

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Análisis Estático de Estabilidad de Voltaje Aplicado al Sistema
Nacional Interconectado”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización Potencia

Presentada por:

Adriano Alcívar Araujo
Dalton Maridueña Franco
Christian Larrosa Almendares

GUAYAQUIL-ECUADOR

Año: 2007

AGRADECIMIENTO.

A Dios por darnos sabiduría en esta etapa de nuestra vida, Dr. Cristóbal Mera, director de este proyecto, y demás investigadores del tema, por su gran colaboración para la realización de este trabajo

DEDICATORIA.

A Dios; por estar con nosotros siempre, y ser nuestra fortaleza y escudo.

A nuestros padres que siempre nos transmitieron confianza y apoyo para superar todo obstáculo en la vida, y con su ejemplo nos enseñaron que todo sacrificio tiene su recompensa, a ustedes nuestro eterno agradecimiento.

DECLARACIÓN EXPRESA.

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITOTAL”

(Reglamentación de Graduación de la ESPOL).

Adriano Alcívar Araujo.

Dalton Maridueña Franco.

Christian Larrosa Almendares.

TRIBUNAL DE GRADUACION.

Ing. Hernán Gutiérrez.
Subdecano (e) de la FIEC
Presidente.

Dr. Cristóbal Mera Gencón.
Director de tesis.

Ing. José Layana Chancay.
Vocal Principal.

Ing. Otto Alvarado Moreno
Vocal Principal.

RESUMEN.

El presente proyecto trata sobre el análisis estático (uso de ecuaciones algebraicas) de estabilidad de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia. El objetivo de este trabajo es aplicar el análisis estático de voltaje al sistema nacional interconectado ecuatoriano (SNI), dado que se han observado problemas de inestabilidad de voltaje en grandes y pequeños sistemas de potencia alrededor del mundo, con mayor incidencia en Japón, Francia, Uruguay, Brasil, EE.UU., etc. Siendo este tema de estudio una problemática de mucha importancia en la operación de los sistemas de potencia desde hace dos décadas.

Durante los últimos años, el restringido crecimiento de sistemas de transmisión eléctricos y el aumento de la demanda de potencia, han obligado a los ingenieros a operar a las redes de potencia muy cerca de sus límites de funcionamiento. Este aprovechamiento económico de sacar el mayor rendimiento en la operación de los sistemas eléctricos ha creado problemas de operación, uno de los cuales es la estabilidad de voltaje. La problemática de la estabilidad de voltaje, involucra básicamente los incrementos de la carga, flujo de potencia reactiva y severos disturbios en el sistema. Cuando

los incrementos de carga se presentan como una operación normal del sistema, los voltajes varían aumentando o disminuyendo en su magnitud, esto normalmente es controlado por los sistemas automáticos de control que poseen los diferentes equipos en un sistema potencia. Sin embargo, si estos incrementos se presentaren de una manera descontrolada, es decir aumentos en la carga acompañados normalmente de severas contingencias, o la salida de importantes fuentes de potencia reactiva, esto podría llevar a un estado inestable en los voltajes del sistema. Este fenómeno es conocido en el campo de la ingeniería eléctrica como “colapso de voltaje”.

En este trabajo comenzaremos analizando los conceptos básicos de este fenómeno, estos conceptos son puramente físicos sin ecuaciones matemáticas complejas. Luego analizaremos brevemente los aspectos del sistema de transmisión, debido a que los límites de transferencia de potencia establecen el problema de la estabilidad de voltaje. También analizaremos las características de la generación, ya que es indispensable entender que tanto afectan los límites de los generadores en la máxima transferencia de potencia y en el control de voltaje. Otro aspecto importante a considerar es la característica de la carga en el cual se estudiará su incidencia en la inestabilidad de voltaje. A continuación, un último punto teórico a analizar, se refiere a la cuantificación de la proximidad al colapso de voltaje utilizando

métodos de análisis como: método directo, flujo de potencia continuo y el análisis modal.

Por último como una pequeña introducción al análisis de un sistema de potencia, simularemos un sistema de prueba de 10 barras para finalmente enfocar la teoría y los métodos propuestos en este proyecto en el análisis del SNI, identificando así elementos vulnerables propensos a una inestabilidad de voltaje.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS.....	XVI
SIMBOLOGÍA.....	XVIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1.	
1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.	
1.1 Estabilidad y colapso de voltaje	2
1.2 Clasificación de la estabilidad de voltaje	8
1.3 Colapsos de voltaje alrededor del mundo	13
1.4 Potencia reactiva, cambios en el sistema y colapso de voltaje	17
1.5 Eventos en cascada y el colapso de voltaje	19
1.6 Bifurcación punto-silla	19
1.7 Escenario de inestabilidad de voltaje	20
1.7.1 Período a corto plazo	20
1.7.2 Período a largo plazo	22

1.8 Simples ilustraciones de los mecanismos de inestabilidad	23
--	----

CAPÍTULO 2.

2. SISTEMA DE TRANSMISION

2.1 Sistema de barra infinita con carga única	27
2.2 Máxima transferencia de potencia.....	29
2.2.1 Potencia máxima sin restricciones	30
2.2.2 Potencia máxima bajo un factor de potencia de carga dado	33
2.2.3 Sistema de transmisión sin pérdidas	35
2.2.4 Sistema de transmisión considerando la pérdida resistiva en la línea	36
2.2.5 Máxima transferencia de potencia derivada de las ecuaciones de flujo de carga.....	40
2.3 Curvas P-V	43
2.4 Requerimientos de potencia reactiva de los generadores.....	50
2.5 Equipos de compensación	52
2.5.1 Capacitores en serie.....	53
2.5.2 Capacitores y reactores en derivación	56
2.5.3 Compensadores estáticos de reactivo.....	58
2.5.4 Condensadores sincrónicos	62

2.6 Curvas V-Q	63
2.7 Ejercicio de aplicación.....	68

CAPÍTULO 3

3. SISTEMA DE GENERACION

3.1 Curvas de capacidad.....	75
3.1.1 Modelo de la máquina en estado estable.....	79
3.2 Controladores de frecuencia y de voltaje	79
3.2.1 Revisión del control de frecuencia	79
3.2.2 Reguladores de voltaje automático	83
3.2.3 Control de voltaje secundario	89
3.2.4 Limitadores de sobreexcitación	92

CAPÍTULO 4

4. CARACTERÍSTICA DE LA CARGA

4.1 Cargas dependientes del voltaje	97
4.1.1 Carga exponencial	98
4.1.2 Carga polinomial.....	104
4.2 Motores de inducción	105
4.3 Cambiadores de tap bajo carga	106
4.3.1 Efecto del cambiador del tap bajo en carga compensada.....	107

4.4 Efectos de cargas termostáticas	108
---	-----

CAPÍTULO 5.

5. ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

5.1 Factores de sensibilidad.....	113
5.2 Flujo de potencia continuo	117
5.2.1 Principio básico	118
5.2.2 Formulación matemática	119
5.2.3 Selección del parámetro de continuación.....	124
5.2.4 Ejemplo de aplicación	124
5.3 Método directo.....	133
5.3.1 Ejemplo de aplicación	136
5.4 Índice del vector tangente	140
5.5 Evaluación de la estabilidad de voltaje usando análisis de eigenvalores	142
5.5.1 Análisis de sensibilidad V-Q	142
5.5.2 Análisis modal Q-V	145
5.5.3 Factores de participación de las barras.....	149
5.5.4 Factores de participación de líneas	150
5.5.5 Factores de participación de los generadores	152
5.5.6 Ejemplo de aplicación del análisis modal	153

CAPÍTULO 6.

6. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE UN SISTEMA

6.1 Síntesis del análisis	158
6.2 Procedimientos y herramientas computacionales	159
6.3 Simulación de un sistema de diez barras	161
6.3.1 Descripción del sistema	161
6.3.2 Presentación del caso base	162
6.3.3 Estudio del sistema	163
6.3.4 Resultados.....	164

CAPÍTULO 7.

7. APLICACIÓN AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

ECUATORIANO (SNI)

7.1 Descripción del SNI.....	171
7.1.1 Introducción.....	171
7.1.2 Estructura del Sistema	172
7.1.3 Características del Sistema.....	176
7.2 Caso base y escenario de estudio	179
7.2.1 Época de alta hidrología. Antecedentes.....	180
7.2.2 Procedimiento.....	181

7.3 Análisis del sistema de estudio	183
7.3.1 Consideraciones.....	183
7.4 Resultados del análisis.....	184
7.4.1 Desarrollo del caso base	184
7.4.2 Análisis modal del caso base del SNI	189
7.4.3 Determinación del margen de cargabilidad del SNI	195
7.4.4 Curvas PV del Sistema Nacional Interconectado	200
7.4.5 Análisis modal para máxima cargabilidad del SNI.....	207
7.4.6 Curva VQ para máxima cargabilidad.....	212
7.4.7 Respuesta de potencia reactiva de las unidades de generación del SNI ante variación de la carga	214
7.4.8 Máxima cargabilidad del Sistema Nacional Interconectado sin restricciones.....	217
7.4.9 Análisis de contingencia de líneas en condiciones de máxima cargabilidad	218
7.4.10 Análisis de indisponibilidad de generadores en condiciones de máxima cargabilidad	223
7.4.11 Efecto de compensación reactiva en el perfil de voltaje en zonas críticas.....	235

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

APÉNDICES.

BIBLIOGRAFÍA.

ABREVIATURAS.

A.C.	Corriente alterna.
A.T.	Álvaro Tinajero.
A.V.R.	Regulador automático de voltaje.
B.	Susceptancia.
C.	Capacitancia.
Cos.	Coseno.
D.C.	Corriente directa
E.	Fuente de voltaje
Ej.	Ejemplo.
Ec.	Ecuación.
Fig.	Figura.
f.e.m.	Fuerza electromotriz.
fp.	Factor de potencia.
F.	Función
f.	Frecuencia.
G.	Conductancia.
Gen.	Generador.
H.V.D.C.	Alto voltaje en corriente directa.
I.	Corriente.
J.	Jacobiano
J _R .	Jacobiano reducido
KVA .	Kilo voltios ampere.
KW.	Kilowatios.
KVAr.	Kilo voltios amperios- reactivos.
KV.	Kilovoltios.
L.	Inductancia.
LTC	Cambiador de tap bajo carga.
MW:	Megawatios.
MVAr.	Megavar.
MVA .	Megavoltios-amperios
máx.	Máximo
Min.	Mínimo
O.X.L.	Limitador de sobre excitación
P.	Potencia activa.
PT.	Transformador de potencial.

p.u.	Por unidad.
Q.	Potencia reactiva.
R.	Resistencia.
S.	Potencia aparente.
sen.	Seno.
S.V.C.	Compensador estático de Var.
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
S.F.	Factor de sensibilidad
T.	Torque.
tan.	Tangente.
T.V.I.	Índice del vector tangente.
V.	Voltaje.
V.S.F.	Factor de sensibilidad de voltaje
X.	Reactancia.
Z.	Impedancia.

SIMBOLOGÍA.

Δ	Variación
$\ \ $	Norma o magnitud
α	Proporcionalidad
λ	Parámetro de la carga
θ	Ángulo de la carga
Φ	Ángulo del factor de potencia

INDICE DE FIGURAS.

		Pág.
Figura 1.1	Ejemplo de una simulación de colapso la cual es transiente estable (ángulo) seguido por un declinado voltaje y una rápida caída de voltaje que conduce al colapso.....	7
Figura 1.2	Diferentes tiempos de respuesta para el fenómeno de estabilidad de voltaje	11
Figura 1.3	Mecanismos de inestabilidad A.....	24
Figura 1.4	Mecanismo de inestabilidad B.....	25
Figura 2.1	Sistema de simple carga, barra infinita	27
Figura 2.2	Representación del circuito	28
Figura 2.3	Definición del ángulo Φ	29
Figura 2.4	P, V e I como una función de R_l para un sistema sin pérdidas ($R=0$), y bajo un factor de potencia constante ($\tan \Phi=0.2$)	35
Figura 2.5	Diagrama esquemático (a)	37
Figura 2.5	Voltaje de recepción, corriente y potencia como una función de la demanda de la carga (b)	40
Figura 2.6	Dominio existencia para la solución de flujo de potencia	43
Figura 2.7	Voltaje como función de la potencia activa y reactiva de la carga	46
Figura 2.8	Curvas P-V	48
Figura 2.9	Producción reactiva del generador como una función de la potencia de la carga	52
Figura 2.10	Compensación serie	55
Figura 2.11	Capacitancias de la red y compensación en derivación	57
Figura 2.12	Representación esquemática de los SVC	59
Figura 2.13	Característica de estado estable de un SVC ($B_{\min} = -0.3$, $B_{\max} = 1$, $K=50$, $V_0 = 1$, en p.u en rangos del compensador)	61
Figura 2.14	Curvas Q-V normalizadas para una fuente ajustada y reactancia de la red. Carga a potencia constante.....	64
Figura 2.15	Uso de un generador ficticio para producir curvas VQ	65
Figura 2.16	Curvas QV.....	66
Figura 2.17	Sistema de dos generadores.....	70
Figura 2.18	Curva PV del problema	71

Figura 2.19	Curva QV del problema.....	72
Figura 3.1	Curva de capacidad del generador.....	76
Figura 3.2	Curva de capacidad del generador para el generador de 410 MVA	77
Figura 3.3	Porción sobreexcitada de la curva de capacidad del generador mostrando voltaje terminal reducido.....	78
Figura 3.4	Representación de diagrama de bloque del rol de un gobernador	80
Figura 3.5	Representación del diagrama de bloque de regulador automático de voltaje.....	84
Figura 3.6	Diagrama esquemático (a).....	88
Figura 3.6	Característica P-V del generador (b).....	89
Figura 3.7	Corriente de campo capacidad de sobrecarga: curva normalizada.....	93
Figura 4.1	Modelo de transformador de cambiador de tap regulando el voltaje secundario	108
Figura 4.2	Equipos controlado termostáticamente en paralelo.....	109
Figura 4.3	Ciclo de servicio termostático.....	111
Figura 5.1	Una típica secuencia de cálculos en un análisis de flujo de potencia continuo	119
Figura 5.2	Sistema de 3 barras	125
Figura 5.3	Gráficos del ejemplo de aplicación.....	133
Figura 6.1	Metodología para el análisis estático de la estabilidad de voltaje	161
Figura 6.2	Sistema de 10 barras	162
Figura 6.3	Curva P-V de la barra de 500 kV.....	168
Figura 6.4	Curvas V-Q de la barra de 500 kV	170
Figura 7.1	Composición de la producción total de energía neta.....	174
Figura 7.2	Participación de los Agentes distribuidores, Grandes consumidores y exportaciones de Ecuador a Colombia en el consumo de energía.....	175
Figura 7.3	Diagrama geográfico del SNI	177
Figura 7.4	Diagrama unificar del SNI	179
Figura 7.5	Voltajes Caso Base (Demanda Máxima).....	187
Figura 7.6	Curvas QV- Zona Tulcán.....	194
Figura 7.7	Voltajes Caso Máxima Cargabilidad.....	199
Figura 7.8	Curvas PV – Barras 230 KV.....	200-201
Figura 7.9	Curvas PV – Barras 138 KV	202-205
Figura 7.10	Curvas QV – Zona de Portoviejo.....	213
Figura 7.11	Potencia reactiva dada por los generadores	214-216
Figura 7.12	Perfiles de voltaje después de la salida de una línea	221-223
Figura 7.13	Perfil de voltaje colocado en la barra mas débil	236

INDICE DE TABLAS.

		Pág.
Tabla I	Clasificación de la estabilidad de los sistemas de potencia	9
Tabla II	Resultado del flujo de potencia	70
Tabla III	Resultado del flujo en las líneas	71
Tabla IV	Características estáticas de componentes de carga	101
Tabla V	Características estáticas de clases de carga	102
Tabla VI	Datos de las líneas	125
Tabla VII	Datos de las barras	125
Tabla VIII	Datos obtenidos de las iteraciones del FPC	131
Tabla IX	Resultados de variables de estado, potencia activa y reactiva	132
Tabla X	Iteraciones para encontrar el punto de colapso	140
Tabla XI	Eingevalores del sistema	164
Tabla XII	Factores de barras	165
Tabla XIII	Factores de generación	165
Tabla XIV	Factores de ramas	165
Tabla XV	Generación Caso Base	185
Tabla XVI	Voltajes y ángulos en barras de 230 KV	186
Tabla XVII	Flujos por las Líneas de Transmisión 230 KV	188
Tabla XVIII	Factores de Participación de Barras	190-191
Tabla XIX	Factores de Participación de Ramas	192
Tabla XX	Factores de Participación de Generadores	193
Tabla XXI	Resultados del margen de los dos métodos	195
Tabla XXII	Generación Máxima Transferencia	196
Tabla XXIII	Voltajes y Ángulos en Barras de 230 KV	197
Tabla XXIV	Flujos por las Líneas de Transmisión 230 KV	197
Tabla XXV	Factores de Participación de Barras	209
Tabla XXVI	Factores de Participación de Ramas	210-211
Tabla XXVII	Factores de Participación de Generadores	212
Tabla XXVIII	Generadores que alcanza su límite reactivo a diferentes niveles de cargabilidad	217
Tabla XXVIX	$\lambda_{\text{crítico}}$ del SNI después de una contingencia	220

Tabla XXX	$\lambda_{\text{crítico}}$ del SNI ante la salida de los principales generadores..	225
Tabla XXXI	Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso base con la salida de la interconexión con Colombia.	226
Tabla XXXII	Factores de Participación de Barras.....	226-227
Tabla XXXIII	Factores de Participación de generadores	227
Tabla XXXIV	Factores de participación de ramas para el caso base y colapso con la indisponibilidad de la interconexión con Colombia ($\lambda_{\text{crítico}} = 0.6028\%$)	228
Tabla XXXV	Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de una unidad de Daule Peripa	230
Tabla XXXVI	Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de la unidad térmica de Esmeraldas	231
Tabla XXXVII	Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de Machala Power	232
Tabla XXXVIII	Factores de participación de barras	233
Tabla XXXVIX	Factores de participación de generadores.....	233
Tabla XL	Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de la interconexión con Colombia y unidad térmica de Esmeraldas	234
Tabla XLI	Efecto en el margen de cargabilidad en las principales barra débiles	237

INTRODUCCIÓN.

El análisis de estabilidad de voltaje puede llevarse a cabo mediante dos métodos diferentes, los métodos estáticos y las simulaciones en el tiempo. Muchos aspectos de los problemas de estabilidad de voltaje se pueden analizar eficazmente haciendo uso de los métodos estáticos, los cuales evalúan la viabilidad del punto de equilibrio representado por una condición de operación específica del sistema de potencia. Las técnicas del análisis estático permiten analizar un amplio rango de condiciones del sistema, pueden dar un conocimiento profundo de la naturaleza del problema e identificar los factores claves de contribución. El análisis de estabilidad de voltaje al SNI se lo realizará a través métodos estáticos: Análisis Modal Q-V, Curvas V-Q y Curvas P-V. El análisis de estabilidad de voltaje estático está basado en el modelo de flujo de carga convencional.

CAPÍTULO I.

1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

1.1 Estabilidad y colapso de voltaje

La estabilidad de voltaje es un área de investigación que involucra perturbaciones y cambios que pueden ocurrir en un sistema de potencia, donde el voltaje en el sistema se vuelve incontrolable y colapsa. El descenso del voltaje es a menudo tenue y monótono y difícil de detectar al inicio del colapso. Un repentino y probablemente inesperado incremento en el descenso del voltaje marca el inicio del colapso real. No es fácil distinguir este fenómeno de la estabilidad transiente de ángulo donde los voltajes también pueden disminuir de

una manera similar al colapso de voltaje. Solo cuidadosos análisis post-disturbio pueden en esos casos revelar la causa real.

Durante las últimas décadas casi cada año ha habido uno o varios grandes colapsos de voltaje en alguna parte en el mundo. La razón es muchas veces un alto grado de utilización del sistema de potencia que conlleva a la disminución de la seguridad del sistema. Además las características de las cargas han cambiado en los últimos años, debido a la gran variedad de equipos eléctricos de que disponen los consumidores. Dos ejemplos son el incremento del uso de acondicionadores de aire y de equipos de calefacción que puede poner radicalmente en peligro la estabilidad del sistema de potencia.

Los incidentes que conllevan a una falla real del sistema son raros pero cuando estos ocurren tienen grandes repercusiones sobre la sociedad.

Es la opinión de muchos profesionales que en el futuro los sistemas de potencia serán utilizados con un pequeño margen de colapso de voltaje. Hay algunas razones para esto: La necesidad de usar el capital invertido eficientemente, dificultades en supervisar el libre mercado y la oposición pública para la construcción de nuevas líneas de transmisión y nuevas plantas de generación.

Por consiguiente se cree que la estabilidad de voltaje será de mayor preocupación en el futuro.

La estabilidad de voltaje cubre una amplia gama de fenómenos. Debido a esto, la estabilidad de voltaje significa diferentes cosas para diferentes ingenieros. Este es un fenómeno rápido para ingenieros involucrados con motores de inducción, aires acondicionados o líneas DC de alto voltaje (HVDC). Es un fenómeno lento (involucra, por ejemplo, el mecanismo de los cambiadores de tap en los transformadores de poder) para otros ingenieros [1, 2,12].

Los términos de inestabilidad de voltaje y colapso de voltaje son usados hasta cierto punto por muchos ingenieros para describir el fenómeno. La estabilidad y colapso de voltaje han sido a menudo vistos como un problema de la viabilidad de operación de estado estable de un sistema de potencia. La capacidad para transferir potencia reactiva desde las fuentes de producción a los puntos de consumo durante condiciones de operación estable y durante condiciones de emergencia, es uno de los aspectos más importantes de la estabilidad de voltaje.

El límite máximo de transferencia de potencia del sistema en algunos casos no es necesariamente el límite de estabilidad de voltaje.

La inestabilidad o colapso de voltaje es un proceso dinámico. La palabra “estabilidad” implica un sistema dinámico. Un sistema de potencia es un sistema dinámico. En contraste a la estabilidad de ángulo, la dinámica involucra principalmente las cargas y los diferentes mecanismos para el control de voltaje.

Para discutir el colapso de voltaje una noción de estabilidad es necesario tener una noción de estabilidad. Hay decenas de definiciones de estabilidad de voltaje y a continuación se darán algunas de ellas [4]:

“Un sistema de potencia en un estado de operación dado y sujeto a un disturbio dado, es estable de voltaje si los voltajes cercanos a las cargas se aproximan a los valores de equilibrio de post-disturbio.”

“Un sistema de potencia en un estado de operación dado y sujeto a un disturbio dado sufre un colapso de voltaje si los voltajes de equilibrio de post-disturbio están por debajo de los límites aceptables. El colapso puede ser parcial o total (blackout)”.

“Un sistema de potencia en un estado de operación dado, es estable de voltaje a pequeños disturbios si, después de algún pequeño disturbio, los voltajes cerca de las cargas son idénticos o

cercanos a los valores de equilibrio de pre-disturbio”.

La inestabilidad de voltaje es la ausencia de la estabilidad de voltaje, y resulta en una disminución (o incremento) progresivo del voltaje en el sistema.

Supongamos que un sistema de potencia está en un punto de operación estable, si un cambio ocurre en el sistema, este sufre un transiente y se reestablece en un nuevo punto de operación. Si el cambio es gradual, tal como un incremento lento en la carga, la reestabilización causa que el sistema de potencia rastree el nuevo punto de operación estable, así el punto de operación cambia gradualmente. Esta es la usual y deseada operación del sistema de potencia. Excepcionalmente el sistema puede perder la estabilidad cuando un cambio ocurre. Una manera común en la cual la estabilidad se pierde en un colapso de voltaje, es que el cambio cause que el punto de operación desaparezca debido a una bifurcación, como se discutirá en detalle más adelante. La falta de un punto de operación estable resulta en un sistema transitorio caracterizado comúnmente por una caída dinámica de los voltajes, lo cual puede ser identificado como un problema de colapso de voltaje.

El colapso transitorio puede ser complejo, con un declive inicialmente lento en los voltajes, puntuado por fuertes cambios en el sistema, seguido por un rápido declive en los voltajes. En la Fig. 1.1 se muestra la respuesta del voltaje en el tiempo en un generador cuando se presenta un colapso de voltaje.

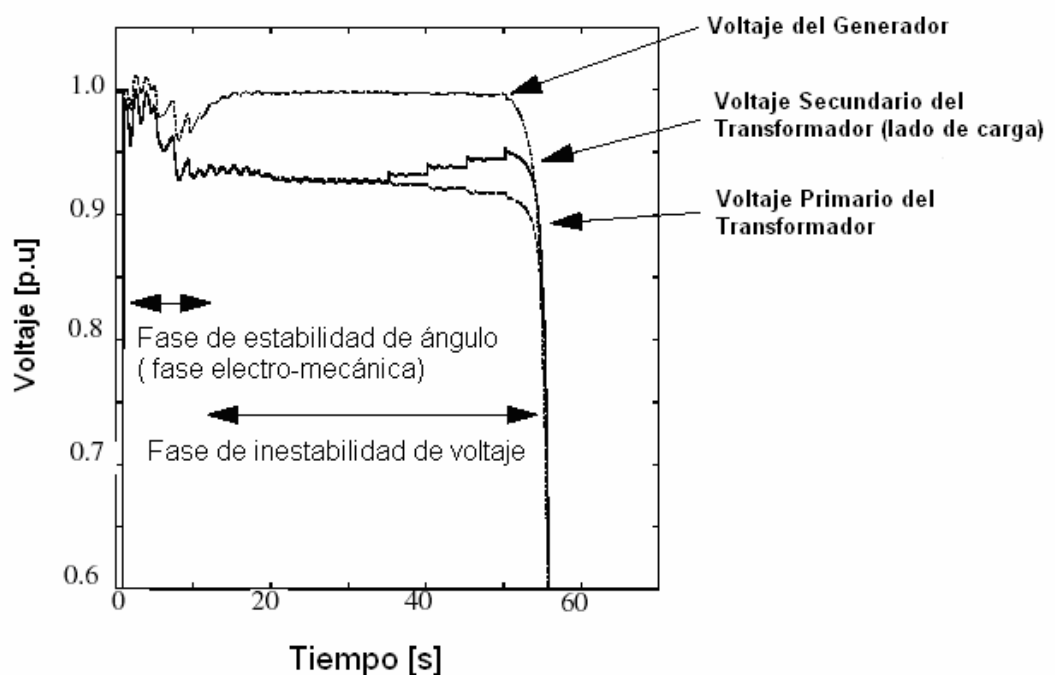


Fig1.1. Ejemplo de una simulación de colapso la cual es transiente estable (ángulo) seguido por un declinado voltaje y una rápida caída de voltaje que conduce al colapso [5]

Así el colapso transitorio puede incluir la dinámica en una o en las dos escalas de tiempo definida para la estabilidad de voltaje (transiente y a largo plazo). En algunos casos son factibles acciones de control

correctivo para restaurar la operación de equilibrio. Los mecanismos de colapso de voltaje serán expuestos en más detalle en las siguientes secciones.

La estabilidad de voltaje normalmente involucra grandes disturbios (incluyendo incrementos rápidos en la carga o en la transferencia de potencia). Además la inestabilidad conlleva casi siempre una disminución periódica del voltaje en el sistema.

Algunas veces el término seguridad de voltaje también es usado. La seguridad de voltaje significa la habilidad de un sistema no solo para operar establemente, sino también para permanecer estable después de probables contingencias o incrementos de carga. Esto a menudo significa la existencia de un margen considerable desde un punto de operación al punto de inestabilidad de voltaje.

Aunque la estabilidad de voltaje es un proceso dinámico, los flujos de potencia basados en métodos de análisis estáticos son útiles para análisis rápidos y aproximados.

1.2 Clasificación de la estabilidad de voltaje

Ahora pondremos a la estabilidad de voltaje dentro del contexto general de la estabilidad de los sistemas de potencia. La tabla I

muestra un esquema de clasificación basado en dos criterios: escala de tiempo y causa de la inestabilidad [2].

<i>Escala de Tiempo</i>	<i>Impulsada por el generador</i>	<i>Impulsada por la carga</i>
Corto Plazo	Estabilidad de Angulo Transiente Estado Estable	Estabilidad de Voltaje a Corto Plazo (Transiente)
Largo Plazo	Estabilidad de la Frecuencia	Estabilidad de Voltaje a Largo Plazo

Tabla I. Clasificación de la estabilidad de los sistemas de potencia [2]

Los primeros problemas encontrados en la estabilidad de los sistemas de potencia fueron los relacionados a la estabilidad de ángulo del rotor del generador, en la forma de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, o en la forma de aceleración monótona del rotor que llevan a la pérdida de sincronismo. La primera forma del tipo de inestabilidad del generador, es debida a la pérdida del torque de amortiguación, y la segunda forma es debida a una falta del torque de sincronización.

La inestabilidad de voltaje y la dinámica del fenómeno de colapso de voltaje se extienden desde una fracción de segundo a decenas de minutos. Esto hace al colapso de voltaje difícil de analizar puesto que hay muchos fenómenos que interactúan de manera similar durante

una extensión de tiempo. Se han usado varios esquemas de respuesta en el tiempo para describir la dinámica del fenómeno. La Fig. 1.2 muestra cómo algunos componentes y controles del sistema de potencia juegan un rol en la estabilidad de voltaje. Algunos de estos componentes participan significativamente en un incidente particular o escenario. La característica del sistema y los disturbios determinarán cuáles fenómenos son importantes.

Casi todo tipo de contingencias y aún escenarios de incrementos lentos de carga en el sistema podrían causar un problema de estabilidad de voltaje.

La Fig. 1.2 también muestra una clasificación de la estabilidad de voltaje en tiempos de estudios transiente y a largo plazo. Casi siempre hay una clara separación entre los dos tiempos de estudio.

Los colapsos de voltaje toman lugar en las siguientes escalas de tiempo que van desde segundos a horas:

- 1) Transientes electromecánicos (es decir, generadores, reguladores, máquinas de inducción) y electrónica de potencia (es decir SVC, HVDC) en el rango de tiempo de segundos.

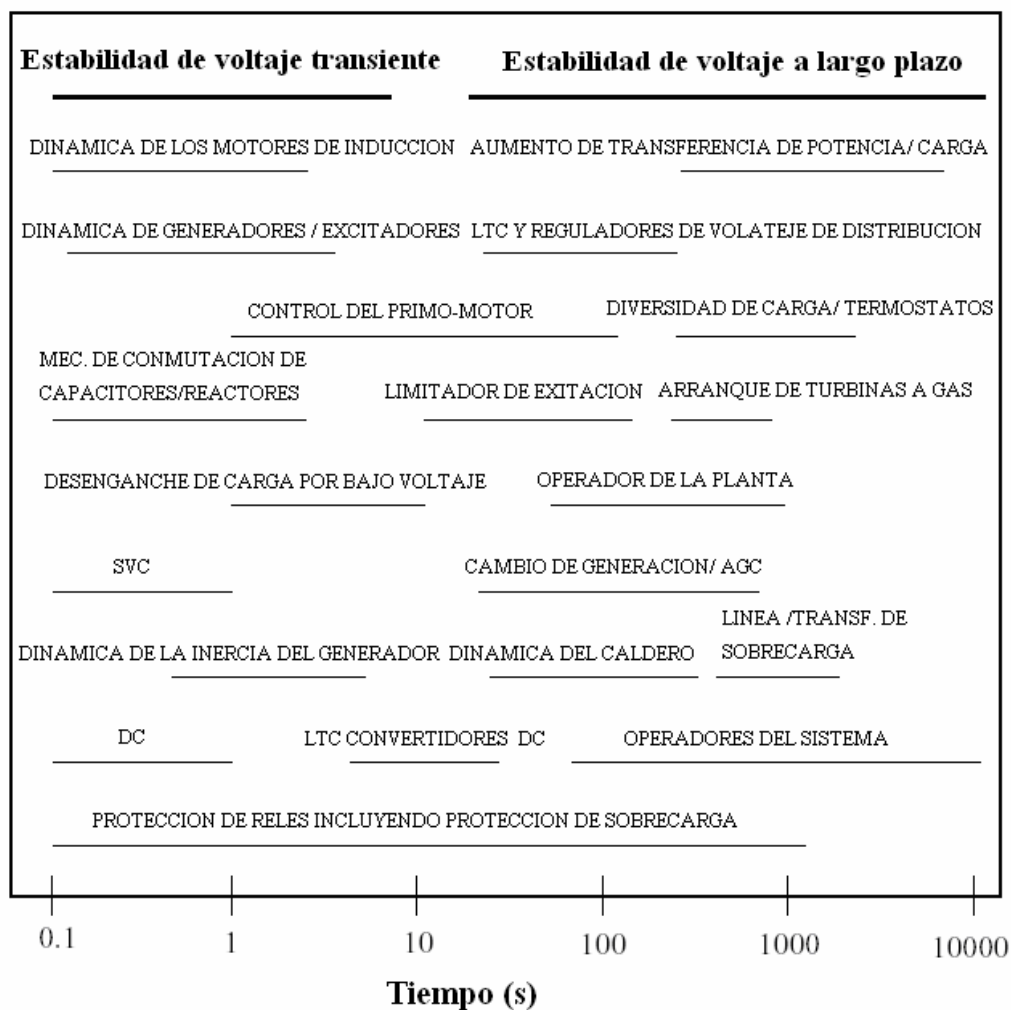


Figura 1.2. Diferentes tiempos de respuesta para el fenómeno de estabilidad de voltaje [1]

- 2) Dispositivos de conmutación discreta, tales como cambiadores de tap bajo carga (LTC) y limitadores de excitación que actúan en intervalos de decenas de segundos.
- 3) Proceso de restablecimiento de la carga que dura algunos minutos.

En el colapso de voltaje, el tiempo de escala 1 es denominado escala de tiempo “transiente”. Los tiempos de escala 2 y 3 constituyen la escala de tiempo a “largo plazo” para análisis de estabilidad de voltaje (este término de escala de tiempo a largo plazo es algunas veces referido como medio plazo). Los transientes sobre las líneas de transmisión y máquinas sincrónicas (es decir las componentes DC de las corrientes de cortocircuito) ocurren muy rápido para ser de importancia en el colapso de voltaje. Por eso se asume a lo largo de esta sección que todos los transientes electromagnéticos desaparecen tan rápido que el estado sinusoidal permanece estable y podemos analizar los voltajes y corrientes como fasores en el tiempo.

La importancia de los componentes que interactúan durante un declive del voltaje que dura algunos minutos son entre otros: limitación en la generación, comportamiento de los LTC y de la carga. Las acciones de esos componentes son a menudo analizadas en estudios de estabilidad de voltaje a largo plazo.

Un punto interesante es que algunos investigadores descartan a la magnitud de voltaje como un indicador conveniente para la proximidad al colapso de voltaje, aunque ésta es de hecho la cantidad que se analiza.

La inestabilidad de voltaje es sólo un tipo de problema de estabilidad que se puede presentar en un sistema de potencia. Una propiedad típica de inestabilidad de voltaje es que la frecuencia del sistema normalmente es bastante constante hasta la proximidad del colapso. Esto indica que el balance es mantenido entre la producción y demanda activa de la carga

1.3 Colapsos de voltaje alrededor del mundo

En reciente años, la inestabilidad de voltaje ha sido responsable de colapsos de las mejores redes. Algunos son descritos brevemente [1,3].

Estado de Nueva York, Septiembre 22, 1970. Muchos voltajes decayeron en un período de varias horas, los operadores pusieron en práctica reducciones voluntarias, apelación al público, y reducciones de voltaje. El voltaje de la barra de 345 KV fue de 318 KV, cuando el voltaje cayó otros 6 KV, los operadores desengancharon carga cerca de 200 MW.

Disturbio en el sistema de Florida en Diciembre 28, 1982. Ocurrieron 4 disturbios y fueron similares, fueron iniciados por la pérdida de una unidad de un generador grande en el centro o sureste de Florida. Como el importe se incrementó, el voltaje se deterioró y

ocurrieron separaciones después de uno a tres minutos. La isla formada fue seguida por una baja frecuencia de carga desenganchando cerca de 2000 MW. Este disturbio lideró la implementación de un banco de reactor y capacitor desconectables por reles de voltaje a muchas subestaciones de 230 KV.

Disturbios en el sistema de Francia en Diciembre 19, 1978. Francia tuvo una potencia de importe de otros países. La carga se subió entre las 7h:00 y 8h:00 y fue de 4600 MW, comparado a 3000 MW en días previos. El voltaje se deterioró después de las 8h:00 y entre las 8h:05 y 8h:10 algunos cambiadores de tap de EHV/HV fueron bloqueados. A las 8h:20, el voltaje en el sistema del este de 400 KV estaba entre 342 KV y 374 KV. Salidas en cascada empezaron a las 8h:26 después de una sobrecarga, el rele disparó a la más importante línea de 400 KV (Operadores del sistema tuvieron una alarma de la línea que se disparó con 20 minutos de retraso). Durante la restauración otro colapso sucedió. La restauración del sistema fue completada cerca de las 12h:30. La carga interrumpida fue de 29 GW y 100 GW. El costo de la salida fue estimada a \$200-300 millones.

Disturbios en el sistema de Francia en Enero 12, 1987. Sobre un período cerca de 50 minutos, cuatro unidades de la planta térmica Cordemais se dispararon. Los voltajes decayeron y otras nueve

unidades térmicas se dispararon en los próximos siete minutos, ocho unidades por defectos de la protección de corriente de campo. El total de la deficiencia de potencia fue alrededor de 9000 MW, el voltaje entonces se estabilizó a un nivel muy bajo (0.5-0.8 por unidad). Después de seis minutos del colapso de voltaje, los transformadores de 400/225 KV se dispararon para desenganchar cerca de 1500 MW, el voltaje entonces se recobró.

El hecho de que el voltaje se haya estabilizado a niveles muy bajos en vez de completamente colapsar es muy interesante. El incidente ocurrió en tiempo de invierno cuando las cargas son totalmente sensibles al voltaje. Durante el período de bajo voltaje, adicionando más carga (quizás por control termostático) probablemente se tendría menos de potencia de carga.

Disturbio en el sistema norteño de Bélgica en Agosto 4, 1982. El disturbio inicial fue la desconexión de una unidad de 700 MW durante pruebas encargadas. Después de 45 segundos, la acción del control automático redujo la potencia reactiva a otras dos unidades. Tres o cuatro minutos después del evento inicial, tres unidades fueron disparadas por “protección máxima de MVar”. A los 3 minutos 20 segundos, el voltaje fue de 0.82 p.u. en la mejor estación de generación. A los 4 minutos 30 segundos, dos generadores

adicionales se dispararon por reles de impedancia, resultando un colapso.

Disturbio en el sistema de Suecia en Diciembre 27, 1983. Un desconectador falló y la falla en la subestación oeste de Estocolmo resultó en la pérdida de la subestación y dos líneas de 400 KV. Aproximadamente 8 segundos más tarde, una línea de 220 KV se disparó por sobrecarga. Las acciones de cambiadores de tap bajo carga causaron voltajes bajos de transmisión y corrientes altas en el resto de líneas del norte y del sur. Aproximadamente 50 segundos más tarde después de la falla, otra línea de 400 KV se disparó, seguido del aislamiento de la zona sureña de Suecia. Voltaje colapsado y baja frecuencia por desenganche de carga no salvaron al sistema. Las unidades nucleares en el sistema aislado se dispararon por sobre corriente o por protección de baja impedancia resultando un blackout. La pérdida de carga fue cerca de 11400 MW.

Disturbio en el sistema de Japón en Julio 23, 1987. El clima estaba muy caluroso las cargas fueron anormalmente altas. Después de la hora del mediodía, la carga se incrementó a 400 MW/minuto. A pesar de la conexión de todos los capacitores disponibles, el voltaje decayó, con voltajes en el sistema de 500 KV de 460 KV a las 13h:15 y de 370 KV a las 13h:19. El colapso empezó a la 13h:19; 8168 MW fueron

interrumpidos. Se creyó que las características no favorables de la carga (un nuevo tipo de aires acondicionados) fueron un factor decisivo en el colapso.

1.4 Potencia reactiva, cambios en el sistema y colapso de voltaje

El colapso de voltaje típicamente ocurre en sistemas de potencia que están altamente cargados, fallan y / o tienen deficiencia de potencia reactiva. El colapso de voltaje es una inestabilidad del sistema en el que se involucran algunos de sus componentes y variables. De hecho el colapso de voltaje a menudo involucra un sistema de potencia en su totalidad, aunque este tiene una relativa gran implicación en un área particular del sistema de potencia.

Aunque muchas otras variables están típicamente implicadas, alguna intuición física dentro de la naturaleza del colapso de voltaje puede ser obtenida examinando la producción, transmisión y consumo de potencia reactiva. El colapso de voltaje es típicamente asociado con la demanda de potencia reactiva de la carga que no es suplida debido a limitaciones en la producción y transmisión de potencia reactiva. Las limitaciones en la producción de potencia reactiva incluyen límites de potencia reactiva de los generadores, SVC y la reducción de potencia reactiva producida por capacitores en bajo voltaje. Las limitaciones primarias en la transmisión de potencia están en las altas pérdidas de

potencia reactiva en líneas altamente cargadas, también en posibles salidas de líneas que reducen la capacidad de transmisión. La demanda de potencia reactiva de la carga se incrementa con el incremento de carga, motores, o cambios en la composición de la carga.

Hay algunos cambios conocidos en los sistemas de potencia que contribuyen al colapso de voltaje:

- Incremento en la carga
- Generadores, condensadores síncronos, o SVC alcanzando límites de potencia reactiva
- Acción de los transformadores con cambiadores de tap bajo carga.
- Recuperación dinámica de la carga
- Disparo de líneas o salida de generadores

Muchos de estos cambios tienen un efecto significativo en la producción, consumo y transmisión de potencia reactiva, la conexión de capacitores, bloqueo de los cambiadores de tap de los transformadores, redespacho de la generación, reprogramación y barras de voltaje controlado, regulación secundaria de voltaje, desprendimiento de carga y sobrecarga de potencia reactiva temporal

en los generadores son algunas de las acciones de control usadas como medidas correctivas contra el colapso de voltaje [4].

1.5 Eventos en cascada y el colapso de voltaje

El colapso de voltaje puede también ser causado por un cambio en cascada del sistema de potencia, como por ejemplo una serie de disparos de líneas de transmisión con generadores que han alcanzado sus límites de potencia reactiva. Los eventos en cascada son complejos y un poco difíciles de reproducir y analizar, ya que una serie de salidas dadas dependen en particular de una secuencia de eventos interdependientes, los cuales eventualmente conllevan al colapso del sistema. Esas salidas son un factor significativo en el colapso de voltaje y debido a su complejidad son típicamente analizadas usando herramientas de simulación que son capaces de reproducir adecuadamente la secuencia de eventos para cada salida en cascada.

1.6 Bifurcación punto-silla y el colapso de voltaje

Una bifurcación punto-silla es la desaparición del equilibrio de un sistema cuando los parámetros que lo modelan cambian lentamente. La bifurcación punto-silla, de mayor interés para los ingenieros en sistema de potencia, ocurre cuando el estado de equilibrio en el cual el sistema de potencia opera, desaparece. La consecuencia de la

pérdida del punto de operación de equilibrio es que el estado del sistema cambia dinámicamente. En particular, la dinámica puede ser tal que por ejemplo los voltajes del sistema caen dentro de un colapso.

Subsecuentemente una bifurcación punto-silla puede causar un colapso de voltaje y es de importancia su estudio en los modelos de los sistemas de potencia para entender y evitar posibles colapsos de voltaje en el sistema^a.

1.7 Escenarios de inestabilidad de voltaje

El fenómeno de colapso de voltaje evoluciona en diferentes escalas de tiempo como ya se mencionó, nosotros usamos la clasificación según [2,4], para la clasificación de los mecanismos básicos de inestabilidad de voltaje.

1.7.1 Período de corto plazo

La inestabilidad de corto plazo también conocida como colapso transiente de voltaje se presenta si en el período transiente inmediatamente después del disturbio, las variables lentas no responden todavía y estas pueden ser consideradas constantes [1]. Los tres principales mecanismos de inestabilidad son:

^a Para mayor detalles sobre la bifurcación ver apéndice C

CP1: pérdida del equilibrio post-disturbio de la dinámica a corto plazo.

CP2: retardo en encontrar el equilibrio estable post-disturbio de la dinámica de corto plazo

CP3: inestabilidad oscilatoria del equilibrio de post-disturbio.

El período transiente es el tiempo usual de estudio de la estabilidad de ángulo. Por ejemplo, la pérdida del sincronismo, seguido de un despeje de falla muy lento es un típico mecanismo CP2.

Un ejemplo de un mecanismo de inestabilidad de voltaje CP1, es el desaceleramiento de un motor de inducción alimentado a través de una línea de transmisión larga. Después de un disturbio, la impedancia de la línea se incrementa. Debido al incremento de la impedancia, las características mecánicas y eléctricas del torque del motor no se intersectan después del disturbio, dejando al sistema sin equilibrio de post-disturbio. Como un resultado el motor se detiene y el voltaje de la red colapsa.

1.7.2 Período a largo plazo

Asumimos que el sistema ha sobrevivido al período de corto plazo después de un disturbio inicial. Existen variables rápidas como lentas, es decir que al existir un disturbio tienden a estabilizarse en un tiempo demasiado corto, por lo tanto estas variables lentas pueden cambiar lentamente a los parámetros del sistema. Asumimos que las variables dinámicas rápidas son estables. Por lo tanto la dinámica a largo plazo podría ser inestable de las siguientes formas:

LP1: A través de la pérdida del equilibrio post-disturbio de la dinámica a largo plazo.

LP2: A través del retardo en encontrar el equilibrio estable post-disturbio de la dinámica de largo plazo.

Los anteriores mecanismos lideran lo que es conocido como la inestabilidad de voltaje a largo plazo. LP1 es el mecanismo de inestabilidad más típico, con las cargas tratando de recobrar su potencia predisturbio a través de las acciones de los LTC o tratando de alcanzar su característica a largo plazo a través de su restauración propia.

Un típico ejemplo de inestabilidad LP2 podría ser un escenario de LP1 seguido por un retraso de acción correctiva (Ej. Conmutando un compensador en derivación o desenganche de carga) el cual restaura a un estado de equilibrio pero no es suficiente para que el sistema retorne a un equilibrio estable de post control.

1.8 Ilustraciones simples de los mecanismos de inestabilidad

En esta sección analizaremos diferentes escenarios de operación que pueden conllevar a una inestabilidad de voltaje en un sistema de potencia como consecuencia de grandes y pequeños disturbios.

Consideremos la curva PV de la Fig. 1.3 En la figura se han trazado líneas verticales que representan diferentes niveles de demanda de potencia de la carga, que en este caso se ha considerado independiente del voltaje. Puede que la carga sea una función del voltaje (característica de la carga) como en la realidad lo es. Observe que si las trazas verticales interceptan a la curva PV se tienen dos puntos de operación A y B. Como se indicó anteriormente el punto de operación de mayor voltaje A es estable, el de menor voltaje B es inestable y el nivel crítico de voltaje y de demanda de potencia del sistema es C. Si la demanda de la carga se incrementa más allá de C en el sentido que se indica en la figura, el sistema llegará a una situación tal que no hay intersección entre las trazas verticales y la

curva PV. En este caso no habría punto de equilibrio y se dice que el sistema es inestable. De igual manera la estabilidad de voltaje se pierde por un exceso de la demanda de potencia en la carga, ya que esta sobrepasa el límite de máxima transferencia de potencia C.

