagonal que se obtuvieron representan a la suma de admitancia nodal resultado de la fórmula principal para este algoritmo (método de eliminación Gaussiana), el cual tiene una fundamental intervención para la formación de los equivalentes por el método de Ward and Hale.

Y teniendo la formación Gaussiana se reescribe la ecuación 2.6 del bus  $i = 1, \dots, n$

$$I_i = \sum_{k=1}^m Y_{ik} E_k + \sum_{k=m+1}^n Y_{ik} E_k \dots \quad (2.14)$$

En la primera sumatoria se excluyen los nodos del grupo B y en la segunda sumatoria los del grupo C.

Para obtener las inyecciones del método de Ward and Hale de la ecuación matricial 2.5 se obtiene:

$$V_{AA} = Y_{AA}^{-1} \{ I_{AA} - Y_{AA-AB} V_{BB} \} \quad (2.15)$$

Sustituyendo 2.15 en la segunda ecuación de 2.5 el resultado es:

$$[I_{BB} - Y_{BA} Y_{AA}^{-1} I_{AA}] = [Y_{BB} - Y_{BA} Y_{AA}^{-1} Y_{CB}] V_{BB} + Y_{BC} V_{CC} \quad (2.16)$$

En esta ecuación se han eliminado los nodos del área externa por lo tanto en BB se ha agregado el equivalente para AA.

En la ecuación 2.16 se observa la siguiente estructura del vector de corrientes.

$$I_{BB}^{total} = I_{BB}^{propia} + I_{AA}^{equivalente} \quad (2.17)$$

Donde:

$$I_{AA}^{equivalente} = -Y_{BB-AA} Y_{AA}^{-1} I_{AA} \quad (2.18)$$

Y en la matriz de admitancias de BB.

$$Y_{BB}^{total} = Y_{BB}^{propia} + Y_{AA}^{equivalente} \quad (2.19)$$

Donde:

$$Y_{AA}^{equivalente} = -Y_{BB-AA} Y_{AA}^{-1} Y_{AA-BB} \quad (2.20)$$

Con el procedimiento descrito se transfieren en forma lineal las corrientes y se elimina la red del área externa. Se debe notar que las ecuaciones CC en 2.5 no se alteran con la eliminación del área externa.

El desarrollo presentado puede efectuarse en forma sistemática y eficiente a través de un procedimiento de triangularización parcial, en donde se interrumpe el proceso al llegar al primer nodo BB. Se asume que los nodos que se involucran estarán dentro del vector final de acuerdo a la ecuación 2.5 teniendo la siguiente estructura: [11]

$$\begin{bmatrix} 0 & \dots & \dots \\ 0 & 0 & Y_{BC} \\ 0 & 0 & Y_{CC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_A \\ E_B \\ E_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{AA} \\ I_{BB}^{total} \\ I_{CC} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Con esta formulación es posible crear los equivalentes tipo Ward and Hale, esta metodología fue implementada en la subrutina de Fortran (ver apéndice “B” de este trabajo).

## 2.3. Modelación del Sistema

Dado que el problema de flujos de potencia es no lineal, resulta crítica la definición de las áreas de interés (AI) y de las áreas externas (AE). Esto se debe a que en AI se simularan contingencias y es importante tener la reacción del equivalente de manera que reproduzca el comportamiento real del sistema.

### 2.3.1 Modelo del Sistema en áreas

Lo anterior introduce una zona interfaz entre áreas que permite mejorar la reacción de las áreas externas al ocurrir contingencias cercanas a los nodos frontera. En la figura 2.2 se ilustra la separación entre áreas. [7]

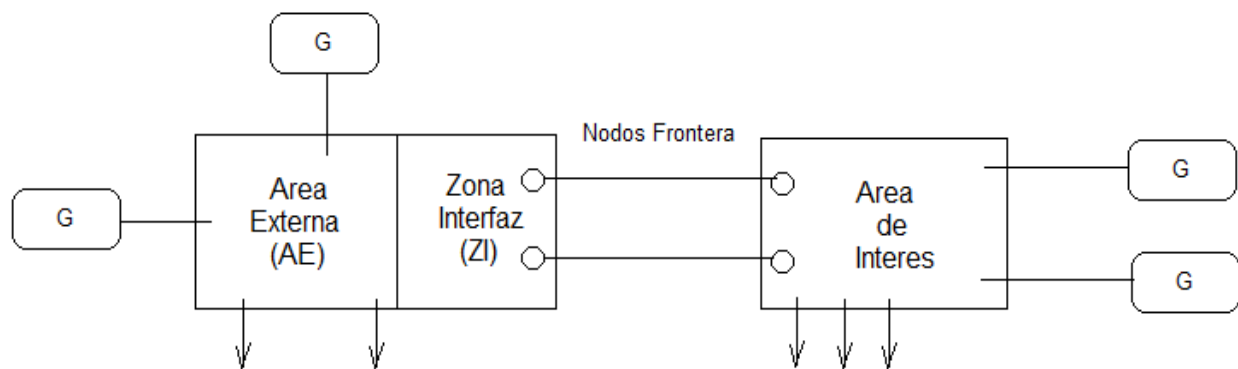


Fig. 2.2 Modelación del sistema en áreas

### 2.3.2 Zonas Generales

La definición de la zona interfaz se realiza con base en la experiencia, pero los conceptos de distancia eléctrica tienen aplicación directa en la selección de los nodos de la zona. En la mayoría de los casos los problemas del equivalente se relacionan con la reacción del área externa, desde el punto de vista de la potencia reactiva y soporte de voltaje.

Se debe señalar que en la  $Z^*I$  no interesa simular contingencias y que ha sido incluida para tener una frontera extendida con el área externa. En  $Z^*I$  puede ser necesario retener generadores cercanos eléctricamente al área de interés.

En el caso más general de sistemas interconectados con diferentes niveles de voltaje, la selección de áreas puede ser en función de compañías eléctricas, países o bien de acuerdo a la red troncal del sistema interconectado. En cada caso de debe tener presente el alcance de los estudios a realizar para la definición de áreas y zonas. En la figura 2.3 se presenta la configuración general de un sistema, con diversas áreas de interés y externas no conectadas.[19] Para poder ver el funcionamiento del método el diagrama bloques de la figura 2.4 muestra las rutinas que conforman el programa para formar equivalentes Ward and Hale que se describe a detalle en el apéndice “B” de este trabajo.

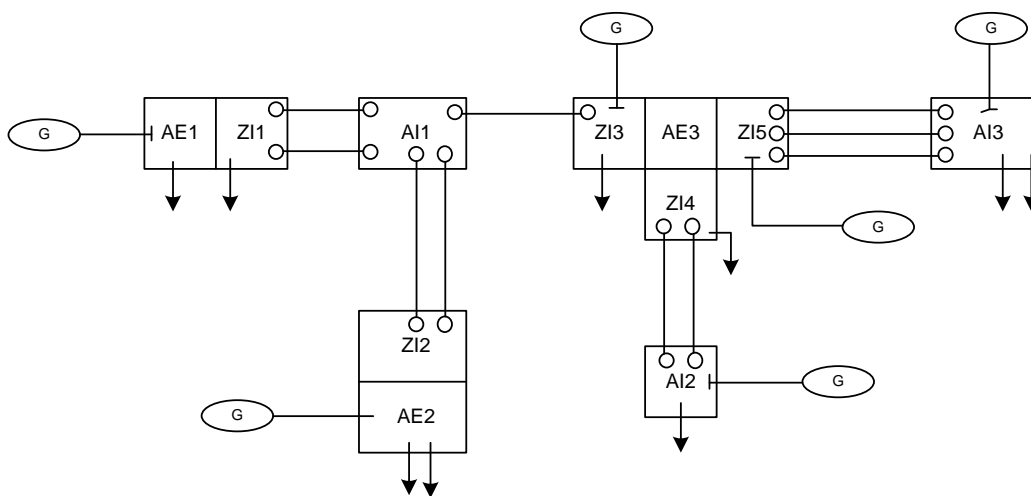


Fig. 2.3 Configuración general del sistema



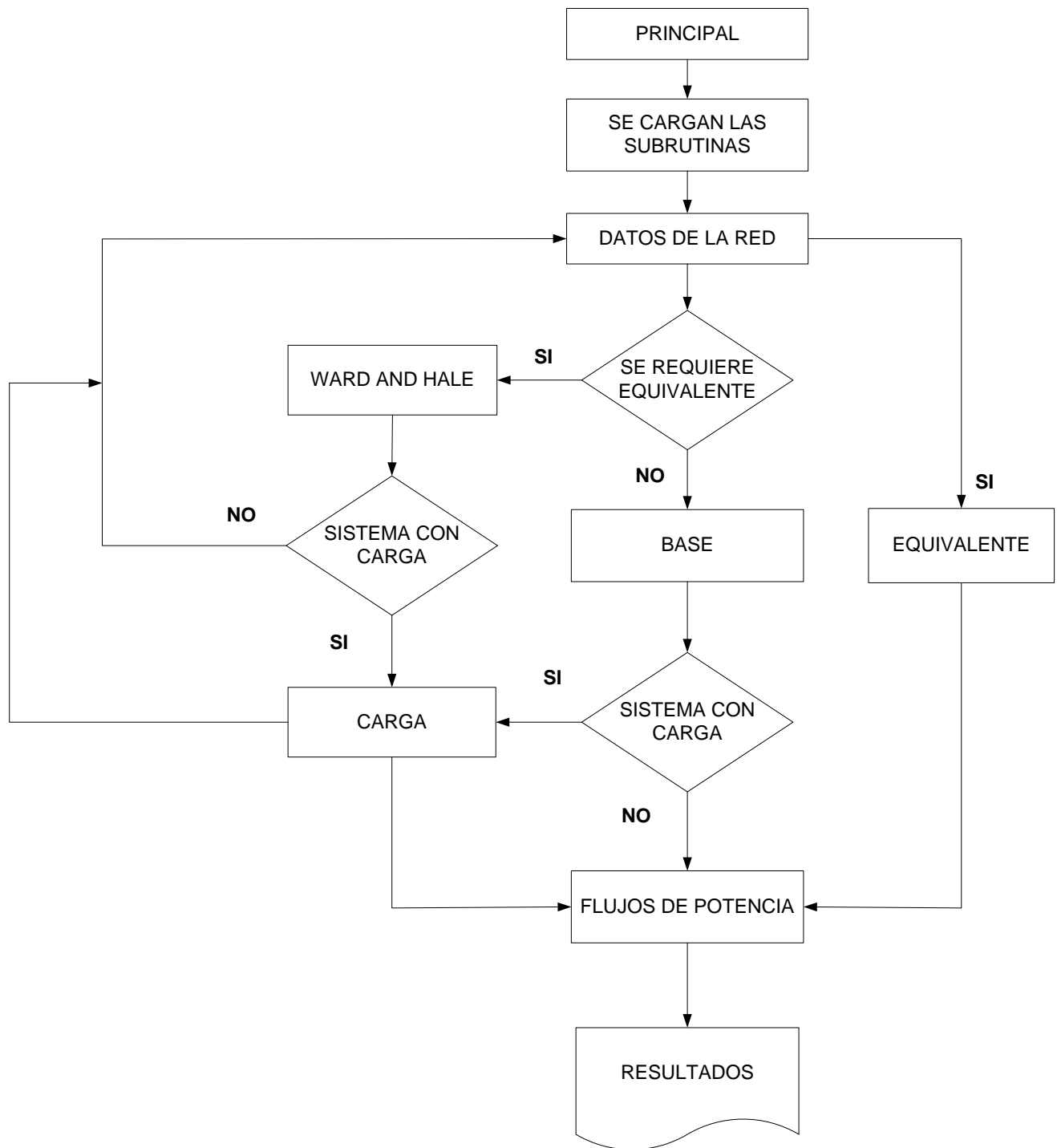


Fig. 2.4 Diagrama a bloques de método Ward and Hale

La descripción de cada bloque es la siguiente:

**PRINCIPAL:** Almacena el cuerpo fundamental del programa que es donde este el llamado a Subrutinas del mismo. Es también conocido como “programa principal”.

**CARGA DE SUBRUTINAS:** Se encuentra dentro del “programa principal” que tiene como comando principal a la sentencia “CALL” y ayuda a la rutina PRINCIPAL a la carga de las mismas rutinas de ejecución.

**DATOS DE LA RED:** Este bloque es el corresponde a los datos de entrada del sistema de potencia, a sus características a detalle con los cual se corre el programa.

**FLUJOS DE POTENCIA:** Es el bloque que conforma el esqueleto fundamental del programa teniendo como base elemental el método de Newton Raphson y parametrizando los puntos de condiciones iniciales del estudio general.

**BLOQUE DE EJECUCION DE CASOS:** Es conformado por tres sub-bloques, base carga y equivalente a continuación se describe cada uno de ellos.

**BASE:** Hace la ejecución del primer estudio de Flujos de Potencia tomándolo como un caso “BASE” que servirá como comparación para el análisis completo.

**CARGA:** Hace la ejecución del caso con carga y se compara con el caso “BASE”.

**EQUIVALENTE:** Es el bloque de la ejecución equivalente dando el resultado final del estudio.

**WARD AND HALLE:** Es bloque principal del programa y es donde se almacena la rutina de más peso, ósea es la desarrolla el método de la reducción de nodos internos o nodos de carga del sistema.

Es una serie de ciclos que ayudan a la solución de eliminación Gaussiana a encontrar el equivalente ideal y así procesarlo, llevando esta solución hacia el bloque del análisis de ejecución de casos y así mismo llevándolo al bloque del análisis de flujos de potencia. Aquí se encuentra la solución final del equivalente tipo Ward and Halle, dependerá de los nodos que se tengan que reducir.

**RESULTADOS:** Este bloque es el que imprime los resultados del equivalente en un archivo txt con extensión .dat

Posteriormente se analizara el código que corresponde a este método de reducción en el apéndice B de este trabajo

## **2.4. Aplicación del método de Ward and Hale a un sistema de prueba**

Para poder demostrar la formación de los equivalentes tipo Ward and Hale se desarrollo un análisis de Flujos de Potencia a un sistema de prueba llamado “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” [7] el cual es descrito en el apéndice E de este trabajo, además de hacer el estudio de Flujos de Potencia se aplicó la formulación del equivalente ya mencionado, con la finalidad de demostrar que el equivalente es válido para un análisis en estado estacionario, finalmente se hace la comparación del análisis del caso base con el caso equivalente.

### **2.4.1 Descripción del sistema de prueba**

El sistema de prueba que se presenta para este análisis incluye 2 líneas que son típicas en los Sistemas Eléctricos de Potencia de 400 KV. Los datos son expresados bajo una base de 100 MVA (figura 2.5). Los datos completos del sistema se muestran el apéndice E de este trabajo.

El objetivo fundamental de este capítulo es demostrar el comportamiento del sistema al realizar la reducción del nodo 5 además de ser el nodo donde se tiene la carga.

El resultado del sistema de la figura 2.5 ilustra la precisión que puede tener el equivalente y que puede ser aplicado para distintos niveles de carga.

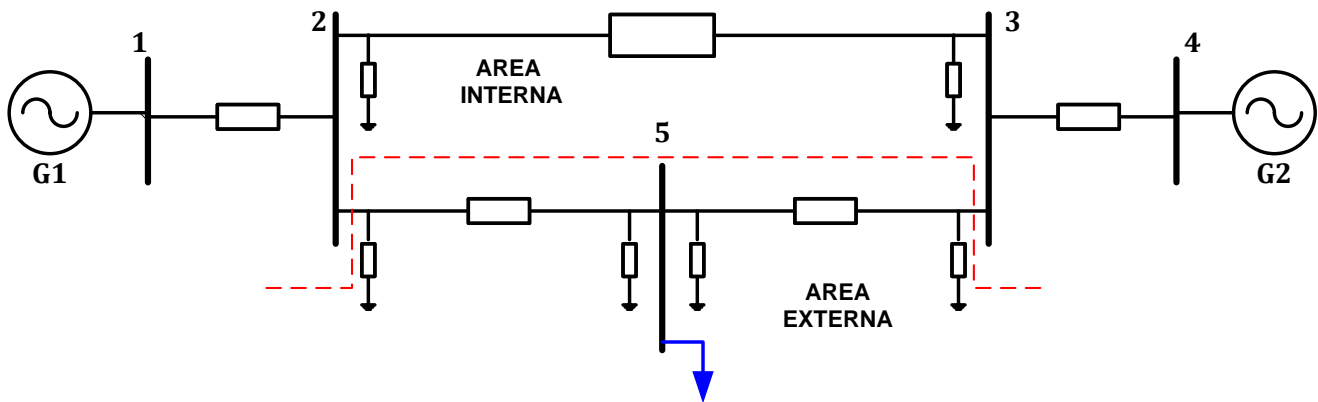


Fig. 2.5 Configuración del sistema de prueba "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"

### 2.4.2 Análisis del sistema de prueba

Teniendo ya la configuración anterior del sistema de prueba de la figura 2.5 se tomaron todos sus datos y fueron almacenados en un archivo de entrada con formato "txt" el cual sirve para poder dar inicio a la ejecución del programa realizado en el lenguaje FORTRAN para la formación de equivalentes tipo WARD AND HALE el cual es descrito en el apéndice B de este trabajo.

La descripción del proceso para la formación del equivalente inicia con la corrida Flujos de Potencia del caso Base el cual presenta los siguientes resultados que son mostrados en las tablas 2.1 y 2.2.

La tabla 2.1 nos muestra los voltajes en magnitud y ángulo de cada uno de los buses del sistema además de las potencias de generación y carga del caso base después la corrida efectuada en el código elaborado en FORTRAN.

Tabla 2.1 Voltajes y Potencias en cada Nodo

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	3.235	-1.77274	.000	.000
2	1.00058	.1223	.000	.000	.000	.000
3	1.00000	.0836	.000	.000	.000	.000
4	.98324	.0836	.41200	.000	.000	.000
5	1.00380	.0640	.000	.000	3.220	.024

La siguiente tabla muestra la salida de los Flujos de Potencia en el sistema además de las pérdidas de potencias Activa y Reactiva en la red cabe mencionar que el caso base converge en 3 iteraciones y uno de los objetivos que se quiere demostrar en este ejemplo es compensar esa pérdida de potencia y tratar de tener un menor tiempo de cálculo con la ayuda de la metodología de Ward and Hale. El comportamiento de los Flujos de Potencia que se muestran en la tabla son también mostrados en la figura 2.6 en donde se ve el sentido que toman los flujos en la red.

Tabla 2.2 Caso base de Flujos de Potencia

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	323.478500	-177.274000
2	1	-323.478500	128.835300
2	3	80.705900	-69.492240
3	2	-80.458180	-59.035790
2	5	242.734600	-58.525050
5	2	-241.603900	6.690535
3	4	-.000012	-41.902050
4	3	.000012	41.199740
5	3	-80.373000	-10.024180
3	5	80.504890	-54.351060

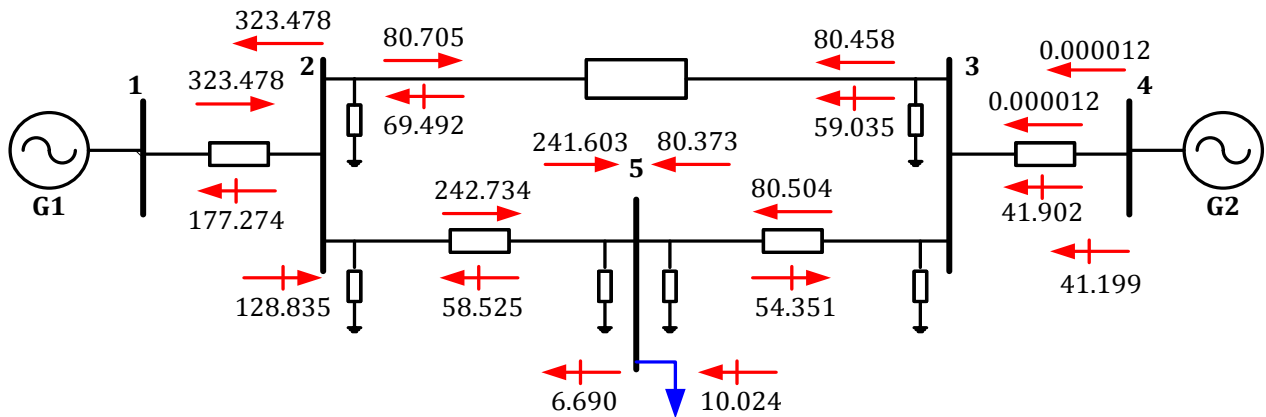


Fig. 2.6 Flujos de Potencia del sistema de prueba "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"

Es importante para poder elaborar un equivalente que se tenga un punto de partida o comparación es por eso que se hace un análisis del sistema llamándolo caso base para así hacer las comparaciones con la red equivalente tipo Ward and Hale.

Teniendo resuelto el caso base de Flujos de Potencia del sistema de prueba "GRAHAM ROGERS MODIFICADO" se selecciona el bus 5 que es un bus de carga y con el cual se ejemplificara el objetivo de este capítulo mostrar el comportamiento de la red al reducir dicho bus.

Los Flujos de Potencia del caso base sirven como un parámetro a ser respetado al crear el equivalente, el proceso para crear el mencionado equivalente es conformado por la metodología que se describió anteriormente en este capítulo la cual fue implementada en el código elaborado en FORTRAN.

Posteriormente al correr el caso base se prosigue a reducir el nodo 5 del sistema mediante la metodología de la reducción Gaussiana y obteniendo así una nueva topología de la red, los resultados de la red ya equivalente se muestran en la tabla 2.3 donde se ve la nueva matriz de admitancias del sistema y en la 2.4 se muestra el nuevo vector de voltajes con los cuales

es posible encontrar las nuevas inyecciones del método Ward and Hale y así cumplir con la ecuación 2.4 de este capítulo.

Tabla 2.3 YBUS EQUIVALENTE (método de Ward and Hale)

(YBUS)	(R.....+.....jXL)
YBUS( 1, 1)=	.00000 +j 25.00000
YBUS( 1, 2)=	.00000 +j -25.00000
YBUS( 1, 3)=	.00000 +j .00000
YBUS( 1, 4)=	.00000 +j .00000
YBUS( 2, 1)=	.00000 +j -25.00000
YBUS( 2, 2)=	3.29726 +j -15.37420
YBUS( 2, 3)=	-3.29705 +j 41.69253
YBUS( 2, 4)=	.00000 +j .00000
YBUS( 3, 1)=	.00000 +j .00000
YBUS( 3, 2)=	-3.29705 +j 41.69253
YBUS( 3, 3)=	3.29726 +j -15.37420
YBUS( 3, 4)=	.00000 +j -25.00000
YBUS( 4, 1)=	.00000 +j .00000
YBUS( 4, 2)=	.00000 +j .00000
YBUS( 4, 3)=	.00000 +j -25.00000
YBUS( 4, 4)=	.00000 +j 25.00000

Tabla 2.4 VECTOR DE VOLTAJES (método de Ward and Hale)

1	VOLTS =	1.06000 +j .00000
2	VOLTS =	1.50397 +j-.00032
3	VOLTS =	1.50397 +j-.00032
4	VOLTS =	1.00000 +j .00000

La nueva configuración del sistema al reducir el nodo 5 nos deja un sistema de 4 buses dividiendo la carga hacia los buses 2 y 3 la figura 2.7 muestra el sistema equivalente.

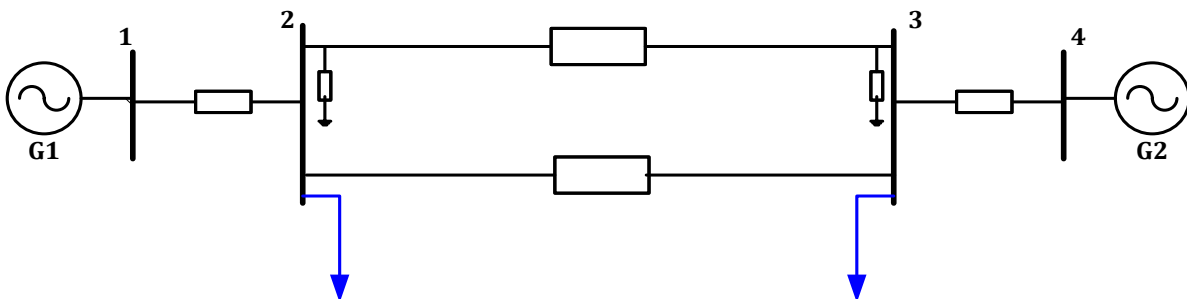


Fig. 2.7 Configuración del caso reducido "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"

Contando con el sistema reducido el siguiente paso es correr el caso equivalente con los nuevos datos obtenidos, el nuevo análisis de Flujos de Potencia obtenido arrojó los siguientes resultados (mostrados en las tablas 2.5 y 2.6 además de la figura 2.8 que ejemplifica el sentido de los flujos).

Tabla 2.5 Voltajes y Potencias en cada Nodo (CASO EQUIVALENTE)

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	3.243	-2.44828	.000	.000
2	0.97532	.1223	.000	.000	1.585	.073
3	1.00603	.0833	.000	.000	1.646	.076
4	0.99253	.0833	.000	.33500	.000	.000

Tabla 2.6 Caso base de Flujos de Potencia (CASO EQUIVALENTE)

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	324.267800	-244.827700
2	1	324.267800	186.055800
2	3	165.881700	-131.249400
3	2	-165.204900	142.523100
3	4	.000020	-33.958770
4	3	-.000020	33.503010

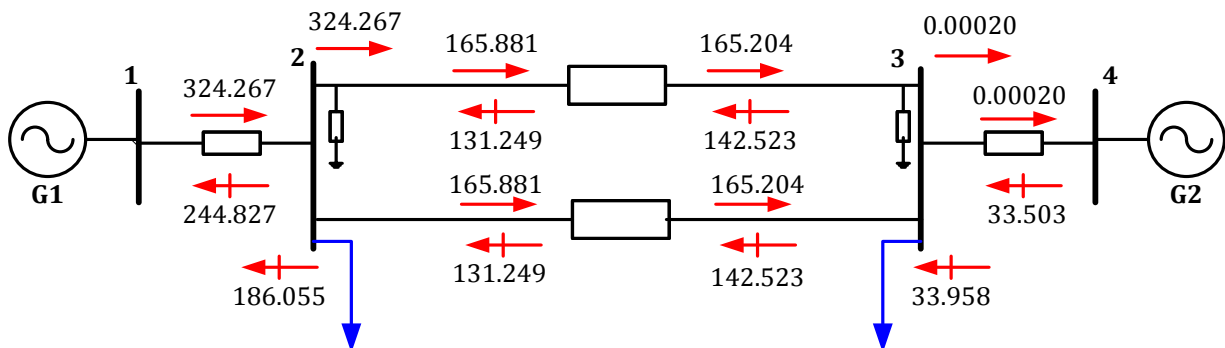


Fig. 2.8 Flujos de Potencia del sistema de prueba "GRAHAM ROGERS MODIFICADO" (CASO EQUIVALENTE)



Observando los resultados del caso equivalente se puede observar que los resultados son semejantes al del caso base pero teniendo el detalle que en la parte de la potencia reactiva hay un pequeño aumento en ciertos buses y para poder tener una mejor precisión del equivalente se decidió hacer una compensación del tipo inductivo colocando 2 reactores en derivación cada uno colocado a los extremos de las líneas que conectan a los buses 2 y 3.

La compensación tiene como finalidad:

- controlar el flujo de potencia reactiva
- controlar el voltaje
- mejorar la estabilidad del sistema eléctrico

Algunas características de los reactores son:

- Más económicos
- Compensa los excedentes de reactivos de líneas de transmisión
- La potencia reactiva que consume un reactor varía proporcionalmente con el cuadrado del voltaje e inversamente con la frecuencia (ver ecuación 2.22).

$$Q = \frac{|V|^2}{X_L} = \frac{|V|^2}{2\pi fL} \quad (2.22)$$

Tomando en cuenta estos puntos mencionados se prosiguió a realizar el caso equivalente con compensación en los buses ya mencionados obteniendo el caso equivalente ideal con un menor consumo de reactivos, el reactor tiene un valor de 0.9789 para cada uno.

Los resultados del equivalente final son los siguientes:

Tabla 2.7 Voltajes y Potencias en cada Nodo (COMPENSACION EQUIVALENTE IDEAL)

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	3.238	-1.91465	.000	.000
2	0.99528	.1221	.000	.000	1.585	.073
3	1.00603	.0827	.000	.000	1.646	.076
4	0.99253	.0827	.000	.33500	.000	.000

Tabla 2.8 Caso base de Flujos de Potencia (COMPENSACION EQUIVALENTE IDEAL)

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	323.799300	-191.465200
2	1	-323.799300	141.089600
2	3	165.370600	-51.187420
3	2	-164.935200	58.438370
3	4	.000020	-33.958770
4	3	-.000020	33.503000

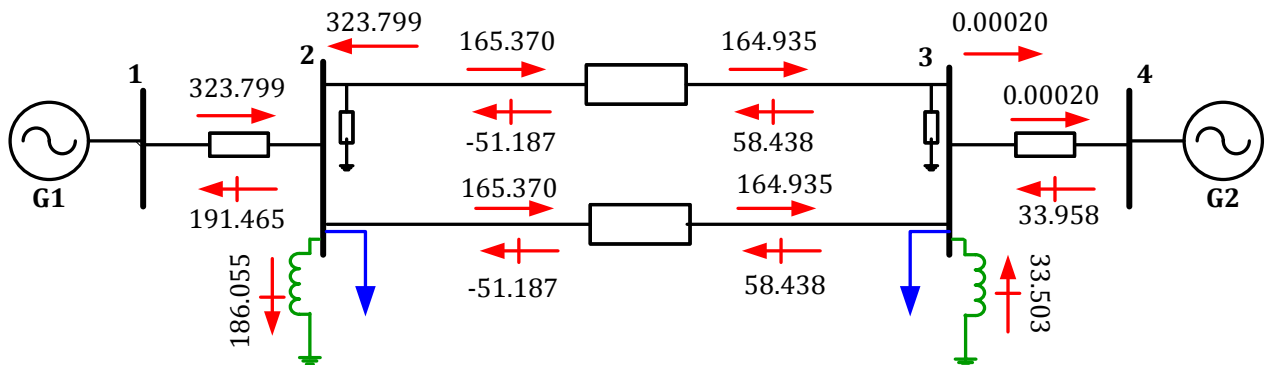


Fig. 2.9 Flujos de Potencia del sistema de prueba "GRAHAM ROGERS MODIFICADO" (CASO EQUIVALENTE IDEAL)

Haciendo la comparación de los casos analizados se puede observar como el último caso es considerado como "ideal" por las tener el menor déficit de pérdidas tanto en potencia activa como reactiva y es posible ver como puede ser llevada una de las aplicaciones de los equivalentes tipo Ward and Hale, posteriormente en el capítulo 4 de esta tesis es posible ver otras de las aplicaciones de los equivalentes Ward and Hale y también los tipo REI.

En el caso base del sistema "GRAHAM ROGERS MODIFICADO" el análisis de Flujos de Potencia converge en 3 iteraciones mientras que en los casos equivalentes el punto de convergencia llega a 2 iteraciones y finalmente se muestra la comparación de los casos realizados en las siguientes tablas.

Tabla 2.9 Caso base de Flujos de Potencia

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	323.478500	-177.274000
2	1	-323.478500	128.835300
2	3	80.705900	-69.492240
3	2	-80.458180	-59.035790
2	5	242.734600	-58.525050
5	2	-241.603900	6.690535
3	4	-.000012	-41.902050
4	3	.000012	41.199740
5	3	-80.373000	-10.024180
3	5	80.504890	-54.351060

Tabla 2.10 Comparación de los casos equivalentes

BUS i	BUS j	POTENCIA ACTIVA		POTENCIA REACTIVA	
		POT.REAL (P) EQUIVALENTE SIMPLE	POT.REAL (P) EQUIVALENTE IDEAL	POT.REACTIVA (Q) EQUIVALENTE SIMPLE	POT.REACTIVA (Q) EQUIVALENTE IDEAL
1	2	324.267800	323.799300	-244.827700	-191.465200
2	1	324.267800	-323.799300	186.055800	141.089600
2	3	165.881700	165.370600	-131.249400	-51.187420
3	2	-165.204900	-164.935200	142.523100	58.438370
3	4	.000020	.000020	-33.958770	-33.958770
4	3	-.000020	-.000020	33.503010	33.503000

	CASO BASE	EQUIVALENTE SIMPLE	EQUIVALENTE IDEAL
PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	1.510231	0.676849	0.435333
PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA	293.8788	47.953950	43.580390

Como se muestran en las tablas anteriores los niveles de las pérdidas de potencia en el sistema en sus 3 configuraciones diferentes van de un nivel mayor a un menor ya que en el caso base no existe un punto de compensación a diferencia del último sistema equivalente que si cuenta con compensación la cual se describió en los párrafos anteriores.

Posteriormente se mostrará una comparación entre este tipo de equivalentes y los tipo REI en un análisis de contingencias en estado estacionario.

## 2.5. Aplicación del método al sistema “NEW ENGLAND”

Para poder demostrar y comparar la eficacia del método equivalente se analizó el sistema “NEW ENGLAND” [23,24] con el cual se aplicó el método descrito en este capítulo, los datos del sistema se pueden consultar en el apéndice “E” .

### 2.5.1 Descripción del análisis

Básicamente lo pretendido con este análisis es demostrar el comportamiento del método aplicado a un sistema de más buses y líneas.

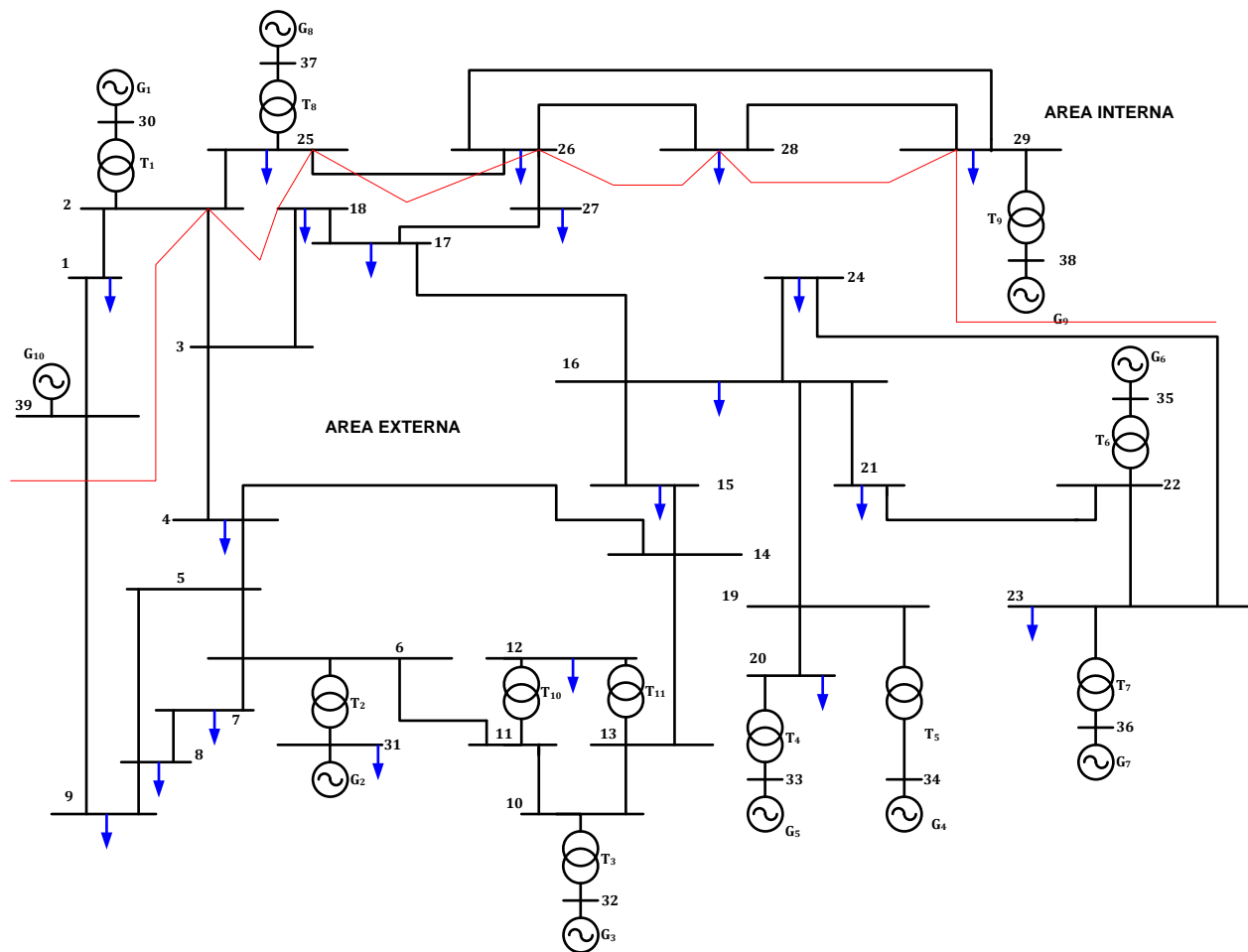


Fig. 2.10 Sistema de prueba “NEW ENGLAND”[23,24]

La comparación que se realizó con el sistema original y equivalente Ward and Hale se hizo con Flujos de Potencia el cual puede ser revisado en el apéndice “A” de este trabajo; además se comparo con el simulador Power Systems Simulator PSS. [22]

En la figura 2.10 se muestra el sistema de potencia “NEW ENGLAND” el cual cumple con la siguiente división de las áreas interna y externa la cual se observa en la tabla 2.11

Tabla 2.11 División del sistema “NEW ENGLAND” para forma el equivalente Ward and HALE

DIVISION PARA LA FORMACION Ward and Hale	
SISTEMA INTERNO	SISTEMA EXTERNO
1,2,25,26,28,29,30,37, 38,39	3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20, 21,22,23,24,27,31,32,33,34,35

La figura 2.11 muestra la configuración resultado del método Ward and Hale.

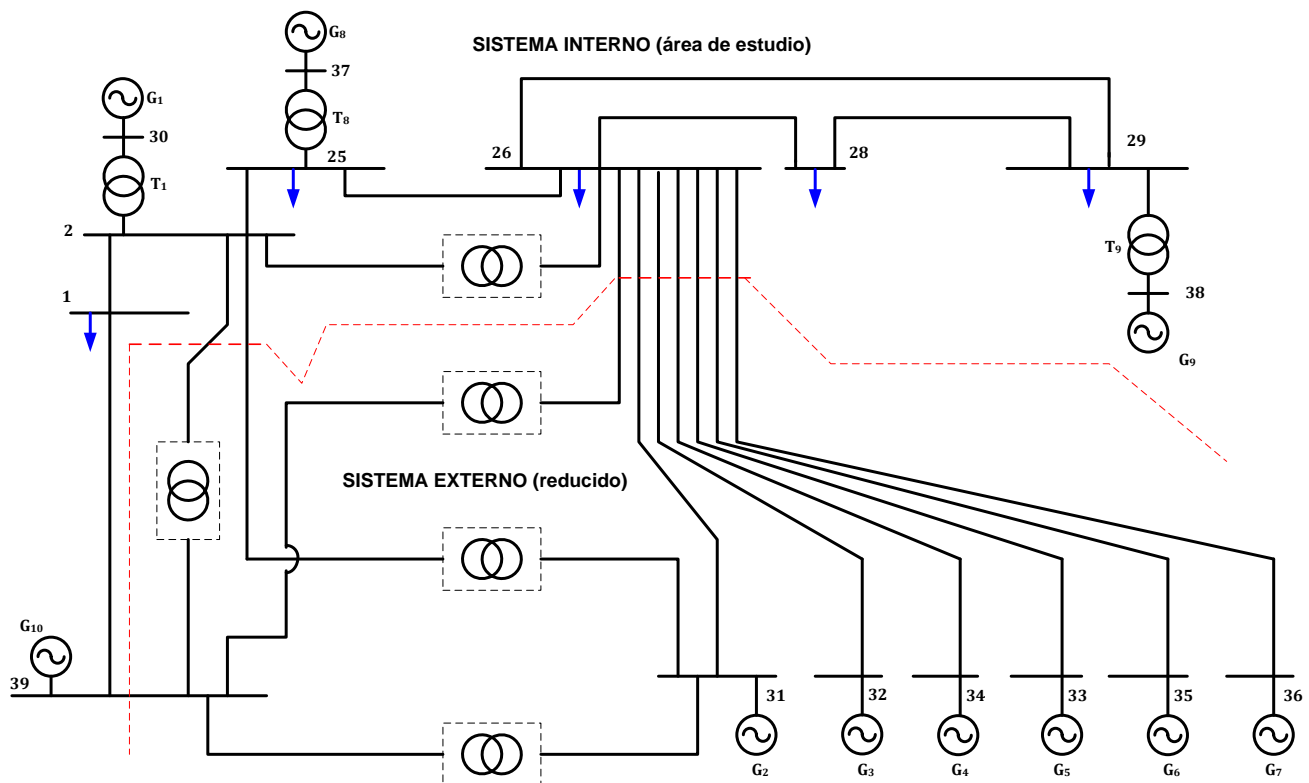


Fig. 2.11 Equivalente Ward and Hale del Sistema “NEW ENGLAND”[23,24]

Al obtener el sistema equivalente se proceder hacer el análisis de flujos de potencia en ambos sistemas; en las tablas se muestran los flujos de las líneas del sistema interno además de la comparación del análisis tanto o con el programa de formación de equivalentes que puede ser consultado en el apéndice y el simulador PSS.

Tabla 2.12 Caso base de Flujos de Potencia del sistema "NEW ENGLAND", comparación FORTRAN / PSS.

BUS i	BUS j	FORTRAN		PSS	
		POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	39	118.3	24.5	120.0	22.3
3	2	-118.3	-24.5	-119.0	-22.5
2	30	-250	-150	-255	-155
2	1	118.8	-46.7	115	-45.5
2	3	364.4	95.7	366.7	94.7
2	25	-233.2	101	-230.2	97
25	37	-538.3	42.8	-530.3	40.8
25	2	237.5	-111.8	233.5	-109.7
25	26	76.9	21.9	75	20
26	25	-76.6	-75.3	-75.6	-75.3
26	27	268.6	31.7	264.6	29.7
26	28	-141	-38.5	-137	-34.5
26	29	-190	-42.1	-190	-35.1
28	26	141.8	-36.9	140	-34.9
28	29	-347.8	9.3	-350.5	10.2
29	38	-824.7	40.6	-823.8	40.0
29	26	191.9	-48.1	189.3	-50.0
29	28	349.4	-19.5	351.2	-20.5
30	2	250	164.7	250	160.7
9	25	540	21.3	540	19.03
38	29	830	61.8	810	50.8
39	1	-118.2	-101.1	-117.0	-100.0
39	9	14.7	-54.3	15.5	-53.9

La tabla anterior muestra el caso base del sistema tomando solo los buses del sistema interno, la tabla 2.13 muestra el sistema equivalente con la comparación tanto con el programa elaborado con el compilador FORTRAN y con el simulador PSS.

Tabla 2.13 Caso equivalente Ward and Hale de Flujos de Potencia del sistema "NEW ENGLAND", comparación FORTRAN / PSS.

BUS i	BUS j	FORTRAN		PSS	
		POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	39	118.3	24.5	117.3	21.5
1	2	-118.3	-24.5	-117.3	-21.5
2	39	17.8	2.7	18.1	3.0
2	30	-250	-150	-251	-155
2	1	118.8	-46.7	119.8	-45.7
2	25	-233.2	101	-230.2	98
2	16	-2.2	7.9	-2.1	8.0
25	37	-538.3	42.8	-540.1	43.2
25	2	237.5	-111.8	248.1	-113.3
25	26	76.9	21.9	77	22
26	39	5.6	0.1	5.5	0.1
26	31	-19.4	11.1	-19.0	10.0
26	32	-31.6	15.7	-30.0	16.7
26	33	-59.9	25.9	-60	26
26	34	-23.2	6.6	-23.0	6.9
26	35	-82.6	5	-80.6	3
26	36	-58.2	3.1	-57.2	3.0
26	2	2.2	-7.8	2.4	-7.0
26	25	-76.6	-75.3	-76.9	-80.1
26	28	-141	-38.5	-139	-40.1
26	29	-190	-42.1	-192	-40.1
38	26	141.8	-36.9	142	-36.9
38	29	-347.8	9.3	-350.1	10.5
39	38	-824.7	40.6	-825	40.0
39	26	191.9	-48.1	190.9	-46.3
39	28	349.4	-19.5	340.4	-17.0
30	2	164.7	155	162.7	150
37	25	540	21.3	535	20.7
38	29	830	61.8	820	60.6

En el siguiente capítulo se vuelve abordar el mismo sistema pero ahora la comparación será para el caso REI.

## CAPÍTULO 3: EQUIVALENTES REI

### 3.1. Fundamentos para la formación de equivalentes REI

En este método se combinan la reducción y la agregación de nodos. Los conceptos de reducción ya han sido descritos y se describirán las ideas principales de la agregación. [8,11,12]

El equivalente tipo REI que fue aprobado por el CIGRE (*Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos*) para la reducción de Sistemas Eléctricos de Potencia fueron desarrollados por el Dr. Paul Dimo en Rumania a finales de los años 60's, sin embargo tanto en los años 70's, 80's como en las publicaciones actuales como las del Dr. Savu C. Savulescu siguen siendo implementados [11,12, 25].

Las investigaciones que se hicieron al inicio con estos equivalentes fueron obtenidas para el Instituto de Diseño y Estudios de Potencia (ISPE), se pudieron aplicar a problemas derivados en la operación y comportamiento de las redes eléctricas interconectadas. [25]

El propósito del modelo del equivalente REI se adaptó a diferentes categorías de análisis mediante la transformación simple (*reducción a adición de nodos*). Las investigaciones realizadas a un gran número de problemas que conciernen al cálculo de flujos de potencia, a los problemas que dan las consecuencias a contingencias y los problemas de interconexión, el análisis de estabilidad en estado estacionario y dinámico así como el control de carga y frecuencia etc.

El uso de este tipo de equivalentes aparte de ser un cálculo innovador en las redes eléctricas proporciona facilitar cualquier análisis tomando en cuenta que también es posible obtener con facilidad el nodo imagen o ficticio que describe el estado del sistema. [11,12,15,25]



### **3.1.1 Propiedades de los Equivalentes REI**

Los equivalentes REI se proponen dentro del tradicional análisis nodal el cual es un fundamento para poder obtener la eliminación de algunos nodos del sistema para el armado del equivalente REI. El equivalente REI cuenta con la siguiente configuración:

- 1.- Se puede seleccionar cualquier bus del sistema externo (carga o generación).
- 2.- Tomando cualquier nodo (carga o generación) del sistema externo se procede a su eliminación (equivalente final).
- 3.- En el área externa pueden existir diversos equivalentes REI de generación o carga o la mezcla de ambos dependerá de los requerimientos del sistema *(en la figura 3.1 y 3.2 se muestra dos nodos con configuraciones equivalentes o de otra índole, algunos de los nodos reales han sido sustituidos por los nodos ficticios).*

Los diagramas que se muestran en la figura 3.1 y 3.2 son del resultado de una serie de modelos que siguen manteniendo la naturaleza del Sistema Eléctrico de Potencia. El nodo o bus neutral debe contener las partes lineales o no lineales así como los nodos reales y ficticios del sistema.

Por último deben ser remplazados los nodos y se deben aproximar a sus características originales, en la figura 3.3 se describen los nodos 1, 2, 3 que forman un grupo de nodos ficticios y conjuntan el llamado nodo “e”, a través de la utilización de la red lineal radial y con la formación de la red de balance de potencia cero todo esto basado en los equivalentes Ward and Hale y REI “el análisis nodal”. [3,4,11,12,15,23,24,25]

Los nodos ficticios cuentan con las siguientes propiedades, para así justificar y afirmar la relación que conlleva al modelo REI. [11,19]

**PROPIEDAD 1:** La potencia inyectada al nodo ficticio es igual a la suma de las potencias de los nodos que son remplazados.

**PROPIEDAD 2:** Las pérdidas de potencia en las ramas del equivalente REI deben ser igual a las pérdidas de potencia del sistema real.

**PROPIEDAD 3:** El nodo ficticio debe ser incluido a los demás nodos del sistema independientemente de la geometría que adapte el sistema.

Esto hace que sea posible agrupar en un solo nodo ficticio todos los nodos que tengan propiedades similares. Estas propiedades toman una posible forma generalizada que es usada para los modelos REI e implementarlas en diversas problemáticas de los Sistemas Eléctricos de Potencia. [11,19]

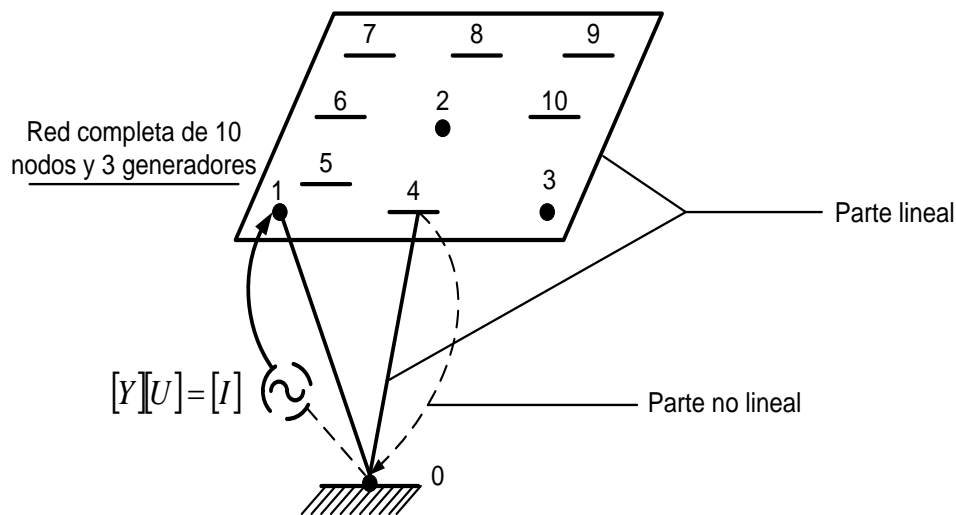


Fig. 3.1 Configuración general de un sistema de 10 nodos y 3 puntos de generación

En la figura anterior se muestra un sistema generalizado para la formación del equivalente REI y en la figura 3.2 se muestran las diversas topologías REI además de su grafica de imagen nodal.

	MATRIX	EQUIVALENTES REI	RED REI	IMAGEN NODAL
NODO 4	$Y_4$			
FINAL	$Y_f$			
SOLO CARGA	$Y_e$			
DOS NODOS	$Y_r$			

Fig. 3.2 Equivalentes REI y sistemas REI, indicando la imagen nodal [11,12].

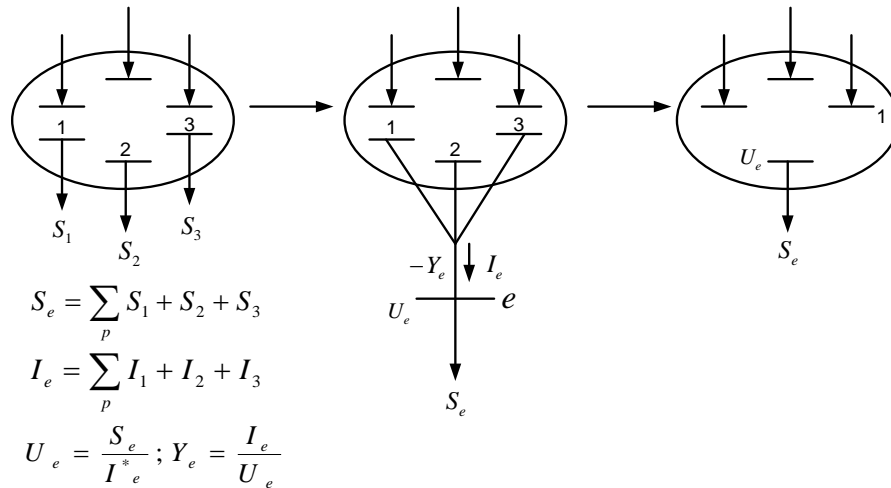


Fig. 3.3 Proceso de análisis nodal para agrupar nodos, con propiedades estrechamente relacionadas para obtener dicho balance de potencia.

### 3.2. Formulación para la reducción del sistema

Como ya se ha comentado en párrafos anteriores de este capítulo este método se combina la reducción y agregación de nodos. Los conceptos de reducción ya se presentaron las ecuaciones que representan la magnitud física del caso especial de las redes de potencia son las siguientes: [11,12,23,24]

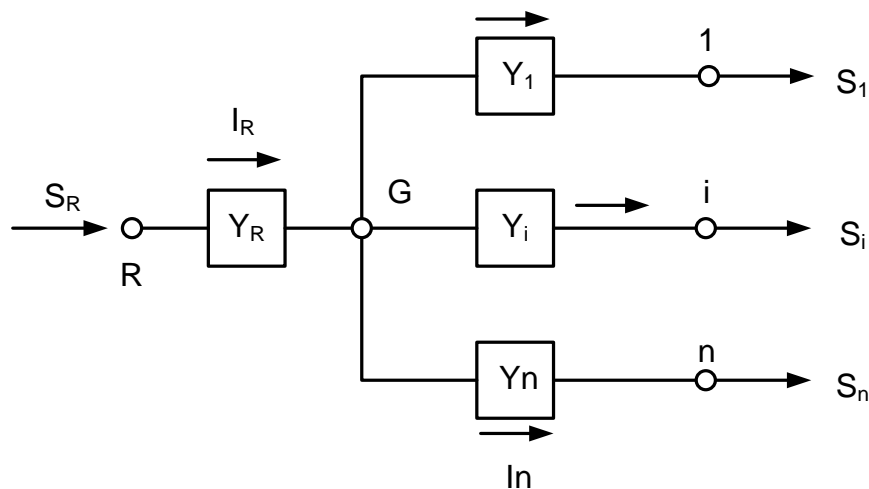


Fig. 3.4 Configuración de una red REI

La inyección de corriente en el nodo  $i$  se obtiene en función de la potencia " $S_i$ " y el voltaje nodal del caso base " $V_i$ ".

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} \quad (3.1)$$

En el nodo R se tiene la suma de todas las corrientes y de las potencias complejas.

$$I_R = \sum_{i=1}^n I_i \quad (3.2)$$

$$S_R = \sum_{i=1}^n S_i \quad (3.3)$$

De las ecuaciones (3.2) y (3.3) se calcula el voltaje en el nodo R

$$V_R = \frac{S_R}{I_R^*} \quad (3.4)$$

Los valores de las admitancias se determinan en función del voltaje  $V_G$  si toma un valor de cero se obtiene:

$$Y_i = -\frac{S_i^*}{|V_i|^2} \quad (3.5)$$

$$Y_R = \frac{S_R^*}{|V_R|^2} \quad (3.6)$$

Si los voltajes  $V_G \neq 0$ , entonces resulta:

$$Y_i = \frac{I_i}{(V_G - V_i)} \quad (3.7)$$

$$Y_R = \frac{I_R}{(V_R - V_G)} \quad (3.8)$$

Una vez definida la red REI, los nodos 1, i, ... n de la figura 3.4 quedan como nodos pasivos, los cuales pueden ser eliminados. También se observa en la misma figura, que el nodo G no es necesario retenerlo para cálculos posteriores, sin embargo dada la configuración en estrella su eliminación introducirá un gran número de ramas equivalentes, en la figura 3.5 [7,11]

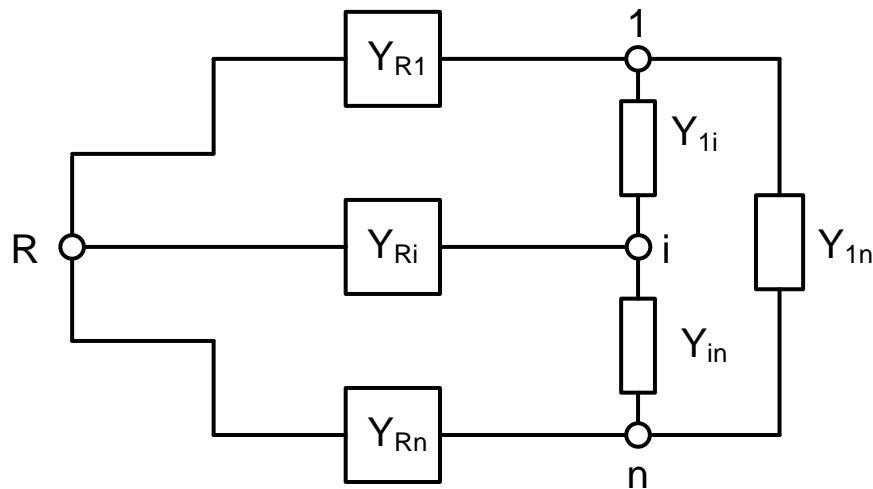


Fig. 3.5 Configuración de la red REI al eliminar el nodo G

El análisis de la figura 3.5 muestra que cada nodo quedara unido al resto de los nodos de la red REI a través de una admitancia equivalente, lo cual afecta la característica de dispersidad de la matriz de admitancias y por consiguiente la eficiencia de la reducción.

Después de la reducción de nodos, será necesario determinar inyecciones compensadoras de manera de mantener el balance en los nodos frontera para las condiciones del caso base [19]

### 3.2.1 Diferentes tipos de equivalentes REI

**REI OBTENIDO CON LA LINEARIZACIÓN Y ELIMINACIÓN DE NODOS:** Toman una estructura con diversas variantes, en las cuales se describen variaciones en magnitudes de los nodos a eliminar, y es el modelo equivalente más general que existe además de ser el más recomendado por diversos especialistas en la materia. [27]

**REI OBTENIDO CONSIDERANDO CORRIENTE CONSTANTE EN LA ELIMINACIÓN DE NODOS:** Para este tipo de redes REI se contienen ecuaciones nodales de la matriz de admitancias y la topología de la red que es también considerada.