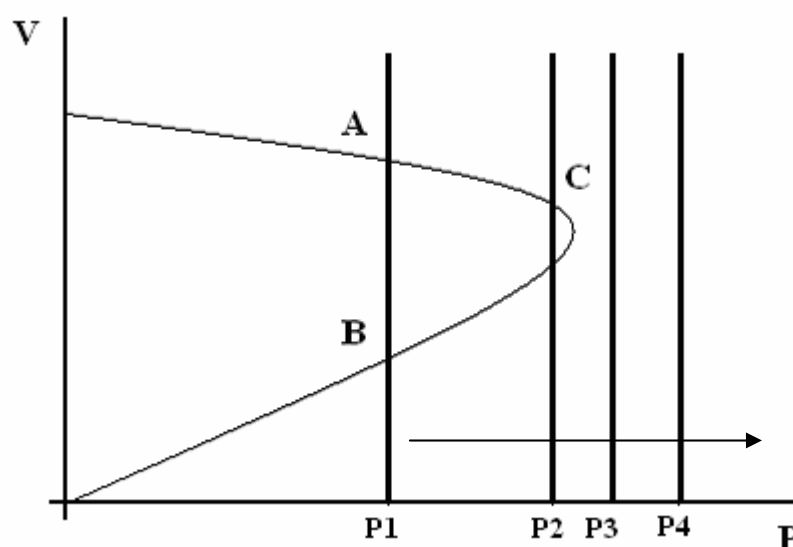


Figura 1.3 Mecanismo de inestabilidad A

Consideremos el caso en el que el sistema es sometido a un gran disturbio, como por ejemplo la pérdida de una importante línea de transmisión, como se observa en la figura 1.4 la pérdida de la línea causa que el sistema disminuya su capacidad de proveer potencia a la carga, esto se ve reflejado en el desplazamiento del nivel crítico de máxima transferencia de potencia C en la curva PV, que se ha desplazado a la izquierda a C*. Antes del disturbio el sistema opera en el punto A, esto es en la intersección de la curva PV de predisturbio y

la traza vertical que representa la demanda de potencia de la carga P_1 . Después del disturbio la demanda de potencia de la carga se mantiene en P_1 y el sistema se vuelve inestable, debido a que la nueva condición de operación no encuentra el equilibrio, es decir no se da la intersección entre la curva PV de la condición de post-disturbio y la potencia P_1 . En este caso la estabilidad de voltaje del sistema se pierde debido a un gran disturbio ocurrido en el sistema.

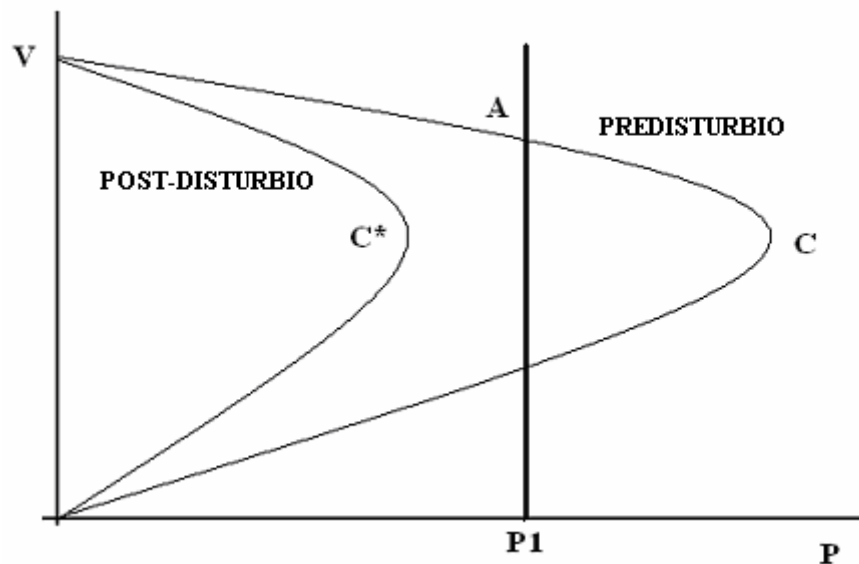


Figura 1.4 Mecanismo de inestabilidad B

CAPÍTULO 2

2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para el análisis de la estabilidad de voltaje primero es necesario tener una noción de algunos principios básicos de circuitos eléctricos. Nosotros primeramente revisaremos dos nociones básicas. La potencia máxima que puede ser entregada a la carga y la relación entre potencia de la carga y el voltaje de la red. Luego nosotros breve y cualitativamente explicaremos cómo estas propiedades básicas podrían resultar en inestabilidad de voltaje.

Después, trataremos en algo el efecto de los componentes que afectan la capacidad de transmisión, capacitores en serie y en paralelo, compensadores estáticos, además explicaremos las curvas VQ que expresan la relación entre voltaje y potencia reactiva en una barra dada.

Este capítulo estará basado más en el análisis de un sistema de barra infinita y simple carga, lo cual nos permitirá analizar fácilmente derivaciones y nos dará una visión del problema. Estos conceptos básicos introducidos serán generalizados para grandes sistemas de potencia de una manera más compleja.

2.1 Sistema de barra infinita con carga única

Consideremos entonces el sistema simple de la Fig. 2.1, la cual consiste de una carga alimentada por una barra a través de una línea de transmisión. Por definición, la magnitud de voltaje y frecuencia serán constantes en la barra. Asumimos condición de operación trifásica balanceada, por lo tanto la representación de una fase es suficiente. Además consideramos condición de operación en estado estable sinusoidal, caracterizada por fasores y números complejos. La fase de referencia es arbitraria y no necesita ser especificada.



Figura 2.1 Sistema de simple carga, barra infinita

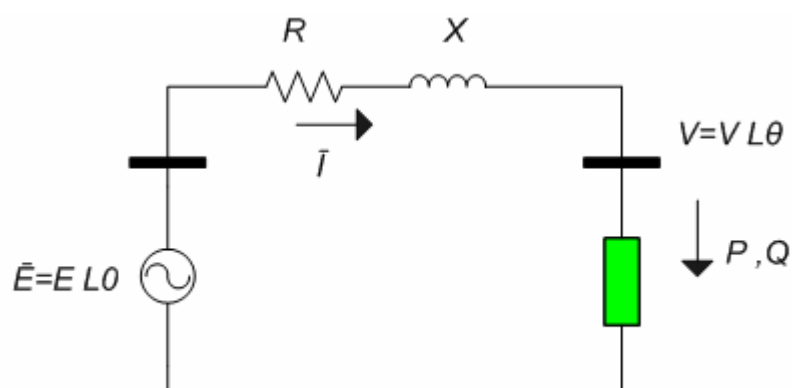


Figura 2.2 Representación del circuito

Una representación equivalente es la Fig. 2.2. La barra infinita es representada por una fuente ideal E . La línea de transmisión es representada por su resistencia serie R y su reactancia X , dando el clásico circuito equivalente π . La línea de capacitancia en paralelo es despreciada por simplicidad (el efecto de capacitancias paralelas serán considerados en la sección 2.5.2). La impedancia de transmisión es:

$$Z = R + jX$$

Alternativamente, podemos ver a E y Z como el equivalente Thévenin de un sistema de potencia visto de una barra. Notemos que, ya que los generadores de potencia no son fuentes puras de voltaje, la f.e.m Thévenin varía un tanto mientras más y más potencia es tomada del sistema; sin embargo despreciaremos esta variación en una primera aproximación y consideraremos constante la f.e.m E como mencionamos anteriormente.

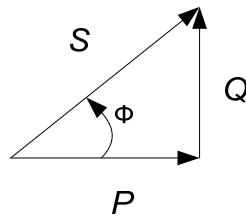


Figura 2.3 Definición del ángulo Φ

Finalmente recalquemos que el factor de potencia de la carga está dado por:

$$fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi$$

Donde P, Q y S son potencia activa, reactiva y aparente y Φ es el ángulo definido en la Fig. 2.3.

2.2 Máxima transferencia de potencia

Como se definió en la introducción, la inestabilidad de voltaje resulta del intento de la carga para tomar más potencia de la que puede ser entregada por el sistema de transmisión y de generación. En esta parte nos concentraremos en determinar la potencia máxima que puede ser obtenida al final de la recepción del sistema simple de la Fig. 2.2, bajo ciertas restricciones.

2.2.1 Potencia máxima sin restricciones

Por motivo de simplicidad comenzaremos asumiendo que la carga se comporta como una impedancia. De hecho más adelante mostraremos que tal elección no afecta el resultado.

Denotaremos la impedancia de carga por:

$$Z_l = R_l + jX_l$$

donde R_l y X_l son la resistencia y la reactancia de la carga.

Del teorema de máxima transferencia de potencia: asumiendo que R_l y X_l son libres de variar, encontraremos los valores que maximizan la potencia consumida por la carga.

La corriente I en Fig. 2.2 está dada por:

$$I = \frac{E}{(R + R_l) + j(X + X_l)}$$

y la potencia activa consumida por la carga:

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + X_l)^2} \quad \text{Ec.2.1}$$

Maximizando P sobre las dos variables R_l y X_l , las condiciones extremas necesarias son:

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0 \quad \frac{\partial P}{\partial X_l} = 0$$

Las cuales después de algunos cálculos resultan:

$$(R + R_l)^2 + (X + X_l)^2 - 2R_l(R + R_l) = 0$$

$$- R_l(X + X_l) = 0$$

La solución de estas ecuaciones, bajo la restricción $R_l > 0$ es única.

$$R_l = R \quad \text{Ec.2.2a}$$

$$X_l = -X \quad \text{Ec.2.2b}$$

o en forma compleja :

$$Z_l = Z^*$$

Fácilmente se puede ver que esta solución corresponde al máximo de P. En otras palabras:

La potencia de la carga es maximizada cuando la impedancia de la carga es el complejo conjugado de la impedancia de transmisión.

Bajo las condiciones de potencia máxima, la impedancia vista por la fuente de voltaje es $R + R_l + jX + jX_l = 2R$, por ejemplo: Digamos que sea puramente resistiva y la fuente no produce

ninguna potencia reactiva. La potencia de carga correspondiente es:

$$P_{\max} = \frac{E^2}{4R} \quad \text{Ec. 2.3}$$

y el voltaje de recepción :

$$V_{\max P} = \frac{E}{2}$$

Donde el subíndice maxP denota un valor bajo la condición potencia activa máxima.

El caso de sin restricciones no se adapta bien para aplicaciones de los sistemas de potencia. El primer problema es que en un sistema de transmisión la resistencia R puede ser despreciable comparada con la reactancia X. Ahora, haciendo R tender a cero, la resistencia de carga óptima (2.2a) también tiende a cero, mientras la potencia máxima (2.3) tiende al infinito. Los dos resultados podrían ser una contradicción: no obstante, como R y R_l tienden a cero, la corriente I tiende al infinito (porque $X + X_l = 0$) y por ende la potencia $R_l I^2$. Esto es obviamente irreal.

Incluso considerando que la resistencia de transmisión R es distinta a cero, el resultado anterior no es aplicable a los sistemas de potencia. Efectivamente, una carga capacitiva grande podría ser requerida para emparejar la naturaleza inductiva dominante

de la impedancia del sistema. Una derivación modificada, más cercana a la aplicación de los sistemas de potencia es hecha asumiendo que el factor de potencia de la carga es especificado. Este caso es tratado en el siguiente punto.

2.2.2 Potencia máxima bajo un factor de potencia de carga dado

Especificar el factor de potencia de la carga $\cos \phi$ es equivalente a tener una impedancia de carga de la forma:

$$Z_l = R_l + jX_l = R_l + jR_l \tan \phi$$

lo cual ahora deja a R_l como un grado singular de libertad para maximizar la potencia de la carga .

La corriente I es ahora dada por:

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

y la potencia activa de la carga por:

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + R_l \tan \phi)^2} \quad \text{Ec.2.4}$$

La condición extrema es:

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0$$

o después de algunos cálculos:

$$R^2 + X^2 - R_l^2 (1 + \tan^2 \phi) = 0 \quad \text{Ec.2.5}$$

lo cual es equivalente a :

$$|Z_l| = |Z|$$

la segunda derivada está dada por

$$\frac{\partial^2 P}{\partial R_l^2} = -2R_l(1 + \tan^2 \phi)$$

la cual es siempre negativa, por lo tanto indica que la solución es un máximo. En otras palabras:

Bajo un factor de potencia constante, la potencia de la carga es maximizada cuando la impedancia de la carga se vuelve igual en magnitud a la impedancia de transmisión.

La resistencia y reactancia de carga óptimas están dadas por:

$$R_{l_{\max P}} = |Z| \cos \phi$$

$$X_{l_{\max P}} = |Z| \operatorname{sen} \phi = R_{l_{\max P}} \tan \phi$$

Como una ilustración la fig. 2.4 muestra la potencia de la carga P , el voltaje V y la magnitud de corriente I como una función de R_l . Una R_l infinita corresponde a las condiciones de circuito abierto. A medida que R_l decrece, V cae mientras I se incrementa. Mientras R_l sea más grande que $R_{l_{\max P}}$, el incremento en I^2 gana sobre el decremento en R_l y así se incrementa P . Cuando R_l se vuelve más pequeña que $R_{l_{\max P}}$ pasa lo contrario. Finalmente, $R_l = 0$ corresponde a la condición de cortocircuito.

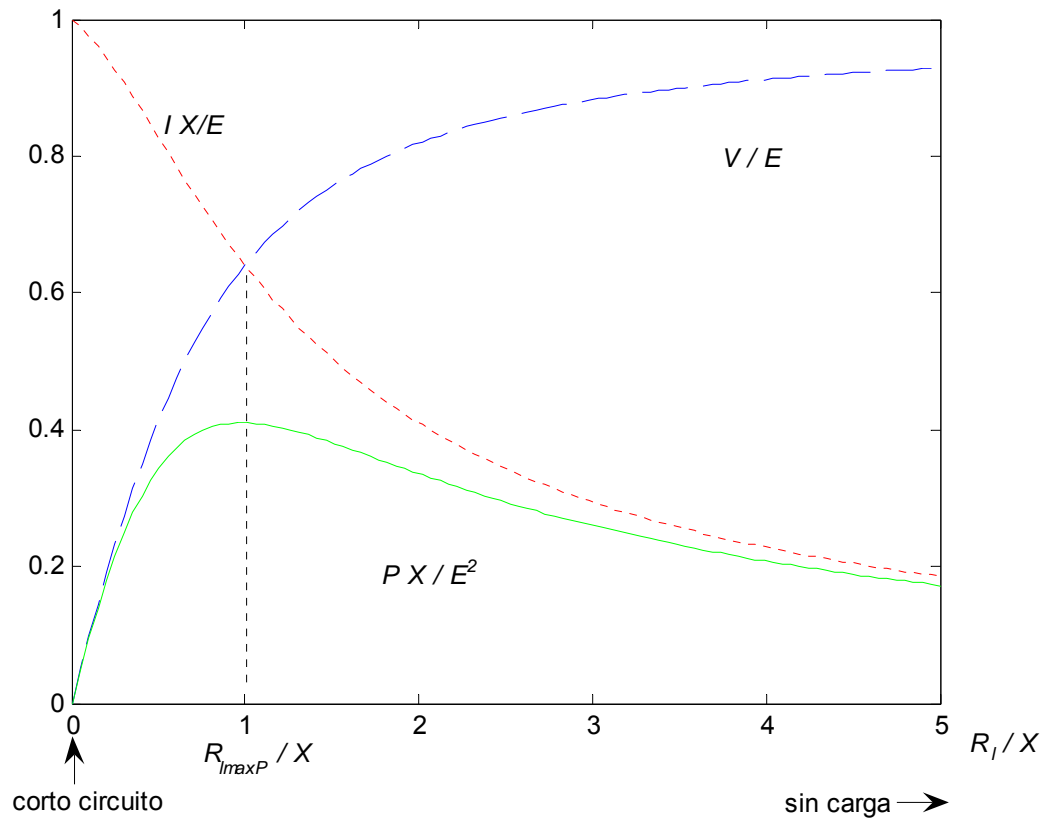


Figura 2.4 P , V e I como una función de R_1 para un sistema sin pérdidas ($R=0$), y bajo un factor de potencia constante ($\tan \Phi = 0.2$)

2.2.3 Sistema de transmisión sin pérdidas

Tomemos el caso donde $R=0$. La resistencia óptima de carga bajo las condiciones de factor de potencia constante es acorde a (2.5):

$$R_{I_{maxP}} = X \cos \phi$$

Sustituyendo en (2.4) produce la potencia activa máxima:

$$P_{\max} = \frac{\cos \phi}{1 + \sin \phi} \frac{E^2}{2X} \quad \text{Ec.2.6}$$

con la correspondiente potencia reactiva:

$$Q_{\max P} = \frac{\sin \phi}{1 + \cos \phi} \frac{E^2}{2X} \quad \text{Ec.2.7}$$

y el voltaje de recepción es :

$$V_{\max P} = \frac{E}{\sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi}} \quad \text{Ec.2.8}$$

2.2.4 Sistema considerando la pérdida resistiva en la línea

Hasta ahora hemos considerado un sistema despreciando la resistencia de la línea, ahora en este punto vamos a considerarla para tener una idea más global de la característica de las líneas en el fenómeno de la estabilidad de voltaje, no obstante más adelante seguiremos despreciando la resistencia para ciertos cálculos y deducciones.

Considerando el sistema radial ya visto Fig. 2.1 ahora consideremos los siguientes puntos:

Si se considera la resistencia de la línea llamaremos a $R+jX$ en magnitud y fasor como:

$$Z_{LN} \angle \theta$$

y la carga del sistema que hasta ahora era considerada como $RI+jX_l$ ahora en magnitud y fasor es :

$$Z_{LD} \angle \phi$$

Entonces el sistema radial se muestra en la Fig.2.5(a):

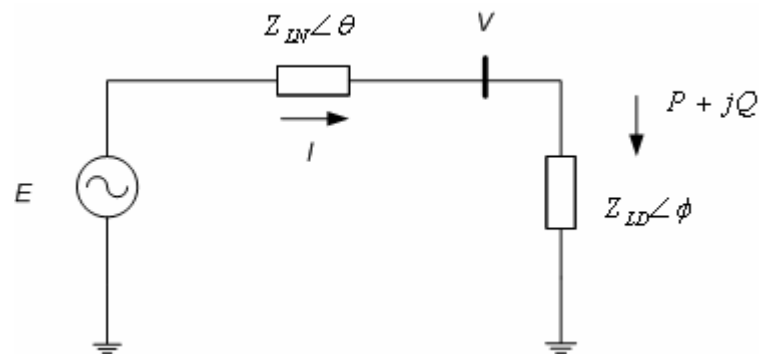


Figura 2.5 (a) Diagrama esquemático

Resolviendo esta simple malla, la corriente I , el voltaje extremo de recepción y la potencia entregada P , están dados por las siguientes ecuaciones:

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{E}{Z_{LN}} \quad \text{Ec.2.9}$$

$$V = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} E \quad \text{Ec.2.10}$$

$$P = \frac{Z_{LD}}{F} \left(\frac{E}{Z_{LN}} \right)^2 \cos \phi \quad \text{Ec.2.11}$$

donde

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right)^2 + 2 \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right) \cos(\theta - \phi)$$

Los gráficos para I, V y P son mostrados en Fig.2.5 (b) como función de la demanda de carga (Z_{LN} / Z_{LD}), para el caso de $\tan \theta = 10$ y $\cos \Phi = 0.95$. Para hacer los resultados aplicables a cualquier valor de Z_{LN} , los valores de I, V y P son apropiadamente normalizados.

Mientras la demanda de la carga se incrementa (Z_{LD} decrece), P se incrementa primero rápidamente y luego lentamente antes de alcanzar un máximo, y finalmente decrece. Como ya es bien conocido hay un valor máximo de potencia activa que puede ser transmitida a través de una impedancia desde una fuente de voltaje constante. La potencia transmitida es máxima cuando la caída de voltaje en la línea es igual en magnitud a V, Ej: Cuando $Z_{LN} / Z_{LD} = 1$. Las condiciones correspondientes a potencia máxima representan los límites de operación satisfactoria. Los valores de V y I correspondientes a la máxima potencia son referidos como valores críticos.

Para un valor dado de potencia P entregada ($P < P_{MAX}$), dos puntos de operación pueden ser encontrados para dos diferentes valores de Z_{LD} . Esto es mostrado en figura 2.5 (b) para $P = 0.8$. El

punto de la izquierda corresponde a la operación normal. En el punto de operación de la derecha, I es mucho más grande y V es mucho más pequeño que para el punto de la izquierda.

Para una demanda más grande que la potencia máxima, el control de potencia por variación de carga podría ser inestable, Ej: Un incremento en la admitancia de la carga reduciría la potencia. En esta región, el voltaje de la carga podría o no progresivamente decrecer dependiendo de la característica carga-voltaje. Con una característica de carga de admitancia constante, la condición del sistema se estabiliza a un nivel de voltaje más bajo que lo normal. Por otro lado, si la carga es suplida por un transformador con un LTC, la acción del cambiador de tap tratará de elevar el voltaje de la carga, lo cual tiene el efecto de reducir Z_{LD} . Esto reduce el voltaje V aún más y lleva a una progresiva reducción de voltaje. Este es el fenómeno de inestabilidad de voltaje.

De la ecuación 2.11 podemos ver que el valor máximo de P puede ser incrementado al incrementar la fuente de voltaje E y/o haciendo decrecer Φ .

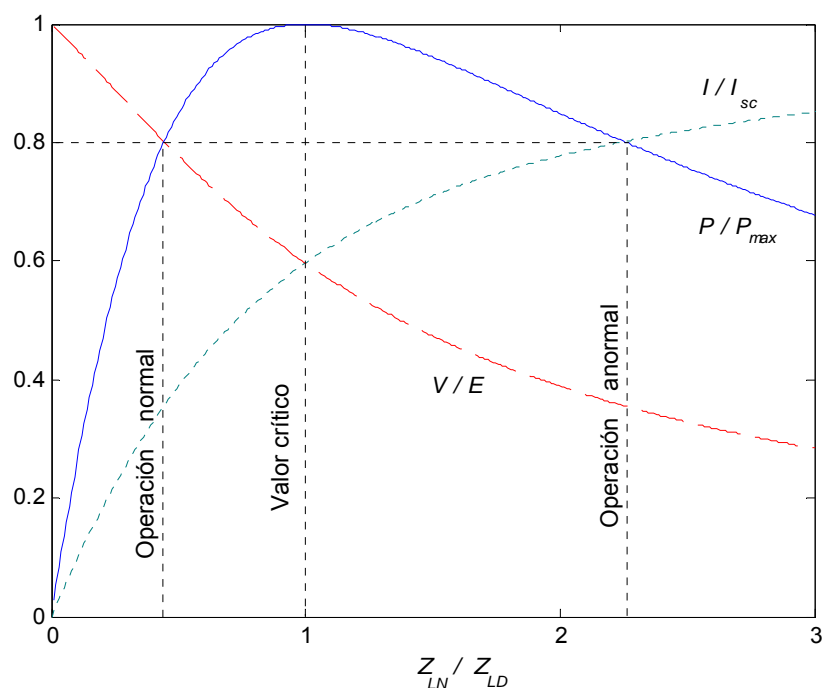


Figura 2.5 (b). Voltaje de recepción, corriente y potencia como una función de la demanda de la carga.

2.2.5 Potencia máxima derivada de las ecuaciones de flujo de carga

Para una mayor simplicidad, despreciaremos la resistencia de transmisión R de nuestro sistema. También tomaremos la fuente ideal de voltaje como fasor de referencia tal que $E = E \angle 0$. Nosotros denotamos la magnitud del voltaje de la carga y ángulo de fase por V y θ respectivamente.

De la figura 2.2 se obtiene que:

$$\bar{V} = \bar{E} - jX\bar{I}$$

La potencia compleja absorbida por la carga es:

$$\begin{aligned} S = P + jQ &= \bar{V}\bar{I}^* = \bar{V} \frac{\bar{E}^* - \bar{V}^*}{-jX} \\ &= \frac{j}{X} (EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) \end{aligned} \quad \text{Ec.2.12}$$

la cual es descompuesta en :

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad \text{Ec.2.13a}$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad \text{Ec.2.13b}$$

Las ecuaciones anteriores son ecuaciones de flujo de carga o de flujo de potencia, de un sistema sin pérdidas. Para una carga dada (P, Q), ellas tienen que ser resueltas con respecto a V y θ , de allí todas las otras variables son calculadas. Ahora estudiemos detalladamente estas ecuaciones de flujo de carga.

Eliminando θ de las ecuaciones de flujo, nos da:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad \text{Ec.2.14}$$

Esta ecuación resulta ser interesante porque de ella obtendremos las curvas PV y VQ, y entenderemos mejor los conceptos ya mencionados en los primeros capítulos, este pequeño modelo matemático de la curva nos dará la pauta para la introducción en

el análisis de la estabilidad de voltaje. Todas las deducciones son a partir de esta ecuación.

Esta es una ecuación de segundo orden con respecto a V^2 . La condición para tener al menos una solución es:

$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \geq 0 \quad \text{Ec.2.15}$$

la cual puede ser simplificada en:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad \text{Ec.2.16}$$

La ecuación (2.16) corresponde a una parábola en el plano (P, Q) como se muestra en la Fig. 2.6. Todos los puntos dentro de la parábola satisfacen (2.16) y por lo tanto conducen a dos soluciones de flujo de potencia. Fuera de la curva no hay solución mientras sobre la línea de la curva hay una simple solución. Esta parábola es el lugar geométrico de todos los puntos de máxima potencia. Puntos con potencia negativa corresponden a una máxima generación mientras que cada punto con P positiva corresponde a la máxima carga bajo un factor de potencia dado, tal como se derivó en la sección previa.

El lugar geométrico es simétrico con respecto al eje Q. En otras palabras, la potencia máxima que puede ser inyectada a la carga es exactamente igual a la potencia máxima que puede ser

absorbida. Sin embargo, esta simetría desaparece si uno toma en cuenta la resistencia de la línea.

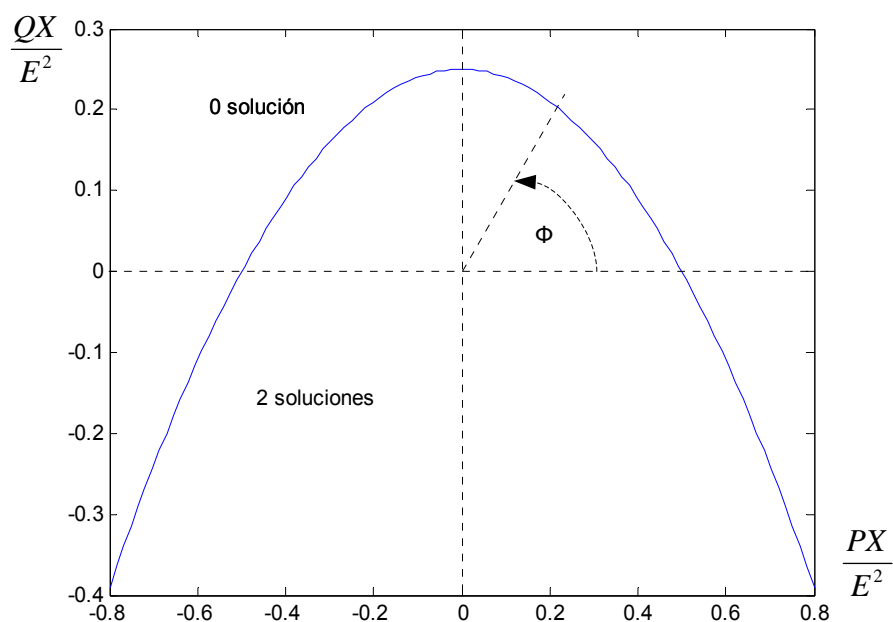


Figura 2.6 Dominio de existencia para la solución de flujo de potencia.

2.3 Curvas P-V

Las formas más lentas de la inestabilidad de voltaje son a menudo analizadas como problema de estado estable; la simulación de flujo de potencia es el método de estudio primordial. “Fotografías instantáneas” en el tiempo luego de una contingencia o durante una concentración de carga son simuladas. Además de estos flujos de potencia post disturbio, otros dos métodos basados en el flujo de

potencia son ampliamente usados: curvas P-V y curvas V-Q. Estos dos métodos determinan los límites de cargabilidad de estado estable los cuales están relacionados a la estabilidad de voltaje. Los programas de flujo de potencia convencionales pueden ser usados para el análisis.

Las curvas P-V son útiles para el análisis conceptual de la estabilidad de voltaje y para el estudio de sistemas radiales. El método es además usado para grandes redes de mallado donde P es la carga total en un área y V es el voltaje en una barra crítica o representativa. P puede además ser la potencia de transferencia a través de una interfase de transmisión o una interconexión. El voltaje puede ser graficado en muchas barras.

Una desventaja es que la simulación de flujo de potencia divergirá cerca de la nariz o punto de potencia máxima en la curva. Otra desventaja es que el generador debe ser realísticamente reprogramado mientras la carga del área es incrementada.

Asumiendo que la condición (2.16) se mantiene, las dos soluciones de 2.14 están dadas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2 P^2 - XE^2 Q}} \quad \text{Ec.2.17}$$

Tomando la misma ecuación 2.14 podemos dividirla para E^4 tenemos:

$$\left(\frac{V}{E}\right)^4 + \left(\frac{V}{E}\right)^2 \left(2\frac{QX}{E^2} - 1\right) + \left(\frac{PX}{E^2}\right)^2 + \left(\frac{QX}{E^2}\right)^2 = 0$$

Tomando E como base del sistema ahora consideramos que:

$$\frac{V}{E} = v \quad \frac{PX}{E^2} = p \quad \frac{QX}{E^2} = q$$

Se obtiene la siguiente ecuación:

$$v^4 + v^2(2q - 1) + p^2 + q^2 = 0 \quad \text{Ec.2.18}$$

Donde esta define una superficie en el espacio y se puede observar el comportamiento de este sistema.

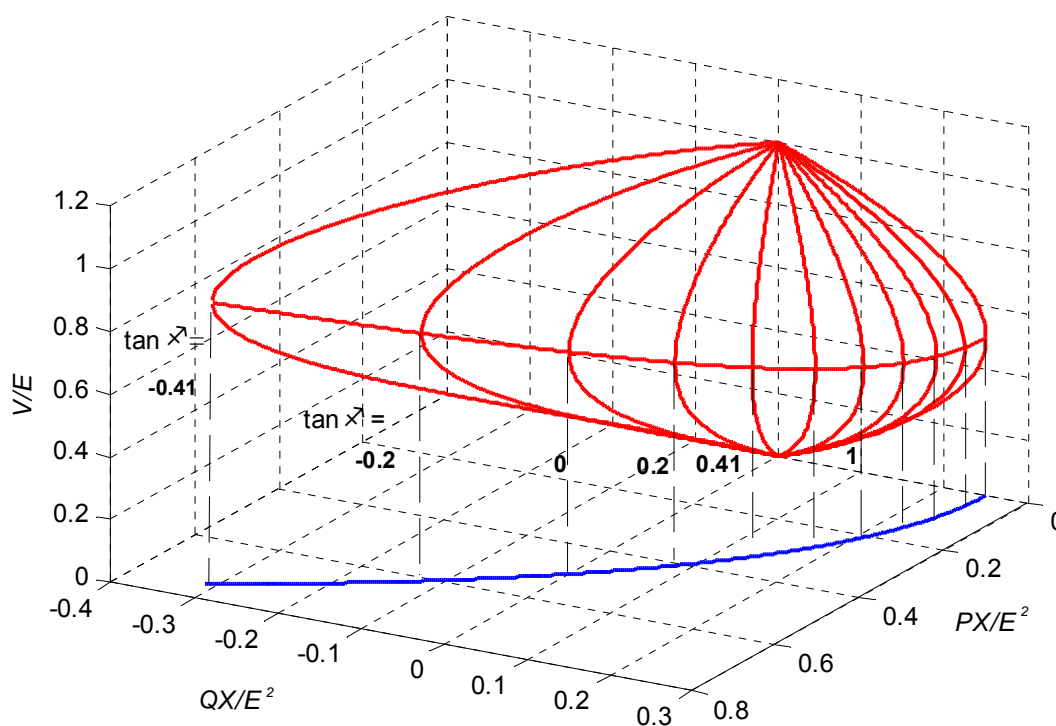


Figura 2.7. Voltaje como función de la potencia activa y reactiva de la carga

En el espacio (P, Q, V) , Ec. 2.18 define una superficie de dos dimensiones mostrada en la Fig. 2.7. La parte superior de esta superficie corresponde a la solución con el signo más en la Ec. 2.17, ó la solución de alto voltaje, mientras que la parte inferior corresponde a la solución con el signo menos, la cual es la solución de bajo voltaje. La mitad de esta superficie, a lo largo de la cual las dos soluciones son iguales corresponde a los puntos de potencia

máxima dado en (2.6, 2.7, 2.8). La proyección de esta curva límite en el plano (P, Q) coincide con la parábola de la Fig. 2.6.

Los meridianos dibujados con líneas seguidas en Fig. 2.7 corresponden a las intersecciones con los planos verticales $Q = P \tan \Phi$, para Φ variando de acuerdo a la Fig. 2.8. Proyectando estos meridianos en el plano (P, V) se obtienen las curvas de voltaje de carga como una función de la potencia activa, para varios $\tan \Phi$. Estas curvas famosas, mostradas en la Fig. 2.8, son generalmente referidas como curvas PV o curvas nariz. Ellas juegan un papel importante en el entendimiento y explicación de inestabilidad de voltaje.

Aunque ellas son probablemente las más comunes, las curvas PV no son la única posible proyección de la superficie de la Fig. 2.7 en el plano. Nosotros podríamos similarmente:

- proyectar los meridianos en el plano (Q, V), por lo tanto se producen las curvas QV.
- tomar la potencia aparente $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ como la abcisa y considerar curvas SV.
- considerar curvas VQ correspondiente a potencia activa constante P

- curvas PV bajo potencia reactiva Q constante.

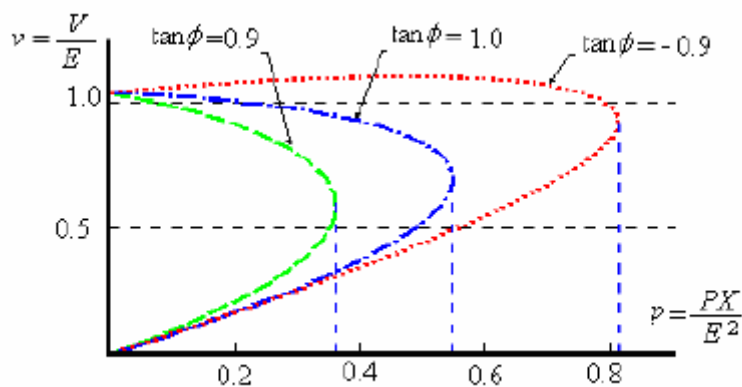


Fig.2.8 Curvas PV

Todas las curvas tienen básicamente la forma mostrada en la Fig.2.8, la única diferencia radica en que las curvas dibujadas bajo P constante o Q constante, no pasarán por voltaje cero (excepto, por supuesto, cuando la potencia es mantenida igual a cero).

Las siguientes observaciones pueden ser hechas partiendo de las curvas de Fig.2.8:

1. Para una potencia de carga dada por debajo de la máxima, hay dos soluciones: una con alto voltaje y baja corriente, la otra con bajo voltaje y alta corriente. La primera solución corresponde a la condición "normal" de operación, con voltaje V cercanamente al voltaje del generador E . La operación permanente en la segunda solución es inaceptable.

2. Mientras la carga es compensada más y más (lo cual corresponde a pequeños $\tan \Phi$) la máxima potencia se incrementa. Sin embargo, el voltaje al cual este máximo ocurre también se incrementa. Esta situación es peligrosa en el sentido de que la capacidad máxima de transferencia podría ser alcanzada a voltajes cercanos a los valores de operación normal. Además, para un alto grado de compensación y una potencia de carga cercana a la máxima, las dos soluciones de voltaje están cercanas una a otra y sin un análisis posterior, podría ser dificultoso decidir si una solución dada es la solución “normal”.
3. Para cargas sobre compensadas ($\tan \Phi < 0$), hay una porción en la parte superior de la curva PV a lo largo de la cual el voltaje se incrementa con la potencia de la carga. La explicación es que bajo $\tan \Phi$ negativo, cuanto más potencia activa es consumida más potencia reactiva es producida por la carga. A baja carga, la caída de voltaje debido a lo primero (mayor consumo de P) es compensado por el incremento de voltaje debido a lo segundo (mayor producción de Q). Mientras más negativa es $\tan \Phi$ más grande es la porción de la curva PV donde esto ocurre.

2.4 Requerimiento de potencia reactiva de los generadores

En esta sección, los generadores son tratados como fuentes de voltaje de magnitud constante. Como discutiremos en el siguiente capítulo el principal defecto de esta suposición está en la curva de capacidad de los generadores. Es por lo tanto interesante determinar cómo la potencia reactiva de generación se incrementa con la carga.

Prosiguiendo con nuestro ejemplo Fig.2.2, en el caso sin pérdidas ($R = 0$), podemos expresar la producción reactiva del generador como la suma de la carga y las pérdidas del sistema.

$$Q_g = Q + XI^2 \quad \text{Ec.2.19}$$

donde la corriente de línea I está relacionada a la potencia aparente S_g a través de :

$$I = \frac{S_g}{E} = \frac{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}}{E}$$

Sustituyendo I en (2.19) y notando que $P_g = P$ en ausencia de pérdidas de potencia real, obtenemos:

$$Q_g = Q + \frac{X}{E^2}(P^2 + Q_g^2)$$

la cual puede ser reordenada en:

$$Q_g^2 - \frac{E^2}{X} Q_g + \frac{E^2}{X} Q + P^2 = 0 \quad \text{Ec.2.20}$$

Resolviendo esta ecuación con respecto a Q_g nos da:

$$Q_g = \frac{E^2}{2X} \pm \sqrt{\left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 - \frac{QE^2}{X} - P^2} \quad \text{Ec.2.21}$$

Note que (2.20) tiene solución solamente cuando la condición 2.16 es satisfecha. La ecuación (2.20) define una superficie en el espacio (P , Q , Q_g). Cortando esta superficie con planos de factor de potencia constantes, se obtienen las curvas P - Q_g mostradas en la Fig. 2.9. Estas curvas son similares a las curvas PV , excepto que los puntos de operación normal ahora caen en la parte más baja de las curvas. Comenzando con la condición de circuito abierto ($P = 0$, $Q_g = 0$) e incrementando la carga, la generación reactiva se incrementa no linealmente con P hacia la potencia máxima. Más allá de este punto, P decrece mientras que las pérdidas reactivas continúan incrementándose, hacia el punto ($P = 0$, $Q_g = E^2/X$) el cual corresponde a un cortocircuito en la barra de la carga. Note finalmente que todos los puntos de potencia máxima están caracterizados por:

$$Q_{g \max P} = \frac{E^2}{2X}$$

para cualquier factor de potencia de la carga.

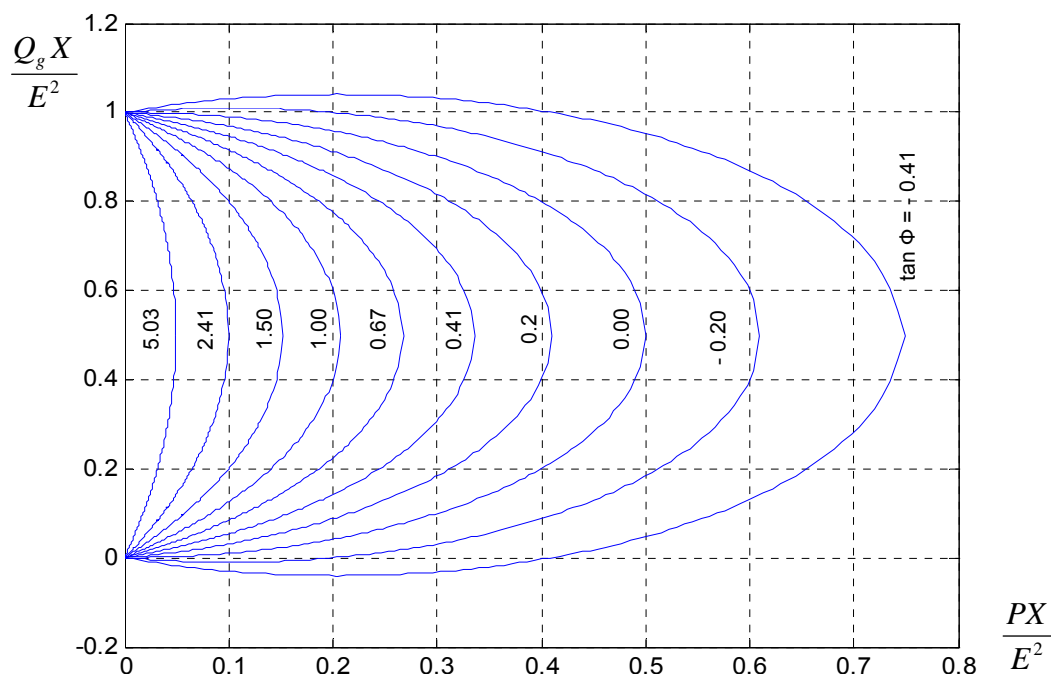


Figura 2.9 Producción reactiva del generador como una función de la potencia de la carga

2.5 Equipos de compensación

Generalmente hablando, la compensación consiste en inyectar potencia reactiva para mejorar la operación del sistema de potencia, más específicamente para mantener los voltajes cercanos a los valores nominales, reducir la corriente en las líneas y por ende las pérdidas de la red, y contribuir al mejoramiento de la estabilidad.

La mayor parte a menudo es provista por capacitores, para contrarrestar la naturaleza predominantemente inductiva de las líneas de transmisión, o de las cargas. Esta también podría consistir de reactores donde la absorción de la potencia reactiva es de importancia.

2.5.1 Capacitores en serie

Los capacitores en serie sirven para mejorar la capacidad de transferencia de potencia en sistemas de transmisión de extra alto voltaje (EHV) que son muy utilizados en todo Norte América. La compensación serie reduce la impedancia efectiva entre generación y carga, y entre sistemas interconectados. A diferencia de los capacitores en derivación, tienen una muy buena característica de incremento de generación de potencia reactiva según se incremente la carga. Mientras la salida de los capacitores en derivación tiende a caer justo cuando el sistema necesite mayor reactivo, la salida de reactivos de éstos sube cuadráticamente con la corriente. En este sentido, los capacitores en serie se regulan por si mismos y demasiado rápido. Bajo condiciones de carga liviana, los capacitores no producirán generalmente reactivos no deseados, y ayudarán a evitar

sobrevoltajes típicos debido (por ejemplo) a caídas excesivas de carga en la línea.

Otra característica es que reduce la impedancia efectiva a lo largo de la línea transmisión. El ángulo diferencial requerido para satisfacer un nivel dado de transferencia es reducido. Esto tiene dos beneficios: Primero, los flujos de potencia entre áreas tienen a cargarse relativamente al máximo en líneas paralelas compensadas y líneas subyacentes. Segundo, esto tiende a mejorar la estabilidad transiente del sistema.

La producción de reactivos por las compensadoras series, bajo condiciones de carga muy elevada contrarresta el consumo de reactivos por la impedancia de la línea. Esto reduce sustancialmente el requerimiento de reactivos adicional de fuentes en derivación.

Un simple modelo equivalente es mostrado en la fig.2.10 (Este no toma en cuenta la localización del capacitor serie)

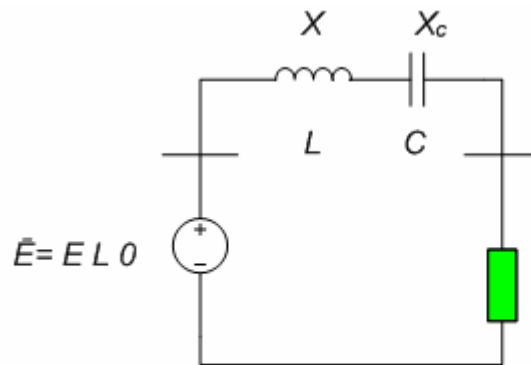


Figura 2.10 Compensación serie

La reactancia neta de la línea está dada por:

$$X_{net} = X - X_c = \omega L - \frac{1}{\omega C}$$

con el grado de compensación

$$\frac{X - X_{net}}{X} = \frac{X_c}{X}$$

estando usualmente en el rango 0.3 - 0.8

Reemplazando X por X_{net} en (2.6, 2.8) se ve claramente que la potencia máxima entregada es incrementada, mientras que el voltaje bajo la condición de potencia máxima es incambiable.

La compensación serie nos lleva a un aspecto fundamental de la inestabilidad de voltaje, la llamada distancia eléctrica entre generación y centros de carga. En este aspecto esta es una contramedida muy eficiente a la inestabilidad.

2.5.2 Capacitores y reactores en derivación

Los bancos de capacitores están siempre en las barras, en vez de estar en las líneas. Los reactores en derivación podrían ser conectados en la línea o en la barra (a menudo en los devanados terciarios de los autotransformadores). El propósito primordial es el control del voltaje y estabilización de la carga.

Nosotros consideramos aplicaciones a transmisión de voltajes, y en terciarios de grandes auto transformadores.

Generalmente, nuestra discusión de bancos de capacitores en derivación también es aplicada a los reactores en derivación desconectables. Dado que el sobrevoltaje concierne a reactores en derivación, estos son probablemente más usados que los capacitores en el terciario de los autotransformadores de grandes redes.

Para investigar su efecto en algo detallado, nosotros consideraremos el sistema simple de la Fig. 2.11, el cual combina el efecto de la línea cargada (susceptancia B_l) con un compensador en derivación ajustable (susceptancia B_c).

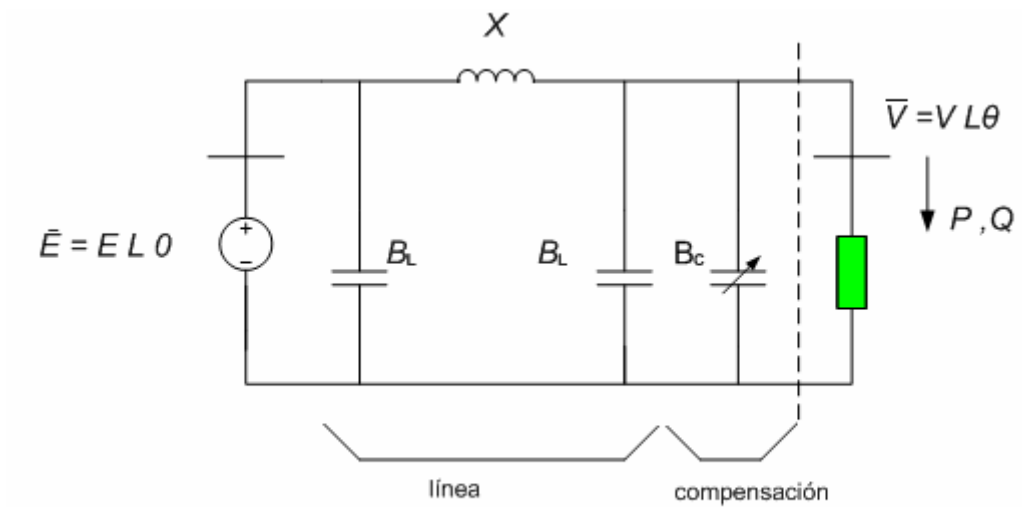


Figura 2.11 Capacitancias de la red y compensación en derivación

El equivalente Thévenin visto por la carga (la izquierda de la línea punteada en Fig. 2.11) tiene la siguiente fem y reactancia:

$$E_{th} = \frac{1}{1 - (B_c + B_l)X} E$$

$$X_{th} = \frac{1}{1 - (B_c + B_l)X} X$$

Reemplazando E por E_{th} y X por X_{th} en (2.6, 2.8) se tiene la potencia máxima entregada (bajo el factor de potencia $\cos\phi$):

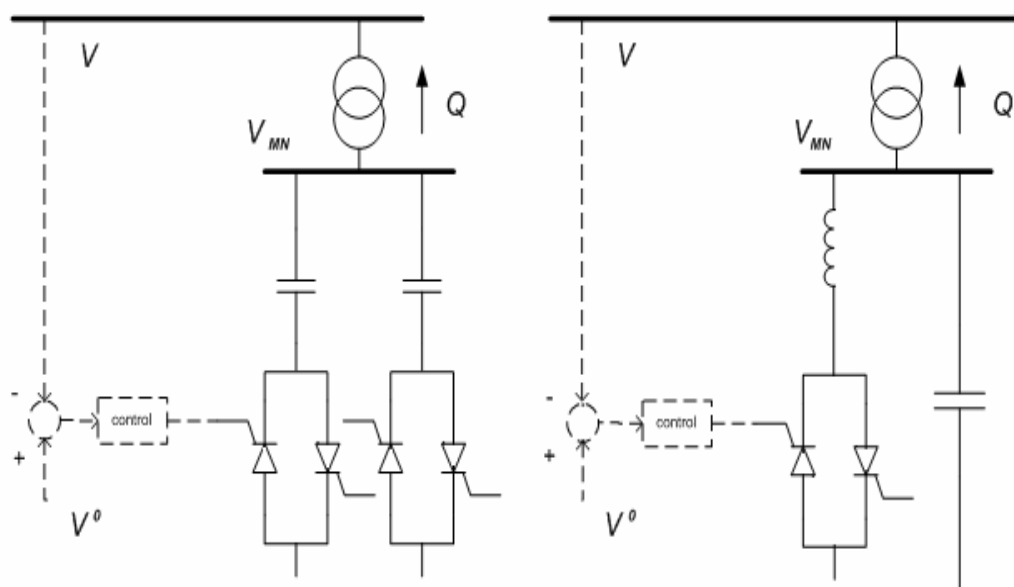
$$P_{\max} = \frac{\cos\phi}{1 + \sin\phi} \frac{E_{th}^2}{2X_{th}} = \frac{1}{1 - (B_c + B_l)X} \frac{\cos\phi}{1 + \sin\phi} \frac{E^2}{2X}$$

y el correspondiente voltaje de la carga :

$$V_{\max P} = \frac{E_{th}}{\sqrt{2}\sqrt{1+\sin\phi}} = \frac{1}{1-(B_c+B_l)X} \frac{E}{\sqrt{2}\sqrt{1+\sin\phi}}$$

2.5.3 Compensadores estáticos de reactivos.

Un compensador estático de reactivo (SVC, Static Var Compensator) es un equipo de compensación en derivación controlado por voltaje. En aplicaciones de sistemas de transmisión, la susceptancia en derivación conectada a la barra Medio Voltaje (MV) es rápidamente variada para mantener constante el voltaje en las barras de Alto voltaje (HV) o Extra Alto Voltaje (casi) constante. Los SVC son equipos rápidos, que actúan en varios ciclos. El costo significativamente alto de un SVC es justificado cuando la velocidad de acción es requerida para el mejoramiento de la estabilidad. Este es el caso en la inestabilidad de ángulo y en problemas de inestabilidad de voltaje a corto plazo. Además del control de voltaje, los SVC pueden ser usados también para amortiguar las oscilaciones de ángulo a través de una modulación adicional de susceptancia.



(a) Capacitores Conmutados por tiristor (TSC) b) Reactor Controlado por tiristor (TCR)

Figura 2.12 Representación esquemática de los SVC

Las siguientes son las dos técnicas principales usadas para obtener una susceptancia variable:

- en los Capacitores Conmutados por Tiristores (TSC, Thyristor Switched Capacitor) (Ver figura 2.12 .a) un número variable de unidades de capacitores en derivación es conectado al sistema por tiristores usados como interruptores.
- en los Reactores Controlado por Tiristores (TCR, Thyristor Controlled Reactor) (Ver figura 2.12 .b), el ángulo de disparo de los tiristores conectados en serie con el reactor es ajustado

para variar la componente fundamental de la frecuencia de la corriente fluctuante dentro del reactor, mientras los armónicos son filtrados afuera por diferentes técnicas. Esto es equivalente a tener un reactor en derivación variable en paralelo con un capacitor fijo.

En condiciones de estado estable, la potencia reactiva producida por el SVC es dada por:

$$Q = BV_{MV}^2 \quad \text{Ec.2.22}$$

donde V_{MV} es el voltaje en la barra MV y B es la susceptancia variable. La última obedece:

$$B = K(V_0 - V) \quad \text{Ec.2.23}$$

sujeta a:

$$B^{\min} \leq B \leq B^{\max} \quad \text{Ec.2.24}$$

donde K es la ganancia, V_0 el voltaje de referencia y B^{\min} , B^{\max} corresponden a las condiciones extremas del tiristor.

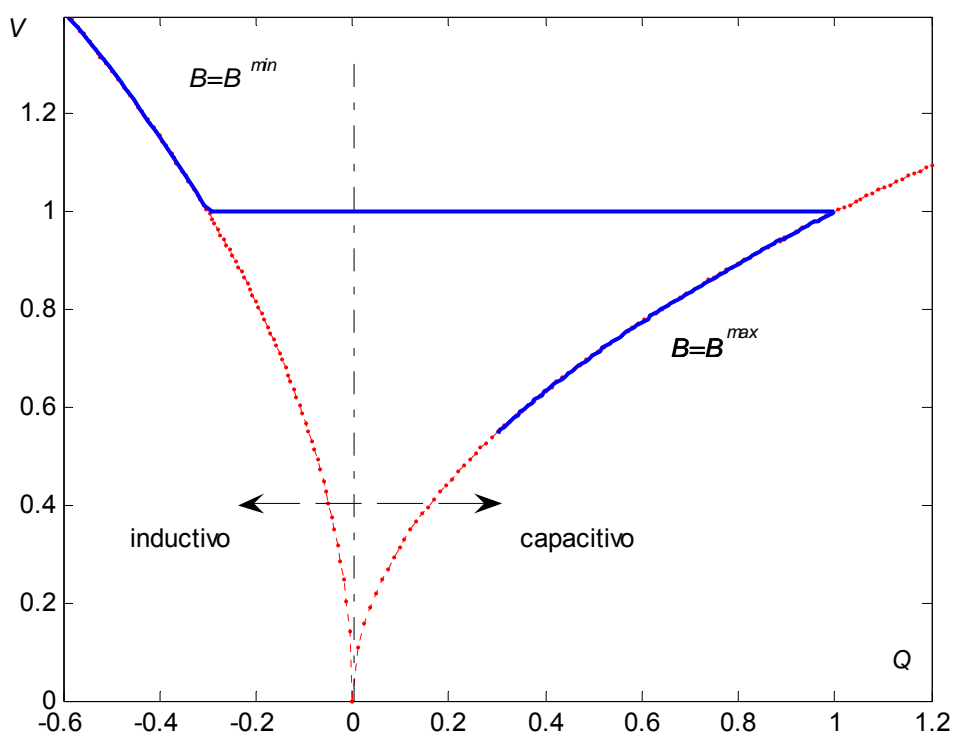


Figura 2.13 .Característica de estado estable de un SVC ($B_{min} = -0.3$, $B_{max} = 1$, $K=50$, $V_0 = 1$, en p.u en rangos del compensador)

La correspondiente característica VQ es mostrada con línea sólida en Fig. 2.13. La impedancia de incremento del transformador ha sido despreciada por simplicidad (por lo tanto se obtiene que $V=V_{MV}$ en por unidad) pero es tomada en cuenta en una simulación detallada. La porción casi plana de la característica corresponde a (2.22) y (2.23). Es muy cercana la línea recta con una pequeña caída, debido al valor alto de K (del orden de 25 -100 en el rango del SVC). Las partes parabólicas corresponden a (2.22) con B en uno de los límites (2.24).

Los SVC afectan significativamente la forma de la característica de la red.

2.5.4 Condensadores sincrónicos

Debido al alto costo inicial y de operación, los condensadores sincrónicos generalmente no son competitivos con los compensadores estáticos de reactivos. El costo capital podría ser 20-30% mucho más alto que los SVC. Las pérdidas a plena carga de los condensadores (y generadores) están alrededor 1.5%, y de no carga (salida aislada) son alrededor de 0.5%.

Técnicamente, los condensadores sincrónicos tienen algunas ventajas sobre los SVC en redes con voltajes débiles. Siguiendo una caída de voltaje en la red, el incremento en la salida de la potencia reactiva del condensador es instantáneo (lo mismo para salida de reactivos de generadores). El decaimiento subsiguiente del voltaje interno o flujo (reacción de armadura) es contrarrestado por el control de excitación. Los condensadores y generadores mantienen su capacidad de sobrecarga por decenas de segundo. En contraste a la característica del capacitor del cuadrado del voltaje de los SVC a su límite total, los condensadores pueden mantener rangos de corriente a su límite total.

Como una solución a los problemas de estabilidad de voltaje, generadores (especialmente turbinas de combustión) suelen ser desembragados para trabajar como condensadores sincrónicos.

2.6 Curvas V-Q

Una curva VQ expresa la relación entre la potencia reactiva suministrada Q_c en una barra dada y el voltaje en esa barra. Podemos construir las curvas VQ partiendo de las curvas PV (Fig.2.8). Para valores constantes de P, anotamos los valores v y q (dos pares para cada factor de potencia), y entonces se grafica. En la fig. 2.14 se muestra el resultado. Para sistemas grandes las curvas son obtenidas por una serie de simulaciones de flujo de potencia. Esto consiste en conectar un generador ficticio con una potencia activa nula y registrando la potencia reactiva Q_c producida mientras se varía el voltaje V. En programas de computadoras, la barra es convertida a barra de control sin límites de potencia reactiva. Debido a que no produce alguna potencia activa, este generador ficticio es referido como un condensador sincrónico. Ya que el voltaje es tomado como variable independiente, es común usar V como abcisa y producir curvas VQ en lugar de curvas QV.

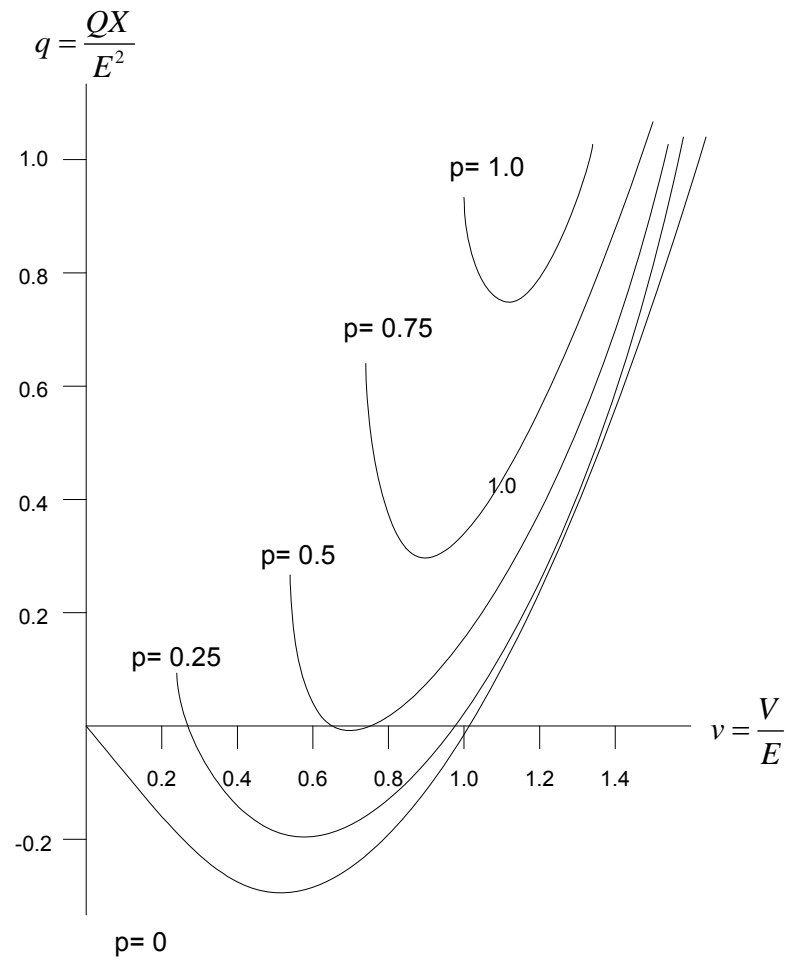


Figura 2.14. Curvas V-Q normalizadas para una fuente ajustada y reactancia de la red. Carga a potencia constante

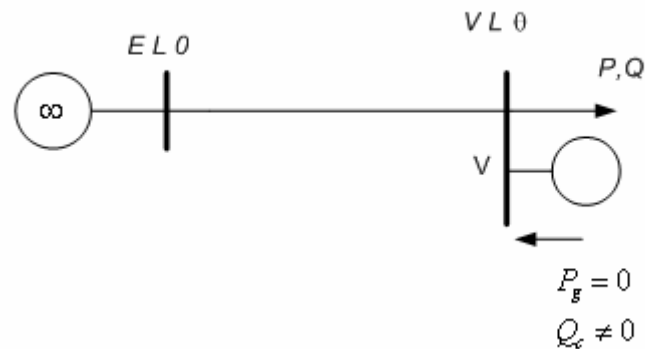


Fig.2.15 Uso de un generador ficticio para producir curvas VQ

Ilustraremos la técnica en un sistema de 2 barras mostrado en la Fig.

2.15. Las ecuaciones de flujo de (2.13 a y b) se vuelven:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad \text{Ec.2.25a}$$

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad \text{Ec. 2.25b}$$

Se puede notar en este punto que la curva VQ es una característica de ambas, de la red y de la carga. Como la curva apunta a la característica en operación de estado estable del sistema, la carga debe ser representada a través de su característica de estado constante. En este ejemplo sencillo nosotros asumimos carga de potencia constante. Sin aplicación de compensación reactiva paralela en la barra de prueba, el punto de operación es un punto con cero potencia reactiva, correspondiendo al generador sincrónico ficticio removido, esto será más adelante explicado en la interpretación de esta curva. Ver Fig. 2.14

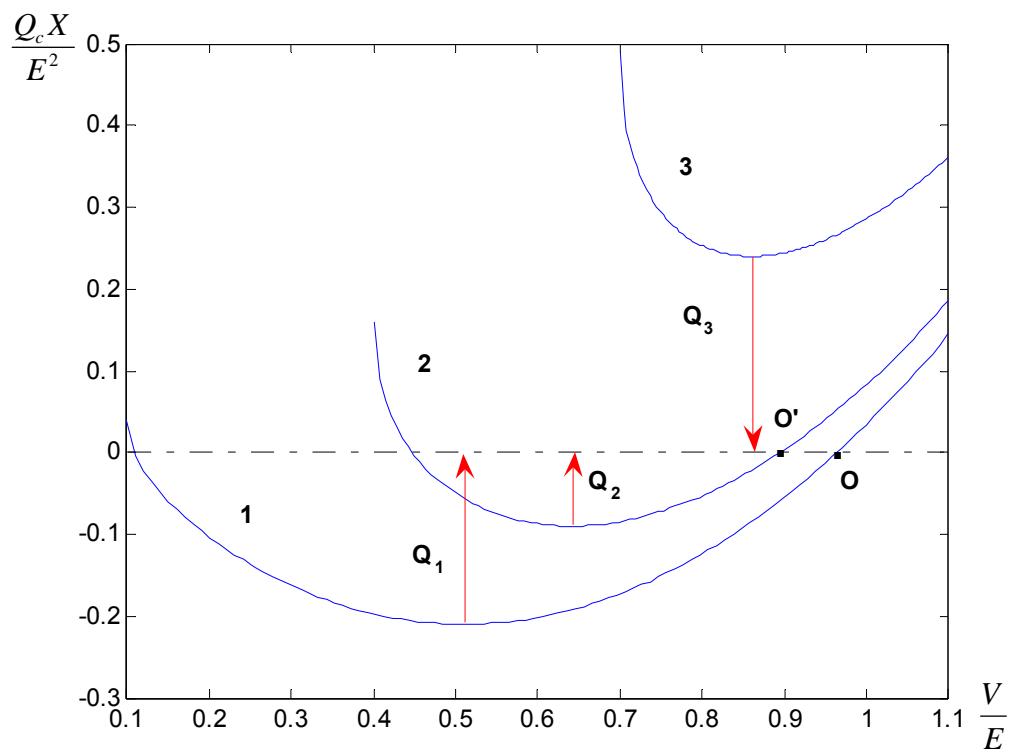


Figura 2.16. Curvas VQ

De las ecuaciones anteriores podemos interpretar que para cada valor de V , θ es obtenido de (2.25a), luego la potencia reactiva Q_c es calculada de (2.25b).

El análisis de este pequeño sistema servirá para comprender la naturaleza de esta curva, pero más adelante se darán algunos criterios para sistemas más robustos, asumiendo haber entendido el criterio de las dos barras. En la Fig. 2.16 interpretaremos algunos puntos notables y las ventajas de este método.

Las dos intersecciones con el eje del voltaje corresponden a no compensación. Recordando conceptos anteriores el punto O corresponde a la solución de más alto voltaje, el cual es el punto de operación normal.

La seguridad de voltaje está estrechamente relacionada con la potencia reactiva, y estas curvas dan el margen de potencia reactiva en la barra de prueba. El margen de potencia reactiva es la distancia en MVA_r del punto de operación a la parte más baja de la curva, o al punto donde la característica (del voltaje al cuadrado) de un capacitor aplicado es tangente a la curva.

También se puede ver que, la curva V-Q no se desvía mucho de una línea recta alrededor de este punto.

La curva dos de la Fig. 2.16 es una situación con más carga. El punto de operación sin compensación es O', donde la curvatura de la curva VQ es más pronunciada. Como ya se había mencionado los valores Q_1 y Q_2 son márgenes de potencia reactiva con respecto a la pérdida de un punto de operación.

De aquí otra ventaja es que la pendiente de la curva indica la rigidez de la barra de prueba (el ΔV para un ΔQ).

Finalmente la curva Q_3 corresponde a la de un sistema que ya no puede operar sin inyección de potencia reactiva. Esto podría ser el resultado de un disturbio severo que incremente X .

El margen Q_3 es negativo y provee una medida de la distancia en MVAR a la operabilidad del sistema.

Las curvas VQ pueden ayudar a determinar la cantidad de compensación en derivación necesaria para restaurar un punto de operación u obtener un voltaje deseado.

2.7 Ejercicio de aplicación

Considere el sistema de 4 barras mostrado en Fig.2.17. Sus datos de flujo de carga (en base de 100 MVA) son los siguientes:

línea A-B : $X = 0.056225$ pu

R y B_l despreciadas.

línea B-L : $X = 0.005325$ pu

R y B_l despreciadas

impedancia del transformador : $X = 0.032$ pu

relación de circuito abierto $V_B / V_G = 1.04$ pu

resistencia serie y susceptancia en paralelo son despreciadas.

capacitancia a barra L : $B_c = 0.25$ pu

generador G : potencia nominal aparente = 250 MVA

a) Correr un flujo de carga base correspondiente al siguiente punto de operación:

carga L : $P = 2 \text{ pu}$, $Q = 0.5 \text{ pu}$
generador G2 : $P = 2 \text{ pu}$, $V = 1 \text{ pu}$
generador G1 : barra de oscilación con $V = 1.04 \text{ pu}$

Asumiendo que el generador G2 (resp. G1) puede ser representado por una barra PV (resp. a oscilación) e ignorando cualquier límite de potencia reactiva:

- Obtener la curva PV a la barra L usando cálculos de flujo de carga sucesivos. El factor de potencia de la carga podría ser mantenido constante y la barra de oscilación compensará la potencia activa. Use suficientes pasos pequeños para la aproximación de la potencia máxima con precisión razonable.
- Para el mismo sistema, dibujar la curva VQ a la barra L para las cargas de 200, 700 y 1400 MW (bajo factor de potencia constante). Use la técnica del generador ficticio, con Q_c correspondiente a la potencia reactiva inyectada por el capacitor en paralelo. Determine la cantidad de compensación necesaria para restaurar (i) el voltaje a 1 p.u. bajo la carga de 700 MW; (ii) un punto de operación a un nivel de 1400 MW.

Solución:

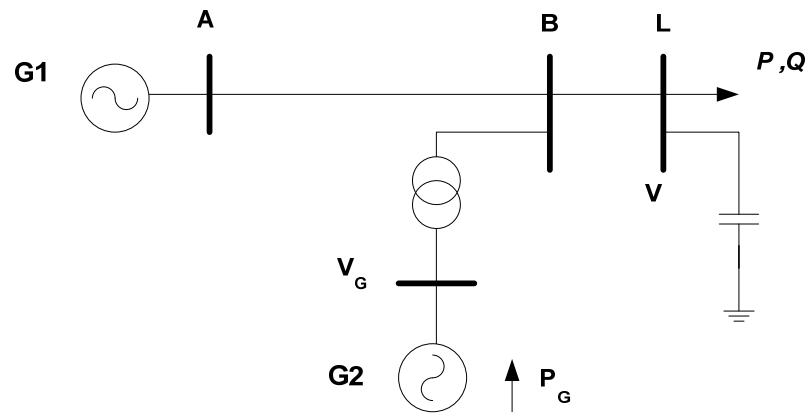


Figura 2.17 Sistema de dos generadores

Resolvemos un flujo de potencia, para obtener un caso base o de referencia en una base de 100 MVA. Los resultados se muestran en la tabla II y III.

Barra	V (p.u.)	Fase (grados)	P. gen (MW)	Q. gen (MVar)	P. Carga (MW)	Q. Carga (MVar)
A	1.04	0	0	11.472	0	0
B	1.0338	0	0	0	0	0
G	1	3.4127	200	26.123	0	0
L	1.0325	-0.60391	0	0	200	50

Tabla II. Resultado del flujo de potencia

De barra	A barra	Líneas	P.Flujo (MW)	Q.Flujo (MVar)	P. Perd. (MW)	Q. Perd. (MVar)
B	A	1	0	11.472	0	0.068
L	B	2	200	25.49	0	2.139
B	G	3	200	26.123	0	12.036

Tabla III. Resultado del flujo en las líneas.

La potencia reactiva capacitiva es igual a 26.65 MVar.

Haciendo incrementos a la carga de 200 MW y tomando los voltajes obtenidos se grafica la siguiente curva:

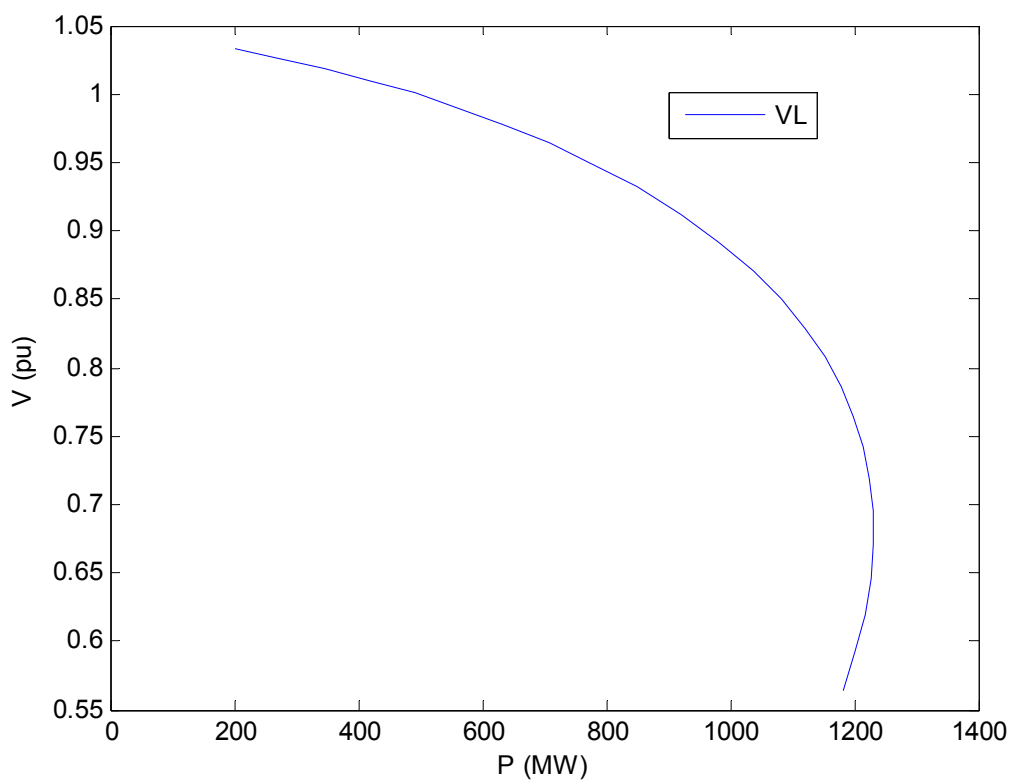


Figura 2.18 Curva PV del problema

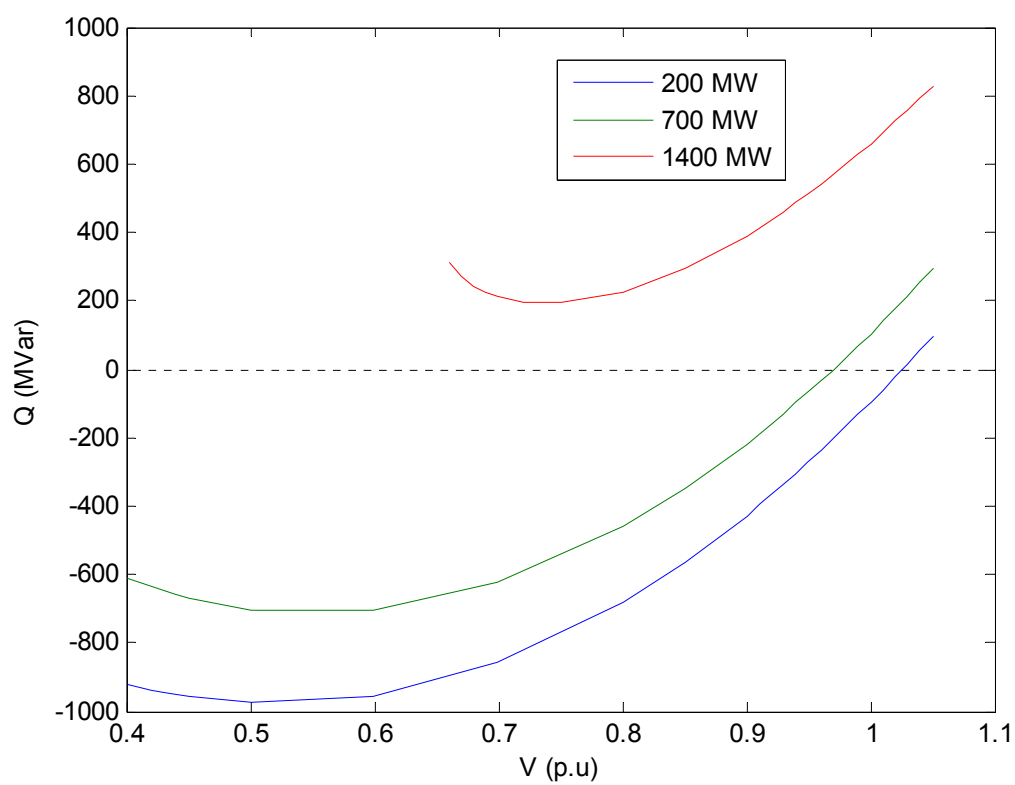


Figura 2.19 Curva QV del problema

Para el ítem (i) se aplica un flujo de potencia con carga de 700 MW de potencia activa y de potencia reactiva 425 MVar (factor de potencia 0.97) usando la técnica del generador síncrono ficticio para tener un nivel de voltaje de 1 p.u., obteniéndose un valor de 1088.63 MVar, lo mismo se aplica para el literal (ii) o también observando el gráfico anterior, de estos se obtiene 660.21 MVar.

Este pequeño ejemplo nos da la conclusión de que la curva VQ nos ayuda a estimar la cantidad de reactivos necesaria para obtener un

nivel de voltaje deseado. Cabe resaltar el porqué hubo convergencia en el flujo a niveles de 1400, aunque el colapso es alrededor 1231 MW, al aplicar la potencia reactiva se hace que el factor de potencia esté más en adelanto como en Fig. 2.8 lo cual adelanta más la nariz y por ende el colapso esta más allá del nivel base (sin compensación).

CAPÍTULO 3

3. SISTEMA DE GENERACIÓN

Los generadores sincrónicos son una fuente primaria de potencia reactiva y son en gran medida responsables de mantener un buen perfil de voltaje en todo el sistema de potencia. Consecuentemente sus características y sus limitaciones son de mucha importancia para el análisis de estabilidad de voltaje. Estos generadores con sus controles son unos de los equipos más complejos en los sistemas de potencia.

Los disturbios en los sistemas de potencia conducen a la inestabilidad de voltaje que a menudo envuelve desbalance generación – carga. Esto causa redistribución del flujo de potencia y pérdidas reactivas. Además

podemos recalcar que en casi todos los incidentes de inestabilidad de voltaje ocurridos, uno o algunos generadores cruciales fueron operados con su capacidad reactiva al límite.

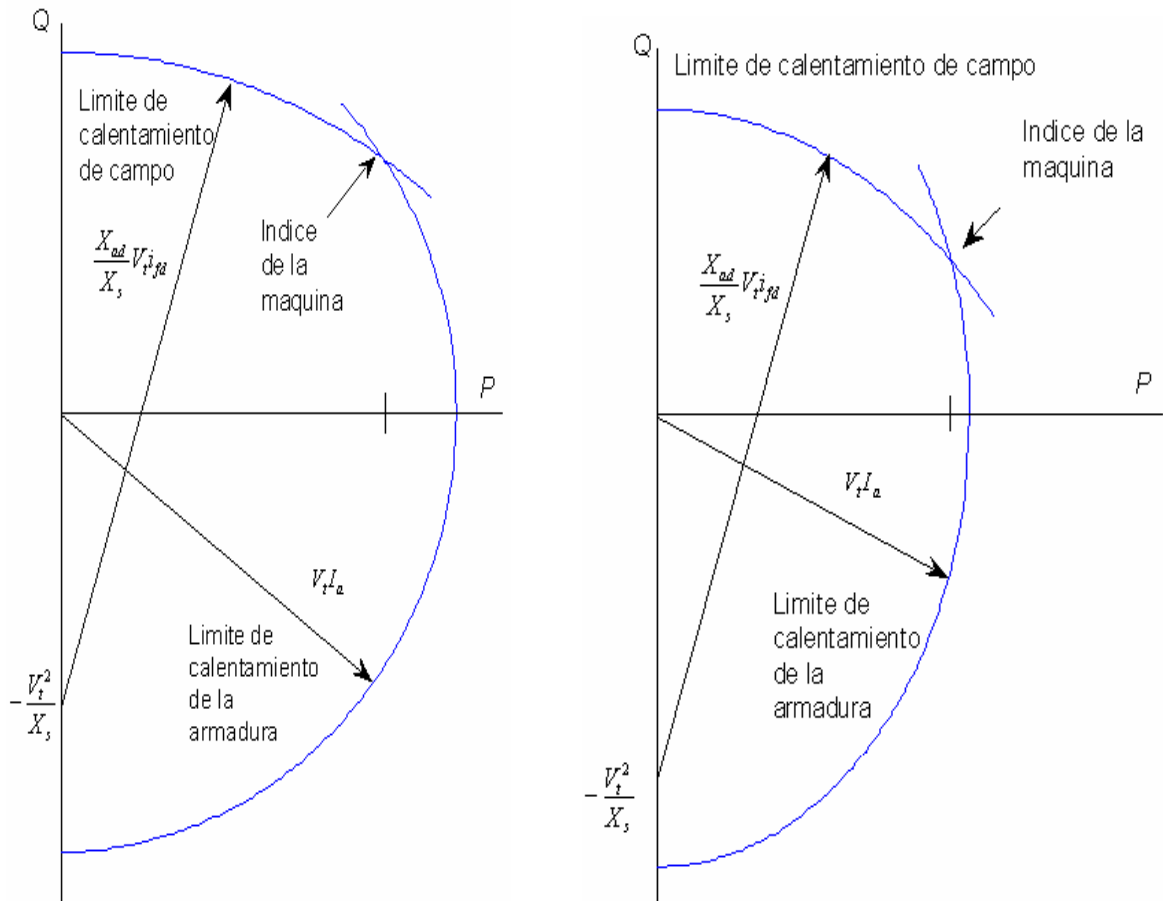
3.1 Curvas de Capabilidad

Para ver las características de la estabilidad de voltaje empezamos por la curva de capacidad P-Q.

Con la potencia real ajustada, la capacidad de suministrar potencia reactiva es limitada por el calentamiento del devanado de la armadura (estator) o del campo (rotor), los límites de calentamiento del devanado de la armadura o del campo pueden ser representados por dos curvas en el gráfico potencia real/potencia reactiva. La Fig. 3.1 muestra curvas de capacidad desarrolladas para dos generadores: factor de potencia a 0.8 con reactancia sincrónica relativamente baja y a un factor de potencia de 0.95 con reactancia sincrónica alta. La última es típica en diseño de generadores y especificaciones.

La capacidad del generador es considerablemente afectada por el enfriamiento del sistema, la Fig.3.2 mostrada es una curva para diferentes presiones de enfriamiento en hidrógeno. A factores de potencia más bajos que 0.9, el factor limitante es el devanado de campo. Entre valores de factor de potencia 0.9 en atraso y 0.95 en

adelanto, el factor límite es la corriente de armadura. Para factores de potencia en adelanto más bajos, el factor límite es el calentamiento final del núcleo de la armadura.



(a) 0.8 f.p, reactancia sincrónica baja

(b) 0.95 f.p, reactancia sincrónica alta

Fig. 3.1 Curva de capacidad del generador [1]

La porción de una curva de capacidad donde la corriente de armadura está limitando la capacidad de potencia obviamente varía

con el voltaje terminal. La curva del devanado de campo también varía con el voltaje terminal.

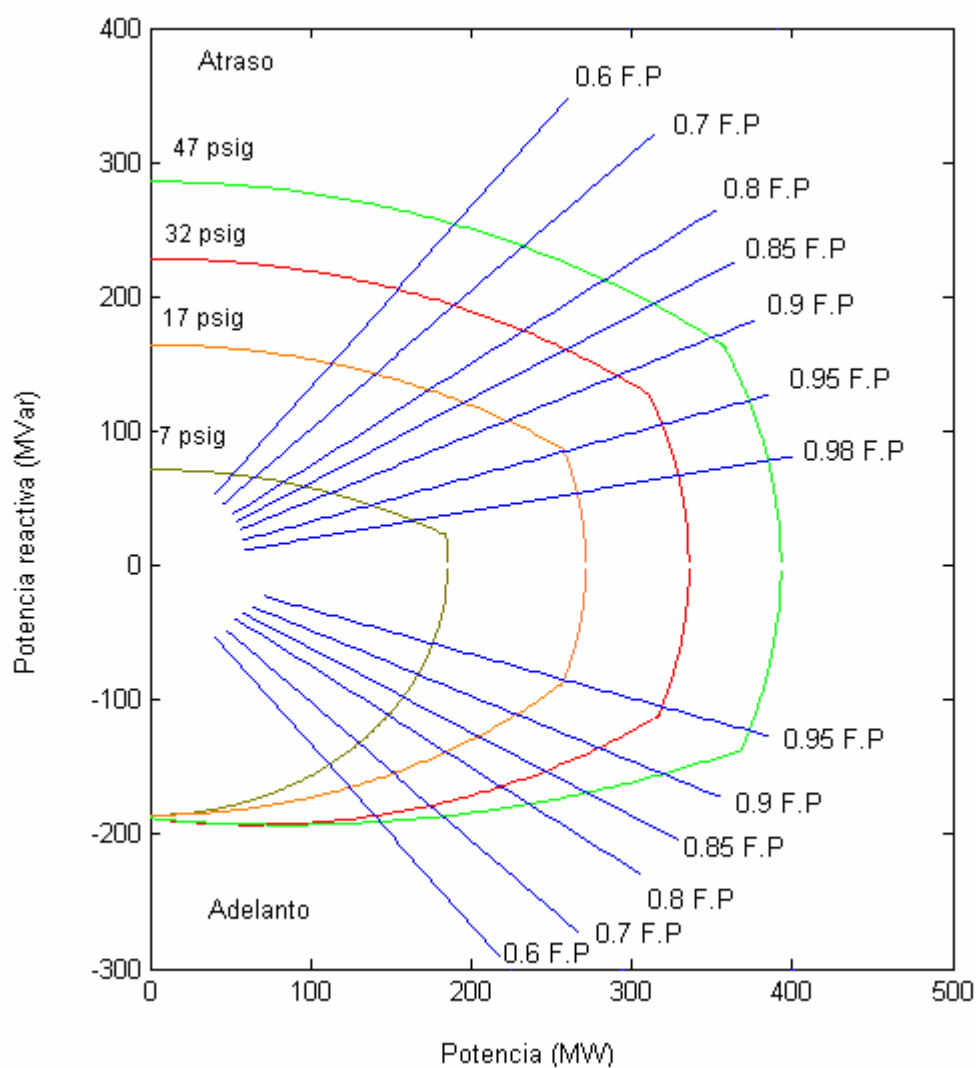


Fig. 3.2 .Curva de capacidad para el generador de 410 MVA [1]

La figura 3.3 muestra la porción sobreexcitada de la curva de capacidad, la figura muestra una situación donde la turbina está dimensionada para coincidir con la potencia activa del generador a

cierto factor de potencia. También se muestra el efecto del voltaje terminal reducido. Nosotros podemos ver que la potencia reactiva es normalmente limitada por el calentamiento del campo. La corriente de armadura está limitando solamente si el voltaje terminal no puede ser controlado todo el tiempo, lo cual podría ser un caso de voltaje de emergencia. Es aparente que la limitación de corriente de armadura depende de la máxima potencia de la turbina.

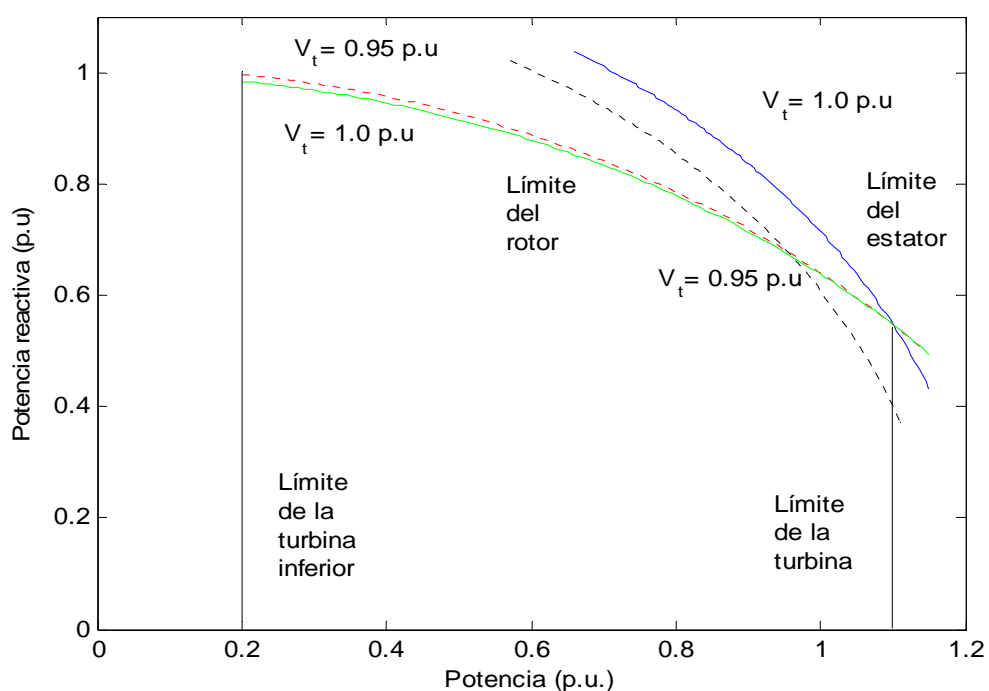


Fig.3.3 Porción sobreexcitada de la curva de capacidad mostrando voltaje terminal reducido [1]

3.1.1 Modelo de la máquina sincrónica en estado estable

En los programas de flujo de potencia convencionales, los generadores son representados como “barras PV” con potencia real especificada y potencia reactiva de salida entre un límite máximo y un mínimo. A una potencia reactiva límite, una barra PV es transformada en una barra PQ. El máximo valor, Q_{max} , es usualmente la potencia reactiva a una condición tasada. Este resulta en una curva de capacidad rectangular del generador. Si el generador es operado por debajo de la potencia máxima, la potencia disponible adicional puede ser reconocida. Relativamente muchos de los generadores nuevos tienen un alto valor de factor de potencia y una alta reactancia sincrónica (bajo radio de cortocircuito). Como muestra la Fig. 3.1, esto hace la diferencia entre una curva de capacidad rectangular y la actual curva de capacidad más importante.

3.2 Controladores de frecuencia y voltaje

3.2.1 Revisión del control de frecuencia

En grandes sistemas de potencia, el control de frecuencia es ejercido en dos niveles:

- A nivel local, lo que significa gobernadores en las plantas de potencia. Esto es también referido como el control de frecuencia primario.
- A nivel central, lo que significa un control de carga frecuencia. Hoy en día esto se lo hace corriendo un software en un centro de control. Este nivel de control también se denomina control de frecuencia secundario

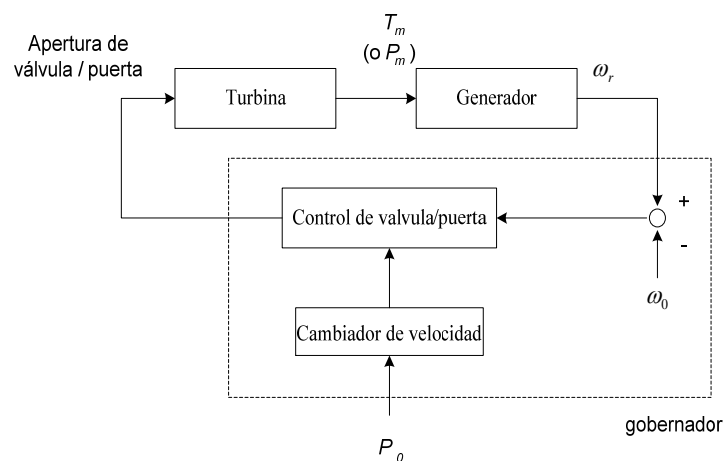


Figura 3.4 Representación del diagrama de bloque del rol de un gobernador [2].

El papel de un gobernador es: (i) mantener la velocidad del generador cerca de su valor nominal; (ii) asegurar una rápida y automática participación del generador a cualquier cambio en la generación requerida para mantener el balance de potencia

activa del sistema, y (iii) proveer un medio para modificar la producción de potencia activa de la unidad, a través de ajustes del cambiador de velocidad.

A nivel secundario el control de carga frecuencia va a: (i) corregir la desviación de frecuencia después del control primario, y (ii) mantener el valor programado y esto consiste en mandar una señal, llamada error de control de área, la cual es usada por un controlador integral para ajustar la potencia de ajuste de un cierto número de unidades de generación.

Vamos a mencionar aquí algunos aspectos de control de frecuencia que podrían interactuar con el fenómeno del voltaje:

- después de un incidente tal como la salida de una línea o un generador, los voltajes de la red usualmente caen, causando que la potencia de la carga sensible al voltaje caiga correspondientemente. Los generadores reaccionan debido al efecto del gobernador;
- en el caso de la salida de un generador, la localización de los generadores, los cuales compensan la pérdida de potencia, podría jugar un papel importante. Un ejemplo típico es cuando una transferencia de potencia grande

toma lugar entre un área de envío y de recepción y las unidades con control de frecuencia (primario o secundario) están localizadas en su mayoría en el área de envío. En tal caso, una pérdida de generación en el área de recepción causará un flujo de potencia adicional sobre las líneas que conectan las dos áreas, lo cual podría traer al sistema más cerca de su límite de cargabilidad. La reacción de los generadores en el área de envío tiene el mismo efecto que un incremento de carga en el área de recepción;

- por lo contrario, siguiendo una pérdida de líneas entre dos áreas, el desenganche de generación en el área de envío podría ser usado con tal que haya suficientes unidades participando en el control de frecuencia (y suficiente reserva rodante) en el área de recepción. La pérdida de potencia debida al desenganche de generación es entonces tomada por los generadores del área de recepción así la transferencia de potencia sobre el resto de las líneas es permanentemente reducida.

3.2.2 Reguladores Automáticos de Voltaje (AVR)

Los AVRs de los generadores son los de mayor importancia en el control de voltaje en un sistema de potencia. Bajo condiciones normales el voltaje en los terminales es mantenido constante. Durante condiciones bajas del sistema, la demanda de potencia reactiva en generadores podría exceder su límite de corriente de armadura o/y corriente de campo. Cuando la producción de potencia reactiva es limitada, el voltaje terminal no es mantenido constante por mucho tiempo.

Un esquemático de un típico regulador automático de voltaje o sistema de control de excitación, es mostrado en Fig. 3.5, donde las líneas punteadas son usadas para bloques que no necesariamente deben estar presentes, y las líneas entrecortadas numeradas muestran configuraciones alternativas.

El voltaje terminal V del generador es medido a través de un transformador de potencial (PT), luego es rectificado y filtrado para así producir una señal DC proporcional al valor RMS de este voltaje AC.

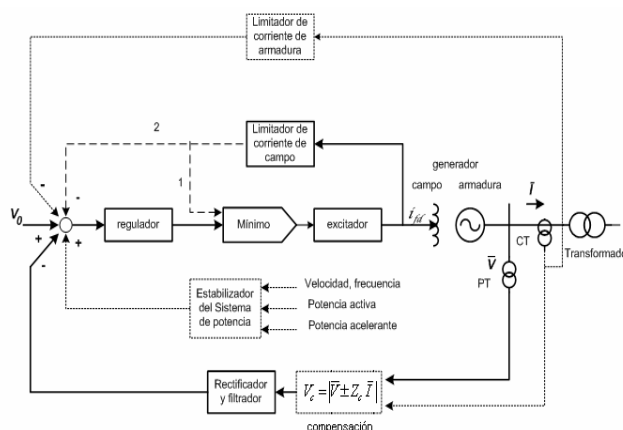


Fig.3.5 Representación del diagrama de bloque de un regulador automático de voltaje [2].

En el gráfico típicamente R_c y X_c (componentes de Z_c) están configuradas al 90% de la impedancia del transformador de incremento. Esta técnica es usualmente llamada compensación de carga, o de caída de la línea o de configuración del transformador. Por la regulación del voltaje más cercano a las cargas esta compensación mejora la estabilidad de voltaje, dentro de los límites de potencia reactiva de la máquina. Como las pérdidas de cobre del transformador son comparativamente pequeñas, R_c puede ser tomada como cero.