Se considera la corriente constante en los nodos que se eliminaron uno a uno mediante el método de Gauss [12] de la forma elemental, la operación del nodo a eliminar deberá aparecer en términos de la corriente (*indicada en la ecuación 3.9 y en las figuras 3.6 y 3.7 con el subíndice "s"*). [1,12]

$$\frac{y_{ms}}{y_{ss}} \times i_s = i'_m \quad (3.9)$$

Los términos de la ecuación 3.10 son reemplazados por la ecuación 3.11 teniendo así una nueva inyección de corriente.

$$i_s = y_{sm} e_m + y_{sn} e_n + y_{ss} e_s \quad (3.10)$$

Los términos son reemplazados por la siguiente ecuación:

$$i_{m(\text{nueva})} = i_{m(\text{formada})} + i'_m \quad (3.11)$$

Finalmente es obtenida la siguiente ecuación (3.13) en forma matricial reemplazando a la ecuación 3.12.

$$[i_r] = [y_r] \times [e_r] \quad (3.12)$$

$$[i_r] + [i'_r] = [y_r] \times [e_r] \quad (3.13)$$

La última ecuación contiene a la corriente  $i'$  resultado de la suma de corrientes que se da después de la eliminación.

$$\begin{aligned} i_i &= I_i; e_g = E_g \\ y_{ig} &= Y_{ig} \\ -y_{ii} &= \sum Y_{ig} + Y_{io} = Y_{ii} \\ i_i + i'_i &= \sum_g y_{ig} e_g + y_{ii} e_i \end{aligned} \quad (3.14)$$

**REI OBTENIDO CONSIDERANDO POTENCIA ACTIVA CONSTANTE EN LA ELIMINACIÓN DE NODOS:** Es determinado tomando el efecto del desplazamiento de carga de los nodos que conforman el grupo de nodos bajo investigación. Examinando la zona alrededor del límite



restringido donde se encuentran los nodos esenciales. Es afectado el método de reducción que en esta ocasión dependerá de ciertos nodos distantes que sean de carga.

La operación de este análisis procede para un análisis interesante de estabilidad en estado estacionario donde es considerada la potencia activa en los nodos de carga [25].

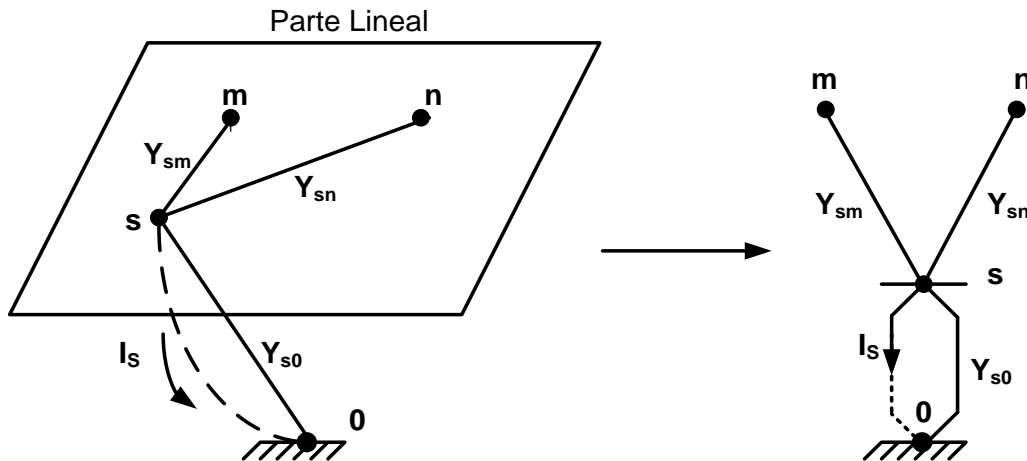


Fig. 3.6 Representación de las ramas no lineales

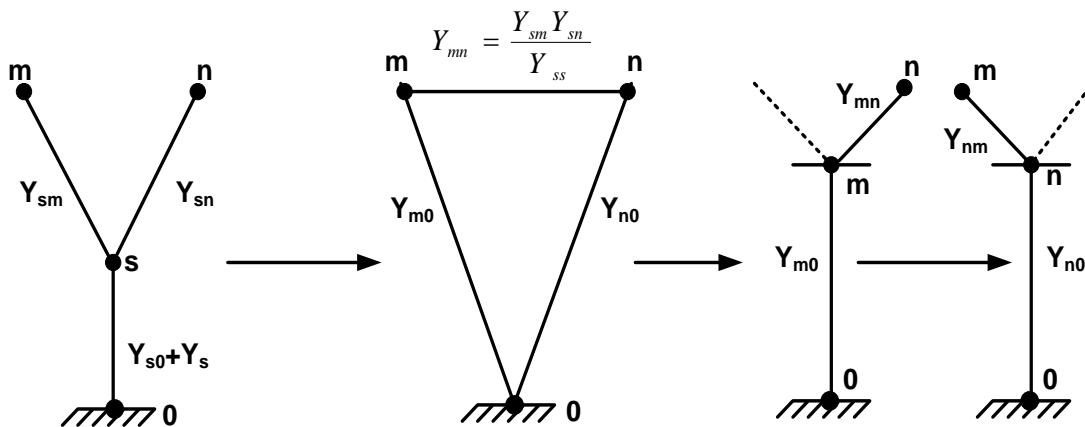


Fig. 3.7 Transformaciones del Circuito resultado de la eliminación del nodo s

### 3.3. División Del Sistema

La división es dada en tres zonas:

**AREA INTERNA:** Es donde se encuentran los nodos o buses del sistema que estarán bajo estudio y que es respetada a la hora de formar el equivalente REI.

**SISTEMA DE BUSES FRONTERA:** Es el sistema que divide y une a las dos áreas que conforman al equivalente REI.

**AREA EXTERNA:** Es el área en la cual se conforma el equivalente REI que dependerá ya sea de nodos de generación o carga.

La figura 3.8 la división del sistema, el diagrama de la figura 3.9 muestra la estructura del programa para la formación de estos equivalentes el cual es posible consultar en el apéndice “C” de este trabajo

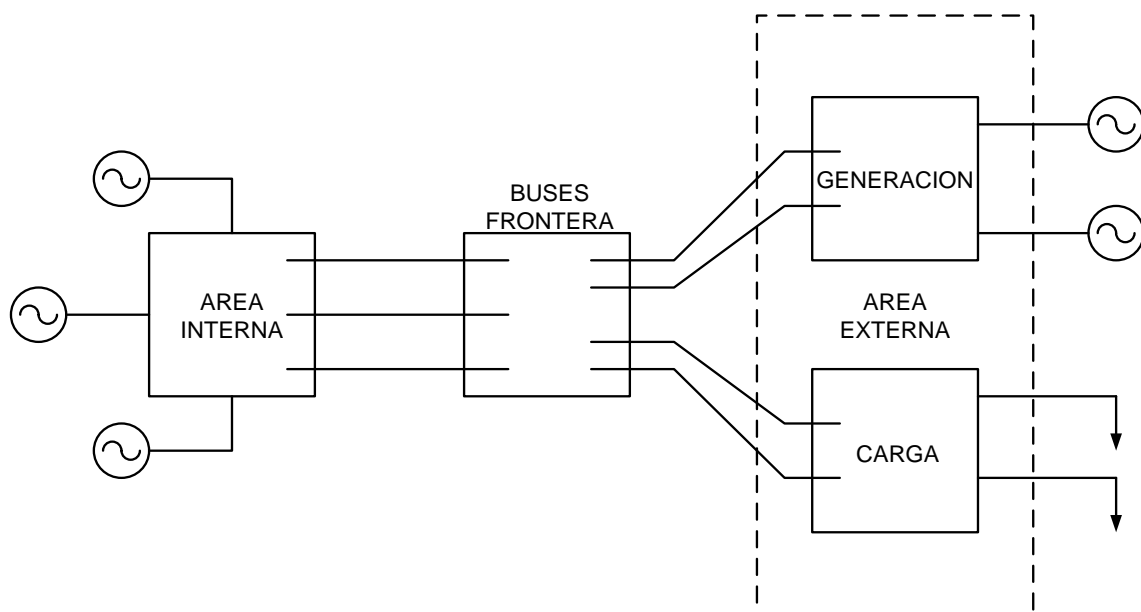


Fig. 3.8 División del sistema

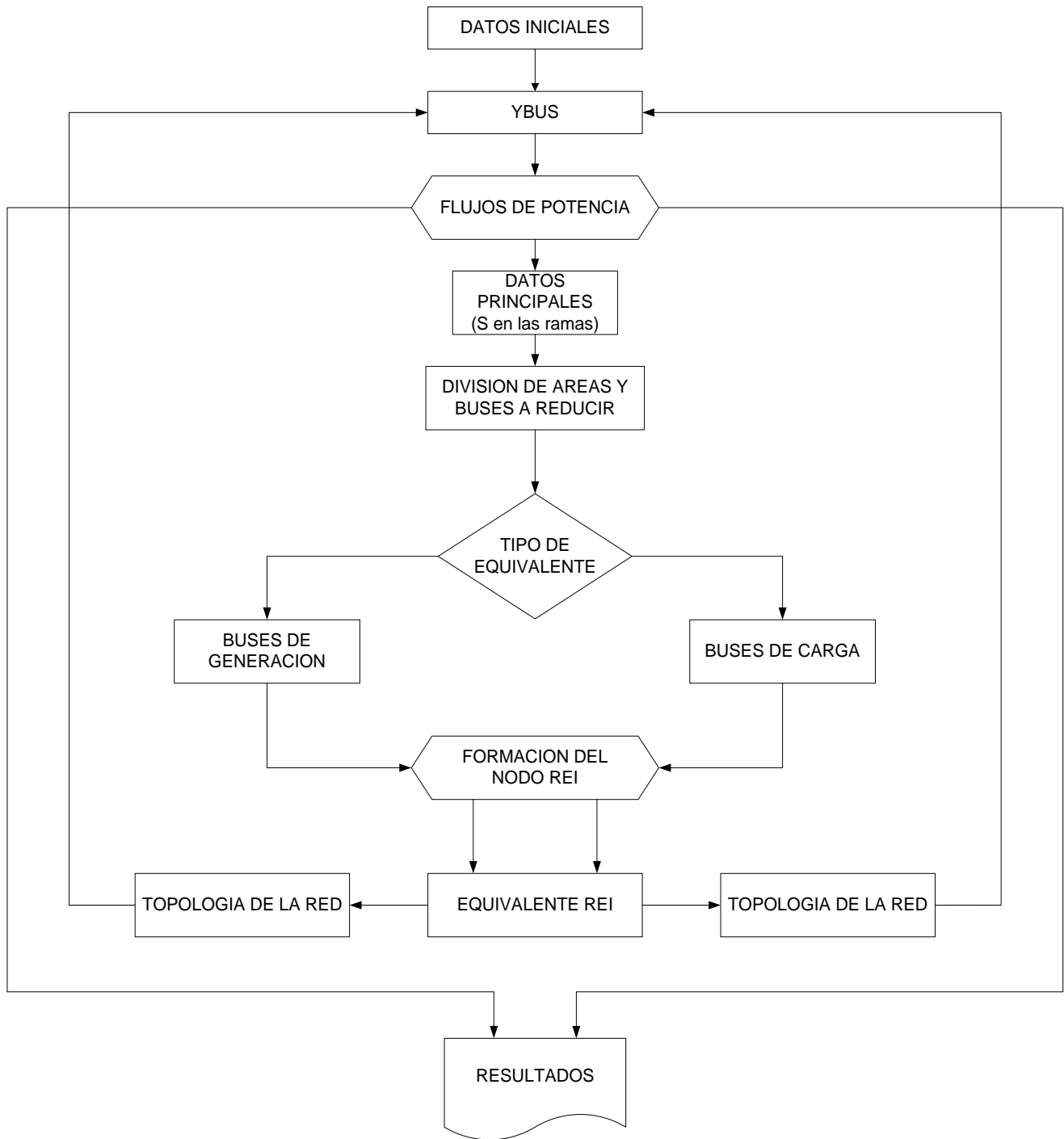


Fig. 3.9 Diagrama a bloques de método REI

La descripción de cada bloque es la siguiente:

**DATOS INICIALES:** Este bloque es el corresponde a los datos de entrada del sistema de potencia, a sus características a detalle con los cual se corre el programa.

**FORMACION DE YBUS:** En este bloque se conforma la matriz de admitancia nodal del sistema la cual servirá tanto para el análisis de flujos de potencia como para la formación del nodo REI.

**FLUJOS DE POTENCIA:** Es el bloque que conforma el esqueleto fundamental del programa teniendo como base elemental el método de Newton Raphson y parametrizando los puntos de condiciones iniciales del estudio general.

**FORMACION DEL NODO REI:** Es un bloque en el cual se tiene la concentración de las rutinas para ir formando la Red de Balance de Potencia Cero donde se tienen 3 bloques complementarios.

**DATOS PRINCIPALES:** Estos datos son tomados del primer análisis base de flujos de potencia, seleccionando al vector de potencias aparentes como dato principal para poder formar las redes de balance de potencia cero.

**BUS A REDUCIR:** En esta parte del programa este bloque es el que selecciona los buses a reducir o que tendrán que agruparse para formar el equivalente tipo REI.

**BUSES DE CARGA:** Este bloque ayuda a ser un análisis para que el código pueda hacer la diferencia entre nodos de carga y de generación.

**EQUIVALENTE REI:** Teniendo los 3 puntos anteriores este bloque forma el equivalente tipo REI precargándolo para armar una nueva topología de la red en la cual ya el sistema externo es agrupado en su totalidad dependiendo de las necesidades el estudio (*pueden existir varios equivalentes REI en sistema externo*).

**TOPOLOGIA DE LA RED:** Cuando se tiene en su totalidad este equivalente se reconstruye el Sistema de Potencia para que la topología de red nueva pueda ser detectada por el programa y haga el análisis de flujos de potencia y quede la comparación del sistema base y equivalente.

**RESULTADOS:** Al tener el equivalente final el lazo o ciclo del programa recalcula el estudio de flujos de potencia e imprime los resultados en un archivos txt con extensión .dat.

Posteriormente se analizara el código que corresponde a este método de reducción en el apéndice C de este trabajo.

### **3.4. Aplicación del método REI a un sistema de prueba**

Para poder demostrar la metodología que se ha descrito en párrafos anteriores para la formación de los equivalentes tipo REI se desarrollo un análisis de Flujos de Potencia similar al del capítulo anterior al mismo sistema de prueba llamado “GRAHAM ROGERS MODIFICADO” [7] el cual es descrito en el apéndice E de este trabajo, la finalidad es demostrar que el equivalente es válido para un análisis en estado estacionario, finalmente se hace la comparación del análisis del caso base y con Ward and Hale del capítulo anterior.

#### **3.4.1 Descripción del sistema de prueba**

El sistema de prueba que se presenta para este análisis incluye 2 líneas que son típicas en los Sistemas Eléctricos de Potencia de 400 KV. Los datos son expresados bajo una base de 100 MVA (figura 3.10). Los datos completos del sistema se muestran el apéndice E de este trabajo.

El objetivo fundamental de este capítulo es demostrar el comportamiento del sistema al realizar el equivalente REI.

El resultado del sistema de la figura 3.10 es el punto de partida para poder reorganizar la topología de la red de forma que puedan visualizarse las 3 áreas que son parte del equivalente REI.

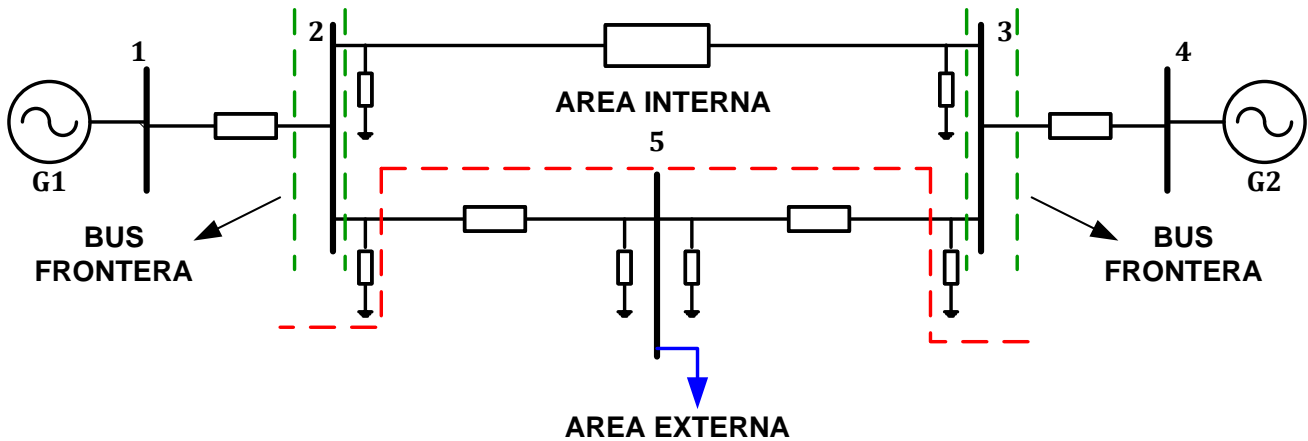


Fig. 3.10 Configuración del sistema de prueba "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"

### 3.4.2 Análisis del sistema de prueba

Teniendo ya la configuración anterior del sistema de prueba de la figura 3.10 se tomaron todos sus datos y fueron almacenados en un archivo de entrada con formato "txt" el cual sirve para poder dar inicio a la ejecución del programa realizado en el lenguaje FORTRAN iniciando con la corrida Flujos de Potencia del caso Base que servirá para poder conocer las condiciones iniciales del sistema en cada una de sus ramas además de cómo será conformada la primer topología de la red.

La tabla 3.1 muestra los voltajes en magnitud y ángulo de cada uno de los buses del sistema además de las potencias del caso base (tabla 3.2) después la corrida efectuada en el código elaborado en FORTRAN, el cual es descrito en apéndice "C" de este trabajo.

Tabla 3.1 Voltajes para cada BUS del SEP

BUS	(MAGNITUD) P.U	(ANGULO) °
1	1.06	0
2	1.00058	0.1223
3	1	0.0836
4	0.98324	8.36E-02
5	1.0038	0.064

Tabla 3.2 Potencia Aparente en las Ramas del SEP

Flujos de Potencia

BUS i	BUS j	P MW	Q MVARs
1	2	323.4785	-177.274
2	3	80.7059	-69.49224
2	5	242.7346	-58.52505
3	4	-1.20E-05	-41.90205
5	3	-80.373	-10.02418

El sistema debe tomar una nueva topología en la cual se debe plasmar cada una de las áreas que conformaran al equivalente REI en la misma corrida el programa ordena las 3 áreas, el bosquejo de dicha topología es mostrado en la figura 3.11 además de la tabla 3.3

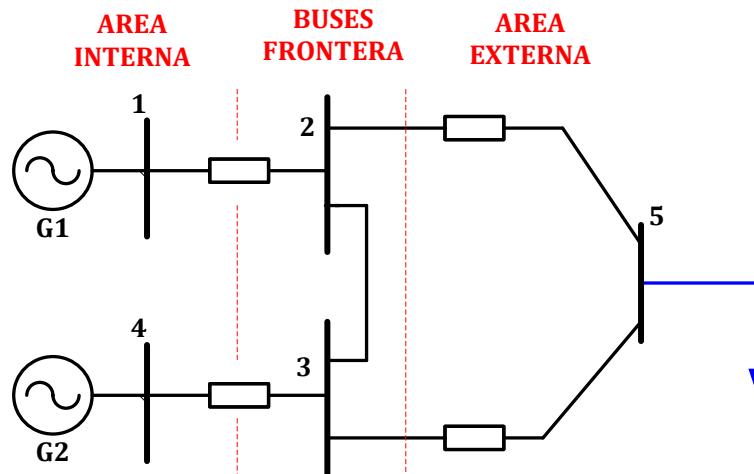


Fig. 3.11 División de Áreas de la nueva Topología de Sistema "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"

Tabla 3.3 Configuración por Áreas

CONFIGURACION POR AREAS		
SISTEMA INTERNO		
BUS i	(P)	(Q)
1	000000	000000
4	000000	412000
BUSES FRONTERA		
BUS i	(P)	(Q)
2	000000	000000
3	000000	000000
SISTEMA EXTERNO		
BUS i	(P)	(Q)
5	3.220000	.024000

Teniendo ya definido estos parámetros del sistema se procede a la formación de dicho equivalente tomando así otra nueva configuración con la agregación del nodo ficticio al sistema recordando que en la explicación de este capítulo se menciona que el método es de agregación y eliminación, el equivalente REI que se formo es un equivalente tipo carga.

Con este nuevo sistema se reorganizan los datos y se volverá hacer el análisis de Flujos de potencia del nuevo caso base con la agregación del nodo ficticio el cual posteriormente entrara en un análisis de reducción para poder ser comparado con el caso del capítulo anterior. La formación del equivalente REI tiene la siguiente configuración mostrada en la tabla 3.4.

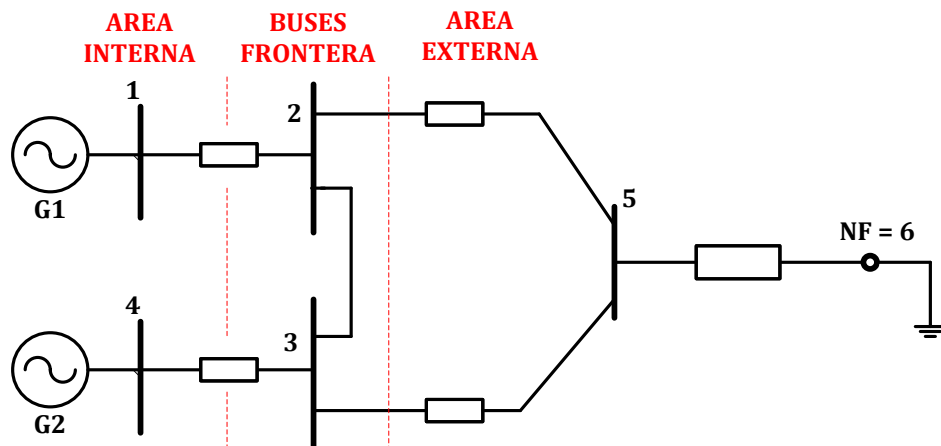


Fig. 3.12 Equivalente REI del Sistema "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"



Tabla 3.4 Formacion del Equivalente REI

EQUIVALENTE REI		
POTENCIA APARENTE		
BUS i	(P)	(Q)
5	3.220000	-.024000
VOLTAJE		
BUS i	(MAGNITUD)	(ANGULO)
5	1.00380	-.0640
INYECCIONES		
BUS i	(P)	(Q)
5	3.207816	-.023909
CALCULO DEL BUS REI (voltaje R E I)		
BUS i	(MAGNITUD)	(ANGULO)
5	1.003687	.014963
CALCULO DEL BUS REI (admitancia R E I)		
BUS i	( R )	( jX )
5	3.193549	.119067

El análisis de Flujos de Potencia tomara en cuenta 6 buses como se ha mencionado en esta parte del equivalente se procede a la agregación del nodo al sistema, el sistema REI arroja los siguientes resultados que en este caso solo servirán para poder mostrar el proceso de agregación a la red del nodo ficticio el cual el nombrado con el número 6. La tabla 3.5 muestra los flujos de potencia del sistema.

Tabla 3.5 Caso base de Flujos de Potencia con la agregación del nodo ficticio

BUS i	BUS j	P	Q
1	2	325.3247	-94.40612
2	1	-325.3247	12.70539
2	3	80.85187	-17.59626
3	2	-80.35315	-43.15564
2	5	244.4759	7.15693
5	2	-242.2662	-12.99938
3	4	1.20E-05	-20.95112
4	3	-1.20E-05	20.59996
5	3	-80.1156	1.33647
3	5	80.36932	-31.19101
5	6	161.3259	8.58847
6	5	-160.3435	-2.40442

La distribución de los en sistema equivalente es el siguiente:

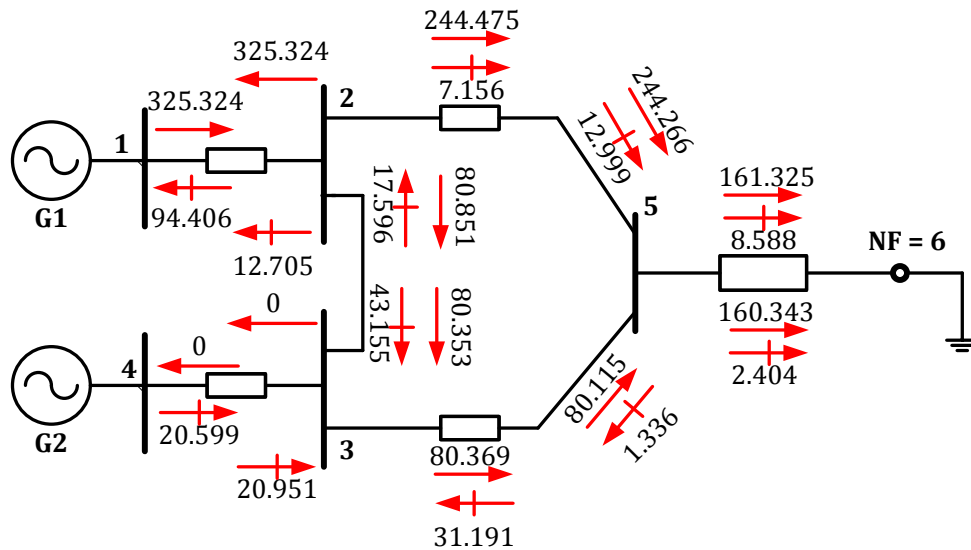


Fig. 3.13 Flujos de Potencia del sistema equivalente REI "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"  
(CON LA INCLUSION DEL NODO FICTICIO "6")

Para poder realizar la comparación con el método de Ward and Hale se aplicó la reducción nodal al sistema de la figura 3.13 y así solo contar con 4 buses obteniendo el equivalente REI ideal del sistema de prueba "GRAHAM ROGERS MODIFICADO".

El nuevo sistema equivalente tiene la siguiente configuración en su matriz de admitancia nodal y en su vector de voltajes, (tablas 3.6 y 3.7)

Tabla 3.6 VECTOR DE VOLTAJES (método REI mixto)

VOLTS =	1.06000 +j .00000
VOLTS =	1.25210 +j-.00995
VOLTS =	1.25210 +j-.00995
VOLTS =	1.00000 +j .00000

Tabla 3.7 YBUS EQUIVALENTE (método REI mixto)

(YBUS)	(R.....+.....jXL)
YBUS( 1, 1)=	.00000 +j 25.00000
YBUS( 1, 2)=	.00000 +j -25.00000

$Y_{BUS}(1, 3)=$	$.00000 +j .00000$
$Y_{BUS}(1, 4)=$	$.00000 +j .00000$
$Y_{BUS}(2, 1)=$	$.00000 +j -25.00000$
$Y_{BUS}(2, 2)=$	$4.52775 +j -25.80150$
$Y_{BUS}(2, 3)=$	$-2.06655 +j 31.26522$
$Y_{BUS}(2, 4)=$	$.00000 +j .00000$
$Y_{BUS}(3, 1)=$	$.00000 +j .00000$
$Y_{BUS}(3, 2)=$	$-2.06655 +j 31.26522$
$Y_{BUS}(3, 3)=$	$4.52775 +j -25.80150$
$Y_{BUS}(3, 4)=$	$.00000 +j -25.00000$
$Y_{BUS}(4, 1)=$	$.00000 +j .00000$
$Y_{BUS}(4, 2)=$	$.00000 +j .00000$
$Y_{BUS}(4, 3)=$	$.00000 +j -25.00000$

El bosquejo del nuevo sistema REI queda definido de la siguiente manera:

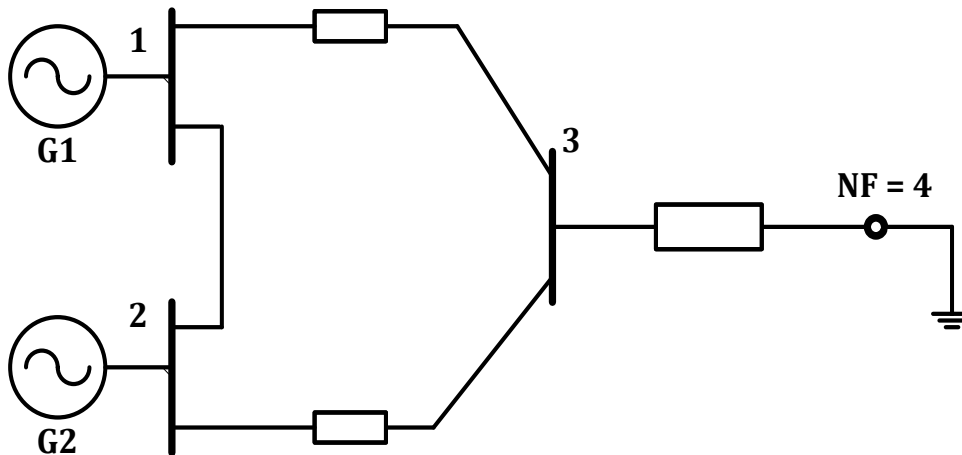


Fig. 3.14 Formacion RE del sistema "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"

La idea breve de este análisis es demostrar la eficacia del equivalente REI aplicado al análisis de flujos de potencia entre el sistema base y una reducción del mismo sistema por el método de Ward and Hale.

El análisis de resultados es mostrado en las siguientes tablas y figuras.

Tabla 3.8 Caso base de Flujos de Potencia

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	323.478500	-177.274000
2	1	-323.478500	128.835300
2	3	80.705900	-69.492240
3	2	-80.458180	-59.035790
2	5	242.734600	-58.525050
5	2	-241.603900	6.690535
3	4	-.000012	-41.902050
4	3	.000012	41.199740
5	3	-80.373000	-10.024180
3	5	80.504890	-54.351060

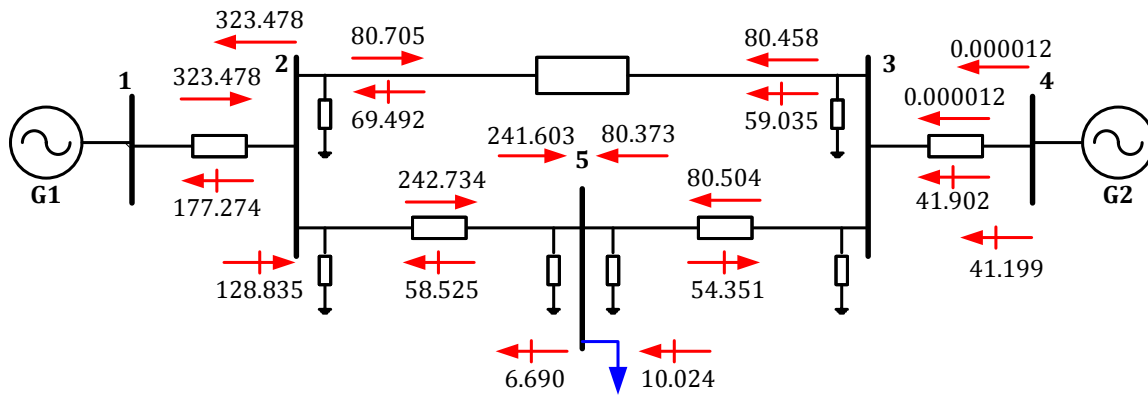


Fig. 3.15 Flujos de Potencia caso base "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"

Tabla 3.9 Caso de Flujos de Potencia (EQUIVALENTE WARD AND HALE)

BUS i	BUS j	POTENCIA REAL (P)	POTENCIA REACTIVA (Q)
1	2	324.267800	-244.827700
2	1	324.267800	186.055800
2	3	165.881700	-131.249400
3	2	-165.204900	142.523100
3	4	.000020	-33.958770
4	3	-.000020	33.503010

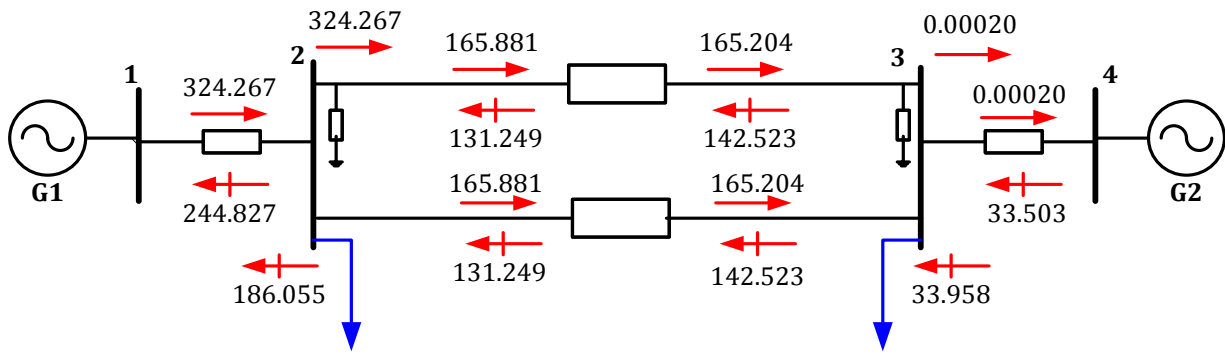


Fig. 3.16 Flujos de Potencia del sistema de prueba "GRAHAM ROGERS MODIFICADO" (EQUIVALENTE WARD AND HALE)

Tabla 3.10 Caso de Flujos de Potencia (EQUIVALENTE REI IDEAL)

BUS i	BUS j	POTENCIA REAL (P)	REACTIVA P. (Q)
1	2	323.799300	-191.465200
2	1	-323.799300	141.089600
1	3	165.370600	-51.187420
3	2	-164.935200	58.438370
3	4	.000020	-33.958770
4	3	-.000020	33.503000

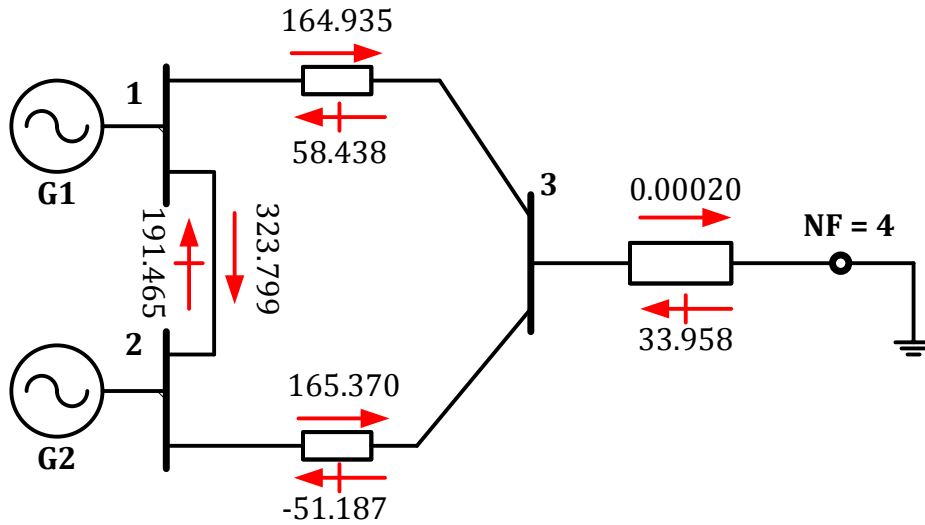


Fig. 3.17 Distribución de Flujos de Potencia del equivalente REI ideal "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"

Al comparar los casos estudiados que se puede ver que el último se considera "ideal" por tener el menor déficit de pérdidas de potencia, que se muestra en la aplicación de equivalente de REI.

En el sistema base que está bajo el análisis de flujos de potencia converge en 3 iteraciones, mientras que la convergencia de los casos equivalentes se alcanza en 2 iteraciones y finalmente se muestra la comparación de ambos métodos en la tabla 3.11.

Tabla 3.11 Comparación de los casos equivalentes

POTENCIA ACTIVA		POTENCIA REACTIVA	
EQUIVALENTE WARD AND HALE	EQUIVALENTE REI	EQUIVALENTE WARD AND HALE	EQUIVALENTE REI
324.267800	323.799300	-244.827700	-191.465200
324.267800	-323.799300	186.055800	141.089600
165.881700	165.370600	-131.249400	-51.187420
-165.204900	-164.935200	142.523100	58.438370
.000020	.000020	-33.958770	-33.958770
-.000020	-.000020	33.503010	33.503000

### 3.5. Aplicación del método al sistema "NEW ENGLAND"

Al igual que en el capítulo anterior en este apartado se demuestra comparar la eficacia del método equivalente pero ahora el tipo REI, analizando el sistema "NEW ENGLAND" [23,24] con el cual se aplicó el método descrito en este capítulo, los datos del sistema se pueden consultar en el apéndice "E".

#### 3.5.1 Descripción del análisis

Básicamente lo pretendido con este análisis es demostrar el comportamiento del método aplicado a un sistema de más buses y líneas.

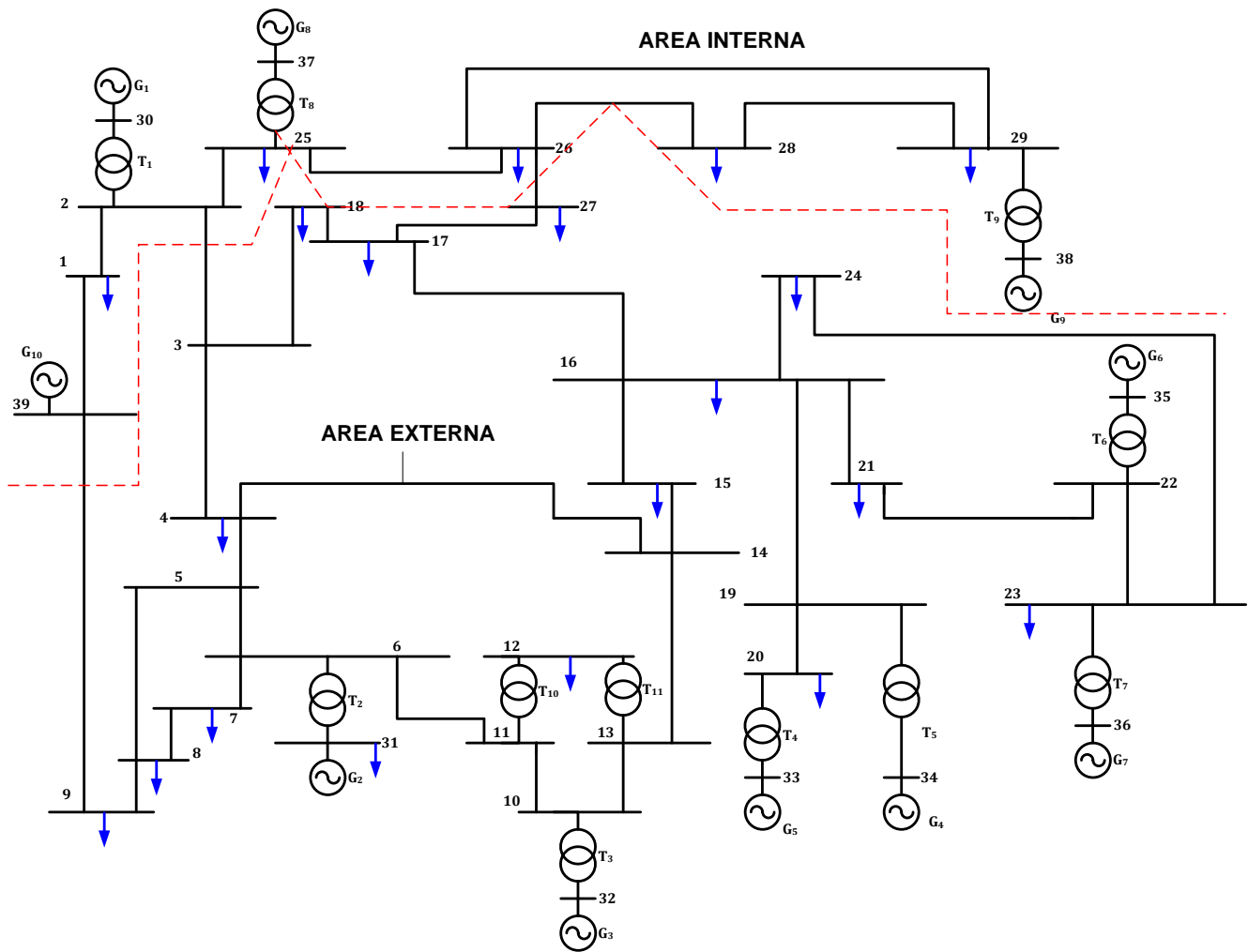


Fig. 3.18 Sistema de prueba "NEW ENGLAND"

La comparación que se realizó con el sistema original y equivalente Ward and Hale se hizo con Flujos de Potencia el cual puede ser revisado en el apéndice "A" de este trabajo; además se comparó con el simulador Power Systems Simulator PSS. [22]

En la figura 3.19 se muestra el sistema de potencia "NEW ENGLAND" el cual cumple con la siguiente división de las áreas interna y externa y los buses frontera los cuales se observan en la tabla 3.12

Tabla 3.12 División del sistema "NEW ENGLAND" para forma el equivalente REI

DIVISION PARA LA FORMCION REI		
SISTEMA INTERNO	BUSES FRONTERA	SISTEMA EXTERNO
1,2,25,26,28,29,30,37, 38,39	27,17,18,3,24,16,15,14,13,11,4 5,9,8,7	6,10,12,19,20, 21,22,23,24,31,32,33,34,35

La figura 3.19 muestra la configuración resultado del método REI.

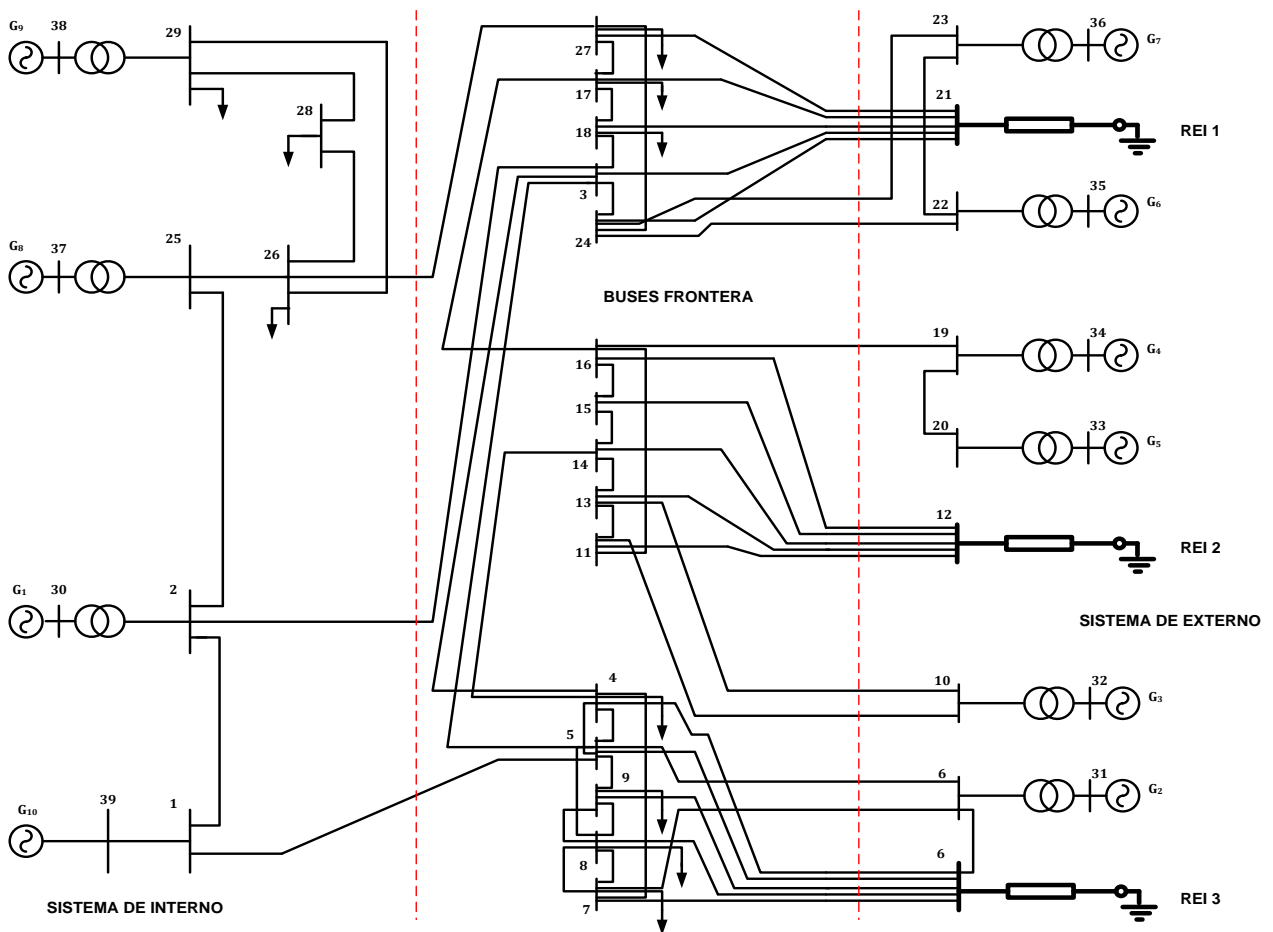


Fig. 3.19 Equivalente REI del Sistema "NEW ENGLAND"



Al obtener el sistema equivalente se procederá a hacer el análisis de flujos de potencia en ambos sistemas; en las tablas se muestran los flujos de las líneas del sistema interno además de la comparación del análisis tanto con el programa de formación de equivalentes que puede ser consultado en el apéndice y el simulador PSS.

Tabla 3.13 Caso base de Flujos de Potencia del sistema "NEW ENGLAND", comparación FORTRAN / PSS.

BUS i	BUS j	PSS		FORTRAN	
		POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	39	118.3	24.5	120.0	22.3
3	2	-118.3	-24.5	-119.0	-22.5
2	30	-250	-150	-255	-155
2	1	118.8	-46.7	115	-45.5
2	3	364.4	95.7	366.7	94.7
2	25	-233.2	101	-230.2	97
25	37	-538.3	42.8	-530.3	40.8
25	2	237.5	-111.8	233.5	-109.7
25	26	76.9	21.9	75	20
26	25	-76.6	-75.3	-75.6	-75.3
26	27	268.6	31.7	264.6	29.7
26	28	-141	-38.5	-137	-34.5
26	29	-190	-42.1	-190	-35.1
28	26	141.8	-36.9	140	-34.9
28	29	-347.8	9.3	-350.5	10.2
29	38	-824.7	40.6	-823.8	40.0
29	26	191.9	-48.1	189.3	-50.0
29	28	349.4	-19.5	351.2	-20.5
30	2	250	164.7	250	160.7
9	25	540	21.3	540	19.03
38	29	830	61.8	810	50.8
39	1	-118.2	-101.1	-117.0	-100.0
39	9	14.7	-54.3	15.5	-53.9

La tabla anterior muestra el caso base del sistema tomando solo los buses del sistema interno, la tabla 3.14 muestra el sistema equivalente con la comparación tanto con el programa elaborado con el compilador FORTRAN y con el simulador PSS.

Es posible observar que el equivalente REI tiene una mejor precisión a comparación del caso equivalente del capítulo anterior; cabe recordar que el análisis es para el área interna de los diversos casos.

Tabla 3.14 Caso equivalente REI de Flujos de Potencia sistema "NEW ENGLAND", comparación FORTRAN / PSS.

BUS i	BUS j	PSS		FORTRAN	
		POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	39	118.3	24.5	119.2	25.5
1	2	-118.3	-24.5	-117.3	-24.5
2	39	17.8	2.7	16.8	2.9
2	30	-250	-150	-251	-153
2	1	118.8	-46.7	119.0	-47.0
2	25	-233.2	101	-230.2	100
2	16	-2.2	7.9	-2.0	7.9
25	37	-538.3	42.8	-539.4	43.5
25	2	237.5	-111.8	237.0	-111.01
25	26	76.9	21.9	77.9	22.05
26	39	5.6	0.1	5.7	0.0
26	31	-19.4	11.1	-19.9	11.8
26	32	-31.6	15.7	-32.2	17.7
26	33	-59.9	25.9	-60.9	26.9
26	34	-23.2	6.6	-26.2	6.9
26	35	-82.6	5	-89.1	5.5
26	36	-58.2	3.1	-58.2	3.1
26	2	2.2	-7.8	2.5	-7.9
26	25	-76.6	-75.3	-76.1	-75.0
26	28	-141	-38.5	-143	-35.5
26	29	-190	-42.1	-187	-40.1
38	26	141.8	-36.9	141.96	-37.0
38	29	-347.8	9.3	-350.0	9.0
39	38	-824.7	40.6	-824.4	39.2
39	26	191.9	-48.1	189	-46.1
39	28	349.4	-19.5	350.06	-20.15
30	2	164.7	155	164.0	150
37	25	540	21.3	540	21.0
38	29	830	61.8	825	62.01

# CAPÍTULO 4: APLICACION DE EQUIVALENTES AL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

## 4.1 Análisis de Contingencias

En la actualidad los centros de control modernos de Sistemas de Potencia cuentan con un conjunto integrado de componentes y funciones cuyo objetivo fundamental es de mantener la seguridad de operación del sistema. [17,20,21]

El sistema eléctrico de potencia opera sujetos a dos principales restricciones:

$$G(x, u) = 0 \quad \text{restricciones de carga} \quad (4.1)$$

$$H(x, u) \geq 0 \quad \text{restricciones de operacion}$$

Donde G y H son funciones vectoriales y:

$$x = \text{vector de variables dependientes} \quad (4.2)$$

$$u = \text{vector de variables independientes o "variables de control"}$$

Las restricciones de carga imponen el requerimiento de que la demanda en los nodos del sistema sea satisfecha en cada instante de tiempo; mientras que las restricciones de operación imponen los límites de operación máximos y mínimos sobre las variables asociadas con las componentes del sistema (límites de flujos de potencia, límites de voltaje, límites de potencias en generación). [21]

Sin embargo, los SEP están sujetos a disturbios internos y externos los cuales originan la pérdida de uno o más elementos y como consecuencia un cambio en las condiciones de

operación. Por tanto las restricciones de carga así como las de operación pueden no satisfacer las condiciones del mismo. [20,21]

Al ocurrir la contingencia en el sistema, una respuesta transitoria y estable ocurre. Como se ha descrito en capítulos anteriores en este trabajo solo se hace el análisis en estado estacionario.

#### **4.1.1 Estados de operación del Sistema Eléctrico de Potencia**

Dy Liacco [5,6] clasifica las condiciones de operación del sistema en 3 estados: normal (*seguro o inseguro*), de emergencia y el restaurativo [6]. El concepto establecido por estos 3 estados de operación son ilustrados en la figura 4.1.

Cuando un sistema se encuentra en un estado normal las restricciones de carga y operación se satisfacen. Un sistema se encuentra en un estado de emergencia cuando las restricciones de operación no se satisfacen completamente. Un sistema se encuentra en un estado restaurativo cuando las restricciones de carga no se satisfacen por completo.

#### **4.1.2 Concepto de Seguridad**

La seguridad de un sistema puede considerarse como la capacidad del mismo operando en un estado normal para poder soportar los disturbios sin sufrir un estado de emergencia, ciertos disturbios son referidos en general a contingencias imprevistas que el sistema podrá soportar sin violar las restricciones de carga y operación.[5] La condición segura entonces satisface no nada más las restricciones de carga y operación sino también a un conjunto terciario de restricciones conocidas como restricciones de seguridad, este ultimo conjunto incluye las restricciones de carga y operación para cada una de las contingencias:

$$S(x, u) \geq 0 \quad \text{restricciones de seguridad} \quad (4.3)$$

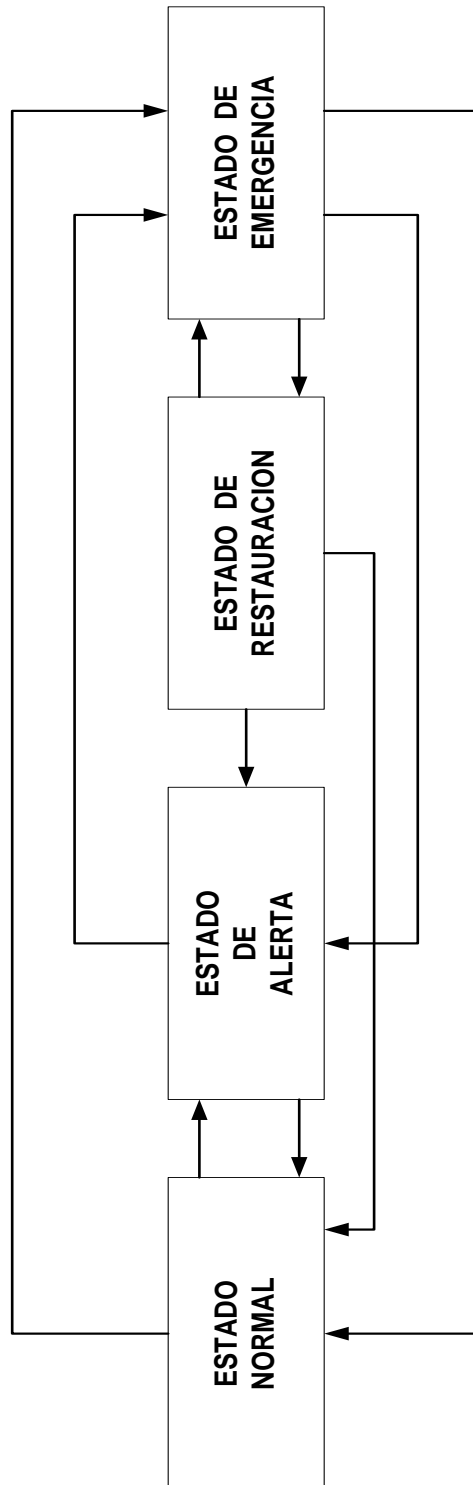


Fig. 4.1 Estados de Operación de un SEP y sus transiciones, las transiciones hacia el lado derecho se deben a contingencias y hacia el lado izquierdo a las acciones de control.

El sistema se encontrará en un estado inseguro si las restricciones anteriores no se satisfacen.

A partir de este concepto la seguridad de un sistema se define con respecto al conjunto de contingencias [39], la selección de dicho conjunto de contingencias dependerá del sistema en particular, así como su política de operación, ya que no existe un conjunto estándar de contingencias para cualquier sistema.[16]

Con el objeto de mantener un sistema operando a través de un conjunto de estados normales, Dy Liacco [5] sugirió la implantación un conjunto de funciones, conocidas como funciones de seguridad, la figura 4.2 ilustra la relación de las funciones de seguridad para un sistema operando en un estado normal.

El objetivo del presente trabajo es determinar análisis de contingencias en estado estacionario tanto en su estado original como con la aplicación de los métodos para la formación de equivalentes mencionados en los capítulos anteriores (*Ward and Hale y REI*), todo con el fin de determinar si un sistema operando en su estado normal es seguro o no ante el evento de la contingencia y observando el comportamiento de las mismas contingencias impactando las áreas internas de los sistemas tanto en su forma original como en su forma equivalente.

#### **4.1.3 Análisis y Selección de Contingencias**

Consiste básicamente en la evaluación del comportamiento del sistema sujeto a un conjunto de contingencias, con el objeto de determinar si el sistema opera de forma segura o no. El conjunto de contingencias a considerar en general comprende contingencias simples o múltiples.

La selección de un método para la evaluación de contingencias no llega a resultar sencillo, dado que el conjunto de las contingencias a simular resulta ser extenso. La selección deberá hacerse considerando el propósito general del estudio, en base a las características de la

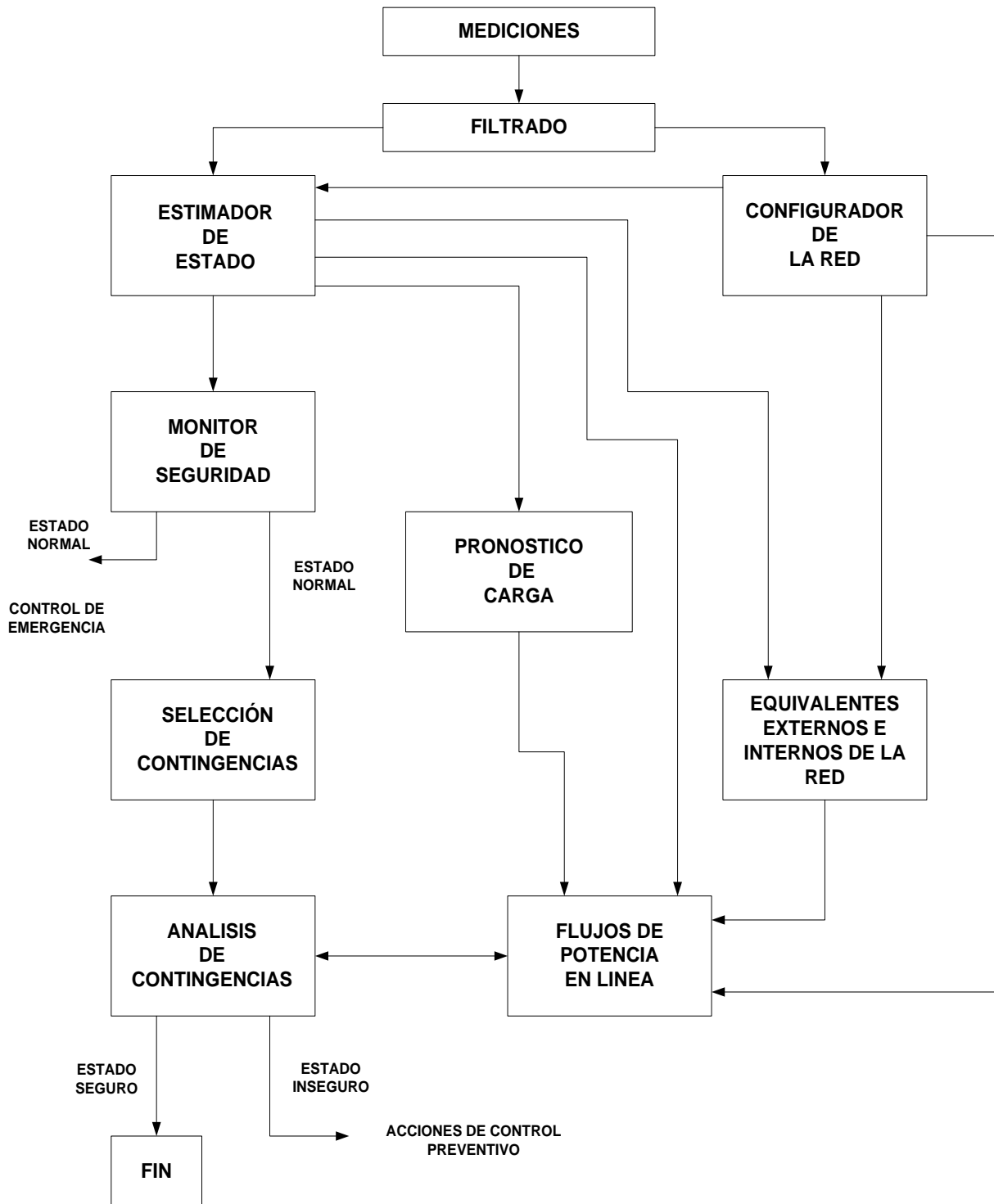


Fig. 4.2 Funciones de Seguridad.

precisión en la solución, requerimientos de memoria y rapidez computacional.