Como es mostrado en la Fig.3.5, la señal V_c es comparada con la de referencia V_0 y la diferencia es procesada por el regulador cuyo papel es básicamente incrementar el voltaje de excitación

del generador en respuesta a un decrecimiento en V_c o un incremento en V_0 , y viceversa. El regulador amplifica la señal de error $V_0 - V_c$ y la lleva a la forma adecuada para el control del excitador (Ej. disparo de tiristores). El regulador está usualmente provisto con circuitos de compensación dirigidos a satisfacer el manejo dinámico y las especificaciones precisas, en particular contrarrestando una constante de tiempo del excitador muy grande. Esta compensación usa la corriente de campo del generador i_{fd} o la corriente de campo de excitación.

El excitador es un equipo auxiliar que produce la potencia requerida por la excitación del generador en la forma de voltaje y corriente DC que pueden variar rápidamente.

Los excitadores pueden ser clasificados dentro de dos amplias categorías:

- Máquinas rotantes que desarrollan la potencia de excitación de la potencia mecánica, la mayor parte a través del eje de la turbina-generador.
 - Las máquinas DC fueron las primeras usadas para este propósito y aún están en operación en algunas plantas.

- Las máquinas AC con rectificadores han sido preferidas desde la década del 60. Estas máquinas pueden ser autoexcitadas o pueden usar una máquina rotante auxiliar para su propia excitación. Lo último es llamado excitador piloto. Este puede tomar la forma de un generador AC de imán permanente seguido por un rectificador controlado.
- Los sistemas de excitación estáticos en los cuales la potencia de excitación es proporcionada por un transformador conectado a la barra de la máquina o a una barra auxiliar. La potencia DC es obtenida a través de un rectificador controlado por tiristor.

También actúa en el punto de suma del regulador, el Estabilizador de Sistemas de Potencia [Power System Stabilizer (PSS)] que es un circuito de compensación cuyo objetivo es proporcionar torque de amortiguamiento adicional a través del control de excitación. En la condición de operación de estado estable el PSS tiene salida cero, dejando el voltaje terminal de la máquina sin afectar. La Fig. 3.5 muestra varias señales las cuales pueden ser usadas en un PSS.

Finalmente el sistema de control de excitación está provisto con muchos circuitos limitantes:

- el limitador de baja excitación previene una excesiva reducción en la excitación de la máquina (correspondiente a la absorción de potencia reactiva) lo cual conduciría a la pérdida de estabilidad de pequeño disturbio (con la máquina fuera de sincronismo) o calentamiento inaceptable en la región final del estator
- el limitador Volts-por-Hertz protege al generador y su transformador de incremento del excesivo flujo magnético que podría resultar de las condiciones de alto voltaje o de baja frecuencia luego de eventos severos.
- el limitador de sobre excitación protege al devanado de campo de sobre calentamiento debido a la excesiva corriente.
- el limitador de corriente de armadura similarmente previene la excesiva corriente en el devanado de armadura.

Dependiendo del fabricante y fecha de construcción, existen muchos tipos de sistemas de control de excitación.

Para ilustrar el impacto de pérdidas de capacidad en el control de voltaje del generador, considere el sistema de la Fig. 3.6 (a). Este consiste de una carga suplida radialmente por una barra infinita, con parte de generación intermedia y voltaje de regulación.

Con el voltaje mantenido en la barra intermedia, la característica PV es mostrada con línea azul. Cuando la generación de la barra no es mantenida la característica PV es mostrada con línea negra.

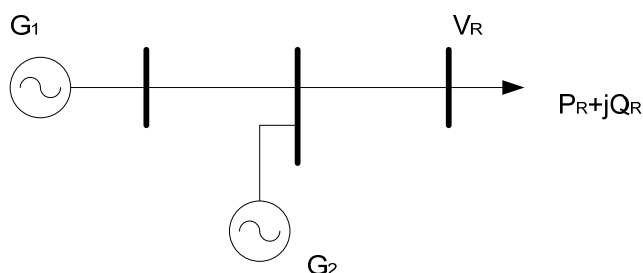


Fig.3.6 (a) Diagrama esquemático

Estos resultados demuestran la importancia de mantener el control de voltaje de los generadores. Adicionalmente, ellas demuestran que el grado de control de estabilidad de voltaje puede ser basado solamente en que tan cercano está el voltaje de la barra a un nivel normal de voltaje (Fig. 3.6 b).

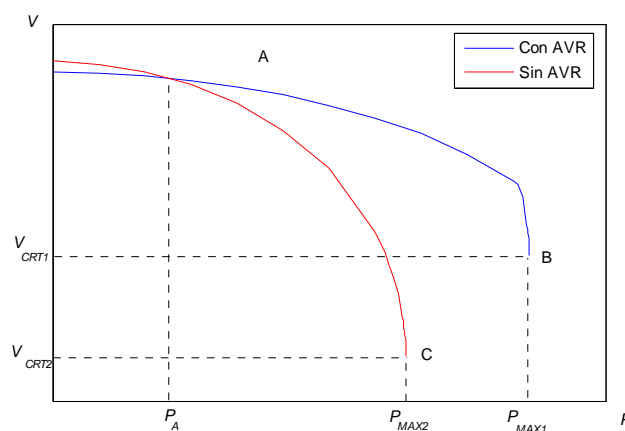


Fig.3.6 (b) Característica P-V del generador

3.2.3 Control de voltaje secundario

El papel primario del AVR es responder rápidamente a los disturbios de voltaje que están ocurriendo en el sistema. Este control es local por naturaleza, porque involucra solamente barras de generación. Además, la potencia reactiva requerida será producida por los generadores eléctricamente cercanos al disturbio. Las consecuencias de esto son: (i) el voltaje en las barras no generadoras del sistema podría ser inaceptable, y (ii) las reservas reactivas podrían estar desigualmente distribuidas en los generadores después del disturbio. Esta situación debe ser corregida ajustándole el voltaje de ajuste del V_0 del AVR de los generadores.

En muchos países, estos ajustes son ejecutados manualmente desde un centro de control. Para hacer esto automático, se podría pensar en enviar a los generadores el voltaje de ajuste calculado por un flujo de potencia óptimo incorporando restricciones de voltaje en la barra y reserva reactiva. Sin embargo, el manejo de tal esquema de control de lazo abierto podría ser afectado por errores en el modelo del sistema de potencia, indisponibilidad o imprecisión en los resultados del estimador de estado, sin mencionar la carga en el aspecto computacional. En lugar de esto, la solución implementada en países europeos está dedicada al control de lazo cerrado, referido como control de voltaje secundario.

La primera generación de control de voltaje secundario usada hoy en día depende de una división del sistema en zonas. Una zona es un conjunto de barras cuyos voltajes varían en una forma relativamente coherente y son relativamente poco afectadas por los controles de otras zonas. En cada zona, un punto piloto es seleccionado como una barra representativa y cada generador participante es asignado al control de un punto piloto particular. Los objetivos del control de voltaje secundario son: (i) mantener el voltaje del punto piloto a un valor de ajuste especificado, y (ii)

hacer que la producción de potencia reactiva de cada generador sea proporcional a su capacidad de potencia reactiva.

El control de voltaje secundario interactúa con los siguientes aspectos de estabilidad de voltaje:

- En general, el incremento en el voltaje del generador proporciona una más grande potencia máxima entregada. Uno podría considerar que después de la acción del control el voltaje secundario el voltaje es constante en el punto piloto en vez de las barras generadoras, Ej. las eléctricamente más cercanas a las barras de carga.
- Este control actúa básicamente en la misma escala de tiempo de la restauración de carga a largo plazo (Ej. cambiadores de tap). Como un resultado en caso de un gran disturbio, los dos compiten el uno contra el otro y la dinámica resultante debe ser tomada en cuenta.
- En respuesta a un incremento de carga excediendo la capacidad del sistema, el control de voltaje secundario mantiene el perfil de voltaje uniforme sobre un intervalo de tiempo más grande, pero el resultado es un final

decrecimiento brusco, porque todos los generadores tienden a tener sus reservas reactivas agotadas al mismo tiempo.

- El voltaje del sistema tiende ser el indicador más pobre de una situación insegura.

3.2.4 Limitadores de sobreexcitación.

Limitador de sobreexcitación, limitador de máxima excitación y limitador de corriente de campo son todos los nombres para el mismo equipo limitante que protege el devanado de campo de una máquina síncrona de sobrecalentamiento. En los textos se lo conoce con la simbología de OXL (**O**ver **e**Xitacion **L**imiter).

Para acrecentar la estabilidad de ángulo en la primera oscilación es necesario permitir máximo campo forzante luego de un gran disturbio tal como un cortocircuito. En tales circunstancias el voltaje de campo podría rápidamente aumentar hasta su valor tope y es permitido que la corriente de campo alcance por un corto tiempo un máximo valor el cual es típicamente dos veces la corriente admisible permanente. Tal alto valor no puede ser tolerado por más de unos pocos segundos. Sin embargo, dado que el calentamiento del rotor (y aquí el riesgo de daño de la máquina) es proporcional a la integral de la corriente de campo al

cuadrado, mientras mas pequeña es la sobrecarga, mas grande es el tiempo que puede ser tolerado.

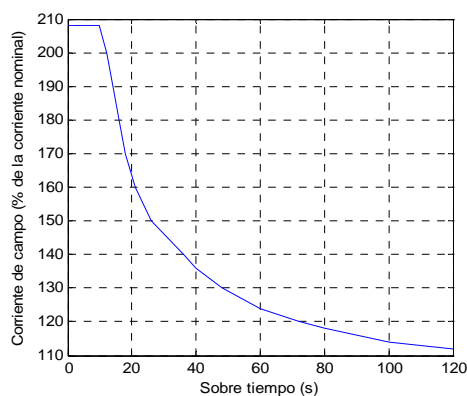


Fig.3.7 Corriente de campo capacidad de sobrecarga: curva normalizada [2].

Los OXL son diseñados para obedecer la curva de la Fig. 3.7 con algunos márgenes de seguridad. Los equipos más simples tienen una corriente de punto de ajuste fija y un tiempo de retraso fijo, ambos corresponden a un punto debajo de la característica. La mayor parte de OXL modernos, por otro lado, tienen una característica de tiempo inverso la cual permite sobreexcitaciones desde las más pequeñas hasta las más grandes.

Tomando ventaja de la capacidad de sobrecarga del generador, las características de tiempo inverso son beneficiosas en el sentido de que ellas permiten algún tiempo para tomar otras

acciones en caso de voltajes de emergencias. Sin embargo ya que los voltajes de los generadores se mantienen por más tiempo, ellos tienden a “ocultar” una situación peligrosa en el intervalo de tiempo luego de haberse iniciado el disturbio.

En los sistemas modernos de OXL, básicamente se usan dos técnicas a fin de transferir control del sistema de excitación al OXL (las trayectorias alternativas numeradas de la Fig. 3.5).

1. La primera consiste en un by pass al lazo de regulación de voltaje normal. Para este propósito, el excitador es manejado por el mínimo entre el AVR normal y la señal del OXL, como es indicado por el bloque mínimo en Fig. 3.5. Tomando en cuenta que el AVR tiene el by pass en este caso, el lazo del OXL tiene que ser diseñado para asegurar la estabilidad del sistema de excitación bajo los límites.
2. En la segunda técnica, el OXL produce una señal que es añadida al receptor de las señales del AVR con un signo menos (ver Fig. 3.5). Esta señal es igual a cero en condiciones de operación normal mientras empuja dinámicamente la corriente de campo a su límite cuando el OXL está activo. Esto puede ser visto como un cambio en el voltaje de referencia V_0 .

Cuando la segunda técnica es usada, la protección del devanado de campo depende del AVR. Aquí un dispositivo OXL de respaldo es necesario para proteger el generador en caso de una mala operación del AVR.

CAPÍTULO 4

4. CARACTERÍSTICA DE CARGA

La característica de la carga y el equipo del sistema de control de voltaje de distribución están entre los factores que tienen más influencia en la estabilidad de voltaje.

En esta parte nosotros nos concentraremos en las cargas dependientes del voltaje, enfocándonos en las propiedades de las ampliamente usadas carga exponencial y polinomial. Luego, se introducirán tres componentes importantes: motores de inducción, LTC (cambiadores de tap bajo carga) y cargas termostáticas.

4.1 Cargas dependientes del voltaje

La característica de la carga es una expresión que da la potencia activa o reactiva consumida por la carga como una función del voltaje, así como de una variable independiente, la cual nosotros llamaremos la demanda de carga. Denotamos esta última como x , la forma de la característica de carga es:

$$P = P(x, V) \quad \text{Ec.4.1a}$$

$$Q = Q(x, V) \quad \text{Ec.4.1b}$$

Es importante enfatizar correctamente la clara distinción hecha entre la potencia actual de carga consumida (P , Q) y la demanda de carga x . Esta distinción es necesaria para entender un mecanismo básico de inestabilidad, por el cual el incremento de demanda puede resultar en una reducción del consumo de potencia.

Las cargas dependientes de la frecuencia no se tratan aquí, porque en los incidentes de estabilidad de voltaje las excursiones en la frecuencia no son de interés primordial, ya que la frecuencia no se relaciona directamente con la estabilidad de voltaje, además el voltaje usualmente cambia mucho más rápido que la frecuencia, incluso en islas eléctricas.

Para las formas más lentas de inestabilidad de voltaje, una pregunta clave (en simulaciones de flujo de potencia) es si el modelo de carga normal de potencia constante (voltaje independiente) es válido o no. En algunos sistemas hay suficientes equipos de control para mantener constantes las cargas, y las características de cargas dejan de ser importantes hasta que los controles alcancen sus límites. En simulación a gran escala, las cargas de potencia constante son usualmente representadas en el lado de alto voltaje de las subestaciones que entregan potencia en masa; el despreciar las impedancias del transformador y alimentadoras puede compensarse por la asunción de potencia constante. La potencia constante puede ser razonable para un análisis estático aproximado cuando una proporción significativa de la carga es de motores (Ej. en tiempos de invierno con aire acondicionado). La alternativa para los modelos de carga de potencia constante es la representación de cargas sensibles al voltaje más reguladores (Ej. cambiadores de tap) los cuales restauran la carga.

4.1.1 Carga exponencial

Una característica ampliamente usada es la conocida carga exponencial, la cual tiene la siguiente forma general:

$$P = xP_0 \left[\frac{V}{V_0} \right]^{P_v} \left[\frac{f}{f_0} \right]^{P_f} \quad \text{Ec.4.2a}$$

$$Q = xQ_0 \left[\frac{V}{V_0} \right]^{Q_v} \left[\frac{f}{f_0} \right]^{Q_f} \quad \text{Ec.4.2b}$$

Donde x es una variable de demanda sin dimensión, V_0 es la referencia de voltaje y los exponentes P_v , P_f , Q_v , Q_f dependen del tipo de la carga (motores, calentadores, lámparas, etc.). Note que xP_0 y xQ_0 son las potencias activa y reactiva consumida a un voltaje V igual al de la referencia V_0 y tiene que ver con la cantidad de equipo conectado. Estas han sido llamadas potencias nominales de la carga, en contraste a la potencia consumida P , Q .

Pero como hemos mencionado anteriormente en estabilidad de voltaje, la sensibilidad de la carga con respecto a la frecuencia no es analizada ya que el voltaje cae más rápido que la frecuencia, además f / f_0 aproximadamente es igual a 1 ya que f siempre está alrededor de su frecuencia base f_0 en este caso igual a 60 Hz. Además los coeficientes exponenciales P_v , Q_v , son también conocidos como α y β respectivamente entonces las ecuaciones nos quedan así:

$$P = xP_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad \text{Ec.4.3a}$$

$$Q = xQ_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad \text{Ec.4.3b}$$

Tenemos tres casos particulares de exponentes de carga:

- $\alpha = \beta = 2$: carga con impedancia constante (a menudo denotada Z)
- $\alpha = \beta = 1$: carga con corriente constante (a menudo denotada I)
- $\alpha = \beta = 0$: carga con potencia constante (a menudo denotada P)

Aunque se han hecho algunas aproximaciones existen softwares a los cuales se les puede ingresar los exponentes tanto de voltaje como de frecuencia, lo que hay que tener en cuenta según las características estáticas de carga son los diferentes tipos de exponentes para cada componente. Las tablas IV y V resumen los parámetros para muchos componentes de carga.

Estos modelos pueden ser válidos solamente para un rango de voltaje (se puede decir que un $\pm 10\%$). Para motores y lámparas de descarga, los modelos son inadecuados para grandes

desviaciones de voltaje. Es decir hay que tener cuidado cuando se usa la carga exponencial a niveles de bajo voltaje, porque cuando el voltaje cae a un valor por debajo del que puede mantenerse (Ej. $V < 0.6$) muchas cargas pueden ser desconectadas, o podrían tener sus características completamente alteradas.

Componente	Característica estáticas				
	f_p	P_v	P_f	Q_v	Q_f
<i>Calentador resistivo</i>	1.0	2.0	0.0	0.0	0.0
<i>Bomba calentadora</i>	0.84	0.2	0.9	2.5	-1.3
<i>Central de bomba de aire</i>	0.81	0.2	0.9	2.5	-2.7
<i>Central de aire acondicionado</i>	0.81	0.2	0.9	2.2	-2.7
<i>Aire acondicionado de cuarto</i>	0.75	0.5	0.6	2.5	-2.8
<i>Calentador de agua</i>	1.0	2.0	0.0	0.0	0.0
<i>Range</i>	1.0	2.0	0.0	0.0	0.0
<i>Refrigeradora y congelador</i>	0.84	0.8	0.5	2.5	-1.4
<i>Lavadora de platos</i>	0.99	1.8	0.0	3.5	-1.4
<i>Lavadora de ropa</i>	0.65	0.08	2.9	1.6	1.8
<i>Lámparas incandescentes</i>	1.0	1.54	0.0	0.0	0.0
<i>Secadora de ropa</i>	0.99	2.0	0.0	3.3	-2.6
<i>Televisión a color</i>	0.77	2.0	0.0	5.2	-4.6
<i>Ventiladores de horno</i>	0.73	0.08	2.9	1.6	1.8
<i>Bomba de calor comercial</i>	0.84	0.1	1.0	2.5	-1.3
<i>Bomba calentadora comercial A/C</i>	0.81	0.1	1.0	2.5	-1.3
<i>Central comercial A/C</i>	0.75	0.1	1.0	2.5	-1.3
<i>Local comercial A/C</i>	0.75	0.5	0.6	2.5	-2.8
<i>Lámparas fluorescentes</i>	0.9	1.0	1.0	3.0	-2.8
<i>Bombas , ventiladores, motores</i>	0.87	0.08	2.9	1.6	1.8
<i>Electrolisis</i>	0.9	1.8	-0.3	2.2	0.6
<i>Hornos de arco eléctrico</i>	0.72	2.3	-1.0	1.61	-1.0
<i>Motores pequeños industriales</i>	0.83	0.1	2.9	0.6	-1.8
<i>Motores grandes industriales</i>	0.89	0.05	1.9	0.5	1.2
<i>Bombas regadoras de agricultura</i>	0.85	1.4	5.6	1.4	4.2
<i>Plantas de energía auxiliares</i>	0.80	0.08	2.9	1.6	1.8

Tabla IV Características estáticas de componentes de carga [1].

Clase de carga	f_p	P_v	P_f	Q_v	Q_f
Residencial					
Invierno	0.90	1.20	0.8	2.9	-2.2
Verano	0.99	1.50	1.0	3.2	-1.5
Comercial					
Invierno	0.85	0.99	1.2	3.5	-1.6
Verano	0.90	1.30	1.5	3.1	-1.1
Industrial					
Planta de potencia auxiliar	0.80	0.10	2.9	1.6	1.8

Tabla V Características estáticas de clases de carga [3].

Debido a la relación exponencial, la referencia de voltaje V_0 y la correspondiente P_0 y Q_0 pueden ser especificadas arbitrariamente sin cambiar la característica. Considere por ejemplo un nivel de voltaje V_1 , para el cual la potencia de la carga es:

$$P_1 = P_0 \left(\frac{V_1}{V_0} \right)^\alpha$$

Usando esta relación para sustituir P_0 en 4.3a nosotros obtenemos:

$$P = P_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha$$

Así hemos reemplazado V_0 con V_1 y P_0 con P_1 mostrando que cualquier nivel de voltaje puede ser usado como una referencia, a fin de inicializar el modelo exponencial.

Los exponentes α y β del modelo de carga exponencial determinan la sensibilidad de la potencia de la carga al voltaje. Asumiendo cualquier referencia de voltaje V_0 para la cual la potencia activa de la carga es P_0 , la sensibilidad de la potencia activa con respecto al voltaje es calculada como:

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \alpha P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha-1} \frac{1}{V_0}$$

Una relación similar se mantiene para la potencia reactiva. Reorganizando la expresión anterior y evaluando la sensibilidad $V = V_0$ nosotros encontramos:

$$\frac{\partial P / P_0}{\partial V / V_0} = \alpha \tag{Ec.4.4a}$$

$$\frac{\partial Q / Q_0}{\partial V / V_0} = \beta \tag{Ec.4.4b}$$

Por lo tanto, las sensibilidades normalizadas de la potencia activa y reactiva de la carga son iguales a su correspondiente exponente de la carga. Note que las sensibilidades normalizadas son las mismas para cualquier voltaje de referencia.

4.1.2 Carga polinomial

Como se vió en la tabla IV, diferentes componentes de carga muestran diferentes características de voltaje. Por lo tanto una representación de carga consiste en agrupar los componentes de carga que tengan el mismo (o casi el mismo) exponente. Cuando los exponentes son todos enteros, la característica de carga llega a ser polinomial en V . Un caso especial es el modelo ZIP, el cual está hecho de tres componentes: impedancia constante, corriente constante y potencia constante. Las características real y reactiva del modelo de carga ZIP están dadas por las siguientes expresiones cuadráticas:

$$P = dP_0 \left[a_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_p \frac{V}{V_0} + c_p \right] \quad \text{Ec.5.5a}$$

$$Q = dQ_0 \left[a_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_q \frac{V}{V_0} + c_q \right] \quad \text{Ec.5.5b}$$

Donde $a_p + b_p + c_p = a_q + b_q + c_q = 1$ mientras que dP_0 y dQ_0 son las potencias real y reactiva de la carga consumidas al voltaje de referencia V_0 .

4.2 Motores de inducción

La carga referente a los motores de inducción es un componente importante en la estabilidad de voltaje de los sistemas de potencia por las siguientes razones:

1. Es una carga de restauración rápida en una franja de tiempo de un segundo
2. Es una carga con bajo factor de potencia y alta demanda de potencia reactiva
3. Es propensa al frenado, cuando el voltaje es bajo o la carga mecánica es incrementada.

La mayor parte del uso de motores residenciales y comerciales es para cargas de compresores, aires acondicionados y refrigeración.

Los compresores requieren de torque casi constante a todas las velocidades, y son los más exigentes desde el punto de vista de estabilidad. Bombas, sopladores, ventiladores y compresores reportan más de la mitad del uso de motores industriales.

La potencia activa de estado estable desarrollada por los motores es bastante independiente del voltaje hasta el punto de frenado. La potencia reactiva del motor es más sensible a los niveles de voltaje y otros efectos. Mientras el voltaje cae, la potencia reactiva primero

decrecerá, pero luego se incrementará mientras el voltaje sigue cayendo.

4.3 Cambiadores de Tap Bajo Carga (Transformadores LTC)

Como ya se mencionó es uno de los principales equipos que lideran la inestabilidad de voltaje. Luego de un disturbio, las disminuciones de voltaje dan un alivio temporal; sin embargo, en menos de un minuto, el equipo cambiador de tap comienza a restaurar el voltaje del lado de la carga, y por lo tanto la carga. Nosotros examinaremos este cambiador de tap.

Los LTC y los reguladores de voltaje de distribución actúan similarmente regulando el voltaje del lado de la carga. Un relé de voltaje monitorea el voltaje del lado de la carga. Si el voltaje se desvía, o salta, fuera de la banda muerta (banda muerta es típicamente 2 voltios en base de 120 voltios o $\pm 0.83\%$), un relé de tiempo es energizado. (Un relé regulado por voltaje de tiempo inverso podría ser usado en instalaciones viejas en vez de un temporizador y un relé de voltaje instantáneo). Si el tiempo del relé termina (después de decenas de segundos), el mecanismo del cambiador del tap será energizado y la regulación toma lugar hasta que el voltaje entre en la banda muerta o hasta que el tap alcance su máximo o mínimo. Una vez dentro del rango, el relé de voltaje y el mecanismo temporizador

son reseteados. En el curso de un colapso de voltaje, los cambiadores de tap en transformadores individuales o reguladores de voltaje podrían resetearse muchas veces, retardando el proceso del colapso de voltaje.

Los transformadores LTC usualmente tienen $\pm 10\%$ de rango del tap consistiendo en 32 pasos de $5/8\%$ cada uno.

La fig.4.1 describe un modelo de un LTC.

4.3.1 Efecto del cambiador de tap en cargas compensadas

El principal efecto del cambiador de tap en estabilidad de voltaje es la restauración de la carga sensible al voltaje que es reducida durante una disminución de voltaje. Mantener el secundario depende de adicionar potencia reactiva del sistema primario. El primario o sistema fuente debe ser lo suficientemente rígido para soportar el efecto del cambiador del tap.

Hemos discutido como el cambiador del tap agrava la estabilidad de voltaje al restaurar la carga luego de una caída de voltaje. Esto se aplica particularmente a cargas con alto factor de potencia. A veces, sin embargo, la regulación de voltaje por cambiadores de tap puede mejorar la estabilidad de voltaje. Esto es cierto para factor de potencia en atraso, cargas insensibles al

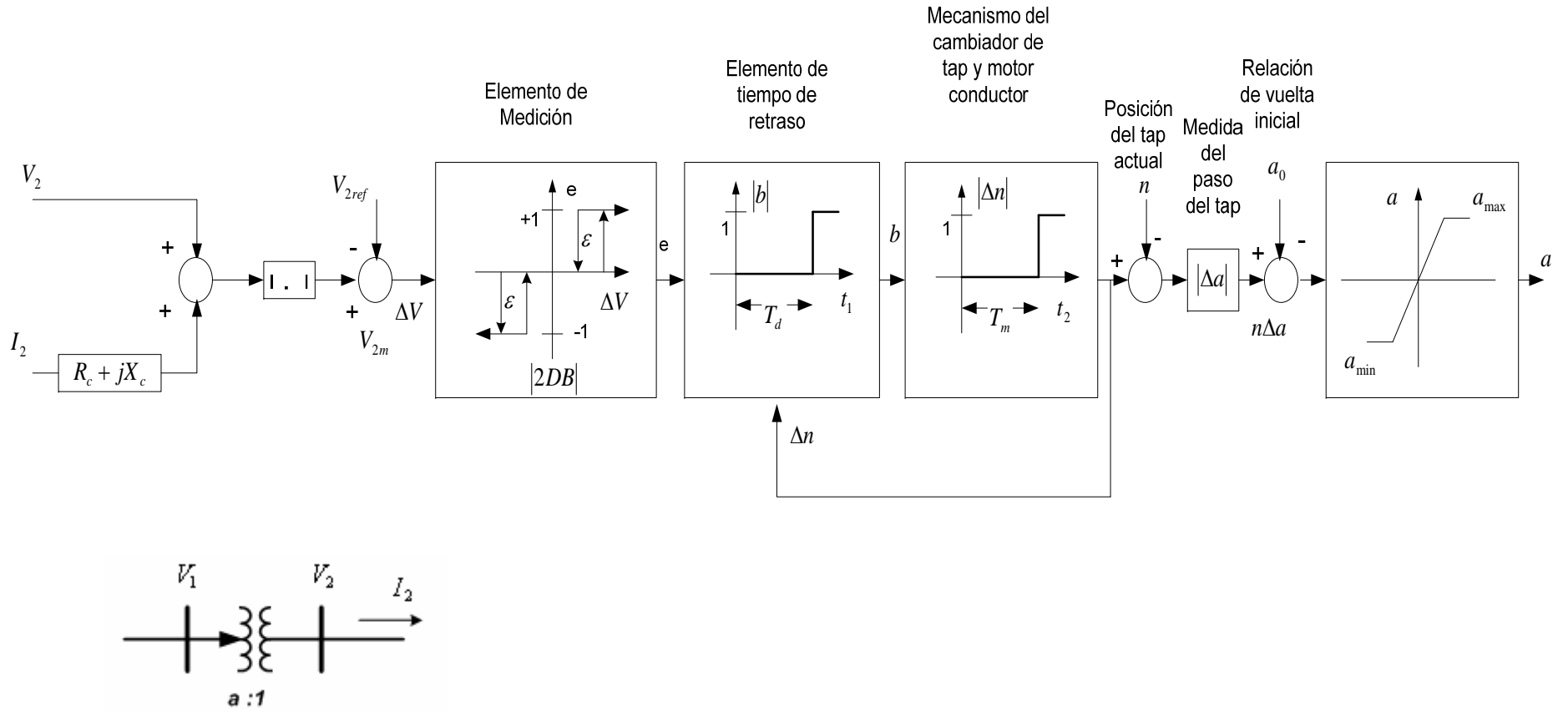


Fig. 4.1 Modelo de transformador de cambiador de tap regulando el voltaje secundario [1].

voltaje que son altamente compensadas. Los consumidores industriales con alta carga de motores son el ejemplo principal, pero las cargas con alto componente de aires acondicionados tienen propiedades similares.

La explicación es totalmente simple. La parte real de la carga es casi potencia constante y no la afecta el cambiador del tap. La parte reactiva de la carga tiene relativamente baja sensibilidad de voltaje. La compensación del capacitor en derivación, sin embargo, tiene una sensibilidad de potencia reactiva proporcional al voltaje cuadrado. Por lo tanto el principal efecto de cambiador del tap es mantener la salida del capacitor.

4.4 Efectos de cargas termostáticas

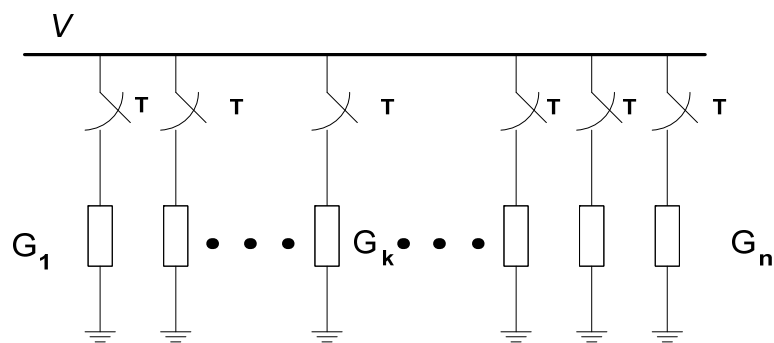


Figura 4.2 Equipos controlados termostáticamente en paralelo

Un aspecto importante del comportamiento de la carga que contribuye

a problemas de estabilidad de voltaje es el efecto de controles termostáticos. Una categoría típica de tal auto-reestablecimiento de carga son los equipos controlados por termostatos, causando que las cargas sean de energía constante, los cuales son usados en todo tipo de calefactores y aires acondicionados, calefactores de agua, calefactores de ambiente, calefactores para procesos de tipo industrial, etc. De otra manera, esta dependencia, puede dar un alivio de potencia en la carga, dada por una depresión de voltaje ocasionada por un disturbio en el sistema. Sin embargo, esta reducción no removerá la necesidad de entregar energía, Ej. Mantener temperatura constante.

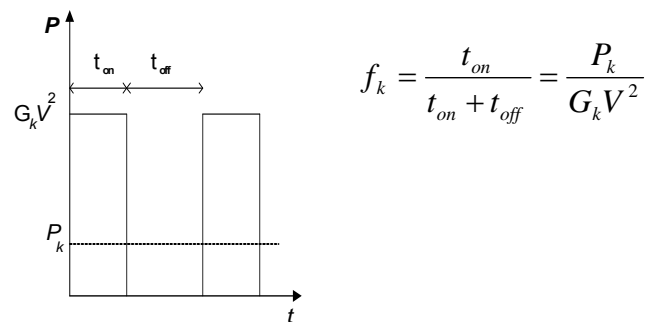
Para cargas de calefacción un bajo voltaje resulta en una reducción del consumo de potencia de las cargas individuales lo que da como resultado que los termostatos dejen a las cargas encendidas por más tiempo.

Vamos a considerar n dispositivos con factor de potencia unitario, conductancia constante, controlados por termostatos individuales y conectados en paralelo, como se muestra en la Fig. 4.2. Cada interruptor determina el ciclo de carga del equipo, típicamente duran algunos minutos, lo que quiere decir que la potencia consumida durante cada ciclo es igual a la necesaria para mantener la

temperatura requerida bajo las condiciones de clima dadas. Denotando la potencia requerida del k^{th} componente por P_k nosotros escribimos:

$$P_k = f_k G_k V^2 \quad \text{Ec.4.6}$$

donde $0 < f_k < 1$ es el parámetro del ciclo de servicio por ejemplo el porcentaje de estar prendido el equipo durante un ciclo. El ciclo de servicio es ilustrado en el gráfico de la Fig. 4.3.



Referencia [2].

Fig. 4.3 Ciclo de servicio termostático

Para caídas de voltaje muy grandes, la carga no es reestablecida, indicando que las cargas serán continuamente prendidas y la energía requerida no será satisfecha. El tiempo asociado con esta acción de reestablecer está abierto para investigación, pero valores entre 10 y 30 minutos han sido sugeridos. Podría existir un alivio permanente, debido a que no toda la carga puede ser reiniciada.

CAPÍTULO 5

5. ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

El manejo de índices para predecir la proximidad de problemas de colapso de voltaje es de gran interés para investigadores y grupos técnicos en la operación de sistemas de potencia, ya que estos índices pueden ser usados en línea y fuera de línea para ayudar a los operadores a determinar qué tan cercano está el sistema del colapso. El objetivo de estos índices es definir una magnitud escalar que pueda ser monitoreada mientras un parámetro del sistema cambie. Estos índices podrían tener una forma predecible y ser tenues para que predicciones aceptables puedan ser hechas; más adelante, sus cálculos podrían ser rápidos, particularmente para un monitoreo de un sistema en línea. Esta parte se

concentra en describir algunos de los índices propuestos y usados en todo el mundo.

5.1 Factores de sensibilidad

Los factores de sensibilidad son los índices más conocidos y usados en muchas empresas en todo el mundo para detectar problemas de estabilidad de voltaje y tomar medidas correctivas en el equipo. Estos índices fueron primeramente usados para predecir problemas de control de voltaje en curvas QV de generadores, y ellos podrían ser definidos como:

$$VSF_i = \max_i \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \right)$$

Donde VSF significa Factores de Sensibilidad de Voltaje (Voltage Sensitivity Factor). Como cada generador "i" se aproxima a la parte más baja de su curva QV, el valor de VSF_i es grande y eventualmente cambia de signo, indicando operación en la condición de control de voltaje "inestable".

Basado en este concepto, más general, varios índices para sistemas grandes han sido propuestos. Así, el siguiente SF Factor de Sensibilidad (Sensitivity Factor) podría ser definido para un sistema representado por ecuaciones $\mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)$:

$$SF = \left\| \frac{\partial z}{\partial \lambda} \right\|$$

Cuando SF llega a ser grande el sistema se vuelve “inseguro” y eventualmente colapsa, debido a que todas las entradas $dz_i/d\lambda \rightarrow \pm \infty$ cuando el sistema se aproxima a un máximo valor del parámetro λ ($\Delta \lambda \rightarrow 0$). Como λ típicamente representa un cambio de carga, el punto de colapso asociado con el máximo valor de λ es usualmente referido como un punto máximo de cargabilidad o punto crítico. Si solamente los voltajes V del sistema son monitoreados, un equivalente VSF podría ser definido como:

$$VSF = \left\| \frac{\partial V}{\partial \lambda} \right\|$$

Aunque por definición todas las normas son “equivalentes”, la norma L_∞ $\|\cdot\|_\infty$ típicamente rinde los mejores resultados, porque la máxima entrada en el vector $dz/d\lambda$ puede ser usada para detectar áreas del sistema directamente asociadas con el problema de colapso de voltaje.

Cuando el sistema se aproxima al punto de colapso, los índices se incrementan significativamente, apareciendo un tanto de insensibilidad a los cambios de carga excepto cuando esté cercano al punto de

colapso. Sin embargo, este índice tiene un modo más predecible, especialmente para el índice VSF, el cual parece ser “cuadrático” después del primer cambio de paso grande, Ej.:

$$\lambda = -a(1/VSF)^2 + \lambda_*$$

$$\Rightarrow \Delta\lambda = a(1/VSF)^2 \quad \text{Ec.5.1}$$

donde a y λ_* , son los valores máximos del parámetro en la bifurcación o punto de colapso y pueden ser estimados de un par de puntos en la curva VSF, antes de que el sistema colapse.

Se tiene también que observar cuando el índice exhibe cambios grandes debido a los sistemas de control, como es el caso para los límites de tap en el índice VSF, no es viable hacer predicciones adecuadas de márgenes de carga. Estos cambios agudos también son característicos de muchos índices, especialmente cuando es aplicado a los sistemas grandes donde Q-límites o algunos otros límites del equipo son considerados. Por otra parte, este cambio agudo del índice tiene ciertas ventajas que son discutidas más adelante, porque él permite tasar la importancia de los diferentes límites en la cargabilidad del sistema, por lo tanto los operadores podrían tomar ciertas acciones correctivas.

Es importante recalcar el hecho de que la forma cuadrática de estos factores de sensibilidad no siempre es observada, especialmente en sistemas grandes, donde estos índices tienden a ser menos sensibles a cambios del parámetro λ que en un sistema simple.

Los límites del LTC producen cambios agudos en SF y VSF, lo cual es también el caso para algún otro equipo de voltaje de soporte alcanzando su límite. Esto es más evidente en el índice VSF, donde la forma cuadrática deseada es severamente afectada por los límites del transformador LTC.

Desde el punto de vista de un operador (quien está monitoreando, y tiene capacidad limitada para estudiar contingencias anticipadas en el tiempo para determinar sus efectos en la red), como este índice está cambiando la siguiente información del índice puede ser obtenida en línea, la cual se aplica también como otros índices.

Los índices SF y VSF son económicos para calcular y en sistemas “pequeños”, ellos permiten algunas predicciones de proximidad al colapso. Sin embargo, para sistemas grandes, este no es siempre el caso, ya que estos índices particularmente los SF, no son muy sensibles a variaciones del parámetro λ del sistema. Además, estos índices no generan mucha información adicional para ayudar a determinar las áreas que están más fuertemente asociadas con el

problema de colapso, para que medidas correctivas puedan ser ideadas. Finalmente, basados en definiciones de estos índices, está claro que ellos pueden ser aplicados a algún modelo del sistema junto a un flujo de potencia.

5.2 Flujo de potencia continuo

La matriz Jacobiana llega a ser singular en el límite de estabilidad de voltaje. Consecuentemente, los algoritmos de flujo de potencia convencional tienden a tener problemas de convergencia de flujo en condiciones de operación cerca de la estabilidad límite. El análisis de flujo de potencia continuo vence este problema por la reformulación de las ecuaciones del flujo de potencia, por lo tanto ellas estarán en buenas condiciones a todas posibles condiciones de carga. Esto permite la solución del problema de flujo de potencia tanto para puntos de equilibrio estable o inestable (esto es, para ambas porciones superior e inferior de la curva PV).

Este usa un método de continuación de parametrización local y pertenece a una clase general de métodos para resolver ecuaciones algebraicas no lineales conocidos como métodos de la trayectoria-siguiente.

5.2.1 Principio básico

El análisis de flujo de potencia continuo usa un proceso iterativo involucrando pasos predictor y corrector como es mostrado en Fig. 5.1; de una conocida condición inicial (A), un tangente predictor es usado para estimar la solución (B) para un específico modelo de incremento de carga. El paso corrector determina entonces la solución exacta (C) usando un análisis de flujo de potencia con la carga del sistema asumida a ser ajustada.

Los voltajes para futuros incrementos de carga son entonces predichos basados en un nuevo tangente predictor. Si la nueva carga estimada (D) está ahora más allá de la carga máxima en la solución exacta, un paso corrector con carga ajustada podría no converger; por lo tanto un paso corrector con voltaje ajustado en la barra dada puede ser aplicado para encontrar la solución exacta (E). Como el límite de estabilidad es alcanzado, para determinar la carga máxima exacta la medida de incremento tiene que ser reducida gradualmente durante los pasos sucesivos del corrector.

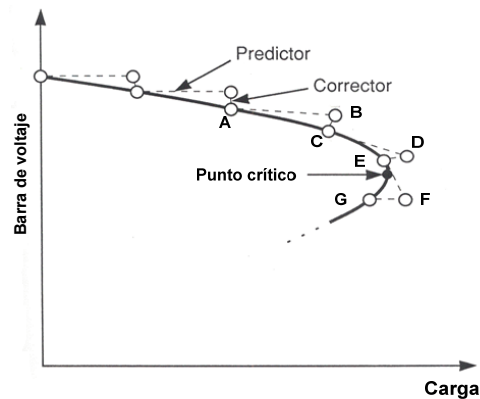


Fig. 5.1 Una secuencia típica de cálculos en un análisis de flujo de potencia continuo.

5.2.2 Formulación matemática

Las ecuaciones básicas son similares al análisis de flujo de potencia estándar excepto que el incremento en la carga es añadido como parámetro. Las ecuaciones reformuladas del flujo de potencia, con suministro de generación y carga incrementada, pueden ser expresadas como:

$$\mathbf{F}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) = \lambda \mathbf{K} \quad \text{Ec.5.2}$$

donde

λ es el parámetro de carga

$\boldsymbol{\theta}$ es el vector de ángulo de voltaje de la barra

\mathbf{V} es el vector de magnitudes de voltaje de la barra

\mathbf{K} es el vector representando porcentaje de cambio de carga de cada barra

El anterior conjunto de ecuaciones no lineales es resuelto para un valor λ tal que:

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{\text{crítico}}$$

Donde $\lambda=0$ representa la condición de caso base, y $\lambda= \lambda_{\text{crítico}}$ representa la carga crítica

La ecuación 5.2 puede ser reescrita como:

$$\mathbf{F}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}, \lambda) = \mathbf{0} \quad \text{Ec.5.3}$$

Paso predictor:

En el paso predictor una aproximación lineal es usada para estimar la próxima solución para un cambio en una de las variables de estado (por ejemplo $\boldsymbol{\theta}$, \mathbf{V} o λ),

Tomando derivadas a ambos lados de la ecuación 5.3, con las variables de estado correspondientes a la solución inicial, resultará el siguiente conjunto de ecuaciones lineales:

$$\mathbf{F}_{\boldsymbol{\theta}} d\boldsymbol{\theta} + \mathbf{F}_{\mathbf{V}} d\mathbf{V} + \mathbf{F}_{\lambda} d\lambda = \mathbf{0}$$

o

$$[\mathbf{F}_\theta \quad \mathbf{F}_V \quad \mathbf{F}_\lambda]^* \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad \text{Ec. 5.4}$$

Debido a la inserción de λ en las ecuaciones de flujo de potencia se nos ha añadido una variable desconocida, una ecuación más es necesaria para resolver las ecuaciones anteriores. Esta es satisfecha llevando uno de los componentes del vector tangente a +1 o -1. Este componente es referido como el parámetro de continuación. La ecuación 5.4 ahora se convierte en:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_\theta & \mathbf{F}_V & \mathbf{F}_\lambda \\ & \mathbf{e}_k & \end{bmatrix}^* \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad \text{Ec.5.5}$$

donde \mathbf{e}_k es un vector fila con todos los elementos igual a cero excepto para el k^0 elemento (correspondiente al parámetro de continuación) siendo igual a 1.

Inicialmente, el parámetro de carga λ es elegido como parámetro de continuación y el correspondiente componente del vector tangente es igual a +1. Durante los siguientes pasos predictores, por razones dadas más tarde, se elige como parámetro de continuación a la variable de estado que tiene el cambio más

grande cerca de la solución dada, y el signo de su pendiente determina el signo del correspondiente componente del vector tangente. Cuando la carga máxima es alcanzada, el parámetro del voltaje normalmente tendrá el cambio más grande.

Una vez que el vector tangente es encontrado, la predicción para la próxima solución está dada por:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ \mathbf{V} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ \mathbf{V}_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ d\mathbf{V} \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad \text{Ec.5.6}$$

donde el subíndice “0” identifica el valor de las variables de estado al comienzo del paso predictor. La medida del paso σ es elegida tal que el flujo de potencia converja con el parámetro de continuación especificado. Si para una medida de paso dada una solución no puede ser encontrada en el paso corrector, la medida de paso es reducida y el paso corrector es repetido hasta que una solución satisfactoria sea obtenida.

Paso corrector:

En el paso corrector, el conjunto original de ecuaciones $\mathbf{F}(\theta, \mathbf{V}, \lambda) = 0$ es aumentado por una ecuación más que especifica la

variable de estado seleccionada como parámetro de continuación. Por lo tanto el nuevo conjunto de ecuaciones es:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}, \lambda) \\ \mathbf{z}_k - \boldsymbol{\eta} \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad \text{Ec.5.7}$$

En la ecuación anterior, z_k es la variable de estado seleccionada como el parámetro de continuación y η es igual al valor predicho de z_k . Este conjunto de ecuaciones puede ser resuelto usando un método de flujo de potencia Newton-Raphson levemente modificado. La introducción de una ecuación adicional especificando z_k hace al Jacobiano no singular en el punto crítico de operación. El análisis de flujo de potencia continuo puede ser llevado más allá del punto crítico y por lo tanto obtener las soluciones correspondientes a la porción inferior de la curva P-V.

El componente tangente de λ (Ej., $d\lambda$) es positivo en la parte superior de la curva P-V, cero en el punto crítico y es negativo más allá del punto crítico. Por lo tanto el signo de $d\lambda$ indicará si el punto crítico ha sido alcanzado o no.

Si el parámetro es el incremento de la carga, el corrector será una línea vertical en el plano PV. Si en cambio el parámetro de

continuación es una magnitud de voltaje, el corrector será una línea horizontal.

5.2.3 Selección del parámetro de continuación

La selección del parámetro de continuación es particularmente importante para el paso del corrector. Una pobre elección del parámetro causa que la solución diverja. Por ejemplo, el parámetro de carga λ como parámetro de continuación en la región del punto crítico puede causar que la solución diverja si el estimado excede la carga máxima. Por otro lado, cuando la magnitud de voltaje es usada como parámetro de continuación la solución podría divergir si se usan pasos grandes en el cambio de voltaje. Una buena práctica es elegir el parámetro de continuación como la variable de estado que más rango de cambio tiene cerca de la solución dada.

5.2.4 Ejemplo de aplicación del flujo de potencia continuo

En el siguiente ejemplo, el sistema de transmisión, la resistencia y los capacitores no son tomados en cuenta.

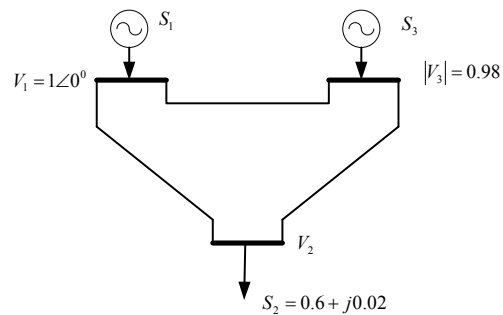


Fig. 5.2 Sistema de 3 barras

Datos de las líneas y de barras

Línea	De barra	A barra	X
1	1	3	0.413
2	1	2	0.360
3	2	3	0.516

Tabla VI. Datos de las líneas

Barra	voltaje (p.u)	Angulo	Potencia activa (p.u)	Potencia reactiva (p.u)
1	1	0		
2			-0.6	-0.02
3	0.98		0.4	

Tabla VII. Datos de las barras

Barra 1 es la barra de oscilación. Barra 2 es una barra de carga. Barra 3 una barra de control. Las variables desconocidas son θ_2 , θ_3 , V_2 , λ . Por lo tanto el Jacobiano será de 4×4 por el parámetro λ .