Uno de los métodos empleados para la evaluación de contingencias originalmente y que es implementado para este trabajo es el método de Factores de Sensibilidad o Factores de Distribución (FD) [16,20,21,32], derivado de los elementos de la matriz de impedancia nodal.

Las investigaciones recientes se han concentrado fundamentalmente en el cálculo eficiente de los Índices de Comportamiento o Índices de Contribución (IC) para cada contingencia. La tendencia básica que se considera consiste en calcular el cambio en el comportamiento de la contingencia cuando impacta hacia las demás líneas del sistema ya sea en el área interna o externa. [27,31,34]

En sistemas eléctricos de dimensión considerable, la evaluación de cientos de contingencias a través de una solución completa de flujos de potencia requerirá de un gran tiempo de cómputo aun haciendo uso de los algoritmos y técnicas más eficientes. [30]. En tales circunstancias resulta conveniente seleccionar las contingencias más importantes, es decir aquellas que puedan generar un mayor impacto sobre el comportamiento del sistema y entonces llevar a cabo un análisis detallado de ellas a través de la solución total de Flujos de Potencia [40].

## **4.2. Métodos de Selección y Analizados en este Trabajo**

Con el objeto de hacer un estudio comparativo en la que respecta a solución del análisis de contingencias en estado normal y en forma equivalente los siguientes métodos se aplicaron al trabajo:

*Factores de Distribución (FD)*

*Índices de Contribución (IC)*



La seguridad de Sistemas Eléctricos de Potencia analiza la habilidad del sistema el cual puede soportar casos de contingencias con o sin violación y puede ser comparado en sus condiciones normales de operación. Las condiciones pueden ser monitoreadas generalmente con flujos en MW para cada rama del sistema y para el voltaje de cada bus. Una forma segura de control es la del impacto de la contingencia al Sistema de Potencia simulando la situación mediante la solución de flujos de potencia. Debido al gran número de casos de contingencia que se pueden analizar no es viable hacer el análisis para cada caso a detalle por completo con la solución de flujos de CA. El método más aceptado es haciendo frente al problema en 2 pasos: con la selección de contingencias y el análisis de emergencia. [16,20]

En la selección de contingencias una rápida detección se aplica para seleccionar a los casos más severos o para ser clasificados de acuerdo a su gravedad, en el análisis de contingencias los estudios detallados de Flujos de Potencia solo se aplican a los casos potencialmente críticos. [30]

#### **4.2.1 Factores de Distribución**

El enfoque de los FD ha sido durante mucho tiempo adoptado por muchos trabajos e investigaciones pasadas y recientes y son ocupados como un medio de simulación para un gran número de contingencias, el método es conocido por ser un instrumento útil de aproximación para sistemas con “ $K$ ” y “ $M$ ” contingencias controladas por flujos de potencia y una “ $M \times K$ ” matriz de distribución de factores a calcular. [16,17,21,27]

Los factores de distribución son utilizados para estimar los flujos de potencia post-contingencia con las condiciones del caso base. [18,26,32] La ecuación en general es:

$$FD = \frac{(MW_{BAJO CONTINGENCIA}) - (MW_{CASO BASE})}{(Cambio de MW)} \quad (4.4)$$

Donde:

$MW_{BAJO\ CONTINGENCIA}$  : Es el flujo de potencia de la línea que está bajo contingencia.

$MW_{CASO\ BASE}$  : Es el flujo de potencia de la línea que está en condiciones normales de operación.

*Cambio de MW*: Es el flujo de potencia bajo análisis.

Los FD son una medida de redistribuir el porcentaje de carga expresado en el sistema de potencia cuando existe un corte de energía causado por la salida de una línea, también son ampliamente utilizados en los análisis de tiempo real debido al “*ranking*” de contingencias y a la velocidad con la que es posible realizar el análisis, una vez evaluados los FD son almacenados para así después poder checar las violaciones del sistema. [17,34]

Por otra parte los problemas de seguridad con restricciones de optimización (*por ejemplo, pre y post-contingencia además de la reprogramación correctiva*) son computacionalmente muy estrictos y requieren de los factores de cambio de generación además de los factores de distribución de interrupción de línea para reducir la complejidad del problema. [27]

Los FD de interrupción de línea sirven para poder comprobar si las líneas se sobrecargan cuando alguna o algunas líneas se pierden.

El FD de interrupciones de línea es definido por:

$$d_{l,i} = \frac{\Delta f_i}{f_i^0} \quad (4.5)$$

Donde:

$d_{i,l}$  : Es el FD de interrupciones de línea al monitorear la l-esima línea después de una interrupción de la i-esima línea.

$\Delta f_l$  : Es el cambio del flujo en l-esima línea en MW.

$f_i^0$  : Flujo de pre-contingencia en la i-esima línea.

Si hay flujos de pre-contingencia en la línea l e i, el flujo de potencia en la línea l estando fuera de línea i se puede calcular si se emplean los factores anteriores.

$$f_l = f_l^0 + (d_{l,i} \times f_i^0) \quad (4.6)$$

Donde:

$f_l^0$  y  $f_i^0$  : Son los flujos de pre-contingencia o de pre-interrupción en las líneas l e i respectivamente.

$f_l$  : Es el flujo de potencia en l-esima línea con la i-esima línea fuera.

Se puede comprobar con cierta rapidez al pre calcular si los factores “d” sobrecargan todas las líneas para interrupciones de una línea en particular. Esto se puede repetir para la interrupción de cada línea una por una y se pueden calcular sobrecargas para poder poner en práctica las acciones correctivas.

Se notará que un flujo de línea puede ser positivo o negativo. En consecuencia se debe comparar  $f$  contra  $-f_{l\max}$  así como con  $f_{l\max}$ . Los flujos de línea se pueden calcular

mediante sistemas de telemetría o con técnicas de estimación de estado. Si la red sufre un cambio estructural significativo, los factores deberán actualizarse. [32,34,39]

#### 4.2.2 Índices de Contribución

Los IC a nivel de sistema son definidos como una función que penaliza cualquier violación de flujos en las líneas o de voltaje en los nodos.

Los IC producen cantidades escalares que cuantifican la severidad relativa de la contingencia a nivel de sistema. [20,21,37,38]

De acuerdo a [20,21] y [16,17], un índice que cuantifica las líneas sobrecargadas se pueden definir en términos de un IC real.

$$IC_{MW} = \sum_{l=1}^{NL} \frac{W_l}{2n} \left( \frac{P_l}{P_l^{max}} \right)^{2n} \quad (4.7)$$

Donde:

$P_l$  : Flujo en la línea l en MW.

$P_l^{max}$  : Capacidad de la línea l en MW.

$W_l$  : Coeficiente de peso real positivo.

NL: Numero de líneas del sistema.

n: Exponente específico.

Los IC son funciones normalizadas de los flujos de las líneas y ángulos de las mismas respectivamente. En ambos casos los IC tienen un valor pequeño cuando todos los flujos de las líneas son menores que las capacidades de sus líneas respectivas y un valor alto cuando hay líneas sobrecargadas. [36]

Es importante enfatizar que el procedimiento desarrollado en este trabajo no es basado en el cálculo del IC para voltajes que es definido para cada contingencia, dado que esto necesitaría un flujo de carga para cada contingencia, mas bien, el proceso es basado en el cálculo de la salidas de las líneas viendo la severidad de sobrecarga en el resto del sistema.

### **4.3. Técnica de Selección de Contingencias**

Se efectuaron pruebas con los métodos ya descritos tanto en los capítulos y párrafos anteriores en este trabajo con los sistemas de prueba del IEEE, (*IEEE-14 buses e IEEE-30 buses*) [21] tomando sus datos originales respectivamente logrando así el caso base que es tomado como un punto de partida para poder hacer la comparación con los casos equivalentes.

Las tablas 4.4, 4.5, 4.7, 4.11, 4.12 para cada uno de los sistemas muestran la clasificación de contingencias de las líneas en forma correcta con los flujos de potencia para ambos métodos y casos, de acuerdo a la severidad de la sobrecargas en las líneas comparadas con las clasificaciones resultantes de los métodos de sensibilidad (*Factores de Distribución e Índices de Contribución*) para la selección de contingencias además de la otra comparación con los métodos de formación de equivalentes, (*Ward and Hale y REI*).

Los resultados muestran que aunque la clasificación de contingencias de acuerdo a los métodos ya descritos para la salida de líneas y elementos de los sistemas no son totalmente incorrectos.

La clasificación de las líneas tendrá alguna variación debido a la clasificación para cada método por ejemplo

Si se hace el análisis de contingencias con flujos de potencia de una lista clasificación se inicia con la contingencia más severa, o sea, con la que está en la parte más alta de la lista y se continúa el análisis de forma descendiente, entonces el análisis pararía cuando ya no se encuentren problemas de sobrecarga.

#### **4.3.1 Procedimiento**

El proceso metodológico que se llevo en este trabajo fue hacer el análisis de contingencias aplicando los 2 métodos de sensibilidades ya mencionados además de hace las comparaciones con los métodos equivalentes.

La obtención de equivalentes con los métodos de Ward and Hale y REI ayudan a calcular los limites de los buses que están entre el sistema interno y externo, el análisis de contingencias fue realizado en el área interna de cada sistema utilizando tanto los Factores de Distribución como los Índices de Contribución viendo así la eficacia tanto del método equivalente como de los métodos de análisis de contingencias.

La metodología propuesta fue aplicada a los sistemas IEEE-14 buses e IEEE-30 buses [21].

A continuación se muestran los sistemas ya mencionados tanto en su forma original como en las 2 formas equivalentes mostrando el análisis de flujos de potencia en el área interna de cada sistema en la cual se aplicara el análisis de contingencias. Los datos ocupados para cada sistema pueden ser revidados en el apéndice E de este trabajo.

Para la formación de los equivalentes Ward and Hale el resultado es el siguiente; los sistemas fueron divididos de la siguiente manera:

Tabla 4.1 División de los sistemas IEEE-14 e IEEE-30 para la formación de los equivalentes Ward and HALE

DIVISION PARA LA FORMACION Ward and Hale		
SISTEMA	SISTEMA INTERNO	SISTEMA EXTERNO
IEEE - 14	1,2,3,4,5	6,7,8,9,10,11,12,13,14
IEEE - 30	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11 12,13	14,15,16,17,18,19,20,21 22,23,24,25,26,27,28,29,30

El resultado de la aplicación del equivalente Ward and Hale ya con la división de los 2 sistemas para cada sistema fue el siguiente:

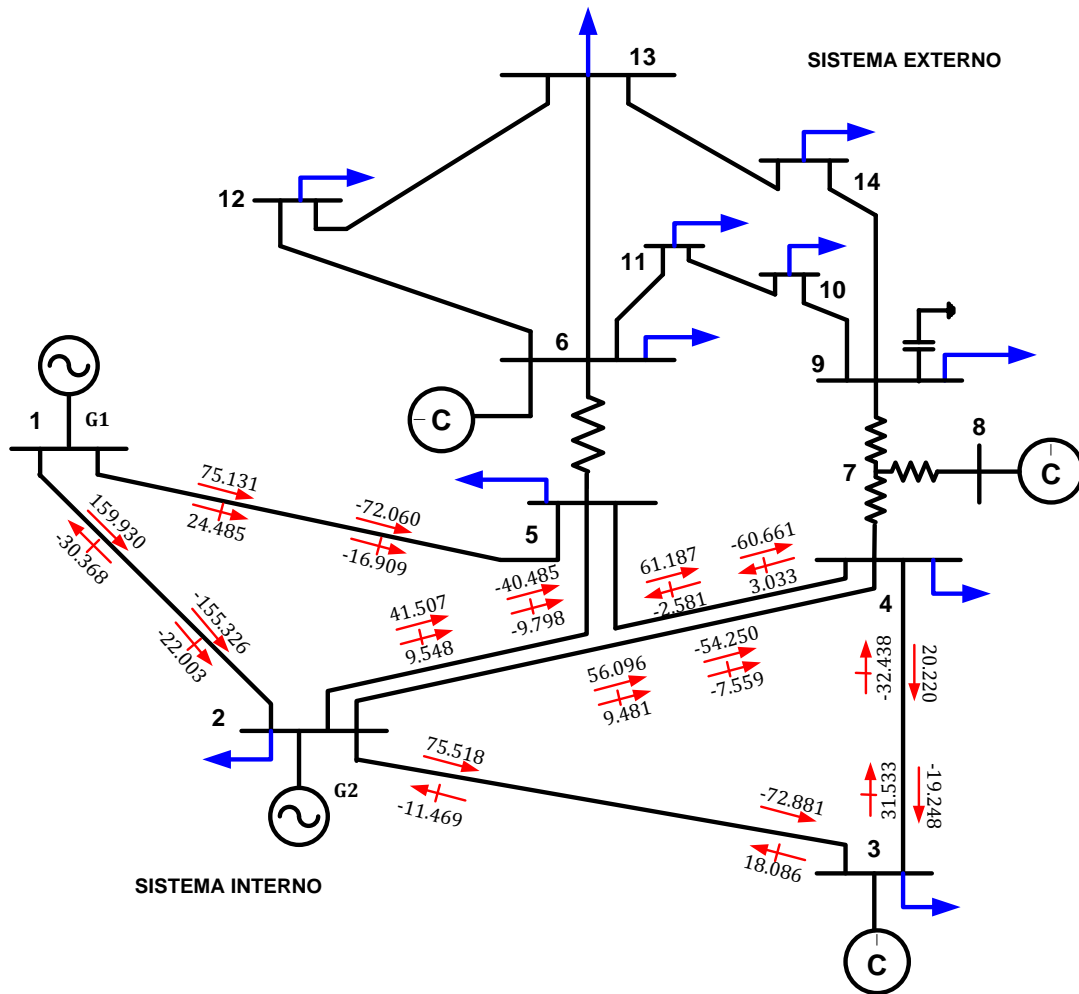


Fig. 4.3 Flujos de Potencia del Sistema Interno del Sistema IEEE-14 buses.

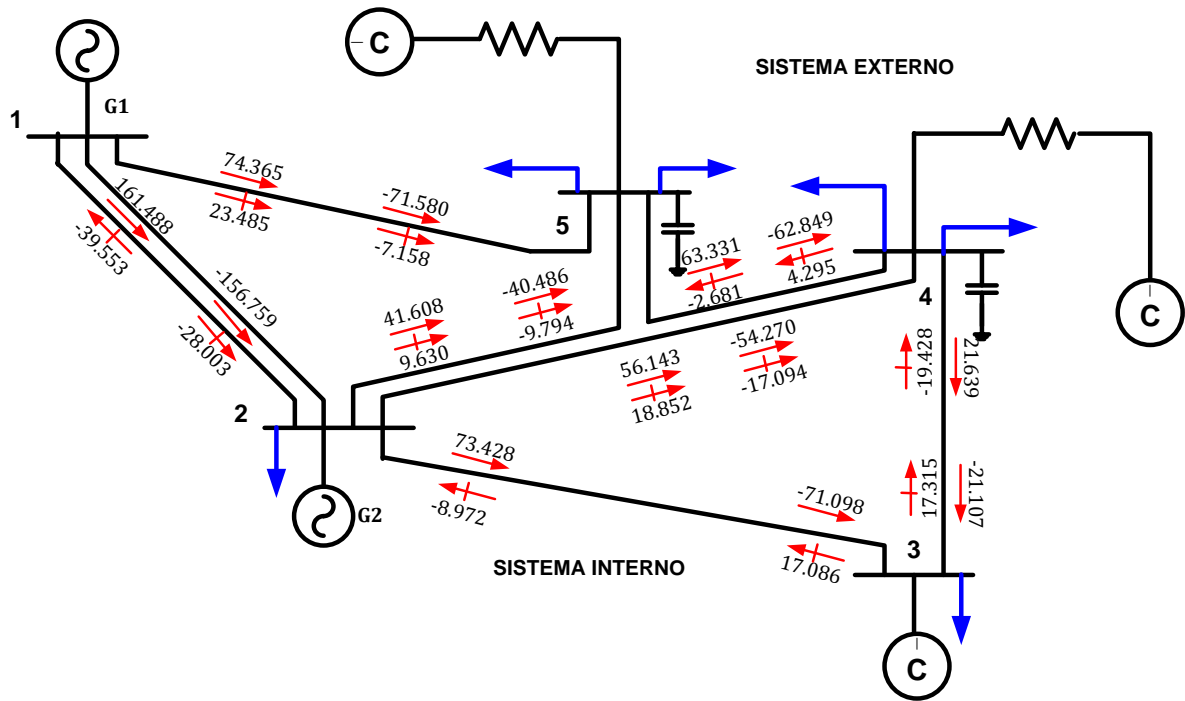


Fig. 4.4 Flujos de Potencia del Sistema Interno del Equivalente Ward and Hale del Sistema IEEE-14 buses.

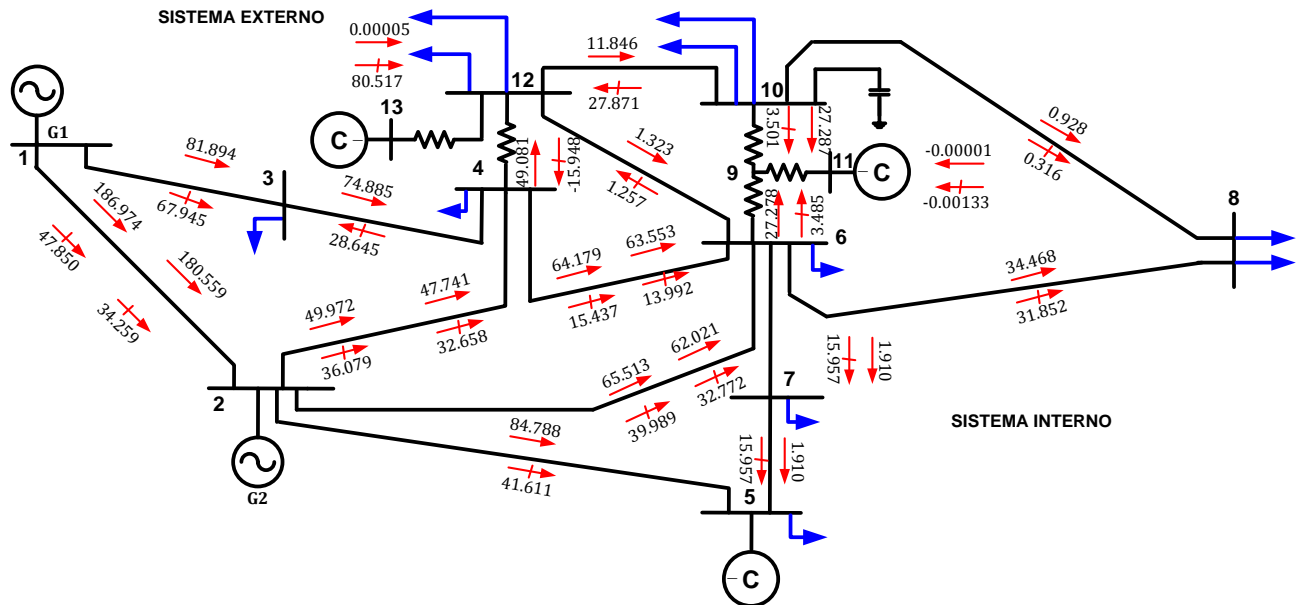


Fig. 4.5 Flujos de Potencia del Sistema Interno del Equivalente Ward and Hale del Sistema IEEE-30 buses.



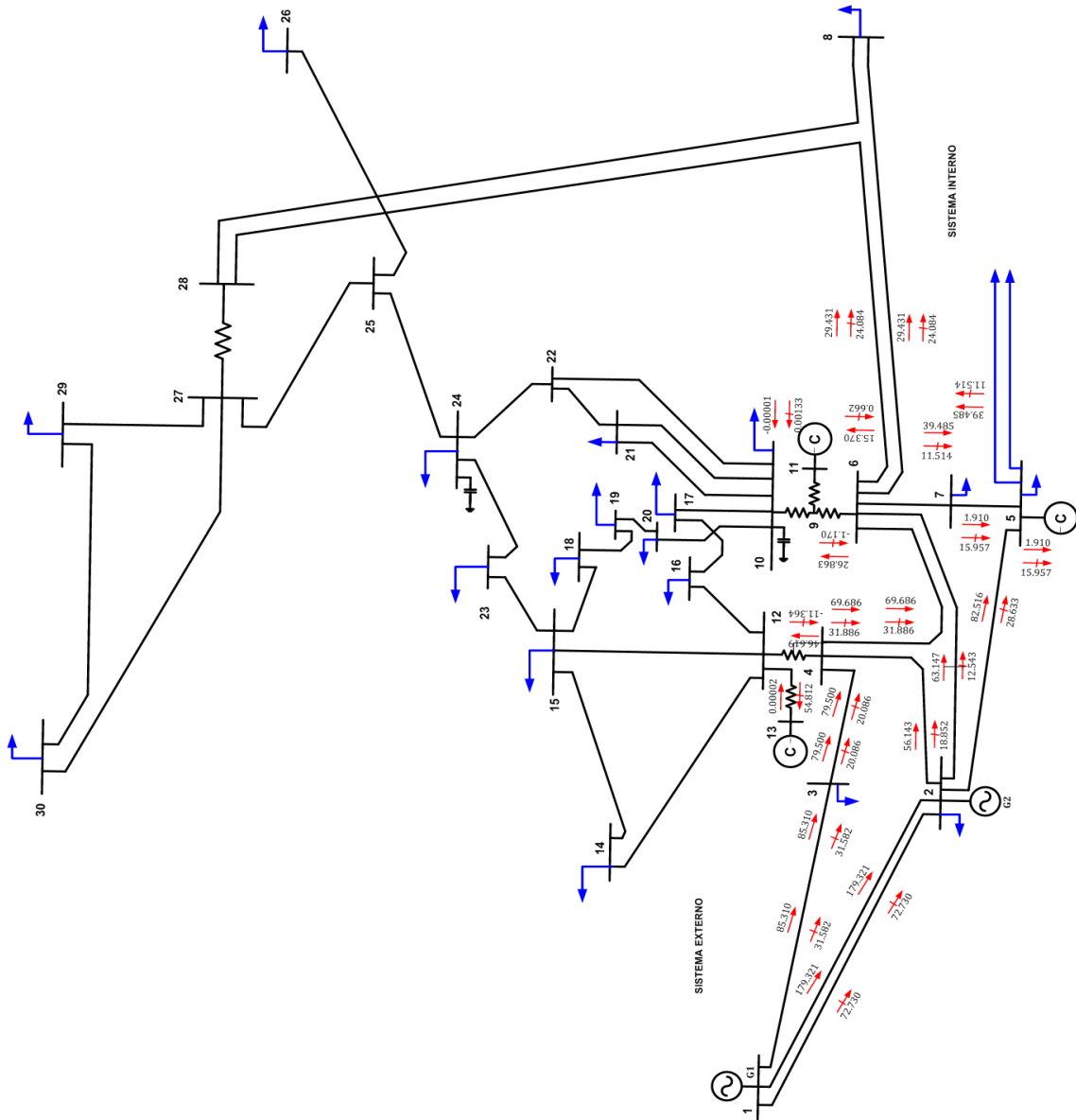


Fig. 4.6 Flujos de Potencia del Sistema Interno del Sistema IEEE-30 buses.

Con lo que respecta a la obtención del equivalente REI los resultados de los sistemas son los siguientes:

La tabla 4.2 muestra la división de los sistemas:

Tabla 4.2 División de los sistemas IEEE-14 e IEEE-30 para la formación de los equivalentes REI

DIVISION PARA LA FORMACION REI			
SISTEMA	SISTEMA INTERNO	BUSES FRONTERA	SISTEMA EXTERNO
IEEE - 14	1,2,3	4,5	6,7,8,9,10,11,12,13,14
IEEE - 30	1,2,3,4,5,6,7,8,9,11 12,13	10, 15, 28	14,16,17,18,19,20,21 22,23,24,25,26,27,29,30

Los diagramas de los equivalentes REI se conformaron de la siguiente manera:

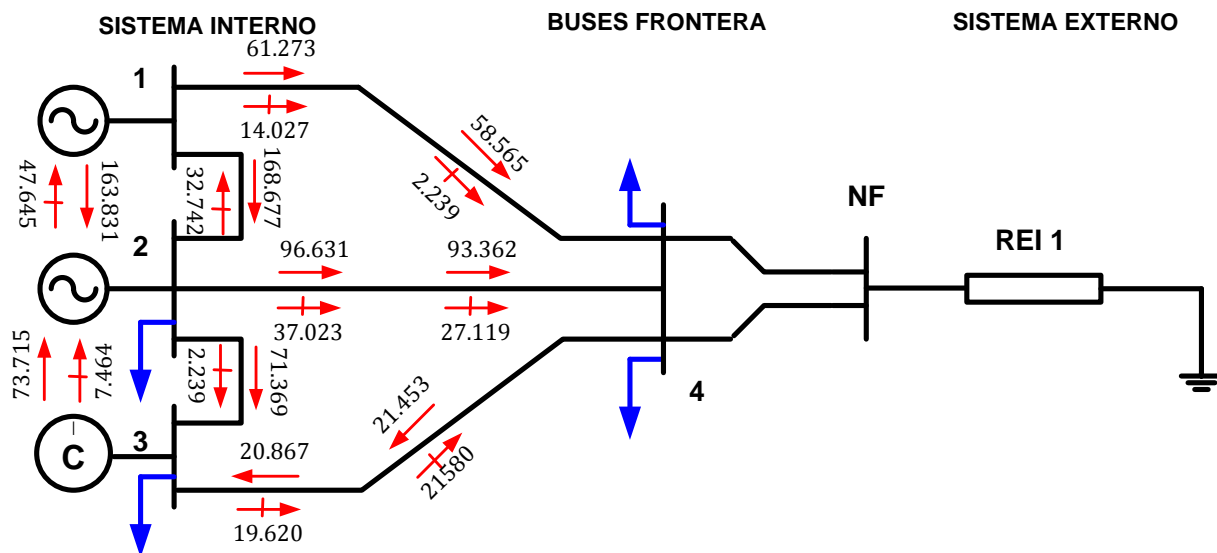


Fig. 4.7 Flujos de Potencia del Sistema Interno del Equivalente REI del Sistema IEEE-14 buses.

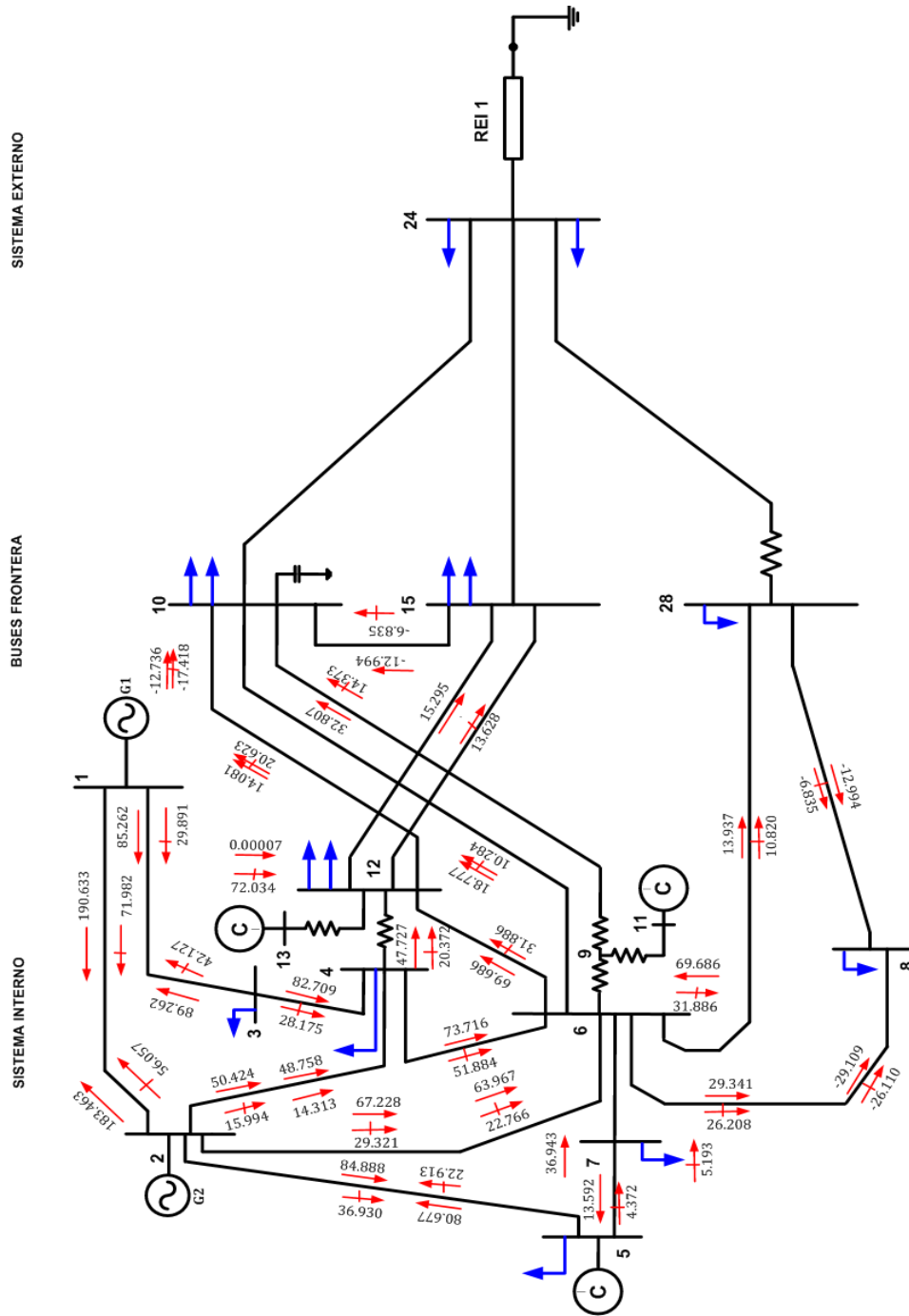


Fig. 4.8 Flujos de Potencia del Sistema Interno del Equivalente REI del Sistema IEEE-30 buses.

Una vez obtenidos los equivalentes se procede a realizar el método de selección de contingencias el cual arranca con los casos base de los dos sistemas simulados.

Por lo tanto, los Flujos de Potencia nuevos que fueron obtenidos para cada línea en los casos equivalentes sirven para comparar el caso original y los límites de los flujos en cada línea.

Si hay alguna violación de estos límites o sobrepasan el punto operativo de cada una de los casos causarían alarma en el sistema.

#### **4.3.2 Análisis de Resultados**

La simulación de los equivalentes Ward y REI para la detección de contingencias y para su clasificación se llevó a cabo con los sistemas estándar del IEEE en específico el IEEE-14 buses y el de 30 buses respectivamente.

Se aplicó el Ranking de contingencias, de las líneas sobrecargadas chequeando los flujos de potencia totales y equivalentes, presentados en esta sección.

##### **4.3.2.1 Caso de Estudio 1: Análisis del sistema IEEE-14 buses**

El sistema IEEE-14 buses que se muestra en la fig. 4.3 fue seleccionado para demostrar el uso de la metodología de detección mediante las FD y los IC del sistema con diversas interrupciones del funcionamiento del caso base y equivalentes respectivamente. Los datos del sistema pueden ser revisados en el apéndice “E” de este trabajo.

El total de contingencias que son consideradas en el sistema son 16, cabe recalcar que en este trabajo se analizaron 5 de esos casos.

Los límites de interrupciones que corresponden tanto a los condensadores síncronos y a las líneas que representan los transformadores no son tomados en cuenta.

En la detección del método se tuvo la capacidad de mostrar resultados con cierto nivel de precisión en comparación con los obtenidos con un análisis simple de Flujos de Potencia, la obtención de la comparación de las líneas sobrecargadas mediante esta simulación utilizada se presentan en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Sobrecargas del sistema IEEE-14 buses

No.	LÍNEA EN CONTINGENCIA	SOBRECARGA EN LAS LÍNEAS USANDO EL MÉTODO DE LOS FACTORES DE DISTRIBUCIÓN	TOTAL DE SOBRECARGAS	SOBRECARGA EN LAS LÍNEAS USANDO EL MÉTODO DE LOS ÍNDICES DE CONTRIBUCIÓN	TOTAL DE SOBRECARGAS
1	1-2	1-5 3-4 4-5 5-6 10-11	5	1-5 3-4 4-5 5-6 10-11	5
2	1-5	1-2 2-4 2-5 9-10	4	1-2 2-4 2-5 9-10	4
3	2-3	1-5 2-4 2-5	6	1-5 2-4 2-5	6
4	2-4	1-5 2-3 2-5 4-5 10-11	5	1-5 2-3 2-5 4-5 10-11	5
5	2-5	2-4	1	2-4	1
6	3-4	2-3	1	2-3	1
7	4-5	2-3 2-4 6-11 6-13 10-11 12-13 13-14	7	2-3 2-4 6-11 6-13 10-11 12-13 13-14	7
8	6-11	9-10 12-13 13-14	3	9-10 12-13 13-14	3
9	6-12	6-13 12-13	2	6-13 12-13	2
10	6-13	6-11 6-12 9-14 10-11 12-13	5	6-11 6-12 9-14 10-11 12-13	5
11	9-10	6-11 9-14 10-11	3	6-11 9-14 10-11	3
12	9-14	6-12 6-13 9-10 12-13 13-14	5	6-12 6-13 9-10 12-13 13-14	5
13	10-11	9-10 12-13 13-14	3	9-10 12-13 13-14	3
14	12-13	0	0	0	0
15	4-3*****4-5	1-2 2-3 2-4 5-6 6-13	5	1-2 2-3 2-4 5-6 6-13	6
16	1-5 *****G2	1-2 2-4	2	1-2 2-4	2

El uso de los métodos de detección son mostrados en las tablas 4.4 y 4.5, en este sistema se pusieron a prueba 16 cortes de línea y la salida de un generador, cabe volver a recordar que en este trabajo se muestran 5 cortes 3 simples que solo constan de la salida de la línea y dos corte múltiples una de 2 líneas y la otra la combinación de línea y generador. El valor elegido para  $n$  es 1 para el cálculo de IC, las clasificaciones por el método de los FD se muestran en la tabla 4.4.

Las contingencias más graves son las que tienen un mayor IC, la clasificación de las líneas 1-5, 1-2, 2-3 y las múltiples 4-3 4-5, 1-5 con la salida del G2 cambiarán su clasificación dependiendo el análisis. Los valores que se obtuvieron con el IC son pequeños como consecuencia su efecto en las líneas puede desestabilizar el sistema, mostrado en la tabla 4.5.

Tabla 4.4 Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses por el método de los FD

No.	LINEA	FD	RANKING o CLASIFICACION
1	1-2	$2.47 \times 10^4$	5
2	1-3	23.218	10
3	2-4	$1.59 \times 10^5$	2
4	2-5	7.1489	12
5	2-6	0.51176	13
6	3-4	0.45776	14
7	4-6	$3.52 \times 10^4$	4
8	5-7	364.97	7
9	6-12	$7.76 \times 10^4$	3
10	6-13	$1.42 \times 10^9$	1
11	9-10	308.65	8
12	9-14	1697.4	6
13	10-11	8.4104	11
14	12-13	0.20601	16
15	4-3****4-5	44.453	9
16	1-5 ****G2	0.41853	15

Tabla 4.5 Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses por el método de los IC

No.	LINEA	IC	RANKING o CLASIFICACION
1	1-2	6770.4	5
2	1-3	19.299	10
3	2-4	$2.13 \times 10^5$	2
4	2-5	6.2164	12
5	2-6	0.49568	13
6	3-4	0.35726	14
7	4-6	18091	4
8	5-7	359.27	7
9	6-12	89.379	3
10	6-13	$8.45 \times 10^8$	1
11	9-10	312.36	8
12	9-14	1436.2	6
13	10-11	6.8862	11
14	12-13	0.13939	16
15	4-3****4-5	11.735	9
16	1-5 ****G2	0.010461	15

En las tablas 4.6 Y 4.7 se muestra la comparación entre FD e IC con su porcentaje de violación, flujos de potencia y límite operativo para las líneas mencionadas para este caso.

Tabla 4.6 Análisis de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses (Sistema Interno)

1-2		INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION				
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
11	6	11	7.3253	7.7292	8.828	14.2162	7.7071	5.9158	7.0719	-
19	12	13	1.1571	1.2897	1.4632	13.4577	1.1461	0.7247	0.8967	-
20	13	14	4.319	4.915	5.5629	13.1811	3.6936	2.997	3.551	-
1-5		INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION				
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	159.9303	221.2872	245.2768	10.8409	157.943	219.0896	242.781	10.8136
3	2	3	75.5187	79.6449	90.9727	14.2229	72.7134	76.2634	87.1704	14.3018
4	2	4	56.0964	73.4605	81.8749	11.4544	56.0495	72.8438	81.2513	11.5417
14	7	8	-	-	-	-	0.003	0.0034	0.0038	13.2092
16	9	10	6.4596	6.5936	7.5625	14.6953	-	-	-	-
2-3		INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION				
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
2	1	5	75.1319	85.3686	96.6384	13.2013	76.2002	84.6241	96.0542	13.5068
5	2	5	-	-	-	-	41.4939	62.0419	68.266	10.0321
11	6	11	7.3253	7.5659	8.6647	14.523	7.7071	7.7625	8.9185	14.8931
19	12	13	1.1571	1.1744	1.3479	14.7793	-	-	-	-
20	13	14	4.319	4.521	5.1689	14.3299	3.6936	3.8847	4.4388	14.2621
1-5*****2-2		INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION				
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	159.9303	233.0202	257.0098	10.295	157.943	224.1729	247.8643	10.5684
4	2	4	56.0964	74.216	82.6304	11.3378	56.0495	71.4538	79.8612	11.7663
4-3*****4-5		INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION				
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	159.9303	160.9093	184.8988	14.9087	157.943	157.9946	181.6861	14.9951
3	2	3	75.5187	86.1609	97.4887	13.1473	72.7134	86.1043	97.0113	12.6672
4	2	4	56.0964	77.2747	85.6891	10.889	56.0495	74.0787	82.4861	11.9493
10	5	6	41.7279	48.3834	54.6426	12.9366	39.9325	47.6362	53.6261	12.5742
13	6	13	19.461	20.4585	23.3776	14.2686	20.0024	21.2838	24.2841	14.0969
14	7	8	0	0	0	13.9896	-	-	-	-

Tabla 4.7 Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses (Sistema Interno)

No.	LINE	FD	IC	RANKING o CLASIFICACION
1	1-2	$2.47 \times 10^4$	6770.4	5
2	1-3	23.218	19.299	10
3	2-4	$1.59 \times 10^5$	$2.13 \times 10^5$	2
4	2-5	7.1489	6.2164	12
5	2-6	0.51176	0.49568	13
6	3-4	0.45776	0.35726	14
7	4-6	$3.52 \times 10^4$	18091	4
8	5-7	364.97	359.27	7
9	6-12	$7.76 \times 10^4$	89.379	3
10	6-13	$1.42 \times 10^9$	$8.45 \times 10^8$	1
11	9-10	308.65	312.36	8
12	9-14	1697.4	1436.2	6
13	10-11	8.4104	6.8862	11
14	12-13	0.20601	0.13939	16
15	4-3****4-5	44.453	11.735	9
16	1-5 ****G2	0.41853	0.010461	15

Con lo que respecta al análisis aplicado con los métodos equivalentes Ward y REI se analizaron diversos casos plasmando en este trabajo los más significativos los cuales en párrafos anteriores de este capítulo ya se han descrito.

La tabla 4.8 presenta las líneas sobrecargadas que corresponden al sistema interno para los casos equivalentes, se puede observar que todas las líneas sobrecargadas son las mismas en el análisis de contingencias para cada caso, durante el proceso de la formación de equivalentes algunas líneas se introducen al área del sistema interno las cuales no afectan el desarrollo del análisis.

Tabla 4.8 Sobrecargas del sistema IEEE-14 buses aplicando los métodos equivalentes

No.	LINEA EN CONTINGENCIA	SOBRECARGA EN LAS LINEAS USANDO EL METODO DE LOS FACTORES DE DISTRIBUCION (METODOS EQUIVALENTES)	TOTAL DE SOBRECARGAS	SOBRECARGA EN LAS LINEAS USANDO EL METODO DE LOS INDICES DE CONTRIBUCION (METODOS EQUIVALENTES)	TOTAL DE SOBRECARGAS
1	1-2	-	-	-	-
2	1-5	1-2 2-3 2-4	3	1-2 2-3 2-4	3
3	2-3	1-5 2-4 2-5	3	1-5 2-4 2-5	3
4	1-5****G2	1-2 2-4	2	1-2 2-4	2
5	4-3****4-5	1-2 2-3	2	1-2 2-3	2



En los casos 1, 2, 3 las líneas extra que conforman a los casos equivalentes (*Ward and Hale, REI*) son en comparación menor a las de los casos 4, 5 donde aparecen más líneas el área interna del sistema, en los 5 casos que se estudian se muestra el efecto del impacto de la selección de contingencias en el sistema interno de los equivalentes, por tanto una observación importante obtenida en estos resultados puede afirmar lo siguiente:

Los buses que fueron seleccionados para obtener el estudio del sistema interno deben cumplir con la información detallada para poder conformar la red equivalente con los buses frontera que interconectan al sistema externo, y así obtener el menor número de líneas extra en el sistema.

En lo que cabe a la efectividad del equivalente la mejor precisión es para el equivalente tipo REI el cual tiene un mejor acercamiento con el sistema original, en tablas 4.9 y 4.10 la comparación de los 3 sistemas solo tomando los buses del sistema interno. Las graficas de la figuras 4.8 y 4.9 muestra la evolución de contingencias para los métodos equivalentes.

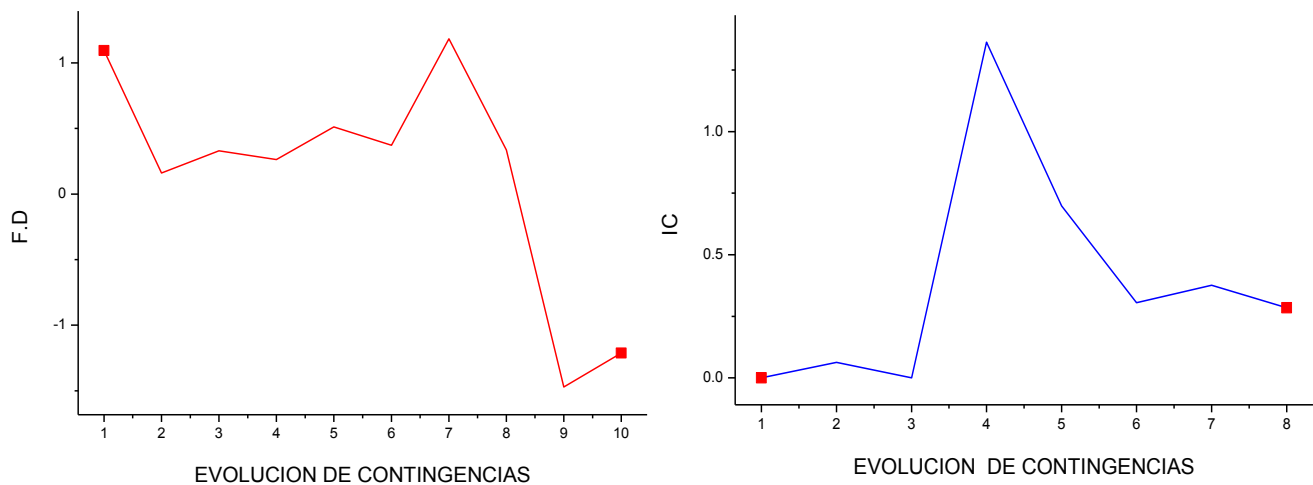


Fig. 4.9 Evolución de contingencias del Sistema equivalente Ward and Hale IEEE-14 buses ambos métodos (FD e IC)

Tabla 4.9 Análisis de contingencias y clasificación del sistema equivalente Ward and Hale IEEE-14 buses (Sistema Interno)

1-2			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-5			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	161.4881	219.7371	243.9603	11.0237	160.6705	219.8445	243.9451	10.9626
3	2	3	73.4281	76.7226	87.7368	14.3559	68.415	70.4119	80.6742	14.5746
4	2	4	56.1436	73.2269	81.6484	11.5006	55.1552	71.8879	80.1611	11.5086
2-3			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
2	1	5	74.3655	82.8047	93.9595	13.4713	76.038	82.6606	94.0663	13.7982
4	2	4	-	-	-	-	55.1552	81.8843	90.1576	10.1036
5	2	5	-	-	-	-	40.78	60.0957	66.2127	10.1788
1-5*****2-2			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	2	4	56.1436	78.1711	55.1552	72.4062	80.6795	11.4262
4	2	4	1	2	161.4881	168.0568	160.6705	226.5272	250.6278	10.6391
4-3 *****4-5			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	1	2	161.4881	168.0568	160.6705	166.8863	190.9869	14.4413
3	2	3	2	3	73.4281	85.4787	68.415	83.1606	93.4228	12.3403

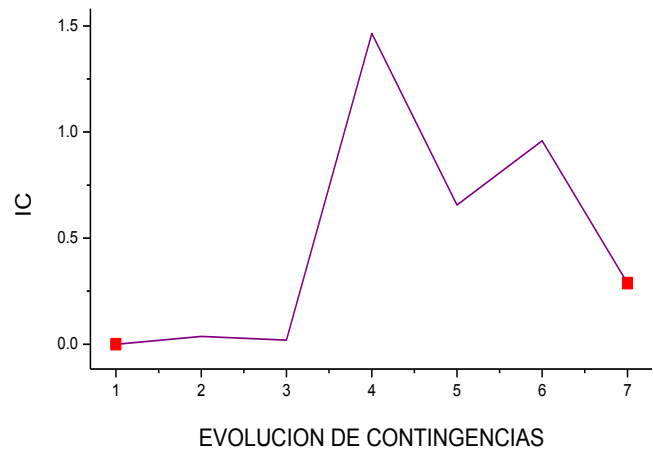
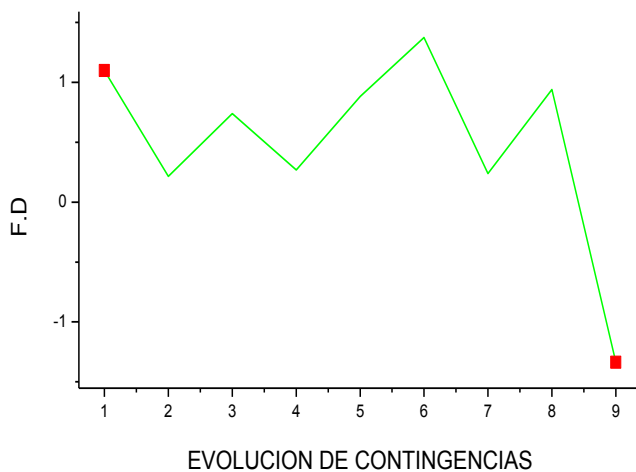


Fig. 4.10 Evolución de contingencias del Sistema equivalente REI IEEE-14 buses ambos métodos (FD e IC)

Tabla 4.10 Análisis de contingencias y clasificación del sistema equivalente REI IEEE-14 buses (Sistema Interno)

1-2			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-5			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	168.6779	211.4742	236.7759	11.9644	168.1776	211.5111	236.7377	11.9269
3	2	3	73.7154	77.6417	88.699	14.2415	69.0878	72.1834	82.5466	14.3567
4	2	4	96.6319	128.996	143.4908	11.2366	94.7737	126.7039	140.92	11.2199
2-3			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
2	1	4	61.2737	72.1887	81.3797	12.732	62.384	71.6045	80.9621	13.0685
4	2	4	-	-	-	-	94.7737	141.4866	155.7026	10.0476
1-5*****2-2			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	168.6779	228.5642	253.8659	11.0698	168.1776	228.6393	253.8659	11.0334
3	2	3	-	-	-	-	69.0878	73.6819	84.045	14.0647
4	2	4	96.6319	138.9083	153.4031	10.4348	94.7737	139.1871	153.4031	10.2136
4-3 *****4-5			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
3	2	3	73.7154	85.9456	97.0029	12.8655	2	3	69.0878	86.6397

#### 4.3.2.2 Caso de Estudio 2: Análisis del sistema IEEE-30 buses

Tomando el proceso anterior con el cual se describió a detalle el sistema IEEE-14 buses el análisis para el sistema IEEE-30 buses el cual se puede consultar con sus datos originales en apéndice “E” de este trabajo y fue utilizada para la detección sistemática con la interrupción de varias líneas y un generador.

El total de contingencias del sistema es de 35 a considerar, el método de detección es capaz de mostrar resultados que están con la precisión deseada en cierto nivel y tomando algunos valores iniciales como el primer caso, las tablas 4.11 y 4.12 proporciona el ranking o clasificación por FD.

Al igual que el caso anterior las contingencias más graves son las de mayor valor IC, utilizando el método de selección al ser interrumpido el G2 y la líneas 6-7 o 25-26 puede llegar a existir una mal clasificación de los contingencias.

Tabla 4.11 Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses por el método de los FD

No.	LINEA EN CONTINGENCIA	FD	RANKING o CLASIFICACION
1	1-2	12077	12
2	1-3	13.641	22
3	2-4	0.82971	30
4	2-5	$5.08 \times 10^6$	6
5	3-4	8.1665	26
6	4-6	10.523	25
7	5-7	1196.6	16
8	6-7****3-4	13.535	33
9	6-8	0.5069	23
10	6-28	$5.27 \times 10^8$	32
11	8-28	$4.16 \times 10^5$	4
12	10-17	329.56	9
13	10-20	$2.40 \times 10^5$	18
14	10-21	$3.12 \times 10^{13}$	10
15	10-22	$1.20 \times 10^8$	1
16	12-14	$1.76 \times 10^4$	5
17	12-15	$4.22 \times 10^6$	11
18	12-16	756.42	6
19	14-15	0.30831	15
20	15-18	333.67	35
21	15-23	160.27	16
22	16-17	17.332	18
23	18-19	6.0063	21
24	19-20	$1.93 \times 10^4$	26
25	21-22	0.31809	10
262	22-24	$1.82 \times 10^7$	34
27	23-24	1.0959	5
28	24-25	2.2511	29
29	2-6	8.1665	27
30	25-26	$1.95 \times 10^2$	20
31	25-27	$2.13 \times 10^4$	9
32	27-29	25.509	19
33	27-30	4319.3	13
34	29-30	2.1559	28
35	6-7*****G2	$5.37 \times 10^2$	31

No existe problema en el desempeño de los casos que resultan ser menos severos y los casos que lo son evitan el uso de un valor no apropiado para “n” que no sea “1”.

En las tablas 4.13 Y 4.14 se presenta la comparación de los sistemas equivalentes del Sistema IEEE-30 buses donde es posible analizar que tanto los FD e IC son muy acercados

a los del caso original para todas las líneas con lo que la verificación de los resultados del caso equivalentes son tan buenos como los que deben pertenecer al caso base u original.

Tabla 4.12 Selección de contingencias y clasificación del sistema IEEE-14 buses por el método de los FD

No.	LÍNEA EN CONTINGENCIA	IC	RANKING o CLASIFICACION
1	1-2	12077	14
2	1-3	13.641	24
3	2-4	0.82971	31
4	2-5	$5.08 \times 10^5$	8
5	3-4	8.1665	25
6	4-6	10.523	16
7	5-7	1196.6	33
8	6-7****3-4	13.535	23
9	6-8	0.5069	32
10	6-28	$5.27 \times 10^8$	4
11	8-28	$4.16 \times 10^5$	9
12	10-17	329.56	18
13	10-20	$2.40 \times 10^5$	10
14	10-21	$3.12 \times 10^{13}$	1
15	10-22	$1.20 \times 10^8$	5
16	12-14	$1.76 \times 10^4$	11
17	12-15	$4.22 \times 10^6$	6
18	12-16	756.42	17
19	14-15	0.30831	35
20	15-18	333.67	19
21	15-23	160.27	20
22	16-17	17.332	22
23	18-19	6.0063	27
24	19-20	$1.93 \times 10^4$	13
25	21-22	0.31809	34
26	22-24	$1.82 \times 10^7$	7
27	23-24	1.0959	30
28	24-25	2.2511	28
29	2-6	8.1665	26
30	25-26	$1.95 \times 10^2$	2
31	25-27	$2.13 \times 10^4$	12
32	27-29	25.509	21
33	27-30	4319.3	15
34	29-30	2.1559	29
35	6-7*****G2	$5.37 \times 10^2$	3

Las graficas de las figuras 4.11 y 4.12 muestran la evolución de contingencias del sistema en sus 2 versiones equivalentes.

Es posible observar la distinguir la efectividad de los métodos de contingencias.

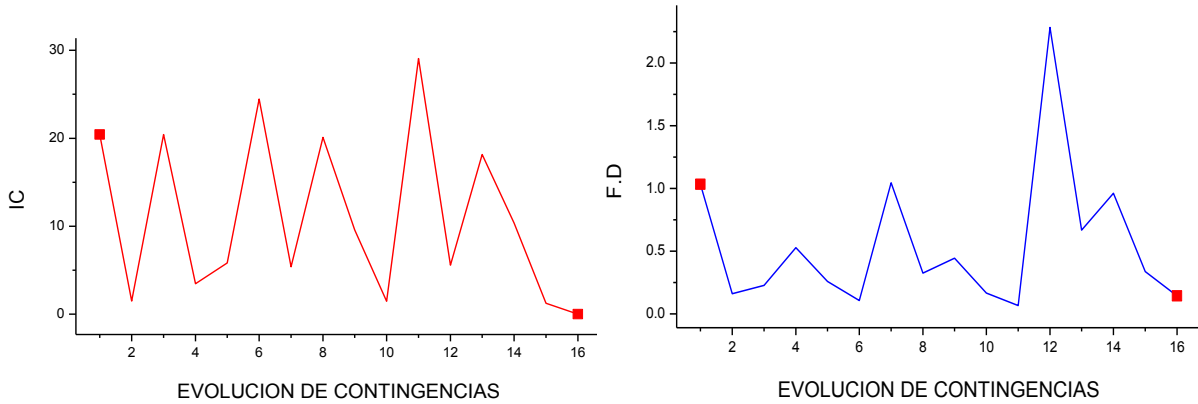


Fig. 4.11 Evolución de contingencias del Sistema equivalente Ward and Hale IEEE-30 buses ambos métodos (FD e IC)

Tabla 4.13 Análisis de contingencias y clasificación del sistema equivalente Ward and Hale IEEE-30 buses (Sistema Interno)

6-7			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
4	2	5	84.7886	113.4498	126.1681	11.2105	81.7347	108.3494	120.6096	11.3154
9	5	7	-14.0178	20.6462	22.7489	10.1843	-14.7411	18.6157	20.8269	11.878
4-6			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
4	2	5	84.7886	88.5755	101.2938	14.3587	81.7347	85.2098	97.47	14.3883
5	2	6	65.5138	91.4562	101.2833	10.7451	61.8701	89.1329	98.4134	10.412
8	4	12	49.082	60.5152	67.8775	12.166	46.9958	57.8668	64.9162	12.182
12-4			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
19	12	13	-	-	-	-	8.3881	12.1705	13.4288	10.3382
6-7*****3-4			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	186.9742	272.9727	301.0188	10.2743	182.7085	240.7002	268.1065	11.3861
3	2	4	49.9721	68.5991	76.0949	10.927	45.3585	65.1956	71.9994	10.4359
4	2	5	84.7886	106.2144	118.9327	11.9742	81.7347	105.8561	118.1163	11.582
5	2	6	65.5138	70.571	80.3981	13.9251	61.8701	66.2079	75.4884	14.0172
9	5	7	-14.0178	18.5977	20.7004	11.306	-14.7411	18.0507	20.2619	12.2498
6-7 *****G2			WARD AND HALE							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	186.9742	272.9727	301.0188	10.2743	182.7085	241.1811	268.5874	11.3634
3	2	4	49.9721	68.5991	76.0949	10.927	45.3585	63.6642	70.468	10.687
4	2	5	84.7886	106.2144	118.9327	11.9742	81.7347	105.6867	117.9469	11.6005
5	2	6	65.5138	70.571	80.3981	13.9251	61.8701	65.2793	74.5599	14.2166
9	5	7	-14.0178	18.5977	20.7004	11.306	-14.7411	17.9274	20.1386	12.334
15	8	10	0.9281	0.9792	1.1184	14.2183	-	-	-	-

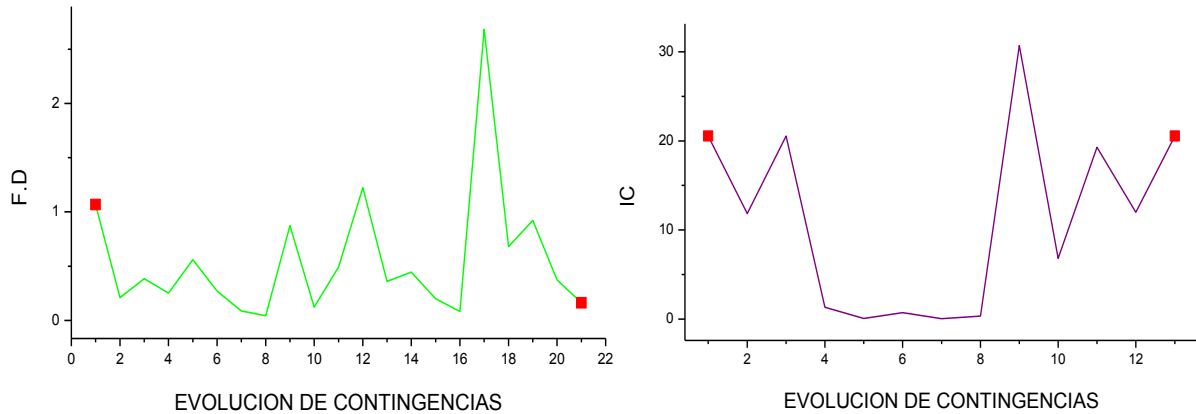


Fig. 4.12 Evolución de contingencias del Sistema equivalente REI IEEE-30 buses ambos métodos (FD e IC)

Tabla 4.14 Análisis de contingencias y clasificación del sistema equivalente REI IEEE-30 buses (Sistema Interno)

6-7			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
4	2	5	85.3744	113.7589	126.5651	11.2573	82.4564	108.7189	121.0874	11.3765
9	5	7	-	-	-	-	-12.9771	18.6466	20.5932	10.4393
4-6			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	193.3987	217.0882	246.098	13.3631	181.6847	183.1422	210.3949	14.8806
4	2	5	85.3744	92.336	105.1422	13.8691	82.4564	88.8029	101.1714	13.928
5	2	6	-	-	-	-	82.4564	88.8029	101.1714	13.928
8	4	12	49.9501	70.6836	78.1761	10.6001	41.7363	55.6314	61.8919	11.2534
23	14	15	10.625	12.7382	14.3319	12.5115	7.2091	9.4006	10.482	11.5031
12-4			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
7	4	6	72.4678	107.3227	118.1929	10.1285	74.5683	99.8459	111.0312	11.2025
14	6	16	18.4201	21.5397	24.3027	12.8276	18.5669	20.8549	23.64	13.3543
15	8	16	-0.6816	0.7357	0.838	13.8969	-	-	-	-
6-7*****3-4			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	193.3987	280.3189	309.3287	10.3489	181.6847	252.137	279.3897	10.8087
3	2	4	51.2756	76.4576	84.1489	10.0596	47.6414	69.2645	76.4107	10.3173
4	2	5	85.3744	109.7922	122.5984	11.664	82.4564	105.685	118.0535	11.7031
5	2	6	67.85	76.2483	86.4258	13.3478	64.8675	71.0745	80.8047	13.69
9	5	7	-	-	-	-	-12.9771	17.5707	19.5173	11.0785
6-7 *****G2			REI							
			INDICES DE CONTRIBUCION				FACTORES DE DISTRIBUCION			
LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	POT. BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION
1	1	2	-	-	-	-	181.6847	255.3284	282.5811	10.6736
3	2	4	-	-	-	-	47.6414	66.0923	73.2385	10.8125
4	2	5	85.3744	113.7589	126.5651	11.2573	82.4564	104.7733	117.1418	11.805
5	2	6	-	-	-	-	64.8675	69.2168	78.9469	14.0575
9	5	7	-	-	-	-	-12.9771	17.1327	19.0793	11.3617

### 4.3.3 Comentarios

En este capítulo fueron presentados los equivalentes estáticos externos para la evaluación de la seguridad estática de los sistemas eléctricos de potencia. Los equivalentes de los sistemas externos de cada sistema se obtuvieron usando el método de Ward and Hale y REI.

El método de detección calculado utilizó las sensibilidades lineales o factores de distribución para identificar el potencial de graves contingencias durante los cortes de línea y la salida del generador se realizó la comparación con los Índices de Contribución que fueron utilizados como índices para la sección de contingencia y la clasificación de las mismas.

Los resultados muestran que los métodos equivalentes de Ward and Hale y REI ofrecen resultados similares a los del análisis convencional del método Newton-Raphson (NR). El análisis post-contingencias de flujos de potencia utilizando los métodos equivalentes utilizados en este trabajo aplicando el método de NR se utilizan como un índice para el cálculo la exactitud de este método (*condiciones iniciales de los métodos de FD e IC*).

Cabe señalar que todos los resultados que fueron obtenidos en este trabajo se validaron con la ayuda del simulador para la planeación de Sistemas Eléctricos de Potencia PSS, el cual ayudó a comprender de una manera más ágil la metodología y el proceso que centraliza el trabajo con la elaboración de los algoritmos computacionales que se ocuparon la obtención de resultados.



## **CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Para el presente trabajo sobre el análisis de los equivalentes estáticos y de su aplicación hacia el análisis de contingencias en estado estacionario se llegó a las siguientes conclusiones.

### **5.1. Conclusiones Generales**

Las diversas categorías de los problemas que fueron descritos en este trabajo representan a la selección de los diferentes equivalentes para la aplicación del análisis de los SEP's.

Los modelos equivalentes pueden ser aplicados para todas las problemáticas que se involucran alrededor de los SEP's (flujos de potencia, problemas del equilibrio de estabilidad del sistema y para el análisis de contingencias entre algunos).

Pueden mantener iguales ciertas partes del sistema en este caso el área interna (nodos, ramas y la interconexión de la red etc.), por lo que el equivalente o modelo reducido del área externa se obtiene con el fin que ese grupo de elementos de aquel subsistema conserve sus verdaderas condiciones de operación.

El uso de los modelos de reducción descritos en este trabajo tiene eficacia en sistemas interconectados.

Es esencial que en cada tipo de problemas es bueno determinar el número mínimo de buses que mantengan el equivalente con el fin de lograr un resultado preciso.

En el caso de estudios de flujos de potencia, donde el problema es no lineal, los equivalentes solo pueden dar resultados aproximados al ocurrir cambios en el sistema. Para el caso base de donde se obtienen equivalentes siempre es posible determinar un equivalente exacto. El problema es adaptar al equivalente a los cambios que ocurren en la generación, carga y configuración de las áreas externas, sin tener que repetir el proceso de equivalencia.

En los resultados obtenidos para los sistemas que se describen en los capítulos 2 y 3 se logro mantener los flujos de potencia del área interna encontrando los mejores resultados con el equivalente REI para ambos casos.

Los equivalentes formados para el área externa aplicados para el análisis de contingencias que se presentan en este documento que se obtuvieron con los métodos de Ward y REI.

El método de detección calculado utiliza los factores de sensibilidad lineal o FD para poder identificar el potencial de las contingencias mas graves durante los cortes que se simularon.

Los IC utilizados para la selección de contingencias ofrecen una mejor clasificación de las contingencias a comparación de la que se da como resultado con los FD.

Los resultados muestran que el método del equivalente REI ofrece resultados similares a los del convencional método de Newton-Raphson. El flujo post-contingencia utilizado por el método Ward y el de Newton-Raphson se utilizan como un índice para el cálculo de la exactitud de este método.

Una vez que los FD son calculados, el análisis puede ser llevado de una manera más rápida y requiere mucho menos cálculos en comparación con el tradicional método de Newton-Raphson.

Las listas que fueron obtenidas de las líneas sobrecargadas obtenidas con ambos métodos propuestos son comparativamente iguales con los obtenidos con el método de Newton-Raphson.

Como se menciona en renglones anteriores el rápido análisis de contingencias puede ser realizado en la región de interés o área interna sustituyendo el área externa por un equivalente tipo estático.

Deben existir 2 aspectos que se deben tener en cuenta al desarrollar un método de selección de contingencias:

- a).- Un IC que tenga una buena comparación para poder clasificar contingencias.
- b).- Debe ser eficiente para poder hacer dicha clasificación.

De los resultados que se obtuvieron se observó que el método de FD para problemas de sobrecarga dan lugar a una clasificación no correcta y se observaron 2 anomalías:

- a).- La clasificación de contingencias de líneas no importantes como importantes (*resultaron ser falsas alarmas*).
- b).- Clasificación de contingencias de líneas importantes como no importantes.

Para poder lograr la clasificación correcta, el perfil de efectividad del , método deberá producir una función de tipo decreciente.

La selección de contingencias en los diferentes sistemas de prueba que se analizaron logró una eficiente clasificación y precisión debido a que el método utiliza la solución de flujos de potencia del caso base como punto de partida y para varias contingencias las desviaciones del caso base son limitadas.

Si un análisis en detalle es hecho usando las dos clasificaciones FD e IC para los casos analizados de una lista tienen que ser eliminados en la otra para evitar que se repita la misma contingencia.

## **5.2. Aportaciones**

Queda como aportación principal los programas para la formación de equivalentes y para el análisis de contingencias que pueden ser complementados con la conformación de rutinas que ayuden a encontrar los equivalentes dinámicos y análisis de coherencia.

## **5.3. Recomendaciones para trabajos futuros**

Aplicar el análisis de equivalentes estáticos para otros estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Profundizar la metodología y complementarla con la aplicación de los equivalentes dinámicos que pueden servir como herramienta para estudios de estabilidad transitoria.

Incorporar las técnicas de coherencia para complementar las técnicas de los equivalentes. Para la clasificación de contingencias podría desarrollarse un método que fuera capaz de manejar diferentes tipos de contingencias donde puedan ser desconectados varios elementos a la vez.

Una vez que los resultados de un análisis de contingencias proporcione un estado de operación inseguro, una decisión certera se tiene que tomar en cuenta para poder llevar al sistema a un estado de operación seguro. Llevando a cabo una estrategia adecuada para reducir la inseguridad del sistema.

## REFERENCIAS

- [1] J.B.Ward. *“Equivalent Circuits for Power Flow Studies”*, AIEE Trans, Power App. Syst., vol 68, pp. 373-382, 1949.
- [2] S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, O. Alsac, , Studies on power system load flow equivalence, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-99 (6) (1980) 2301–2310.
- [3] S.C. Savulesco, Equivalentents for security analysis to power systems, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-100 (5) (1981) 2672–2682.
- [4] M.L. Oats, S.R. Erwin, J.L. Hart, Application of the REI equivalent for operations planning analysis of interchange schedules, IEEE Transactions on Power Systems 5 (2) (1990) 547–555.
- [5] T. E. DyLiacco, “The Adaptive Reliability Control System”, *IEEE Trans.on PAS* vol PAS-86, mayo de 1967, pp. 517-531.
- [6] T.A. Mikolinnas, B.F. Woollemberg, *“An Advanced Contingency Selection Algorithm”* IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-100, No. 2, pp 608-617, February 1981.
- [7] F. Aboytes, R. Vargas, “Análisis y Aplicación de Equivalentes en Sistemas Eléctricos de Potencia”, CFE-CENACE-DID. México, D.F. , Feb. 1983.
- [8] N. F. Tinney, W. L. Powell, “The REI Approach to Power Network Equivalentents”, 1977 PICA Conference.
- [9] E. C. Housos, G. Irisarri, “Steady State Network Equivalentents for Power Systems Planning Applications “, IEEE Trans. PAS-99, 1980.
- [10] John J. Grainer y William D. Stevenson Jr. *“Analysis by Power Systems”*, Mc Graw Hill, 1996.
- [11] P. Dima, *Nodal Analysis of Power Systems*, Abacus Press, Kent England, 1975.
- [12] S. C. Savulesco, *“Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers”*, (IEEE) John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey 2009.
- [13] F. Milano, S. Kailash, Dynamic REI equivalentents for short circuit and transient stability analyses, ELSEVIER, Electric Power Systems Research 79 (2009) 878-887.

- [14] S. C. Savulesco, "*Real-Time Stability in Power System Control Centers*", Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout (IEEE) John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey 2008.
- [15] MIHAI GAVRILAS, OVIDIU IVANOV, GILDA GAVRILAS, *REI Equivalent Design for Electric Power Systems with Genetic Algorithms*, Electrical Engineering Faculty, Hidrotechnics Faculty "Gh. Asachi" Technical University of Iasi, ROMANIA, WSEAS TRANSACTIONS on Circuits & Systems, ROMANIA October 2008.
- [16] J. Srivani, K.S. Swarup *Power System Static Security assessment and evaluation using external system equivalents*, Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology Madras, India, ELSEVIER, ScienceDirect, 2010.
- [17] A. J. Wood y W.F. Wolleberg, *Power Generation, Operation and Control*, 2ª edición, John Wiley, Nueva York, 1996.
- [18] I.J. Nagrath y D.P. Kothari, *Power System Engineering*, Tata McGraw-Hill, Nueva Delhi, 1994.
- [19] M en C. José Juan Manuel Ramírez Arredondo, "*Técnicas Modernas para el Análisis de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos Interconectados Mediante la Aplicación de Equivalentes Dinámicos*", UANL. Monterrey Nuevo León, Dic. 1992.
- [20] J. R. Ortiz, "*Selección Automática de Contingencias*" Universidad Nacional Autónoma de México, C.U México D.F, Agosto de 1984.
- [21] M. A. Miraval, "*Análisis de Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia en Estado Estable*" Instituto Politécnico Nacional, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación Depto. De Ing. Eléctrica, Zacatenco México D.F, Junio de 1985.
- [22] Shaw Group Company, "*PSS/E-29*", Program Operation Manual, Power Technologies, Inc, 2002
- [23] R. Podmore, "Coherency Based Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies", *Systems Control, Inc, Palo Alto California* 1975 Vol. 68, pp. 23-57.
- [24] R. Podmore and A. Germond, "Development of dynamic equivalents for transient stability studies", EPRI – Research Project 763, April 1979.
- [25] P. Dimo, L. Groza, S. Ionescu, B. Ungureanu & I. Petcu, "THE REI EQUIVALENT, A GENERAL MODEL FOR THE ANALYSIS OF POWER SYSTEM BEHAVIOUR". 1974 *CIGRE International Conference on Large High Voltage Electric Systems. Paris /Rumania*, pp. 32-16.
- [26] Balu Neal, Bertram Timothy, Bose Anjan, Brandwajn V. On-line power system security analysis. Proc IEEE February 1992;80 (2):262–80.

- [27] Savulescu Savu C. Equivalentents for security analysis of power systems. IEEE Trans Power Sys May 1981;PAS-100 (5):2672–82.
- [28] Lu CN, Liu KC, Vemuri S. An external network modeling approach for on-line security analysis. IEEE Trans Power Sys May 1990;5 (2):565–73.
- [29] Bose Anjan. Modeling of external networks for on-line security analysis. IEEE Trans Power App Sys August 1984;PAS-103 (8):2117–25.
- [30] Bose Anjan. The effects of external modeling on on-line security analysis. IEEE Trans Power Sys February 1986;PWRS-1 (1):227–33.
- [31] Lo KL, Peng LJ. Extended ward equivalent of external system for online security analysis. In: IEE 2nd international conference on advances in power systems control, operation and management. December 1993, pp. 54–9.
- [32] Machowski J. External subsystem equivalent model for steady-state and dynamic security assessment. IEEE Trans Power Sys November 1988;3 (4):1456–62.
- [33] Vemuri Suri, Smith Richard A, Savulescu Savu C. External network modeling-recent practical experience. IEEE Trans Power Sys February 1994;9 (1):216–28.
- [34] Kim Jondea, Maria Gamal, Wong Victor. Contingency ranking and simulation for on-line use. IEEE Trans Power App Sys September 1985;PAS-104 (9):2401–7.
- [35] Peterson NM, Tinney WF, Bree DW. Iterative linear AC power flow solution for fast approximate outage studies. IEEE Trans Power App Sys 1972;PAS-91 (September):2048–53.
- [36] Mahadev Pramod M, Christie Richard D. Envisioning power system data: vulnerability and severity representations for static security assessment. IEEE Trans Power Sys November 1994;9 (4):1915–20.
- [37] Cheng Xu, Overbye Thomas J. PTDF based power system equivalentents. IEEE Trans Power Sys November 2005;20 (4):1868–76.
- [38] Stott Brian, Alsac Ongun, Monticelli Alcir J. Security analysis and optimization. Proc IEEE December 1987;75 (12):1623–44.
- [39] Monticelli A, DEckmann S, Garcia A, Stott B. Real-time external equivalentents for static security analysis. IEEE Trans Power App Sys March/April 1979;PAS-98 (2):498–508.
- [40] W.T. Brown, W.J. Cloues, Combination of load flow stability equivalentents for power system representation on AC network analysers, AIEE Transactions 74 (3) (1955) 782–787.

- [41] H.E. Brown, R.B. Shipley, D. Coleman, R.E. Nied, A study of stability equivalents IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-88 (1969) 200–207.
- [42] W.W. Price, E. Gulashenski, P. Kundur, B. Roth, R. Silva, Testing of modal dynamic equivalents techniques, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-97 (1978) 1366–1372.
- [43] R.W. de Mello, R. Podmore, K.N. Stanton, Coherency based dynamic equivalents: applications for transient stability studies, in: Power Industry Computer Applications Conference, 1975, pp. 23–31.
- [44] R. Podmore, A comprehensive program for computing coherency-based dynamic equivalents, in: Power Industry Computer Applications Conference, 1979, pp. 298–306.
- [45] G. Troullinos, J. Dorsey, H.Wong, J.Myers,Reducing the order of very large power system models, IEEE Transactions on Power Systems 3 (1) (1988) 127–133.
- [46] P.M. van Oirsouw, A dynamic equivalent using model coherency and frequency response, IEEE Transactions on Power Systems 5 (1) (1990) 289–295.
- [47] S.E.M. de Oliveira, J.F. de Queiroz, Modal dynamic equivalent for electric power systems. Part I. Theory, IEEE Transactions on Power Systems 3 (4) (1988) 1723–1730.
- [48] S.E.M. de Oliveira, A.G. Massaud, Modal dynamic equivalent for electric power systems. Part II. Stability simulation tests, IEEE Transactions on Power Systems 3 (4) (1988) 1731–1737.



# PRODUCTOS OBTENIDOS

## Artículos

- José Francisco Aparicio Pulido, Daniel Olguín Salinas (2011). “REI Equivalentes in Electrical Power Systems Studies” . *Memorias del VI Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, CNIES 2011*, del 7 al 11 de Noviembre del 2011, Centro de Educación Continua , ESIME Allende IPN, Calle Allende No. 38 entrada por Belisario Domínguez 22 Col. Centro, México, D.F.
- José Francisco Aparicio Pulido, Daniel Olguín Salinas (2011). “Equivalentes Estáticos para Análisis de Contingencias Múltiples”. *Memorias de la Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México*, del 10 al 16 de Julio del 2011 en Acapulco, Gro., MEXICO.
- José Francisco Aparicio Pulido, Daniel Olguín Salinas (2011). “Equivalentes REI para un Estudio de Contingencias”. **RIEE&C:** Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación DERECHOS RESERVADOS 2011.ISSN: 1870-9532, ITSON – Instituto Tecnológico de Sonora de Febrero 818 Sur. C.P. 85000 Ciudad Obregón, Sonora, México, (en proceso).
- José Francisco Aparicio Pulido, Daniel Olguín Salinas (2010). “Análisis de Contingencias en Seguridad Estática y Análisis Comparativo Implementando Equivalentes (REI, Ward)”. *Memorias del XII Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, CNIES 2010*, del 8 al 12 de Noviembre del 2010, en la Unidad Politécnica para el Desarrollo y la Competitividad Empresarial "UPDCE" del Instituto Politécnico Nacional en la Ciudad de México, MEXICO.
- José Francisco Aparicio Pulido, Daniel Olguín Salinas (2010). “Seguridad Estática Utilizando Equivalentes (REI, Ward)”. **RISCE** Revista Internacional de Sistemas Computacionales y Electrónicos; es una publicación bimestral del Instituto Politécnico Nacional, Av. Luis Enrique Erro S/N, unidad “Profesional Adolfo López Mateos”, Del. Gustavo A. Madero, C.P. 07738, México D.F. a través de la Escuela Superior de Computo; Av. Juan de Dios Bátiz S/N esquina Miguel Othón de Mendizábal. “Unidad Profesional Adolfo López Mateos”. Col. Lindavista C.P. 07738, México, D. F., Número 6, Volumen 2, Año 2. Noviembre 2010, págs. 29-45.
- José F. Aparicio Pulido, Daniel Olguín Salinas (2010). “Equivalentes Estáticos para Sistemas Eléctricos de Potencia”. *Memorias de la Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México*, del 11 al 17 de Julio del 2010 en Acapulco, Gro., MEXICO.

## Programas

- Programa para la formación de equivalentes Ward and Hale, el cual se muestra en el apéndice “B” de este trabajo codificado en lenguaje FORTRAN tiene un cuerpo fundamental que es centrado en análisis de estudio de flujos de potencia por el método de Newton Raphson con el cual se encuentran los parámetros iniciales para ambos métodos y para el análisis central de la formación de dichos equivalentes.
- Programa para la formación de equivalentes REI, al igual que el programa de Ward and Hale fue codificado en lenguaje FORTRAN tiene un cuerpo fundamental que es centrado en análisis de estudio de flujos de potencia por el método de Newton Raphson que sirve como condiciones iniciales para los parámetros de las áreas que involucran la topología del equivalente REI, puede ser consultado en el apéndice “C” de este trabajo.
- Programa para el Análisis de Contingencias en Estado Estacionario con la Aplicación de los Equivalentes Ward and Hale y REI, iniciando con el clásico análisis de Flujos de Potencia por el método de Newton Raphson y que sirve como el punto de partida para los análisis de equivalentes y de contingencias. Se pueden realizar las 2 técnicas equivalentes para un SEP; Ward and Hale y REI con los cuales se pueden realizar comparaciones de Flujos de Potencia y para la aplicación del estudio de contingencias .el análisis de contingencias en estado estacionario se puede realizar por los métodos más conocidos y con mayor aplicación "Factores de Distribución" e "Índices de Contribución", su consulta se puede ver el apéndice “D” de este trabajo.

## APENDICE A: ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA

### A.1. Introducción

El estudio de flujos de potencia consiste en determinar las magnitudes de voltaje y ángulos en los nodos de SEP obtener los flujos de potencia real y reactiva a través de sus elementos, para ciertas condiciones de carga y generación previamente establecidas.

El problema de flujos de potencia ocurre en una variedad de aplicaciones y sus requerimientos en la solución dependen en gran parte del problema específico a resolver. Por ejemplo, los requerimientos son diferentes para los estudios de planeación, un análisis de contingencias y estudios de estabilidad transitoria. Ningún método puede considerarse el mejor para todas las aplicaciones. Sin embargo, los métodos de solución más efectivos actualmente conocidos se derivan del método de Newton-Raphson y utilizan técnicas de dispersidad y ordenamiento en su esquema iterativo de solución. [10,18]

### A.2. Ecuaciones de Flujos de Potencia

Considerando un sistema trifásico balanceado, el sistema de transmisión puede representarse por su red de secuencia positiva con parámetros lineales concentrados en serie y derivación. Utilizando el marco de referencia nodal, la inyección de potencia compleja en el nodo  $i$  se define por:

$$S_i = P_i + jQ_i = |V_i| \sum_{j=1}^N |V_j| (G_{ij} - jB_{ij})(\cos\theta_{ij} + j\text{sen}\theta_{ij}) \quad (\text{A.1.1})$$

Esta ecuación se puede descomponer en las ecuaciones de potencia real y reactiva:

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^N |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{A.1.2})$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^N |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (\text{A.1.3})$$

Donde:

$P_i$  = Inyección neta de potencia real en el nodo  $i$ .

$Q_i$  = Inyección neta de potencia reactiva en el nodo  $i$ .

$|V_i|$  = Magnitud de voltaje nodal.

$G_{ij} + jB_{ij}$  = Elementos de la matriz de admitancia nodal  $[G] + j[B]$

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$  = Diferencia de ángulos de los voltajes en los nodos  $i, j$ .

### A.3. Método de Newton Raphson

En el problema de flujos potencia es necesario resolver un sistema de  $(n-1)$  ecuaciones de la forma de la ecuación A.1.1 con ciertas condiciones iniciales. El método de Newton-Raphson puede aplicarse para resolver un sistema de ecuaciones no lineales, si las derivadas en la matriz Jacobiana pueden evaluarse en cada iteración y es posible tener una buena estimación inicial cercana a la solución correcta. [35] Ambas condiciones pueden presentarse en el problema de flujos de potencia.

Como es expresado en la ecuación A.1.1 en su forma polar y efectuando una expansión en series de Taylor para una estimación inicial se obtiene un sistema de ecuaciones lineales, que en su forma matricial resulta en:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (\text{A.1.4})$$

Donde las submatrices H, N, J, L constituyen el jacobiano de la ecuación A.1.1 en su forma polar,  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  son los residuos y que corresponden a:

$$\Delta P = P_{especificada} - P_{especificada} \quad (A.1.5)$$

$$\Delta Q = Q_{especificada} - Q_{especificada}$$

La formulación completa del método es la siguiente:

Expresando la ecuación A.1.1 en su forma polar se tiene:

$$P_i + jQ_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| e^{-j(\delta_{ij} + \theta_j - \theta_i)} \quad (A.1.6)$$

Separando en parte real e imaginaria:

$$P_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\delta_{ij} + \theta_j - \theta_i) \quad (A.1.7)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N |V_i V_j Y_{ij}| \sen(\delta_{ij} + \theta_j - \theta_i) \quad (A.1.8)$$

$$i = 1, 2, \dots, N - 1$$

Como fue descrito en párrafos anteriores se obtiene un sistema de ecuaciones lineales en forma matricial como el de la ecuación (A.1.4), donde las componentes H, N, J, L están dadas por:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \quad N_{ij} = \frac{\partial P_i V_j}{\partial V_j} \quad (A.1.9)$$

$$J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} \quad L_{ij} = \frac{\partial Q_i V_j}{\partial V_j}$$

Las derivadas parciales descritas en la ecuación A.1.9 son reales y están en función de la matriz de admitancia y voltajes nodales. Los términos propios para  $i = j$  en A.1.9 y se definen como:

$$\begin{aligned} H_{ii} &= -Q_i - B_{ii}V_i^2 \\ L_{ii} &= Q_i - B_{ii}V_i^2 \\ N_{ii} &= P_i - G_{ii}V_i^2 \\ J_{ii} &= P_i - G_{ii}V_i^2 \end{aligned} \quad (\text{A.1.10})$$

Para un sistema de N nodos incluyendo el compensador y teniendo S nodos con magnitudes de voltaje fijo, existen  $(2N-S-2)$  ecuaciones lineales similares a la de la ecuación A.1.4, no existe ecuación para el nodo compensador, el efecto de este se refleja en el sistema a través de los términos de  $H_{ii}$ ,  $N_{ii}$ ,  $J_{ii}$  y  $L_{ii}$  que conectan al nodo.

#### **A.4. Características del método**

- 1.- Se requiere de una buena estimación inicial cercana a la solución (punto de operación).
- 2.- Las matrices H, N, J, L son dispersas (gran cantidad de elementos son cero).
- 3.- Se requiere factorizar el jacobiano en cada iteración.
- 4.- El método presenta una característica de convergencia cuadrática [10]

## A.5. Diagrama a Bloques

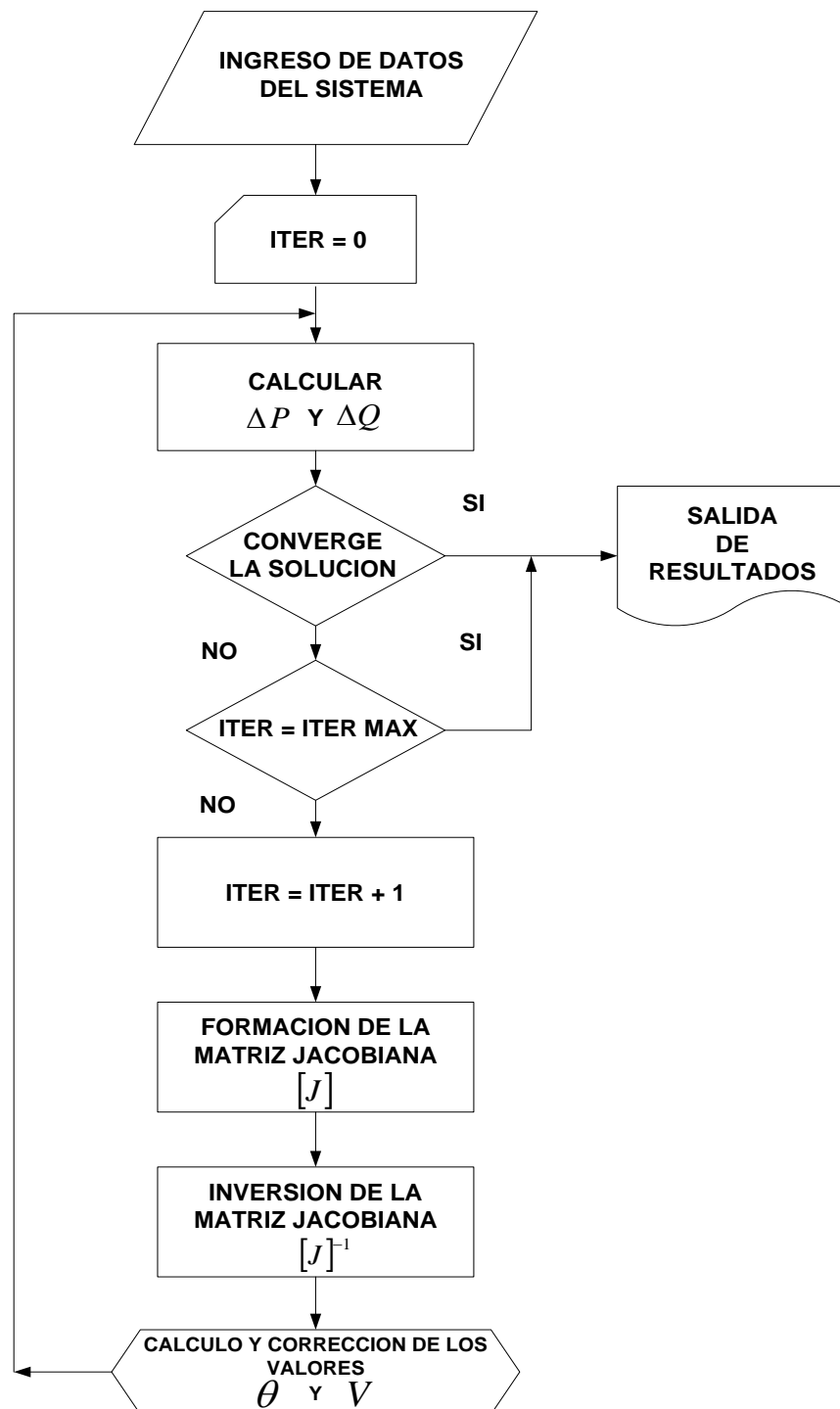


Fig. A.1.1 Diagrama a bloques de método de Newton Raphson para Flujos de Potencia

# APENDICE B: DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA LA FORMACIÓN DE EQUIVALENTES TIPO WARD AND HALE

## B.1. Descripción del Programa

El programa que se muestra en este reporte es codificado en lenguaje FORTRAN 77 tiene un cuerpo fundamental que es centrado en análisis de estudio de flujos de potencia por el método de Newton Raphson con el cual se encuentran los parámetros iniciales para ambos métodos.

La entrada de los datos se realiza por medio de un archivo “txt” con extensión .dat, las salidas de resultados también se imprimen en un archivo con extensión .dat, el código esta compuesto de archivos de entrada-salida que sirven como un enlace de ejecución, cabe mencionar que estos archivos también tienen extensión .dat.

La descripción de cada bloque del código es la siguiente:

**PRINCIPAL:** Almacena el cuerpo de fundamental del programa que es donde este el llamado a Subrutinas del mismo. Es también conocido como “programa principal”.

**CARGA DE SUBRUTINAS:** Se encuentra dentro del “programa principal” que tiene como comando principal a la sentencia “CALL” y ayuda a la rutina PRINCIPAL a la carga de las mismas rutinas de ejecución.

**DATOS DE LA RED:** Este bloque es el corresponde a los datos de entrada del sistema de potencia, a sus características a detalle con los cual se corre el programa.



**FLUJOS DE POTENCIA:** Es el bloque que conforma el esqueleto fundamental del programa teniendo como base elemental el método de Newton Raphson y parametrizando los puntos de condiciones iniciales del estudio general.

**BLOQUE DE EJECUCION DE CASOS:** Es conformado por tres sub-bloques, base carga y equivalente a continuación se describe cada uno de ellos.

**BASE:** Hace la ejecución del primer estudio de Flujos de Potencia tomándolo como un caso “BASE” que servirá como comparación para el análisis completo.

**CARGA:** Hace la ejecución del caso con carga y se compara con el caso “BASE”.

**EQUIVALENTE:** Es el bloque de la ejecución equivalente dando el resultado final del estudio.

**WARD AND HALE:** Es bloque principal del programa y es donde se almacena la rutina de más peso, ósea es la desarrolla el método de la reducción de nodos internos o nodos de carga del sistema.

Es una serie de ciclos que ayudan a la solución de eliminación Gaussiana a encontrar el equivalente ideal y así procesarlo, llevando esta solución hacia el bloque del análisis de ejecución de casos y así mismo llevándolo al bloque del análisis de flujos de potencia.

Aquí se encuentra la solución final del equivalente tipo Ward and Halle, dependerá de los nodos que se tengan que reducir.

**RESULTADOS:** Este bloque es el que imprime los resultados del equivalente en un archivo txt con extensión .dat

Posteriormente se analizara el código que corresponde a este método de reducción

## B.2. Código

Compuesto por 9 subrutinas de las cuales se bosquejan las de mayor peso en el programa son las siguientes:

**PRINCIPAL:** Almacena todas las rutinas del programa:

```
*****
*****
***** ANALISIS DE EQUIVALENTES POR EL METODO DE WARD AND HALE *****
*****
***** REALIZADO A CARGO DEL:
*****
***** Ing. José Francisco Aparicio Pulido
*****
***** ASESOR:
*****
***** Dr. Daniel Olguin Salinas
*****
***** 2010 --- 2011
*****
*****
*****
C
C
C
*****
```

**PRINCIPAL:** Almacena todas las rutinas del programa:

```
OPEN (UNIT=4, FILE='VOLTAJES.DAT')
OPEN (UNIT=7, FILE='YBUSDISPERSA.DAT')
OPEN (UNIT=9, FILE='YBUSLU.DAT')
OPEN (UNIT=10, FILE='FLUJOS.DAT')

WRITE (*,1000)
1000 FORMAT (3(/))
WRITE (*,25)
25 FORMAT (5X,71('*'))
WRITE (*,1005)
1005 FORMAT (/20X'PROGRAMA PARA EL CALCULO FLUJOS DE
POTENCIA',/25X,'POR
* EL METODO DE NEWTON RAPHSON ',/32X,'Y EQUIVALENTES
TIPO',/33X,'
+ Ward and Hale ',/)
WRITE (*,1007)
1007 FORMAT (/27X,'JOSE FRANCISCO APARICIO PULIDO',/38X,'2010-
2011',/)
WRITE (*,19)
19 FORMAT (5X,71('*'))

*****
WRITE (10,1006)
1006 FORMAT (3(/))
WRITE (10,950)
950 FORMAT (5X,71('*'))
WRITE (10,1010)
1010 FORMAT (/20X'PROGRAMA PARA EL CALCULO FLUJOS DE
POTENCIA',/25X,'POR
* EL METODO DE NEWTON RAPHSON ',/32X,'Y EQUIVALENTES
TIPO',/33X,'
+ Ward and Hale ',/)
WRITE (10,1014)
1014 FORMAT (/27X,'JOSE FRANCISCO APARICIO PULIDO',/38X,'2010-
2011',/)
WRITE (10,936)
936 FORMAT (5X,71('*'))
```

```
*****
* LLAMADO DE SUBROUTINAS PARA EL ANALISIS DE FLUJOS (Ward and Hale) *
*****
```

```
CALL FLUJOS BASE
C
pause
CALL WARD AND HALE
C
pause
CALL BASE EQUIVALENTE
C
pause
CALL CARGA
C
pause
CALL WARD AND HALE c
C
pause
CALL CARGA EQUIVALENTE
C
pause
CALL CEV
END PROGRAM
```

**FLUJOS BASE:** Es la subrutina que hace el análisis de flujos de potencia por el método de Newton Raphson.

```
SUBROUTINE FLUJOS BASE

CHARACTER*26 ENTRADA
COMPLEX ZELEM(50),VOLT(100),YBUS(300),PCAL(100),PSPE(100),
* SGEN(100),SCGA(100),PERD,DPOT(100),AUX1,AUX2,Y(10,10)
INTEGER P(100),Q(100),TB(100),P1(50),Q1(100),VN(300),VP(100),
*BVC(50),P2(50),ORDEN,CONST,BUS,TIPO(50),GYBUS,YBUSDF,GDLXN,GESTAB,
*AREA(50),M,WARD,REDUC
REAL JAC(100,100),N2
DIMENSION YPQ2(100),A(50),VSOL(100),VANG(100),YSH(50),
*QMAX(50),QMIN(50),NVC(50),VG(50),YSHUNT(50)
COMPLEX CERO

CERO=CMPLX(0.0,0.0)

DXF9N=5
GDLXN=7
GESTAB=9
GYBUS=4
WARD=11
21 FORMAT (A26)

DO 2000 K=1,40
TIPO(K)=0
P(K)=0
Q(K)=0
ZELEM(K)=CERO
YPQ2(K)=0.0
P1(K)=0
Q1(K)=0
A(K)=0.0
P2(K)=0
YSH(K)=0.0
SGEN(K)=CERO
SCGA(K)=CERO
VOLT(K)=CERO
QMAX(K)=0.0
QMIN(K)=0.0

2000 CONTINUE
WRITE (6,17)

17 FORMAT (/,5X,'NOMBRE DEL ARCHIVO DE ENTRADA (caso base): ',/)
READ (5,21) ENTRADA
OPEN (UNIT=5, FILE=ENTRADA)
```

```

READ(5,*)NB,NOE,NG,NT,NS,NL,YBUSDF,IFLUJOS,REDUC
5000 FORMAT(3I5)
      READ(5,*)TOL,LIM
C      DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C      BUS DE ENVIO, BUS DE RECEPCION
C      ADMITANCIA A TIERRA/2.
      DO 2 I=1,NOE
        READ(5,*)P(I),Q(I),ZELEM(I),YPQ2(I)
2      CONTINUE
        IF(NT.EQ.0)GOTO 4
C
C      TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU POSICION
C      NOMINAL.
C      LEE : BUS DEL LADO DEL TAP, BUS CONTRARIO AL TAP Y
C      POSICION DEL TAP.
      DO 6 I=1,NT
6      READ(5,*)P1(I),Q1(I),A(I)
4      IF(NS.EQ.0)GOTO 118
C
C      DATOS DE LOS ELEMENTOS SHUNT CONECTADOS A LAS LINEAS :
C      LEE : NODO DONDE ESTA CONECTADO EL SHUNT Y EL VALOR DE
C      ESTE.
C
      DO 130 I=1,NS
130     READ(5,*)P2(I),YSH(I)
118     IF(NS.EQ.0)GOTO 811
C
C      LECTURA DE POTENCIAS EN CADA BUS :
C      LEE : NUMERO DE BUS, POTENCIA GENERADA, POTENCIA DE CARGA.
C
811     CONTINUE
      DO 8 I=1,NB
      READ(5,*)BUS,SGEN(BUS),SCGA(BUS),YSHUNT(BUS),TIPO(BUS),
      *AREA(BUS)
8      CONTINUE
C
C      NODO SLACK.
C
      READ(5,*)BUS,VOLT(BUS)
      TB(BUS)=1
C
C      PARA LOS BUSES DE CARGA
C
      DO 10 I=1,NB-NG
      READ(5,*)BUS,VOLT(BUS)
10     TB(BUS)=2
      NBVC=NG-1
      CONST=NBVC
C
C      LECTURA PARA LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.
C      LEE ADEMAS LOS REACTIVOS MAXIMOS Y MINIMOS GENERADOS.
C
      DO 14 I=1,NBVC
      READ(5,*)BUS,VOLT(BUS),QMAX(I),QMIN(I)
      TB(BUS)=3
      NVC(I)=BUS
      BVC(I)=BUS
14     VC(I)=CABS(VOLT(BUS))
*****
*      DATOS DE ENTRADA.
*
*****
WRITE(6,18)NB,NOE,NG,NT,NS,REDUC
18     FORMAT(3//,24X,'**** DATOS DEL SISTEMA ****',/,22X,
*' (TODOS LOS PARAMETROS ESTAN EN p.u.) ',3//,21X,'NUMERO',
*' DE BUSES=',I3,/,21X,'NUMERO DE ELEMENTOS=',I3,/,21X,
*' NUMERO DE GENERADORES',I3,/,21X,'No. DE TRNASF. CON TAP'
*', FUERA DE SU POSICION NOMINAL',I3,/,21X,'No. DE ELE',
*' MENTOS SHUNT=',I3,/,21X,'BUSES A REDUCIR=',I3,
*',/,21X,'CARGA A CONECTAR=',I3,/,21X,31X,'ELEMENTOS DE LA RED',
*2//,9X,
*'BUS i A BUS j ',4X,
*'IMPEDANCIA SERIE',4X,'ADMITANCIA A TIERRA/2',2//)
      DO 20 I=1,NOE
20     WRITE(6,22)P(I),Q(I),ZELEM(I),YPQ2(I)
22     FORMAT(10X,I2,13X,I2,3X,F8.5,' + j',F8.5,12X,'0 + j',F8.5)
      IF(NT.EQ.0)GOTO 34
      WRITE(6,36)
36     FORMAT(3//,14X,'TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU PO',
*' SION NOMINAL',2//,26X,' BUS A BUS POS. DEL TAP',2//)

```

```

DO 38 I=1,NT
38     WRITE(6,40)P1(I),Q1(I),A(I)
40     FORMAT(27X,I2,6X,I2,9X,F8.5)
34     IF(NS.EQ.0)GOTO 152
      WRITE(6,154)
154     FORMAT(3//,15X,'DATOS DE LOS ELEMENTOS EN DERIVACION',2//,
*20X,'BUS',10X,'VALOR DE SHUNT',2//)
      DO 156 I=1,NS
156     WRITE(6,158)P2(I),YSH(I)
158     FORMAT(21X,I2,10X,F14.7)
152     WRITE(6,24)
24     FORMAT(3//,33X,'DATOS DE LOS BUSES:',2//,2X'BUS',2X,'TIP',
*3X,'VMAG',4X,'VANG',4X,'POT. GENERADA',5X,'POT. CARGA',
*4X,'QMAX',4X,'QMIN',3X,'AREA',1//)
      L8=1
      DO 26 I=1,NB
      WRITE(6,30)
I,TB(I),VOLT(I),SGEN(I),SCGA(I),QMAX(I),QMIN(I),
*AREA(I)
30     FORMAT(2X,I2,4X,I1,3X,F5.3,X,F7.3,2X,F7.3,'+j',F5.3,2X,
*F7.3'+j',F5.3,X,F7.1,X,F7.1,3X,I2)
      GOTO 26
      L8=L8+1
26     CONTINUE
*****
*      FORMACION DE YBUS POR INSPECCION DE LA RED (EMPAQUETADA.)
*****
      L1=1
      L2=1
      DO 42 I=1,NB
      YBUS(L2)=CMPLX(0.0,0.0)
      DO 44 J=1,NOE
      IF(P(J).EQ.I)GOTO 46
      IF(Q(J).NE.I)GOTO 44
      L1=L1+1
      VN(L1)=P(J)
      GOTO 48
46     L1=L1+1
      VN(L1)=Q(J)
48     YBUS(L1)=-1/ZELEM(J)
      YBUS(L2)=YBUS(L2)-YBUS(L1)+CMPLX(0.0,YPQ2(J))
44     CONTINUE
      VN(L2)=L1-L2
      VP(I)=L2
      L1=L1+1
      L2=L1
42     CONTINUE
      IF(NT.EQ.0)GOTO 50
      DO 52 I=1,NT
      L1=VP(P1(I))
      DO 54 J=L1+1,L1+VN(L1)
      IF(Q1(I).EQ.VN(J))GOTO 56
54     CONTINUE
56     YBUS(L1)=YBUS(L1)-YBUS(J)*(1-1/A(I)**2)
      YBUS(J)=YBUS(J)/A(I)
      L2=VP(Q1(I))
      DO 58 J=L2+1,L2+VN(L2)
      IF(P1(I).EQ.VN(J))GOTO 60
58     CONTINUE
60     YBUS(J)=YBUS(I)/A(I)
52     CONTINUE
50     IF(NS.EQ.0)GOTO 148
      DO 150 I=1,NS
      M=VP(P2(I))
150     YBUS(M)=YBUS(M)+CMPLX(0.,YSH(I))
148     CONTINUE
*****
*      MATRIZ Y BUS EMPAQUETADA
*****
      DO 1995 I=1,NB
      DO 1994 J=1,NB
      Y(I,J)=CERO
1994     CONTINUE
1995     CONTINUE
      DO 2001 I=1,NB
      NP=VP(I)
      NN=VN(NP)
      Y(I,I)=YBUS(NP)
      IF(NN.EQ.0)GOTO 2001
      DO 1990 J=1,NN
      N1=NP+J
      N2=VN(N1)
      Y(I,N2)=YBUS(N1)
1990     CONTINUE
2001     CONTINUE
800     FORMAT(5X,' ',/)
      WRITE(6,1047)
1047     FORMAT(5X,' ',/)
      DO 1444 I=1,3*NB
      WRITE(9,5005)I,YBUS(I)
C 799

```

```

1444 CONTINUE
5005 FORMAT (5X, 'YBUS (' , I2, ')=' , 2F12.5)
*****
*   GUARDA LOS ANGULOS DE LOS VOLTAJES.   *
*****
DO 62 I=1, NB
62  VANG(I)=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)), REAL(VOLT(I)))
*****
*   CALCULAR LAS POTENCIAS ESPECIFICADAS.   *
*****
DO 64 I=1, NB
64  PSPE(I)=SGEN(I)-SCGA(I)
*****
*   PROCESO ITERATIVO   *
*****
K=0.0
C
C   POTENCIAS CALCULADAS.
C
146 DO 66 I=2, NB
PCAL(I)=CONJG(VOLT(I))*CONJG(YBUS(VP(I)))
L1=VP(I)
DO 68 J=L1+1, L1+VN(L1)
68  PCAL(I)=PCAL(I)+CONJG(VOLT(VN(J)))*CONJG(YBUS(J))
66  PCAL(I)=PCAL(I)*VOLT(I)
C
C   INCREMENTOS DE POTENCIA.
C   DETERMINO EL MAXIMO INCREMENTO
C
DPM=0.0
DO 70 I=2, NB
DPOT(I)=PSPE(I)-PCAL(I)
T1=REAL(DPOT(I))
T2=AIMAG(DPOT(I))
IF (ABS(T1) .LT. DPM) GOTO 72
DPM=ABS(T1)
72 IF (ABS(T2) .LT. DPM) GOTO 70
DPM=ABS(T2)
70 CONTINUE
C
C   PRUEBO CONVERGENCIA.
C   COMPARO CON EL LIMITE DE ITERACIONES.
C
IF (DPM.LE.TOL) GOTO 84
IF (DPM.LE.TOL) GOTO 8444
IF (K.GT.LIM) GOTO 86
C
C   CÁLCULO EL JACOBIANO PARA INCREMENTOS DE ANGULO.
C   ASIGNO LAS DIFERENCIAS DE POT. REAL COMO EL VECTOR
C   SOLUCION DEL SIST. DE ECUACIONES LINEALES..
DO 74 I=1, NB
DO 74 J=1, NB
74  JAC(I, J)=0.0
DO 78 I=2, NB
L1=VP(I)
Y1=-AIMAG(PCAL(I))
JAC(I-1, I-1)=Y1-AIMAG(YBUS(L1))*(CABS(VOLT(I)))**2
DO 80 J=L1+1, L1+VN(L1)
IF (VN(J).EQ.1) GOTO 80
D1=VANG(I)-VANG(VN(J))
Y1=CABS(VOLT(I))*CABS(VOLT(VN(J)))
Y2=REAL(YBUS(J))*SIN(D1)-AIMAG(YBUS(J))*COS(D1)
JAC(I-1, VN(J)-1)=Y1*Y2
80 CONTINUE
VSOL(I-1)=REAL(DPOT(I))
78 CONTINUE
ORDEN=NB-1
C
C   METODO LU PARA LA SOL. DEL JACOBIANO.
C   CALL JACOBI(JAC, VSOL, ORDEN)
C
C   CALCULO EL JACOBIANO PARA LOS INCREMENTOS DE MA6NITUD DE
C   VOLTAJE.
C
DO 88 I=1, NB
DO 88 J=1, NB
88  JAC(I, J)=0.0
K1=1
DO 76 I=2, NB
IF (TB(I).EQ.3) GOTO 76
L1=VP(I)
Y1=AIMAG(PCAL(I))
JAC(K1, K1)=Y1-AIMAG(YBUS(L1))*(CABS(VOLT(I)))**2
DO 98 J=L1+1, L1+VN(L1)
IF (TB(VN(J)).EQ.3.OR.VN(J).EQ.1) GOTO 98
K2=1
DO 126 L8=1, CONST
IF (CONST.LE.0) GOTO 126
IF (VN(J).LE.NVC(L8)) GOTO 128
K2=K2+1
126 CONTINUE
128 K2=VN(J)-K2
D1=VANG(I)-VANG(VN(J))
Y1=CABS(VOLT(I))*CABS(VOLT(VN(J)))
Y2=REAL(YBUS(J))*SIN(D1)-AIMAG(YBUS(J))*COS(D1)
JAC(K1, K2)=Y1*Y2
98 CONTINUE
K1=K1+1
76 CONTINUE
C
C   ASIGNO LOS INCREMENTOS DE ANGULOS.
C   ASIGNO LAS DIF. DE POT. REACTIVA COMO EL VECTOR SOL.
C   DEL SISTEMA DE ECUACIONES LINEALIS.
C
K1=1
DO 82 I=2, NB
VANG(I)=VANG(I)+VSOL(I-1)
IF (TB(I).EQ.3) GOTO 82
VSOL(K1)=AIMAG(DPOT(I))
K1=K1+1
82 CONTINUE
ORDEN=NB - 1 - NBVC
C
C   APLICO LU PARA LA SOL. DEL JACOBIANO.
C
CALL JACOBI(JAC, VSOL, ORDEN)
C
C   TENGO LOS INCREMENTOS DE MAG. DEL VOLTAJE.
C   PARA LOS BUSES DE CARGA.
C
K1=1
DO 132 I=2, NB
IF (TB(I).EQ.3) GOTO 132
X1=CABS(VOLT(I))+VSOL(K1)
VOLT(I)=CMPLX(X1*COS(VANG(I)), X1*SIN(VANG(I)))
K1 = K1 + 1
132 CONTINUE
C
C   NUEVOS VOLTAJES A LOS BUSES DE VOLT. CONTROLADO.
C
DO 134 L8=1, CONST
IF (CONST.LE.0) GOTO 134
I=BVC(L8)
IF (TB(I).NE.3) GOTO 134
VOLT(I)=CMPLX(VG(L8)*COS(VANG(I)), VG(L8)*SIN(VANG(I)))
134 CONTINUE
IF (CONST.EQ.0) GOTO 202
C
C   TRATO LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.
C
NBVC=CONST
DO 136 L8=1, CONST
I=BVC(L8)
L1=VP(I)
AUX1=CONJG(VOLT(I))*CONJG(YBUS(L1))
DO 138 J=L1+1, L1+VN(L1)
138  AUX1=AUX1+CONJG(VOLT(VN(J)))*CONJG(YBUS(J))
AUX1=AUX1*VOLT(I)
RG=AIMAG(AUX1)+AIMAG(SCGA(I))
IF (RG.GT.QMAX(L8)) GOTO 140
IF (RG.LT.QMIN(L8)) GOTO 142
SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)), QMAX(L8))
140 SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)), QMAX(L8))
GOTO 144
SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)), QMIN(L8))
142 SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)), QMIN(L8))
C
144 TB(I)=2
NBVC=NBVC-1
NVC(L8)=10000
PSPE(I)=SGEN(I)-SCGA(I)
122 CONTINUE
136 CONTINUE
C
C   REALIZA UNA NUEVA ITERACION
C
C
K=K+1
GOTO 146
86 CONTINUE
C
C   CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA..
C
DO I=1, NOE
PSPE(I)=CONJG(VOLT(P(I)))
AUX1=VOLT(P(I))-VOLT(Q(I))

```

```

AUX2=VOLT(P(I))*CPLX(0.0,YPQ2(I))
PSPE(I)=PSPE(I)*(AUX1/ZELEM(I)+AUX2)*100
DPOT(I)=CONJG(VOLT(Q(I)))
AUX1=VOLT(Q(I))-VOLT(P(I))
AUX2=VOLT(Q(I))*CPLX(0.0,YPQ2(I))
DPOT(I)=DPOT(I)*(AUX1/ZELEM(I)+AUX2)*100
END DO
C
C CALCULO POTENCIA EN EL BUS SLACK.
C
SGEN(1)=CONJG(VOLT(1))*CONJG(YBUS(VP(1)))
L1=VP(1)
DO 96 I=L1+1,L1+VN(L1)
DO 96 I=L1+VN(L1)
SGEN(1)=SGEN(1)+CONJG(VOLT(VN(I)))*CONJG(YBUS(I))
CONTINUE
SGEN(1)=SGEN(1)*VOLT(1)+ SCGA(1)
C
C CALCULO LAS PERDIDAS EN EL SISTEMA.
C
PERD=CPLX(0.0,0.0)
DO 100 I=1,NOE
100 PERD=PERD+PSPE(I)+DPOT(I)
1100 CONTINUE
REWIND GYBUS
DO 2010 I=1,NB
VTB=CABS(VOLT(I))**2
IF(YBUSDF.EQ.0.0) GOTO 256
READ(GYBUS,1901) J ,TIPO(I) , VTB , ANG , SGEN(I) , SCGA(I)
VTB=VTB**2
1901 FORMAT(2I5,2F10.5,2(2X,F10.5,1X,F10.5,1X))
256 CONTINUE
IF(NB.GT.10) GOTO 801
IF(TIPO(I).NE.0) GOTO 2010
Y(I,I)=Y(I,I)+CONJG(SCGA(I))/VTB
2010 CONTINUE
DO 2005 I=1,NB
WRITE(7,192) (Y(I,J),J=1,NB)
2005 CONTINUE
801 CONTINUE
192 FORMAT(9F12.7)
392 FORMAT(13F10.4)
IF(YBUSDF.EQ.1) GOTO 1115
WRITE(6,102)
102 FORMAT(2(/),9X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
** CASO BASE ****/,3(/),26X,
**VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2(/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
*3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
*'MVAR-CARGA')
DO 106 I=1,NG
V2=CABS(VOLT(I))
ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
WRITE(6,104) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
WRITE(GYBUS,190) I,
TIPO(I),V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I),YSHUNT(I)
WRITE(GESTAB,191) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
106 CONTINUE
104 FORMAT(5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
3)
DO 107 I=NG+1,NB
V2=CABS(VOLT(I))
ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
WRITE(6,104) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
WRITE(GYBUS,190) I,TIPO(I),V2, ANG,SGEN(I),SCGA(I),
1 YSHUNT(I)
WRITE(GESTAB,195) I,V2,ANG
107 CONTINUE
1011 CONTINUE
190
FORMAT(2I5,2F10.5,1X,'(',F10.5,',',F10.5,')',1X,'(',F10.5,',',
1F10.5,')',1X,F10.5)
191 FORMAT(I5,',',F10.5,',',F10.5,',',
F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
*F10.5,',')
195 FORMAT(I5,',',F10.5,',',F10.5,',')
205 FORMAT(2I5,4F10.5)
*****
WRITE(10,10102)
10102 FORMAT(2(/),9X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
** CASO BASE ****/,3(/),26X,
**VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2(/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
*3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
*'MVAR-CARGA')
DO 10006 I=1,NG
V2=CABS(VOLT(I))
ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
WRITE(10,10004) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
WRITE(GYBUS,10090) I,
TIPO(I),V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I),YSHUNT(I)
WRITE(GESTAB,10091) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
10006 CONTINUE
10004
FORMAT(5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
3)
DO 10007 I=NG+1,NB
V2=CABS(VOLT(I))
ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
WRITE(10,10004) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
WRITE(GYBUS,10090) I,TIPO(I),V2, ANG,SGEN(I),SCGA(I),
1 YSHUNT(I)
WRITE(GESTAB,10095) I,V2,ANG
10007 CONTINUE
10011 CONTINUE
10090
FORMAT(2I5,2F10.5,1X,'(',F10.5,',',F10.5,')',1X,'(',F10.5,',',
1F10.5,')',1X,F10.5)
10091 FORMAT(I5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
*F10.5,',')
10095 FORMAT(I5,',',F10.5,',',F10.5,',')
20005 FORMAT(2I5,4F10.5)
*****
WRITE(6,108)
108 FORMAT(3(/),27X,'CASO BASE DE FLUJOS DE
POTENCIA:',2(/),20X,'BUS i
+',
** BUS j POT.REAL (P) POT.REACTIVA (Q)',2(/))
*****
WRITE(10,2008)
2008 FORMAT(2(/),27X,'CASO BASE DE FLUJOS DE
POTENCIA',2(/),20X,' BUS i
+',
** BUS j POT.REAL (P) POT.REACTIVA (Q)',2(/))
*****
DO 110 I=1,NOE
WRITE(6,112) P(I),Q(I),CONJG(PSPE(I))
WRITE(6,112) Q(I),P(I),CONJG(DPOT(I))
112 FORMAT(21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
110 END DO
*****
DO 2022 I=1,NOE
WRITE(10,1112) P(I),Q(I),CONJG(PSPE(I))
WRITE(10,1112) Q(I),P(I),CONJG(DPOT(I))
1112 FORMAT(21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
2022 END DO
*****
WRITE(6,124) PERD
124 FORMAT(3(/),20X,'PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :',2(/),20X,
*'DE POTENCIA ACTIVA= ',F10.6,/,20X,'DE POTENCIA REACTIVA',
**= ',F10.6)
84 WRITE(6,92) K
92 FORMAT(/,19X,' CONVERGE EN: ',I3,' ITERACIONES')
*****
WRITE(10,2124) PERD
2124 FORMAT(3(/),25X,'PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :',2(/),25X,
*'DE POTENCIA ACTIVA= ',F10.6,/,25X,'DE POTENCIA REACTIVA',
**= ',F10.6)
8444 WRITE(10,9222) K
9222 FORMAT(/,24X,' CONVERGE EN: ',I3,' ITERACIONES')
*****
IF(IFLUJOS.EQ.0) GOTO 1115
1115 CONTINUE
END