Nosotros escribimos las ecuaciones para cada paso, poniendo las variables conocidas $\mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)$:

$$P_2 = 2.78V_2 \sin \theta_2 - 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)$$

$$P_3 = 2.37 \sin \theta_3 + 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)$$

$$Q_2 = -2.78V_2 \cos \theta_2 + 4.72V_2^2 - 1.9V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2)$$

Nosotros describiremos el vector desconocido y la matriz Jacobiana como:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{D}_z \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \lambda} \\ e_k \end{bmatrix}$$

Donde e_k es el vector fila igual a cero excepto el k^o elemento que es igual a 1.

Para comenzar a iterar nosotros necesitamos definir el parámetro de la carga:

$$P_{L2} = -\lambda * 0.6$$

$$Q_{L2} = -\lambda * 0.02$$

$$P_{G3} = \lambda * 0.4$$

Ahora encontremos las derivadas parciales del Jacobiano:

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = 2.78V_2 \cos \theta_2 + 1.9V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} = -1.9V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial V_2} = 2.78 \sin \theta_2 - 1.9 \sin(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \lambda} = 0.6$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} = -1.9V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} = 2.37 \cos \theta_3 + 1.9V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial V_2} = -1.9 \sin(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \lambda} = 0.4$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} = 2.78V_2 \sin \theta_2 - 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} = 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial V_2} = -2.78V_2 \cos \theta_2 + 9.44V_2 - 1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial \lambda} = 0.02$$

Ahora escribimos las ecuaciones no lineales:

$$\Delta P_2 = -0.6\lambda - (2.78V_2 \sin \theta_2 - 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\Delta P_3 = 0.4\lambda - (2.37 \sin \theta_3 + 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\Delta Q_2 = -0.02\lambda - (-2.78V_2 \cos \theta_2 + 4.72V_2^2 - 1.9V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2))$$

Para el caso base tomamos un valor de $\lambda=0$, además en el caso base no existe la columna de derivadas con respecto a λ en el vector desconocido el valor de λ no está incluido.

Para la solución del caso base damos los valores iniciales:

$$\theta_2^0 = 0$$

$$\theta_3^0 = 0$$

$$V_2^0 = 0.96$$

Mediante un flujo de potencia clásico se obtienen los siguientes valores para un $\lambda=0$:

$$\theta_2^0 = 0$$

$$\theta_3^0 = 0$$

$$V_2^0 = 0.991525$$

λ es elegido como parámetro de continuación y el correspondiente componente del vector tangente es igual a 1, y una medida de paso de predicción igual a $\sigma = 0.5$.

Con los valores iniciales del flujo de potencia se evalúa el Jacobiano de $D_z F(z, \lambda)$ del cual se obtiene:

$$\mathbf{D}_z \mathbf{F}(z, \lambda) = \begin{bmatrix} 4.6403 & -1.883 & 0 & 0.6 \\ -1.883 & 4.2538 & 0 & 0.4 \\ 0 & 0 & 4.68 & 0.02 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Luego calculamos el vector tangente en este punto dado de acuerdo a 5.5:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \Delta V_2 \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.6403 & -1.883 & 0 & 0.6 \\ -1.883 & 4.2538 & 0 & 0.4 \\ 0 & 0 & 4.68 & 0.02 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} *$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \Delta V_2 \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.2042 \\ -0.1845 \\ -0.0043 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Después hacemos el cálculo de la predicción de acuerdo a 5.6

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_2 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0.991525 \\ 0 \end{bmatrix} + 0.5 \begin{bmatrix} -0.2042 \\ -0.1845 \\ -0.0043 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_2 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.1021 \\ -0.0922 \\ 0.9894 \\ 0.5 \end{bmatrix}$$

Estos valores predichos serán los nuevos valores iniciales para el flujo de potencia, el cual será el paso corrector incluyendo, como dice 5.7, el parámetro de continuación como ecuación es decir:

$$\lambda - 0.5 = 0$$

En la convergencia del flujo se obtiene los valores corregidos:

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_2 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.0559 \\ 0.0225 \\ 0.98723 \\ 0.5 \end{bmatrix}$$

Este es un nuevo punto de operación que servirá para graficar, con estos valores se calculará el nuevo vector tangente y el proceso se repite nuevamente hasta llegar a la nariz e inclusive obtener la curva completa. Este es un proceso algorítmico por lo cual se requiere del uso de programación para ahorrar tiempo de cálculos, por esta razón solo mostramos los resultados en las tablas VIII y IX, con los cuales obtenemos la Fig.5.3.

Parámetro de continuación	θ_2		θ_3		V_2		λ	
	Predicción	Corrección	Predicción	Corrección	Predicción	Corrección	Predicción	Corrección
		0		0		0,991525	0	0
λ	-0,102094	-0,055862	-0,092229	0,022463	0,989388	0,987226	0,5	0,5
λ	-0,158791	-0,113111	-0,069908	0,045163	0,98135	0,978399	1	1
λ	-0,218061	-0,173113	-0,047543	0,068337	0,968436	0,964454	1,5	1,5
λ	-0,281632	-0,237832	-0,024903	0,092296	0,949677	0,944233	2	2
λ	-0,352276	-0,310628	-0,001687	0,117513	0,92324	0,915432	2,5	2,5
λ	-0,435347	-0,398862	0,022599	0,144891	0,885302	0,872667	3	3
λ	-0,544674	-0,529918	0,049059	0,177267	0,825693	0,795571	3,5	3,5
λ	-0,575044	-0,573877	0,158456	0,185496	0,774222	0,766683	3,6	3,6
λ	-0,597517	-0,59766	0,178286	0,189341	0,754021	0,750519	3,64	3,64
λ	-0,626671	-0,63137	0,182488	0,194028	0,733906	0,727021	3,68	3,68
λ	-0,653714	-0,662777	0,191178	0,197568	0,712955	0,704564	3,7	3,7
θ_2	-0,672777	-0,672777	0,197438	0,198526	0,697687	0,697308	3,703981	3,702943
θ_2	-0,682776	-0,682777	0,198789	0,1994	0,690234	0,69	3,705237	3,704257
θ_2	-0,692777	-0,692777	0,200071	0,200189	0,682727	0,682653	3,704815	3,703961
θ_2	-0,712777	-0,712777	0,202381	0,201501	0,667682	0,667824	3,701492	3,698606
θ_2	-0,752776	-0,752777	0,209476	0,203112	0,636133	0,637673	3,678656	3,66935
θ_2	-0,792777	-0,792777	0,219127	0,203349	0,602141	0,606948	3,616392	3,61641
λ	-1,013892	-0,974443	0,343462	0,186943	0,386447	0,462476	3,11641	3,11641
λ	-1,033516	-1,090752	0,319986	0,162358	0,361117	0,367583	2,61641	2,61641
λ	-1,124364	-1,188567	0,295943	0,134387	0,285083	0,287209	2,11641	2,11641
λ	-1,210989	-1,277183	0,268729	0,104321	0,21301	0,214231	1,61641	1,61641
λ	-1,293482	-1,360513	0,239236	0,072869	0,144785	0,145592	1,11641	1,11641
λ	-1,37321	-1,440731	0,208184	0,040523	0,078934	0,079555	0,61641	0,61641
λ	-1,453823	-1,538425	0,207674	0	0,000604	0	0	0

Tabla VIII Datos obtenidos de las iteraciones del CPF

λ	θ_2	θ_3	V_2	P_1	Q_1	P_2	Q_2	P_3	Q_3
0	0	0	0,991525	0,00000	0,0736	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0739
0,5	-0,055862	0,022463	0,987226	0,10000	0,0904	0,3000	-0,0100	0,2000	-0,0594
1	-0,113111	0,045163	0,978399	0,20000	0,1298	0,6000	-0,0200	0,4000	-0,0233
1,5	-0,173113	0,068337	0,964454	0,30000	0,1944	0,9000	-0,0300	0,6000	0,0362
2	-0,237832	0,092296	0,944233	0,40000	0,2890	1,2000	-0,0400	0,8000	0,1229
2,5	-0,310628	0,117513	0,915432	0,50000	0,4232	1,5000	-0,0500	1,0000	0,2440
3	-0,398862	0,144891	0,872667	0,60000	0,6193	1,8000	-0,0600	1,2000	0,4159
3,5	-0,529918	0,177267	0,795571	0,70000	0,9588	2,1000	-0,0700	1,4000	0,6980
3,6	-0,573877	0,185496	0,766683	0,72000	1,0807	2,1600	-0,0720	1,4400	0,7942
3,64	-0,59766	0,189341	0,750519	0,72800	1,1476	2,1840	-0,0728	1,4560	0,8456
3,68	-0,63137	0,194028	0,727021	0,73600	1,2430	2,2080	-0,0736	1,4720	0,9176
3,7	-0,662777	0,197568	0,704564	0,74000	1,3321	2,2200	-0,0740	1,4800	0,9831
3,702943	-0,672777	0,198526	0,697308	0,74058	1,3604	2,2218	-0,0741	1,4812	1,0035
3,704257	-0,682777	0,1994	0,69	0,74084	1,3888	2,2226	-0,0741	1,4817	1,0239
3,703961	-0,692777	0,200189	0,682653	0,74078	1,4170	2,2224	-0,0741	1,4816	1,0440
3,698606	-0,712777	0,201501	0,667824	0,73974	1,4734	2,2192	-0,0740	1,4794	1,0835
3,66935	-0,752777	0,203112	0,637673	0,73389	1,5850	2,2016	-0,0734	1,4677	1,1598
3,61641	-0,792777	0,203349	0,606948	0,72326	1,6946	2,1698	-0,0723	1,4466	1,2320
3,11641	-0,974443	0,186943	0,462476	0,62328	2,1492	1,8698	-0,0623	1,2466	1,5015
2,61641	-1,090752	0,162358	0,367583	0,52328	2,3892	1,5698	-0,0523	1,0466	1,6230
2,11641	-1,188567	0,134387	0,287209	0,42328	2,5536	1,2698	-0,0423	0,8466	1,6975
1,61641	-1,277183	0,104321	0,214231	0,32328	2,6705	0,9698	-0,0323	0,6466	1,7463
1,11641	-1,360513	0,072869	0,145592	0,22328	2,7518	0,6698	-0,0223	0,4466	1,7784
0,61641	-1,440731	0,040523	0,079555	0,12328	2,8033	0,3698	-0,0123	0,2466	1,7984
0	-1,538425	0	0	0,00000	2,8300	0,0000	0,0000	0,0000	1,8100

Tabla IX. Resultados de variables de estado, potencia activa y reactiva

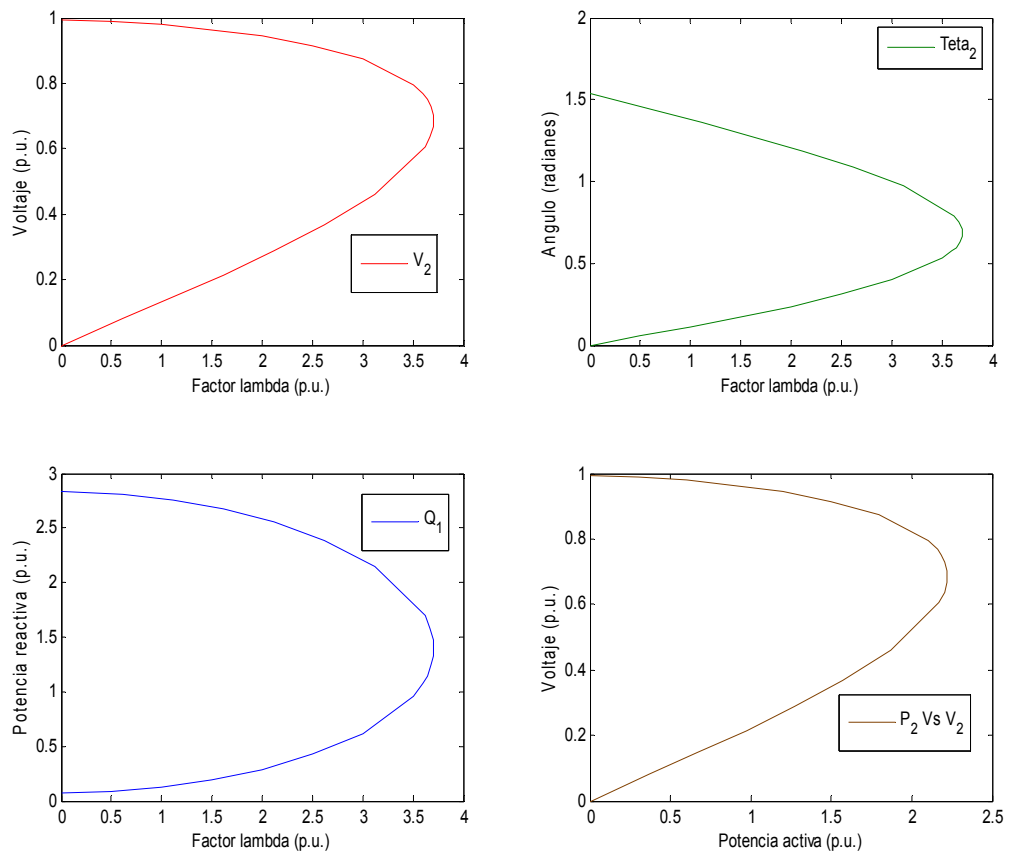


Figura 5.3 Gráficos de las tablas VIII y IX

5.3 Método directo

Método directo, también conocido en aplicaciones de sistemas de potencia como método del Punto de Colapso, fue originalmente desarrollado para computar puntos de bifurcaciones de sistemas no lineales. Este método consiste en resolver ecuaciones:

$$\mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda) = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{D}_z \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)^T \mathbf{w} = \mathbf{0} \quad \text{Ec.5.8}$$

$$\|\mathbf{w}\|_{\infty} = \mathbf{1}$$

para \mathbf{z} , λ , y \mathbf{w} , para obtener directamente el punto de colapso (z_0, λ_0) .

Las ecuaciones no lineales corresponden a ecuaciones del sistema en estado estable, a las condiciones de singularidad al punto de colapso, y a requerimientos de eigenvectores no cero, para algún modelo del sistema, lo cual es una ventaja de este método que no está basado en un método particular. Otras ecuaciones con eigenvectores y/o eigenvalores requeridos pueden ser usadas, sin embargo la ecuación (5.8) presenta la mejor característica numérica para sistemas grandes.

Este método permite determinar directamente el margen de carga al colapso $\Delta\lambda = \lambda_0 - \lambda$ en algún punto de operación definido por λ .

Una obvia desventaja de esta técnica es el alto costo computacional, como el número de ecuaciones se incrementa dos veces con respecto a las ecuaciones del sistema en estado estable, se requiere buenas condiciones iniciales, particularmente de \mathbf{w} . Este último crea problemas de convergencia cuando el sistema está lejos del punto de colapso, porque el sistema de eigenvalores y eigenvectores cambia significativamente mientras el sistema se aproxima al colapso; esto es

especialmente cierto cuando los límites de los equipos son encontrados a lo largo de la solución modelo.

Otra desventaja del método directo es que solamente se puede determinar un punto de colapso asociado con la singularidad del sistema (bifurcaciones). Los colapsos de voltaje relacionados a los límites de control, particularmente generadores alcanzando el límite de potencia reactiva, no pueden ser detectados usando esta técnica, en este caso se obtendrán respuestas erróneas.

Ecuaciones similares a (5.8) pueden ser obtenidas por representación como un problema de optimización. Por lo tanto, el problema de colapso se representaría como:

$$\text{Min. } \lambda \quad \text{Ec.5.9}$$

$$\text{Sujeto a } \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda) = \mathbf{0}$$

Este problema puede ser resuelto usando el Lagrangiano

$$\ell(\mathbf{z}, \lambda, \mathbf{w}) = \lambda + \mathbf{w}^T * \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)$$

donde \mathbf{w} corresponde a los multiplicadores de Lagrange. De aquí, las condiciones necesarias para obtener una solución de (5.9) son:

$$D_w \ell = F(\mathbf{z}, \lambda) = 0 \quad \text{Ec.5.10}$$

$$D_z \ell = D_z F(\mathbf{z}, \lambda)^T \mathbf{w} = 0$$

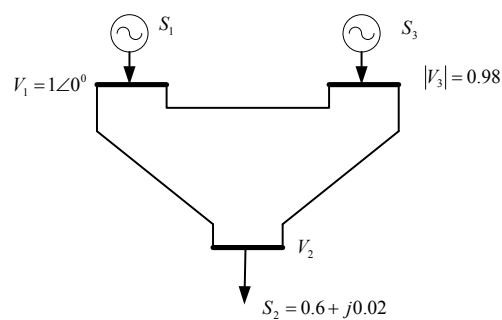
$$\frac{\partial \ell}{\partial \lambda} = \mathbf{w}^T \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \lambda}(\mathbf{z}, \lambda) + \mathbf{1} = \mathbf{0}$$

Estas ecuaciones son básicamente las mismas que 5.9, con la excepción de la tercera, la cual es otra forma de garantizar un w no cero.

Tratar el problema de colapso como un problema de optimización permite usar muchas técnicas de optimización conocidas.

5.3.1 Ejemplo de aplicación del Método del punto del colapso (PoC)

El mismo ejemplo anterior será utilizado para mostrar que tan precisos son los dos métodos, se toma los mismos valores y ecuaciones, sólo se añadirá y se reformarán las ecuaciones de flujo de potencia.



El primer conjunto a analizar es el conjunto de ecuaciones dado por la expresión vectorial $\mathbf{D}_z \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)^T \mathbf{w} = \mathbf{0}$ el cual es la transpuesta

del Jacobiano por el eigenvector izquierdo, que en el método del colapso multiplicados ambos nos dará cero.

$$\mathbf{D}_z \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)^T \mathbf{w} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} \\ \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix}$$

Igualando a cero se tiene que:

$$\begin{aligned} w_1 \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} + w_2 \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} + w_3 \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} &= 0 \\ w_1 \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} + w_2 \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} + w_3 \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} &= 0 \\ w_1 \frac{\partial P_2}{\partial V_2} + w_2 \frac{\partial P_3}{\partial V_2} + w_3 \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} &= 0 \end{aligned}$$

Entonces tenemos el primer conjunto de ecuaciones para el método.

El otro conjunto de ecuaciones son las ecuaciones de flujo de potencia $\mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda) = 0$

$$0.6\lambda + (2.78V_2 \sin \theta_2 - 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) = 0$$

$$-0.4\lambda + (2.37 \sin \theta_3 + 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) = 0$$

$$0.02\lambda + (-2.78V_2 \cos \theta_2 + 4.72V_2^2 - 1.9V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2)) = 0$$

Y la última ecuación que tenemos es $\|w\|_{\infty} = 1$

$$w_1^2 + w_2^2 + w_3^2 = 1$$

Con lo cual se obtiene siete ecuaciones con siete incógnitas, listas para ser resueltas con el método iterativo Newton Rhapson.

$$l_1 = w_1 \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} + w_2 \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} + w_3 \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2}$$

$$l_2 = w_1 \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} + w_2 \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} + w_3 \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3}$$

$$l_3 = w_1 \frac{\partial P_2}{\partial V_2} + w_2 \frac{\partial P_3}{\partial V_2} + w_3 \frac{\partial Q_2}{\partial V_2}$$

$$P_2 = 0.6\lambda + (2.78V_2 \sin \theta_2 - 1.9 \sin(\theta_3 - \theta_2))$$

$$P_3 = -0.4\lambda + (2.37 \sin \theta_3 + 1.9V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2))$$

$$Q_2 = 0.02\lambda + (-2.78V_2 \cos \theta_2 + 4.72V_2^2 - 1.9V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2))$$

$$l_4 = w_1^2 + w_2^2 + w_3^2 - 1$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial l_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial l_1}{\partial \theta_3} & \frac{\partial l_1}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & 0 \\ \frac{\partial l_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial l_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial l_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & 0 \\ \frac{\partial l_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial l_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial l_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & 0 \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial P_2}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial P_3}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial Q_2}{\partial \lambda} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{\partial l_4}{\partial w_1} & \frac{\partial l_4}{\partial w_2} & \frac{\partial l_4}{\partial w_3} & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_2 \\ \Delta w_1 \\ \Delta w_2 \\ \Delta w_3 \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} l_1 \\ l_2 \\ l_3 \\ P_2 \\ P_3 \\ Q_2 \\ l_4 \end{bmatrix}$$

De la anterior matriz podemos observar que la matriz Jacobiana es una sub-matriz de esta, en el punto de colapso la submatriz Jacobiana se hace singular más no la matriz global.

$$\frac{\partial \ell_1}{\partial \theta_2} = -w_1(2.78 V_2 \sin \theta_2 - 1.9 V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) - w_2(1.9 V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) +$$

$$w_3(2.78 V_2 \cos \theta_2 + 1.9 V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\frac{\partial \ell_1}{\partial \theta_3} = -w_1(1.9 V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) + w_2(1.9 V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) -$$

$$w_3(1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\frac{\partial \ell_1}{\partial V_2} = w_1(2.78 \cos \theta_2 + 1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2)) - w_2(1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2)) +$$

$$w_3(2.78 \sin \theta_2 - 1.9 \sin(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\frac{\partial \ell_2}{\partial \theta_2} = -w_1(1.9 V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) + w_2(1.9 V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) -$$

$$w_3(1.9 V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\frac{\partial \ell_2}{\partial \theta_3} = w_1(1.9 V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) - w_2(2.37 \sin \theta_3 + 1.9 V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2)) +$$

$$w_3(1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\frac{\partial \ell_2}{\partial V_2} = -w_1(1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2)) + w_2(1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2)) +$$

$$w_3(1.9 \sin(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\frac{\partial \ell_3}{\partial \theta_2} = w_1(2.78 \cos \theta_2 + 1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2)) - w_2(1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2)) +$$

$$w_3(2.78 \sin \theta_2 - 1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\frac{\partial \ell_3}{\partial \theta_3} = -w_1(1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2)) + w_2(1.9 \cos(\theta_3 - \theta_2))$$

$$\frac{\partial \ell_3}{\partial V_2} = 9.44 w_3$$

$$\frac{\partial \ell_4}{\partial w_1} = 2 w_1$$

$$\frac{\partial \ell_4}{\partial w_2} = 2 w_2$$

$$\frac{\partial \ell_4}{\partial w_3} = 2 w_3$$

Aplicando el método iterativo de Newton obtenemos los resultados mostrados en la tabla X:

Vectores	θ_2	θ_3	V_2	λ	w_1	w_2	w_3
Iteración 0 ^a	-0,593489	0,188698	0,753379	3,633695	0,707100	0,001689	0,707110
Iteración 1	-0,702639	0,161549	0,691604	3,790362	0,691361	-0,041423	0,722954
Iteración 2	-0,666176	0,224170	0,694113	3,698097	0,677090	-0,065581	0,733586
Iteración 3	-0,690933	0,197634	0,684931	3,707215	0,684755	-0,052506	0,727067
Iteración 4	-0,685136	0,200460	0,688004	3,704200	0,682369	-0,055273	0,728927
Iteración 5	-0,686070	0,199621	0,687604	3,704356	0,682668	-0,054800	0,728671
Iteración 6	-0,685917	0,199666	0,687700	3,704336	0,682605	-0,054866	0,728724
Iteración 7 ^a	-0,685926	0,199653	0,687695	3,704338	0,682609	-0,054862	0,728722

P_1	Q_1	P_2	Q_2	P_3	Q_3
0,74087*	1,3977*	2,2226*	0,0741*	1,4817*	1,0302*

* Valores de las variables en el punto de colapso

Tabla X Iteraciones para encontrar el punto de colapso

5.4 Índice del vector tangente (TVI)

El vector tangente para el perfil del sistema es representado por $F(z, \lambda) = 0$, por ejemplo $dz/d\lambda$, podría ser usado para definir el TVI. Ya que puede ser obtenido de un flujo de potencia continuo, el vector tangente es computacionalmente económico, ya que puede ser calculado a un costo mínimo de una iteración adicional del Newton-Raphson. Este vector contiene información importante con respecto a las variables del sistema, z es afectado por cambios en el parámetro λ .

^a La elección de estos valores debe ser buena y no producir in convergencia, para esto se sigue los pasos sugeridos en la referencia [8], que señalan pasos para una convergencia satisfactoria.

El vector tangente está definido como:

$$TVI_i = \left| \frac{dV_i}{d\lambda} \right|^{-1} \quad \text{Ec.5.11}$$

Donde $dV_i/d\lambda$ es la entrada del vector tangente $dz/d\lambda$ correspondiente a la magnitud de voltaje de la barra V_i para una barra i . Observe que esta definición es un tanto similar al índice VSF descrito anteriormente. Como el punto de colapso es aproximado $dV_i/d\lambda \rightarrow \infty$ por lo tanto, $TVI \rightarrow 0$.

El algoritmo de continuación TVI podría ser resumido de la siguiente forma:

1. Usando un método contínuo basado en el predictor tangente, y en un corrector con λ fijo y técnicas de corte de paso, se computa dos puntos de operación en el perfil del sistema.
2. Basado en la entrada máxima en el vector tangente calculado en cada paso predictor, identificar las barras más críticas en el sistema en todos los pasos de continuación y determinar el correspondiente TVI.

5.5 Evaluación de la estabilidad usando eigenvalores

5.5.1 Análisis de Sensibilidad V-Q

Las ecuaciones de flujo de potencia pueden ser expresadas de la siguiente forma linealizada:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{Ec.5.12}$$

Donde

ΔP = cambio incremental de potencia activa en la barra

ΔQ = cambio incremental de potencia reactiva inyectada en la barra

$\Delta \theta$ = cambio incremental en el ángulo del voltaje de la barra.

ΔV = cambio incremental de magnitud del voltaje de la barra.

Los elementos de la matriz Jacobiana dan una sensibilidad entre el flujo de potencia y los cambios de voltaje en la barra.

Si el flujo de potencia convencional es usado para análisis de estabilidad de voltaje, la matriz Jacobiana de la ecuación 5.12 es la misma ya descrita para resolver flujos de potencia usando la

técnica de Newton-Rhapson. La relación lineal entre potencia y voltaje para cada equipo podría ser expresada como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_d \\ \Delta Q_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta V_d \\ \Delta \theta_d \end{bmatrix} \quad \text{Ec.5.13}$$

donde

ΔP_d = cambio incremental de salida de potencia activa en el equipo

ΔQ_d = cambio incremental de salida de potencia reactiva en el equipo

$\Delta \theta_d$ = cambio incremental de ángulo de voltaje en el equipo.

ΔV_d = cambio incremental de magnitud de voltaje en el equipo

Los términos de la matriz Jacobiana de la red en ecuación 5.12 asociados con cada equipo son modificados por A_{11} , A_{12} , A_{21} , A_{22} para formar la matriz Jacobiana del sistema.

La estabilidad de voltaje del sistema es afectada por ambas, P y Q. in embargo en cada punto de operación nosotros mantendremos P constante y evaluaremos la estabilidad de voltaje considerando la relación incremental entre Q y V.

Basados en las consideraciones anteriores, en ecuación 5.12, consideremos $\Delta P=0$. Entonces:

$$\Delta Q = \mathbf{J}_R \Delta V \quad \text{Ec.5.14}$$

Donde

$$\mathbf{J}_R = [\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\theta} \mathbf{J}_{P\theta}^{-1} \mathbf{J}_{PV}] \quad \text{Ec. 5.15}$$

Y \mathbf{J}_R es la matriz Jacobiana reducida del sistema. De la ecuación 5.14, podríamos escribir:

$$\Delta V = \mathbf{J}_R^{-1} \Delta Q \quad \text{Ec.5.16}$$

La matriz \mathbf{J}_R^{-1} es el Jacobiano reducido. Su i_{th} elemento de la diagonal es la sensibilidad V-Q en la barra i . Las sensibilidades V-Q son calculadas resolviendo ecuación 5.14.

La sensibilidad V-Q en una barra representa la pendiente de la curva V-Q en el punto de operación dado. Una sensibilidad V-Q positiva indica la operación estable; si la sensibilidad es más pequeña, más estable es el sistema. A medida que la estabilidad decrece, la magnitud de la sensibilidad se incrementa, llegando a ser infinita en el punto de estabilidad límite. Por lo contrario, una sensibilidad V-Q negativa indica operación inestable. Una sensibilidad negativa pequeña representa operación muy inestable. Debido a la naturaleza no lineal de la relación V-Q, las magnitudes de las sensibilidades para diferentes condiciones del

sistema no proveen una medida directa del grado relativo de estabilidad.

5.5.2 Análisis Modal Q-V

La característica de estabilidad de voltaje puede ser identificada calculando los eigenvalores y eigenvectores de la matriz reducida \mathbf{J}_R definida por la ecuación 5.15.

Tomemos:

$$\mathbf{J}_R = \mathbf{v}\Lambda\mathbf{w} \quad \text{Ec.5.17}$$

donde :

\mathbf{v} = matriz de eigenvectores derechos de \mathbf{J}_R

\mathbf{w} = matriz de eigenvectores izquierdos de \mathbf{J}_R

Λ = matriz diagonal de eigenvalores de \mathbf{J}_R

De ecuación 5.17

$$\mathbf{J}_R^{-1} = \mathbf{v}\Lambda^{-1}\mathbf{w} \quad \text{Ec.5.18}$$

Substituyendo en ecuación 5.16 obtenemos:

$$\Delta\mathbf{V} = \mathbf{v}\Lambda^{-1}\mathbf{w}\Delta\mathbf{Q} \quad \text{Ec.5.19}$$

o

$$\Delta\mathbf{V} = \sum_i \frac{V_i W_i}{\mu_i} \Delta\mathbf{Q} \quad \text{Ec.5.20}$$

donde v_i es la i^{th} columna del eigenvector derecho y w_i la i^{th} fila del eigenvector izquierdo de \mathbf{J}_R . Cada eigenvalor μ_i y el correspondiente eigenvector derecho e izquierdo v_i y w_i , definen el i^{th} modo de respuesta Q-V.

Debido a que $v^{-1} = w$, la ecuación 5.19 puede ser escrita como:

$$\mathbf{w}\Delta\mathbf{V} = \Lambda^{-1}\mathbf{w}\Delta\mathbf{Q}$$

o

$$\bar{\mathbf{v}} = \Lambda^{-1}\mathbf{q} \quad \text{Ec.5.21}$$

donde

$\mathbf{v} = \mathbf{w}\Delta\mathbf{V}$ es el vector de variación de voltaje modal.

$\mathbf{q} = \mathbf{w}\Delta\mathbf{Q}$ es el vector de variación de potencia reactiva modal

La diferencia entre 5.16 y 5.21 es que Λ^{-1} es una matriz diagonal mientras \mathbf{J}_R^{-1} , en general no es diagonal. La ecuación 5.21 representa ecuaciones de primer orden. Por lo tanto, para el i^{th} modo nosotros tenemos:

$$\bar{v}_i = \frac{1}{\mu_i}\mathbf{q}_i \quad \text{Ec.5.22}$$

Si $\mu_i > 0$, las variaciones del i^{th} voltaje modal y la i^{th} potencia reactiva modal están a lo largo de la misma dirección, indicando

que el sistema es estable en voltaje. Si $\mu_i < 0$ las variaciones del i^{th} voltaje modal y la i^{th} potencia reactiva modal están a lo largo de direcciones opuestas, indicando que el sistema es inestable en voltaje. La magnitud de cada variación de voltaje modal es igual al inverso de μ_i veces la magnitud de variación de potencia reactiva modal. En este sentido la magnitud de μ_i determina el grado de estabilidad del i^{th} voltaje modal. Si la magnitud de un μ_i positivo es más pequeña, más cercano esta el i^{th} voltaje modal de ser inestable. Cuando $\mu_i = 0$, el i^{th} voltaje modal colapsa porque cualquier cambio en la potencia reactiva modal causa un cambio infinito en el voltaje modal.

Vamos a examinar la relación entre las sensibilidades V-Q de las barras y los eigenvalores de \mathbf{J}_R . En la ecuación 5.20, tomemos $\Delta Q = \mathbf{e}_k$, donde \mathbf{e}_k tiene todos los elementos cero excepto el k^{th} elemento el cual es igual a 1. Entonces:

$$\Delta \mathbf{V} = \sum_i \frac{w_{ik} v_i}{\mu_i}$$

Donde v_{ik} es el k^{th} elemento de v_i .

Donde w_{ik} es el k^{th} elemento de w_i .

La sensibilidad V-Q en la barra k está dada por:

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{v_{ki} w_{ik}}{\mu_i} \quad \text{Ec.5.23}$$

Nosotros vemos de la ecuación anterior que la sensibilidad V-Q no puede identificar modos de colapso individuales; en cambio proveen información con respecto a los efectos combinados de todos los modos de variaciones de voltaje-potencia reactiva.

La magnitud de los eigenvalores puede proveer una relativa medida de la proximidad a la inestabilidad. Los eigenvalores, sin embargo no proveen una absoluta medida debido a la no linealidad del problema. Si se requiere una distancia en megavatios a la inestabilidad de voltaje, el sistema es cargado incrementalmente hasta volverse no estable y el análisis modal es aplicado en cada punto de operación. La aplicación de un análisis modal ayuda a determinar que tan estable es el sistema y cuánta carga extra o nivel de transferencia de potencia puede ser añadida. Cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje, el análisis modal es muy útil para identificar las áreas críticas de estabilidad de voltaje y los elementos que participan en cada modo.

5.5.3 Factores de participación de las barras

La participación relativa de la barra k en el modo i está dada por el factor de participación de la barra:

$$P_{ki} = v_{ki} w_{ik} \quad \text{Ec.5.24}$$

De la ecuación 5.23, nosotros podemos ver que P_{ki} determina la contribución de λ_i a la sensibilidad V-Q en la barra k .

Los factores de participación de la barra determinan las áreas asociadas con cada modo. La suma de todas las participaciones de las barras para cada modo es igual a uno porque los eigenvectores derecho e izquierdo están normalizados. La medida de participación de barra en un modo indica la efectividad de las acciones correctivas aplicadas en esa barra en la estabilización del modo.

Existen generalmente dos tipos de modos. El primer tipo tiene muy pocas barras con grandes factores de participación y todas las otras barras con factores de participación cercanos a cero, indicando que el modo es muy localizado. El segundo tipo tiene muchas barras con pequeños pero similares grados de participación, y el resto de barras con participaciones cercanas a cero; esto indica que el modo no es localizado. Un modo típico

localizado ocurre cuando un área está conectada a una red muy fuerte a través de una línea de transmisión larga. Un modo típico no localizado ocurre cuando una región dentro de un sistema grande es cargada hasta que su principal soporte reactivo para esta región es agotado.

Es impráctico e innecesario calcular todos los eigenvalores de J_R para un sistema real con miles de barras. Por otro lado, calcular solamente el mínimo eigenvalor de J_R no es suficiente porque hay usualmente más de un modo débil asociado con diferentes partes del sistema, y el modo asociado con el mínimo eigenvalor podría no ser el modo más problemático mientras el sistema es cargado. En la práctica, raramente es necesario computar más de 5 a 10 de los eigenvalores más pequeños para identificar todos los modos críticos.

5.5.4 Factores de participación de las líneas

Vamos a calcular el factor de participación asociado con el modo i asumiendo que el vector de las variaciones de potencia reactiva modal q tiene todos los elementos igual a cero excepto por el i^{th} , el cual es igual a 1. Entonces de la Ecuación 5.21, el correspondiente vector de variación de potencia reactiva de barra es:

$$\Delta Q^{(i)} = \mathbf{w}^{-1} \mathbf{q} = \mathbf{v} \mathbf{q} = v_i \quad \text{Ec.5.25}$$

Donde v_i es el i^{th} eigenvector derecho de \mathbf{J}_R . Nosotros asumimos que todos los eigenvectores derechos están normalizados por lo tanto:

$$\sum_j v_{ji}^2 = 1 \quad \text{Ec.5.26}$$

Con el vector de variación de potencia reactiva de barra igual a $\Delta Q^{(i)}$, el vector de variación de voltaje de la barra, $\Delta V^{(i)}$, es:

$$\Delta V^{(i)} = \frac{1}{\mu_i} \Delta Q^{(i)} \quad \text{Ec.5.27}$$

y, el correspondiente vector de variación de ángulo de la barra es:

$$\Delta \theta^{(i)} = -\mathbf{J}_{P\theta}^{-1} \mathbf{J}_{PV} \Delta V^{(i)} \quad \text{Ec.5.28}$$

Con las variaciones de voltaje y ángulo para envío y recepción conocidas, se puede calcular el cambio linealizado en pérdidas reactivas de cada línea.

La relativa participación de la línea j en el modo i está dada por el factor de participación:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{pérdidas}} \text{ para la rama } j}{\text{maximo } \Delta Q_{\text{pérdidas}} \text{ para todas las ramas}} \quad \text{Ec.5.29}$$

Los factores de participación de las líneas indican, para cada modo, cuáles líneas consumen más potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva. Las líneas con alto factor de participación o son conexiones débiles o están altamente cargadas. Los factores de línea son muy útiles para identificar medidas correctivas para aliviar los problemas de estabilidad de voltaje y para selección de contingencia.

5.5.5 Factores de participación de los generadores

Como en el caso de los factores de participación de líneas, para una variación de potencia reactiva dada, las variaciones de voltaje y ángulo están determinadas en cada terminal de la máquina. Estos factores en cambio son usados para calcular el cambio en la salida de la potencia reactiva para cada máquina.

La relativa participación de la máquina m en el modo i está dada por el factor de participación:

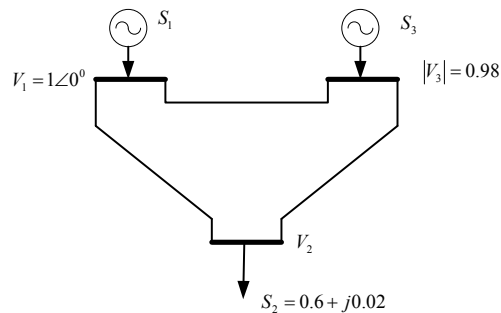
$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_m \text{ para la máquina } m}{\text{maximo } \Delta Q_m \text{ para todas las máquinas}} \quad \text{Ec.5.30}$$

Los factores de participación de los generadores indican, para cada modo, cuáles generadores suplen la mayoría de potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga

reactiva del sistema. Las participaciones de los generadores proveen información importante acerca de la distribución apropiada de las reservas reactivas entre todas las máquinas a fin de mantener un adecuado margen de estabilidad de voltaje.

5.5.6 Ejemplo de aplicación del análisis modal

Para apreciar el análisis modal y la información que se puede obtener vamos a considerar el mismo sistema de tres barras del cual analizaremos un punto de operación, para esto el caso base del sistema sería:



$$D_z F(z) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.5382 & -1.8357 & -0.61324 \\ -1.8357 & 4.2033 & 0.29946 \\ -0.5999 & 0.29299 & 4.5976 \end{bmatrix}$$

De la fórmula 5.15 se tiene que el Jacobiano reducido es:

$$J_R = [4.5976] - [-0.5999 \quad 0.29299]^* \begin{bmatrix} 4.5382 & -1.8357 \\ -1.8357 & 4.2059 \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} -0.61324 \\ 0.29946 \end{bmatrix}$$

$$J_R = 4.5158$$

Por lo tanto el único eigenvalor es igual al valor del Jacobiano reducido:

$$\mu = 4.5158$$

El vector propio derecho de este eigenvalor es:

$$v = 1$$

Y el vector propio izquierdo es:

$$w = 1$$

Por lo tanto el factor de participación de las barras de acuerdo a 5.24 estará dado para la única barra de carga, es la multiplicación de los dos vectores propios:

$$P_2 = 1$$

El resultado es claro, para la única barra de carga se tiene un factor de participación de 100%.

Antes de calcular los factores de participación de ramas y de generadores se debe calcular las variaciones modales de voltaje y ángulo. De acuerdo 5.25:

$$v = \Delta Q = 1$$

Esta variación modal corresponde a la barra de carga 2. De acuerdo a 5.27 entonces:

$$\Delta V_2 = \frac{\Delta Q}{\mu} = \frac{1}{4.5158} = 0.2214$$

Las variaciones de barra 1 y 3 son cero, es claro que alrededor del punto de operación ante una pequeña variación estas barras donde están los generadores no tendrán ninguna variación modal de voltaje, es decir que:

$$\Delta V_1 = \Delta V_3 = 0$$

Por ser barras PV.

Ahora de acuerdo a la ecuación 5.28 la variación de ángulo está dada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 4.5382 & -1.8357 \\ -1.8357 & 4.2059 \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} -0.61324 \\ 0.29946 \end{bmatrix} * [0.2214]$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.02859 \\ -0.00329 \end{bmatrix}$$

Esto corresponde a las variaciones modales $\Delta \theta_2$ y $\Delta \theta_3$, también hay que recalcar que $\Delta \theta_1=0$, debido a que la barra de oscilación no tiene variación de ángulo.

Una vez hecho esto, se procede a calcular los factores de participación de las ramas:

Se procede a modelar las pérdidas de las líneas y luego hacemos una linealización de las mismas.

$$Q_{p\acute{e}rdidas}^{3-2} = -B_{3-2}(V_3^2 + V_2^2) + 2B_{3-2}V_3V_2 \cos(\theta_3 - \theta_2)$$

$$\Delta Q_{p\acute{e}rdidas}^{3-2} = -2B_{3-2}V_3V_2 \sin(\theta_3 - \theta_2) * (\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2) + (-2B_{3-2}V_2 + 2B_{3-2}V_3 \cos(\theta_3 - \theta_2)) * \Delta V_2$$

Con los valores obtenidos del flujo y los datos de las líneas se tiene esta variación, similarmente se hará con las otras dos líneas, obteniéndose:

$$\Delta Q_{p\acute{e}rdidas}^{3-2} = 0.00953$$

$$\Delta Q_{p\acute{e}rdidas}^{1-2} = 0.0363$$

$$\Delta Q_{p\acute{e}rdidas}^{3-1} = 0.000703$$

De acuerdo a la ecuación 5.29, los factores de participación de la línea resultan:

$$P^{1-2} = 1$$

$$P^{3-2} = 0.263$$

$$P^{3-1} = 0.0194$$

Esto quiere decir que la línea 1-2 es la más sensible a una variación de potencia reactiva; al variar esta, la línea 3-2 se incrementará en un 26.3%, así lo hará la línea 3-1 en un 1.94%, o sea casi no tiene gran variación.

Para generadores es algo similar, ahora se modela la entrega de potencia reactiva del generador, se escribirá para el generador 1 y se lo linealiza.

$$Q_{G1} = B_{11}V_1^2 + V_1V_2B_{1-2} \cos(\theta_1 - \theta_2) + V_1V_3B_{1-3} \cos(\theta_1 - \theta_3)$$

$$\Delta Q_{G1} = V_1V_2B_{1-2} \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) * \Delta\theta_2 + V_1V_3B_{1-3} \text{sen}(\theta_1 - \theta_3) * \Delta\theta_3 + V_1B_{1-2} \cos(\theta_1 - \theta_2) * \Delta V_2$$

Lo anterior descrito es también para el generador 2 y se obtiene:

$$\Delta Q_{G1} = 0.62019$$

$$\Delta Q_{G2} = 0.42492$$

De acuerdo a la ecuación 5.27, los factores de participación de generadores resultan:

$$P_{G1} = 1$$

$$P_{G2} = 0.6851$$

Con estos valores se tiene que el generador 1 reacciona más rápido o es más sensible ante una variación de carga y que el generador 2 le sigue y reacciona en 68.51% del valor del generador 1. Se muestra entonces la información que nos da un análisis modal, y se lo puede hacer en cualquier punto de operación desde el caso base hasta el punto de colapso, dando así información del sistema y las principales zonas vulnerables y elementos más sensible.

CAPÍTULO 6

6. METODOLOGÍA PARA LOS EJEMPLOS DE APLICACIÓN

6.1 Síntesis del análisis

Como base para esta metodología se utilizará el flujo de potencia continuo y el análisis modal estático para estabilidad de voltaje.

A través del flujo de potencia continuo se determinarán los niveles de cargabilidad del sistema para diferentes condiciones de operación, es decir, condiciones carga máxima para época lluviosa. Con este método se dará un estimado de la cargabilidad máxima del sistema (perfil de voltaje del sistema) para las condiciones de operación mencionadas anteriormente.

Con los resultados obtenidos del flujo de potencia continuo, es decir los estados del sistema (Jacobiano, variables de estado y variables de parámetro) para diferentes condiciones de operación y de cargabilidad, se aplicará un análisis modal, con el cual se determinarán las barras y zonas débiles del sistema que son propensas a una inestabilidad.

6.2 Procedimientos y herramientas computacionales

Una solución del flujo de potencia continuo, determina el punto aproximado de cargabilidad máxima del sistema. Esta aproximación se debe a la singularidad de la matriz Jacobiana en el punto de cargabilidad máximo. Un flujo de potencia continuo nos permite obtener varios puntos de operación a través de la trayectoria de la solución y así se determinan los perfiles de voltaje, potencia activa y reactiva tanto de generación como de carga [6, 7, 8,9].

Una vez realizado el flujo de potencia continuo, un análisis modal nos brinda una mayor información de la estabilidad del sistema, en el cual se identifican las zonas débiles a través del cálculo de los eigenvalores, eigenvectores y factores de participación, para así determinar medidas efectivas con el fin de reforzar el sistema.

Estos dos procedimientos para análisis de estabilidad de voltaje que hemos propuesto, se basan en procedimientos matemáticos, el primero es el flujo de potencia de continuación (Método de Continuación o de Homotopía) el cual será desarrollado por la herramienta computacional UWPFLOW (University of Waterloo Profile Flow) utilizada para análisis estático de estabilidad de voltaje. Esta herramienta computacional ha sido usada para estudios de planeación de las redes de potencia de sistemas reales, las características, manual de usuario y software pueden ser obtenidas en [4,11]. Una vez que la información del SNI ha sido ingresada, el UWPFLOW genera perfiles, jacobiano y variables de estado.

El segundo procedimiento matemático es el análisis modal el cual será un análisis de la matriz Jacobiana y su respectiva reducción (JR). Esta matriz es llevada a la herramienta computacional MATLAB, la cual a través de un algoritmo calculará los eigenvalores y sus respectivos eigenvectores derechos e izquierdos, para luego calcular los factores de participación de las barras del sistema en estudio. Con los resultados obtenidos se plantearán criterios para la selección de contingencias (líneas claves) del sistema y lugares adecuados para la compensación de reactivos

Antes de simular el SNI, esta metodología es aplicada brevemente a un sistema de prueba de 10 barras.

Un gráfico nos ilustrará mejor la metodología ya mencionada:

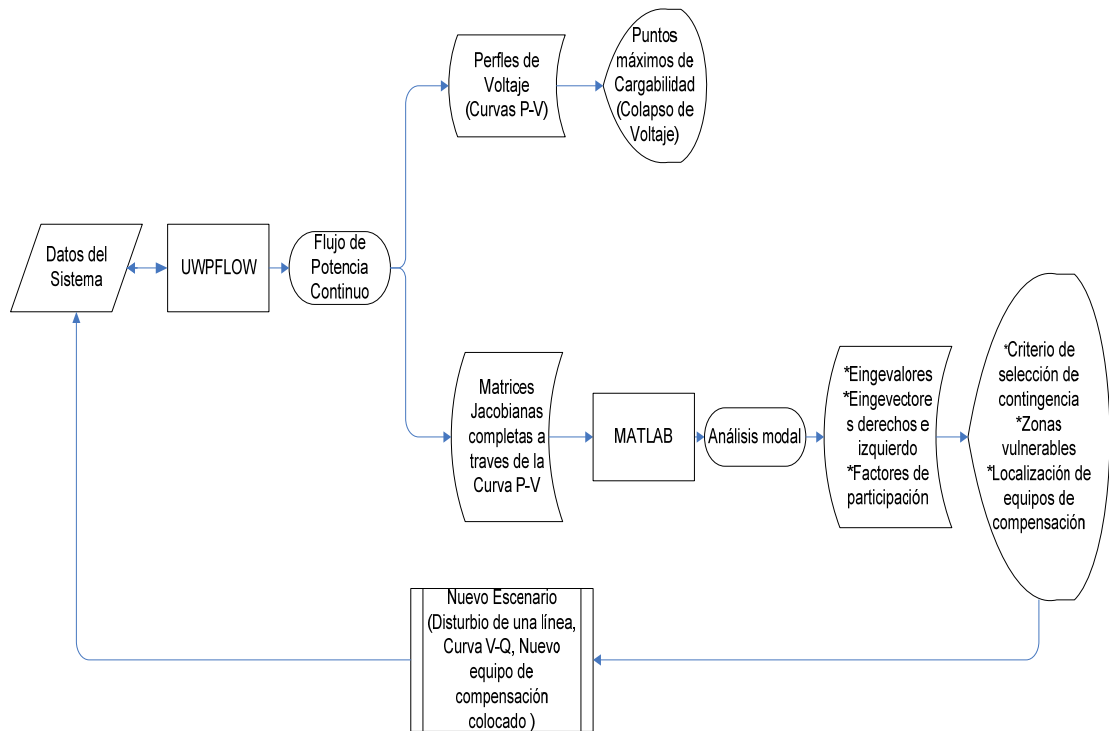


Fig.6.1 Metodología para el análisis estático de la estabilidad de voltaje.

6.3 Simulación de un sistema de 10 barras

6.3.1 Descripción del sistema

Dos cargas están alimentadas por la barra de 500 KV en el área de carga. La carga industrial es servida directamente por el

transformador LTC1, la potencia activa es constante y la potencia reactiva es a corriente constante ($Q \propto V^1$). La carga residencial y comercial es servida por los transformadores LTC3, LTC2 y una impedancia de subtransmisión equivalente, y la mitad de su carga es a potencia constante y la otra mitad es a impedancia constante, a factor de potencia unitario. El área de carga es compensada fuertemente. El área de carga también incluye un generador equivalente de 1600 MVA. Este sistema ha sido tomado como prueba para estudios de estabilidad de voltaje en muchos reportes. Los datos del sistema están en el apéndice A.

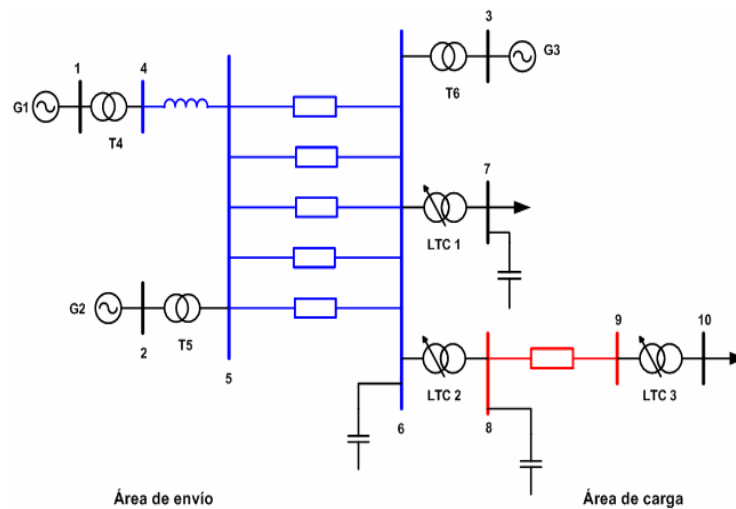


Fig.6.2 Sistema de 10 barras

6.3.2 Presentación del caso base

Dos generadores entregan 4991.9 MW al área de carga con

cinco líneas de 500 KV. En el apéndice A está el respectivo flujo de potencia.

Las condiciones base para el flujo de potencia son las siguientes:

- LTC1 y LTC3 son automáticamente controlados para regular el voltaje del lado baja. LTC2 tiene el tap ajustado. Se usan modelos discretos, es decir, con una medida de paso para la regulación.
- Todos los reguladores de los generadores controlan el voltaje terminal. Los generadores son inicialmente operados cerca del factor de potencia unitario.

En esta sección nosotros analizaremos aspectos importantes de la estabilidad de voltaje usando el flujo de potencia continuo y el análisis modal. Nosotros describiremos varios casos de contingencia a diferentes escenarios. Y entonces mostraremos los resultados.

6.3.3 Estudio del sistema

Incremento y transferencia de la carga. Para colapsar el sistema nosotros incrementamos la carga residencial -comercial,

despachando de Gen 1, Gen 2, Gen 3. La carga se incrementa en mitad constante y mitad resistiva a factor de potencia unitario.

Los resultados del perfil para incrementos de carga y transferencia se muestran en Fig. 6.3. La ordenada es el área de carga de la barra 6.

Análisis modal del sistema. Para el sistema considerado, nosotros manejamos el análisis modal en dos puntos representados por el punto de operación de caso base y el punto de colapso del sistema.

Curvas V-Q. Las curvas V-Q son calculadas con múltiples flujos de potencia. La barra de carga de 500 KV es la barra de prueba para enfatizar el sistema de transmisión. Esta es la única barra en el área de carga del sistema de transmisión. Los puntos son calculados a intervalos de 5 KV entre 475 y 550 KV.

Contingencia de una línea. La contingencia es una salida de una línea de 500 KV.

6.3.4 Resultados

Punto de Operación	Base	Colapso
μ	27.494	3.8535

Tabla XI. Eigenvalores del sistema

Participación de la barras	Base	Participación de la barras	Colapso
Barra 10	0,33122	Barra 10	0,25297
Barra 9	0,29904	Barra 9	0,20331
Barra 8	0,18749	Barra 8	0,16646
Barra 7	0,08568	Barra 6	0,12595
Barra 6	0,08274	Barra 7	0,12478
Barra 5	0,01201	Barra 3	0,10640
Barra 4	0,00182	Barra 5	0,01760
		Barra 4	0,00253

Tabla XII. Factores de barras

Participación de los generadores	Base	Colapso
Generador 3	1	*
Generador 2	0.51262	1
Generador 1	0.46146	0.88996

Tabla XIII. Factores de generadores

Participación de las ramas	Base	Participación de las ramas	Colapso
Línea de subtransmisión	1	Línea de subtransmisión	1
LTC 2	0,81375	LTC 2	0,96402
Línea de transmisión 1	0,61391	Línea de transmisión 1	0,66974
Línea de transmisión 2	0,61391	Línea de transmisión 2	0,66974
Línea de transmisión 3	0,61391	Línea de transmisión 3	0,66974
Línea de transmisión 4	0,61391	Línea de transmisión 4	0,66974
Línea de transmisión 5	0,61391	Línea de transmisión 5	0,66974
LTC 1	0,46955	Reactor	0,50350
Reactor	0,33097	LTC 1	0,36404
LTC 3	0,30675	T4	0,3429
T4	0,23038	T5	0,29028
T6	0,01661	LTC 3	0,26578
T5	0,00899	T6	0,12360

Tabla XIV Factores de ramas

* Bus3 es una barra PV pero en el colapso ya alcanzó su límite por lo que se transforma en barra PQ

En el punto crítico a 5420.28 MW de transferencia (una línea fuera con control del LTC) se está en un punto de operación inaceptable. El voltaje de la barra de 500-KV ha caído 19.75 KV (3.73%) por la salida de la línea. El más importante, Gen 3 está a su límite reactivo y Gen 2 está solamente a 98.33 MVA_r lejos de su límite. En el punto D el ángulo entre Gen 1 y Gen 2 es 29.74°

Examinaremos el comportamiento de estado estable a largo plazo. Vamos a tener alguna contabilidad del efecto de salida de una línea con todos los LTC fijos:

- El voltaje de la barra de carga de 500 KV cae de 540.01 a 529.61 KV.
- La potencia reactiva consumida por las líneas de 500 KV se incrementa en 657.41 MVA_r
- La potencia reactiva consumida por los transformadores y por la línea de subtransmisión equivale a un incremento de 22.13 MVA_r
- La salida de los bancos de capacitores decrece en 71.53 MVA_r. Esto incluye el efecto de carga reactiva industrial en la red y su compensación.

- La potencia reactiva de los generadores Gen 1, Gen 2 y Gen 3 se incrementa en 195.11 MVar, 236.06 MVar y 319.86 MVar respectivamente. El total de incremento es 751.03 MVar
- La carga decrece en 54.69 MW, pero las pérdidas totales se incrementan en 18.55 MW

El efecto de la salida de una línea con los LTC1 y LTC3 activo es:

- El voltaje de la barra de carga de 500 KV cae de 540.01 KV a 528.97 KV
- La potencia reactiva consumida por las líneas de 500 KV se incrementa en 718.63 MVar.
- La potencia reactiva consumida por los transformadores y por la línea de subtransmisión equivale a un incremento de 46.81 MVar
- La salida de los bancos de capacitores decrece en 54.19 MVar.
- La potencia reactiva de los generadores de Gen 1, Gen 2 y Gen 3 se incrementa en 224.04 MVar, 256.04 MVar y 339.58 MVar respectivamente. El total de incremento es 819.66 MVar.

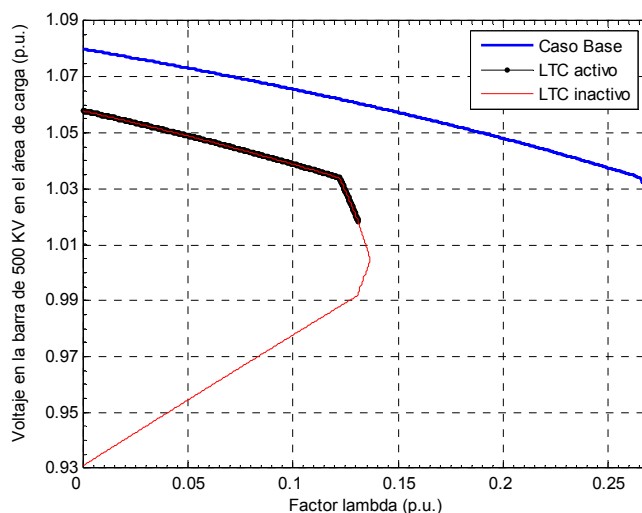


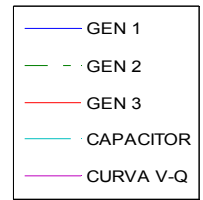
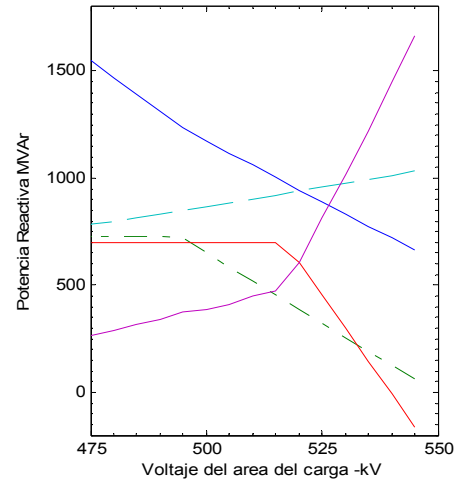
Fig. 6.3 Perfiles de la barra 6

Se observa el perfil de la barra de carga 500 KV en la Fig. 6.3. En el caso base el incremento de la carga residencial alcanza un factor lambda de 0.267 esto quiere decir que el sistema alcanza un colapso en 3800 MW aproximadamente, el análisis modal nos indica que una contingencia de los primeros elementos será la más significativa que afectará el margen de cargabilidad del sistema, se toma la contingencia de la línea de 500 KV, teniendo los LTC1 y LTC3 activos, después de la salida del elemento, el factor lambda se reduce a 0.131 esto es 3392.69 MW; con los LTC con el tap ajustado, el sistema obtiene un leve incremento en su capacidad, su factor es 0.136 que da alrededor de 3410 MW.

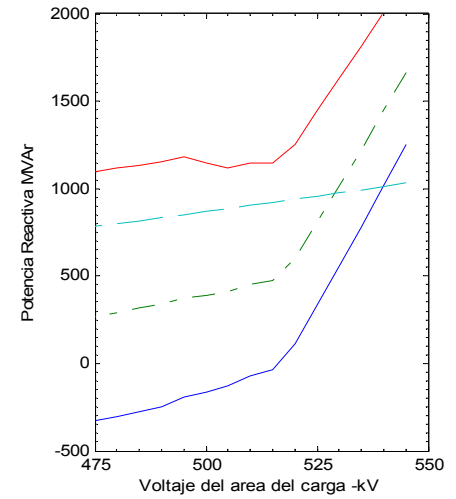
Por otra parte se obtiene las curvas V-Q, para un caso base y salidas de las líneas. Una línea de 500 KV está fuera de servicio. Este caso base tiene LTC 1 y LTC 3 controlando voltaje. LTC 2 está operando con tap ajustado. Todos los generadores controlan su voltaje terminal. La figura 6.4.a muestra la curva V-Q y la característica del banco de capacitores de 868 MVar. También se muestra la salida de potencia reactiva de los tres generadores.

El Gen 3 alcanza su potencia reactiva límite de 700 MVar a un voltaje programado de 515 KV. Gen 2 alcanza su potencia reactiva límite de 725 MVar a 490 KV. El cambio en la pendiente de la curva V-Q cuando Gen 3 alcanza su límite de potencia reactiva es especialmente notable. El punto de operación es la intersección de la curva V-Q y la característica del banco de capacitores.

En el otro gráfico de las curvas V-Q, se ilustra el efecto de salidas de líneas, Fig. 6.4 b muestra las curvas V-Q para un caso base, salida de una línea, y salida de dos líneas. En todos los tres casos LTC1 y LTC3 están controlando voltaje. El caso con salida de dos líneas es inestable porque no hay intersección del banco de capacitores y la curva V-Q.



a)



b)

Fig. 6.4 Curvas V-Q de la barra de 500 KV

CAPÍTULO 7

7. APLICACIÓN AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO (SNI).

7.1 Descripción del SNI

7.1.1 Introducción

Este capítulo tiene por objetivo primeramente, el dar una breve descripción de la estructura del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, para luego proceder a aplicar de manera práctica y detallada los métodos estáticos mostrados en este trabajo para realizar un estudio de la estabilidad de voltaje al SNI. En resumen se estudiarán los diferentes escenarios de operación y cargabilidad en condiciones normales y de contingencia, para

finalmente determinar las zonas sensibles y elementos críticos del sistema que conllevarían a una inestabilidad de voltaje en el SNI.

Los datos mostrados, en este capítulo se basan en el resumen mensual emitido por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), para el 30 de marzo del 2006 [20].

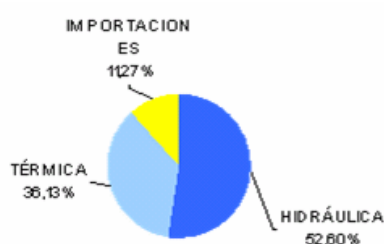
7.1.2 Estructura del Sistema

El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador está constituido por el sistema de generación, el sistema de transmisión y las empresas de distribución junto con los grandes consumidores.

El sistema de transmisión es administrado por TRANSELECTRIC, que es la encargada de transportar la energía eléctrica a niveles de 138 y 230 KV desde los centros de generación hacia las empresas de distribución y grandes consumidores a través de las subestaciones eléctricas a niveles de subtransmisión a tensiones de 46 y 69 KV.

El sistema de generación está compuesto por centrales de generación hidroeléctrica, térmicas (diesel, bunker, gas) y las interconexiones internacionales con Colombia.

La figura 7.1, muestra la composición de la producción neta de energía eléctrica en el Ecuador a Marzo del 2006. Alrededor de un 52% de la producción neta de energía proviene de las centrales hidroeléctricas, seguido de un 38% de las centrales térmicas y un 11% de las interconexiones internacionales. Este es un escenario típico de una estación con alta hidrología (época lluviosa) en los principales centros de generación hidroeléctricos.



PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA E IMPORTACIONES (GWh)					
TIPO	MES ACTUAL	MES ANTERIOR	% VARIACIÓN MES	AÑO ANTERIOR	% VARIACIÓN AÑO
	Mar-06	Feb-06	ANTERIOR	Mar-05	ANTERIOR
HIDRÁULICA	649,89	551,25	17,89%	763,25	-14,85%
TÉRMICA	446,42	394,49	13,17%	296,52	50,55%
IMPORTACIONES	139,31	140,56	-0,89%	113,15	23,12%
TOTAL	1 235,62	1 086,30	13,75%	1 172,92	5,35%

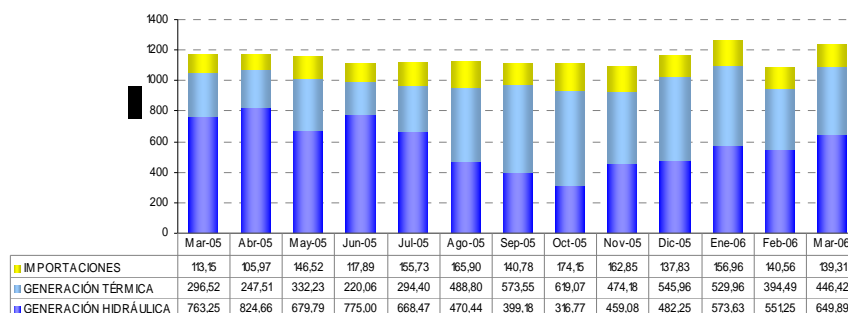


Fig. 7.1 Composición de la producción total de energía neta [20].

Entre los principales centros de generación hidroeléctrica en el país tenemos: Hidropaute (1075 MW); Hidroagoyán (156 MW); Hidropucará (70 MW); Hidronación (213 MW).

En el Ecuador básicamente se tiene dos estaciones climáticas de seis meses: invierno (época lluviosa) de alta hidrología y verano (época seca).

Entre los principales centro de generación térmica tenemos: Trinitaria (133 MW); Electroquil (176 MW); Gonzalo Zevallos (166 MW); Pascuales (92 MW); Electroecuador (194 MW); Termo Esmeraldas (132 MW); Santa Rosa (51 MW); Machala Power (140 MW) y la Barcaza Victoria II (105 MW)

El sistema de distribución está constituido por alrededor de 19 empresas eléctricas, entre las principales tenemos: La

Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) 25.28% de la demanda y La Empresa Eléctrica Quito (EEQ) con un 21.84%. El resto de la demanda esta distribuida entre los restantes 17 agentes distribuidores, las exportaciones y los 64 Grandes Consumidores.

En la figura 7.2, se muestra la participación de los agentes distribuidores en la demanda de energía eléctrica en el país.

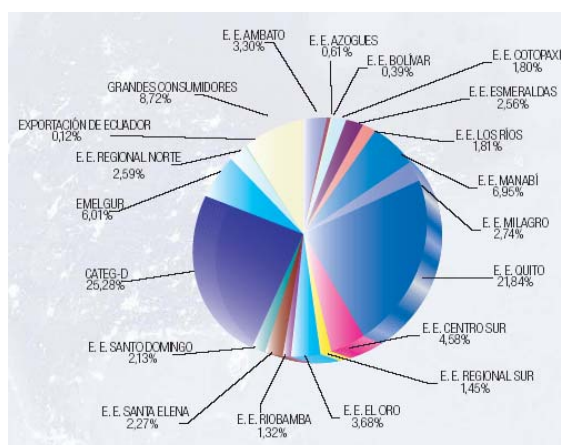


Fig. 7.2 Participación de los Agentes distribuidores, Grandes consumidores y exportaciones de Ecuador a Colombia en el consumo de energía [20].

Como se puede observar la participación de las exportaciones de energía de Ecuador a Colombia es mínima, puesto que actualmente en el país la demanda de energía eléctrica supera a la producción, con lo cual la capacidad de exportación de energía

del país es nula y la interconexión con Colombia, es básicamente para importación de energía (alrededor de 260 MW).

La administración del Sistema Nacional Interconectado es realizada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Esta institución es la encargada de la administración de las transacciones, planificación y operación del sistema, mientras que el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) es el encargado de la regulación y control de tarifas.

La figura 7.3 muestra la disposición geográfica de las principales subestaciones de transmisión y generación de la red a nivel de 230 y 138 KV del SNI.

7.1.3 Características del Sistema

Básicamente el SNI está conformado por alrededor de 177 barras. Los datos de la configuración del SNI, esto es datos, de barras, líneas de transmisión, transformadores y generadores se encuentran en el Anexo B.1 de esta tesis.

Cabe señalar que debido a que cerca del 50% de las plantas de generación son hidroeléctricas, en la época seca, se tiene un déficit de generación, el cual dependiendo de la disponibilidad del

parque térmico podría considerarse, que el sistema opera los meses de Octubre hasta Abril en un estado de emergencia.

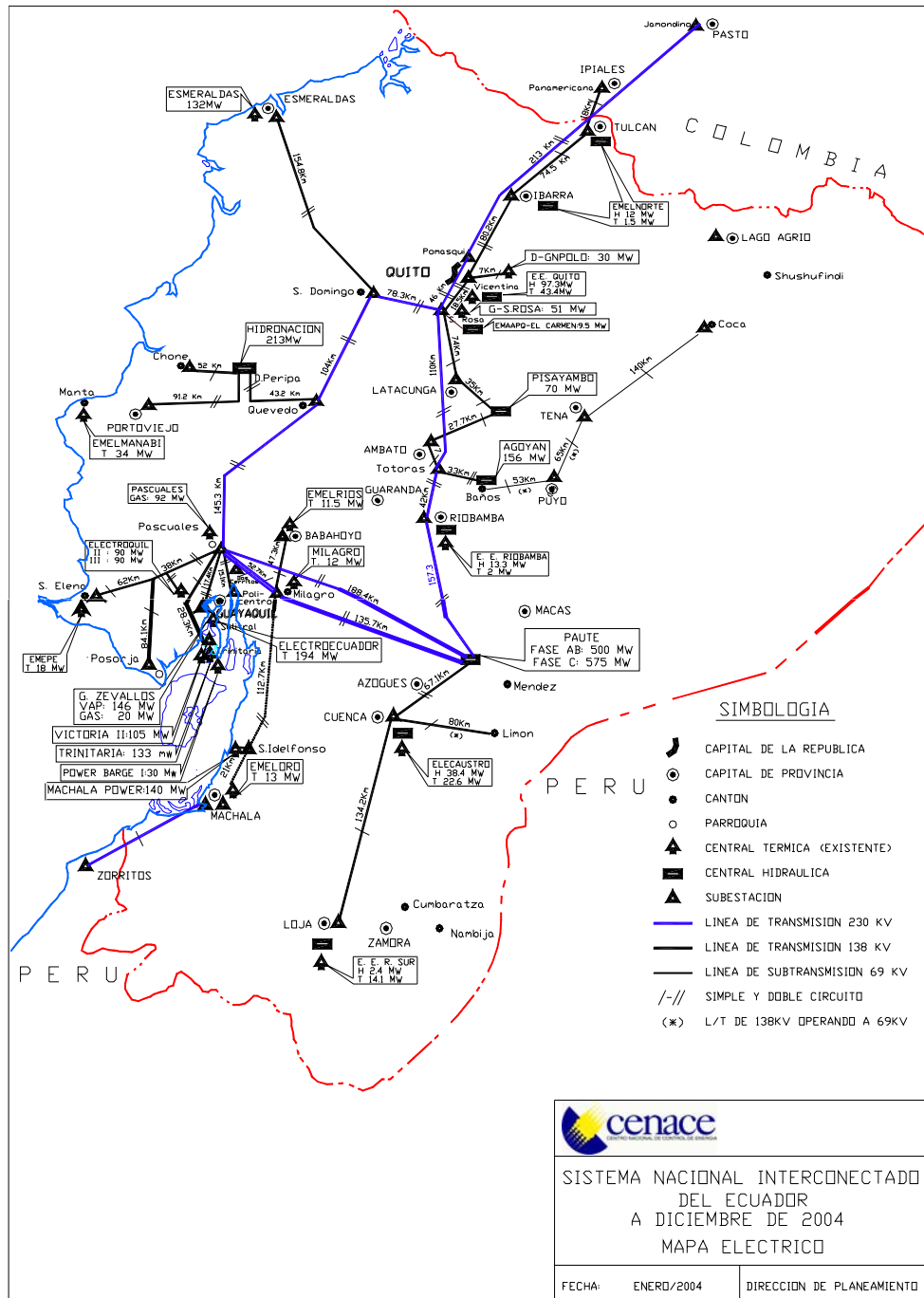


Fig.7.3 Diagrama geográfico del SNI [17].

Llegando incluso a operar con programas de reducción de voltaje y de frecuencia para aprovechar al máximo los niveles de potencia de la generación.

La capacidad instalada del SNI es de 3392 MW, según datos del mes de junio del 2005 según el Mercado Eléctrico Andino, mientras que la demanda máxima en bornes de generación del SNI está alrededor de 2504 MW para el mes de Marzo del 2006, llegando así a una generación total de 1235.62 GWH para este mes.

En su estructura básica el SNI está conformado por un anillo troncal a 230 KV, que rodea la periferia central del país. Pequeños sistemas radiales a 138 KV a nivel transmisión, se derivan de este anillo troncal para interconectar y distribuir la potencia eléctrica a los centros urbanos e industriales mediante subestaciones de 138 KV y 69 KV a niveles de subtransmisión.

Un esquema unifilar del SNI, se muestra en la figura 7.4.

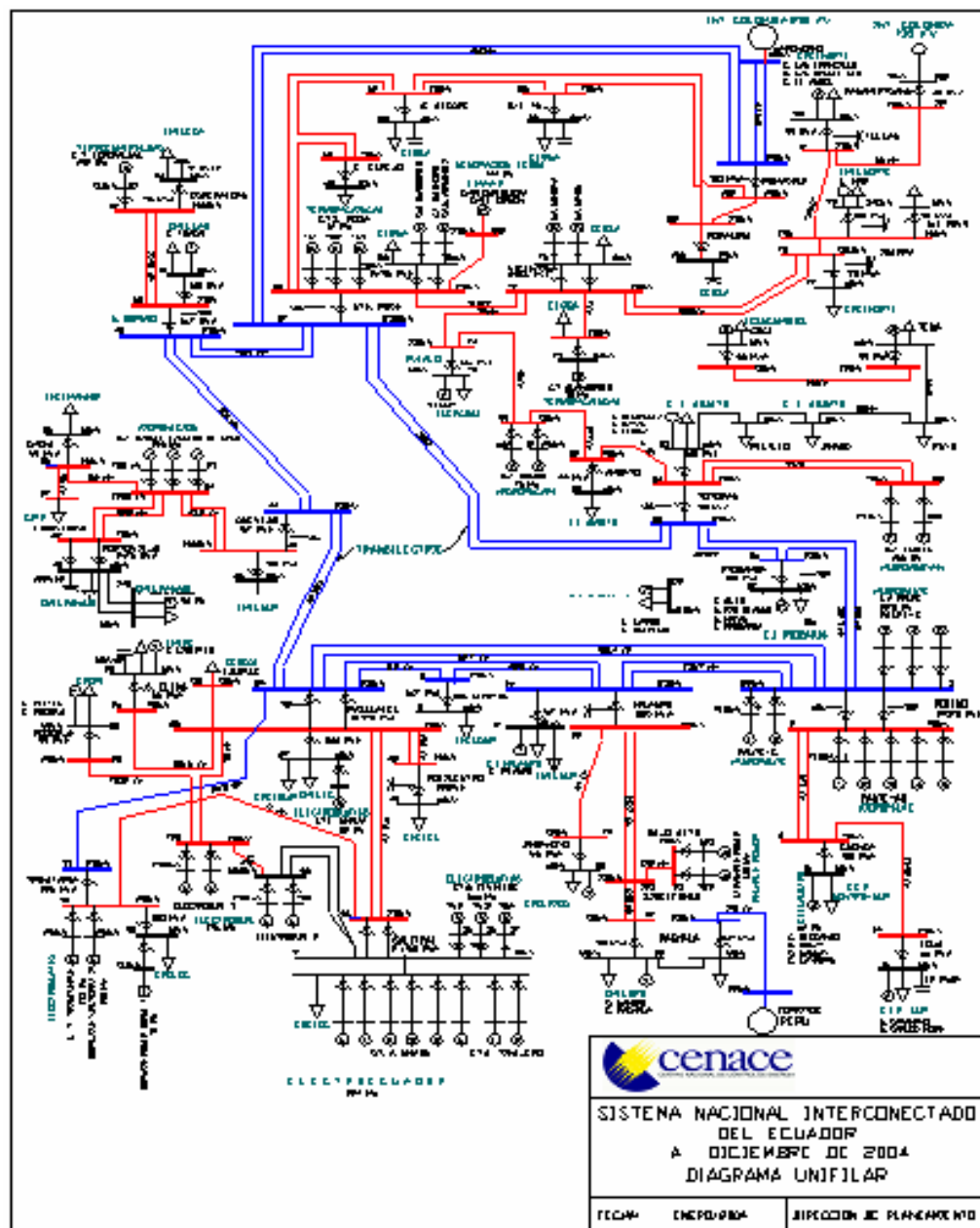


Fig. 7.4 Diagrama unifilar del SNI [17].

7.2 Caso base y escenarios de estudio.

Para efectos de la simulación se estudiarán escenarios de alta cargabilidad del sistema, en los cuales se tomarán en cuenta el caso

base para épocas de alta hidrología, en condiciones de demanda máxima. Los datos a tomar en cuenta para las simulaciones de flujo de potencia son los datos del 30 Marzo del 2006.

Para efectos de análisis se considerarán contingencias simples (n-1) de líneas como también la indisponibilidad de centros de generación importantes.

7.2.1 Época de alta hidrología. Antecedentes

La demanda máxima de potencia del país en bornes de generación para este estudio, alcanzó un valor de 2504 MW y se registró el jueves 30 de Marzo del 2006. La demanda máxima de potencia del país en este mes fue 3.33% superior a la demanda máxima del país en el año anterior, registrada el 05 de Abril del 2005 y que tuvo un valor de 2424 MW.

Para períodos de alta hidrología, principalmente se tiene la disponibilidad de la central de generación Hidropaute al 100% de su capacidad, esto es (1050 MW) y la interconexión con Colombia al 80% de su capacidad (200 MW) en condiciones de máxima demanda, con transferencias de potencia de considerable magnitud a través de las líneas a 230 KV (Pascuales-Dos cerritos-Milagro-Molino y Pomasqui).

La generación local, principalmente plantas térmicas es mínima y es operada para mantener el control de voltaje, dar soporte de reactivos y suplir centros de una demanda menor.

7.2.2 Procedimiento

Para la realización del estudio de la estabilidad de voltaje del SNI se detalla el siguiente procedimiento:

- Se realizará una corrida de flujo de potencia para condiciones de demanda máxima (caso base) con un escenario típico de alta disponibilidad de las centrales hidroeléctricas (Paute al 100 % de su capacidad). Estas condiciones de demanda, son de alta relevancia para un estudio de estabilidad de voltaje debido a que se tienen las máximas transferencias de potencia en la red.
- Para el caso base se determinarán los niveles de voltaje de las barras del sistema anillo a 230 KV y de los sistemas radiales a 138 KV y 69 KV.
- Se realizará luego un análisis modal para identificar los elementos y zonas débiles del sistema que presentan

una posible incidencia en una inestabilidad de voltaje en condiciones normales de operación (caso base).

- Luego se determinarán las curvas VQ para cuantificar el margen de reactivos de las barras débiles que fueron identificadas del análisis modal del caso base.
- Mediante el flujo de potencia continuo se obtendrán los perfiles de carga del sistema (curvas PV).
- Se determinará el margen de cargabilidad ($\lambda_{\text{crítico}}$) del SNI mediante los métodos: directo y de continuación.
- Para las condiciones de máxima cargabilidad se determinarán los niveles de voltaje y perfiles de carga (curvas PV) de las barras del sistema anillo a 230 KV y 138kV, con ello se identificarán barras que operen con bajos niveles de voltaje y centros de generación que hayan perdido el control de voltaje.
- Se realizará nuevamente un análisis modal para identificar los elementos y zonas débiles del sistema que presentan una alta incidencia en el colapso de voltaje en condiciones de máxima cargabilidad ($\lambda_{\text{crítico}}$).

- Adicionalmente se determinarán los perfiles de potencia reactiva de los centros de generación para ver su comportamiento ante la variación de la carga del sistema.
- Finalmente se realizarán contingencias en las líneas de transmisión a 230 KV y 138KV, además de centros de generación para identificar la reducción de la máxima cargabilidad del sistema durante condiciones de contingencias.
- Finalmente, se determinará la compensación local de reactivos para mejorar el perfil de voltaje de las zonas críticas y su respectivo margen de cargabilidad.

7.3 Análisis del sistema

7.3.1 Consideraciones

- Para el estudio se consideran interconectados los sistemas de Ecuador y Colombia.
- Se considerarán los datos de configuración del sistema y de demanda máxima en bornes de generación del 30 de marzo

del 2006, este escenario es un período típico de alta hidrología, con la central Paute al 100% de su capacidad.

- La característica de la carga del sistema para este estudio se considerará a potencia activa y reactiva constantes, no dependientes del voltaje.
- Se usarán modelos estáticos de los elementos del sistema para la simulación. Para el estudio no se considera la actuación de los transformadores reguladores bajo carga (LTC).

7.4 Resultados del análisis

7.4.1 Desarrollo del caso base.

El anexo B.2, contiene los datos de flujo de potencia para el caso considerado de alta hidrología el cual llamaremos “caso base”. La demanda máxima simulada en bornes de generación es de 2451 MW. El factor de potencia promedio de la carga es 0.97, mientras que las pérdidas de potencia activa y reactiva en el sistema de transmisión para el caso base son de alrededor del 3.11% y 20.45% respectivamente.

Para efectos de la simulación se utilizó un programa de flujos de potencia en estado estacionario (UWPFLOW). Un breve resumen de los datos de generación, voltajes y transferencias por las líneas de transmisión del caso base se muestra a continuación: en las tablas XV, XVI y XVII.

CENTRAL DE GENERACIÓN	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MVar)
Paute	971	257
Agoyán	156	19
Pucara	66	18
Marcel Laniado (Daule Peripa)	135	75
Machala Power	131	21
Esmeraldas	132	8
Gonzalo Cevallos TV2	72	18
Gonzalo Cevallos TV3	73	18
AT1- AT2	42	15
Electroquil I	45	11
Electroquil II	46	11
Electroquil III	45	4
Trinitaria	No despachada	
C.T Victoria II	101	29
Interconexión Colombia	200	25

Tabla XV. Generación Caso Base.

De la tabla XV se puede observar que la Central Hidroeléctrica Daule Peripa entrega alrededor de 75 MVar bajo condiciones de máxima demanda, esto es alrededor de un 70% en relación a su límite máximo de reactivo (105 MVar). Cabe indicar que este centro de generación alimenta a un sistema radial de 138 KV con un nivel de carga importante.

Subestación	Barra No	Voltaje (p.u)	Angulo (°)
Dos Cerritos 230	18	0,98	-58.35
Milagro230	87	0.99	-55.96
Molino 230	90	1,06	-45.63
Pascuales230	106	0,98	-58.58
Pomasqui 230	131	1.01	-62.12
Quevedo 230	151	1.00	-62.32
Riobamba230	155	1.02	-55.04
Sta. Rosa 230	169	1.01	-62.45
Sto. Domingo 230	185	1.00	-62.25
Totoras 230	200	1.02	-56.44
Trinitaria 230	207	0,98	-59.04
Jamondino 220	67	1,08	-52.27

Tabla XVI. Voltajes y Ángulos en barras de 230 KV

La tabla XVI, muestra los voltajes en p.u. de las barras del sistema, en esta se muestra que los voltajes en las barras de 230KV del sistema para el caso base están dentro de 1.05 y 0.95 p.u., estos valores son aceptables para un estado de operación del sistema en el cual se tienen las máximas transferencias de potencia a través de las líneas de transmisión a 230 KV. La figura 7.5 en cambio nos muestra el nivel de voltaje de todas las barras para el caso base.

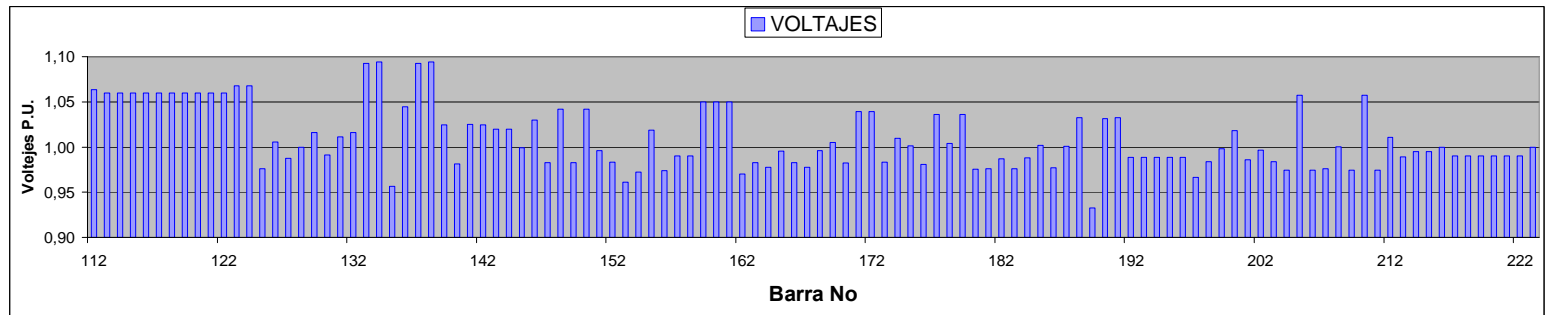
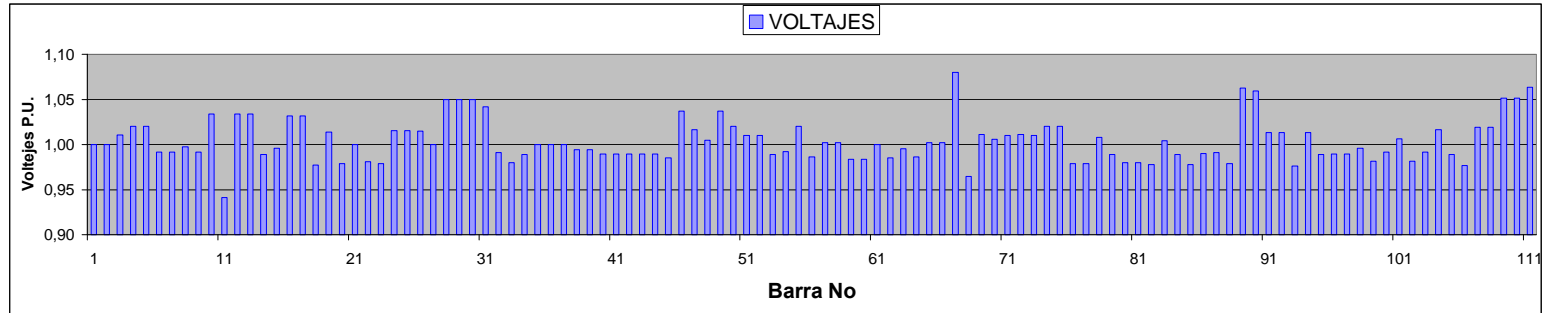


Fig. 7.5. Niveles de voltajes (Caso Base -Demanda Máxima)

LINEA	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVar)
Molino - Milagro (1)	158.85	39.08
Molino - Milagro (2)	158.85	39.08
Milagro - Dos Cerritos	109.19	20.90
Milagro – Pascuales	96.79	15.17
Molino – Pascuales (1)	141.33	30.01
Molino – Pascuales (2)	141.33	30.01
Pascuales – Trinitaria	30.17	-2.58
Pascuales – Quevedo (1)	46.48	-31.55
Pascuales – Quevedo (2)	46.48	-31.55
Quevedo – Sto. Domingo (1)	-2.13	-15.78
Quevedo – Sto. Domingo (1)	-2.13	-15.78
Sto. Domingo – Sta. Rosa (1)	4.28	2.14
Sto. Domingo – Sta. Rosa (2)	4.28	2.14
Pomasqui - Sta. Rosa (1)	14.59	8.20
Pomasqui - Sta. Rosa (1)	14.59	8.20
Jamondino - Pomasqui (1)	100.00	12.73
Jamondino - Pomasqui (1)	100.00	12.73
Totoras - Sta. Rosa (1)	105.49	-4.33
Totoras - Sta. Rosa (2)	105.49	-4.33
Riobamba - Totoras	62.71	-10.49
Molino - Totoras	111.14	-0.17
Molino - Riobamba	123.61	8.54

Tabla XVII. Flujos por las Líneas de Transmisión 230 KV

Cabe indicar que bajo condiciones de demanda máxima los resultados del flujo de potencia sobre las líneas de transmisión Quevedo – Sto. Domingo y Sto. Domingo – Sta. Rosa muestran bajos niveles de transferencia potencia activa, menor a 5 MW.

7.4.2 Análisis modal del caso base del SNI

Con los datos de flujo de potencia del caso base, la matriz Jacobiana de la solución de flujos de potencia del sistema y el uso de programación en MATLAB, se determinará (mediante un análisis modal de la matriz Jacobiana) una posible afectación del sistema por una inestabilidad de voltaje.

Mediante el análisis de valores propios de la matriz Jacobiana, el valor propio o modo más pequeño que se obtuvo del análisis para el caso base fue de 0,37794. Los factores de participación de las barras, ramas y generadores que tienen una alta incidencia en este modo se muestran en las tablas XVIII, XIX y XX.

BARRAS	Porcentaje (%)		
'Ibarra 2 13.8'	20,1720	'Pucará 138'	0,0226
'Tulcan 13.8'	16,6090	'Ambato 69'	0,0223
'Ibarra Mov 69'	16,3350	'Totorá 2 13.8'	0,0215
'Tulcan 69'	10,3700	'Totorá 230'	0,0211
'Panamericana 115'	7,4159	'Santa Elena 138'	0,0186
'Panamericana 138'	6,7315	'Totorá 69'	0,0172
'Tulcan 138'	6,3037	'Ambato 138'	0,0163
'Ibarra 1 13.8'	6,0241	'Riobamba 230'	0,0163
'Ibarra 69'	3,0177	'Totorá 1 13.8'	0,0160
'Ibarra 138 T'	1,8256	'Baba 13.8'	0,0148
'Ibarra 138'	1,8240	'Totorá 138'	0,0140
'Vicentina 13.8'	0,3253	'Baba 69'	0,0112
'Vicentina 138'	0,2102	'Posorja 13.8'	0,0111
'Guangolo 138'	0,1962	'Quevedo 230'	0,0107
'Mulalo 13.8'	0,1367	'Juntas 138'	0,0087
'Pom E 23'	0,1295	'Baba 138'	0,0083
'Eugenio Espejo 23'	0,1171	'Quevedo 2 13.8'	0,0078
'Mulalo 69'	0,1033	'Chone 13.8'	0,0078
'S/E19 46'	0,0997	'Quevedo 1 13.8'	0,0071
'Selva Alegre 13.8'	0,0962	'Quevedo 69'	0,0070
'Selva Alegre 46'	0,0955	'Posorja 69'	0,0070
'Santa Rosa 1 13.8'	0,0882	'Agoyan 138'	0,0066
'Papallacta 138'	0,0839	'Quevedo 138'	0,0066
'S/E19 23'	0,0825	'Chone 69'	0,0057
'Mulalo 138'	0,0799	'Pascuales 3 13.8'	0,0045
'Carmen 138'	0,0787	'Severino 138'	0,0043
'S/E19 138'	0,0742	'Policentro 69'	0,0041
'Selva Alegre 138'	0,0742	'Pascuales 13.8'	0,0041
'Eugenio Espejo 138'	0,0728	'Posorja 138'	0,0041
'Santa Rosa 138'	0,0696	'Chone 138'	0,0041
'Pom E 138'	0,0674	'Pascuales 69'	0,0038
'Pomasqui 138'	0,0647	'Cerrito 69'	0,0037
'Santa Rosa 2 13.8'	0,0560	'Policentro 138'	0,0034
'Santa Rosa 3 13.8'	0,0555	'Cerrito 13.8'	0,0034
'Santo Rosa 46'	0,0521	'Pascuales 2 13.8'	0,0033
'Santa Rosa 230'	0,0437	'Pascuales 1 13.8'	0,0033
'Pomasqui 13.8'	0,0411	'Policentro 13.8'	0,0032
'Pomasqui 230'	0,0402	'Pascuales 230'	0,0032
'Santo Domingo 2 13.8'	0,0341	'Cerrito 230'	0,0032
'Ibarra 3 13.8'	0,0339	'Portoviejo 1 13.8'	0,0032
'Santa Elena 13.8'	0,0336	'Portoviejo 2 13.8'	0,0032
'Ambato 13.8'	0,0307	'Milagro 1 13.8'	0,0032
'Riobamba 13.8'	0,0277	'CEDEGE 138'	0,0031
'Santo Domingo 69'	0,0271	'Pascuales 138'	0,0031
'Santo Elena 69'	0,0270	'Milagro 69'	0,0030
'Santo Domingo 1 13.8'	0,0260	'Milagro 2 13.8'	0,0029
'Santo Domingo 230'	0,0257	'Milagro 138'	0,0029
'Riobamba 69'	0,0240	'Milagro 230'	0,0027
'Santo Domingo 138'	0,0230	'Trinitaria 230'	0,0027
		'Electroquil U4 13.8'	0,0023
		'Esmeralda 13.8'	0,0020

'Esmeralda 69'	0,0020	'TG1'	0,0005
'Esmeralda 138'	0,0018	'TG2'	0,0005
'Electroquil 138'	0,0017	'Machala Power 138'	0,0004
'Trinitaria 69'	0,0017	'P.V.G 69'	0,0003
'Daule Peripa 138'	0,0017	'El Salitral 69'	0,0003
'Trinitaria 1 13.8'	0,0016	'Electroquil 69'	0,0003
'Trinitaria UT 13.8'	0,0016	'Molino 138'	0,0003
'El Salitral 138'	0,0015	'Paute 2 13.8'	0,0003
'Trinitaria 2 13.8'	0,0015	'Paute 1 13.8'	0,0003
'Trinitaria 138'	0,0015	'El Salitral 1 13.8'	0,0003
'Portoviejo 138'	0,0012	'El Salitral 2 13.8'	0,0003
'Machala 13.8'	0,0012	'Cuenca 13.8'	0,0001
'Machala 69'	0,0010	'Cuenca 138'	0,0001
'Machala 138'	0,0008	'Loja 138'	0,0000
'Sidel 138'	0,0007	'Loja 13.8'	0,0000
'Molino 230'	0,0007	'Vicentina 46'	0,0000
'Portoviejo 69'	0,0007	'Loja 69'	0,0000
'Gonzalo Cevallos TV4 '	0,0005		
'TG5'	0,0005		
'TG6'	0,0005		
'TG3'	0,0005		

Tabla XVIII. Factores de Participación de Barras

De la tabla XVIII se puede notar que una alta participación de factores de barra o barras débiles del sistema se encuentra en la zona de Tulcán-Ibarra para el caso base, esto es aproximadamente un 96% de incidencia. Además se puede notar debido a la distribución numérica de los factores de participación de barras, que el SNI está conformado por dos áreas (norte y sur).