```

**JACOBIANO:** Subrutina que ayuda a encontrar la solución del método de Newton Raphson.

```

SUBROUTINE JACOBI (JAC,VSOL,ORDEN)
INTEGER ORDEN
REAL JAC(100,100)
DIMENSION VSOL(100)
DO 6 I=1,ORDEN
DO 8 J=1,ORDEN
IF(I.GE.J) GOTO 10
K8= I
GOTO 12
K8=J
S1=0
DO 14 K6=1,K8-1
IF(K6.GT.K8-1)GOTO 14
S1=S1+JAC(I,K6)*JAC(K6,J)
CONTINUE
IF(I.GE.J)GOTO 16
JAC(I,J)=(JAC(I,J)-S1)/JAC(I,I)
GOTO 8
JAC(I,J)=JAC(I,J)-S1
CONTINUE
DO 18 I=1,ORDEN
S2=0

```

```

DO 20 K5=1, I-1
IF (K5.GT.I-1) GOTO 20
S2=S2+JAC (I, K5) *VSOL (K5)
20 CONTINUE
18 VSOL (I) = (VSOL (I) -S2) /JAC (I, I)
CONTINUE

DO 22 I=ORDEN, 1, -1
S3=0
DO 24 K5=I+1, ORDEN
IF (K5.GT.ORDEN) GOTO 24
S3=S3+JAC (I, K5) *VSOL (K5)
24 CONTINUE
VSOL (I) =VSOL (I) -S3
22 CONTINUE
RETURN
END

WARD AND HALE: Subrutina que forma el primer equivalente en el Sistema de Potencia.

SUBROUTINE WARD AND HALE

CERO=CMPLX (0.0, 0.0)
OPEN (UNIT=11, FILE='WARD.DAT')

2000 CONTINUE
WRITE (6, 17)
17 FORMAT (3(/), 10X, '*****PROCESO DE ELIMINACION SE REDUCEN LOS
NODOS
* INTERNOS***** ', /)
OPEN (UNIT=5, FILE='REDUCCION.DAT')
READ (5, *) NB, NOE, NG, NT, NS, NL, YBUSDE, IFLUJOS
5000 FORMAT (3I5)
READ (5, *) TOL, LIM

*****
FORMACION DE YBUS POR INSPECCION DE LA RED ( EMPAQUETADA.)
*****
L1=1
L2=1
DO 42 I=1, NB
YBUS (L2)=CMPLX (0.0, 0.0)
DO 44 J=1, NOE
IF (P (J) .EQ. I) GOTO 46
IF (Q (J) .NE. I) GOTO 44
L1=L1+1
VN (L1)=P (J)
GOTO 48
46 L1=L1+1
VN (L1)=Q (J)
48 YBUS (L1) =-1/ZELEM (J)
YBUS (L2) =YBUS (L2) -YBUS (L1) +CMPLX (0.0, YPQ2 (J))
44 CONTINUE
VN (L2) =L1-L2
VP (I) =L2
L1=L1+1
L2=L1
42 CONTINUE
IF (NT.EQ.0) GOTO 50
DO 52 I=1, NT
L1=VP (P1 (I))
DO 54 J=L1+1, L1+VN (L1)
IF (Q1 (I) .EQ. VN (J)) GOTO 56
54 CONTINUE
56 YBUS (L1) =YBUS (L1) -YBUS (J) * (1-1/A (I) **2)
YBUS (J) =YBUS (J) /A (I)
L2=VP (Q1 (I))
DO 58 J=L2+1, L2+VN (L2)
IF (P1 (I) .EQ. VN (J)) GOTO 60
58 CONTINUE
60 YBUS (J) =YBUS (I) /A (I)
52 CONTINUE
50 IF (NS.EQ.0) GOTO 148

DO 150 I=1, NS
M=VP (P2 (I))
150 YBUS (M) =YBUS (M) +CMPLX (0., YSH (I))
148 CONTINUE

*****
* MATRIZ Y BUS EMPAQUETADA *
*****
DO 1995 I=1, NB
DO 1994 J=1, NB
Y (I, J) =CERO
1994 CONTINUE
1995 CONTINUE
DO 2001 I=1, NB
NP=VP (I)
NN=VN (NP)
Y (I, I) =YBUS (NP)
IF (NN.EQ.0) GOTO 2001
DO 1990 J=1, NN
N1=NP+J
N2=VN (N1)
Y (I, N2) =YBUS (N1)
1990 CONTINUE
2001 CONTINUE
2001 CONTINUE
800 FORMAT (5X, ' ', /)
WRITE (6, 1047)
1047 FORMAT (5X, ' ', /)
DO 1444 I=1, 3*NB
1444 CONTINUE

5005 FORMAT (5X, 'YBUS (' , I2, ') =', 2F12.5)

*****
* FORMACION DE EQUIVALENTES *
*****

WRITE (*, 20099)
WRITE (11, 20099)
20099 FORMAT (30X, 'VECTOR DE VOLTAJES NODALES')
WRITE (*, 20100)
WRITE (11, 20100)
20100 FORMAT (1(/))

DO 20003 I=1, NB

WRITE (*, 111) VOLT (I)
WRITE (11, 111) VOLT (I)
20003 CONTINUE

111 FORMAT (35X, 'VOLTS='F5.3, '+j', F5.3)

WRITE (*, 20009)
WRITE (11, 20009)
20009 FORMAT (1(/))

WRITE (*, 20011)
WRITE (11, 20011)
20011 FORMAT (21X, 'YBUS DEL SISTEMA ORIGINAL EN FORMA RECTANGULAR')
WRITE (*, 20044)
WRITE (11, 20044)

WRITE (*, 30030)
30030 FORMAT (1/, 24X, ' (YBUS) (R.....+.....jXL)', 1/)

DO 20055 I=1, NB

WRITE (*, 1922) (I, J, Y (I, J), J=1, NB)
WRITE (11, 1922) (I, J, Y (I, J), J=1, NB)
1922 FORMAT (25X, 'YBUS (' , I2, ' ', I2, ') =', F10.5, 2X, '+j', F10.5)

20044 FORMAT (1(/))
20055 CONTINUE

WRITE (*, 20133)
20133 FORMAT (2(/))
WRITE (*, 10555)
10555 FORMAT (12X, '***** RESULTADO DEL EQUIVALENTE Ward and Hale
***
*****')
WRITE (*, 20066)
WRITE (11, 20066)
20066 FORMAT (2(/))
C
C
C LECTURA PARA LOS BUSES A REDUCIR
C
C
DO NY=1, NB
READ (5, *) NY
IF (NY.EQ.0) GOTO 10444

WRITE (*, 20077)
WRITE (11, 20077)
20077 FORMAT (1(/))

WRITE (*, 17702)
WRITE (11, 17702)
17702 FORMAT (10X, 'VECTOR DE VOLTAJES y YBUS EQUIVALENTE (metodo
de W
*ard and Hale)')

WRITE (*, 20088)
WRITE (11, 20088)
20088 FORMAT (1(/))

DO I=1, NY-1
WRITE (*, 19444) (VOLT (I) - (Y (I, NY) *VOLT (NY) /Y (NY, NY)))
WRITE (11, 19444) (VOLT (I) - (Y (I, NY) *VOLT (NY) /Y (NY, NY)))
END DO
19444 FORMAT (32X, 'VOLTS =' , F7.5, 2X, '+j', F7.5)

WRITE (*, 30331)

```

```

30331      WRITE (11,30331)
          FORMAT (1/,24X,' (YBUS) (R.....+.....jXL)',1/)

          DO I=1,NY-1
            WRITE (*,19331) (I,J,Y(I,J)-
(Y(I,NY)*Y(NY,J)/Y(NY,NY)),J=1,NY-1)
            WRITE (11,19331) (I,J,Y(I,J)-
(Y(I,NY)*Y(NY,J)/Y(NY,NY)),J=1,NY-1)
          END DO
        END DO

10444      CONTINUE

          WRITE (*,2012)
          WRITE (11,2012)
2012      FORMAT (1(/))

          WRITE (*,10666)
          WRITE (11,10666)
10666      FORMAT (5X,'EQUIVALENTE FINAL')

19331      FORMAT (25X,'YBUS('I2','I2,')='F10.5,2X,'+j',F10.5)

        END

BASE EQUIVALENTE: Ejecuta el primer equivalente

        SUBROUTINE BASE EQUIVALENTE

102      WRITE (6,102)
          FORMAT (2(/),3X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
          *' CASO EQUIVALENTE (base) *****',/,3(/),26X,
*'VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2(/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
*3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
*'MVAR-CARGA')
          DO 106 I=1,NG
            V2=CABS (VOLT (I))
            ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
            WRITE (6,104) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
            WRITE (GYBUS,190) I,
TIPO (I),V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I),YSHUNT (I)
            WRITE (GESTAB,191) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
106      CONTINUE
104      FORMAT (5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
3)
          DO 107 I=NG+1,NB
            V2=CABS (VOLT (I))
            ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
            WRITE (6,104) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
            WRITE (GYBUS,190) I,TIPO (I),V2, ANG,SGEN (I),SCGA (I),
1
            YSHUNT (I)
            WRITE (GESTAB,195) I,V2,ANG
107      CONTINUE
1011      CONTINUE
190
          FORMAT (2I5,2F10.5,1X,'('F10.5,',',F10.5,')',1X,'('F10.5,',',
1F10.5,')',1X,F10.5)
191      FORMAT (I5,',',
F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
F10.5,',',')
195      FORMAT (I5,',',F10.5,',',F10.5,',')
205      FORMAT (2I5,4F10.5)

*****

10102      WRITE (10,10102)
          FORMAT (2(/),3X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
          *' CASO EQUIVALENTE (base) *****',/,3(/),26X,
*'VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2(/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
*3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
*'MVAR-CARGA')
          DO 10006 I=1,NG
            V2=CABS (VOLT (I))
            ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
            WRITE (10,10004) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
            WRITE (GYBUS,10090) I,
TIPO (I),V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I),YSHUNT (I)
            WRITE (GESTAB,10091) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
10006      CONTINUE
10004      FORMAT (5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
3)
          DO 10007 I=NG+1,NB
            V2=CABS (VOLT (I))
            ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
            WRITE (10,10004) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)

```

```

        YBUS(J)=YBUS(J)/A(I)
        L2=VP(Q1(I))
        DO 58 J=L2+1,L2+VN(L2)
58      IF(P1(I).EQ.VN(J)) GOTO 60
        CONTINUE
60      YBUS(J)=YBUS(I)/A(I)
52      CONTINUE
50      IF(NS.EQ.0) GOTO 148

        DO 150 I=1,NS
        M=VP(P2(I))
150     YBUS(M)=YBUS(M)+CMPLX(0.,YSH(I))
148     CONTINUE
*****
***** MATRIZ Y BUS EMPAQUETADA *****
*****
        DO 1995 I=1,NB
        DO 1994 J=1,NB
        Y(I,J)=CERO
1994    CONTINUE
1995    CONTINUE
        DO 2001 I=1,NB
        NP=VP(I)
        NN=VN(NP)
        Y(I,I)=YBUS(NP)
        IF(NN.EQ.0) GOTO 2001
        DO 1990 J=1,NN
        N1=NP+J
        N2=VN(N1)
        Y(I,N2)=YBUS(N1)
1990    CONTINUE
2001    CONTINUE
800    FORMAT(5X,' ',/)
        WRITE(6,1047)
1047   FORMAT(5X,' ',/)
        DO 1444 I=1,3*NB
1444   CONTINUE
5005   FORMAT(5X,'YBUS(' ,I2,' )=' ,2F12.5)

*****
***** FORMACION DE EQUIVALENTES *****
*****
        WRITE(*,20099)
        WRITE(11,20099)
20099  FORMAT(30X,'VECTOR DE VOLTAJES NODALES')
        WRITE(*,20100)
        WRITE(11,20100)
20100  FORMAT(1(/))

        DO 20003 I=1,NB

        WRITE(*,111) VOLT(I)
        WRITE(11,111) VOLT(I)

20003  CONTINUE

111    FORMAT(35X,'VOLTS='F5.3,'+j',F5.3)

        WRITE(*,20009)
        WRITE(11,20009)
20009  FORMAT(1(/))

        WRITE(*,20011)
        WRITE(11,20011)
20011  FORMAT(21X,'YBUS DEL SISTEMA ORIGINAL EN FORMA RECTANGULAR')
        WRITE(*,20044)
        WRITE(11,20044)

        WRITE(*,30030)
30030  FORMAT(1/,24X,' (YBUS) (R.....+.....jXL)',1/)

        DO 20055 I=1,NB

        WRITE(*,1922) (I,J,Y(I,J),J=1,NB)
        WRITE(11,1922) (I,J,Y(I,J),J=1,NB)
1922   FORMAT(25X,'YBUS(' ,I2,' ,',I2,' )=' ,F10.5,2X,'+j',F10.5)

20044  FORMAT(1(/))

20055  CONTINUE

        WRITE(*,20133)
20133  FORMAT(2(/))
        WRITE(*,10555)
10555  FORMAT(12X,'***** RESULTADO DEL EQUIVALENTE Ward and Hale
***
*****')
        WRITE(*,20066)
        WRITE(11,20066)
20066  FORMAT(2(/))

C
C
C
LECTURA PARA LOS BUSES A REDUCIR
C
C
DO NY=1,NB
    READ(13,*) NY
    IF(NY.EQ.0) GOTO 10444

    WRITE(*,20077)
    WRITE(11,20077)
20077  FORMAT(1(/))

    WRITE(*,17702)
    WRITE(11,17702)
17702  FORMAT(10X,'VECTOR DE VOLTAJES y YBUS EQUIVALENTE (metodo
de W
*ard and Hale)')

    WRITE(*,20088)
    WRITE(11,20088)
20088  FORMAT(1(/))

    DO I=1,NY-1
    WRITE(*,19444) (VOLT(I)-(Y(I,NY)*VOLT(NY)/Y(NY,NY)))
    WRITE(11,19444) (VOLT(I)-(Y(I,NY)*VOLT(NY)/Y(NY,NY)))
    END DO
19444  FORMAT(32X,'VOLTS =' ,F7.5,2X,'+j',F7.5)

    WRITE(*,30331)
    WRITE(11,30331)
30331  FORMAT(1/,24X,' (YBUS) (R.....+.....jXL)',1/)

    DO I=1,NY-1
    WRITE(*,19331) (I,J,Y(I,J)-
(Y(I,NY)*Y(NY,J)/Y(NY,NY)),J=1,NY-1)
    WRITE(11,19331) (I,J,Y(I,J)-
(Y(I,NY)*Y(NY,J)/Y(NY,NY)),J=1,NY-1)
    END DO

    END DO

10444  CONTINUE

    WRITE(*,2012)
    WRITE(11,2012)
    FORMAT(1(/))

    WRITE(*,10666)
    WRITE(11,10666)
10666  FORMAT(5X,'EQUIVALENTE FINAL')

19331  FORMAT(25X,'YBUS(' ,I2,' ,',I2,' )=' ,F10.5,2X,'+j',F10.5)

END

```



### B.3. Archivo de entrada

#### PRINCIPAL (solo entrada)----“CASO GRAHAM ROGERS.dat”

NUMERO DE BUSES    NÚMERO DE ELEMENTOS    NUMERO DE GENERADORES    No. DE TR CON TAP FUERA DE POSISCION NOMINAL  
 No. DE ELEMENTOS SHUNT BUSES, NODOS A REDUCIR,  
 5, 5, 2, 0, 0, 5, 0, 0, 1

TOLERANCIA, LÍMITE  
 0.01, 2

DATOS DE LOS ELEMENTOS -----> i    A    j    (R+jXi)    (Y/2)  
 1 , 2 , (0.0000 , -0.04000) , 0.00000  
 2 , 3 , (0.0038 , 0.04786) , 0.65786  
 2 , 5 , (0.0019 , 0.02393) , 0.32893  
 3 , 4 , (0.0000 , -0.04000) , 0.00000  
 5 , 3 , (0.0019 , 0.02393) , 0.32893

DATOS DE LOS BUSES----> BUS    TIPO(1=SLACK,2=PQ,3=PV)    VOLTAJE    PG    PC    QMAX    QMIN    AREA  
 1 , (0.0000 , 0.0000) , (0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 1 , 1  
 2 , (0.0000 , 0.0000) , (0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 2 , 1    1.63+J0.067  
 3 , (0.0000 , 0.0000) , (0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 2 , 2    0.85-J0.109  
 4 , (0.0000 , 0.4120) , (0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 2 , 2  
 5 , (0.0000 , 0.0000) , (0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 3 , 2    1.25+J0.500  
 1 , ( 1.0600 , 0.0000 )    VOLTAJES NODALES , QMAX Y QMIN  
 4 , ( 1.0000 , 0.0000 )  
 5 , ( 1.0000 , 0.0000 )  
 2 , ( 1.0000 , 0.0000 )  
 3 , ( 1.0000 , 0.0000 ) 100,-100

#### WARD (entrada / salida)---- “CASO GRAHAM ROGERS.dat” (ya reducido)

NUMERO DE BUSES    NUMERO DE ELEMENTOS    NUMERO DE GENERADORES    No. DE TR CON TAP FUERA DE POSISCION NOMINAL  
 No. DE ELEMENTOS SHUNT BUSES, NODOS A REDUCIR,  
 4, 3, 2, 0, 2, 2, 0, 0,

TOLERANCIA, LIMITE  
 0.0001 , 2

DATOS DE LOS ELEMENTOS-----> i    A    j    (R+jXi)    (Y/2)  
 1 , 2 , (0.000000 , -0.040000) , 0.000000  
 2 , 3 , (0.001439 , 0.023968) , 0.000000  
 3 , 4 , (0.000000 , -0.040000) , 0.000000  
 2 , 0.9789  
 3 , -0.9789

DATOS DE LOS BUSES----> BUS    TIPO(1=SLACK,2=PQ,3=PV)    VOLTAJE    PG    PC    QMAX    QMIN    AREA  
 1 , (0.0000 , 0.0000) , (0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 1 , 1  
 2 , (0.0000 , 0.0000) , (1.5850 , 0.0730) , 0.0000 , 2 , 1    1.63+J0.067  
 3 , (0.0000 , 0.0000) , (1.6460 , 0.0760) , 0.0000 , 2 , 2    0.85-J0.109  
 4 , (0.0000 , 0.3350) , (0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 2 , 2    1.25+J0.500  
 1 , ( 1.0600 , 0.0000 )    VOLTAJES NODALES , QMAX Y QMIN  
 4 , ( 0.9907 , 0.0100 )  
 2 , ( 1.0165 , -0.1100 )  
 3 , ( 1.0000 , -0.1100 ) 100,-100

## B.4. Archivo de salida

### “CASO GRAHAM ROGERS.dat” (caso base y equivalente flujos de potencia)

\*\*\*\*\*

PROGRAMA PARA EL CALCULO FLUJOS DE POTENCIA  
 POR EL METODO DE NEWTON RAPHSON  
 Y EQUIVALENTES TIPO  
 Ward and Hale

JOSE FRANCISCO APARICIO PULIDO  
 2010-2011

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA CASO BASE \*\*\*\*\*

VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO:

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	.006	-2.55705	.000	.000
2	.96351	.0002	.000	.00000	.000	.000
3	1.00603	-.0033	.000	.00000	.000	.000
4	.98937	-.0033	.000	.41200	.000	.000

CASO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	.629685	-255.704900
2	1	-.629685	232.427800
2	3	.930041	-232.734100
3	2	-.327338	112.531700
3	4	-.000001	-41.898850
4	3	.000001	41.205040

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :

DE POTENCIA ACTIVA= .602703  
 DE POTENCIA REACTIVA= 144.173400

CONVERGE EN: 3 ITERACIONES

\*\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA CASO EQUIVALENTE (base) \*\*\*\*\*

## VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO:

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	.006	-2.55705	.000	.000
2	.96351	.0002	.000	.00000	.000	.000
3	1.00603	-.0033	.000	.00000	.000	.000
4	.98937	-.0033	.000	.41200	.000	.000

## CASO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	.629685	-255.704900
2	1	-.629685	232.427800
2	3	.930041	-232.734100
3	2	-.327338	112.531700
3	4	-.000001	-41.898850
4	3	.000001	41.205040

## PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :

DE POTENCIA ACTIVA= .602703  
 DE POTENCIA REACTIVA= 144.173400

\*\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA CASO BASE (con carga) \*\*\*\*\*

## VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO:

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	3.235	-1.77274	.000	.000
2	1.00058	.1223	.000	.00000	.000	.000
3	1.00000	.0836	.000	.00000	.000	.000
4	.98324	.0836	.000	.41200	.000	.000
5	1.00380	.0640	.000	.00000	3.220	.024

## CASO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	323.478500	-177.274000
2	1	-323.478500	128.835300
2	3	80.705900	-69.492240

3	2	-80.458180	-59.035790
2	5	242.734600	-58.525050
5	2	-241.603900	6.690535
3	4	-.000012	-41.902050
4	3	.000012	41.199740
5	3	-80.373000	-10.024180
3	5	80.504890	-54.351060

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :

DE POTENCIA ACTIVA= 1.510231  
 DE POTENCIA REACTIVA= 293.878800

\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA CASO EQUIVALENTE (con carga) \*\*\*\*

VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO:

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	3.243	-2.44828	.000	.000
2	.97532	.1258	.000	.00000	1.585	.073
3	1.00603	.0833	.000	.00000	1.646	.076
4	.99253	.0833	.000	.33500	.000	.000

CASO EQUIVALENTE DE FLUJOS DE POTENCIA (carga):

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	324.267800	-244.827700
2	1	-324.267800	186.055800
2	3	165.881700	-131.249400
3	2	-165.204900	142.523100
3	4	.000020	-33.958770
4	3	-.000020	33.503010

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :

DE POTENCIA ACTIVA= .676849  
 DE POTENCIA REACTIVA= 47.953950

\*\*\*DATOS DE LA COMPENSACION\*\*\*

BUSES	VALOR DEL CEV (+=ind , -=cap)
2	.9789000
3	-.9789000

\*\*\* COMPENSACION (cev) DE FLUJOS DE POTENCIA CASO EQUIVALENTE (con carga) \*\*\*

VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO:

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	3.238	-1.91465	.000	.000
2	.99528	.1231	.000	.00000	1.585	.073
3	1.00603	.0827	.000	.00000	1.646	.076
4	.99253	.0827	.000	.33500	.000	.000

CASO EQUIVALENTE DE FLUJOS DE POTENCIA (Ward and Halle):

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	323.799300	-191.465200
2	1	-323.799300	141.089600
2	3	165.370600	-51.187420
3	2	-164.935200	58.438370
3	4	.000020	-33.958770
4	3	-.000020	33.503000

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :

DE POTENCIA ACTIVA= .435333  
DE POTENCIA REACTIVA= 43.580390

CONVERGE EN: 3 ITERACIONES

### “CASO GRAHAM ROGERS.dat” (casos de eliminación nodal “Ward and Hale”)

VECTOR DE VOLTAJES NODALES

VOLTS=1.060+j .000  
VOLTS=1.000+j .000  
VOLTS=1.000+j .000  
VOLTS=1.000+j .000  
VOLTS=1.000+j .000

YBUS DEL SISTEMA ORIGINAL EN FORMA RECTANGULAR

YBUS ( 1, 1)= .00000 +j 25.00000  
YBUS ( 1, 2)= .00000 +j -25.00000  
YBUS ( 1, 3)= .00000 +j .00000  
YBUS ( 1, 4)= .00000 +j .00000

```

YBUS ( 1, 5)= .00000 +j .00000
YBUS ( 2, 1)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 2, 2)= 4.94573 +j -36.30335
YBUS ( 2, 3)= -1.64858 +j 20.76338
YBUS ( 2, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 2, 5)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 3, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 3, 2)= -1.64858 +j 20.76338
YBUS ( 3, 3)= 4.94573 +j -36.30335
YBUS ( 3, 4)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 3, 5)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 4, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 2)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 3)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 4, 4)= .00000 +j 25.00000
YBUS ( 4, 5)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 2)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 5, 3)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 5, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 5)= 6.59430 +j -82.39566

```

VECTOR DE VOLTAJES y YBUS EQUIVALENTE (metodo de Ward and Hale)

```

VOLTS =1.06000 +j .00000
VOLTS =1.50397 +j-.00032
VOLTS =1.50397 +j-.00032
VOLTS =1.00000 +j .00000

```

(YBUS) (R.....+.....jXL)

```

YBUS ( 1, 1)= .00000 +j 25.00000
YBUS ( 1, 2)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 1, 3)= .00000 +j .00000
YBUS ( 1, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 2, 1)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 2, 2)= 3.29726 +j -15.37420
YBUS ( 2, 3)= -3.29705 +j 41.69253
YBUS ( 2, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 3, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 3, 2)= -3.29705 +j 41.69253
YBUS ( 3, 3)= 3.29726 +j -15.37420
YBUS ( 3, 4)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 4, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 2)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 3)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 4, 4)= .00000 +j 25.00000

```

EQUIVALENTE FINAL

VECTOR DE VOLTAJES NODALES

```

VOLTS=1.060+j .000
VOLTS=1.000+j .000
VOLTS=1.000+j .000
VOLTS=1.000+j .000
VOLTS=1.000+j .000

```

## YBUS DEL SISTEMA ORIGINAL EN FORMA RECTANGULAR

```

YBUS ( 1, 1)= .00000 +j 25.00000
YBUS ( 1, 2)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 1, 3)= .00000 +j .00000
YBUS ( 1, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 1, 5)= .00000 +j .00000
YBUS ( 2, 1)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 2, 2)= 4.94573 +j -36.30335
YBUS ( 2, 3)= -1.64858 +j 20.76338
YBUS ( 2, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 2, 5)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 3, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 3, 2)= -1.64858 +j 20.76338
YBUS ( 3, 3)= 4.94573 +j -36.30335
YBUS ( 3, 4)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 3, 5)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 4, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 2)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 3)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 4, 4)= .00000 +j 25.00000
YBUS ( 4, 5)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 2)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 5, 3)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 5, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 5)= 6.59430 +j -82.39566

```

## VECTOR DE VOLTAJES y YBUS EQUIVALENTE (metodo de Ward and Hale)

```

VOLTS =1.06000 +j .00000
VOLTS =1.50397 +j -.00032
VOLTS =1.50397 +j -.00032
VOLTS =1.00000 +j .00000

```

(YBUS) (R.....+.....jXL)

```

YBUS ( 1, 1)= .00000 +j 25.00000
YBUS ( 1, 2)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 1, 3)= .00000 +j .00000
YBUS ( 1, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 2, 1)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 2, 2)= 3.29726 +j -15.37420
YBUS ( 2, 3)= -3.29705 +j 41.69253
YBUS ( 2, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 3, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 3, 2)= -3.29705 +j 41.69253
YBUS ( 3, 3)= 3.29726 +j -15.37420
YBUS ( 3, 4)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 4, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 2)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 3)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 4, 4)= .00000 +j 25.00000

```

EQUIVALENTE FINA

## APENDICE C: DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA LA FORMACIÓN DE EQUIVALENTES TIPO REI (*Equivalente tipo Radial e Independiente*)

### C.1. Descripción del Programa

El programa que se muestra en este reporte es codificado en lenguaje FORTRAN 77 tiene un cuerpo fundamental que es centrado en análisis de estudio de flujos de potencia por el método de Newton Raphson con el cual se encuentran los parámetros iniciales para ambos métodos.

La entrada de los datos se realiza por medio de un archivo "txt" con extensión .dat, las salidas de resultados también se imprimen en un archivo con extensión .dat, el código esta compuesto de archivos de entrada-salida que sirven como un enlace de ejecución, cabe mencionar que estos archivos también tienen extensión .dat, cumple con ciertas similitudes con el código de Ward and Hale que fue descrito en el apéndice anterior

La descripción de cada bloque del código es la siguiente:

**DATOS INICIALES:** Este bloque es el corresponde a los datos de entrada del sistema de potencia, a sus características a detalle con los cual se corre el programa.

**FORMACION DE YBUS:** En este bloque se conforma la matriz de admitancia nodal del sistema la cual servirá tanto para el análisis de flujos de potencia como para la formación del nodo REI.

**FLUJOS DE POTENCIA:** Es el bloque que conforma el esqueleto fundamental del programa teniendo como base elemental el método de Newton Raphson y parametrizando los puntos de condiciones iniciales del estudio general.



**FORMACION DEL NODO REI:** Es un bloque en el cual se tiene la concentración de las rutinas para ir formando la Red de Balance de Potencia Cero donde se tienen 3 bloques complementarios.

**DATOS PRINCIPALES:** Estos datos son tomados del primer análisis base de flujos de potencia, seleccionando al vector de potencias aparentes como dato principal para poder formar las redes de balance de potencia cero.

**BUS A REDUCIR:** En esta parte del programa este bloque es el que selecciona los buses a reducir o que tendrán que agruparse para formar el equivalente tipo REI.

**BUSES DE CARGA:** Este bloque ayuda a ser un análisis para que el código pueda hacer la diferencia entre nodos de carga y de generación.

**EQUIVALENTE REI:** Teniendo los 3 puntos anteriores este bloque forma el equivalente tipo REI precargándolo para armar una nueva topología de la red en la cual ya el sistema externo es agrupado en su totalidad dependiendo de las necesidades del estudio (*pueden existir varios equivalentes REI en sistema externo*).

**TOPOLOGIA DE LA RED:** Cuando se tiene en su totalidad este equivalente se reconstruye el Sistema de Potencia para que la topología de red nueva pueda ser detectada por el programa y haga el análisis de flujos de potencia y quede la comparación del sistema base y equivalente.

**RESULTADOS:** Al tener el equivalente final el lazo o ciclo del programa recalcula el estudio de flujos de potencia e imprime los resultados en un archivo txt con extensión .dat.

Posteriormente se analizará el código que corresponde a este método de reducción.



```

C      NOMINAL.
C      LEE : BUS DEL LADO DEL TAP, BUS CONTRARIO AL TAP Y
C      POSICION DEL TAP.
C
C      DO 6 I=1,NT
6      READ(5,*)P1(I),Q1(I),A(I)
4      IF(NS.EQ.0) GOTO 118

C
C      DATOS DE LOS ELEMENTOS SHUNT CONECTADOS A LAS LINEAS :
C      LEE : NODO DONDE ESTA CONECTADO EL SHUNT Y EL VALOR DE
C      ESTE.
C
C      DO 130 I=1,NS
130     READ(5,*)P2(I),YSH(I)
118     IF(NS.EQ.0) GOTO 811

C
C      LECTURA DE POTENCIAS EN CADA BUS :
C      LEE : NUMERO DE BUS, POTENCIA GENERADA, POTENCIA DE CARGA.
C
811     CONTINUE
C      DO 8 I=1,NB
C      READ(5,*)BUS,SGEN(BUS),SCGA(BUS),YSHUNT(BUS),TIPO(BUS),
C      *AREA(BUS)
8      CONTINUE

C
C      NODO SLACK.
C
C      READ(5,*) BUS, VOLT(BUS)
C      TB(BUS)=1

C
C      PARA LOS BUSES DE CARGA
C
C      DO 10 I=1,NB-NG
10     READ(5,*) BUS,VOLT(BUS)
C      TB(BUS)=2
C      NBVC=NG-1
C      CONST=NBVC

C
C      LECTURA PARA LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.
C      LEE ADEMAS LOS REACTIVOS MAXIMOS Y MINIMOS GENERADOS.
C
C      DO 14 I=1,NBVC
C
C      READ(5,*) BUS,VOLT(BUS),QMAX(I),QMIN(I)
C      TB(BUS)=3
C      NVCI(BUS)=BUS
C      BVCI(BUS)=BUS
14     VG(I)=CABS(VOLT(BUS))

*****
*      DATOS DE ENTRADA.
*****

18     WRITE(6,18) NB,NOE,NG,NT,NS,REDUC
C      FORMAT(3(/),24X,'**** DATOS DEL SISTEMA ****',/,22X,
C      *'(TODOS LOS PARAMETROS ESTAN EN p.u.)',3(/),21X,'NUMERO',
C      *' DE BUSES=',I3,/,21X,'NUMERO DE ELEMENTOS=',I3,/,21X,
C      *'NUMERO DE GENERADORES',I3,/,21X,'No. DE TRNASF. CON TAP'
C      *', FUERA DE SU POSICION NOMINAL',I3,/,21X,'No. DE ELE',
C      *'MENTOS SHUNT=',I3,/,21X,'BUSES A REDUCIR=',I3,
C      *',/,21X,'CARGA A CONECTAR=',I3,/,21X,'ELEMENTOS DE LA RED',
C      *2(/),9X,
C      *'BUS i A BUS j ',4X,
C      *'IMPEDANCIA SERIE',4X,'ADMITANCIA A TIERRA/2',2(/))
C      DO 20 I=1,NOE
20     WRITE(6,22)P(I),Q(I),ZELEM(I),YFQ2(I)
22     FORMAT(10X,I2,13X,I2,3X,F8.5,' + j',F8.5,12X,'0 + j',F8.5)
C      IF(NT.EQ.0) GOTO 34
C      WRITE(6,36)
36     FORMAT(3(/),14X,'TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU PO',
C      *'SICION NOMINAL',2(/),26X,' BUS A BUS POS. DEL TAP',2(/))
C      DO 38 I=1,NT
38     WRITE(6,40)P1(I),Q1(I),A(I)
40     FORMAT(27X,I2,6X,I2,9X,F8.5)
34     IF(NS.EQ.0) GOTO 152
C      WRITE(6,154)
154     FORMAT(3(/),15X,'DATOS DE LOS ELEMENTOS EN DERIVACION',2(/),
C      *20X,'BUS',10X,'VALOR DE SHUNT',2(/))
C      DO 156 I=1,NS
156     WRITE(6,158)P2(I),YSH(I)
158     FORMAT(21X,I2,10X,F14.7)
152     WRITE(6,24)
24     FORMAT(3(/),33X,'DATOS DE LOS BUSES:',2(/),2X'BUS',2X,'TIP',
C      *3X,'VMAG',4X,'VANG',4X,'POT. GENERADA',5X,'POT. CARGA',
C      *4X,'QMAX',4X,'QMIN',3X,'AREA',1(/))
C      L8=1
C      DO 26 I=1,NB
C      WRITE(6,30)
I, TB(I),VOLT(I),SGEN(I),SCGA(I),QMAX(I),QMIN(I),
C      *AREA(I)

30     FORMAT(2X,I2,4X,I1,3X,F5.3,X,F7.3,2X,F7.3,'+j',F5.3,2X,
C      *F7.3'+j',F5.3,X,F7.1,X,F7.1,3X,I2)
C      GOTO 26
C      L8=L8+1
26     CONTINUE

*****
*      FORMACION DE YBUS POR INSPECCION DE LA RED ( EMPAQUETADA.)
*****
C      L1=1
C      L2=1
C      DO 42 I=1,NB
C      YBUS(L2)=CPLX(0.0,0.0)
C      DO 44 J=1,NOE
C      IF(P(J).EQ.I) GOTO 46
C      IF(Q(J).NE.I) GOTO 44
C      L1=L1+1
C      VN(L1)=P(J)
C      GOTO 48
46     L1=L1+1
C      VN(L1)=Q(J)
48     YBUS(L1)=-1/ZELEM(J)
C      YBUS(L2)=YBUS(L2)-YBUS(L1)+CPLX(0.0,YFQ2(J))
44     CONTINUE
C      VN(L2)=L1-L2
C      VP(I)=L2
C      L1=L1+1
C      L2=L1
42     CONTINUE
C      IF(NT.EQ.0) GOTO 50
C      DO 52 I=1,NT
C      L1=VP(P1(I))
C      DO 54 J=L1+1,L1+VN(L1)
C      IF(Q1(I).EQ.VN(J)) GOTO 56
54     CONTINUE
56     YBUS(L1)=YBUS(L1)-YBUS(J)*(1-1/A(I)**2)
C      YBUS(J)=YBUS(J)/A(I)
C      L2=VP(Q1(I))
C      DO 58 J=L2+1,L2+VN(L2)
C      IF(P1(I).EQ.VN(J)) GOTO 60
58     CONTINUE
60     YBUS(J)=YBUS(I)/A(I)
52     CONTINUE
50     IF(NS.EQ.0) GOTO 148

C      DO 150 I=1,NS
C      M=VP(P2(I))
150     YBUS(M)=YBUS(M)+CPLX(0.,YSH(I))
148     CONTINUE

*****
*      MATRIZ Y BUS EMPAQUETADA
*****

C      DO 1995 I=1,NB
C      DO 1994 J=1,NB
C      Y(I,J)=CERO
1994     CONTINUE
1995     CONTINUE
C      DO 2001 I=1,NB
C      NP=VP(I)
C      NN=VN(NP)
C      Y(I,I)=YBUS(NP)
C      IF(NN.EQ.0) GOTO 2001
C      DO 1990 J=1,NN
C      N1=NP+J
C      N2=VN(N1)
C      Y(I,N2)=YBUS(N1)
1990     CONTINUE
2001     CONTINUE
800     FORMAT(5X,' ',/)
C      WRITE(6,1047)
1047     FORMAT(5X,' ',/)
C      DO 1444 I=1,3*NB
C799     WRITE(9,5005) I, YBUS(I)
1444     CONTINUE

5005     FORMAT(5X,'YBUS(',I2,')=',2F12.5)

*****
*      GUARDA LOS ANGULOS DE LOS VOLTAJES.
*****
C      DO 62 I=1,NB
62     VANG(I)=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
*****
*      CALCULAR LAS POTENCIAS ESPECIFICADAS.
*****
C      DO 64 I=1,NB
64     PSPE(I)=SGEN(I)-SCGA(I)
*****
*      PROCESO ITERATIVO
*****
C      K=0.0
C
C      POTENCIAS CALCULADAS.

```

```

C
146 DO 66 I=2,NB
PCAL(I)=CONJG(VOLT(I))*CONJG(YBUS(VP(I)))
L1=VP(I)
DO 68 J=L1+1,L1+VN(L1)
68 PCAL(I)=PCAL(I)+CONJG(VOLT(VN(J)))*CONJG(YBUS(J))
66 PCAL(I)=PCAL(I)*VOLT(I)
C
C INCREMENTOS DE POTENCIA.
C DETERMINO EL MAXIMO INCREMENTO
C
DPM=0.0
DO 70 I=2,NB
DPOT(I)=PSPE(I)-PCAL(I)
T1=REAL(DPOT(I))
T2=AIMAG(DPOT(I))
IF (ABS(T1).LT.DPM) GOTO 72
DPM=ABS(T1)
72 IF (ABS(T2).LT.DPM) GOTO 70
DPM=ABS(T2)
70 CONTINUE
C
C PRUEBO CONVERGENCIA.
C COMPARO CON EL LIMITE DE ITERACIONES.
C
IF(DPM.LE.TOL) GOTO 84
IF(DPM.LE.TOL) GOTO 8444
IF(K.GT.LIM) GOTO 86
C
C CÁLCULO EL JACOBIANO PARA INCREMENTOS DE ANGULO.
C ASIGNO LAS DIFERENCIAS DE POT. REAL COMO EL VECTOR
C SOLUCION DEL SIST. DE ECUACIONES LINEALES..
DO 74 I=1,NB
DO 74 J=1,NB
74 JAC(I,J)=0.0
DO 78 I=2,NB
L1=VP(I)
Y1=-AIMAG(PCAL(I))
JAC(I-1,I-1)=Y1-AIMAG(YBUS(L1))*(CABS(VOLT(I)))**2
DO 80 J=L1+1,L1+VN(L1)
IF(VN(J).EQ.1) GOTO 80
D1=VANG(I)-VANG(VN(J))
Y1=CABS(VOLT(I))*CABS(VOLT(VN(J)))
Y2=REAL(YBUS(J))*SIN(D1)-AIMAG(YBUS(J))*COS(D1)
JAC(I-1,VN(J)-1)=Y1*Y2
80 CONTINUE
VSOL(I-1)=REAL(DPOT(I))
78 CONTINUE
ORDEN=NB-1
C
C METODO LU PARA LA SOL. DEL JACOBIANO.
C CALL JACOBI(JAC,VSOL,ORDEN)
C
C CALCULO EL JACOBIANO PARA LOS INCREMENTOS DE MAGNITUD DE
C VOLTAJE.
C
DO 88 I=1,NB
DO 88 J=1,NB
88 JAC(I,J)=0.0
K1=1
DO 76 I=2,NB
IF(TB(I).EQ.3) GOTO 76
L1=VP(I)
Y1=AIMAG(PCAL(I))
JAC(K1,K1)=Y1-AIMAG(YBUS(L1))*(CABS(VOLT(I)))**2
DO 98 J=L1+1,L1+VN(L1)
IF(TB(VN(J)).EQ.3.OR.VN(J).EQ.1) GOTO 98
K2=1
DO 126 L8=1,CONST
IF(CONST.LE.0) GOTO 126
IF(VN(J).LE.NVC(L8)) GOTO 128
K2=K2+1
126 CONTINUE
128 K2=VN(J)-K2
D1=VANG(I)-VANG(VN(J))
Y1=CABS(VOLT(I))*CABS(VOLT(VN(J)))
Y2=REAL(YBUS(J))*SIN(D1)-AIMAG(YBUS(J))*COS(D1)
JAC(K1,K2)=Y1*Y2
98 CONTINUE
K1=K1+1
76 CONTINUE
C
C ASIGNO LOS INCREMENTOS DE ANGULOS.
C ASIGNO LAS DIF. DE POT. REACTIVA COMO EL VECTOR SOL.
C DEL SISTEMA DE ECUACIONES LINEALIS.
C
K1=1
DO 82 I=2,NB
VANG(I)=VANG(I)+VSOL(I-1)
IF(TB(I).EQ.3) GOTO 82
VSOL(K1)=AIMAG(DPOT(I))
K1=K1+1
82 CONTINUE
ORDEN=NB-1-NBVC
C
C APLICO LU PARA LA SOL. DEL JACOBIANO.
C
CALL JACOBI(JAC,VSOL,ORDEN)
C
C TENGO LOS INCREMENTOS DE MAG. DEL VOLTAJE.
C PARA LOS BUSES DE CARGA.
C
K1=1
DO 132 I=2,NB
IF(TB(I).EQ.3) GOTO 132
X1=CABS(VOLT(I))+VSOL(K1)
VOLT(I)=CMPLX(X1*COS(VANG(I)),X1*SIN(VANG(I)))
K1=K1+1
132 CONTINUE
C
C NUEVOS VOLTAJES A LOS BUSES DE VOLT. CONTROLADO.
C
DO 134 L8=1,CONST
IF(CONST.LE.0) GOTO 134
I=BVC(L8)
IF(TB(I).NE.3) GOTO 134
VOLT(I)=CMPLX(VG(L8)*COS(VANG(I)),VG(L8)*SIN(VANG(I)))
134 CONTINUE
IF(CONST.EQ.0) GOTO 202
C
C TRATO LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.
C
NBVC=CONST
DO 136 L8=1,CONST
I=BVC(L8)
L1=VP(I)
AUX1=CONJG(VOLT(I))*CONJG(YBUS(L1))
DO 138 J=L1+1,L1+VN(L1)
138 AUX1=AUX1+CONJG(VOLT(VN(J)))*CONJG(YBUS(J))
AUX1=AUX1*VOLT(I)
RG=AIMAG(AUX1)+AIMAG(SCGA(I))
IF(RG.GT.QMAX(L8)) GOTO 140
IF(RG.LT.QMIN(L8)) GOTO 142
SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))
TB(I)=3
NVC(L8)=I
GOTO 122
140 SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)),QMAX(L8))
SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))
GOTO 144
142 SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)),QMIN(L8))
SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))
144 TB(I)=2
NBVC=NBVC-1
NVC(L8)=10000
122 PSPE(I)=SGEN(I)-SCGA(I)
136 CONTINUE
C
C REALIZA UNA NUEVA ITERACION
C
202 K=K+1
GOTO 146
CONTINUE
C
C CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA..
C
DO I=1,NOE
PSPE(I)=CONJG(VOLT(P(I)))
AUX1=VOLT(P(I))-VOLT(Q(I))
AUX2=VOLT(P(I))*CMPLX(0.0,YPQ2(I))
PSPE(I)=PSPE(I)*(AUX1/ZELEM(I)+AUX2)*100
DPOT(I)=CONJG(VOLT(Q(I)))
AUX1=VOLT(Q(I))-VOLT(P(I))
AUX2=VOLT(Q(I))*CMPLX(0.0,YPQ2(I))
DPOT(I)=DPOT(I)*(AUX1/ZELEM(I)+AUX2)*100
END DO
C
C CALCULO POTENCIA EN EL BUS SLACK.
C
SGEN(1)=CONJG(VOLT(1))*CONJG(YBUS(VP(1)))
L1=VP(1)
DO 96 I=L1+1,L1+VN(L1)
DO 96 I=L1+VN(L1)
SGEN(1)=SGEN(1)+CONJG(VOLT(VN(I)))*CONJG(YBUS(I))
96 CONTINUE
SGEN(1)=SGEN(1)*VOLT(1)+SCGA(1)
C
C CALCULO LAS PERDIDAS EN EL SISTEMA.
C
PERD=CMPLX(0.0,0.0)
DO 100 I=1,NOE
PERD=PERD+PSPE(I)+DPOT(I)
100 CONTINUE
1100 REWIND GYBUS
DO 2010 I=1,NB

```

```

VTB=CABS (VOLT (I))**2 .
IF (YBUSDF.EQ.0.0) GOTO 256
READ (GYBUS,1901) J ,TIPO (I) , VTB , ANG , SGEN (I) , SCGA (I)
VTB=VTB**2
1901 FORMAT (2I5,2F10.5,2 (2X,F10.5,1X,F10.5,1X))
256 CONTINUE
IF (NB.GT.10) GOTO 801
IF (TIPO (I).NE.0) GOTO 2010
Y (I,I)=Y (I,I)+CONJG (SCGA (I))/VTB
2010 CONTINUE
DO 2005 I=1,NB
WRITE (7,192) (Y (I,J),J=1,NB)
2005 CONTINUE
801 CONTINUE
192 FORMAT (9F12.7)
392 FORMAT (13F10.4)
IF (YBUSDF.EQ.1) GOTO 1115

WRITE (6,102)
102 FORMAT (2 (/),9X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
** CASO BASE *****',/,3 (/),26X,
**VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2 (/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
*3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
**MVAR-CARGA')
DO 106 I=1,NG
V2=CABS (VOLT (I))
ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
WRITE (6,104) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
WRITE (GYBUS,190) I,
TIPO (I),V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I),YSHUNT (I)
WRITE (GESTAB,191) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
CONTINUE
106
104 FORMAT (5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
3)
DO 107 I=NG+1,NB
V2=CABS (VOLT (I))
ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
WRITE (6,104) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
WRITE (GYBUS,190) I,TIPO (I),V2, ANG,SGEN (I),SCGA (I),
1 YSHUNT (I)
WRITE (GESTAB,195) I,V2,ANG
107 CONTINUE
1011 CONTINUE
190
FORMAT (2I5,2F10.5,1X,' (',F10.5,',',F10.5,')',1X,' (',F10.5,',',
1F10.5,')',1X,F10.5)
191 FORMAT (I5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
*F10.5,',')
195 FORMAT (I5,',',F10.5,',',F10.5,',')
205 FORMAT (2I5,4F10.5)

*****
WRITE (10,10102)
10102 FORMAT (2 (/),2X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
** CONDICIONES INICIALES *****',/,3 (/),26X,
**VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2 (/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
*3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
**MVAR-CARGA')
DO 10006 I=1,NG
V2=CABS (VOLT (I))
ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
WRITE (10,10004) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
WRITE (GYBUS,10090) I,
TIPO (I),V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I),YSHUNT (I)
WRITE (GESTAB,10091) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
CONTINUE
10006
10004 FORMAT (5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
3)
DO 10007 I=NG+1,NB
V2=CABS (VOLT (I))
ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
WRITE (10,10004) I,V2,ANG,SGEN (I),SCGA (I)
WRITE (GYBUS,10090) I,TIPO (I),V2, ANG,SGEN (I),SCGA (I),
1 YSHUNT (I)
WRITE (GESTAB,10095) I,V2,ANG
10007 CONTINUE
10011 CONTINUE
10090
FORMAT (2I5,2F10.5,1X,' (',F10.5,',',F10.5,')',1X,' (',F10.5,',',
',',
1F10.5,')',1X,F10.5)
10091 FORMAT (I5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
*F10.5,',')
10095 FORMAT (I5,',',F10.5,',',F10.5,',')
20005 FORMAT (2I5,4F10.5)

*****
WRITE (6,108)
108 FORMAT (3 (/),27X,'CASO BASE DE FLUJOS DE
POTENCIA:',2 (/),20X,'BUS i
+',
** BUS j POT.REAL (P) POT.REACTIVA (Q)',2 (/))
*****
WRITE (10,2008)
2008 FORMAT (2 (/),27X,'CASO BASE DE FLUJOS DE
POTENCIA:',2 (/),20X,'BUS i
+',
** BUS j POT.REAL (P) POT.REACTIVA (Q)',2 (/))
*****
DO 110 I=1,NOE
WRITE (6,112) P (I),Q (I),CONJG (PSPE (I))
WRITE (6,112) Q (I),P (I),CONJG (DPOT (I))
112 FORMAT (21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
110 END DO
*****
DO 2022 I=1,NOE
WRITE (10,1112) P (I),Q (I),CONJG (PSPE (I))
WRITE (10,1112) Q (I),P (I),CONJG (DPOT (I))
1112 FORMAT (21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
2022 END DO
*****
84 CONTINUE
8444 CONTINUE
*****
WRITE (6,999)
999 FORMAT (3 (/),19X,'**CONDICIONES INICIALES EN RAMAS Y BUSES
DEL SEP
****',33X,'**PARA LA FORMACION DEL EQUIVALENTE R E I**')
WRITE (6,1008)
1008 FORMAT (3 (/),25X,'POTENCIA APARENTE EN LAS RAMAS DEL SEP
:',2 (/),
*20X,'BUS i ',
**BUS j (P) (Q)',2 (/))
DO I=1,NOE
WRITE (6,1122) P (I),Q (I),CONJG (PSPE (I))
1122 FORMAT (21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
END DO
*****
WRITE (6,1018)
1018 FORMAT (3 (/),25X,'VOLTAJES PARA CADA BUS DEL SEP :',2 (/),
*20X,'BUS
',
** (MAGNITUD) (ANGULO)',2 (/))
DO I=1,NB
V2=CABS (VOLT (I))
ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)),REAL (VOLT (I)))
WRITE (6,10044) I,V2,ANG
10044 FORMAT (21X,I2,6X,F8.5,6X,F8.4)
END DO
*****
CALL TOPOLOGIA
*****
WRITE (6,9998)
9998 FORMAT (3 (/),11X,'***** FORMACION DEL EQUIVALENTE R E
I *
*****')
WRITE (6,1099)
1099 FORMAT (3 (/),25X,'BUSES DE CARGA (potencia aparente)
:',2 (/),
*20X,'BUS i (P) (Q)',2 (/))
DO I=1,NC
WRITE (6,1192) P3 (I),CONJG (SCGA (I))
1192 FORMAT (21X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
END DO
*****
WRITE (6,1019)
1019 FORMAT (3 (/),25X,'BUSES DE CARGA (voltaje) :',2 (/),
*20X,'BUS
',
** (MAGNITUD) (ANGULO)',2 (/))
DO I=5,NB
V2=CABS (VOLT (I))
ANG=ATAN2 (AIMAG (CONJG (VOLT (I))),REAL (VOLT (I)))
WRITE (6,10045) I,V2,ANG
10045 FORMAT (21X,I2,6X,F8.5,6X,F8.4)
END DO
*****
WRITE (6,1020)
1020 FORMAT (3 (/),25X,'BUSES DE CARGA (inyecciones) :',2 (/),
*20X,'BUS
',
** (POT. ACTIVA) (POT. REACTIVA)',2 (/))
DO I=5,NB,NC
V2=CABS (CONJG (VOLT (I)))
ANG=ATAN2 (AIMAG (CONJG (VOLT (I))),REAL (VOLT (I)))
WRITE (6,10046) I,(CONJG (SCGA (I)))/V2)
10046 FORMAT (21X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
END DO
*****
WRITE (6,1021)
1021 FORMAT (3 (/),25X,'CALCULO DEL BUS REI (voltaje R E I) :',2 (/),
*20X,'BUS
',
** (MAGNITUD) (ANGULO)',2 (/))

```

```

DO I=5,NB,NC
V2=CABS(CONJG(VOLT(I)))
ANG=ATAN2(AIMAG(CONJG(VOLT(I))),REAL(VOLT(I)))
WRITE(6,10047)
I,(CONJG(SCGA(I))/(CONJG(CONJG(SCGA(I))/V2)))
10047 FORMAT(21X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
END DO
*****
WRITE(6,1022)
1022 FORMAT(3//),25X,'CALCULO DEL BUS REI (admitancia R E I)
:',2(/),
*20X,'BUS ',
*'( R ) + ( jX )',2(/)
DO I=5,NB,NC
V2=CABS(CONJG(VOLT(I)))
ANG=ATAN2(AIMAG(CONJG(VOLT(I))),REAL(VOLT(I)))
WRITE(6,10048) I,(CONJG(CONJG(SCGA(I))))/
*((CONJG(SCGA(I))/(CONJG(CONJG(SCGA(I))/V2)))*2)
10048 FORMAT(21X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
END DO
*****
IF(IFLUJOS.EQ.0) GOTO 1115
1115 CONTINUE
END

```

**JACOBIANO:** Subrutina que ayuda a encontrar la solución del método de Newton Raphson.

```

SUBROUTINE JACOBI (JAC,VSOL,ORDEN)
INTEGER ORDEN
REAL JAC(100,100)
DIMENSION VSOL(100)
DO 6 I=1,ORDEN
DO 8 J=1,ORDEN
IF(I.GE.J) GOTO 10
K8= I
GOTO 12
10 K8=J
12 S1=0
DO 14 K6=1,K8-1
IF(K6.GT.K8-1) GOTO 14
S1=S1+JAC(I,K6)*JAC(K6,J)
14 CONTINUE
IF(I.GE.J) GOTO 16
JAC(I,J)=(JAC(I,J)-S1)/JAC(I,I)
GOTO 8
16 JAC(I,J)=JAC(I,J)-S1
8 CONTINUE
6 CONTINUE
DO 18 I=1,ORDEN
S2=0
DO 20 K5=1, I-1
IF(K5.GT.I-1) GOTO 20
S2=S2+JAC(I,K5)*VSOL(K5)
20 CONTINUE
VSOL(I)=(VSOL(I)-S2)/JAC(I,I)
18 CONTINUE
DO 22 I=ORDEN,1,-1
S3=0
DO 24 K5=I+1,ORDEN
IF(K5.GT.ORDEN) GOTO 24
S3=S3+JAC(I,K5)*VSOL(K5)
24 CONTINUE
VSOL(I)=VSOL(I)-S3
22 CONTINUE
RETURN
END

```

**TOPOLOGIA DE LA RED:** Subrutina auxiliar para la formación de la red de potencia cero

```

SUBROUTINE TOPOLOGIA
COMPLEX ZELEM(50),VOLT(100),SGEN(100),SCGA(100),SCGB(100)
*,SCGC(100)
INTEGER P(100),Q(100),P1(50),Q1(100),P2(50),TIPO(50),GYBUS
*,GDLXN,GESTAB,P4(50),P5(50),P6(50)
DIMENSION YPQ2(100),A(50),YSH(50),QMAX(50),QMIN(50)
COMPLEX CERO
CERO=CMPLX(0.0,0.0)
2000 CONTINUE
WRITE(6,17)
17 FORMAT(3//),15X,'*****TOPOLOGIA DE LA RED INCLUSION DEL BUS
REI***
*** ',/)
OPEN(UNIT=5,FILE='TOPOLOGIA.DAT')
READ(5,*)NB,NOE,NG,NOI,NOF,NOEX
C DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C BUS DE ENVIO, BUS DE RECEPCION
C ADMITANCIA A TIERRA/2.