DESDE	HASTA	Participación (%)
'Ibarra 138 T'	'Ibarra Ficticia 2 69'	100,0000
'Jamondino 220'	'Pomasqui 230'	89,0580
'Jamondino 220'	'Pomasqui 230'	89,0580
'Ibarra 138 T'	'Tulcan 138'	75,1200
'Santa Rosa 230'	'Tотора 230'	51,6580
'Santa Rosa 230'	'Tотора 230'	51,6580
'Ibarra 138 T'	'Ibarra Ficticia 34.5'	51,6420
'Tотора 230'	'Molino 230'	48,2150
'Pomasqui Ficticia 138'	'Pomasqui 138'	39,6020
'Riobamba 230'	'Molino 230'	38,5320
'Vicentina 138'	'Ibarra 138'	36,9540
'Vicentina 138'	'Ibarra 138'	36,9540
'S/E19 Ficticia 46'	'S/E19 46'	35,7790
'Molino 230'	'Pascuales 230'	35,2190
'Molino 230'	'Pascuales 230'	35,2190
'Santa Rosa 230'	'Santa Rosa Ficticia 138'	34,7860
'Santa Rosa 230'	'Santo Domingo 230'	30,8810
'Santa Rosa 230'	'Santo Domingo 230'	30,8810
'Tulcan 138'	'Panamericana 138'	30,4910
'Santo Domingo 230'	'Quevedo 230'	29,2360
'Santo Domingo 230'	'Quevedo 230'	29,2360
'Santa Rosa 138'	'Santa Rosa TG1 13.8'	29,1510

Tabla XIX. Factores de Participación de Ramas

De la tabla XIX se puede notar una alta participación de factores de ramas en la zona de Tulcán-Ibarra, interconexión de Colombia y en porcentaje menor las líneas de Sta Rosa-Totoras. Esta tabla muestra que ante variaciones de voltaje en el sistema, estas ramas sufren los mayores cambios de potencia reactiva del sistema.

GENERADOR	Participación (%)
'Ibarra 34.5'	100,0000
'Jamondino 220'	50,6090
'Vicentina Cumbaya 46'	36,9200
'Vicentina Nayon 46'	36,9200
'Guangolo U 6.6'	23,5390
'Santa Rosa TG1- TG2- TG3 13.8'	14,3230
'Esmeralda UT 13.8'	13,8030
'Pucará U1-U2 13.8'	13,4170
'Agoyan U1-U2 13.8'	12,5590
'Santa Rosa GH 13.8'	11,2860
'Victoria 13.8'	8,2645
'Santa Rosa GG 13.8'	7,7831
'Daule Peripa U1-U2-U3 13.8'	6,6517
'Paute C 13.8'	6,2981
'Electroquil U2 13.8'	4,1782
'Electroquil U1 13.8'	4,1780
'Manta 69'	3,9320
'Paute AB 13.8 (Oscilación)'	3,8693
'Paute AB** 13.8'	3,8406
'Gonzalo Cevallos TV3 13.8'	2,9887
'Gonzalo Cevallos TV2 13.8'	2,9886
'Machala Power U2 13.8'	2,9868
'Machala Power U1 13.8'	2,9865
'Alvaro Tinajero	2,8983
'Electroquil U3 13.8'	2,8431
'Cuenca 69'	2,5426
'Vasan 13.8'	1,7380
'Loja G 13.8'	0,4129

Tabla XX. Factores de Participación de Generadores

De la tabla XX de la participación de generadores se puede notar que los generadores que presentan alto factor de participación son los generadores del área norte como la Interconexión con Colombia, las turbinas a gas de Santa Rosa, la central térmica de

* Cinco unidades (U6-U10) con igual factor de participación

** Cuatro unidades (U2-U5) con igual factor de participación

Esmeraldas. Por otro lado la mayor parte de los generadores de la parte sur tienen un bajo factor de participación; en otras palabras ante una variación de voltaje la generación del área norte entrega mayor porcentaje de potencia reactiva al sistema en comparación a los generadores del área sur.

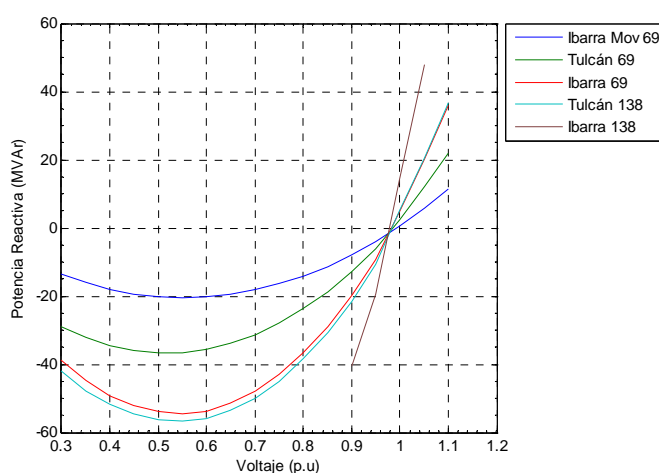


Fig.7.6 Curvas VQ – Barras débiles caso base

En la figura 7.6 se muestran las curvas V-Q para las barras débiles del caso base, indican con qué margen de compensación de reactivos esta zona opera. Como se puede observar, la barra Ibarra-Mov 69 es la más débil de esta zona, tal como se indica en el análisis modal. Esta barra tiene un margen de reserva de reactivos de aproximadamente 20 MVAr, lo cual puede considerarse desde el punto de vista operacional satisfactorio, es decir el SNI bajo estas condiciones de operación es estable.

7.4.3 Determinación del margen de cargabilidad del SNI

Para la determinación del margen de cargabilidad se utilizaron dos métodos: El método directo y el método de continuación o flujo de potencia continuo.

El margen de cargabilidad obtenido por los dos métodos se muestra en la tabla XXI.

Método	Margen Cargabilidad (λ)
Directo	0,15973
Continuación	0,15969

Tabla XXI. Resultados del margen utilizando los dos métodos

El anexo B.3, contiene los datos de flujo de potencia para el caso considerado de máxima cargabilidad del sistema ($\lambda=0,15973$). La demanda máxima en bornes de generación es de 2862,05 MW. El factor de potencia promedio de la carga es 0.97, mientras que las pérdidas en el sistema de transmisión son de alrededor del 3.70% de potencia activa.

Un breve resumen de los datos de generación, voltajes y transferencias por las líneas de transmisión del flujo de potencia para condiciones de máxima transferencia se muestra a continuación en la tabla XXII, XXIII y XXIV.

CENTRAL DE GENERACIÓN	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MVar)
Paute	1104	459
Agoyán	158	48
Pucara	70	30
Marcel Laniado (Daule Peripa)	203	105
Machala Power	140	47
Esmeraldas	133	25
Gonzalo Cevallos TV2	73	34
Gonzalo Cevallos TV3	74	34
AT1- AT2	90	40
Electroquil I	46	20
Electroquil II	47	20
Electroquil III	46	14
C.T Victoria II	105	40
Interconexión Colombia	265	96

Tabla XXII Generación Máxima Transferencia.

De la tabla XXII (comparando con los datos del SNI apéndice B) se puede observar que la Central Hidroeléctrica Daule Peripa, Esmeraldas, Pucará y las centrales térmicas del Salitral han alcanzado su nivel máximo de entrega de reactivo bajo condiciones de máxima cargabilidad, lo cual indica que estos centros de generación ya no pueden dar control de voltaje.

Es notorio el incremento de reactivos de la interconexión con Colombia, puesto que en comparación con el caso base el incremento de potencia reactiva fue de 71 MVar (284%) y el incremento de potencia activa fue de 65 MW.

Subestación	Barra No	Voltaje (p.u)	Ángulo (°)
Dos Cerritos 230	18	0,93	-64,71
Milagro230	87	0,95	-61,82
Molino 230	90	1,04	-49,1
Pascuales230	106	0,93	-64,97
Pomasqui 230	131	0,95	-68,17
Quevedo 230	151	0,93	-68,15
Riobamba230	155	0,97	-60,45
Sta. Rosa 230	169	0,95	-68,94
Sto. Domingo 230	185	0,94	-68,66
Totoras 230	200	0,97	-62,16
Trinitaria 230	207	0,93	-65,69
Jamondino 220	67	1,08	-54,55

Tabla XXIII. Voltajes y Ángulos en Barras de 230 KV

LÍNEA	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVar)
Molino - Milagro (1)	185,2	62.4
Milagro - Dos Cerritos	120.3	28.4
Milagro - Pascuales	105.9	21.4
Molino - Pascuales (1)	162.8	50.9
Pascuales - Trinitaria	42.3	-7.9
Pascuales - Quevedo (1)	36.3	-17.1
Quevedo - Sto. Domingo (1)	7.3	-17.2
Sto. Domingo - Sta. Rosa (1)	5.1	-12.8
Pomasqui (1) - Sta. Rosa	29.3	11.2
Jamondino (1) - Pomasqui	132.5	47.8
Totoras (1) - Sta. Rosa	108.5	9.8
Riobamba - Totoras	70.6	-5.6
Molino - Totoras	127.4	17.6
Molino - Riobamba	141.8	28.4

Tabla XXIV. Flujos por las Líneas de Transmisión 230 KV

La tabla XXIII, muestra los voltajes en p.u. de las barras del sistema en condiciones de máxima cargabilidad, en esta se muestra que algunos voltajes en las barras de 230KV caen por debajo de 0.95 p.u., estos valores no son aceptables para las condiciones operativas reguladas por el CENACE.

De la tabla XXIV se puede notar variaciones importantes en los flujos de potencia activa y reactiva de las líneas a 230KV

Como también se vió en el caso base no hay mayor incremento significativo de las líneas Quevedo – Sto. Domingo Sto. Domingo – Sta. Rosa con transferencia de potencia activa menores a 7.5 MW, al igual que los flujos de potencia reactiva que se mantienen sin cambios significativos en relación al caso base.

Los niveles de voltaje en las barras del sistema se muestran en la figura 7.7. De esta figura se puede observar que hay zonas y barras del sistema que operan con niveles bajos de voltaje (menores a 0.90 p.u), para esta condición de máxima cargabilidad del sistema. Entre las principales zonas que presentan bajos niveles de voltaje, tenemos: Chone, Manta, Portoviejo, Santa. Elena.

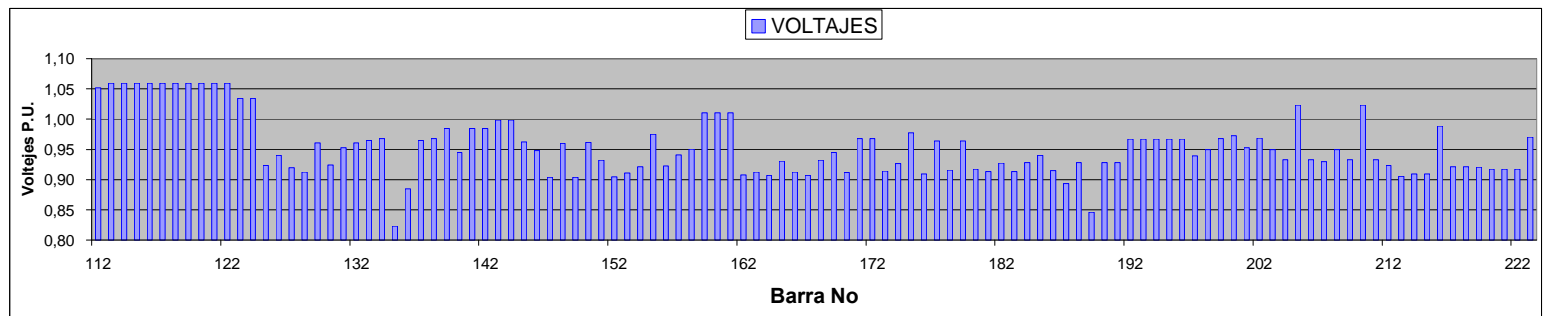
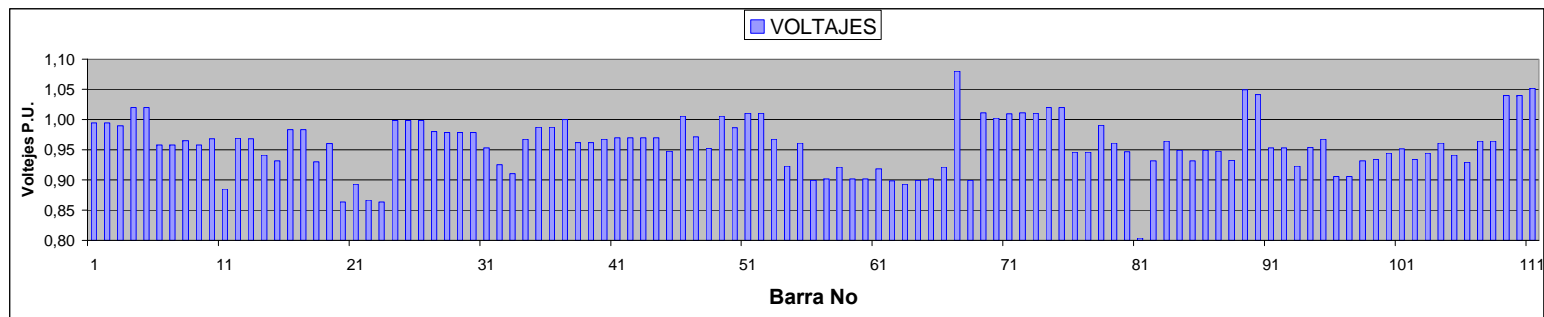
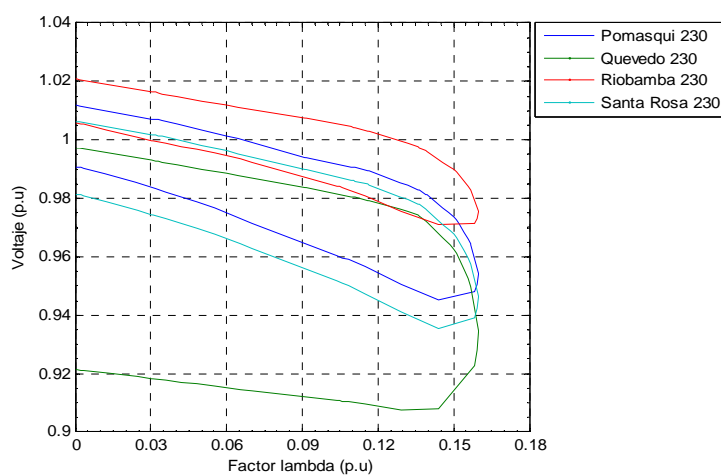
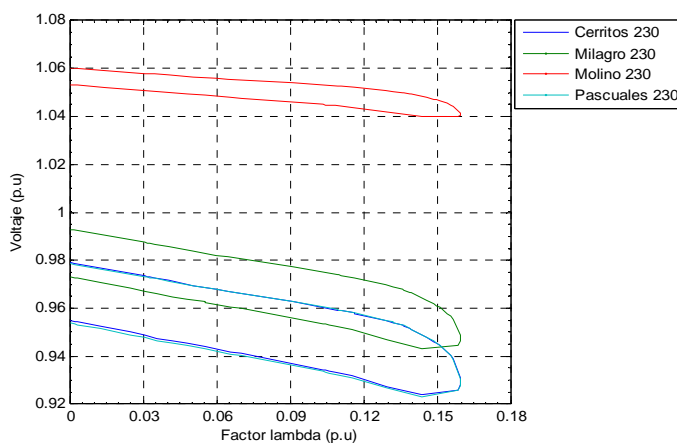


Fig.7.7 Niveles de voltajes (Caso Máxima Cargabilidad)

7.4.4 Curvas PV del Sistema Nacional Interconectado

Mediante el método de continuación se obtuvieron los perfiles de voltaje o curvas PV de las barras a 230 KV del sistema, las cuales se muestran en la figura 7.8. De manera similar se obtuvieron los perfiles de Voltaje para las barras de 138 KV (Figura 7.9)



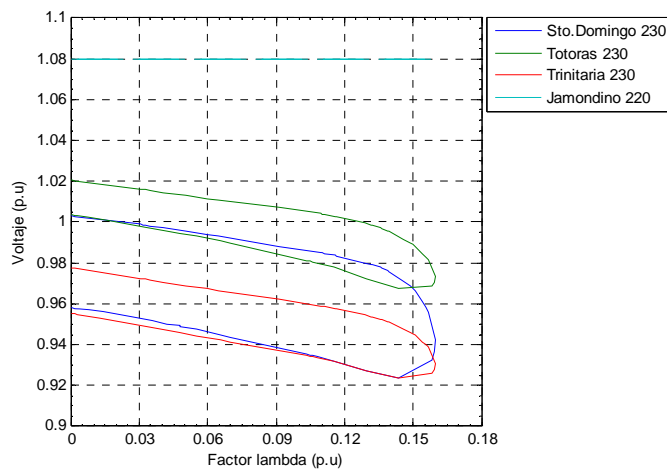


Figura 7.8 Perfiles de voltaje del SNI – Barras 230 KV

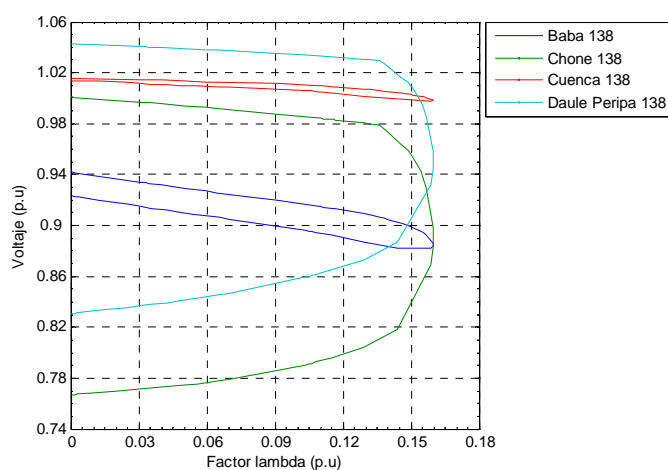
De las curvas de la figura 7.8 se puede resaltar:

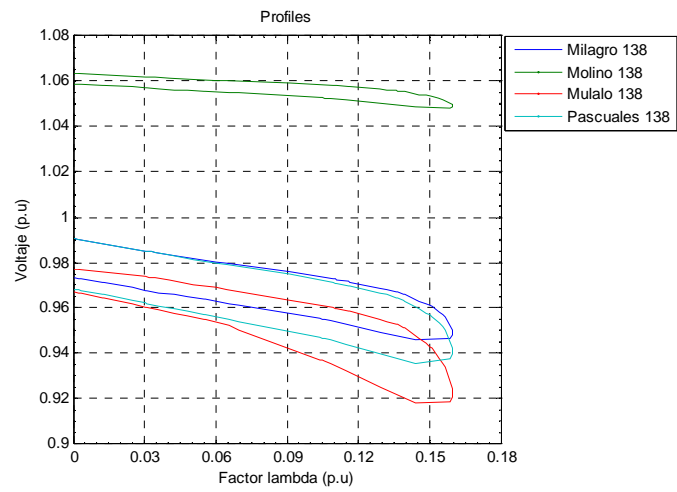
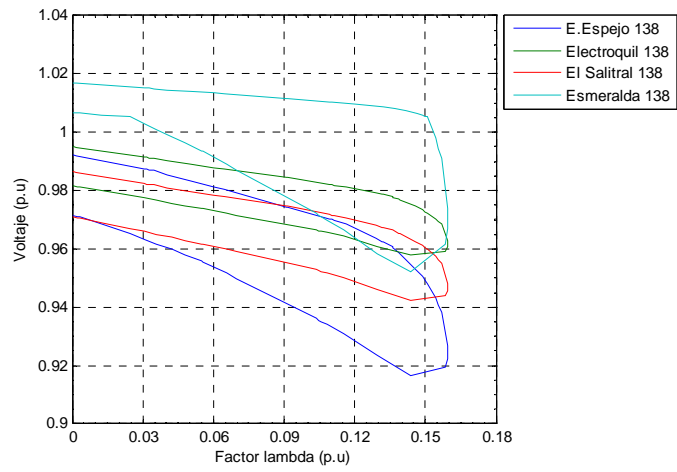
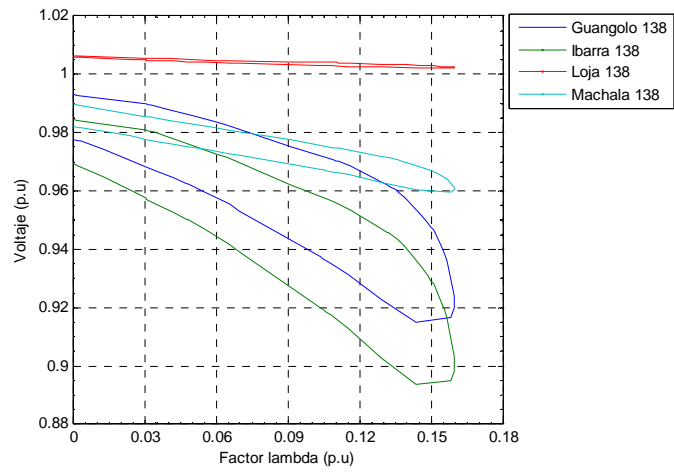
Las curvas con una menor abertura caracterizan barras del sistema con margen importante de soporte de reactivo, eso se debe a que estas barras se encuentran en centros con gran soporte reactivo y un alto efecto capacitivo de las líneas a 230 KV que se interconectan.

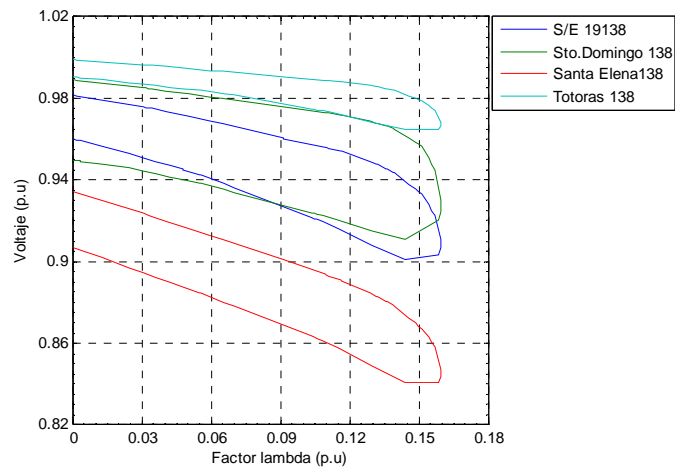
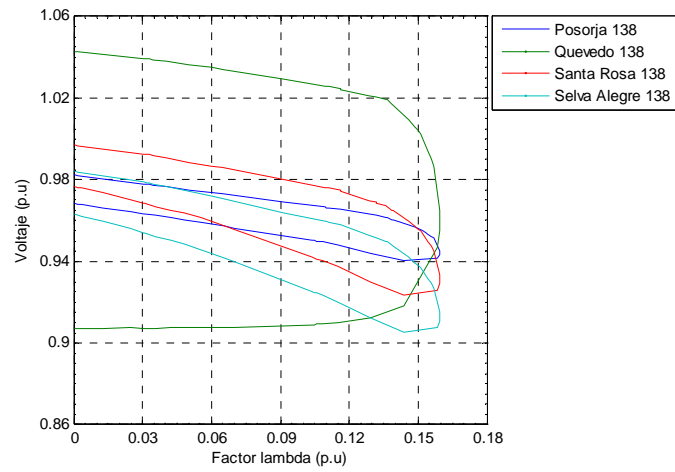
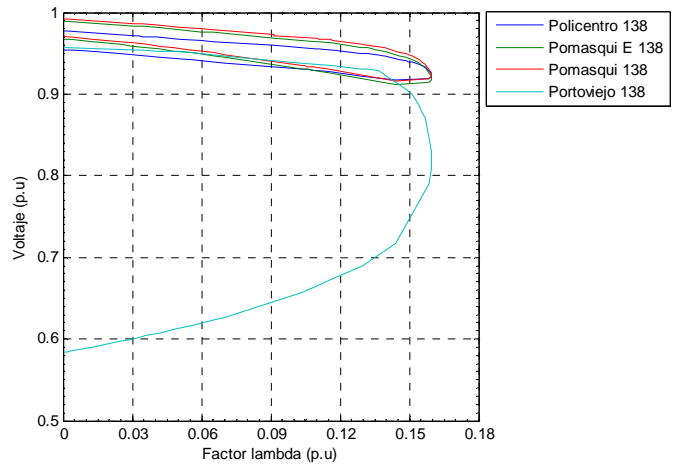
Cabe indicar que el voltaje de colapso en la barra Molino 230 es de 1.04 p.u. No obstante como se indica en la teoría, el operar al sistema con voltajes elevados no asegura una estabilidad, no es así el caso de esta barra debido a que el punto de operación inestable se encuentra a una distancia (nivel de cargabilidad crítico) de 15.9% con respecto a la carga base.

En Quevedo 230 cabe indicar que su pendiente es similar a la de las demás barras del sistema hasta un nivel de voltaje de 0.97 p.u, a partir de este valor se puede notar un serio decaimiento en el voltaje de esta barra llegando a un valor de voltaje 0.93 p.u en el punto crítico. Esto se debe a que su principal y única fuente de soporte de reactivo (Daule Peripa) ha perdido el control de voltaje a un nivel de cargabilidad del 13%.

La línea horizontal que muestra la curva PV de Jamondino 220 KV se debe a un alto margen de reactivo (límite 150 MVAR) con que opera esta barra, debido a que es un nodo de interconexión con un gran sistema de potencia (Interconexión con Colombia) cuya limitación de transferencia de potencia activa es de 265 MW.







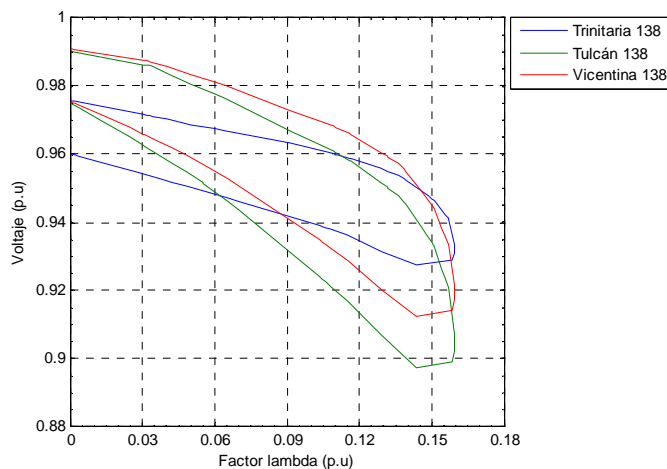


Fig. 7.9 Perfiles de voltaje del SNI – Barras 138 KV

De las curvas de la figura 7.9 se pueden resaltar:

Las curvas PV de Loja y Cuenca a 138 KV pueden considerarse como barras estables debido a su forma geométrica que tiene una gran similitud con las barras 230 KV de Molinos y su interconexión que con estas tiene.

Se puede ver que las barras de Chone, Daule Peripa, Portoviejo tienen un perfil similar a las barra de Quevedo 230.

En la zona de Esmeraldas y Santo Domingo se tienen niveles de perfil de voltaje que inicialmente presentan una pendiente suave hasta un nivel de cargabilidad 15% (en 1.01 p.u en voltaje). A partir de este valor un pequeño incremento en un nivel de carga conlleva a grandes depresiones de voltaje.

Las barras de Milagro, Babahoyo, Machala no presentan cambio brusco en sus perfiles de voltaje en este punto de nivel de carga debido a que la generación de esta zona (Machala Power) aún mantiene control de voltaje.

Las barras de la zona Guayaquil (Pascuales, Policentro, Electroquil, El Salitral, Trinitaria) presentan perfiles suaves de voltaje esto se debe a que algunas unidades de generación aún mantienen control de voltaje bajo condiciones de máxima cargabilidad siendo el voltaje crítico más bajo el de la barra de Trinitaria 0.93 p.u.

Las barras Posorja y Santa Elena presentan perfiles de voltaje pronunciados siendo la barra de Santa Elena la que presenta mayor depresión de voltaje ante cambios de igual magnitud de la carga, debido a que estas líneas presentan altas pérdidas reactivas.

En la barra de Santa Rosa se observa un perfil de voltaje suave hasta un nivel de cargabilidad del 14% (en 0.96 p.u en el voltaje), a partir de este valor importantes descenso se presentan en el voltaje, debido a la pérdida de generación local de reactivos. A diferencia de la barra de Vicentina que hasta un nivel de cargabilidad de 3% presenta un perfil suave y partir de este punto

presenta un declive considerable en el voltaje ante incrementos de carga.

Los perfiles de voltaje de las barras Guangopolo, Tulcán e Ibarra presentan depresiones de voltaje significativas ante cualquier incremento de carga en comparación con las barras anteriormente analizadas, siendo el valor de colapso de voltaje aproximadamente 0.9 p.u.

7.4.5 Análisis modal para máxima cargabilidad del SNI

Con los datos de flujo de potencia para condiciones de máxima cargabilidad ($\lambda=0,159727$), la matriz jacobiana de la solución de flujos de potencia del sistema y el uso de programación en MATLAB, se determinará (mediante un análisis modal) una posible afectación del sistema por una inestabilidad de voltaje.

Mediante el análisis de valores propios de la matriz jacobiana, el valor propio o modo más pequeño que se obtuvo del análisis para el caso de máxima cargabilidad fue de -0,0014949. Los factores de participación de las barras, ramas y generadores que tienen una alta incidencia en este modo se muestran en las tablas XXV, XXVI y XXVII.

BARRAS	Participación (%)
'Manta 69'	11,0550
'Portoviejo 69'	8,8255
'Portoviejo 138'	6,5336
'Portoviejo 1 13.8'	4,8989
'Portoviejo 2 13.8'	4,7742
'Chone 13.8'	4,1724
'Chone 69'	4,1259
'Severino 138'	3,7332
'Chone 138'	3,7321
'Daule Peripa 138'	2,9426
'Daule Peripa U1 13.8'	2,5473
'Daule Peripa U2 13.8'	2,5473
'Daule Peripa U3 13.8'	2,5473
'Quevedo 1 13.8'	1,6732
'Quevedo 138'	1,5213
'Quevedo 2 13.8'	1,5103
'Quevedo 69'	1,5058
'Esmeralda 69'	0,9798
'Esmeralda 138'	0,8530
'Esmeralda UT 13.8'	0,8331
'Quevedo 230'	0,6898
'Esmeralda 13.8'	0,6512
'Santo Domingo 2 13.8'	0,6088
'Santo Domingo 69'	0,6059
'Santo Domingo 1 13.8'	0,5994
'Santo Domingo 138'	0,5766
'Ibarra Mov 69'	0,5547
'Ibarra 2 13.8'	0,5367
'Santo Domingo 230'	0,4896
'S/E19 46'	0,4439
'Ibarra 1 13.8'	0,4386
'Ibarra 69'	0,4379
'Santa Rosa 2 13.8'	0,4268
'Santa Rosa 3 13.8'	0,4242
'Pom E 23'	0,4239
'Tulcan 69'	0,4239
'Santa Rosa GH 13.8'	0,4198
'Santo Rosa 46'	0,4196
'Tulcan 13.8'	0,4167
'Tulcan 138'	0,4166
'Panamericana 138'	0,4165
'Panamericana 115'	0,4163
'Ibarra 3 13.8'	0,4148
'Selva Alegre 46'	0,4145

'Ibarra 34.5'	0,4143
'Ibarra 138 T'	0,4082
'Ibarra 138'	0,4082
'Vicentina 46'	0,3748
'Vicentina Cumbaya 46'	0,3748
'Santa Rosa 1 13.8'	0,3542
'Eugenio Espejo 23'	0,3425
'Vicentina 138'	0,3410
'Guangolo 138'	0,3405
'S/E19 23'	0,3392
'Selva Alegre 13.8'	0,3389
'Vicentina 13.8'	0,3363
'S/E19 138'	0,3355
'Selva Alegre 138'	0,3334
'Eugenio Espejo 138'	0,3261
'Santa Rosa 138'	0,3213
'Carmen 138'	0,3211
'Papallacta 138'	0,3210
'Santa Elena 13.8'	0,3207
'Santo Elena 69'	0,3179
'Guangolo U 6.6'	0,3168
'Pom E 138'	0,3133
'Pomasqui 138'	0,3059
'Santa Rosa 230'	0,2961
'Santa Elena 138'	0,2596
'Pomasqui 230'	0,2339
'Santa Rosa TG3 13.8'	0,2330
'Santa Rosa TG1 13.8'	0,2316
'Santa Rosa TG2 13.8'	0,2316
'Mulalo 13.8'	0,2298
'Mulalo 69'	0,2296
'Pomasqui 13.8'	0,2171
'Mulalo 138'	0,2054
'Policentro 69'	0,1930
'Juntas 138'	0,1921
'Pascuales 3 13.8'	0,1689
'Pascuales 69'	0,1593
'Pascuales 13.8'	0,1593
'Cerrito 69'	0,1549
'Policentro 138'	0,1520
'Pascuales 230'	0,1471
'Trinitaria 69'	0,1446
'Cerrito 13.8'	0,1434
'Totorá 230'	0,1418
'Pascuales 138'	0,1402
'CEDEGE 138'	0,1402

'Trinitaria 230'	0,1397
'Pascuales 2 13.8'	0,1386
'Cerrito 230'	0,1383
'Pascuales 1 13.8'	0,1370
'Riobamba 13.8'	0,1327
'Pucará 138'	0,1270
'Riobamba 69'	0,1260
'Trinitaria 138'	0,1217
'Trinitaria UT 13.8'	0,1217
'Trinitaria 1 13.8'	0,1210
'Pucará U2 13.8'	0,1162
'Pucará U1 13.8'	0,1162
'Victoria 13.8'	0,1118
'Riobamba 230'	0,1112
'Baba 13.8'	0,1097
'Baba 69'	0,1096
'Trinitaria 2 13.8'	0,1053
'El Salitral 138'	0,1042
'Policentro 13.8'	0,1041
'Milagro 1 13.8'	0,1018
'Milagro 69'	0,1013
'Milagro 230'	0,0960
'Baba 138'	0,0938
'Posorja 13.8'	0,0832
'Posorja 69'	0,0831
'Ambato 69'	0,0821
'Ambato 13.8'	0,0821
'Ambato 138'	0,0804
'Posorja 138'	0,0767
'Totorá 2 13.8'	0,0744
'Totorá 69'	0,0739
'Electroquil 138'	0,0722
'Electroquil U4 13.8'	0,0721
'Milagro 138'	0,0709
'Totorá 138'	0,0697
'Milagro 2 13.8'	0,0630
'Totorá 1 13.8'	0,0598
'Electroquil 69'	0,0538
'El Salitral 69'	0,0538
'P.V.G 69'	0,0538
'TG2'	0,0537
'TG1'	0,0537
'TG3'	0,0537
'TG5'	0,0537
'TG6'	0,0537
'Gonzalo Cevallos TV4 13.8'	0,0537
'Vasan 13.8'	0,0512
'Electroquil U2 13.8'	0,0511
'Electroquil U1 13.8'	0,0510
'AT1'	0,0500
'AT2'	0,0500
'El Salitral 1 13.8'	0,0474
'El Salitral 2 13.8'	0,0474
'Agoyan 138'	0,0318
'Machala 13.8'	0,0165
'Machala 69'	0,0163
'Machala 138'	0,0149
'Molino 230'	0,0142
'Sidel 138'	0,0140
'Machala Power 138'	0,0072
'Molino 138'	0,0070
'Cuenca 69'	0,0060
'Paute 1 13.8'	0,0058
'Paute 2 13.8'	0,0058
'Cuenca 138'	0,0056
'Cuenca 13.8'	0,0056
'Loja 138'	0,0002
'Loja 13.8'	0,0000
'Loja 69'	0,0000

Tabla XXV. Factores de Participación
de Barras

De la tabla XXV se puede notar que una alta participación de factores de barra o barras débiles del sistema se encuentra en la zona de Manta, Portoviejo, Daule Peripa y Chone para condiciones de máxima cargabilidad, esto es aproximadamente un 62% de incidencia en el colapso del sistema seguido de un 12% de incidencia de las zonas de Esmeraldas, Santo Domingo y Quevedo.

DESDE	HASTA	Participación (%)
'Molino 138'	'Paute U1 13.8'	100,0000
'Daule Peripa 138'	'Portoviejo 138'	6,0604
'Daule Peripa 138'	'Portoviejo 138'	6,0604
'Portoviejo Ficticia 2 69'	'Portoviejo 69'	5,7983
'Portoviejo Ficticia 1 69'	'Portoviejo 69'	5,1948
'Jamondino 220'	'Pomasqui 230'	3,6308
'Jamondino 220'	'Pomasqui 230'	3,6308
'Molino 230'	'Pascuales 230'	3,5146
'Molino 230'	'Pascuales 230'	3,5146
'Portoviejo 138'	'Portoviejo Ficticia 2 69'	3,3505
'Tотора 230'	'Molino 230'	2,9382
'Portoviejo 138'	'Portoviejo Ficticia 1 69'	2,8717
'Milagro 230'	'Molino 230'	2,7191
'Milagro 230'	'Molino 230'	2,7191
'Riobamba 230'	'Molino 230'	2,5079
'Quevedo 230'	'Pascuales 230'	2,3363
'Quevedo 230'	'Pascuales 230'	2,3363
'Santo Domingo 230'	'Quevedo 230'	2,0732
'Santo Domingo 230'	'Quevedo 230'	2,0732
'Santa Rosa 230'	'Tотора 230'	2,0117
'Santa Rosa 230'	'Tотора 230'	2,0117
'Daule Peripa 138'	'Chone 138'	1,8656
'Policentro Ficticia 69'	'Policentro 69'	1,5959
'Quevedo 230'	'Quevedo Ficticia 138'	1,5602
'S/E19 Ficticia 46'	'S/E19 46'	1,4608
'Santo Domingo 138'	'Esmeralda 138'	1,3974
'Santo Domingo 138'	'Esmeralda 138'	1,3974

'Santa Rosa 230'	'Santo Domingo 230'	1,3402
'Santa Rosa 230'	'Santo Domingo 230'	1,3402
'Pomasqui Ficticia 138'	'Pomasqui 138'	1,2982
'Portoviejo 69'	'Manta 69'	1,1622
'Portoviejo 69'	'Manta 69'	1,1622
'Daule Peripa 138'	'Daule Peripa U3 13.8'	1,1325
'Daule Peripa 138'	'Daule Peripa U1 13.8'	1,1325
'Daule Peripa 138'	'Daule Peripa U2 13.8'	1,1325
'Esmeralda Ficticia 69'	'Esmeralda 69'	1,1149
'Trinitaria Ficticia 69'	'Trinitaria 69'	1,1106
'Santa Rosa 230'	'Santa Rosa Ficticia 138'	1,0189
'Selva Alegre Ficticia 46'	'Selva Alegre 46'	0,9282
'Chone 138'	'Chone Ficticia 69'	0,9047
'Milagro 230'	'Pascuales 230'	0,8907

Tabla XXVI Factores de Participación de las principales ramas del SNI

Los factores de participación de ramas que se muestran en la tabla XXVI no son de gran magnitud a diferencia de los valores obtenidos del caso base, puesto que bajo estas condiciones de operación el sistema tiene restricciones de soporte de reactivos y ante perturbaciones en el sistema, los cambios de reactivos no son considerables a excepción de la barra de oscilación que tiene un valor de 100%. A partir de esta consideración y de los resultados de la tabla XXVI se puede notar una distribución de factores de ramas que son representativas para estas condiciones de carga en la zona de Manabí, interconexión de Colombia y en porcentaje menor las líneas de Molino-Pascuales - Milagro.

GENERADOR	Participación (%)
'Jamondino 220'	100
'Gonzalo Cevallos TV3 13.8'	32,0870
'Gonzalo Cevallos TV2 13.8'	32,0840
'Paute C 13.8'	24,6590
'Agoyan U1-U2 13.8'	23,0610
'Paute U1 13.8'	20,4000
'Paute AB 13.8'	15,9160
'Electroquil U3 13.8'	15,4980
'Machala Power U1-U2 13.8'	11,1340
'Loja G 13.8'	2,0178

Tabla XXVII. Factores de Participación de Generadores

La tabla XXVII muestra los generadores que aún mantiene soporte de reactivo (aún en condiciones de máxima caragabilidad) y su factor de participación bajo estas condiciones de operación. Cabe indicar que la mayor parte de generadores del área norte han alcanzado su nivel máximo de reactivos y por ende han perdido el control de voltaje.

Un mayor enfoque de la respuesta de cada generador se presenta en la sección 7.4.7.

7.4.6 Curvas QV para máxima cargabilidad del SNI

La figura 7.10, muestra las curvas VQ y los márgenes de reactivos para la zona de Portoviejo. Como se observa en la gráfica, el vértice de las curvas coincide con el eje horizontal, lo

cual indica la operación de estas barras en el punto crítico de colapso, con un margen de reactivos de cero MVar, esto es una característica típica en condiciones de máxima cargabilidad.

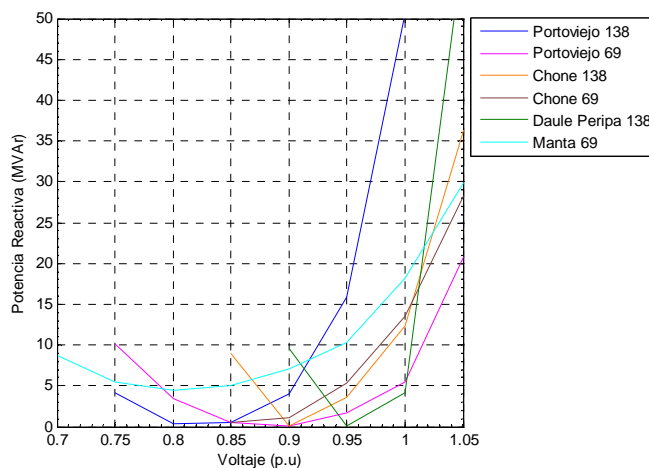
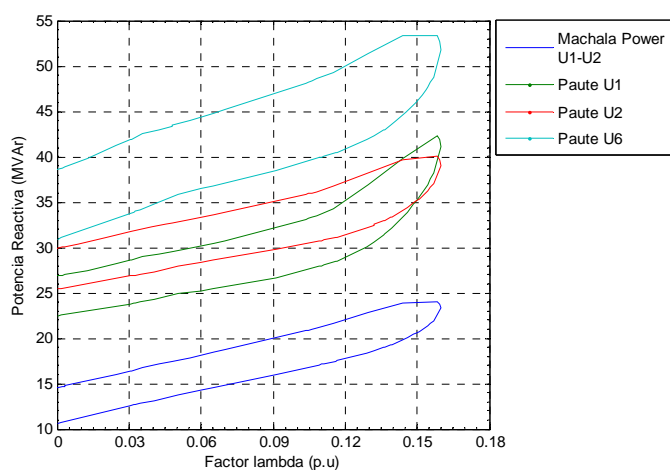
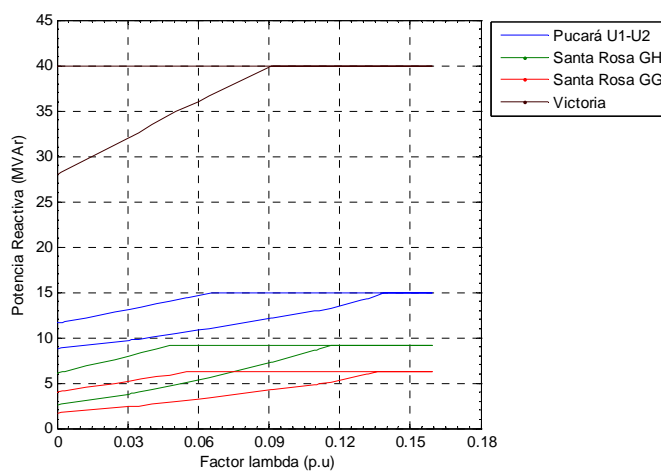


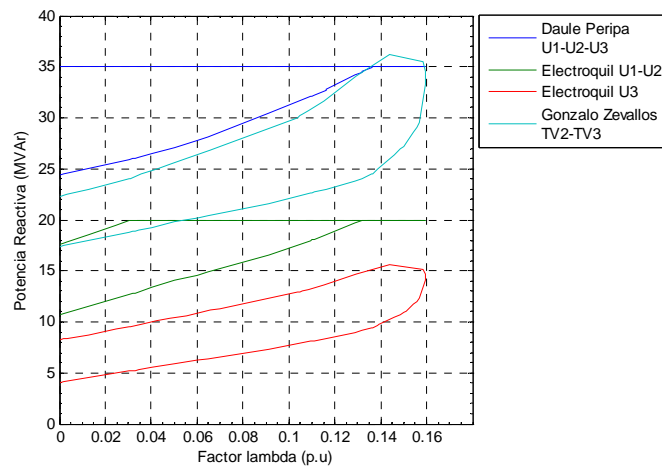
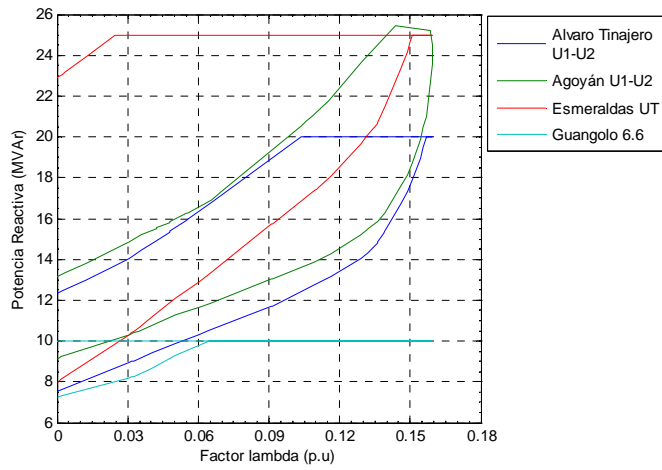
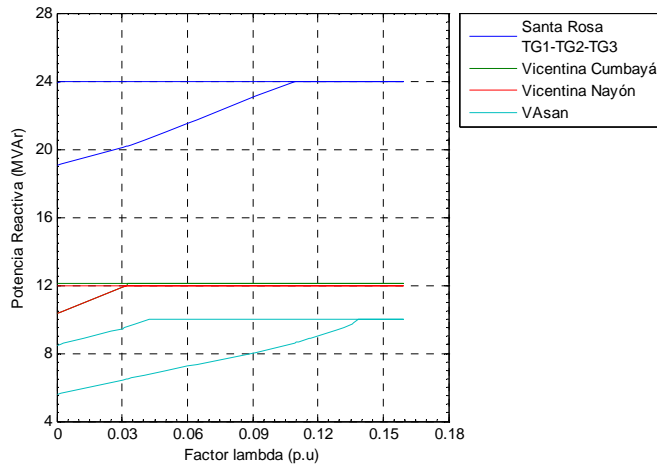
Fig. 7.10 Curvas QV – Zona de Portoviejo

En general cualquier contingencia que involucre líneas de transmisión de la zona de Portoviejo bajo estas condiciones de cargabilidad, conllevarían a un colapso total de esta área (si no se toman las medidas necesarias) y posiblemente del sistema, puesto que el margen de reactivos de las barras involucradas es cero y una contingencia desplazaría a las curvas VQ, sobre el eje horizontal indicando que esta zona colapsa.