```

```

DO I=1,NOE
READ(5,*)P(I),Q(I),ZELEM(I),YPQ2(I)
END DO
C
C DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C DEL SISTEMA INTERNO
C POTENCIAS APARENTES
DO I=1,NOI
READ(5,*)P4(I),SCGA(I)
END DO
C
C DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C BUSES FRONTERA
C POTENCIAS APARENTES
DO I=1,NOF
READ(5,*)P5(I),SCGB(I)
END DO
C
C DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C DEL SISTEMA EXTERNO
C POTENCIAS APARENTES
DO I=1,NOEX
READ(5,*)P6(I),SCGC(I)
END DO
*****
* DATOS DE ENTRADA. *
*****
WRITE(6,22)
22 FORMAT(3//),23X,' *****TOPOLOGIA DE LA RED*****',/)
WRITE(6,23)
23 FORMAT(3//),31X,'SISTEMA INTERNO',
*2(/),20X,'BUS i (P) (Q)',2(/)
DO I=1,NOI
WRITE(6,5) P4(I),SCGA(I)
5 FORMAT(21X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
END DO
WRITE(6,20)
20 FORMAT(2//),31X,'BUSES FRONTERA',
*2(/),20X,'BUS i (P) (Q)',2(/)
DO I=1,NOF
WRITE(6,7) P5(I),SCGB(I)
7 FORMAT(21X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
END DO
WRITE(6,24)
24 FORMAT(2//),31X,'SISTEMA EXTERNO',
*2(/),20X,'BUS i (P) (Q)',2(/)
DO I=1,NOEX
WRITE(6,8) P6(I),SCGC(I)
8 FORMAT(21X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
END DO
END

```

**TOPOLOGIA DE LA REI:** Subrutina que toma los nodos ficticios formados para la reconstrucción del Sistema de Potencia.

```

SUBROUTINE TOPOLOGIA REI
COMPLEX ZELEM(50),VOLT(100),SGEN(100),SCGA(100),SCGB(100),
*SCGC(100)
INTEGER
P(100),Q(100),P1(50),Q1(100),P2(50),TIPO(50),GYBUS,GDLXN,
*GESTAB
DIMENSION YPQ2(100),A(50),YSH(50),QMAX(50),QMIN(50)
COMPLEX CERO
CERO=CMPLX(0.0,0.0)
DXF9N=5
GDLXN=7
GESTAB=9
GYBUS=4
*****
21 FORMAT(A26)
DO 2000 K=1,40
TIPO(K)=0
P(K)=0
Q(K)=0

```

```

ZELEM(K)=CERO
YPQ2(K)=0.0
P1(K)=0
Q1(K)=0
A(K)=0.0
P2(K)=0
YSH(K)=0.0
SGEN(K)=CERO
SCGA(K)=CERO
SCGB(K)=CERO
SCGC(K)=CERO
VOLT(K)=CERO
QMAX(K)=0.0
QMIN(K)=0.0

*****
2000 CONTINUE
      WRITE(6,17)
17  FORMAT(3(/),25X,'*****RED R E I (nodo ficticio)***** ',/)
      OPEN(UNIT=5,FILE='TOPOLOGIA REI.DAT')
      READ(5,*)NB,NOE,NG

C      DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C      BUS DE ENVIO, BUS DE RECEPCION
C      ADMITANCIA A TIERRA/2.

      DO I=1,NOE
      READ(5,*)P(I),Q(I),ZELEM(I),YPQ2(I)
      END DO

      WRITE(6,18)
18  FORMAT(2(/),9X,'BUS i A BUS j ',4X,
*'IMPEDANCIA SERIE',4X,'ADMITANCIA A TIERRA/2',2(/))
      DO I=1,NOE
      WRITE(6,22)P(I),Q(I),ZELEM(I),YPQ2(I)
22  FORMAT(10X,I2,13X,I2,3X,F8.5,' + j',F8.5,12X,'0 + j',F8.5)
      END DO

      END
    
```

**FORMACION DE YBUS REI:** Teniendo la nueva topología de la red se formula la nueva YBUS para el análisis final con la incursión en la red externa del equivalente (s) REI.

```

SUBROUTINE YBUS REI
  COMPLEX
  ZELEM(50),VOLT(100),YBUS(300),SGEN(100),SCGA(100),Y(10,10)
  INTEGER P(100),Q(100),P1(50),Q1(100),VN(300),VP(100),P2(50),
  *TIPO(50),GYBUS,GDLXN,GESTAB
  REAL N2
  DIMENSION YPQ2(100),A(50),YSH(50),QMAX(50),QMIN(50)
  COMPLEX CERO

  CERO=CMPLX(0.0,0.0)

  DXF9N=5
  GDLXN=7
  GESTAB=9
  GYBUS=4

  *****
  * FORMACION DE YBUS POR INSPECCION DE LA RED
  *****
  L1=1
  L2=1
  DO 42 I=1,NB
  YBUS(L2)=CMPLX(0.0,0.0)
  DO 44 J=1,NOE
  IF(P(J).EQ.I) GOTO 46
  IF(Q(J).NE.I) GOTO 44
  L1=L1+1
  VN(L1)=P(J)
  GOTO 48
46  L1=L1+1
  VN(L1)=Q(J)
48  YBUS(L1)=-1/ZELEM(J)
  YBUS(L2)=YBUS(L2)-YBUS(L1)+CMPLX(0.0,YPQ2(J))
44  CONTINUE
  VN(L2)=L1-L2
  VP(I)=L2
  L1=L1+1
  L2=L1
42  CONTINUE
  IF(NT.EQ.0) GOTO 50
  DO 52 I=1,NT
  L1=VP(P1(I))
  DO 54 J=L1+1,L1+VN(L1)
  IF(Q1(I).EQ.VN(J)) GOTO 56
54  CONTINUE
56  YBUS(L1)=YBUS(L1)-YBUS(J)*(1-1/A(I)**2)
  YBUS(J)=YBUS(J)/A(I)
  L2=VP(Q1(I))
    
```

```

      DO 58 J=L2+1,L2+VN(L2)
      IF(P1(I).EQ.VN(J)) GOTO 60
58  CONTINUE
60  YBUS(J)=YBUS(I)/A(I)
52  CONTINUE
50  IF(NS.EQ.0) GOTO 148

      DO 150 I=1,NS
      M=VP(P2(I))
150  YBUS(M)=YBUS(M)+CMPLX(0.,YSH(I))
148  CONTINUE

*****
* MATRIZ Y BUS EMPAQUETADA
*****
      DO 1995 I=1,NB
      DO 1994 J=1,NB
      Y(I,J)=CERO
1994  CONTINUE
1995  CONTINUE
      DO 2001 I=1,NB
      NP=VP(I)
      NN=VN(NP)
      Y(I,I)=YBUS(NP)
      IF(NN.EQ.0) GOTO 2001
      DO 1990 J=1,NN
      N1=NP+J
      N2=VN(N1)
      Y(I,N2)=YBUS(N1)
1990  CONTINUE
2001  CONTINUE
800  FORMAT(5X,' ',/)
      WRITE(6,1047)
1047  FORMAT(5X,' ',/)
      DO 1444 I=1,3*NB
1444  CONTINUE

5005  FORMAT(5X,'YBUS(',I2,')=',2F12.5)
      WRITE(*,2009)
      WRITE(7,2009)
2009  FORMAT(1(/))
      WRITE(*,100)
      WRITE(7,100)
100  FORMAT(21X,'YBUS DEL SISTEMA "R E I" EN FORMA COMPLEJA')

      WRITE(*,2004)
      WRITE(7,2004)

      WRITE(*,3030)
3030  FORMAT(1/,24X,' (YBUS) (R.....+.....jXL)',1/)

      DO I=1,NB

      WRITE(*,192) (I,J,Y(I,J),J=1,NB)
      WRITE(7,192) (I,J,Y(I,J),J=1,NB)
192  FORMAT(25X,'YBUS(',I2,',',I2,')=',F10.5,2X,'+j',F10.5)

2004  FORMAT(1(/))

      END DO
      END

SUBROUTINE MIXTO
  COMPLEX
  ZELEM(50),VOLT(100),YBUS(300),SGEN(100),SCGA(100),Y(10,10)
  INTEGER P(100),Q(100),TB(100),P1(50),Q1(100),VN(300),VP(100),
  *BVC(50),P2(50),CONST,BUS,TIPO(50),GYBUS,YBUSDF,GDLXN,GESTAB,
  *AREA(50),WARD
  REAL N2,NY
  DIMENSION
  YPQ2(100),A(50),YSH(50),QMAX(50),QMIN(50),NVC(50),VG(50)
  *YSHUNT(50)
  COMPLEX CERO

  CERO=CMPLX(0.0,0.0)

  OPEN(UNIT=11,FILE='NODMIXTO.DAT')

  *****
  * FORMACION DE EQUIVALENTES
  *****

      WRITE(*,20099)
      WRITE(11,20099)
20099  FORMAT(22X,'VECTOR DE VOLTAJES DEL EQUIVALENTE R E I')
    
```

```

WRITE(*,20100)
WRITE(11,20100)
20100 FORMAT(1(/))

DO 20003 I=1,NB

WRITE(*,111) VOLT(I)
WRITE(11,111) VOLT(I)

20003 CONTINUE

111 FORMAT(35X,'VOLTS='F5.3,'+',F5.3)

WRITE(*,20009)
WRITE(11,20009)
20009 FORMAT(1(/))

WRITE(*,20011)
WRITE(11,20011)
20011 FORMAT(21X,'YBUS DEL SISTEMA R E I EN FORMA RECTANGULAR')
WRITE(*,20044)
WRITE(11,20044)

WRITE(*,30030)
30030 FORMAT(1/,24X,' (YBUS) (R.....+.....jXL)',1/)

DO 20055 I=1,NB

WRITE(*,1922) (I,J,Y(I,J),J=1,NB)
WRITE(11,1922) (I,J,Y(I,J),J=1,NB)
1922 FORMAT(25X,'YBUS','I2','I2')='F10.5,2X,'+',F10.5)

20044 FORMAT(1(/))
20055 CONTINUE

WRITE(*,20133)
20133 FORMAT(2(/))
WRITE(*,10555)
10555 FORMAT(5X,'*** RESULTADO DEL EQUIVALENTE (Reduccion interna
del s
*istema R E I ***)
WRITE(*,20066)
WRITE(11,20066)
20066 FORMAT(2(/))

C
C
C LECTURA PARA LOS BUSES A REDUCIR
C
C
DO NY=1,NB
READ(5,*) NY
IF(NY.EQ.0) GOTO 10444

WRITE(*,20077)
WRITE(11,20077)
20077 FORMAT(1(/))

WRITE(*,17702)
WRITE(11,17702)
17702 FORMAT(15X,'VECTOR DE VOLTAJES y YBUS EQUIVALENTE
(reduccion
*mixta)')

WRITE(*,20088)
WRITE(11,20088)
20088 FORMAT(1(/))

DO I=1,NY-1
WRITE(*,19444) (VOLT(I)-(Y(I,NY)*VOLT(NY)/Y(NY,NY)))
WRITE(11,19444) (VOLT(I)-(Y(I,NY)*VOLT(NY)/Y(NY,NY)))
END DO

19444 FORMAT(32X,'VOLTS ='F7.5,2X,'+',F7.5)

WRITE(*,30331)
WRITE(11,30331)
30331 FORMAT(1/,24X,' (YBUS) (R.....+.....jXL)',1/)

DO I=1,NY-1
WRITE(*,19331) (I,J,Y(I,J)-
(Y(I,NY)*Y(NY,J)/Y(NY,NY)),J=1,NY-1)
WRITE(11,19331) (I,J,Y(I,J)-
(Y(I,NY)*Y(NY,J)/Y(NY,NY)),J=1,NY-1)
END DO

10444 CONTINUE

WRITE(*,2012)
WRITE(11,2012)
2012 FORMAT(1(/))

WRITE(*,10666)
WRITE(11,10666)
10666 FORMAT(5X,'EQUIVALENTE FINAL')

19331 FORMAT(25X,'YBUS','I2','I2')='F10.5,2X,'+',F10.5)

END

FLUJOS REI: Rutina final que hace el cálculo con el sistema reducido adquiriendo la
inyección de por medio de los equivalentes REI.

SUBROUTINE FLUJOS REI

WRITE(6,102)
102 FORMAT(2(/),2X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
*' DEL EQUIVALENTE R E I *****',/3(/),26X,
*'VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2(/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
*3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
*'MVAR-CARGA')
DO 106 I=1,NG
V2=CABS(VOLT(I))
ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
WRITE(6,104) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
WRITE(GYBUS,190) I,
TIPO(I),V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I),YSHUNT(I)
WRITE(GESTAB,191) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
106 CONTINUE
104
3) FORMAT(5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
DO 107 I=NG+1,NB
V2=CABS(VOLT(I))
ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
WRITE(6,104) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
WRITE(GYBUS,190) I,TIPO(I),V2, ANG,SGEN(I),SCGA(I),
1 YSHUNT(I)
WRITE(GESTAB,195) I,V2,ANG
107 CONTINUE
1011 CONTINUE
190
FORMAT(2I5,2F10.5,1X,'('F10.5','F10.5')',1X,'('F10.5','F10.5')',1X,F10.5)
191 FORMAT(I5,'',F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'',
F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'',
*'F10.5','')
195 FORMAT(I5,'',F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'')
205 FORMAT(2I5,4F10.5)

*****

WRITE(10,10102)
10102 FORMAT(2(/),2X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
*' DEL EQUIVALENTE R E I *****',/3(/),26X,
*'VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2(/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
*3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
*'MVAR-CARGA')
DO 10006 I=1,NG
V2=CABS(VOLT(I))
ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
WRITE(10,10004) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
WRITE(GYBUS,10090) I,
TIPO(I),V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I),YSHUNT(I)
WRITE(GESTAB,10091) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
10006 CONTINUE
10004
3) FORMAT(5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
DO 10007 I=NG+1,NB
V2=CABS(VOLT(I))
ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
WRITE(10,10004) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
WRITE(GYBUS,10090) I,TIPO(I),V2, ANG,SGEN(I),SCGA(I),
1 YSHUNT(I)
WRITE(GESTAB,10095) I,V2,ANG
10007 CONTINUE
10011 CONTINUE
10090
FORMAT(2I5,2F10.5,1X,'('F10.5','F10.5')',1X,'('F10.5','F10.5')',1X,F10.5)
10091 FORMAT(I5,'',F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'',
F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'',
*'F10.5','')
10095 FORMAT(I5,'',F10.5,'',F10.5,'',F10.5,'')
20005 FORMAT(2I5,4F10.5)

*****

```



```

108      WRITE(6,108)
        FORMAT(3(/),27X,'CASO   BASE   DE   FLUJOS   DE
POTENCIA:',2(/),20X,'BUS i
+',
*****
*****      WRITE(10,2008)
2008     FORMAT(2(/),27X,'CASO   BASE   DE   FLUJOS   DE
POTENCIA',2(/),20X,' BUS i
+',
*****      *'   BUS j   POT.REAL (P)   POT.REACTIVA (Q)',2(/))
*****
DO 110 I=1,NOE
WRITE(6,112) P(I),Q(I) ,CONJG(PSPE(I))
WRITE(6,112) Q(I),P(I) ,CONJG(DPOT(I))
112     FORMAT(21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
110     END DO
*****
DO 2022 I=1,NOE
WRITE(10,1112) P(I),Q(I) ,CONJG(PSPE(I))
WRITE(10,1112) Q(I),P(I) ,CONJG(DPOT(I))
1112    FORMAT(21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
2022    END DO
*****

```

### C.3. Archivo de entrada

#### ENTRADAS PARA EL METODO REI:

##### PRINCIPAL CONDICIONES INICIALES (solo entrada)-----" GRAHAM ROGERS.dat"

NUMERO DE BUSES NÚMERO DE ELEMENTOS NUMERO DE GENERADORES No. DE TR CON TAP FUERA DE POSISCION NOMINAL  
 No. DE ELEMENTOS SHUNT BUSES, NODOS A REDUCIR,  
 5, 5, 2, 0, 0, 5, 0, 0, 1

TOLERANCIA, LÍMITE  
 0.01, 2

DATOS DE LOS ELEMENTOS -----> i A j (R+jXi) (Y/2)  
 1 , 2 ,(0.0000 ,-0.04000) , 0.00000  
 2 , 3 ,(0.0038 , 0.04786) , 0.65786  
 2 , 5 ,(0.0019 , 0.02393) , 0.32893  
 3 , 4 ,(0.0000 ,-0.04000) , 0.00000  
 5 , 3 ,(0.0019 , 0.02393) , 0.32893

DATOS DE LOS BUSES----> BUS TIPO(1=SLACK,2=PQ,3=PV) VOLTAJE PG PC QMAX QMIN AREA  
 1 ,(0.0000 , 0.0000) ,(0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 1 , 1  
 2 ,(0.0000 , 0.0000) ,(0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 2 , 1 1.63+J0.067  
 3 ,(0.0000 , 0.0000) ,(0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 2 , 2 0.85-J0.109  
 4 ,(0.0000 , 0.4120) ,(0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 2 , 2  
 5 ,(0.0000 , 0.0000) ,(0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 3 , 2 1.25+J0.500  
 1 ,( 1.0600 , 0.0000 ) VOLTAJES NODALES , QMAX Y QMIN  
 4 ,( 1.0000 , 0.0000 )  
 5 ,( 1.0000 , 0.0000 )  
 2 ,( 1.0000 , 0.0000 )  
 3 ,( 1.0000 , 0.0000 ) 100,-100

##### TOPOLOGIA REI (entrada / salida)-----"GRAHAM ROGERS.dat"

NUMERO DE BUSES NUMERO DE ELEMENTOS NUMERO DE GENERADORES  
 5, 6, 2

DATOS DE LOS ELEMENTOS -----> i A j (R+jXi) (Y/2)  
 1 , 2 ,(0.0000 ,-0.04000) , 0.00000  
 2 , 3 ,(0.0038 , 0.04786) , 0.65786  
 2 , 5 ,(0.0019 , 0.02393) , 0.32893  
 3 , 4 ,(0.0000 ,-0.04000) , 0.00000  
 5 , 3 ,(0.0019 , 0.02393) , 0.32893  
 5 , 6 ,(0.0319 , 0.00119) , 0.00000

##### RED EQUIVALENTE TIPO REI (entrada / salida)---"GRAHAM ROGERS.dat" reducido

NUMERO DE BUSES NUMERO DE ELEMENTOS NUMERO DE GENERADORES No. DE TR CON TAP FUERA DE POSISCION NOMINAL No. DE  
 ELEMENTOS SHUNT BUSES, NODOS A REDUCIR,  
 4, 4, 2, 0, 2, 4, 1

TOLERANCIA,LIMITE  
 0.01 , 2

DATOS DE LOS ELEMENTOS ----> i A j (R+jXi) (Y/2)  
 1 , 2 ,(0.0000 ,-0.04000) , 0.00000  
 1 , 3 ,(0.0038 , 0.04786) , 0.65786  
 2 , 3 ,(0.0019 , 0.02393) , 0.32893  
 3 , 4 ,(0.0019 , 0.01196) , 0.00000  
 3 , 0.9789  
 4 , -0.9789

DATOS DE LOS BUSES----> BUS TIPO(1=SLACK,2=PQ,3=PV) VOLTAJE PG PC QMAX QMIN AREA  
 1 ,(0.0000 , 0.0000) ,(0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 1 , 1  
 2 ,(0.0000 , 0.4120) ,(0.0000 , 0.0000) , 0.0000 , 2 , 2  
 3 ,(0.0000 , 0.0000) ,(3.2200 , 0.0240) , 0.0000 , 3 , 2 1.25+J0.500  
 4 ,(0.0000 , 0.0000) ,(3.2078 , 0.0240) , 0.0000 , 2 , 2  
 1 ,( 1.0600 , 0.0000 ) VOLTAJES NODALES , QMAX Y QMIN  
 4 ,( 1.0000 , 0.0000 )  
 2 ,( 1.0000 , 0.0000 )  
 3 ,( 1.0036 , 0.0149 ) 100,-100

## C.4. Archivo de salida

### “CASO GRAHAM ROGERS.dat” (caso base y equivalente flujos de potencia)

\*\*\*\*\*

PROGRAMA PARA EL CALCULO FLUJOS DE POTENCIA  
 POR EL METODO DE NEWTON RAPHSON  
 Y EQUIVALENTES TIPO  
 R E I

\*\*\*\*\*

\*\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA CONDICIONES INICIALES \*\*\*\*\*

VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO:

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	6.455	-1.74874	3.220	.024
2	1.00058	.1223	.000	.00000	.000	.000
3	1.00000	.0836	.000	.00000	.000	.000
4	.98324	.0836	.000	.41200	.000	.000
5	1.00380	.0640	.000	.00000	3.220	.024

CASO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	323.478500	-177.274000
2	1	-323.478500	128.835300
2	3	80.705900	-69.492240
3	2	-80.458180	-59.035790
2	5	242.734600	-58.525050
5	2	-241.603900	6.690535
3	4	-.000012	-41.902050
4	3	.000012	41.199740
5	3	-80.373000	-10.024180
3	5	80.504890	-54.351060

\*\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA DEL EQUIVALENTE R E I \*\*\*\*\*

VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO:

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	6.506	-1.88812	.000	.000
2	1.01878	.2434	.000	.00000	.000	.000
3	1.00000	.1686	.000	.00000	.000	.000
4	.98324	.1686	.000	.41200	.000	.000
5	1.00476	.1297	.000	.00000	3.220	.024
6	.99734	.0916	.000	.00000	3.208	.024

## CASO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	325.324700	-94.406120
2	1	-325.324700	12.705390
2	3	80.851870	-17.596260
3	2	-80.353150	-43.155640
2	5	244.475900	7.156929
5	2	-242.266200	-12.999380
3	4	.000012	-20.951120
4	3	-.000012	20.599960
5	3	-80.115600	1.336472
3	5	80.369320	-31.191010
5	6	161.325900	8.588468
6	5	-160.343500	-2.404415

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :

DE POTENCIA ACTIVA= 3.944580  
DE POTENCIA REACTIVA= 172.316700

CONVERGE EN: 3 ITERACIONES

\*\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA DEL EQUIVALENTE R E I \*\*\*\*\*

## VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO:

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	3.236	-.91393	.000	.000
2	1.03276	.1185	.000	.00000	1.585	.073
3	1.00603	.0819	.000	.00000	1.646	.076
4	.99253	.0819	.000	.33500	.000	.000

## EQUIVALENTE REI DE FLUJOS DE POTENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	323.585400	-91.393410
2	1	-323.585400	51.144120
3	2	-164.546100	-99.391570
2	3	165.071500	108.142800
3	4	-.000014	-33.958560
4	3	.000014	33.502800

CONVERGE EN: 3 ITERACIONES

**“CASO GRAHAM ROGERS.dat” (casos de formacion de equivalente REI)**

VECTOR DE VOLTAJES DEL EQUIVALENTE R E I

```

VOLTS=1.060+j .000
VOLTS=1.000+j .000
VOLTS=1.000+j .000
VOLTS=1.000+j .000
VOLTS=1.000+j .000
VOLTS=1.004+j .015

```

YBUS DEL SISTEMA R E I EN FORMA RECTANGULAR

```

YBUS ( 1, 1)= .00000 +j 25.00000
YBUS ( 1, 2)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 1, 3)= .00000 +j .00000
YBUS ( 1, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 1, 5)= .00000 +j .00000
YBUS ( 1, 6)= .00000 +j .00000
YBUS ( 2, 1)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 2, 2)= 4.94573 +j -36.30335
YBUS ( 2, 3)= -1.64858 +j 20.76338
YBUS ( 2, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 2, 5)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 2, 6)= .00000 +j .00000
YBUS ( 3, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 3, 2)= -1.64858 +j 20.76338
YBUS ( 3, 3)= 4.94573 +j -36.30335
YBUS ( 3, 4)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 3, 5)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 3, 6)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 2)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 3)= .00000 +j -25.00000
YBUS ( 4, 4)= .00000 +j 25.00000
YBUS ( 4, 5)= .00000 +j .00000
YBUS ( 4, 6)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 2)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 5, 3)= -3.29715 +j 41.52676
YBUS ( 5, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 5, 5)= 19.55018 +j -163.94950
YBUS ( 5, 6)= -12.95588 +j 81.55383
YBUS ( 6, 1)= .00000 +j .00000
YBUS ( 6, 2)= .00000 +j .00000
YBUS ( 6, 3)= .00000 +j .00000
YBUS ( 6, 4)= .00000 +j .00000
YBUS ( 6, 5)= -12.95588 +j 81.55383
YBUS ( 6, 6)= 12.95588 +j -81.55383

```

VECTOR DE VOLTAJES y YBUS EQUIVALENTE (reduccion mixta)

VOLTS =1.06000 +j .00000  
VOLTS =1.25210 +j-.00995  
VOLTS =1.25210 +j-.00995  
VOLTS =1.00000 +j .00000

(YBUS) (R.....+.....jXL)

YBUS ( 1, 1)= .00000 +j 25.00000  
YBUS ( 1, 2)= .00000 +j -25.00000  
YBUS ( 1, 3)= .00000 +j .00000  
YBUS ( 1, 4)= .00000 +j .00000  
YBUS ( 2, 1)= .00000 +j -25.00000  
YBUS ( 2, 2)= 4.52775 +j -25.80150  
YBUS ( 2, 3)= -2.06655 +j 31.26522  
YBUS ( 2, 4)= .00000 +j .00000  
YBUS ( 3, 1)= .00000 +j .00000  
YBUS ( 3, 2)= -2.06655 +j 31.26522  
YBUS ( 3, 3)= 4.52775 +j -25.80150  
YBUS ( 3, 4)= .00000 +j -25.00000  
YBUS ( 4, 1)= .00000 +j .00000  
YBUS ( 4, 2)= .00000 +j .00000  
YBUS ( 4, 3)= .00000 +j -25.00000  
YBUS ( 4, 4)= .00000 +j 25.00000

EQUIVALENTE FINAL

## APENDICE D: DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN ESTADO ESTACIONARIO.

### D.1. Descripción del Programa

Este programa realiza la simulación del análisis en estado estacionario de un Sistema Eléctrico de Potencia.

Iniciando con el clásico análisis de Flujos de Potencia por el método de Newton Raphson y que sirve como el punto de partida para los análisis de equivalentes y de contingencias.

Se pueden realizar las 2 técnicas equivalentes para un SEP; Ward and Hale y REI con los cuales se pueden realizar comparaciones de Flujos de Potencia y para la aplicación del estudio de contingencias.

El análisis de contingencias en estado estacionario se puede realizar por los métodos mas conocidos y con mayor aplicación "Factores de Distribución" e "Índices de Contribución".

Para el cálculo de los Factores de Distribución como condiciones iniciales se necesita saber el cálculo de flujo de potencia del sistema en estado estable para poder obtener el vector "Pb(I)" el cual almacena los flujos del caso base, la ecuación fundamental es:

$$FD(I) = \frac{Pl(I) - Pb(I)}{Cmw} \quad (D.1.1)$$

Donde:

*Pl (I)*: Es el vector de flujos bajo contingencia.

*Pb (I)*: Es el vector de flujos de potencia del caso base.

$C_{mw}$ : Es el flujo de la línea en contingencia.

$FD(I)$ : Es el vector de Factores de distribución de contingencia

El vector "PI (I)" es obtenido para saber cómo es el comportamiento del sistema bajo la línea fuera o en contingencia, en este vector solo se almacena la potencia real de este análisis.

La variable  $C_{mw}$  sirve como un punto de operación que debe tomar comúnmente la línea que es puesta en contingencia.

El vector  $FD(I)$  almacena las salidas del cálculo de los factores de distribución de contingencias.

En lo que respecta al cálculo de los IC como condiciones iniciales para el de este método de clasificación de contingencia se necesita saber el cálculo de flujo de potencia del sistema en estado estable para poder obtener el vector "Pb (I)" el cual almacena los flujos del caso base.

En donde la fórmula general para este método es:

$$PI(I)_{MW} = \sum_{l=1}^{NL} \frac{W_l}{2n} \left( \frac{P_l(I)}{P_l^{max}(I)} \right)^{2n} \quad (D.1.2)$$

Donde:

$PI(I)$ : Es el vector de flujos bajo contingencia.



$P_{lim}(I)$ : Flujo de Operación de potencia.

$NOE=NL$ : Numero de elementos o líneas.

$n$  : Exponente especificado (  $n=1$  preferentemente)

$W_i$ : Coeficiente de peso real no negativo (Fault=1)

El vector " $P_I(I)$ " es obtenido para saber cómo es el comportamiento del sistema bajo la línea fuera o en contingencia, en este vector solo se almacena la potencia real de este análisis.

El vector " $P_{lim}(I)$ " sirve como un punto de operación que debe tomar comúnmente la línea que es puesta en contingencia.

Los valores de las variables  $W_i$  y  $n$  son tomados recomendablemente por la unidad ( $W_i=1$ ,  $n=1$ ).

La parte que corresponde al proceso para la formación de equivalentes no es explicada en este anexo ya que en los anexos anteriores fue descrito dicho proceso con sus subrutinas correspondientes.

Posteriormente se muestra el código para la solución del análisis de contingencias en estado estacionario.

## D.2. Diagrama a Bloques

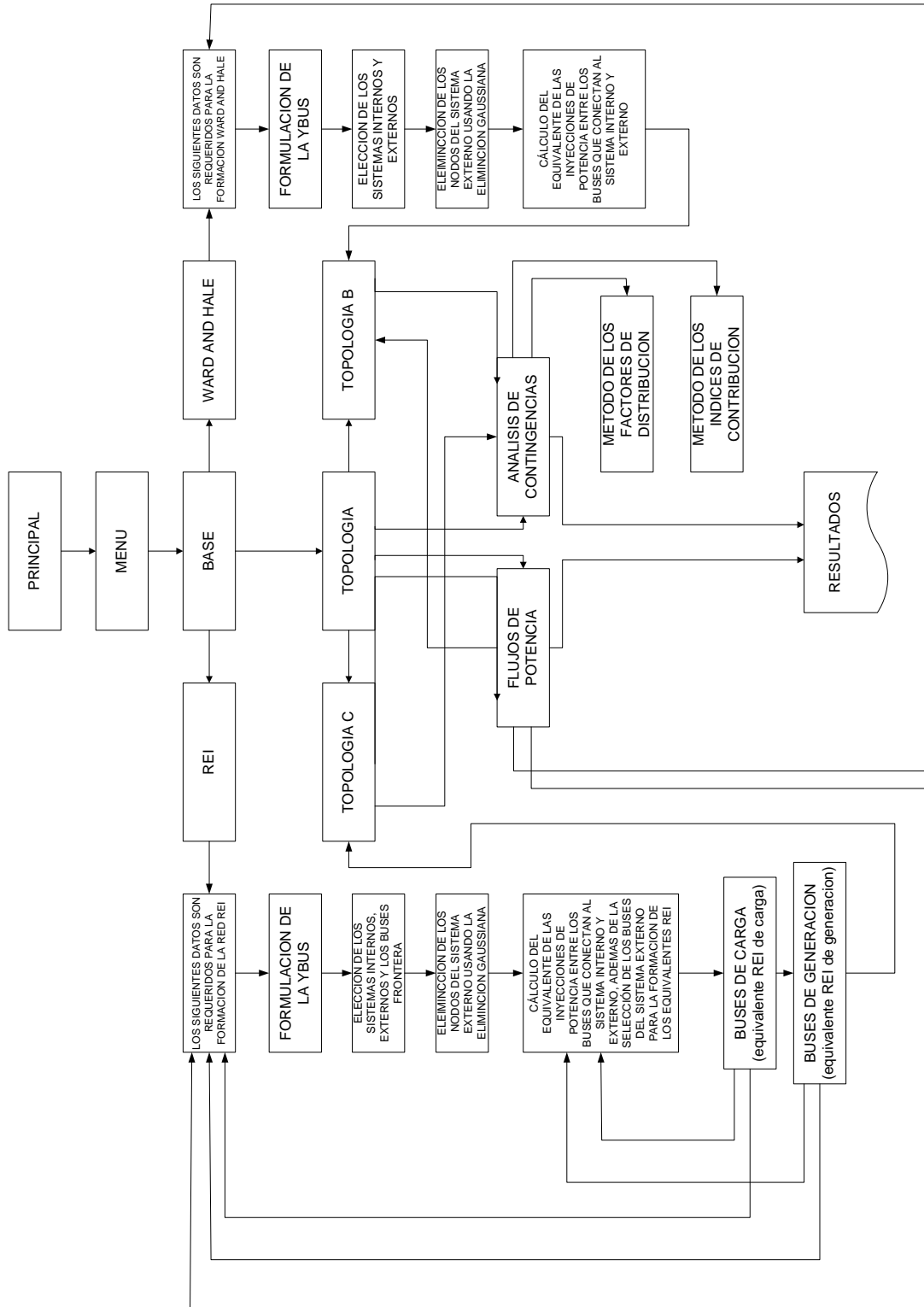


Fig. D.1.1 Diagrama a bloques de método de selección de contingencias



```

I=6
WRITE (6,7) FS, DNOMT (I), GS
7  FORMAT (5X, A4, A6, A4, 5X, '***** TERMINO DE ACTIVIDADES'
2  ' *****')

WRITE (6,12)
12
FORMAT (18X, '*****')

RETURN
END
DATOS: En esta subrutina cuando es invocada se es posible analizar los datos sistema.

*****
****          SUBROUTINA QUE REALIZA LA INSPECCION          ****
****          DE DATOS DEL SISTEMA                          ****
*****
C
*****
****          DECLARACION DE VARIABLES                      ****
*****
SUBROUTINE DATOS
CHARACTER*26 ENTRADA
COMPLEX ZELEM (50), VOLT (100), SGEN (100), SCGA (100)
INTEGER P (100), Q (100), TB (100), P1 (50), Q1 (100),
*BVC (50), P2 (50), CONST, BUS, TIPO (50), GYBUS, YBUSDF, GDLXN, GESTAB
DIMENSION YPQ2 (100), A (50), YSH (50),
*QMAX (50), QMIN (50), NVC (50), VG (50), YSHUNT (50)
COMPLEX CERO

CERO=CMPLX (0.0, 0.0)
*****
DXF9N=5
GDLXN=7
GESTAB=9
GYBUS=4
*****
WRITE (*,1000)
1000 FORMAT (1 (/))
WRITE (*,25)
25  FORMAT (5X,71 ('*'))
WRITE (*,1005)
1005 FORMAT (/25X' REVISION DE DATOS DEL SISTEMA',/)
WRITE (*,19)
19  FORMAT (5X,71 ('*'))
*****
21  FORMAT (A26)

DO 2000 K=1,40
TIPO (K)=0
P (K)=0
Q (K)=0
ZELEM (K)=CERO
YPQ2 (K)=0.0
P1 (K)=0
Q1 (K)=0
A (K)=0.0
P2 (K)=0
YSH (K)=0.0
SGEN (K)=CERO
SCGA (K)=CERO
VOLT (K)=CERO
QMAX (K)=0.0
QMIN (K)=0.0

2000 CONTINUE
WRITE (6,17)

17  FORMAT (//,5X,'NOMBRE DEL ARCHIVO DE ENTRADA: ',/)
READ (5,21) ENTRADA
OPEN (UNIT=5, FILE=ENTRADA)
READ (5,*) NB, NOE, NG, NT, NS, NL, YBUSDF, IFLUJOS

5000 FORMAT (3I5)
READ (5,*) TOL, LIM

C
C          DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C          BUS DE ENVIO, BUS DE RECEPCION
C          ADMITANCIA A TIERRA/2.

DO 2 I=1,NOE
READ (5,*) P (I), Q (I), ZELEM (I), YPQ2 (I)
2  CONTINUE
IF (NT.EQ.0) GOTO 4

C
C          TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU POSICION
C          NOMINAL.
C          LEE : BUS DEL LADO DEL TAP, BUS CONTRARIO AL TAP Y
C          POSICION DEL TAP.

DO 6 I=1,NT
6  READ (5,*) P1 (I), Q1 (I), A (I)
4  IF (NS.EQ.0) GOTO 118

C
C          DATOS DE LOS ELEMENTOS SHUNT CONECTADOS A LAS LINEAS :
C          LEE : NODO DONDE ESTA CONECTADO EL SHUNT Y EL VALOR DE
C          ESTE.

DO 130 I=1,NS
130 READ (5,*) P2 (I), YSH (I)
118 IF (NS.EQ.0) GOTO 811

C
C          LECTURA DE POTENCIAS EN CADA BUS :
C          LEE : NUMERO DE BUS, POTENCIA GENERADA, POTENCIA DE CARGA.
C
811 CONTINUE
DO 8 I=1,NB
READ (5,*) BUS, SGEN (BUS), SCGA (BUS), YSHUNT (BUS), TIPO (BUS)
8  CONTINUE

C
C          NODO SLACK.

READ (5,*) BUS, VOLT (BUS)
TB (BUS)=1

C
C          PARA LOS BUSES DE CARGA

DO 10 I=1,NB-NG
READ (5,*) BUS, VOLT (BUS)
10  TB (BUS)=2
NBVC=NG-1
CONST=NBVC

C
C          LECTURA PARA LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.
C          LEE ADEMAS LOS REACTIVOS MAXIMOS Y MINIMOS GENERADOS.

DO 14 I=1,NBVC

READ (5,*) BUS, VOLT (BUS), QMAX (I), QMIN (I)
TB (BUS)=3
NVC (I)=BUS
BVC (I)=BUS
14  VG (I)=CABS (VOLT (BUS))

*****
*          DATOS DE ENTRADA.          *
*****

WRITE (6,18) NB, NOE, NG, NT, NS
18  FORMAT (3 (/),24X,'***** DATOS DEL SISTEMA ****',/,22X,
*' (TODOS LOS PARAMETROS ESTAN EN p.u.) ',3 (/),21X,'NUMERO',
*' DE BUSES=',I3,/,21X,'NUMERO DE ELEMENTOS=',I3,/,21X,
*' NUMERO DE GENERADORES',I3,/,21X,'No. DE TRNASF. CON TAP'
*', FUERA DE SU POSICION NOMINAL',I3,/,21X,'No. DE ELE',
*' MENTOS SHUNT=',I3,3 (/),28X,
*' DATOS DE LOS ELEMENTOS : ',2 (/),9X,'BUS i A BUS j ',4X,
*' IMPEDANCIA SERIE',4X,' ADMITANCIA A TIERRA/2',2 (/))
DO 20 I=1,NOE
WRITE (6,22) P (I), Q (I), ZELEM (I), YPQ2 (I)
22  FORMAT (10X,I2,13X,I2,3X,F8.5,' + j',F8.5,12X,' 0 + j',F8.5)
IF (NT.EQ.0) GOTO 34
WRITE (6,36)
36  FORMAT (3 (/),14X,'TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU PO',
*' SION NOMINAL',2 (/),26X,' BUS A BUS POS. DEL TAP',2 (/))
DO 38 I=1,NT
WRITE (6,40) P1 (I), Q1 (I), A (I)
40  FORMAT (27X,I2,6X,I2,9X,F8.5)
34  IF (NS.EQ.0) GOTO 152
WRITE (6,154)
154 FORMAT (3 (/),15X,'DATOS DE LOS ELEMENTOS EN DERIVACION',2 (/),
*20X,'BUS',10X,'VALOR DE SHUNT',2 (/))
DO 156 I=1,NS
WRITE (6,158) P2 (I), YSH (I)
158  FORMAT (21X,I2,10X,F14.7)
152  WRITE (6,24)
24  FORMAT (3 (/),30X,'DATOS DE LOS BUSES:',2 (/),X'BUS',3X,'TIP',
*5X,'VMAG',5X,'VANG',4X,'POT. GENERADA',6X,'POT. CARGA',
*7X,'QMAX',5X,'QMIN',2 (/))
L8=1
DO 26 I=1,NB
WRITE (6,30) I, TB (I), VOLT (I), SGEN (I), SCGA (I)
30  FORMAT (2X,I2,4X,I1,2X,F5.3,3X,F7.3,3X,F7.3,'+j',F5.3,3X,
*F7.3'+j',F5.3,4X,' 0.000',4X,' 0.000')
GOTO 26
L8=L8+1
26  CONTINUE

*****
IF (IFLUJOS.EQ.0) GOTO 1115

```

1115 CONTINUE  
 CLOSE (5)  
 END

```

CHARACTER*26 ENTRADA
COMPLEX ZELEM(50),VOLT(100),YBUS(300),PCAL(100),PSPE(100),
* SGEN(100),SCGA(100),PERD,DPOT(100),AUX1,AUX2,Y(10,10)
INTEGER P(100),Q(100),TB(100),P1(50),Q1(100),VN(300),VP(100),
*BVC(50),P2(50),ORDEN,CONST,BUS,TIPO(50),GYBUS,YBUSDF,GDLXN,GESTAB,
*AREA(50),M,WARD,REDUC
REAL JAC(100,100),N2
DIMENSION YPQ2(100),A(50),VSOL(100),VANG(100),YSH(50),
*QMAX(50),QMIN(50),NVC(50),VG(50),YSHUNT(50)
COMPLEX CERO
    
```

**FACTORES:** En esta subrutina se invoca al método de los Factores de Distribución el cual es conformado por 7 subrutinas de las 24 que forman este programa.

La subrutina "FACTORES" es un subprograma el cual ayuda a dar solución al análisis de contingencias.

```

SUBROUTINE FACTORES
*****
*****
PROGRAMA PARA EL CALCULO DE LOS FACTORES DE DISTRIBUCION
*****
*****
          Pl(I)-Pb(I)
          FD(I) = -----
                  Cmw
*****
DONDE:
*****
          Pl(I): Es el vector de flujos bajo
                  contingencia.
*****
          Pb(I): Es el vector de flujos de
                  potencia del caso base.
*****
          Cmw : Es el flujo de la linea en
                  contingencia.
*****
          FD(I): Es el vector de Factores de
                  distribucion de contingencia
*****
Como condiciones iniciales para el calculo de este metodo de
clasificacion de contingencia se necesita saber el calculo de
flujo de potencia del sistema en estado estable para poder ob
tener el vector "Pb(I)" el cual almacena los flujos del caso-
base.
*****
El vector "Pl(I)" es obtenido para saber como es el comporta-
miento del sistema bajo la linea fuera o en contingencia, en
este vector solo se almacena la potencia real de este analisis
*****
La variable Cmw sirve como un punto de operacion que debe tomar
comunmente la linea que es puesta en contingencia.
*****
El vector FD(I) almacena las salidas del calculo de los factores
de distribucion de contingencias.
*****
REALIZADO A CARGO DEL :
*****
          Ing. José Francisco Aparicio Pulido
*****
ASESOR:
*****
          Dr. Daniel Olguin Salinas
*****
          2010 / 2011
*****
*****
C
C
C
*****
SUBROUTINAS QUE CONFORMAN EL PROGRAMA
*****
*****
CALL FLUJOS FD
*****
CALL CONT_A
*****
CALL CONT_B
*****
CALL CONT_C
*****
CALL CONT_D
*****
CALL CONT_E
*****
CALL FACT_DIST
*****
END
    
```

```

CERO=CMPLX(0.0,0.0)
*****
DXF9N=5
GDLXN=7
GESTAB=9
GYBUS=4
WARD=11
21  FORMAT (A26)
*****
DO 2000 K=1,40
TIPO(K)=0
P(K)=0
Q(K)=0
ZELEM(K)=CERO
YPQ2(K)=0.0
P1(K)=0
Q1(K)=0
A(K)=0.0
P2(K)=0
YSH(K)=0.0
SGEN(K)=CERO
SCGA(K)=CERO
VOLT(K)=CERO
QMAX(K)=0.0
QMIN(K)=0.0
2000  CONTINUE
WRITE(6,17)
17  FORMAT (/,5X,'NOMBRE DEL ARCHIVO DE ENTRADA (caso base): ',/)
READ(5,21) ENTRADA
OPEN(UNIT=5,FILE=ENTRADA)
*****
READ(5,*)NB,NOE,NG,NT,NS,NL,YBUSDF,IFLUJOS,REDUC
*****
5000  FORMAT(3I5)
READ(5,*)TOL,LIM
*****
C          DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C          BUS DE ENVIO, BUS DE RECEPCION
C          ADMITANCIA A TIERRA/2.
*****
DO 2 I=1,NOE
READ(5,*)P(I),Q(I),ZELEM(I),YPQ2(I)
2  CONTINUE
IF(NT.EQ.0)GOTO 4
*****
C
C          TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU POSICION
C          NOMINAL.
C          LEE : BUS DEL LADO DEL TAP, BUS CONTRARIO AL TAP Y
C          POSICION DEL TAP.
*****
DO 6 I=1,NT
READ(5,*)P1(I),Q1(I),A(I)
4  IF(NS.EQ.0) GOTO 118
*****
C
C          DATOS DE LOS ELEMENTOS SHUNT CONECTADOS A LAS LINEAS :
C          LEE : NODO DONDE ESTA CONECTADO EL SHUNT Y EL VALOR DE
C          ESTE.
*****
DO 130 I=1,NS
READ(5,*)P2(I),YSH(I)
118 IF(NS.EQ.0) GOTO 811
*****
C
C          LECTURA DE POTENCIAS EN CADA BUS :
C          LEE : NUMERO DE BUS, POTENCIA GENERADA, POTENCIA DE CARGA.
*****
811  CONTINUE
DO 8 I=1,NB
READ(5,*)BUS,SGEN(BUS),SCGA(BUS),YSHUNT(BUS),TIPO(BUS),
*AREA(BUS)
8  CONTINUE
*****
C
C          NODO SLACK.
C
    
```

**FLUJOS FD e IND:** En esta subrutina se realiza el cálculo de Flujos de Potencia para crear el caso base para el cálculo de los Factores de Distribución e Índices de Contribución.

SUBROUTINE FLUJOS FD e IND

```

READ(5,*) BUS, VOLT(BUS)
TB(BUS)=1
C
C PARA LOS BUSES DE CARGA
C
DO 10 I=1,NB-NG
READ(5,*) BUS,VOLT(BUS)
10 TB(BUS)=2
NBVC=NG-1
CONST=NBVC
C
C LECTURA PARA LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.
C LEE ADEMAS LOS REACTIVOS MAXIMOS Y MINIMOS GENERADOS.
C
DO 14 I=1,NBVC
READ(5,*) BUS,VOLT(BUS),QMAX(I),QMIN(I)
TB(BUS)=3
NVC(I)=BUS
BVC(I)=BUS
14 VG(I)=CABS(VOLT(BUS))

*****
* DATOS DE ENTRADA. *
*****

WRITE(6,18) NB,NOE,NG,NT,NS,REDUC
18 FORMAT(3//),24X,'**** DATOS DEL SISTEMA ****',/,22X,
*' (TODOS LOS PARAMETROS ESTAN EN p.u.) ',3(/),21X,'NUMERO',
*' DE BUSES=',I3,/,21X,'NUMERO DE ELEMENTOS=',I3,/,21X,
*' NUMERO DE GENERADORES',I3,/,21X,'No. DE TRNASF. CON TAP'
*', FUERA DE SU POSICION NOMINAL',I3,/,21X,'No. DE ELE',
*' MENTOS SHUNT=',I3,/,21X,'BUSES A REDUCIR=',I3,
*/,21X,'CARGA A CONECTAR=',3(/),31X,'ELEMENTOS DE LA RED',
*2(/),9X,
*'BUS I A BUS J ',4X,
*'IMPEDANCIA SERIE',4X,'ADMITANCIA A TIERRA/2',2(/))
DO 20 I=1,NOE
20 WRITE(6,22) F(I),Q(I),ZELEM(I),YPQ2(I)
22 FORMAT(10X,I2,13X,I2,3X,F8.5,' + j',F8.5,12X,'0 + j',F8.5)
IF(NT.EQ.0) GOTO 34
WRITE(6,36)
36 FORMAT(3//),14X,'TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU PO',
*'SICION NOMINAL',2(/),26X,' BUS A BUS POS. DEL TAP',2(/))
DO 38 I=1,NT
38 WRITE(6,40) P1(I),Q1(I),A(I)
40 FORMAT(27X,I2,6X,I2,9X,F8.5)
34 IF(NS.EQ.0) GOTO 152
WRITE(6,154)
154 FORMAT(3//),15X,'DATOS DE LOS ELEMENTOS EN DERIVACION',2(/),
*20X,'BUS',10X,'VALOR DE SHUNT',2(/))
DO 156 I=1,NS
156 WRITE(6,158) P2(I),YSH(I)
158 FORMAT(21X,I2,10X,F14.7)
152 WRITE(6,24)
24 FORMAT(3//),33X,'DATOS DE LOS BUSES:',2(/),2X'BUS',2X,'TIP',
*3X,'VMAG',4X,'VANG',4X,'POT. GENERADA',5X,'POT. CARGA',
*4X,'QMAX',4X,'QMIN',3X,'AREA',1(/))
L8=1
DO 26 I=1,NB
WRITE(6,30)
I,TB(I),VOLT(I),SGEN(I),SCGA(I),QMAX(I),QMIN(I),
*AREA(I)
30 FORMAT(2X,I2,4X,I1,3X,F5.3,X,F7.3,2X,F7.3,'+j',F5.3,2X,
*F7.3'+j',F5.3,X,F7.1,X,F7.1,3X,I2)
GOTO 26
L8=L8+1
26 CONTINUE

*****
* FORMACION DE YBUS POR INSPECCION DE LA RED ( EMPAQUETADA.) *
*****

L1=1
L2=1
DO 42 I=1,NB
YBUS(L2)=CMPLX(0.0,0.0)
DO 44 J=1,NOE
IF(P(J).EQ.I) GOTO 46
IF(Q(J).NE.I) GOTO 44
L1=L1+1
VN(L1)=P(J)
GOTO 48
46 L1=L1+1
VN(L1)=Q(J)
48 YBUS(L1)=-1/ZELEM(J)
YBUS(L2)=YBUS(L2)-YBUS(L1)+CMPLX(0.0,YPQ2(J))
44 CONTINUE
VN(L2)=L1-L2
VP(I)=L2
L1=L1+1

L2=L1
CONTINUE
IF(NT.EQ.0) GOTO 50
DO 52 I=1,NT
L1=VP(P1(I))
DO 54 J=L1+1,L1+VN(L1)
IF(Q1(I).EQ.VN(J)) GOTO 56
CONTINUE
YBUS(L1)=YBUS(L1)-YBUS(J)*(1-1/A(I)**2)
YBUS(J)=YBUS(J)/A(I)
L2=VP(Q1(I))
DO 58 J=L2+1,L2+VN(L2)
IF(P1(I).EQ.VN(J)) GOTO 60
CONTINUE
60 YBUS(J)=YBUS(I)/A(I)
52 CONTINUE
50 IF(NS.EQ.0) GOTO 148

DO 150 I=1,NS
M=VP(P2(I))
150 YBUS(M)=YBUS(M)+CMPLX(0.,YSH(I))
148 CONTINUE

*****
* MATRIZ Y BUS EMPAQUETADA *
*****

DO 1995 I=1,NB
DO 1994 J=1,NB
Y(I,J)=CERO
1994 CONTINUE
1995 CONTINUE
DO 2001 I=1,NB
NP=VP(I)
NN=VN(NP)
Y(I,I)=YBUS(NP)
IF(NN.EQ.0) GOTO 2001
DO 1990 J=1,NN
N1=NP+J
N2=VN(N1)
Y(I,N2)=YBUS(N1)
1990 CONTINUE
2001 CONTINUE
800 FORMAT(5X,' ',/)
WRITE(6,1047)
1047 FORMAT(5X,' ',/)
DO 1444 I=1,3*NB
C 799 WRITE(9,5005) I, YBUS(I)
1444 CONTINUE

5005 FORMAT(5X,'YBUS(',I2,')=',2F12.5)

*****
* GUARDA LOS ANGULOS DE LOS VOLTAJES. *
*****

DO 62 I=1,NB
VANG(I)=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))

*****
* CALCULAR LAS POTENCIAS ESPECIFICADAS. *
*****

DO 64 I=1,NB
PSPE(I)=SGEN(I)-SCGA(I)

*****
* PROCESO ITERATIVO *
*****

K=0.0

C
C POTENCIAS CALCULADAS.
C
146 DO 66 I=2,NB
PCAL(I)=CONJG(VOLT(I))*CONJG(YBUS(VP(I)))
L1=VP(I)
DO 68 J=L1+1,L1+VN(L1)
68 PCAL(I)=PCAL(I)+CONJG(VOLT(VN(J)))*CONJG(YBUS(J))
66 PCAL(I)=PCAL(I)*VOLT(I)
C
C INCREMENTOS DE POTENCIA.
C DETERMINO EL MAXIMO INCREMENTO
C
DPM=0.0
DO 70 I=2,NB
DPOT(I)=PSPE(I)-PCAL(I)
T1=REAL(DPOT(I))
T2=AIMAG(DPOT(I))
IF(ABS(T1).LT.DPM) GOTO 72
DPM=ABS(T1)
72 IF(ABS(T2).LT.DPM) GOTO 70

```

```

DPM=ABS(T2)
70 CONTINUE
C
C PRUEBO CONVERGENCIA.
C COMPARO CON EL LIMITE DE ITERACIONES.
C
IF(DPM.LE.TOL) GOTO 84
IF(DPM.LE.TOL) GOTO 8444
IF(K.GT.LIM) GOTO 86
C
C CÁLCULO EL JACOBIANO PARA INCREMENTOS DE ANGULO.
C ASIGNO LAS DIFERENCIAS DE POT. REAL COMO EL VECTOR
C SOLUCION DEL SIST. DE ECUACIONES LINEALES..
DO 74 I=1,NB
DO 74 J=1,NB
74 JAC(I,J)=0.0
DO 78 I=2,NB
L1=VP(I)
Y1=-AIMAG(PCAL(I))
JAC(I-1,I-1)=Y1-AIMAG(YBUS(L1))*(CABS(VOLT(I)))**2
DO 80 J=L1+1,L1+VN(L1)
IF(VN(J).EQ.1) GOTO 80
D1=VANG(I)-VANG(VN(J))
Y1=CABS(VOLT(I))*CABS(VOLT(VN(J)))
Y2=REAL(YBUS(J))*SIN(D1)-AIMAG(YBUS(J))*COS(D1)
JAC(I-1,VN(J)-1)=Y1*Y2
80 CONTINUE
VSOL(I-1)=REAL(DPOT(I))
78 CONTINUE
ORDEN=NB-1
C
C METODO LU PARA LA SOL. DEL JACOBIANO.
C CALL JACOBI(JAC,VSOL,ORDEN)
C
C CALCULO EL JACOBIANO PARA LOS INCREMENTOS DE MAGNITUD DE
C VOLTAJE.
C
DO 88 I=1,NB
DO 88 J=1,NB
88 JAC(I,J)=0.0
K1=1
DO 76 I=2,NB
IF(TB(I).EQ.3) GOTO 76
L1=VP(I)
Y1=AIMAG(PCAL(I))
JAC(K1,K1)=Y1-AIMAG(YBUS(L1))*(CABS(VOLT(I)))**2
DO 98 J=L1+1,L1+VN(L1)
IF(TB(VN(J)).EQ.3.OR.VN(J).EQ.1) GOTO 98
K2=1
DO 126 L8=1,CONST
IF(CONST.LE.0) GOTO 126
IF(VN(J).LE.NVC(L8)) GOTO 128
K2=K2+1
126 CONTINUE
128 K2=VN(J)-K2
D1=VANG(I)-VANG(VN(J))
Y1=CABS(VOLT(I))*CABS(VOLT(VN(J)))
Y2=REAL(YBUS(J))*SIN(D1)-AIMAG(YBUS(J))*COS(D1)
JAC(K1,K2)=Y1*Y2
98 CONTINUE
K1=K1+1
76 CONTINUE
C
C ASIGNO LOS INCREMENTOS DE ANGULOS.
C ASIGNO LAS DIF. DE POT. REACTIVA COMO EL VECTOR SOL.
C DEL SISTEMA DE ECUACIONES LINEALIS.
C
K1=1
DO 82 I=2,NB
VANG(I)=VANG(I)+VSOL(I-1)
IF(TB(I).EQ.3) GOTO 82
VSOL(K1)=AIMAG(DPOT(I))
K1=K1+1
82 CONTINUE
ORDEN=NB - 1 - NBVC
C
C APLICO LU PARA LA SOL. DEL JACOBIANO.
C
CALL JACOBI(JAC,VSOL,ORDEN)
C
C TENGO LOS INCREMENTOS DE MAG. DEL VOLTAJE.
C PARA LOS BUSES DE CARGA.
C
K1=1
DO 132 I=2,NB
IF(TB(I).EQ.3) GOTO 132
X1=CABS(VOLT(I))+VSOL(K1)
VOLT(I)=CMPLX(X1*COS(VANG(I)),X1*SIN(VANG(I)))
K1=K1+1
132 CONTINUE
C
C NUEVOS VOLTAJES A LOS BUSES DE VOLT. CONTROLADO.
C
DO 134 L8=1,CONST
IF(CONST.LE.0) GOTO 134
I=BVC(L8)
IF(TB(I).NE.3) GOTO 134
VOLT(I)=CMPLX(VG(L8)*COS(VANG(I)),VG(L8)*SIN(VANG(I)))
134 CONTINUE
IF(CONST.EQ.0) GOTO 202
C TRATO LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.
C
NBVC=CONST
DO 136 L8=1,CONST
I=BVC(L8)
L1=VP(I)
AUX1=CONJG(VOLT(I))*CONJG(YBUS(L1))
DO 138 J=L1+1,L1+VN(L1)
138 AUX1=AUX1+CONJG(VOLT(VN(J)))*CONJG(YBUS(J))
AUX1=AUX1*VOLT(I)
RG=AIMAG(AUX1)+AIMAG(SCGA(I))
IF(RG.GT.QMAX(L8)) GOTO 140
IF(RG.LT.QMIN(L8)) GOTO 142
SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))
TB(1)=3
NVC(L8)=I
GOTO 122
140 SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)),QMAX(L8))
SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))
GOTO 144
142 SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)),QMIN(L8))
SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))
144 TB(I)=2
NBVC=NBVC-1
NVC(L8)=10000
PSPE(I)=SGEN(I)-SCGA(I)
122 CONTINUE
136 CONTINUE
C
C REALIZA UNA NUEVA ITERACION
C
202 K=K+1
GOTO 146
86 CONTINUE
C
C CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA..
C
DO I=1,NOE
PSPE(I)=CONJG(VOLT(P(I)))
AUX1=VOLT(P(I))-VOLT(Q(I))
AUX2=VOLT(P(I))*CMPLX(0.0,YPQ2(I))
PSPE(I)=PSPE(I)*(AUX1/ZELEM(I)+AUX2)*100
DPOT(I)=CONJG(VOLT(Q(I)))
AUX1=VOLT(Q(I))-VOLT(P(I))
AUX2=VOLT(Q(I))*CMPLX(0.0,YPQ2(I))
DPOT(I)=DPOT(I)*(AUX1/ZELEM(I)+AUX2)*100
END DO
C
C CALCULO POTENCIA EN EL BUS SLACK.
C
SGEN(1)=CONJG(VOLT(1))*CONJG(YBUS(VP(1)))
L1=VP(1)
DO 96 I=L1+1,L1+VN(L1)
DO 96 I=L1+VN(L1)
SGEN(1)=SGEN(1)+CONJG(VOLT(VN(I)))*CONJG(YBUS(I))
96 CONTINUE
SGEN(1)=SGEN(1)*VOLT(1)+ SCGA(1)
C
C CALCULO LAS PERDIDAS EN EL SISTEMA.
C
PERD=CMPLX(0.0,0.0)
DO 100 I=1,NOE
PERD=PERD+PSPE(I)+DPOT(I)
100 CONTINUE
1100 REWIND GYBUS
DO 2010 I=1,NB
VTB=CABS(VOLT(I))**2
IF(YBUSDF.EQ.0.0) GOTO 256
READ(GYBUS,1901) J ,TIPO(I) , VTB , ANG , SGEN(I) , SCGA(I)
VTB=VTB**2
1901 FORMAT(2I5,2F10.5,2(2X,F10.5,1X,F10.5,1X))
256 CONTINUE
IF(NB.GT.10) GOTO 801
IF(TIPO(I).NE.0) GOTO 2010
Y(I,I)=Y(I,I)+CONJG(SCGA(I))/VTB
2010 CONTINUE
DO 2005 I=1,NB
WRITE(7,192) (Y(I,J),J=1,NB)
2005 CONTINUE
801 CONTINUE
192 FORMAT(9F12.7)
392 FORMAT(13F10.4)
IF(YBUSDF.EQ.1) GOTO 1115
WRITE(6,102)

```

```

102      FORMAT (2 (/), 9X, '***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
      *' CASO BASE *****', /, 3 (/), 26X,
      *'VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:', 2 (/), 5X, 'BUS', 3X, 'MAGNITUD',
      *3X, 'ANGULO', 5X, 'MW-GEN', 7X, 'MVAR-GEN', 3X, 'MW-CARGA', 3X,
      *'MVAR-CARGA')
      DO 106 I=1, NG
      V2=CABS (VOLT (I))
      ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)), REAL (VOLT (I)))
      WRITE (6, 104) I, V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I)
      WRITE (GYBUS, 190) I,
TIPO (I), V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I), YSHUNT (I)
      WRITE (GESTAB, 191) I, V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I)
106      CONTINUE
104      FORMAT (5X, I2, 3X, F8.5, 2X, F8.4, 3X, F8.3, 6X, F8.5, 3X, F8.3, 4X, F8.
3)
      DO 107 I=NG+1, NB
      V2=CABS (VOLT (I))
      ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)), REAL (VOLT (I)))
      WRITE (6, 104) I, V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I)
      WRITE (GYBUS, 190) I, TIPO (I), V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I),
      1 YSHUNT (I)
      WRITE (GESTAB, 195) I, V2, ANG
107      CONTINUE
1011     CONTINUE
190      FORMAT (2I5, 2F10.5, 1X, '(', F10.5, ', ', F10.5, ')', 1X, '(', F10.5, ', ',
      1F10.5, ')', 1X, F10.5)
191      FORMAT (I5, ', ', F10.5, ', ',
F10.5, ', ', F10.5, ', ', F10.5, ', ', F10.5, ', ',
      *F10.5, ', ')
195      FORMAT (I5, ', ', F10.5, ', ', F10.5, ', ')
205      FORMAT (2I5, 4F10.5)
*****
10102     WRITE (10, 10102)
      FORMAT (2 (/), 9X, '***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
      *' CASO BASE *****', /, 3 (/), 26X,
      *'VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:', 2 (/), 5X, 'BUS', 3X, 'MAGNITUD',
      *3X, 'ANGULO', 5X, 'MW-GEN', 7X, 'MVAR-GEN', 3X, 'MW-CARGA', 3X,
      *'MVAR-CARGA')
      DO 10006 I=1, NG
      V2=CABS (VOLT (I))
      ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)), REAL (VOLT (I)))
      WRITE (10, 10004) I, V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I)
      WRITE (GYBUS, 10090) I,
TIPO (I), V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I), YSHUNT (I)
      WRITE (GESTAB, 10091) I, V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I)
10006     CONTINUE
10004     FORMAT (5X, I2, 3X, F8.5, 2X, F8.4, 3X, F8.3, 6X, F8.5, 3X, F8.3, 4X, F8.
3)
      DO 10007 I=NG+1, NB
      V2=CABS (VOLT (I))
      ANG=ATAN2 (AIMAG (VOLT (I)), REAL (VOLT (I)))
      WRITE (10, 10004) I, V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I)
      WRITE (GYBUS, 10090) I, TIPO (I), V2, ANG, SGEN (I), SCGA (I),
      1 YSHUNT (I)
      WRITE (GESTAB, 10095) I, V2, ANG
10007     CONTINUE
10011     CONTINUE
10090     FORMAT (2I5, 2F10.5, 1X, '(', F10.5, ', ', F10.5, ')', 1X, '(', F10.5, '
, ',
      1F10.5, ')', 1X, F10.5)
10091     FORMAT (I5, ', ',
F10.5, ', ', F10.5, ', ', F10.5, ', ', F10.5, ', ',
      *F10.5, ', ')
10095     FORMAT (I5, ', ', F10.5, ', ', F10.5, ', ')
20005     FORMAT (2I5, 4F10.5)
*****
108      WRITE (6, 108)
      FORMAT (3 (/), 27X, 'CASO BASE DE FLUJOS DE
POTENCIA:', 2 (/), 20X, 'BUS i
+',
      *' BUS j POT.REAL (P) POT.REACTIVA (Q)', 2 (/))
*****
2008     WRITE (10, 2008)
      FORMAT (2 (/), 27X, 'CASO BASE DE FLUJOS DE
POTENCIA', 2 (/), 20X, 'BUS i
+',
      *' BUS j POT.REAL (P) POT.REACTIVA (Q)', 2 (/))
*****
112     DO 2022 I=1, NOE
      WRITE (10, 1112) P (I), Q (I), CONJG (PSPE (I))
110     END DO
*****
      DO 2022 I=1, NOE
      WRITE (10, 1112) P (I), Q (I), CONJG (PSPE (I))
*****
      WRITE (10, 1112) Q (I), P (I), CONJG (DPOT (I))
2022     END DO
*****
124     WRITE (6, 124) PERD
      FORMAT (3 (/), 20X, 'PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA:', 2 (/), 20X,
      *'DE POTENCIA ACTIVA= ', F10.6, ', 20X, 'DE POTENCIA REACTIVA',
      *'= ', F10.6)
84      WRITE (6, 92) K
92      FORMAT (/, 19X, ' CONVERGE EN: ', I3, ' ITERACIONES')
*****
2124     WRITE (10, 2124) PERD
      FORMAT (3 (/), 25X, 'PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA:', 2 (/), 25X,
      *'DE POTENCIA ACTIVA= ', F10.6, ', 25X, 'DE POTENCIA REACTIVA',
      *'= ', F10.6)
8444     WRITE (10, 9222) K
9222     FORMAT (/, 24X, ' CONVERGE EN: ', I3, ' ITERACIONES')
*****
      IF (IFLUJOS.EQ.0) GOTO 1115
1115     CONTINUE
      END

```

**JACOBIANO:** Subrutina que ayuda a encontrar la solución del método de Newton Raphson.

```

SUBROUTINE JACOBI (JAC, VSOL, ORDEN)
INTEGER ORDEN
REAL JAC (100, 100)
DIMENSION VSOL (100)
DO 6 I=1, ORDEN
DO 8 J=1, ORDEN
IF (I.GE.J) GOTO 10
K8= I
GOTO 12
K8= J
S1=0
DO 14 K6=1, K8-1
IF (K6.GT.K8-1) GOTO 14
S1=S1+JAC (I, K6)*JAC (K6, J)
CONTINUE
IF (I.GE.J) GOTO 16
JAC (I, J)= (JAC (I, J)-S1)/JAC (I, I)
GOTO 8
JAC (I, J)=JAC (I, J)-S1
CONTINUE
CONTINUE
DO 18 I=1, ORDEN
S2=0
DO 20 K5=1, I-1
IF (K5.GT.I-1) GOTO 20
S2=S2+JAC (I, K5)*VSOL (K5)
CONTINUE
VSOL (I)= (VSOL (I)-S2)/JAC (I, I)
CONTINUE
DO 22 I=ORDEN, 1, -1
S3=0
DO 24 K5=I+1, ORDEN
IF (K5.GT.ORDEN) GOTO 24
S3=S3+JAC (I, K5)*VSOL (K5)
CONTINUE
VSOL (I)=VSOL (I)-S3
CONTINUE
RETURN
END

```

**CONT A, B, C, D, E:** En esta subrutina se realiza el cálculo de Flujos de Potencia cada que se sale alguna línea en estado de contingencia.

El archivo "FLUJOS11" es un archivo que estará actualizándose en cada contingencia.

```

*****
**** SUBROUTINA QUE REALIZA EL CALCULO ****
**** DE FLUJOS DE POTENCIA ****
**** PARA LOS FACTORES DE DISTRIBUCION ****
*****
C
*****
**** DECLARACION DE VARIABLES ****
*****
SUBROUTINE CONT A, B, C, D, E
COMPLEX ZELEM (50), VOLT (100), YBUS (300), PCAL (100), DPOT (100),
*SGEN (100), SCGA (100), AUX1, AUX2, Y (10, 10)
INTEGER P (100), Q (100), TB (100), P1 (50), Q1 (100), VN (300), VP (100),
*BVC (50), P2 (50), ORDEN, CONST, BUS, TIPO (50), GYBUS, YBUSDF, GDLXN, GESTAB,
*x, s
REAL JAC (100, 100), PSPE (100), PERD
DIMENSION YFQ2 (100), A (50), VSOL (100), VANG (100), YSH (50),
*QMAX (50), QMIN (50), NVC (50), VG (50), YSHUNT (50)

```



```

COMPLEX CERO
CERO=CMPLX(0.0,0.0)
OPEN (UNIT=4, FILE='VOLTAJES.DAT')
OPEN (UNIT=7, FILE='YBUSDISPERSA.DAT')
OPEN (UNIT=9, FILE='YBUSLU.DAT')
OPEN (UNIT=10, FILE='REPORTE DE RESULTADOS.DAT')
OPEN (UNIT=11, FILE='FLUJOS2.DAT', STATUS='REPLACE', ACTION='WR
ITE')
OPEN (UNIT=21, FILE='CONT1.DAT')
DXF9N=5
GDLXN=7
GESTAB=9
GYBUS=4
*****
21 FORMAT (A26)
DO 2000 K=1,40
TIPO (K)=0
P (K)=0
Q (K)=0
ZELEM (K)=CERO
YPQ2 (K)=0.0
P1 (K)=0
Q1 (K)=0
A (K)=0.0
P2 (K)=0
YSH (K)=0.0
SGEN (K)=CERO
SCGA (K)=CERO
VOLT (K)=CERO
QMAX (K)=0.0
QMIN (K)=0.0
*****
2000 CONTINUE
READ (21,*) NB, NOE, NG, NT, NS, NL, YBUSDF, IFLUJOS, r, s
*****
WRITE (6,17) r, s
17 FORMAT (//,5X, 'CONTINGENCIAS DE LA LINEA: ', I2, ' ', --', I2, /)
*****
WRITE (10,93) r, s
93 FORMAT (//,5X, 'CONTINGENCIAS DE LA LINEA: ', I2, ' ', --', I2, /)
*****
5000 FORMAT (3I5)
READ (5,*) TOL, LIM
C DATOS DE LOS ELEMENTOS.
C BUS DE ENVIO, BUS DE RECEPCION
C ADMITANCIA A TIERRA/2.
DO 2 I=1, NOE
READ (5,*) P (I), Q (I), ZELEM (I), YPQ2 (I)
2 CONTINUE
IF (NT.EQ.0) GOTO 4
C
C TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU POSICION
C NOMINAL.
C LEE : BUS DEL LADO DEL TAP, BUS CONTRARIO AL TAP Y
C POSICION DEL TAP.
C
DO 6 I=1, NT
6 READ (5,*) P1 (I), Q1 (I), A (I)
4 IF (NS.EQ.0) GOTO 118
C
C DATOS DE LOS ELEMENTOS SHUNT CONECTADOS A LAS LINEAS :
C LEE : NODO DONDE ESTA CONECTADO EL SHUNT Y EL VALOR DE
C ESTE.
C
DO 130 I=1, NS
130 READ (5,*) P2 (I), YSH (I)
118 IF (NS.EQ.0) GOTO 811
C
C LECTURA DE POTENCIAS EN CADA BUS :
C LEE : NUMERO DE BUS, POTENCIA GENERADA, POTENCIA DE CARGA.
C
811 CONTINUE
DO 8 I=1, NB
8 READ (5,*) BUS, SGEN (BUS), SCGA (BUS), YSHUNT (BUS), TIPO (BUS),
*AREA (BUS)
8 CONTINUE
C
C NODO SLACK.
C
READ (5,*) BUS, VOLT (BUS)
TB (BUS)=1
C
C PARA LOS BUSES DE CARGA
C
DO 10 I=1, NB-NG
10 READ (5,*) BUS, VOLT (BUS)
TB (BUS)=2
NBVC=NG-1
CONST=NBVC
C
C LECTURA PARA LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.
C LEE ADEMAS LOS REACTIVOS MAXIMOS Y MINIMOS GENERADOS.
C
DO 14 I=1, NBVC
14 READ (5,*) BUS, VOLT (BUS), QMAX (I), QMIN (I)
TB (BUS)=3
NVC (I)=BUS
BVC (I)=BUS
VG (I)=CABS (VOLT (BUS))
*****
* DATOS DE ENTRADA. *
*****
18 WRITE (6,18) NB, NOE, NG, NT, NS, REDUC
FORMAT (3(/,24X, '**** DATOS DEL SISTEMA ****', /,22X,
*( TODOS LOS PARAMETROS ESTAN EN p.u. ), 3(/,21X, 'NUMERO',
* DE BUSES=', I3, /,21X, 'NUMERO DE ELEMENTOS=', I3, /,21X,
* NUMERO DE GENERADORES', I3, /,21X, 'No. DE TRNSF. CON TAP'
*, ' FUERA DE SU POSICION NOMINAL', I3, /,21X, 'No. DE ELE',
* MENTOS SHUNT=', I3, /,21X, 'BUSES A REDUCIR=', I3,
*, /,21X, 'CARGA A CONECTAR=', 3(/,31X, 'ELEMENTOS DE LA RED',
*2(/,9X,
* 'BUS i A BUS j ', 4X,
* IMPEDANCIA SERIE', 4X, 'ADMITANCIA A TIERRA/2', 2(/)
DO 20 I=1, NOE
20 WRITE (6,22) P (I), Q (I), ZELEM (I), YPQ2 (I)
22 FORMAT (10X, I2, 13X, I2, 3X, F8.5, ' + j ', F8.5, 12X, '0 + j ', F8.5)
IF (NT.EQ.0) GOTO 34
WRITE (6,36)
36 FORMAT (3(/,14X, 'TRANSFORMADORES CON TAP FUERA DE SU PO',
* 'SICION NOMINAL', 2(/,26X, ' BUS A BUS POS. DEL TAP', 2(/)
DO 38 I=1, NT
38 WRITE (6,40) P1 (I), Q1 (I), A (I)
40 FORMAT (27X, I2, 6X, I2, 9X, F8.5)
34 IF (NS.EQ.0) GOTO 152
WRITE (6,154)
154 FORMAT (3(/,15X, 'DATOS DE LOS ELEMENTOS EN DERIVACION', 2(/,
*20X, 'BUS', 10X, 'VALOR DE SHUNT', 2(/)
DO 156 I=1, NS
156 WRITE (6,158) P2 (I), YSH (I)
158 FORMAT (21X, I2, 10X, F14.7)
152 WRITE (6,24)
24 FORMAT (3(/,33X, 'DATOS DE LOS BUSES:', 2(/,2X 'BUS', 2X, 'TIP',
*3X, 'VMAG', 4X, 'VANG', 4X, 'POT. GENERADA', 5X, 'POT. CARGA',
*4X, 'QMAX', 4X, 'QMIN', 3X, 'AREA', 1(/)
L8=1
DO 26 I=1, NB
26 WRITE (6,30)
I, TB (I), VOLT (I), SGEN (I), SCGA (I), QMAX (I), QMIN (I),
*AREA (I)
30 FORMAT (2X, I2, 4X, I1, 3X, F5.3, X, F7.3, 2X, F7.3, '+j ', F5.3, 2X,
*F7.3 '+j ', F5.3, X, F7.1, X, F7.1, 3X, I2)
GOTO 26
L8=L8+1
*****
* FORMACION DE YBUS POR INSPECCION DE LA RED ( EMPAQUETADA.) *
*****
L1=1
L2=1
DO 42 I=1, NB
YBUS (L2)=CMPLX (0.0,0.0)
DO 44 J=1, NOE
IF (P (J).EQ.I) GOTO 46
IF (Q (J).NE.I) GOTO 44
L1=L1+1
VN (L1)=P (J)
GOTO 48
L1=L1+1
VN (L1)=Q (J)
46 YBUS (L1)=-1/ZELEM (J)
48 YBUS (L2)=YBUS (L2)-YBUS (L1)+CMPLX (0.0, YPQ2 (J))
44 CONTINUE
VN (L2)=L1-L2
VP (I)=L2
L1=L1+1
L2=L1
42 CONTINUE
IF (NT.EQ.0) GOTO 50
DO 52 I=1, NT
L1=VP (P1 (I))

```



```

134 CONTINUE                                *'MVAR-CARGA')
      IF(CONST.EQ.0) GOTO 202                DO 106 I=1,NG
C TRATO LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO.    V2=CABS(VOLT(I))
C                                             ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
      NBVC=CONST                             WRITE(6,104) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
      DO 136 L8=1,CONST                       WRITE(GYBUS,190) I,
      I=BVC(L8)                               TIPO(I),V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I),YSHUNT(I)
      L1=VP(I)                                WRITE(GESTAB,191) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
      AUX1=CONJG(VOLT(I))*CONJG(YBUS(L1))    106 CONTINUE
      DO 138 J=L1+1,L1+VN(L1)                104
138 AUX1=AUX1+CONJG(VOLT(VN(J)))*CONJG(YBUS(J))
      AUX1=AUX1*VOLT(I)                       DO 107 I=NG+1,NB
      RG=AIMAG(AUX1)+AIMAG(SCGA(I))          V2=CABS(VOLT(I))
      IF(RG.GT.QMAX(L8)) GOTO 140            ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
      IF(RG.LT.QMIN(L8)) GOTO 142            WRITE(6,104) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
      SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))           WRITE(GYBUS,190) I, TIPO(I),V2, ANG,SGEN(I),SCGA(I),
      TB(L)=3                                  1 YSHUNT(I)
      NVC(L8)=I                                WRITE(GESTAB,195) I,V2,ANG
      GOTO 122                                107 CONTINUE
140 SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)),QMAX(L8))    1011 CONTINUE
C SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))              190
      GOTO 144                                FORMAT(2I5,2F10.5,1X,'(',F10.5,',',F10.5,')',1X,'(',F10.5,',',
142 SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)),QMIN(L8))    1F10.5,')',1X,F10.5)
C SGEN(I)=CMPLX(REAL(SGEN(I)))              191 FORMAT(I5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
144 TB(I)=2                                  *F10.5,')')
      NBVC=NBVC-1                              195 FORMAT(I5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
      NVC(L8)=10000                             205 FORMAT(2I5,4F10.5)
122 PSPE(I)=SGEN(I)-SCGA(I)
136 CONTINUE

C
C REALIZA UNA NUEVA ITERACION
C
202 K=K+1
      GOTO 146
86 CONTINUE
C
C CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA..
C
      DO I=1,NOE
      PSPE(I)=CONJG(VOLT(P(I)))
      AUX1=VOLT(P(I))-VOLT(Q(I))
      AUX2=VOLT(P(I))*CMPLX(0.0,YPO2(I))
      PSPE(I)=PSPE(I)*(AUX1/ZELEM(I)+AUX2)*100
      DPOT(I)=CONJG(VOLT(Q(I)))
      AUX1=VOLT(Q(I))-VOLT(P(I))
      AUX2=VOLT(Q(I))*CMPLX(0.0,YPO2(I))
      DPOT(I)=DPOT(I)*(AUX1/ZELEM(I)+AUX2)*100
      END DO

C
C CALCULO POTENCIA EN EL BUS SLACK.
C
      SGEN(1)=CONJG(VOLT(1))*CONJG(YBUS(VP(1)))
      L1=VP(1)
      DO 96 I=L1+1,L1+VN(L1)
      DO 96 I=L1+VN(L1)
96 SGEN(1)=SGEN(1)+CONJG(VOLT(VN(I)))*CONJG(YBUS(I))
      CONTINUE
      SGEN(1)=SGEN(1)*VOLT(1)+ SCGA(1)

C
C CALCULO LAS PERDIDAS EN EL SISTEMA.
C
      PERD=CMPLX(0.0,0.0)
      DO 100 I=1,NOE
      PERD=PERD+PSPE(I)+DPOT(I)
100 CONTINUE
1100 REWIND GYBUS
      DO 2010 I=1,NB
      VTB=CABS(VOLT(I))*2
      IF(YBUSDF.EQ.0.0) GOTO 256
      READ(GYBUS,1901) J, TIPO(I), VTB, ANG, SGEN(I), SCGA(I)
      VTB=VTB*2
1901 FORMAT(2I5,2F10.5,2(2X,F10.5,1X,F10.5,1X))
256 CONTINUE
      IF(NB.GT.10) GOTO 801
      IF(TIPO(I).NE.0) GOTO 2010
      Y(I,I)=Y(I,I)+CONJG(SCGA(I))/VTB
2010 CONTINUE
      DO 2005 I=1,NB
      WRITE(7,192) (Y(I,J),J=1,NB)
2005 CONTINUE
801 CONTINUE
192 FORMAT(9F12.7)
392 FORMAT(13F10.4)
      IF(YBUSDF.EQ.1) GOTO 1115

      WRITE(6,102)
102 FORMAT(2(/),9X,'***** RESULTADOS DE FLUJOS DE
POTENCIA',
      *' CASO BASE *****',/3(/),26X,
      *'VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA
NODO:',2(/),5X,'BUS',3X,'MAGNITUD',
      *3X,'ANGULO',5X,'MW-GEN',7X,'MVAR-GEN',3X,'MW-CARGA',3X,
      *'MVAR-CARGA')

      DO 10006 I=1,NG
      V2=CABS(VOLT(I))
      ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
      WRITE(10,10004) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
      WRITE(GYBUS,10090) I,
      TIPO(I),V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I),YSHUNT(I)
      WRITE(GESTAB,10091) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
10006 CONTINUE
10004
      FORMAT(5X,I2,3X,F8.5,2X,F8.4,3X,F8.3,6X,F8.5,3X,F8.3,4X,F8.
3)
      DO 10007 I=NG+1,NB
      V2=CABS(VOLT(I))
      ANG=ATAN2(AIMAG(VOLT(I)),REAL(VOLT(I)))
      WRITE(10,10004) I,V2,ANG,SGEN(I),SCGA(I)
      WRITE(GYBUS,10090) I, TIPO(I),V2, ANG,SGEN(I),SCGA(I),
      1 YSHUNT(I)
      WRITE(GESTAB,10095) I,V2,ANG
10007 CONTINUE
10011 CONTINUE
10090
      FORMAT(2I5,2F10.5,1X,'(',F10.5,',',F10.5,')',1X,'(',F10.5,',',
',',
      1F10.5,')',1X,F10.5)
10091 FORMAT(I5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
*F10.5,')')
10095 FORMAT(I5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',F10.5,',',
20005 FORMAT(2I5,4F10.5)
*****
      WRITE(6,108)
108 FORMAT(3(/),27X,'CASO BASE DE FLUJOS DE
POTENCIA:',2(/),20X,'BUS i
+',
      *' BUS j POT.REAL (P) POT.REACTIVA (Q)',2(/))
*****
      WRITE(10,2008)
2008 FORMAT(2(/),27X,'CASO BASE DE FLUJOS DE
POTENCIA',2(/),20X,' BUS i
+',
      *' BUS j POT.REAL (P) POT.REACTIVA (Q)',2(/))
*****
      DO 110 I=1,NOE
      WRITE(6,112) P(I),Q(I),CONJG(PSPE(I))
      WRITE(6,112) Q(I),P(I),CONJG(DPOT(I))
112 FORMAT(21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
110 END DO
*****
      DO 2022 I=1,NOE
      WRITE(10,1112) P(I),Q(I),CONJG(PSPE(I))
      WRITE(10,1112) Q(I),P(I),CONJG(DPOT(I))
1112 FORMAT(21X,I2,6X,I2,7X,F12.6,8X,F12.6)
2022 END DO
*****
      WRITE(6,124) PERD
124 FORMAT(3(/),20X,'PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :',2(/),20X,

```

```

*'DE POTENCIA ACTIVA= ',F10.6,/,20X,'DE POTENCIA REACTIVA',
*'=' ,F10.6)
84 WRITE(6,92) K
92 FORMAT(/,19X,' CONVERGE EN: ',I3,' ITERACIONES')
*****
WRITE(10,2124)PERD
2124 FORMAT(3(/),25X,'PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :',2(/),25X,
*'DE POTENCIA ACTIVA= ',F10.6,/,25X,'DE POTENCIA REACTIVA',
*'=' ,F10.6)
8444 WRITE(10,9222) K
9222 FORMAT(/,24X,' CONVERGE EN: ',I3,' ITERACIONES')
*****
IF(IFLUJOS.EQ.0) GOTO 1115
1115 CONTINUE
END

```

```

DO I=1,NOE
WRITE(10,6) P(I),Q(I),Pactiva(I)
FORMAT(28X,I2,6X,I2,7X,F12.6)
END DO

DO 2023 I=1,NOE
WRITE(12,1113) P(I),Q(I),Pactiva(I)
FORMAT(28X,I2,6X,I2,7X,F12.6)
2023 END DO

CLOSE (11)
CLOSE (12)

END

```

**POTENCIAS SIMPLES y MULTIPLES FD:** En esta subrutina sirve como un enlace entre las subrutinas "CONT\_A,B,C,D,E y FACT\_DIST . Ayuda a revisar el análisis de Flujos de Potencia ante la contingencia en cada una de las líneas del sistema y prepara los archivos de entrada para la subrutina FACT\_DIST.

**FACT\_DIST:** Esta subrutina es la encargada de realizar el cálculo de los Factores de Distribución.

Esta subrutina como resumen en este trabajo fue sintetizada.

El archivo "FLUJOS11" es un archivo que estará actualizándose en cada contingencia.

```

*****
**** SUBROUTINA QUE REALIZA EL ORDENAMIENTO DE POTENCIAS ****
*****
C
*****
**** DECLARACION DE VARIABLES ****
*****

SUBROUTINE POTENCIAS SIMPLES FD

COMPLEX ZELEM(50),VOLT(100),SGEN(100),SCGA(100)
INTEGER
P(100),Q(100),P1(50),Q1(100),P2(50),TIPO(50),GYBUS,GDLXN,
*GESTAB
DIMENSION
YFQ2(100),A(50),YSH(50),QMAX(50),QMIN(50),Pactiva(50)
COMPLEX CERO
DATA NOE/19/

CERO=CMPLX(0.0,0.0)

OPEN(UNIT=11,FILE='FLUJOS2.DAT',ACTION='READ')
OPEN(UNIT=12,FILE='FLUJOS3.DAT')

DXF9N=5
GDLXN=7
GESTAB=9
GYBUS=4

*****
21 FORMAT(A26)

DO 2000 K=1,40
TIPO(K)=0
P(K)=0
Q(K)=0
ZELEM(K)=CERO
YFQ2(K)=0.0
P1(K)=0
Q1(K)=0
A(K)=0.0
P2(K)=0
YSH(K)=0.0
SGEN(K)=CERO
SCGA(K)=CERO
VOLT(K)=CERO
QMAX(K)=0.0
QMIN(K)=0.0
Pactiva(K)=0.0
*****
2000 CONTINUE
DO 2 I=1,NOE
READ(11,*) P(I),Q(I),Pactiva(I)
2 CONTINUE
PRINT *, ' NUMERO DE LINEAS =',NOE
*****
WRITE(6,108)
108 FORMAT(2(/),32X,'CASO BAJO CONTINGENCIA',2(/),28X,'BUS i'
*,2X,'BUS j POT.REAL (P)',2(/))
*****
WRITE(10,2008)
2008 FORMAT(2(/),32X,'CASO BAJO CONTINGENCIA',2(/),28X,'BUS i'
*,2X,'BUS j POT.REAL (P)',2(/))
*****

DO I=1,NOE
WRITE(6,22) P(I),Q(I),Pactiva(I)
22 FORMAT(28X,I2,6X,I2,7X,F12.6)
END DO

```

```

*****
**** SUBROUTINA QUE REALIZA EL CALCULO DE LOS FACTORES DE DISTRIBUCION ****
*****
**** P1(I)-Pb(I) ****
**** FD(I) = ----- ****
**** Cmw ****
*****
C
*****
**** DECLARACION DE VARIABLES ****
*****

SUBROUTINE FACT_DIST

INTEGER
P(1500),Q(1500),P1(1500),Q1(1500),P2(1500),Q2(1500),
*P3(1500),Q3(1500),P4(1500),Q4(1500),P5(1500),Q5(1500),
*r1,s1,r2,s2,r3,s3,r4,s4,ra4,sa4,r5,s5,ra5,sa5

DIMENSION
Plim(1500),Pb(1500),a(1500),d(500),Viol(1500),c(1500),
*P11(1500),P12(1500),P13(1500),P14(1500),P15(1500),FD(1500)

DATA lim/10/
DATA porc/15/
DATA NOE/20/

OPEN(UNIT=13,FILE='FD.DAT')
OPEN(UNIT=41,FILE='CONT_A.DAT')
OPEN(UNIT=42,FILE='CONT_B.DAT')
OPEN(UNIT=43,FILE='CONT_C.DAT')
OPEN(UNIT=44,FILE='CONT_D.DAT')
OPEN(UNIT=45,FILE='CONT_E.DAT')
OPEN(UNIT=46,FILE='BASE_FD.DAT')

DXF9N=5
GDLXN=7
GESTAB=9
GYBUS=4

*****
21 FORMAT(A26)

DO 2000 K=1,40

P(K)=0
Q(K)=0
P1(K)=0
Q1(K)=0
P2(K)=0
Q2(K)=0
P3(K)=0
Q3(K)=0
P4(K)=0
Q4(K)=0
P5(K)=0
Q5(K)=0
a(k)=0.0
c(k)=0.0
d(k)=0.0
FD(K)=0.0
Pb(K)=0.0
Plim(k)=0.0
Viol(K)=0.0

*****
2000 CONTINUE

```

```

READ(41,*)Cmw1,r1,s1
DO I=1,NOE
    READ(41,*)P1(I),Q1(I),P11(I)
END DO

READ(42,*)Cmw2,r2,s2
DO I=1,NOE
    READ(42,*)P2(I),Q2(I),P12(I)
END DO

READ(43,*)Cmw3,r3,s3
DO I=1,NOE
    READ(43,*)P3(I),Q3(I),P13(I)
END DO

READ(44,*)Cmw4,r4,s4,ra4,sa4
DO I=1,NOE
    READ(44,*)P4(I),Q4(I),P14(I)
END DO

READ(45,*)Cmw5,r5,s5,ra5,sa5
DO I=1,NOE
    READ(45,*)P5(I),Q5(I),P15(I)
END DO

DO I=1,NOE
    READ(46,*)P(I),Q(I),Pb(I)
END DO
*****
WRITE(6,238)r1,s1
238 FORMAT(//,5X,'CONTINGENCIAS DE LA LINEA: ',I2,' --',I2,/ )
*****
WRITE(10,239)r1,s1
239 FORMAT(//,5X,'CONTINGENCIAS DE LA LINEA: ',I2,' --',I2,/ )
*****
WRITE(6,1)
1 FORMAT(4//,25X,'ANALISIS DE FACTORES DE
DISTRIBUCION',2(/),8X,
*'LINEA',5X,'i'
*,3X,' j POT.BASE ',2X,' POT.LIMITE ',2X,'POT.CONTING
',4X,'F.
+D'1(/))
*****
WRITE(10,2)
2 FORMAT(4//,25X,'ANALISIS DE FACTORES DE
DISTRIBUCION',2(/),8X,
*'LINEA',5X,'i'
*,3X,' j POT.BASE ',2X,' POT.LIMITE ',2X,'POT.CONTING
',4X,'F.
+D'1(/))
*****
X= REAL(NOE+1)
RES = 0.0
SUM = 0.0
DO I = 1,NOE
    X = REAL(I)
    d(I)= P11(I)-abs(Pb(I))
END DO

DO I = 1,NOE
    X = REAL(I)
    d(I)= P11(I)-abs(Pb(I))
    FD(I)=(d(I)/Cmw1)
    c(I)= SUM + X
    a(I) = ((abs(Pb(I))*porc)/100)
    Plim(I) = (P11(I)) - (a(I))

    WRITE(6,3)c(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),FD(I)
3 FORMAT(3X,F10.1,4X,I2,3X,I2,3X,F10.4,3X,F10.4,4X,F10.4,X,F10.4)
    WRITE(10,4)c(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),FD(I)
4 FORMAT(3X,F10.1,4X,I2,3X,I2,3X,F10.4,3X,F10.4,4X,F10.4,X,F10.4)
    WRITE(13,5)c(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),FD(I)
5 FORMAT(3X,F10.1,4X,I2,3X,I2,3X,F10.4,3X,F10.4,4X,F10.4,X,F10.4)
END DO

WRITE(13,6)
6 FORMAT(2(/))
*****
WRITE(6,7)
7 FORMAT(4//,28X,' ***** VIOLACIONES *****',2(/),2X,
*'LINEA',3X,'i'
*,3X,' j POT.BASE ',2X,' POT.LIMITE ',2X,'POT.CONTING
',4X,'F.
*'VIOLACION',5X,'F.D'1(/))
*****
WRITE(10,8)
8 FORMAT(4//,28X,' ***** VIOLACIONES *****',2(/),2X,
*'LINEA',3X,'i'
*,3X,' j POT.BASE ',2X,' POT.LIMITE ',2X,'POT.CONTING
',4X,'F.
*'VIOLACION',5X,'F.D'1(/))
*****
DO I = 1,NOE
    X = REAL(I)
    d(I)= P11(I)-abs(Pb(I))
    FD(I)=(d(I)/Cmw1)
    c(I)= SUM + X
    a(I) = ((abs(Pb(I))*porc)/100)
    Plim(I) = (P11(I)) - (a(I))
    Viol(I) = ((P11(I)*100)/Plim(I))-100

    IF(Viol(I).GT.lim) THEN
        IF(Viol(I).LT.porc) THEN
            WRITE(6,9)c(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),Viol(I),
9 FORMAT(F6.1,3X,I2,3X,I2,3X,F8.4,5X,F8.4,7X,F8.4,7X,F8.4,2X,
*F8.4)
            WRITE(10,10)c(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),Viol(I)
),FD(I)
10 FORMAT(F6.1,3X,I2,3X,I2,3X,F8.4,5X,F8.4,7X,F8.4,7X,F8.4,2X,
*F8.4)
            WRITE(13,11)c(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),Viol(I)
),FD(I)
11 FORMAT(F6.1,3X,I2,3X,I2,3X,F8.4,5X,F8.4,7X,F8.4,7X,F8.4,2X,
*F8.4)
        ELSE
            END IF
        END IF
    END DO

WRITE(6,12)
12 FORMAT(2(/))
*****
CLOSE (5)
CLOSE (41)
CLOSE (42)
CLOSE (43)
CLOSE (44)
CLOSE (45)
CLOSE (46)

END

INDICS: En esta subrutina se invoca al método de los Índices de Contribución el cual es
conformado por 7 subrutinas de las 24 que forman este programa.

SUBROUTINE INDICS
*****
PROGRAMA PARA EL CALCULO DE LOS INDICES DE CONTRIBUCION
*****
NL 2n
----- ( W1 ) ( P1(I) )
----- x (-----)
Plmw(I)= / ( 2n ) ( Plim )
L=1
DONDE:
Pl(I): Es el vector de flujos bajo
contingencia.
Plim(I): Flujo de Operacion de
potencia.
NOE=NL : Numero de elementos o lineas.
*****

```

```

****      n      : Exponente especificado      ****
****      ( n=1 preferentemente)              ****
****
****      W1      : Coficiente de peso real no ne- ****
****      negativo (Fault=1)                  ****
****
****      Como condiciones iniciales para el calculo de este metodo de ****
****      clasificacion de contingencia se necesita saber el calculo de ****
****      flujo de potencia del sistema en estado estable para poder ob ****
****      tener el vector "Pb(I)" el cual almacena los flujos del caso- ****
****      base.                                ****
****      El vector "Pl(I)" es obtenido para saber como es el comporta ****
****      miento del sistema bajo la linea fuera o en contingencia, en - ****
****      este vector solo se almacena la potencia real de este analisis ****
****
****      El vector "Plim(I)" sirve como un punto de operacion que debe ****
****      tomar comunmente la linea que es puesta en contingencia.      ****
****
****      Los valores de las variables W1 y n son tomados recomendable ****
****      mente por la unidad (W1=1 , n=1).                                ****
****
****      REALIZADO A CARGO DEL :          ****
****
****      Ing. José Francisco Aparicio Pulido ****
****
****      ASESOR:                          ****
****      Dr. Daniel Olguin Salinas        ****
****      2010 / 2011                      ****
****
****
****
C
C
C
****
****      SUBROUTINAS QUE CONFORMAN EL PROGRAMA ****
****      PARA REALIZAR EL CALCULO          ****
****
****
****
****      CALL FLUJOS IND
****
****      CALL CONT_F
****
****      CALL CONT_G
****
****      CALL CONT_H
****
****      CALL CONT_I
****
****      CALL CONT_J
****
****      CALL INDICES
****
****      END

```

**CONT F, G, H, I, J.** En esta subrutina se realiza el cálculo de Flujos de Potencia cada que se sale alguna línea en estado de contingencia.

El archivo "FLUJOS11" es un archivo que estará actualizándose en cada contingencia.

```

****
****      SUBROUTINA QUE REALIZA EL ORDENAMIENTO ****
****      DE POTENCIAS                          ****
****
C
****
****      DECLARACION DE VARIABLES              ****
****
****
****      SUBROUTINE POTENCIAS SIMPLES Plmw
****
****      COMPLEX ZELEM(50), VOLT(100), SGEN(100), SCGA(100)
****      INTEGER
****      P(100), Q(100), P1(50), Q1(100), P2(50), TIPO(50), GYBUS, GDLXN,
****      *GESTAB
****      DIMENSION
****      YPQ2(100), A(50), YSH(50), QMAX(50), QMIN(50), Pactiva(50),
****      *Qreactiva(50)
****
****      COMPLEX CERO
****
****      DATA NOE/19/
****
****      CERO=CMPLX(0.0,0.0)
****
****      OPEN(UNIT=11, FILE='FLUJOS2.DAT', ACTION='READ')
****      OPEN(UNIT=12, FILE='FLUJOS3.DAT')
****
****      DXF9N=5
****      GDLXN=7
****      GESTAB=9
****      GYBUS=4

```

```

*****
21  FORMAT(A26)
DO 2000 K=1,40
TIPO(K)=0
P(K)=0
Q(K)=0
ZELEM(K)=CERO
YPQ2(K)=0.0
P1(K)=0
Q1(K)=0
A(K)=0.0
P2(K)=0
YSH(K)=0.0
SGEN(K)=CERO
SCGA(K)=CERO
VOLT(K)=CERO
QMAX(K)=0.0
QMIN(K)=0.0
Pactiva(K)=0.0
Qreactiva(K)=0.0
*****
2000  CONTINUE
DO 2 I=1,NOE
READ(11,*) P(I), Q(I), Pactiva(I), Qreactiva(I)
2  CONTINUE
PRINT *, ' NUMERO DE LINEAS =', NOE
*****
WRITE(6,108)
108  FORMAT(2//,32X,'CASO BAJO CONTINGENCIA',2//,28X,'BUS i'
*,2X,'BUS j POT.REAL (P)',2//)
*****
WRITE(10,2008)
2008 FORMAT(2//,32X,'CASO BAJO CONTINGENCIA',2//,28X,'BUS i'
*,2X,'BUS j POT.REAL (P)',2//)
*****
DO I=1,NOE
WRITE(6,22) P(I), Q(I), Pactiva(I)
22  FORMAT(28X,I2,6X,I2,7X,F12.6)
END DO
DO I=1,NOE
WRITE(10,6) P(I), Q(I), Pactiva(I)
6  FORMAT(28X,I2,6X,I2,7X,F12.6)
END DO
DO 2023 I=1,NOE
WRITE(12,1113) P(I), Q(I), Pactiva(I)
1113 FORMAT(28X,I2,6X,I2,7X,F12.6)
2023 END DO
CLOSE (11)
CLOSE (12)
END

```

**INDICES:** Esta subrutina es la encargada de realizar el cálculo de los Índices de Contribución.

Esta subrutina como resumen en este trabajo fue sintetizada.

```

****
****      SUBROUTINA QUE REALIZA EL CALCULO ****
****      DE LOS INDICES DE                 ****
****      CONTRIBUCION                      ****
****
****
****      NL      ( W1 )      ( P1(I) )      2n
****      (----) × (----)
****      ( 2n )      ( Plim )
****
****      Plmw(I) = /
****
****      L=1
****
C
****
****      DECLARACION DE VARIABLES          ****
****
****
****      SUBROUTINE INDICES
****
****      INTEGER P(1500), Q(1500), P1(1500), Q1(1500), P2(1500), Q2(1500),
****      *P3(1500), Q3(1500), P4(1500), Q4(1500), P5(1500), Q5(1500),
****      *r1, s1, r2, s2, r3, s3, r4, s4, ra4, sa4, r5, sa5, s5, sa5

```

```

DIMENSION
Plmw(1500), Plim(1500), Pd(1500), Pb(1500), a(1500), d(500),
*Pc1(1500), Pc2(1500), Pc3(1500), Pc4(1500), Pc5(1500), Viol(1500),
*P11(1500), P12(1500), P13(1500), P14(1500), P15(1500)

DATA lim/10/
DATA porc/15/
DATA NOE/20/

OPEN (UNIT=12, FILE='CONT_F.DAT')
OPEN (UNIT=16, FILE='CONT_G.DAT')
OPEN (UNIT=17, FILE='CONT_H.DAT')
OPEN (UNIT=35, FILE='CONT_I.DAT')
OPEN (UNIT=36, FILE='CONT_J.DAT')

OPEN (UNIT=13, FILE='INDICES.DAT', ACTION='WRITE')
OPEN (UNIT=14, FILE='DATOS.DAT', ACTION='READ')
OPEN (UNIT=32, FILE='BASE_Plmw.DAT', ACTION='READ')

DXF9N=5
GDLXN=7
GESTAB=9
GYBUS=4

*****

21 FORMAT (A26)

DO 2000 K=1,40

P(K)=0
Q(K)=0
P1(K)=0
Q1(K)=0
P2(K)=0
Q2(K)=0
P3(K)=0
Q3(K)=0
P4(K)=0
Q4(K)=0
P5(K)=0
Q5(K)=0
Pb(K)=0.0
Pc1(K)=0.0
P11(K)=0.0
Pc2(K)=0.0
P12(K)=0.0
Pc3(K)=0.0
P13(K)=0.0
Pc4(K)=0.0
P14(K)=0.0
Pc5(K)=0.0
P15(K)=0.0
a(k)=0.0
d(k)=0.0
Pb(k)=0.0
Plmw(k)=0.0
Plim(k)=0.0
Viol(k)=0.0

*****

2000 CONTINUE

READ(12,*) r1,s1
DO 1 I=1,NOE
READ(12,*) P1(I),Q1(I),P11(I),Pc1(I)

1 CONTINUE

READ(16,*) r2,s2
DO 2 I=1,NOE
READ(16,*) P2(I),Q2(I),P12(I),Pc2(I)

2 CONTINUE

READ(17,*) r3,s3
DO 4 I=1,NOE
READ(17,*) P3(I),Q3(I),P13(I),Pc3(I)

4 CONTINUE

READ(35,*) r4,s4,ra4,sa4
DO 255 I=1,NOE
READ(35,*) P4(I),Q4(I),P14(I),Pc4(I)

255 CONTINUE

READ(36,*) r5,s5,ra5,sa5
DO 256 I=1,NOE
READ(36,*) P5(I),Q5(I),P15(I),Pc5(I)

256 CONTINUE

READ(14,*) W1,n,Plimt

DO 3 I=1,NOE
READ(32,*) P(I),Q(I),Pb(I),Pd(I)

3 CONTINUE
*****
WRITE(6,238) r1,s1
238 FORMAT(//,5X,'CONTINGENCIAS DE LA LINEA: ',I2,' --',I2,/)
*****
WRITE(10,239) r1,s1
239 FORMAT(//,5X,'CONTINGENCIAS DE LA LINEA: ',I2,' --',I2,/)
*****
WRITE(6,19)
19 FORMAT(4(//),25X,'ANALISIS DE INDICES DE
CONTRIBUCION',2(/),8X,
*'LINEA',5X,'i'
*,3X,' j POT.BASE ',2X,' POT.LIMITE ',2X,'POT.CONTING
',4X,'P1
+mw'1(/))
*****
WRITE(10,20)
20 FORMAT(4(//),25X,'ANALISIS DE FACTORES DE
CONTRIBUCION',2(/),8X,
*'LINEA',5X,'i'
*,3X,' j POT.BASE ',2X,' POT.LIMITE ',2X,'POT.CONTING
',4X,'P1
+mw'1(/))
*****
X = REAL(NOE+1)
RES = 0.0
SUM = 0.0
DO I = 1,NOE
X = REAL(I)
d(I) = SUM + X
END DO
DO I = 1,NOE
X = REAL(I)
d(I) = SUM + X
b = (WL / (2*n))
c = (P11(I) / Plimt) ** (2*n)
Plmw(I) = (d(I) * b) * c
a(I) = ((abs(Pb(I)) * porc) / 100)
Plim(I) = (P11(I)) - (a(I))
WRITE(6,22) d(I), P(I), Q(I), Pb(I), abs(Plim(I)), P11(I), Plmw(I)
22 FORMAT(3X,F10.1,4X,I2,3X,I2,3X,F10.4,3X,F10.4,4X,F10.4,X,F10.4)
WRITE(10,23) d(I), P(I), Q(I), Pb(I), abs(Plim(I)), P11(I), Plmw(I)
23 FORMAT(3X,F10.1,4X,I2,3X,I2,3X,F10.4,3X,F10.4,4X,F10.4,X,F10.4)
WRITE(13,24) d(I), P(I), Q(I), Pb(I), abs(Plim(I)), P11(I), Plmw(I)
24 FORMAT(3X,F10.1,4X,I2,3X,I2,3X,F10.4,3X,F10.4,4X,F10.4,X,F10.4)
END DO
WRITE(13,31)
31 FORMAT(2(/))
*****
WRITE(6,62)
62 FORMAT(4(//),28X,' ***** VIOLACIONES *****',2(/),2X,
*'LINEA',3X,'i'
*,3X,' j POT.BASE ',2X,' POT.LIMITE ',2X,'POT.CONTING
',4X,'% ',
*'VIOLACION',5X,'Plmw'1(/))
*****
WRITE(10,63)
63 FORMAT(4(//),28X,' ***** VIOLACIONES *****',2(/),2X,
*'LINEA',3X,'i'
*,3X,' j POT.BASE ',2X,' POT.LIMITE ',2X,'POT.CONTING
',4X,'% ',
*'VIOLACION',5X,'Plmw'1(/))
*****
X = REAL(NOE+1)
RES = 0.0
SUM = 0.0
DO I = 1,NOE
X = REAL(I)
d(I) = SUM + X
END DO

```

```

DO I = 1,NOE
X = REAL(I)
d(I)= SUM + X
b=(WL/(2*n))
c=(P11(I)/Plimt)**(2*n)
Plmw(I)=(d(I)*b)*c
a(I) = ((abs(Pb(I))*porc)/100)
Plim(I) = (P11(I) - (a(I)))
Viol(I) = ((P11(I)*100)/Plim(I))-100
IF (Viol(I).GT.lim) THEN
IF (Viol(I).LT.porc) THEN
ELSE
END IF
END IF
END DO
WRITE(6,67)
67 FORMAT(2(/))
WRITE(13,103)
103 FORMAT(2(/))

WRITE(6,64)d(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),Viol(I),
*Plmw(I)
64 FORMAT(F6.1,3X,I2,3X,I2,3X,F8.4,5X,F8.4,7X,F8.4,7X,F8.4,2X,
*F8.4)

WRITE(10,65)d(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),Viol(I),
*Plmw(I)
65 FORMAT(F6.1,3X,I2,3X,I2,3X,F8.4,5X,F8.4,7X,F8.4,7X,F8.4,2X,
*F8.4)

WRITE(13,66)d(I),P(I),Q(I),Pb(I),abs(Plim(I)),P11(I),Viol(I),
*Plmw(I)
66 FORMAT(F6.1,3X,I2,3X,I2,3X,F8.4,5X,F8.4,7X,F8.4,7X,F8.4,2X,
*F8.4)

```



## D.4. Archivo de entrada

### ENTRADAS PARA EL ANALISIS DE CONTINGENCIAS EN ESTADO ESTACIONARIO (solo entrada) -----“IEEE-14.dat”

#### DATOS GENERALES:

NUMERO DE BUSES NUMERO DE ELEMENTOS NUMERO DE GENERADORES No. DE TR CON TAP FUERA DE POSISCION NOMINAL  
No. DE ELEMENTOS SHUNT BUSES  
14, 20, 2, 0, 0, 14, 0, 0

TOLERANCIA, LIMITE  
0.00001 , 6

DATOS DE LOS ELEMENTOS -----> i A j (R+jXi) (Y/2)

1	2	(0.01938 , 0.05917)	0.0264
1	5	(0.05403 , 0.22304)	0.0246
2	3	(0.04699 , 0.19797)	0.0219
2	4	(0.05811 , 0.17632)	0.0187
2	5	(0.05695 , 0.17388)	0.0170
3	4	(0.06701 , 0.17103)	0.0173
4	5	(0.01335 , 0.04211)	0.0064
4	7	(0.00000 , 0.20912)	0.0000
4	9	(0.00000 , 0.55618)	0.0000
5	6	(0.00000 , 0.25202)	0.0000
6	11	(0.09498 , 0.19890)	0.0000
6	12	(0.12291 , 0.25581)	0.0000
6	13	(0.06615 , 0.13027)	0.0000
7	8	(0.00000 , 0.17615)	0.0000
7	9	(0.00000 , 0.11001)	0.0000
9	10	(0.03181 , 0.08450)	0.0000
9	14	(0.12711 , 0.27038)	0.0000
10	11	(0.08205 , 0.19207)	0.0000
12	13	(0.22092 , 0.19988)	0.0000
13	14	(0.17093 , 0.34802)	0.0000

DATOS DE LOS BUSES-----> BUS TIPO (1=SLACK, 2=PQ, 3=PV) VOLTAJE PG PC QMAX QMIN

1	(0.0000 , 0.0000)	(0.0000 , 0.0000)	0.0000	1			
2	(0.4000 , 0.0000)	(0.2170 , 0.1270)	0.0000	1			
3	(0.0000 , 0.0000)	(0.9420 , 0.1900)	0.0000	0			
4	(0.0000 , 0.0000)	(0.4780 , 0.0390)	0.0000	0			
5	(0.0000 , 0.0000)	(0.0760 , 0.0160)	0.0000	0			
6	(0.0000 , 0.0000)	(0.1120 , 0.0750)	0.0000	0			
7	(0.0000 , 0.0000)	(0.0000 , 0.0000)	0.0000	1			
8	(0.0000 , 0.0000)	(0.0000 , 0.0000)	0.0000	1			
9	(0.0000 , 0.0000)	(0.2950 , 0.1660)	0.0000	0			
10	(0.0000 , 0.0000)	(0.0900 , 0.0580)	0.0000	0			
11	(0.0000 , 0.0000)	(0.0350 , 0.0180)	0.0000	0			
12	(0.0000 , 0.0000)	(0.0610 , 0.0160)	0.0000	0			
13	(0.0000 , 0.0000)	(0.1350 , 0.0580)	0.0000	0			
14	(0.0000 , 0.0000)	(0.1490 , 0.0500)	0.0000	0			

VOLTAJES NODALES , QMAX Y QMIN

1	( 1.0600 , 0.0000 )		
4	( 1.0000 , 0.0000 )		
5	( 1.0000 , 0.0000 )		
6	( 1.0700 , 0.0000 )	24.0	-6.00
7	( 1.0000 , 0.0000 )		
8	( 1.0900 , 0.0000 )	24.0	-6.00
9	( 1.0000 , 0.0000 )		
10	( 1.0000 , 0.0000 )		
11	( 1.0000 , 0.0000 )		
12	( 1.0000 , 0.0000 )		
13	( 1.0000 , 0.0000 )		

VOLTAJES CONTROLADOS , QMAX Y QMIN  
 2 , ( 1.0450 , 0.0000 ) , 50.00 , -40.00  
 3 , ( 1.0100 , 0.0000 ) , 40.00 , 0.00

### DATOS PARA EL ANALISIS DE LOS FACTORES DE DISTRIBUCION (*BASE\_FD.dat*)

POTENCIAS DEL CASO BASE

1	2	157.943000
1	5	76.200230
2	3	72.713430
2	4	56.049550
2	5	41.493940
3	4	-22.252200
4	5	-60.880860
4	7	27.243360
4	9	15.599000
5	6	39.932480
6	11	7.707140
6	12	9.385041
6	13	20.002400
7	8	.002980
7	9	26.631130
9	10	6.283711
9	14	9.559749
10	11	-1.658004
12	13	1.146119
13	14	3.693644

### (*CONT\_A.dat*)

DATOS BASE DEL ANALISIS  
 157.943000, 1, 2

POTENCIAS DEL CASO EN CONTINGENCIA

1	2	0.000000
1	5	257.041800
2	3	44.435580
2	4	-2.309112
2	5	-29.599230
3	4	-47.733100
4	5	-109.669300
4	7	14.534250
4	9	8.285827
5	6	30.248640
6	11	7.071917
6	12	6.248972
6	13	13.470190
7	8	.007498
7	9	13.531050
9	10	1.584252
9	14	4.145560
10	11	-3.099550
12	13	.896667
13	14	3.551030

**DATOS PARA EL ANALISIS DE INDICES DE CONTRIBUCION (BASE\_Plmw.dat)**

POTENCIAS DEL CASO BASE			
1	2	159.930300	30.368590
1	5	75.131920	24.485450
2	3	75.518710	-11.469350
2	4	56.096360	9.481171
2	5	41.507090	9.548729
3	4	-19.248890	31.533420
4	5	-60.661360	3.033173
4	7	28.729910	20.230310
4	9	16.461260	11.679730
5	6	41.727910	25.627090
6	11	7.325311	2.048695
6	12	9.354058	1.531751
6	13	19.460990	5.888346
7	8	.000009	.047243
7	9	28.639050	17.828700
9	10	6.459636	4.930603
9	14	10.242860	4.464011
10	11	-2.022465	-1.177388
12	13	1.157070	1.247586
13	14	4.319035	1.673603

**(CONT\_F.dat)**

DATOS BASE DEL ANALISIS

1, 1, 221.5853, 1, 2

POTENCIAS DEL CASO EN CONTINGENCIA			
1	2	0.000000	0.000000
1	5	263.431200	91.873680
2	3	49.493970	-50.806410
2	4	1.739677	13.488650
2	5	-29.677530	29.066820
3	4	-37.034710	87.623250
4	5	-126.874200	58.364460
4	7	24.875210	22.002470
4	9	14.210190	12.732130
5	6	43.188510	25.167900
6	11	8.827961	.540609
6	12	8.702244	1.275987
6	13	19.033580	5.024837
7	8	-.000003	.108296
7	9	24.610970	19.633340
9	10	3.995343	6.537678
9	14	8.538699	5.280180
10	11	-4.214454	.503709
12	13	1.463235	.907299
13	14	5.562889	.505282

## D.5. Archivo de salida

### “CASO IEEE-14.dat” (FACTORES DE DISTRIBUCION E INDICES DE CONTRIBUCION)

#### FACTORES DE DISTRIBUCION

\*\*\*\*\*

CALCULO DE FACTORES DE DISTRIBUCION  
PARA  
ANALISIS DE CONTINGENCIAS

\*\*\*\*\*

\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA \*\*\*\*  
LOS RESULTADOS ESTAN EN P.U Y EN MW

VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	2.351	.54854	.000	.000
2	1.01556	-.0820	.400	.00000	.217	.127
3	1.01000	-.2325	.000	.68620	.942	.190
4	.96793	-.1760	.000	.00000	.478	.039
5	.97509	-.1484	.000	.00000	.076	.016
6	.91523	-.2665	.000	.00000	.112	.075
7	.92631	-.2431	.000	.00000	.000	.000
8	.92622	-.2431	.000	.00000	.000	.000
9	.90577	-.2806	.000	.00000	.295	.166
10	.89891	-.2854	.000	.00000	.090	.058
11	.90328	-.2818	.000	.00000	.035	.018
12	.89871	-.2933	.000	.00000	.061	.016
13	.89309	-.2928	.000	.00000	.135	.058
14	.87841	-.3083	.000	.00000	.149	.050

FLUJOS DE POTENCIA:

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	159.930100	30.368630
1	5	75.131850	24.485350
2	3	75.518690	-11.469330
2	4	56.096300	9.481060
2	5	41.507030	9.548615
3	4	-19.248950	31.533300
4	5	-60.661380	3.033165
4	7	28.729880	20.230150
4	9	16.461250	11.679680
5	6	41.727850	25.626880
6	11	7.325339	2.048680
6	12	9.354029	1.531737
6	13	19.460990	5.888325
7	8	-.000014	.047248
7	9	28.639070	17.828770

9	10	6.459591	4.930494
9	14	10.242840	4.463990
10	11	-2.022525	-1.177441
12	13	1.157095	1.247579
13	14	4.319086	1.673638

## CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 2

1	5	257.042100
2	3	44.435520
2	4	-2.309141
2	5	-29.599240
3	4	-47.733060
4	5	-109.669200
4	7	14.534280
4	9	8.285837
5	6	30.248630
6	11	7.071930
6	12	6.248963
6	13	13.470190
7	8	.007498
7	9	13.531040
9	10	1.584251
9	14	4.145570
10	11	-3.099556
12	13	.896689
13	14	3.551052

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	5	257.042100
2	3	44.435520
2	4	-2.309141
2	5	-29.599240
3	4	-47.733060
4	5	-109.669200
4	7	14.534280
4	9	8.285837
5	6	30.248630
6	11	7.071930
6	12	6.248963
6	13	13.470190
7	8	.007498
7	9	13.531040
9	10	1.584251
9	14	4.145570
10	11	-3.099556
12	13	.896689
13	14	3.551052

## CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 5

1	2	242.780700
2	3	87.170360
2	4	81.251160
2	5	75.627530
3	4	-11.892730

4	5	-25.999050
4	7	26.615350
4	9	15.222610
5	6	35.357470
6	11	6.028871
6	12	8.445518
6	13	17.825080
7	8	.003847
7	9	25.694360
9	10	6.826274
9	14	9.509606
10	11	-.556564
12	13	.904777
13	14	2.754721

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	2	242.780700
2	3	87.170360
2	4	81.251160
2	5	75.627530
3	4	-11.892730
4	5	-25.999050
4	7	26.615350
4	9	15.222610
5	6	35.357470
6	11	6.028871
6	12	8.445518
6	13	17.825080
7	8	.003847
7	9	25.694360
9	10	6.826274
9	14	9.509606
10	11	-.556564
12	13	.904777
13	14	2.754721

## CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 2 -- 3

1	2	150.564300
1	5	96.054110
2	4	92.633610
2	5	68.265920
3	4	-94.453630
4	5	-99.909020
4	7	24.791380
4	9	14.188840
5	6	41.284080
6	11	8.918509
6	12	9.324032
6	13	20.119600
7	8	.003276
7	9	24.122080
9	10	4.657372
9	14	8.265924
10	11	-2.957867
12	13	1.272839
13	14	4.438776

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	2	150.564300
1	5	96.054110
2	4	92.633610
2	5	68.265920
3	4	-94.453630
4	5	-99.909020
4	7	24.791380
4	9	14.188840
5	6	41.284080
6	11	8.918509
6	12	9.324032
6	13	20.119600
7	8	.003276
7	9	24.122080
9	10	4.657372
9	14	8.265924
10	11	-2.957867
12	13	1.272839
13	14	4.438776

## CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 5

1	2	247.864700
2	3	80.933320
2	4	79.861200
2	5	74.524200
3	4	-9.190950
4	5	-24.373940
4	7	25.304060
4	9	14.446860
5	6	33.435010
6	11	5.972014
6	12	8.312325
6	13	17.625120
7	8	-.020656
7	9	24.316440
9	10	6.676789
9	14	9.288138
10	11	-.430682
12	13	.898800
13	14	2.608719

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	2	247.864700
2	3	80.933320
2	4	79.861200
2	5	74.524200
3	4	-9.190950
4	5	-24.373940
4	7	25.304060

4	9	14.446860
5	6	33.435010
6	11	5.972014
6	12	8.312325
6	13	17.625120
7	8	-.020656
7	9	24.316440
9	10	6.676789
9	14	9.288138
10	11	-.430682
12	13	.898800

CONTINGENCIAS MULTIPLES DE LAS LINEAS: 4 -- 5\*\*\*\*\* 4 -- 3

1	2	181.686200
1	5	56.946600
2	3	97.011280
2	4	82.486190
2	5	10.266700
4	7	18.007570
4	9	10.310210
5	6	53.626070
6	11	15.894340
6	12	10.580710
6	13	24.284120
7	8	-.000376
7	9	17.692170
9	10	-1.379478
9	14	4.213837
10	11	-9.057163
12	13	2.386260
13	14	8.735601

CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	2	181.686200
1	5	56.946600
2	3	97.011280
2	4	82.486190
2	5	10.266700
4	7	18.007570
4	9	10.310210
5	6	53.626070
6	11	15.894340
6	12	10.580710
6	13	24.284120
7	8	-.000376
7	9	17.692170
9	10	-1.379478
9	14	4.213837
10	11	-9.057163
12	13	2.386260
13	14	8.735601

CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 2



## ANALISIS DE FACTORES DE DISTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	F.D
1.0	1	2	157.9430	23.6914	.0000	-1.0000
2.0	1	5	76.2002	245.6118	257.0418	1.1450
3.0	2	3	72.7134	33.5286	44.4356	-.1790
4.0	2	4	56.0495	10.7165	-2.3091	-.3695
5.0	2	5	41.4939	35.8233	-29.5992	-.4501
6.0	3	4	-22.2522	51.0709	-47.7331	-.4431
7.0	4	5	-60.8809	118.8014	-109.6693	-1.0798
8.0	4	7	27.2434	10.4477	14.5343	-.0805
9.0	4	9	15.5990	5.9460	8.2858	-.0463
10.0	5	6	39.9325	24.2588	30.2486	-.0613
11.0	6	11	7.7071	5.9158	7.0719	-.0040
12.0	6	12	9.3850	4.8412	6.2490	-.0199
13.0	6	13	20.0024	10.4698	13.4702	-.0414
14.0	7	8	.0030	.0071	.0075	.0000
15.0	7	9	26.6311	9.5364	13.5310	-.0829
16.0	9	10	6.2837	.6417	1.5843	-.0298
17.0	9	14	9.5597	2.7116	4.1456	-.0343
18.0	10	11	-1.6580	3.3483	-3.0996	-.0301
19.0	12	13	1.1461	.7247	.8967	-.0016
20.0	13	14	3.6936	2.9970	3.5510	-.0009

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	F.D
-------	---	---	----------	------------	-------------	------------	-----

CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 5

## ANALISIS DE FACTORES DE DISTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	F.D
1.0	1	2	157.9430	219.0896	242.7810	1.1134
2.0	1	5	76.2002	11.4300	.0000	-1.0000
3.0	2	3	72.7134	76.2634	87.1704	.1897
4.0	2	4	56.0495	72.8438	81.2513	.3307
5.0	2	5	41.4939	69.4036	75.6276	.4479
6.0	3	4	-22.2522	15.2305	-11.8927	-.4481
7.0	4	5	-60.8809	35.1311	-25.9990	-1.1402
8.0	4	7	27.2434	22.5288	26.6153	-.0082
9.0	4	9	15.5990	12.8827	15.2226	-.0049
10.0	5	6	39.9325	29.3676	35.3574	-.0600
11.0	6	11	7.7071	4.8728	6.0289	-.0220
12.0	6	12	9.3850	7.0377	8.4455	-.0123
13.0	6	13	20.0024	14.8247	17.8250	-.0286
14.0	7	8	.0030	.0034	.0038	.0000
15.0	7	9	26.6311	21.6996	25.6943	-.0123
16.0	9	10	6.2837	5.8838	6.8263	.0071

17.0	9	14	9.5597	8.0756	9.5096	-.0007
18.0	10	11	-1.6580	.8053	-.5566	-.0291
19.0	12	13	1.1461	.7329	.9048	-.0032
20.0	13	14	3.6936	2.2007	2.7547	-.0123

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	F.D
1.0	1	2	157.9430	219.0896	242.7810	10.8136	1.1134
3.0	2	3	72.7134	76.2634	87.1704	14.3018	.1897
4.0	2	4	56.0495	72.8438	81.2513	11.5417	.3307
14.0	7	8	.0030	.0034	.0038	13.2092	.0000

CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 2 -- 3

## ANALISIS DE FACTORES DE DISTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	F.D
1.0	1	2	157.9430	126.8730	150.5644	-.1015
2.0	1	5	76.2002	84.6241	96.0542	.2730
3.0	2	3	72.7134	10.9070	.0000	-1.0000
4.0	2	4	56.0495	84.2262	92.6337	.5031
5.0	2	5	41.4939	62.0419	68.2660	.3682
6.0	3	4	-22.2522	97.7914	-94.4536	-1.6050
7.0	4	5	-60.8809	109.0412	-99.9091	-2.2113
8.0	4	7	27.2434	20.7049	24.7914	-.0337
9.0	4	9	15.5990	11.8490	14.1888	-.0194
10.0	5	6	39.9325	35.2942	41.2841	.0186
11.0	6	11	7.7071	7.7625	8.9185	.0167
12.0	6	12	9.3850	7.9163	9.3240	-.0008
13.0	6	13	20.0024	17.1192	20.1196	.0016
14.0	7	8	.0030	.0028	.0032	.0000
15.0	7	9	26.6311	20.1274	24.1221	-.0345
16.0	9	10	6.2837	3.7148	4.6574	-.0224
17.0	9	14	9.5597	6.8319	8.2659	-.0178
18.0	10	11	-1.6580	3.2066	-2.9579	-.0635
19.0	12	13	1.1461	1.1009	1.2728	.0017
20.0	13	14	3.6936	3.8847	4.4388	.0102

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	F.D
2.0	1	5	76.2002	84.6241	96.0542	13.5068	.2730
5.0	2	5	41.4939	62.0419	68.2660	10.0321	.3682
11.0	6	11	7.7071	7.7625	8.9185	14.8931	.0167
20.0	13	14	3.6936	3.8847	4.4388	14.2621	.0102

CONTINGENCIAS MULTIPLES DE LAS LINEAS: 1 -- 5\*\*\*\*\* 2 -- 2

## ANALISIS DE FACTORES DE DISTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	F.D
1.0	1	2	157.9430	224.1729	247.8643	1.1801
2.0	1	5	76.2002	11.4300	.0000	-1.0000
3.0	2	3	72.7134	70.0263	80.9333	.1079
4.0	2	4	56.0495	71.4538	79.8612	.3125
5.0	2	5	41.4939	68.3001	74.5241	.4335
6.0	3	4	-22.2522	12.5288	-9.1910	-.4126
7.0	4	5	-60.8809	33.5062	-24.3741	-1.1188
8.0	4	7	27.2434	21.2176	25.3041	-.0254
9.0	4	9	15.5990	12.1070	14.4469	-.0151
10.0	5	6	39.9325	27.4451	33.4350	-.0853
11.0	6	11	7.7071	4.8160	5.9720	-.0228
12.0	6	12	9.3850	6.9046	8.3123	-.0141
13.0	6	13	20.0024	14.6248	17.6252	-.0312
14.0	7	8	.0030	.0211	-.0206	-.0003
15.0	7	9	26.6311	20.3218	24.3165	-.0304
16.0	9	10	6.2837	5.7342	6.6768	.0052
17.0	9	14	9.5597	7.8542	9.2881	-.0036
18.0	10	11	-1.6580	.6794	-.4307	-.0274
19.0	12	13	1.1461	.7269	.8988	-.0032
20.0	13	14	3.6936	2.0547	2.6087	-.0142

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	F.D
1.0	1	2	157.9430	224.1729	247.8643	10.5684	1.1801
4.0	2	4	56.0495	71.4538	79.8612	11.7663	.3125

CONTINGENCIAS MULTIPLES DE LAS LINEAS: 4 -- 3\*\*\*\*\* 4 -- 5

## ANALISIS DE FACTORES DE DISTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	F.D
1.0	1	2	157.9430	157.9946	181.6861	-1.0670
2.0	1	5	76.2002	45.5165	56.9465	.8653
3.0	2	3	72.7134	86.1043	97.0113	-1.0919
4.0	2	4	56.0495	74.0787	82.4861	-1.1880
5.0	2	5	41.4939	4.0425	10.2666	1.4033
6.0	3	4	-22.2522	3.3378	.0000	1.0000
7.0	4	5	-60.8809	9.1321	.0000	2.7359
8.0	4	7	27.2434	13.9211	18.0076	.4150
9.0	4	9	15.5990	7.9704	10.3102	.2377
10.0	5	6	39.9325	47.6362	53.6261	-.6154
11.0	6	11	7.7071	14.7383	15.8944	-.3679
12.0	6	12	9.3850	9.1730	10.5807	-.0537

13.0	6	13	20.0024	21.2838	24.2841	-.1924
14.0	7	8	.0030	.0008	-.0004	.0002
15.0	7	9	26.6311	13.6975	17.6922	.4017
16.0	9	10	6.2837	2.3221	-1.3796	.3444
17.0	9	14	9.5597	2.7798	4.2138	.2402
18.0	10	11	-1.6580	9.3059	-9.0572	.4815
19.0	12	13	1.1461	2.2144	2.3863	-.0557
20.0	13	14	3.6936	8.1816	8.7357	-.2266

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	F.D
1.0	1	2	157.9430	157.9946	181.6861	14.9951	-1.0670
3.0	2	3	72.7134	86.1043	97.0113	12.6672	-1.0919
4.0	2	4	56.0495	74.0787	82.4861	11.3493	-1.1880
10.0	5	6	39.9325	47.6362	53.6261	12.5742	-.6154
13.0	6	13	20.0024	21.2838	24.2841	14.0969	-.1924

## INDICES DE CONTRIBUCION

\*\*\*\*\*

CALCULO DE INDICES DE CONTRIBUCION  
PARA  
ANALISIS DE CONTINGENCIAS

\*\*\*\*\*

\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA \*\*\*\*  
LOS RESULTADOS ESTAN EN P.U Y EN MW

## VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	2.351	.54854	.000	.000
2	1.01556	-.0820	.400	.00000	.217	.127
3	1.01000	-.2325	.000	.68620	.942	.190
4	.96793	-.1760	.000	.00000	.478	.039
5	.97509	-.1484	.000	.00000	.076	.016
6	.91523	-.2665	.000	.00000	.112	.075
7	.92631	-.2431	.000	.00000	.000	.000
8	.92622	-.2431	.000	.00000	.000	.000
9	.90577	-.2806	.000	.00000	.295	.166
10	.89891	-.2854	.000	.00000	.090	.058
11	.90328	-.2818	.000	.00000	.035	.018
12	.89871	-.2933	.000	.00000	.061	.016
13	.89309	-.2928	.000	.00000	.135	.058
14	.87841	-.3083	.000	.00000	.149	.050

## FLUJOS DE POTENCIA:

BUS i      BUS j    POT.REAL (P)    POT.REACTIVA (Q)

1	2	159.930100	30.368630
1	5	75.131850	24.485350
2	3	75.518690	-11.469330
2	4	56.096300	9.481060
2	5	41.507030	9.548615
3	4	-19.248950	31.533300
4	5	-60.661380	3.033165
4	7	28.729880	20.230150
4	9	16.461250	11.679680
5	6	41.727850	25.626880
6	11	7.325339	2.048680
6	12	9.354029	1.531737
6	13	19.460990	5.888325
7	8	-.000014	.047248
7	9	28.639070	17.828770
9	10	6.459591	4.930494
9	14	10.242840	4.463990
10	11	-2.022525	-1.177441
12	13	1.157095	1.247579
13	14	4.319086	1.673638

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA :

DE POTENCIA ACTIVA= 15.480310  
DE POTENCIA REACTIVA= -38.414220

CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 2

\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA \*\*\*\*  
LOS RESULTADOS ESTAN EN P.U Y EN MW

VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	2.634	.91873	.000	.000
2	.92152	-.6930	.400	.00000	.217	.127
3	1.01000	-.8234	.000	1.64632	.942	.190
4	.89159	-.6861	.000	.00000	.478	.039
5	.88546	-.6084	.000	.00000	.076	.016
6	.82306	-.7583	.000	.00000	.112	.075
7	.84201	-.7554	.000	.00000	.000	.000
8	.84179	-.7554	.000	.00000	.000	.000
9	.81699	-.7948	.000	.00000	.295	.166
10	.80868	-.7967	.000	.00000	.090	.058
11	.81183	-.7838	.000	.00000	.035	.018
12	.80649	-.7895	.000	.00000	.061	.016
13	.80023	-.7909	.000	.00000	.135	.058
14	.78649	-.8203	.000	.00000	.149	.050

FLUJOS DE POTENCIA:

BUS i      BUS j    POT.REAL (P)    POT.REACTIVA (Q)

1	5	263.430700	91.873310
2	3	49.493990	-50.806300
2	4	1.739612	13.488560
2	5	-29.677530	29.066750
3	4	-37.034840	87.623010
4	5	-126.873900	58.364550
4	7	24.875170	22.002370
4	9	14.210170	12.732060
5	6	43.188450	25.167770
6	11	8.827969	.540625
6	12	8.702233	1.275998
6	13	19.033590	5.024769
7	8	-.000003	.108296
7	9	24.610960	19.633200
9	10	3.995407	6.537665
9	14	8.538721	5.280139
10	11	-4.214442	.503784
12	13	1.463232	.907254
13	14	5.562882	.505249

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	5	263.430700
2	3	49.493990
2	4	1.739612
2	5	-29.677530
3	4	-37.034840
4	5	-126.873900
4	7	24.875170
4	9	14.210170
5	6	43.188450
6	11	8.827969
6	12	8.702233
6	13	19.033590
7	8	-.000003
7	9	24.610960
9	10	3.995407
9	14	8.538721
10	11	-4.214442
12	13	1.463232
13	14	5.562882

CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 5

\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA \*\*\*\*  
 LOS RESULTADOS ESTAN EN P.U Y EN MW

## VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	2.453	.52906	.000	.000
2	.99209	-.1281	.400	.00000	.217	.127
3	1.01000	-.3190	.000	1.05751	.942	.190
4	.92539	-.2756	.000	.00000	.478	.039
5	.92135	-.2610	.000	.00000	.076	.016

6	.86062	-.3858	.000	.00000	.112	.075
7	.87962	-.3518	.000	.00000	.000	.000
8	.87939	-.3518	.000	.00000	.000	.000
9	.85710	-.3949	.000	.00000	.295	.166
10	.84897	-.4013	.000	.00000	.090	.058
11	.85111	-.3995	.000	.00000	.035	.018
12	.84412	-.4141	.000	.00000	.061	.016
13	.83895	-.4136	.000	.00000	.135	.058
14	.82672	-.4286	.000	.00000	.149	.050

## FLUJOS DE POTENCIA:

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	245.276800	52.905570
2	3	90.972680	-23.526900
2	4	81.874950	14.361880
2	5	76.247490	18.356110
3	4	-3.405193	50.049100
4	5	-24.180710	16.213210
4	7	29.642560	21.383070
4	9	16.972230	12.375910
5	6	39.151450	24.648280
6	11	5.739262	1.409039
6	12	8.743813	1.463316
6	13	18.144920	5.315567
7	8	-.000011	.117222
7	9	29.507390	18.644570
9	10	7.562528	5.413667
9	14	10.998740	4.608881
10	11	-.900968	-.557543
12	13	1.014771	1.061099
13	14	3.574185	1.215171

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	2	245.276800
2	3	90.972680
2	4	81.874950
2	5	76.247490
3	4	-3.405193
4	5	-24.180710
4	7	29.642560
4	9	16.972230
5	6	39.151450
6	11	5.739262
6	12	8.743813
6	13	18.144920
7	8	-.000011
7	9	29.507390
9	10	7.562528
9	14	10.998740
10	11	-.900968
12	13	1.014771
13	14	3.574185

## CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 2 -- 3

\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA \*\*\*\*  
 LOS RESULTADOS ESTAN EN P.U Y EN MW

## VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	2.496	.64038	.000	.000
2	1.01307	-.0773	.400	.00000	.217	.127
3	1.01000	-.4619	.000	.96648	.942	.190
4	.95807	-.2451	.000	.00000	.478	.039
5	.96525	-.1959	.000	.00000	.076	.016
6	.90520	-.3222	.000	.00000	.112	.075
7	.91550	-.3095	.000	.00000	.000	.000
8	.91541	-.3095	.000	.00000	.000	.000
9	.89431	-.3456	.000	.00000	.295	.166
10	.88752	-.3488	.000	.00000	.090	.058
11	.89239	-.3414	.000	.00000	.035	.018
12	.88862	-.3498	.000	.00000	.061	.016
13	.88261	-.3499	.000	.00000	.135	.058
14	.86732	-.3703	.000	.00000	.149	.050

## FLUJOS DE POTENCIA:

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	153.010600	36.412600
1	5	96.638360	27.625000
2	4	94.632800	6.224689
2	5	69.495380	7.300161
3	4	-90.603970	77.647960
4	5	-102.161300	18.119780
4	7	26.988480	20.371270
4	9	15.458170	11.761840
5	6	43.667660	25.761170
6	11	8.664616	1.770888
6	12	9.408778	1.466254
6	13	19.978380	5.791140
7	8	-.000005	.047584
7	9	26.878470	18.127020
9	10	5.018620	5.301651
9	14	9.279555	4.652335
10	11	-3.399409	-.786857
12	13	1.347877	1.184264
13	14	5.168839	1.385865

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	2	153.010600
1	5	96.638360
2	4	94.632800
2	5	69.495380
3	4	-90.603970



4	5	-102.161300
4	7	26.988480
4	9	15.458170
5	6	43.667660
6	11	8.664616
6	12	9.408778
6	13	19.978380
7	8	-.000005
7	9	26.878470
9	10	5.018620
9	14	9.279555
10	11	-3.399409
12	13	1.347877
13	14	5.168839

CONTINGENCIAS MULTIPLES DE LAS LINEAS: 1 -- 5\*\*\*\*\* 2 -- 2

\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA \*\*\*\*  
LOS RESULTADOS ESTAN EN P.U Y EN MW

VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	2.570	1.79924	.000	.000
2	.91754	-.1202	.400	.00000	.217	.127
3	.80629	-.3196	.000	.00000	.942	.190
4	.79801	-.2876	.000	.00000	.478	.039
5	.80214	-.2717	.000	.00000	.076	.016
6	.72520	-.4261	.000	.00000	.112	.075
7	.74444	-.3814	.000	.00000	.000	.000
8	.74386	-.3814	.000	.00000	.000	.000
9	.71761	-.4352	.000	.00000	.295	.166
10	.70885	-.4435	.000	.00000	.090	.058
11	.71292	-.4409	.000	.00000	.035	.018
12	.70737	-.4592	.000	.00000	.061	.016
13	.70103	-.4594	.000	.00000	.135	.058
14	.68577	-.4803	.000	.00000	.149	.050

FLUJOS DE POTENCIA:

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
1	2	257.009400	179.924100
2	3	83.331770	37.345550
2	4	82.630440	39.201170
2	5	77.146060	39.047070
3	4	-9.050345	6.517973
4	5	-24.138420	-.391858
4	7	26.602830	21.689040
4	9	15.142100	12.654390
5	6	35.503220	27.233640
6	11	4.864782	2.183851
6	12	7.398088	1.610100
6	13	15.836540	5.633231
7	8	-.000007	.244670
7	9	26.120980	18.857840
9	10	6.835055	4.894605

9	14	10.045680	3.914096
10	11	-1.131663	-1.019747
12	13	1.141265	.984066
13	14	3.553689	1.358158

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	2	257.009400
2	3	83.331770
2	4	82.630440
2	5	77.146060
3	4	-9.050345
4	5	-24.138420
4	7	26.602830
4	9	15.142100
5	6	35.503220
6	11	4.864782
6	12	7.398088
6	13	15.836540
7	8	-.000007
7	9	26.120980
9	10	6.835055
9	14	10.045680
10	11	-1.131663
12	13	1.141265

CONTINGENCIAS MULTIPLES DE LAS LINEAS: 4 -- 5\*\*\*\*\* 4 -- 3

\*\*\*\* RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA \*\*\*\*  
 LOS RESULTADOS ESTAN EN P.U Y EN MW

## VOLTAJES Y POTENCIAS EN CADA NODO

BUS	MAGNITUD	ANGULO	MW-GEN	MVAR-GEN	MW-CARGA	MVAR-CARGA
1	1.06000	.0000	2.410	.87323	.000	.000
2	.99654	-.0926	.400	.00000	.217	.127
3	1.01000	-.2948	.000	.56025	.942	.190
4	.88231	-.2374	.000	.00000	.478	.039
5	.96880	-.1051	.000	.00000	.076	.016
6	.88216	-.2669	.000	.00000	.112	.075
7	.84783	-.2925	.000	.00000	.000	.000
8	.84752	-.2925	.000	.00000	.000	.000
9	.83045	-.3232	.000	.00000	.295	.166
10	.82965	-.3207	.000	.00000	.090	.058
11	.85052	-.2993	.000	.00000	.035	.018
12	.86297	-.2987	.000	.00000	.061	.016
13	.85236	-.2999	.000	.00000	.135	.058
14	.81721	-.3385	.000	.00000	.149	.050

## FLUJOS DE POTENCIA:

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)	POT.REACTIVA (Q)
-------	-------	--------------	------------------

1	2	184.898800	57.797440
1	5	56.120720	29.525920
2	3	97.488710	-21.726120
2	4	85.689140	39.687560
2	5	11.004420	10.652350
4	7	19.683320	15.089300
4	9	11.278210	8.711116
5	6	54.642560	37.733610
6	11	15.473210	6.841670
6	12	10.313490	1.815022
6	13	23.377660	8.625476
7	8	-.000003	.151274
7	9	19.620530	13.698450
9	10	-1.506893	1.351237
9	14	4.722304	1.877333
10	11	-9.869680	-4.714702
12	13	2.475329	1.843917
13	14	9.688265	4.000492

## CASO BAJO CONTINGENCIA

BUS i	BUS j	POT.REAL (P)
1	2	184.898800
1	5	56.120720
2	3	97.488710
2	4	85.689140
2	5	11.004420
4	7	19.683320
4	9	11.278210
5	6	54.642560
6	11	15.473210
6	12	10.313490
6	13	23.377660
7	8	-.000003
7	9	19.620530
9	10	-1.506893
9	14	4.722304
10	11	-9.869680
12	13	2.475329
13	14	9.688265

CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 2

## ANALISIS DE FACTORES DE CONTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	Plmw
1.0	1	2	159.9303	23.9895	.0000	.0000
2.0	1	5	75.1319	252.1614	263.4312	1.4134
3.0	2	3	75.5187	38.1662	49.4940	.0748
4.0	2	4	56.0964	6.6748	1.7397	.0001
5.0	2	5	41.5071	35.9036	-29.6775	.0448
6.0	3	4	-19.2489	39.9220	-37.0347	.0838
7.0	4	5	-60.6614	135.9734	-126.8742	1.1474
8.0	4	7	28.7299	20.5657	24.8752	.0504

9.0	4	9	16.4613	11.7410	14.2102	.0185
10.0	5	6	41.7279	36.9293	43.1885	.1899
11.0	6	11	7.3253	7.7292	8.8280	.0087
12.0	6	12	9.3541	7.2991	8.7022	.0093
13.0	6	13	19.4610	16.1144	19.0336	.0480
14.0	7	8	.0000	.0000	.0000	.0000
15.0	7	9	28.6390	20.3151	24.6110	.0925
16.0	9	10	6.4596	3.0264	3.9953	.0026
17.0	9	14	10.2429	7.0023	8.5387	.0126
18.0	10	11	-2.0225	4.5178	-4.2145	.0033
19.0	12	13	1.1571	1.2897	1.4632	.0004
20.0	13	14	4.3190	4.9150	5.5629	.0063

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	Plmw
11.0	6	11	7.3253	7.7292	8.8280	14.2162	.0087
19.0	12	13	1.1571	1.2897	1.4632	13.4577	.0004
20.0	13	14	4.3190	4.9150	5.5629	13.1811	.0063

CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 1 -- 5

## ANALISIS DE FACTORES DE CONTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	Plmw
1.0	1	2	159.9303	221.2872	245.2768	.6126
2.0	1	5	75.1319	11.2698	.0000	.0000
3.0	2	3	75.5187	79.6449	90.9727	.2528
4.0	2	4	56.0964	73.4605	81.8749	.2731
5.0	2	5	41.5071	70.0214	76.2475	.2960
6.0	3	4	-19.2489	6.2925	-3.4052	.0007
7.0	4	5	-60.6614	33.2798	-24.1806	.0417
8.0	4	7	28.7299	25.3331	29.6425	.0716
9.0	4	9	16.4613	14.5030	16.9722	.0264
10.0	5	6	41.7279	32.8922	39.1514	.1561
11.0	6	11	7.3253	4.6405	5.7393	.0037
12.0	6	12	9.3541	7.3407	8.7438	.0093
13.0	6	13	19.4610	15.2259	18.1450	.0436
14.0	7	8	.0000	.0000	.0000	.0000
15.0	7	9	28.6390	25.2116	29.5074	.1330
16.0	9	10	6.4596	6.5936	7.5625	.0093
17.0	9	14	10.2429	9.4623	10.9987	.0209
18.0	10	11	-2.0225	1.2044	-.9010	.0001
19.0	12	13	1.1571	.8412	1.0148	.0002
20.0	13	14	4.3190	2.9263	3.5742	.0026

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	Plmw
-------	---	---	----------	------------	-------------	------------	------

1.0	1	2	159.9303	221.2872	245.2768	10.8409	.0000
3.0	2	3	75.5187	79.6449	90.9727	14.2229	.0748
4.0	2	4	56.0964	73.4605	81.8749	11.4544	.0001
16.0	9	10	6.4596	6.5936	7.5625	14.6953	.0026

CONTINGENCIAS DE LA LINEA: 2 -- 3

## ANALISIS DE FACTORES DE CONTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	Plmw
1.0	1	2	159.9303	129.0211	153.0106	.2384
2.0	1	5	75.1319	85.3686	96.6384	.1902
3.0	2	3	75.5187	11.3278	.0000	.0000
4.0	2	4	56.0964	86.2183	94.6328	.3648
5.0	2	5	41.5071	63.2693	69.4954	.2459
6.0	3	4	-19.2489	93.4913	-90.6040	.5016
7.0	4	5	-60.6614	111.2604	-102.1612	.7440
8.0	4	7	28.7299	22.6790	26.9885	.0593
9.0	4	9	16.4613	12.9890	15.4582	.0219
10.0	5	6	41.7279	37.4085	43.6677	.1942
11.0	6	11	7.3253	7.5659	8.6647	.0084
12.0	6	12	9.3541	8.0057	9.4088	.0108
13.0	6	13	19.4610	17.0593	19.9785	.0528
14.0	7	8	.0000	.0000	.0000	.0000
15.0	7	9	28.6390	22.5827	26.8785	.1104
16.0	9	10	6.4596	4.0496	5.0186	.0041
17.0	9	14	10.2429	7.7431	9.2795	.0149
18.0	10	11	-2.0225	3.7028	-3.3994	.0021
19.0	12	13	1.1571	1.1744	1.3479	.0004
20.0	13	14	4.3190	4.5210	5.1689	.0054

\*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	Plmw
2.0	1	5	75.1319	85.3686	96.6384	13.2013	1.4134
11.0	6	11	7.3253	7.5659	8.6647	14.5230	.0087
19.0	12	13	1.1571	1.1744	1.3479	14.7793	.0004
20.0	13	14	4.3190	4.5210	5.1689	14.3299	.0063

CONTINGENCIAS MULTIPLES DE LAS LINEAS: 1 -- 5\*\*\*\*\* 2 -- 2

## ANALISIS DE FACTORES DE CONTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	Plmw
1.0	1	2	159.9303	233.0202	257.0098	.6726
2.0	1	5	75.1319	11.2698	.0000	.0000
3.0	2	3	75.5187	72.0039	83.3317	.2121

4.0	2	4	56.0964	74.2160	82.6304	.2781
5.0	2	5	41.5071	70.9200	77.1461	.3030
6.0	3	4	-19.2489	11.9376	-9.0503	.0050
7.0	4	5	-60.6614	33.2376	-24.1384	.0415
8.0	4	7	28.7299	22.2933	26.6028	.0577
9.0	4	9	16.4613	12.6729	15.1420	.0210
10.0	5	6	41.7279	29.2439	35.5031	.1284
11.0	6	11	7.3253	3.7660	4.8648	.0027
12.0	6	12	9.3541	5.9949	7.3981	.0067
13.0	6	13	19.4610	12.9174	15.8365	.0332
14.0	7	8	.0000	.0000	.0000	.0000
15.0	7	9	28.6390	21.8250	26.1208	.1042
16.0	9	10	6.4596	5.8661	6.8350	.0076
17.0	9	14	10.2429	8.5092	10.0456	.0175
18.0	10	11	-2.0225	1.4350	-1.1317	.0002
19.0	12	13	1.1571	.9677	1.1413	.0003
20.0	13	14	4.3190	2.9058	3.5537	.0026

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	Plmw
1.0	1	2	159.9303	233.0202	257.0098	10.2950	.6726
4.0	2	4	56.0964	74.2160	82.6304	11.3378	.2781

CONTINGENCIAS MULTIPLES DE LAS LINEAS: 4 -- 3\*\*\*\*\* 4 -- 5

## ANALISIS DE FACTORES DE CONTRIBUCION

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	Plmw
1.0	1	2	159.9303	160.9093	184.8988	.3481
2.0	1	5	75.1319	44.8510	56.1208	.0641
3.0	2	3	75.5187	86.1609	97.4887	.2903
4.0	2	4	56.0964	77.2747	85.6891	.2991
5.0	2	5	41.5071	4.7784	11.0044	.0062
6.0	3	4	-19.2489	2.8873	.0000	.0000
7.0	4	5	-60.6614	9.0992	.0000	.0000
8.0	4	7	28.7299	15.3738	19.6833	.0316
9.0	4	9	16.4613	8.8090	11.2782	.0117
10.0	5	6	41.7279	48.3834	54.6426	.3041
11.0	6	11	7.3253	14.3744	15.4732	.0268
12.0	6	12	9.3541	8.9104	10.3135	.0130
13.0	6	13	19.4610	20.4585	23.3776	.0723
14.0	7	8	.0000	.0000	.0000	.0000
15.0	7	9	28.6390	15.3247	19.6206	.0588
16.0	9	10	6.4596	2.4758	-1.5068	.0004
17.0	9	14	10.2429	3.1859	4.7223	.0039
18.0	10	11	-2.0225	10.1730	-9.8696	.0179
19.0	12	13	1.1571	2.3017	2.4753	.0012
20.0	13	14	4.3190	9.0404	9.6882	.0191

## \*\*\*\*\* VIOLACIONES \*\*\*\*\*

LINEA	i	j	POT.BASE	POT.LIMITE	POT.CONTING	%VIOLACION	Plmw
1.0	1	2	159.9303	160.9093	184.8988	14.9087	.3481
3.0	2	3	75.5187	86.1609	97.4887	13.1473	.2903
4.0	2	4	56.0964	77.2747	85.6891	10.8890	.2991
10.0	5	6	41.7279	48.3834	54.6426	12.9366	.3041
13.0	6	13	19.4610	20.4585	23.3776	14.2686	.0723
14.0	7	8	.0000	.0000	.0000	13.9896	.0000

## APENDICE E: DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

### E.1. Sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO”

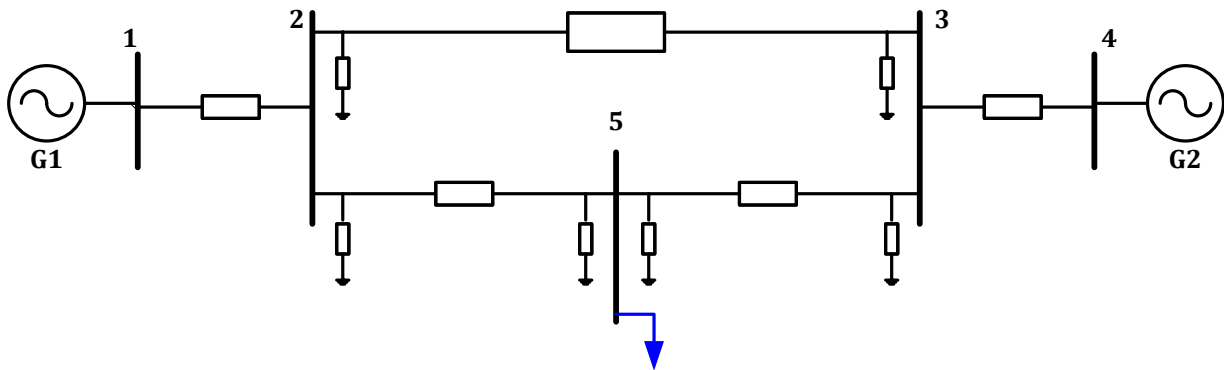


Fig. E.1.1 Sistema de prueba “GRAHAM ROGERS MODIFICADO”

Tabla E.1.1 Datos de la red

DATOS DE LA RED PARA EL SISTEMA ELECTRICO “GRAHAM ROGERS MODIFICADO”			
LINEA I A J	R	X	Y/2
1-2	0.0000	-0.04000	0.0000
2-3	0.0038	0.04786	0.65786
2-5	0.0019	0.02393	0.32893
3-4	0.0000	-0.04000	0.0000
5-3	0.0019	0.02393	0.32893



Tabla E.1.2 Datos de los elementos en derivación

<b>DATOS DE LOS ELEMENTOS EN DERIVACION DE SISTEMA ELECTRICO "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"</b>	
<b>BUS</b>	<b>SUCEPTANCIA</b>
2	0.04
3	0.04

Tabla E.1.3 Datos de los buses del sistema

<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA EL SISTEMA ELECTRICO "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"</b>						
<b>BUS</b>	<b>VOLTAJES INICIALES</b>		<b>GENERACION</b>		<b>CARGA</b>	
	<b>MAGNITUD</b>	<b>ANGULO</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>
1	1.0600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	1.0000	0.0000	0.0000	0.3350	0.0000	0.0000
5	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.2200	0.0240

\* Nodo Compensador

Tabla E.1.4 Datos de los buses de voltaje controlado

<b>DATOS DE LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO PARA EL SISTEMA ELECTRICO "GRAHAM ROGERS MODIFICADO"</b>			
<b>BUS</b>	<b>MAGNITUD</b>	<b>CAPACIDAD MINIMA</b>	<b>CAPACIDAD MAXIMA</b>
2	1.010	-40	50
3	1.010	-40	50

## E.2. Sistema de prueba “NEW ENGLAND”

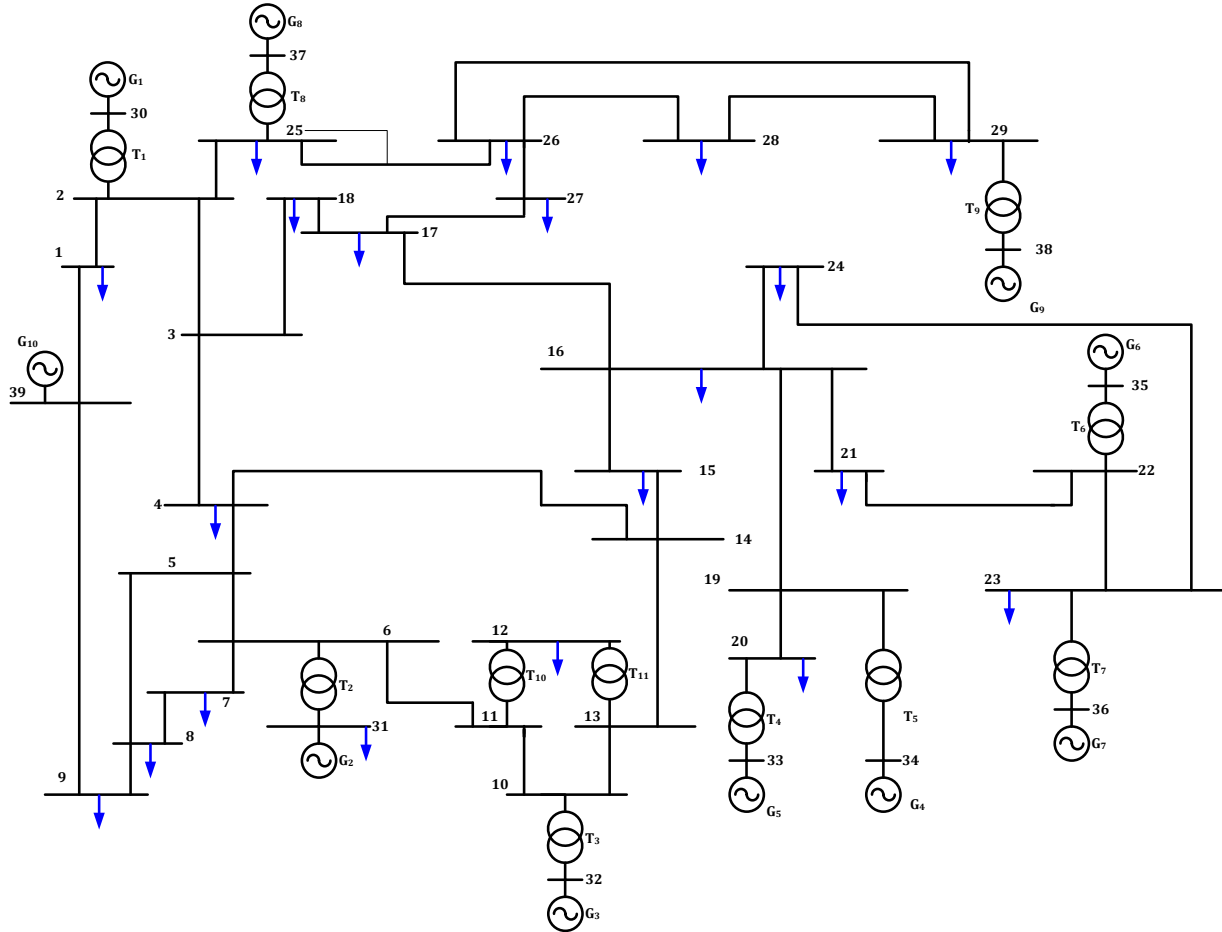


Fig. E.2.1 Sistema de prueba “NEW ENGLAND”

Tabla E.2.1 Datos de la red

DATOS DE LA RED PARA EL SISTEMA ELECTRICO “NEW ENGLAND”			
LINEA I A J	R	X	Y/2
1-2	0.0035	0.0411	0.6987
1-39	0.0010	0.0250	0.7500
2-3	0.0013	0.0151	0.2572

2-20	0.0000	0.0181	0.0000
2-25	0.0070	0.0086	0.1460
3-4	0.0013	0.0213	0.2214
3-18	0.0011	0.0133	0.2138
4-5	0.0008	0.0128	0.1342
4-14	0.0008	0.0129	0.1382
5-6	0.0002	0.0026	0.0434
5-8	0.0008	0.0112	0.1476
6-7	0.0006	0.0092	0.1130
6-11	0.0007	0.0082	0.1389
6-31	0.0000	0.0250	1.2000
7-8	0.0004	0.0043	0.0729
8-9	0.0004	0.0043	0.0729
9-39	0.0010	0.0250	1.2000
10-11	0.0004	0.0043	0.0729
10-13	0.0004	0.0043	0.0729
10-32	0.0000	0.0200	0.0000
12-11	0.0000	0.0435	0.0000
12-13	0.0000	0.0435	0.0000
13-14	0.0009	0.0094	0.1710
14-15	0.0007	0.0089	0.1342
15-16	0.0016	0.0195	0.3040
16-17	0.0008	0.0135	0.2548
16-19	0.0003	0.0059	0.0680
16-21	0.0007	0.0082	0.1319
16-24	0.0013	0.0173	0.3216
17-18	0.0000	0.0142	0.0000
17-27	0.0000	0.0180	0.0000
19-33	0.0000	0.0143	0.0000
20-34	0.0008	0.0140	0.2565
22-35	0.0006	0.0096	0.1846
21-22	0.0022	0.0350	0.3610
22-21	0.0000	0.0272	0.0000
23-24	0.0032	0.0323	0.5130
23-36	0.0000	0.0232	0.0000
25-26	0.0014	0.0147	0.2396

25-37	0.0043	0.0474	0.7802
26-27	0.0057	0.0625	1.0290
26-28	0.0014	0.0151	0.2490
26-29	0.0057	0.0625	1.0290
28-29	0.0014	0.0151	0.2490
29-38	0.0000	0.0158	0.0000

Tabla E.2.2 Datos de los buses del sistema

CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA EL SISTEMA ELECTRICO "NEW ENGLAND"						
BUS	VOLTAJES INICIALES		GENERACION		CARGA	
	MAGNITUD	ANGULO	MW	MVAR	MW	MVAR
1	1.0600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.2200	0.0240
3	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	5.0000	1.8400
4	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0920	0.0460
6	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.3380	0.8400
7	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	5.2200	1.7680
8	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
11	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0850	0.0880
12	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.2000	1.5300
15	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.2940	0.3230
16	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
17	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.5800	0.3000
18	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.7400	1.1500
19	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	6.8000	1.0300
21	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.7400	1.1500
22	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.4750	0.8460
24	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.0860	-0.9220
25	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.2400	0.4720

26	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.3900	0.1700
27	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.8100	0.7550
28	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.0600	0.2760
29	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.8350	0.2690
30	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	11.0400	2.5000
31	1.0000	0.0000	2.5000	1.3780	0.0000	0.0000
32	1.0000	0.0000	5.5900	2.0140	0.0000	0.0000
33	1.0000	0.0000	6.5000	2.0410	0.0000	0.0000
34	1.0000	0.0000	6.3200	1.1700	0.0000	0.0000
35	1.0000	0.0000	5.0800	1.6720	0.0000	0.0000
36	1.0000	0.0000	6.5000	2.0230	0.0000	0.0000
37	1.0000	0.0000	5.6000	1.0440	0.0000	0.0000
38	1.0000	0.0000	5.4000	0.0500	0.0000	0.0000
39	1.0000	0.0000	8.3000	0.3000	0.0000	0.0000

\* Nodo Compensador

Tabla E.2.3 Datos de los buses de voltaje controlado

<b>DATOS DE LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO PARA EL SISTEMA ELECTRICO "NEW ENGLAND"</b>			
<b>BUS</b>	<b>MAGNITUD</b>	<b>CAPACIDAD MINIMA</b>	<b>CAPACIDAD MAXIMA</b>
1	1.0600	-40	50
2	1.0502	-40	50
3	1.0318	0	40
4	1.0045	-40	50
5	1.0052	-40	50
6	1.0075	-6	24
7	0.9968	-40	50
8	0.9968	-6	24
9	1.0281	-40	50
10	1.0174	-40	50

### E.3. Sistema de prueba “IEEE-14 BUSES”

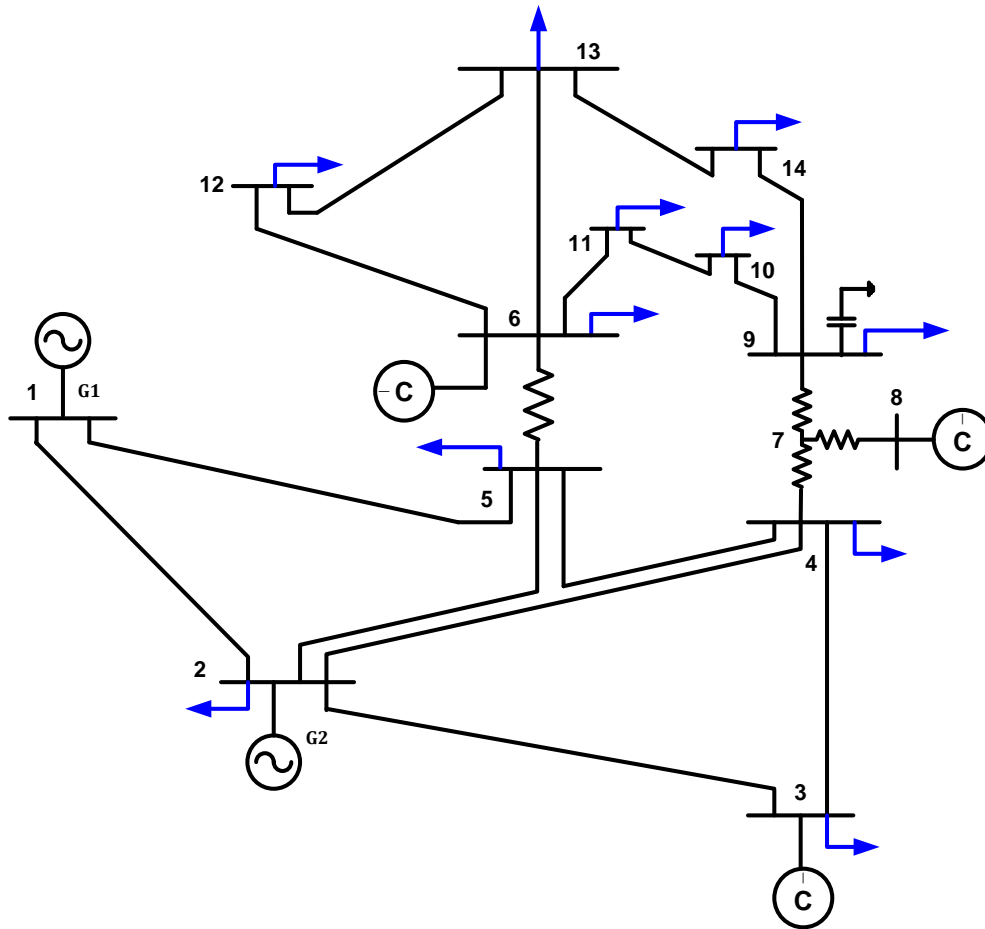


Fig. E.3.1 Sistema de prueba “IEEE-14 BUSES”

Tabla E.3.1 Datos de la red

DATOS DE LA RED PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO “IEEE-14 BUSES”			
LÍNEA I A J	R	X	Y/2
1-2	0.01938	0.05917	0.0264
1-5	0.05403	0.22304	0.0246
2-3	0.04699	0.19797	0.0219

2-4	0.05811	0.17632	0.0187
2-5	0.05695	0.17388	0.0170
3-4	0.06701	0.17103	0.0173
4-5	0.01335	0.04211	0.0064
4-7	0.00000	0.20912	0.00000
4-9	0.00000	0.55618	0.00000
5-6	0.00000	0.25202	0.00000
6-11	0.09498	0.19890	0.00000
6-12	0.12291	0.25581	0.00000
6-13	0.06615	0.13027	0.00000
7-8	0.00000	0.17615	0.00000
7-9	0.00000	0.11001	0.00000
9-10	0.03181	0.08450	0.00000
9-14	0.12711	0.27038	0.00000
10-11	0.08205	0.19207	0.00000
12-13	0.22092	0.19988	0.00000
13-14	0.17093	0.34802	0.00000

Tabla E.3.2 Datos de los elementos en derivación

<b>DATOS DE LOS ELEMENTOS EN DERIVACION DE SISTEMA ELECTRICO "IEEE-14 BUSES"</b>	
<b>BUS</b>	<b>SUCEPTANCIA</b>
9	0.19

Tabla E.3.3 Datos de los buses del sistema

<b>CONDICIONES DE OPERACION PARA EL SISTEMA ELECTRICO "IEEE-14 BUSES"</b>						
<b>BUS</b>	<b>VOLTAJES INICIALES</b>		<b>GENERACION</b>		<b>CARGA</b>	
	<b>MAGNITUD</b>	<b>ANGULO</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>
1	1.0600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.0000	0.0000	0.4000	0.0000	0.2170	0.1270
3	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.9420	0.1900
4	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.4780	0.0390
5	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0760	0.0160

6	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1120	0.0750
7	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2950	0.1660
10	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0900	0.0580
11	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0350	0.0180
12	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0610	0.0160
13	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1350	0.0580
14	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1490	0.0500

\* Nodo Compensador

Tabla E.3.4 Datos de los buses de voltaje controlado

<b>DATOS DE LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO PARA EL SISTEMA ELECTRICO</b>			
<b>"IEEE-14 BUSES"</b>			
<b>BUS</b>	<b>MAGNITUD</b>	<b>CAPACIDAD MINIMA</b>	<b>CAPACIDAD MAXIMA</b>
2	1.045	-40	50
3	1.010	0	40
6	1.070	-6	24
8	1.090	-6	24



## E.4. Sistema de prueba “IEEE-30 BUSES”

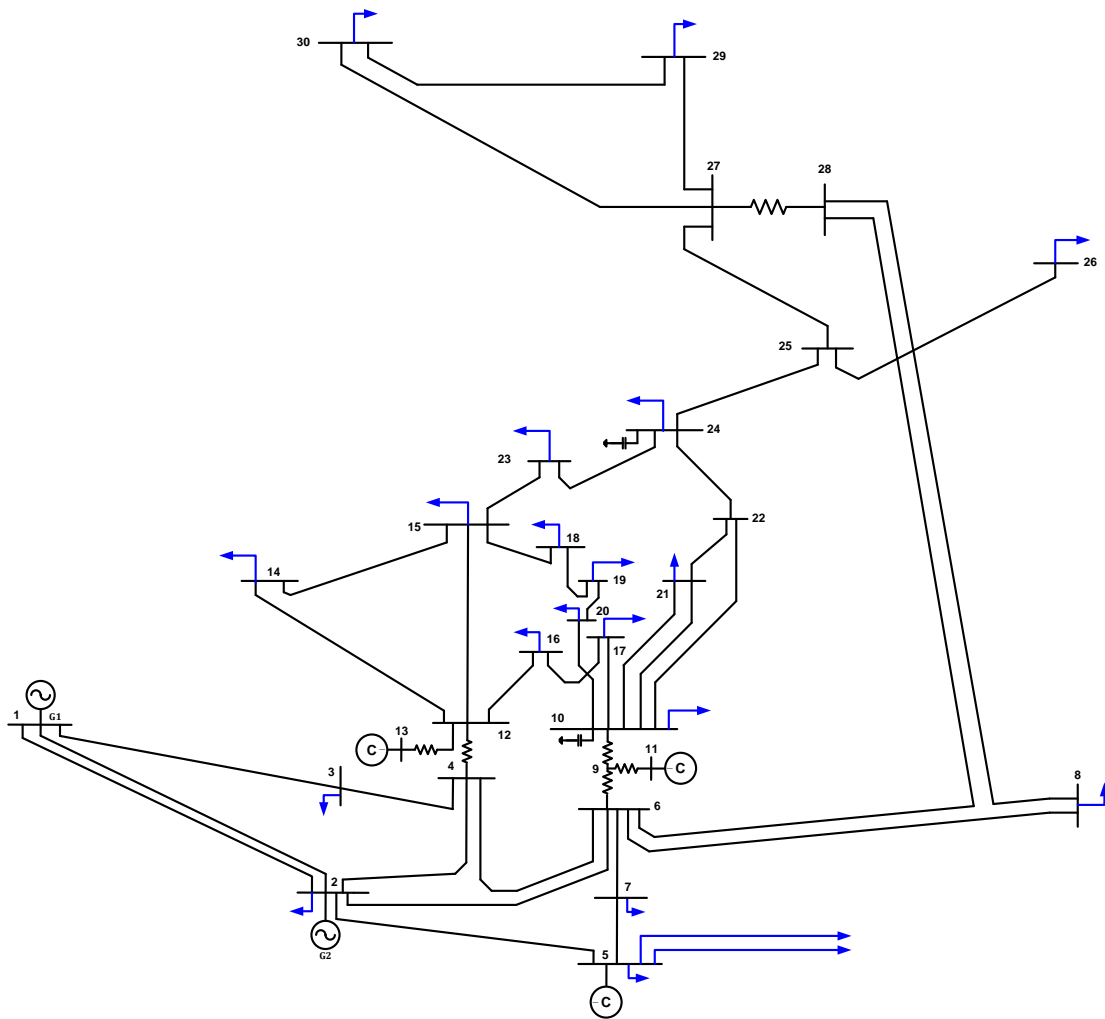


Fig. E.3.2 Sistema de prueba “IEEE-30 BUSES”

Tabla E.4.1 Datos de la red

DATOS DE LA RED PARA EL SISTEMA ELECTRICO “IEEE-30 BUSES”			
LINEA I A J	R	X	Y/2
1-2	0.0192	0.0575	0.0264
1-3	0.0452	0.1852	0.0204
2-4	0.0570	0.1737	0.0184

2-5	0.0472	0.1983	0.0209
2-6	0.0581	0.1763	0.0187
3-4	0.0132	0.0379	0.0042
4-6	0.0119	0.0414	0.0045
4-12	0.0000	0.2560	0.0000
5-7	0.0460	0.1160	0.0102
6-7	0.0267	0.0820	0.0085
6-8	0.0120	0.0420	0.0045
6-9	0.0000	0.2080	0.0000
6-10	0.0000	0.5560	0.0000
6-28	0.0169	0.0599	0.0065
8-28	0.0636	0.2000	0.0214
9-11	0.0000	0.2080	0.0000
9-10	0.0000	0.1100	0.0000
10-20	0.0936	0.2090	0.0000
10-17	0.0324	0.0845	0.0000
10.21	0.0348	0.0749	0.0000
10-22	0.0348	0.0749	0.0000
12-13	0.0727	0.1499	0.0000
12-14	0.0000	0.1400	0.0000
12-15	0.1231	0.2559	0.0000
12-16	0.0662	0.1304	0.0000
14-15	0.0945	0.1987	0.0000
15-18	0.2210	0.1997	0.0000
15-23	0.1070	0.2185	0.0000
16-17	0.1000	0.2020	0.0000
18-19	0.0824	0.1923	0.0000
19-20	0.0639	0.1292	0.0000
21-22	0.0340	0.0680	0.0000
22-24	0.0116	0.0236	0.0000
23-24	0.1150	0.1790	0.0000
24-25	0.1320	0.2700	0.0000
25-26	0.1885	0.3292	0.0000
25-27	0.2544	0.3800	0.0000
27-28	0.1093	0.2087	0.0000
27-29	0.0000	0.3960	0.0000

27-30	0.3202	0.6027	0.0000
29-30	0.2399	0.4533	0.0000

Tabla E.4.2 Datos de los elementos en derivación

DATOS DE LOS ELEMENTOS EN DERIVACION DE SISTEMA ELECTRICO "IEEE-30 BUSES"	
BUS	SUCEPTANCIA
10	0.19
24	0.043

Tabla E.4.3 Datos de los buses del sistema

CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA EL SISTEMA ELECTRICO "IEEE-30 BUSES"						
BUS	VOLTAJES INICIALES		GENERACION		CARGA	
	MAGNITUD	ANGULO	MW	MVAR	MW	MVAR
1	1.0600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.0000	0.0000	0.4000	0.0000	0.2170	0.1270
3	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0240	0.0120
4	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0760	0.0160
5	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.9420	0.1900
6	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2280	0.1090
8	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3000	0.3000
9	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0580	0.0200
11	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1120	0.0750
13	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0620	0.0160
15	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0820	0.0250
16	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0350	0.0180
17	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0900	0.0580
18	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0320	0.0090
19	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0950	0.0340
20	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0220	0.0070
21	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1750	0.1120

22	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
23	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
24	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0870	0.0670
25	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
26	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0350	0.0230
27	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
28	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
29	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0240	0.0090
30	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1060	0.0190

\* Nodo Compensador

Tabla E.4.4 Datos de los buses de voltaje controlado

<b>DATOS DE LOS BUSES DE VOLTAJE CONTROLADO PARA EL SISTEMA ELECTRICO</b>			
<b>"IEEE-30 BUSES"</b>			
<b>BUS</b>	<b>MAGNITUD</b>	<b>CAPACIDAD MINIMA</b>	<b>CAPACIDAD MAXIMA</b>
2	1.0450	-40	50
5	1.0100	-40	40
8	1.0100	-10	40
11	1.0820	-6	24
13	1.0710	-6	24