7.4.7 Respuesta de potencia reactiva de las unidades de generación del SNI ante variaciones de la carga

Para mayor visualización del comportamiento de los generadores se procede a graficar la potencia reactiva en función de la variación del parámetro lambda:





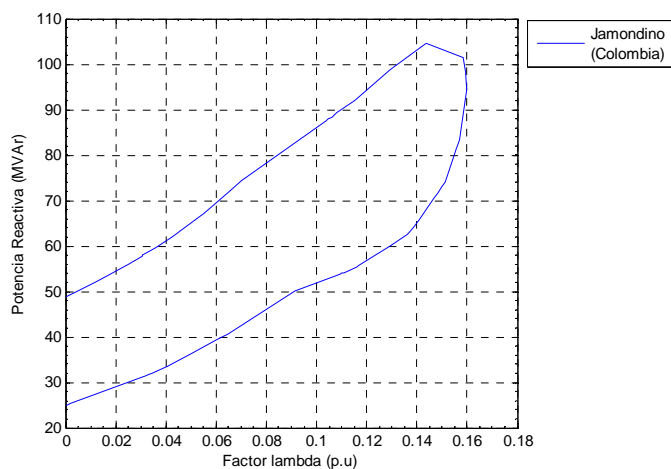


Fig. 7.11. Potencia reactiva dada por los generadores

De las figuras 7.11 se puede resumir en una breve tabla cómo las unidades de generación han respondido ante los incrementos de carga en la entrega de potencia reactiva y a su vez cómo alcanzan su nivel límite.

La tabla XXVIII muestra el orden en cómo los generadores alcanzan su límite de reactivos a medida que el nivel de carga es incrementado.

GENERADOR	Factor lambda (p.u)
Vicentina Nayon	.03190
Vicentina Cumbayá	.03279
Ibarra 34.5	.03456
Cuenca 69	.04042
Manta 69	.05041
Guangolo 6.6	.06466
Victoria II	.09128

Santa Rosa TG1-TG2	.11016
Santa Rosa TG3	.11110
Santa Rosa GH	.11644
Electroquil U2	.13181
Electroquil U1	.13200
Santa Rosa GG	.13602
Daule Peripa U1-U2-U3	.13631
Aníbal Santos	.13884
Pucara U1-U2	.13941
Esmeraldas UT	.15105
Álvaro Tinajero U1-U2	.15681

XXVIII. Generadores que alcanzan su límite reactivo a diferentes niveles de cargabilidad

7.4.8 Máxima cargabilidad del Sistema Nacional Interconectado sin restricciones.

En esta sección determinaremos la máxima cargabilidad del Sistema Nacional Interconectado sin considerar el control de dispositivos limitadores de reactivos ni restricciones de la potencia de salida de la generación. Con los resultados obtenidos se podrá determinar la máxima cargabilidad teórica del sistema de transmisión del SNI.

La simulación se basa en correr un flujo de potencia continuo o el método directo partiendo de los datos del caso base y de la programación de la aportación de cada uno de los generadores a medida que se incrementa el nivel de carga sin tener en cuenta

los límites reactivos ni la potencia máxima de las máquinas. Los resultados obtenidos dan un factor lambda de 0.437088 (p.u) esto quiere decir que el sistema tiene una capacidad de transmisión un poco más del 40% de cargabilidad; el sistema de generación en estas condiciones tiene una capacidad máxima de 3597 MW con pérdidas de cobre en valor de 6%.

7.4.9 Análisis de contingencia de líneas en condiciones de máxima cargabilidad

A continuación en esta sección analizaremos la salida de una línea de transmisión a 230 KV y 138 KV del SNI, utilizando el criterio de contingencia simple (n-1) y cómo esta afecta a la capacidad de cargabilidad del SNI.

La metodología que se utiliza para este análisis se basa en aplicar la contingencia al sistema de potencia, seguido de una solución de flujos de potencia mediante el método directo, en el cual se establece para cada contingencia aplicada al SNI un margen de cargabilidad $\lambda_{\text{crítico}}$ respectivamente. Como se puede observar en la tabla XXIX la contingencia más crítica a nivel de 230 KV sería la salida de una línea de doble circuito de la línea de transmisión Jamondino–Pomasqui (1). El margen de cargabilidad del sistema es de $\lambda_{\text{critico}} = 0,092$ p.u. esto es una

potencia máxima en bornes de generación de 2702,6 MW y un nivel de pérdidas en el sistema de transmisión de 4.16%.

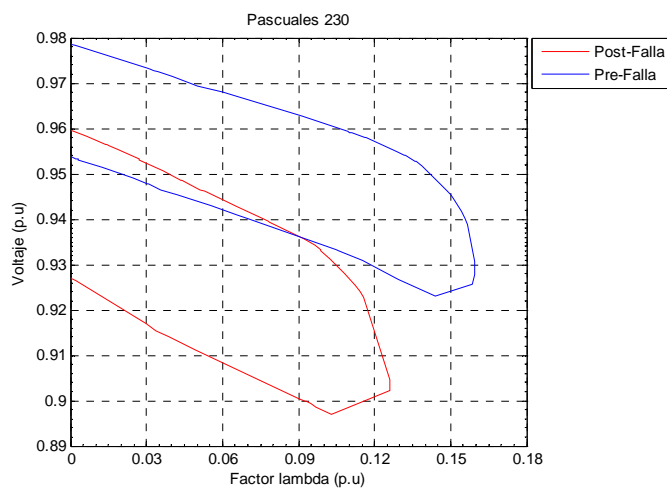
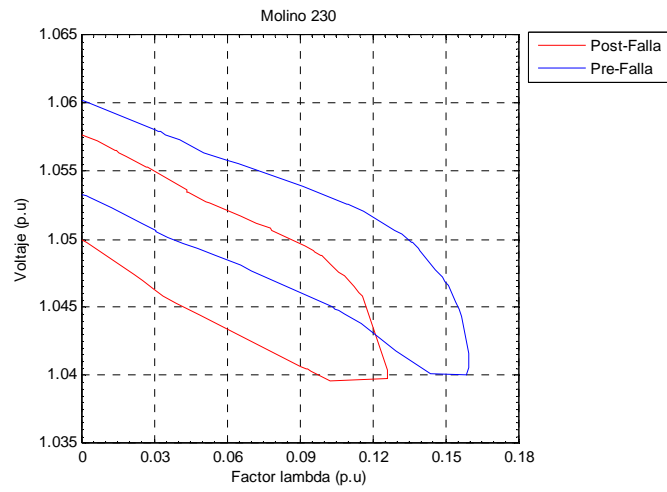
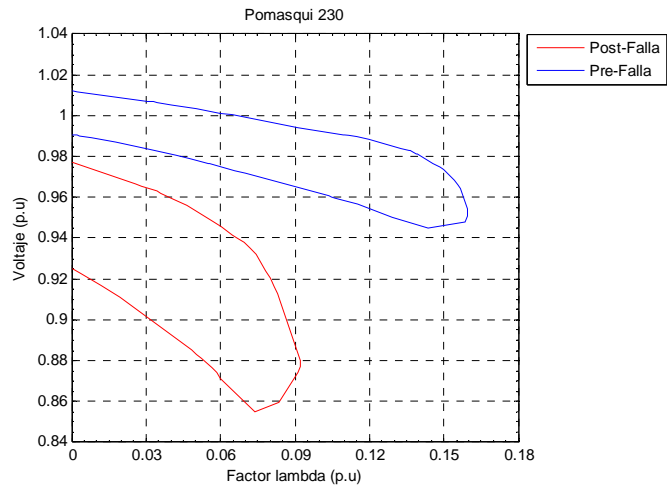
Otras contingencias importantes que reducirían el margen cargabilidad del SNI a 230 KV son las contingencias sobre las líneas Molino–Pascuales, Molino - Milagro, Molino–Riobamba, Molino–Totoras, las cuales demandan un alto consumo de reactivos según se muestra en la tabla XXIX.

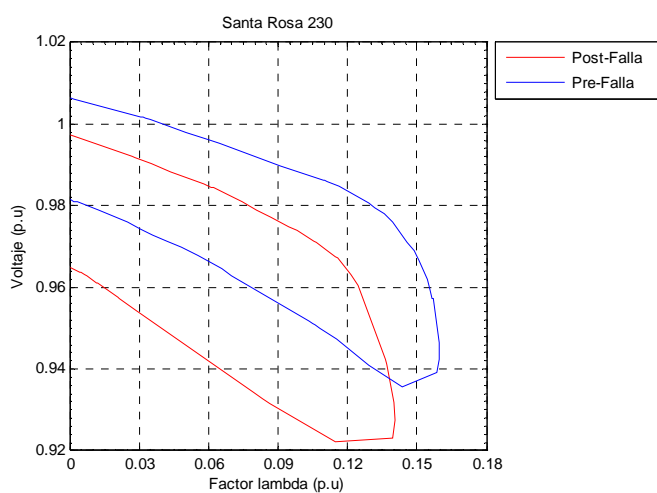
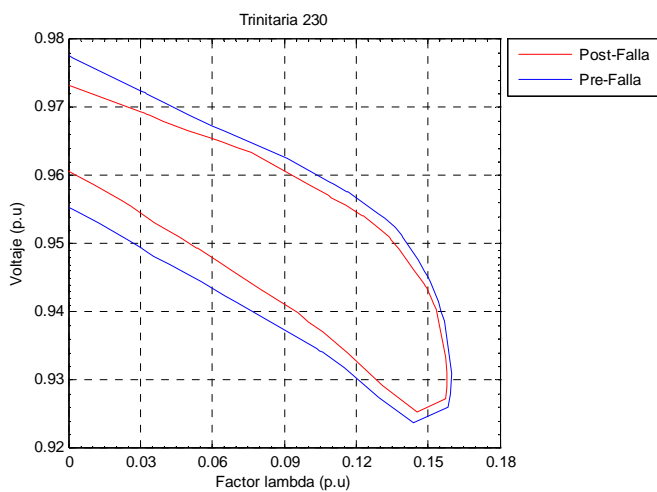
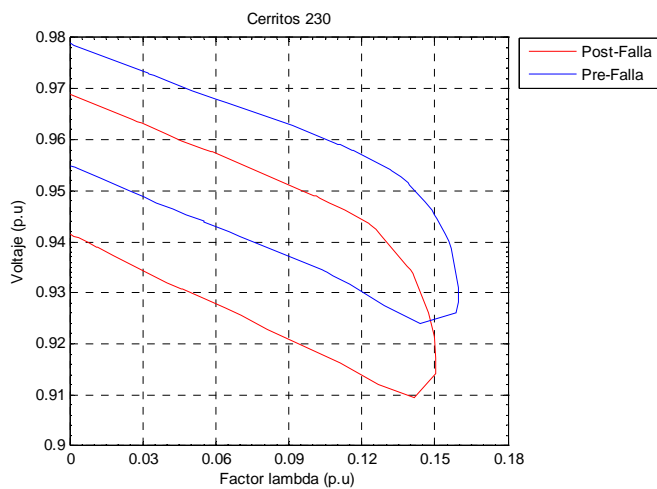
A nivel de 138 KV la salida de la línea de Daule Peripa 138–Portoviejo 138 (1) en términos matemáticos colapsa al SNI (si es que no se toma alguna medida correctiva), debido a que el flujo de potencia no converge para condiciones del caso base. Esta aseveración matemática se confirma con el resultado del análisis modal, el cual indica que esta zona tiene barras débiles en cuanto a soporte de reactivos. Adicionalmente otra contingencia importante es la salida de la línea Pucará 138–Mulalo 138, el cual reduce el margen de cargabilidad a 0,117. Otros aspectos que se pueden notar es que las salidas de las líneas Pascuales 230–Quevedo 230 y Quevedo 230–Sto. Domingo 230 no representan una mayor pérdida de potencia activa al sistema, más aún cuando la salida de las mismas representa un alivio en el consumo de reactivos de alrededor 20 MVAr. Un comportamiento

similar se presenta con la salida de las líneas Pomasqui 230 - Sta. Rosa 230 y Pascuales 230 – Trinitaria 230. Lo descrito anteriormente se puede observar en la fig. 7.12

CONTINGENCIA DE LA LINEA	λ (p.u.)	Pg colapso (MW)	Qg Colapso (MVar)	Pg No disponible (MW)	Qg No disponible (MVar)
Jamondino 220 - Pomasqui 230 (1)	0,0920357	2702,6	1198,5	159,4	19,6
Molino 230 - Pascuales 230 (1)	0,126138	2785,6	1212,5	76,4	33,6
Molino 230 - Riobamba 230	0,129551	2792,7	1211,4	69,4	32,5
Molino 230 - Milagro 230 (1)	0,130084	2796,0	1218,9	66,0	40,0
Molino 230 - Totoras 230	0,133831	2802,3	1217,5	59,8	38,6
Totoras 230 - Sta. Rosa 230 (1)	0,140281	2816,9	1194,2	46,1	5,3
Pascuales 230 - Quevedo 230 (1)	0,148350	2831,5	1156,8	30,5	-22,1
Quevedo 230 - Sto. Domingo 230 (1)	0,148970	2834,1	1169,4	27,9	-19,5
Milagro 230- Dos Cerritos 230	0,150536	2840,5	1178,6	21,6	-0,3
Riobamba 230 - Totoras 230	0,151972	2843,9	1182,6	18,2	3,7
Milagro 230 - Pascuales 230	0,151796	2843,3	1180,0	18,8	1,1
Sto. Domingo 230 - Sta. Rosa 230 (1)	0,152931	2844,2	1168,8	17,8	-10,1
Pomasqui 230 - Sta. Rosa 230	0,155638	2852,0	1178,0	10,0	-0,9
Pascuales 230 - Trinitaria 230	0,158103	2858,1	1183,8	4,0	4,9
Daule 138 - Portoviejo 138 (1)	Colapso del Sistema				
Pucara 138- Mulato 138	0,116518	2760,8	1183,9	101,2	5,0
Santo domingo 138 - Esmeralda 138 (1)	0,148451	2836,4	1171,1	25,6	-7,8
Pomasqui E138 - Pomasqui 138	0,151847	2845,6	1184,7	16,4	5,8
Daule 138 - Quevedo 138	0,153804	2842,9	118,3	19,1	-60,6
Vicentina 138 - Ibarra 138	0,153862	2849,4	1186,0	12,7	7,1
S/E 138- Pomasqui 138	0,154248	2850,3	1181,5	11,8	2,6
Trinitaria 138 - El Salitral 138	0,154437	2849,6	1178,7	12,4	-0,2
Totoras 138 - Ambato 138	0,154771	2848,4	1180,7	13,7	1,8
Agoyán 138 - Totoras 138	0,154784	2851,7	1184,3	10,4	5,4
Mulato 138 - Vicentina 138	0,154791	2848,4	1182,9	13,7	4,0
Pascuales 138- Electroquil 138	0,156945	2854,8	1176,0	7,3	-2,9
Milagro 138 - San Isidoro 138	0,157394	2856,6	1183,5	5,5	4,6
Pascuales 138- Policentro 138	0,157434	2858,0	1185,1	4,0	6,2
Santa Rosa 138- Selva Alegre 138	0,157652	2857,5	1184,2	4,5	5,3
Santa Rosa 138- E. espejo 138	0,157954	2858,3	1183,7	3,7	4,8
Molino 138- Cuenca 138	0,158052	2865,2	1213,8	-3,2	34,9
E. Espejo 138- Selva Alegre 138	0,158151	2858,6	1182,9	3,5	4,0
Selva Alegre 138 - Pomasqui E 138	0,158570	2859,4	1179,1	2,7	0,2
Pascuales 138 -El Salitral 138 (1)	0,158833	2859,8	1177,5	2,3	-1,5
Selva Alegre 138- S/E 138	0,159052	2860,6	1181,2	1,5	2,3
San Isidoro 138- Machala 138	0,159182	2862,1	1186,0	0,0	7,1
Pucara 138 - Ambato 138	0,159342	2859,3	1178,1	2,7	-0,8

Tabla XXIX. λ crítico del SNI después de una contingencia





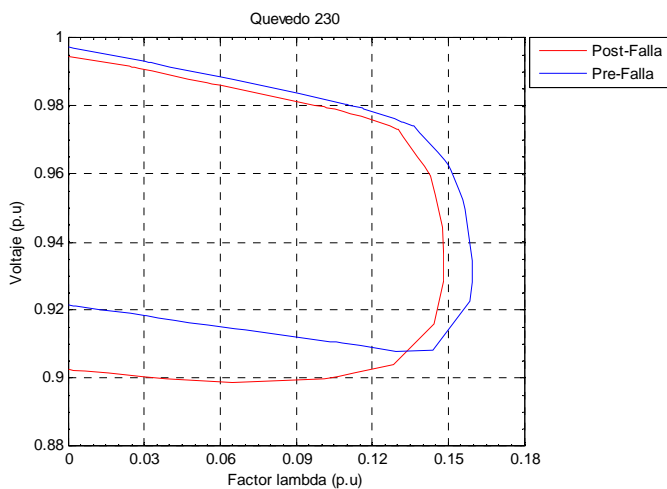


Fig. 7.12 Perfiles de voltaje después de la contingencia de una línea.

7.4.10 Análisis de indisponibilidad de generadores en condiciones de máxima cargabilidad.

De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis modal, esto es de los factores de participación y de la respuesta de la potencia reactiva de los generadores, se puede destacar dos casos de mucho interés en este estudio: la interconexión con Colombia y los centros de generación que se ubican en la zona de Manabí y Esmeraldas. Se asume una indisponibilidad de una unidad de estos centros de generación (por algún tipo de mantenimiento o daño).

Adicionalmente analizaremos la indisponibilidad de dos generadores de la zona de Manabí (Daule Peripa) y de El Oro (Machala Power).

Finalmente estudiaremos cómo se afecta el margen de cargabilidad con la salida simultánea de la interconexión de Colombia y de la central térmica de Esmeraldas.

Los resultados de las simulaciones realizadas para los casos anteriormente analizados se muestran a continuación.

Indisponibilidad de un generador (Jamondino). De la tabla XXX se puede observar que la indisponibilidad más crítica, con la salida de una unidad de generación es la interconexión con Colombia, con una reducción en el margen de cargabilidad del sistema al 6.028 %. Esta condición de operación del sistema limita en gran proporción su reserva.

Los resultados de un flujo de potencia en las líneas de transmisión y de un análisis modal bajo estas condiciones de operación con $\lambda_{\text{crítico}} = 0.06028$ se muestran en las siguientes tablas:

INDISPONIBILIDAD DE 1 GENERADOR	λ (p.u)	Pg colpaso (MW)	Qg Colapso (MVar)	Pg No disponible (MW)	Qg No disponible (MVar)
Jamondino (265MW)	0.06028	2614,14518	1017,24686	248	162
Daule Peripa (71 MW)	0,08580	2677,06324	980,85863	185	198
Esmeraldas (133 MW)	0,11319	2752,85626	1167,48022	109	11

INDISPONIBILIDAD (2 GENERADORES)	λ (p.u)	Pg colpaso (MW)	Qg Colapso (MVar)	Pg No disponible (MW)	Qg No disponible (MVar)
Daule Peripa (142 MW)	Colapso del Sistema				
Machala Power (140 MW)	0,0853099	2683,8949	1056,79613	178	122

INDISPONIBILIDAD (1 GENERADORES E INTERCONEXION)	λ (p.u)	Pg colpaso (MW)	Qg Colapso (MVar)	Pg No disponible (MW)	Qg No disponible (MVar)
Colombia y Esmeraldas (398 MW)	0.02929	2538,74132	989,14626	323	190

Tabla XXX. $\lambda_{\text{crítico}}$ del SNI frente a la salida de los principales generadores

Anillo de 230 KV	Caso Base		Sin Interconexión		Variación de potencia	
	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)
	P _{trans.}	Q _{trans.}	P _{trans.}	Q _{tran.}	ΔP _{trans.}	ΔQ _{trans.}
Molino – Pascuales	141,33	30,01	140,09	31,2	-1,24	1,19
Molino – Riobamba	123,61	8,54	174,26	29,83	50,65	21,29
Molino – Milagro	158,85	39,08	157,68	40	-1,17	0,92
Molino – Totoras	111,14	-0,17	161,92	19,92	50,78	20,09
Totoras - Sta. Rosa	105,49	-4,33	147,63	-1,05	42,14	3,28
Pascuales – Quevedo	46,48	-31,55	85,81	-25,44	39,33	6,11
Quevedo – Sto. Domingo	-2,13	-15,78	51,42	-11,88	53,55	3,9
Milagro - Dos Cerritos	109,19	20,9	108,01	22,48	-1,18	1,58
Riobamba - Totoras	62,71	-10,49	110,71	-12,21	48	-1,72
Milagro-Pacuales	96,79	15,17	95,59	16,74	-1,2	1,57
Sto Domingo-Sta Rosa	4,28	-12,04	57,5	-7,42	53,22	4,62
Pomasqui - Sta. Rosa	14,59	8,2	-66,42	11,42	-81,01	3,22
Pascuales – Trinitaria	30,17	-2,58	17,35	-6,53	-12,82	-3,95

Tabla XXXI. Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de la interconexión con Colombia.

Caso Base		Colapso	
Nombre de la barra	Porcentaje (%)	Nombre de la barra	Porcentaje (%)
'Ibarra 2 13.8'	9,2436	'Portoviejo 69'	2,4652
'Ibarra Mov 69'	8,5161	'Ibarra Mov 69'	2,2272
'Tulcan 13.8'	8,2339	'Ibarra 2 13.8'	2,1719
'Tulcan 69'	6,6672	'Esmeralda 69'	2,023
'Ibarra 1 13.8'	5,8209	'S/E19 46'	2,0031
'Panamericana 115'	5,7995	'Pom E 23'	1,9979
'Panamericana 138'	5,5389	'Portoviejo 138'	1,9845
'Tulcan 138'	5,3699	'Selva Alegre 46'	1,8282
'Ibarra 3 13.8'	4,3414	'Portoviejo 1 13.8'	1,7989
'Ibarra 69'	4,2829	'Esmeralda 138'	1,7847
'Ibarra 138 T'	3,3862	'Ibarra 1 13.8'	1,7761
'Ibarra 138'	3,3844	'Portoviejo 2 13.8'	1,7741
'Vicentina 46'	1,5519	'Ibarra 69'	1,7445
'Vicentina 13.8'	1,4754	'Santa Rosa 2 13.8'	1,7401
'Guangolo 138'	1,3347	'Santa Rosa 3 13.8'	1,7298
'Vicentina 138'	1,3298	'Tulcan 69'	1,724

'Pom E 23'	1,2933	'Tulcan 13.8'	1,7202
'S/E19 46'	1,1345	'Santo Rosa 46'	1,703
'Selva Alegre 46'	1,0637	'Panamericana 115'	1,6871
'Eugenio Espejo 23'	1,0245	'Panamericana 138'	1,6834

Tabla XXXII. Factores de Participación de Barras

Caso Base		Colapso	
Generador	Porcentaje (%)	Generador	Porcentaje (%)
Esmeralda UT	100	Agoyan U1-2	100
Santa Rosa GH	80,959	Paute U6-10	63,015
Agoyan U1-2	78,37	'Paute U1 13.8'	43,282
Pucará U1-U2	76,063	'Paute U2-5 13.8'	39,849
Santa Rosa GG	55,827	Electroquil U1-2	39,458
Paute U6-U10	43,761	Gonzalo Cevallos TV2-3	28,349
Victoria 13.8'	43,702	AT1-AT2	27,512
Daule Peripa U1-2-3	42,257	Machala Power U1-2	21,344
Paute U1	29,362	Electroquil U3-4	19,989
Paute U2-U5	27,741	'Vasan 13.8'	16,486
Manta 69'	23,694	'Loja G 13.8'	7,18
Electroquil U1-U2	20,33		
Gonzalo Cevallos TV2-TV3	14,589		
AT1-AT2	14,158		
Machala Power U1-2	13,772		
Electroquil U3-U4	11,147		
'Vasan	8,4838		
Loja G	6,3691		

Tabla XXXIII. Factores de Participación de Generadores

Caso Base			Colapso		
Líneas		Porcentaje (%)	Líneas		Porcentaje (%)
Jamondino 220**	'Pomasqui 230'	100	'Molino 138'	'Paute U1 13.8'	100
'Titora 230'	'Molino 230'	55,794	'Jamondino 220'	'Pomasqui 230'	18,083
Santa Rosa 230**	'Titora 230'	52,561	'Titora 230'	'Molino 230'	15,499
'Riobamba 230'	'Molino 230'	45,645	'Riobamba 230'	'Molino 230'	12,907
Santa Rosa 230**	'Santo Domingo 230'	31,346	'Santa Rosa 230'	Titora 230**	12,714
Santo Domingo 230**	'Quevedo 230'	28,088	'Santo Domingo 230'	Quevedo 230**	8,6429
'Ibarra 138 T'	'Tulcan 138'	26,455	'Quevedo 230'	Pascuales 230**	7,6528
Molino 230**	'Pascuales 230'	24,947	'Molino 230'	Pascuales 230**	7,5199
Quevedo 230**	'Pascuales 230'	22,386	'Daule Peripa 138'	'Portoviejo 138'	7,3251
'Vicentina 138'	'Ibarra 138'	22,224	'Santa Rosa 230'	Santo Domingo 230**	6,9238
'Vicentina 138'	'Ibarra 138'	22,224	'Santo Domingo 138'	Esmeralda 138**	6,3041

Tabla XXXIV. Factores de participación de ramas para el caso base y colapso con la indisponibilidad de la interconexión con Colombia ($\lambda_{crit} = 0.6028\%$)

* Líneas de doble circuito

Se puede notar de la tabla XXXI que se presenta un mayor incremento de flujo de reactivo en las líneas Molino-Riobamba y Molino- Totoras.

De los resultados de la tabla XXXII se puede notar, que una afectación de inestabilidad de voltaje, se puede presentar en la zona Tulcán – Ibarra, debido a que los factores de participación para estas barras son representativos para el análisis modal de este escenario de estudio.

Indisponibilidad de un generador (Daule Peripa). Con la indisponibilidad de Daule Peripa se tiene una reducción en la cargabilidad del sistema del orden 8.580% (ver tabla XXX). Cabe hacer énfasis que la salida de este generador (71 MW) representa una reducción de potencia servida de alrededor de 185 MW.

De la tabla XXXV se puede observar que la salida de este generador no tiene mayor afectación a la distribución de los flujos de potencia en las líneas del SNI, especialmente hacia la zona de Manabí.

Anillo de 230 KV	Caso Base		Sin Daule Peripa		Variación de potencia	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
	P _{trans.}	Q _{trans.}	P _{trans.}	Q _{tran.}	ΔP _{trans.}	ΔQ _{trans.}
Molino – Pascuales	141,33	30,01	149,67	33,32	8,34	3,31
Molino – Riobamba	123,61	8,54	132,31	10,92	8,7	2,38
Molino – Milagro	158,85	39,08	167,29	42,4	8,44	3,32
Molino – Totoras	111,14	-0,17	119,87	2,02	8,73	2,19
Totoras - Sta. Rosa	105,49	-4,33	112,93	-4,24	7,44	0,09
Pascuales – Quevedo	46,48	-31,55	62,14	-27,25	15,66	4,3
Quevedo – Sto. Domingo	-2,13	-15,78	-10,03	-19,39	-7,9	-3,61
Milagro - Dos Cerritos	109,19	20,9	117,17	21,27	7,98	0,37
Riobamba - Totoras	62,71	-10,49	71,03	-11,49	8,32	-1
Milagro-Pacuales	96,79	15,17	104,78	15,48	7,99	0,31
Sto Domingo-Sta Rosa	4,28	-12,04	-3,64	-14,9	-7,92	-2,86
Pomasqui - Sta. Rosa	14,59	8,2	14,71	10,24	0,12	2,04
Pascuales – Trinitaria	30,17	-2,58	30,51	-5,56	0,34	-2,98

Tabla XXXV. Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de una unidad de Daule Peripa.

Cabe indicar que la salida de una segunda unidad de Daule Peripa haría en teoría colapsar al Sistema (el SNI no tiene margen de reserva)

Indisponibilidad de un generador (Esmeraldas). La indisposición de la unidad térmica de Esmeraldas causa que en esta zona, los voltajes caigan drásticamente a 0.88 p.u en el caso base (barra Esmeraldas 69 KV). Los resultados del flujo de

continuación bajo este escenario, revelan que el punto de colapso sucede en dicha barra a 0.72 p.u.

Aunque se despache una unidad de las mismas características en el caso base (unidad térmica de Trinitaria 133 MW), para suplir la salida de este generador, sólo se mejoraría el margen de cargabilidad, a 0.118717%, esto es un aumento de 4.88%

Anillo de 230 KV	Caso Base		Sin Esmeraldas UT		Variación de potencia	
	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)
	P _{trans.}	Q _{trans.}	P _{trans.}	Q _{trans.}	ΔP _{trans.}	ΔQ _{trans.}
Molino – Pascuales	141,33	30,01	150,32	33,6	8,99	3,59
Molino – Riobamba	123,61	8,54	154,5	18,41	30,89	9,87
Molino – Milagro	158,85	39,08	167,95	42,61	9,1	3,53
Molino – Totoras	111,14	-0,17	142,14	9,02	31	9,19
Totoras - Sta. Rosa	105,49	-4,33	131,85	-4,61	26,36	-0,28
Pascuales – Quevedo	46,48	-31,55	85,34	-27,73	38,86	3,82
Quevedo – Sto. Domingo	-2,13	-15,78	35,82	-13,85	37,95	1,93
Milagro - Dos Cerritos	109,19	20,9	117,78	21,29	8,59	0,39
Riobamba - Totoras	62,71	-10,49	92,13	-13,39	29,42	-2,9
Milagro-Pacuales	96,79	15,17	105,39	15,5	8,6	0,33
Sto Domingo-Sta Rosa	4,28	-12,04	-23,62	-15,84	-27,9	-3,8
Pomasqui - Sta. Rosa	14,59	8,2	14,96	13,72	0,37	5,52
Pascuales – Trinitaria	30,17	-2,58	25,32	-6,73	-4,85	-4,15

Tabla XXXVI. Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de la unidad térmica de Esmeraldas.

Indisponibilidad de dos generadores (Machala Power). Con la indisponibilidad de Machala Power, los resultados del flujo de

potencia muestran que se tiene voltajes inaceptables en esta zona. Los valores de los voltajes en el caso base están alrededor de 0.82 p.u, lo cual en la práctica es casi inaceptable.

Bajo estas condiciones de operación el colapso del sistema ocurre a nivel 0.69 p.u (margen de cargabilidad de 8.531 %)

Anillo de 230 KV	Caso Base		Sin generación de Machala Power		Variación de potencia	
	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)
	P _{trans.}	Q _{trans.}	P _{trans.}	Q _{tran.}	ΔP _{trans.}	ΔQ _{trans.}
Molino – Pascuales	141,33	30,01	157,61	38,53	16,28	8,52
Molino – Riobamba	123,61	8,54	112,5	5,79	-11,11	-2,75
Molino – Milagro	158,85	39,08	193,7	61,01	34,85	21,93
Molino – Totoras	111,14	-0,17	100,02	-2,72	-11,12	-2,55
Totoras - Sta. Rosa	105,49	-4,33	95,78	-2,51	-9,71	1,82
Pascuales – Quevedo	46,48	-31,55	26,25	-35,69	-20,23	-4,14
Quevedo – Sto. Domingo	-2,13	-15,78	-22,17	-15,45	-20,04	0,33
Milagro - Dos Cerritos	109,19	20,9	73,53	-1,25	-35,66	-22,15
Riobamba - Totoras	62,71	-10,49	52,01	-10,22	-10,7	0,27
Milagro-Pacuales	96,79	15,17	61,19	-6,79	-35,6	-21,96
Sto Domingo-Sta Rosa	4,28	-12,04	-15,82	-11,4	-20,1	0,64
Pomasqui - Sta. Rosa	14,59	8,2	40,19	2,65	25,6	-5,55
Pascuales – Trinitaria	30,17	-2,58	31,1	-10,76	0,93	-8,18

Tabla XXXVII. Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de Machala Power.

La transferencia de potencia reactiva a través del anillo es mínima. Cabe resaltar un incremento de 21 MVA_r en Molino-Milagro.

Caso Base		Colapso	
Nombre de la barra	Porcentaje (%)	Nombre de la barra	Porcentaje (%)
'Machala 13.8'	16,81	'Machala 13.8'	18,756
'Machala 69'	14,629	'Machala 69'	18,386
'Machala 138'	11,588	'Machala 138'	14,338
'Machala Power 138'	10,249	'Machala Power 138'	11,952
'Sidel 138'	10,061	'Sidel 138'	11,947
'Baba 13.8'	8,7506	'Baba 13.8'	3,6623
'Baba 69'	7,1013	'Baba 69'	3,6425
'Baba 138'	5,4286	'Baba 138'	3,0697

Tabla XXXVIII. Factores de participación de las barras

Los factores de participación para este escenario de estudio se muestran en la tabla anterior. Como se puede observar las barras de la zona de Machala conducen al colapso del sistema bajo estas condiciones de operación.

Caso Base		Colapso	
Generador	Porcentaje (%)	Generador	Porcentaje (%)
Victoria	100	Gonzalo Cevallos TV3-2	100
Paute U6-10	59,239	Paute U6-10	79,419
Electroquil U1-2	48,914	Jamondino	64,573
Jamondino	44,749	'Paute U1	56,892
'Paute U1	41,065	Paute U2-5	50,482
Paute U2-5	37,84	'Electroquil U3	47,981
Gonzalo Cevallos TV3-2	35,017	'Daule Peripa U1-3	32,337
AT1'	33,957	Esmeralda UT	28,794
'Electroquil U3	31,741	Agovan U1-2	15,408
'Daule Peripa U1	23,816	Santa Rosa GH	10,975
Esmeralda UT	23,101	Pucará U1-2	10,878
Yasan	20,362	Loja G	8,1368
Manta 69	13,571	Santa Rosa GG	7,5065
Ibarra 34.5	13,26		
Agovan U1-2	12,097		
Vicentina Cumbayá-Nawon	11,106		
Santa Rosa TG2	9,4903		
Loja G	8,888		
Pucará U1-2	7,813		
Santa Rosa GH	7,2516		
Guangolo U 6.6	7,0081		
Santa Rosa GG	5,0009		

Tabla XXXIX. Factores de participación de generadores

Indisponibilidad del generador de Esmeraldas y la interconexión con Colombia. Para finalizar con esta sección se llevó a cabo la indisponibilidad de un generador (Térmica de Esmeraldas) y la interconexión con Colombia. Esta condición de operación es uno de los escenarios que ponen al SNI, en la vereda de una inestabilidad y de máxima alerta.

Los resultados del flujo de potencia se muestran en la tabla XL.

Anillo de 230 KV	Caso Base		Sin Inteconexion y UT Esmeralda		Variación de potencia	
	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)	(MW)	(MVA _r)
	P _{trans.}	Q _{trans.}	P _{trans.}	Q _{tran.}	ΔP _{trans.}	ΔQ _{trans.}
Molino – Pascuales	141,33	30,01	151,13	41,57	9,8	11,56
Molino – Riobamba	123,61	8,54	181,02	5,79	57,41	-2,75
Molino – Milagro	158,85	39,08	193,7	46,29	34,85	7,21
Molino – Totoras	111,14	-0,17	168,55	35,89	57,41	36,06
Totoras - Sta. Rosa	105,49	-4,33	153,86	12,91	48,37	17,24
Pascuales – Quevedo	46,48	-31,55	90,75	-35,69	44,27	-4,14
Quevedo – Sto. Domingo	-2,13	-15,78	78,26	3,16	80,39	18,94
Milagro - Dos Cerritos	109,19	20,9	120,94	28,06	11,75	7,16
Riobamba - Totoras	62,71	-10,49	116,67	-3,06	53,96	7,43
Milagro-Pacuales	96,79	15,17	108,53	22,18	11,74	7,01
Sto Domingo-Sta Rosa	4,28	-12,04	18,01	-9,91	13,73	2,13
Pomasqui - Sta. Rosa	14,59	8,2	-61,25	6,72	-75,84	-1,48
Pascuales – Trinitaria	30,17	-2,58	20,38	0,38	-9,79	2,96

Tabla XL. Comparación de los flujos de potencia de la líneas entre el caso base y el caso con la salida de la interconexión con Colombia y unidad térmica de Esmeraldas.

El margen de cargabilidad del sistema bajo estas condiciones de operación es de 0.2929 %.

7.4.11 Efecto de compensación reactiva en el perfil de voltaje en zonas críticas

La figura 7.13 muestra el perfil de voltaje de la barra más crítica del sistema (Manta 69). El nivel de potencia activa en el caso base es $P_{total} = 2374$ MW. La curva de azul muestra el perfil de la barra antes de ser colocado el SVC. En el colapso la carga total del sistema es $P_{bif} = 2756$ MW. Note que en el punto A el declive de voltaje es más acentuado ya que la generación local en Manabí (Daule Peripa) alcanza su $Q_{límite}$ por lo que el punto de colapso es rápidamente alcanzado.

El análisis modal nos indica que la barra más débil es Manta. Existen otras zonas menos críticas las cuales van a ser usadas para demostrar la importancia de la localización del SVC, pero la colocación óptima está en Manta.

Para el diseño del SVC, en la zona de manta se ajustó la barra a un voltaje de 0.98 en el punto de nivel máximo de carga $P_{total} = 2756$ MW esto indicó que la potencia reactiva necesitada es alrededor de 10 MVar. En el SVC se asume que el rango

inductivo es igual al capacitivo, por lo tanto $Q_{SVC}=\pm 10$ MVar. La pendiente del SVC es 2%. El voltaje en la barra es de 69 KV. El SVC es colocado en la barra a través de un transformador reductor de 13.8 KV y su reactancia equivalente es de 1% con respecto a su propia base que es la misma base para el SVC.

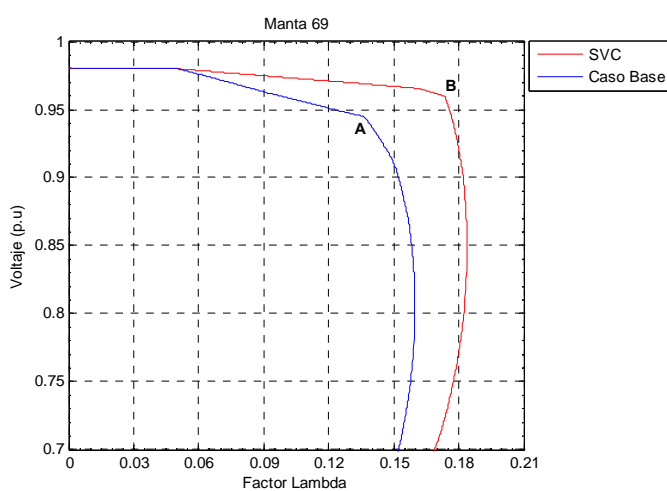


Fig. 7.13 Perfil de voltaje con el SVC colocado en la barra más crítica.

El diagrama de bifurcación del SVC colocado en la barra de Manta es mostrado en la figura 7.13.

El punto de Colapso ocurre ahora en $P_{bif}= 2809$ MW, lo cual indica que la barra mejora su perfil de voltaje y además aporta con 54 MW netos más al sistema.

Para mostrar que está colocado en el lugar más óptimo colocaremos el mismo SVC (Tabla XLI) en otras barras que tuvieron un alto factor de participación pero en el punto de colapso, bajo condiciones normales la zona de Manabí (en especial Manta) tuvo un factor concentrado siempre.

SVC (10 MVar)	λ (p.u)	Caso base		Colapso		Margen de Potencia	
		Pg Colapso	Qg Colapso	Pg Colapso	Qg Colapso		
		MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Manta 69	0.18382	2862	1179	2919	1216	57	37
Esmeraldas 69	0.16486	2862	1179	2876	1198	14	19
Ibarra 13.8	0.16429	2862	1179	2876	1198	14	19
Santa Bena 69	0.16410	2862	1179	2873	1183	11	4

Tabla XLI. Efectos del SVC en el margen de cargabilidad en las principales barra débiles.

Conclusiones.

- ✓ El margen de cargabilidad máximo del Sistema Nacional interconectado desde el punto de vista de estabilidad de voltaje es alrededor de 15.9%, esto es un valor de demanda en bornes de generación de 2862 MW en potencia activa y 1178 MVar en potencia reactiva. Por lo cual el sistema tiene un margen de reserva de 410 MW y 495 MVar dentro del cual el sistema es estable.
- ✓ Bajo el criterio del análisis modal las barras con mayor porcentaje de participación son las más sensibles frente a variaciones de potencia reactiva. En el caso base tenemos que las barras de la zona Tulcán-Ibarra suman un 96.63% de participación siendo esta la zona más débil, el resto de zonas suman un 3.37% de participación siendo así zonas fuertes o menos sensibles. Agrupando por áreas, el norte es un área débil dado que suma una sensibilidad de 99.69% dejando al sur como área fuerte con una sensibilidad 0.23%. Cabe indicar que

el área norte comprende Esmeraldas, Manabí, Los Ríos, y la región sierra norte/centro (Carchi, Imbabura, Pichincha, Cotopaxi, Tungurahua, Bolívar, Chimborazo). El área sur comprende Guayas, El Oro, y la región sierra centro/sur (Cañar, Azuay y Loja).

- ✓ En el punto de colapso las zonas débiles son la zona de Manabí que suma una sensibilidad de 69.34% y la zona sierra norte/centro con 12.22%, las zonas fuertes son la zona de Esmeraldas que suma un 6.2%, Carchi/Imbabura suma un 5.7%, Guayas 5.67%, El Oro 0.85% y la sierra centro/sur 0.052%. Así el área norte tiene un 93.63% de participación siendo esta el área débil y el área sur tiene un 6.39% de participación quedando como área fuerte.
- ✓ Dado que tanto en el caso base como en el punto de colapso el área norte siempre tuvo altos factores de participación, concluimos que el SNI está operacionalmente dividido en dos áreas (norte y sur) y que el área norte es la que tiene más problemas en cuanto a estabilidad de voltaje.
- ✓ De acuerdo al análisis modal las barras de 230 KV suman una participación de 0.17% en el caso base, y en el punto de colapso suman una participación de 2.5%. Por lo tanto este

nivel de voltaje muestra poca sensibilidad de potencia reactiva frente a variaciones de voltaje.

- ✓ Bajo operación normal del sistema, se pudo notar que existe un enlace débil de flujo de potencia activa a través de las líneas de doble circuito a 230 KV de: Quevedo- Santo Domingo (4.26 MW, 31.56 MVar), Santa Rosa-Sto Domingo (8.56 Mw, 4.28 MVar). Ni aún en el punto de colapso donde se produce la máxima transferencia de potencia los niveles de flujo son significativos: Quevedo- Santo Domingo (14.6 MW, 34.4 MVar), Santa Rosa-Sto. Domingo (10.2 MW, 25.6 MVar). Sin la interconexión y la unidad térmica de Esmeraldas (siendo esta una contingencia muy crítica) el flujo en estas líneas es: Santa Rosa-Sto. Domingo (36.02 Mw, 19.82 MVar) y Quevedo-Santo Domingo (156.52 MW, 6.32 MVar). Por lo tanto en condiciones actuales y de contingencia no se aprovecha la capacidad instalada de estas líneas la cual está alrededor de 700 MVa, es decir están sirviendo sólo como soporte de voltaje.

- ✓ En cuanto a contingencias de líneas a nivel de 230Kv, la salida de la línea de doble circuito Jamondino – Pomasqui disminuye el nivel de cargabilidad del SNI a 9.203%, lo cual deja su margen de reserva en 251MW en potencia activa y 407 MVar

en potencia reactiva. En el caso base el flujo de reactivos de ambos circuitos es de 25.46 MVar y la salida de un circuito hace que en el circuito restante el flujo aumente a 48.06 MVar, además el análisis modal en el caso base muestra que esta línea tiene una participación de 89% en una posible inestabilidad de voltaje por lo que esta línea es la más crítica a este nivel de voltaje.

- ✓ En el colapso de voltaje las barras de 230KV que presentan bajos niveles de voltaje son las barras de Dos Cerritos, Pascuales, Quevedo, Santo Domingo y Trinitaria, estas presentan niveles de voltaje de alrededor de 0,93pu

- ✓ Las barras de 138KV suman una participación de 25,32% en el caso base y en el punto de colapso estas barras suman una participación de 27,2%. Según esto y comparado con el sistema de transmisión de 230KV, las barras del nivel de 138Kv presentan una alta sensibilidad por lo requieren altas cantidades de potencia reactiva para mantener sus niveles de voltaje.

- ✓ En el colapso las barras de 138Kv que presentaron bajos niveles de voltaje fueron las barras de Portoviejo, Tulcán, Baba, Ibarra y Santa Elena con voltajes alrededor de 0.9pu.

- ✓ En cuanto a contingencias de generadores tenemos que Jamondino/Pomasqui es la salida más crítica de generadores porque deja al SNI en un nivel 6.03% de cargabilidad, esto es 151 MW y 189 MVar de reserva. En segundo lugar tenemos la salida de una unidad de Daule Peripa, esta contingencia reduce la cargabilidad del SNI a 8.6% que equivale a dejar el SNI con 220 MW y 234 MVar de reserva. La salida de una segunda unidad de Daule Peripa dejaría al SNI sin un considerable margen de reserva. La indisposición conjunta de Esmeraldas UT y la interconexión con Colombia reduce la cargabilidad del SNI a un 2.9% esto es una reserva de 115 MW y 55 MVar, dejando al sistema al borde de su margen mínimo de reserva reactiva. Así estos generadores son los principales en dar soporte reactivo.

- ✓ De acuerdo a la respuesta reactiva de los generadores el SNI tiene una tasa de cambio promedio de 0.92 MVar/MW hasta que las unidades de Daule Peripa alcanzan sus límites (a una cargabilidad del SNI aproximada de 2792 MW), después de

esto la tasa de cambio promedio se incrementa a 2.58 MVar/MW hasta alcanzar el colapso final. Esto quiere decir que ante la saturación de Daule Peripa algunos generadores tales como Paute U1 (oscilación), Jamondino, Gonzalo Cevallos y Álvaro tinajero, incrementan de manera significativa su tasa de cambio

Recomendaciones.

- ✓ Restringir la expansión de líneas 138 KV ya que la variación mínima de voltaje hace que estas barras requieran una gran cantidad de potencia reactiva como por ejemplo la barra Tulcán138KV que para una variación de 1 pu a 1.03 pu requiere 30 MVar aproximadamente.
- ✓ Vista la sensibilidad de la zona de Manabí, la instalación de una unidad térmica (40 MW, 15MVar) en la ciudad de Manta hace que el SNI mejore en un 23.4%(su margen de cargabilidad) esto es un aumento de 248 MW y 209 MVar.
- ✓ Aumentar la generación nacional ya que el Sistema ecuatoriano actualmente tiene una alta dependencia con el vecino país (Colombia) y cualquier problema en su sistema pondría al sistema eléctrico ecuatoriano en estado de emergencia.

- ✓ Una opción más económica para mantener el rango de voltaje es la colocación de SVCs en las zonas débiles. La colocación de un SVC de 10 MVar en la zona más débil (Manta) hace que el SNI mejore su cargabilidad en 60 MVA., estos equipos son flexibles en el aporte de reactivos de acuerdo a su dimensionamiento.

APÉNDICE A

DATOS DEL SISTEMA DE DIEZ BARRAS.

Este apéndice contiene datos y soluciones de flujo completos en estado estable del sistema de diez barras del capítulo 6.

A.1 Datos del sistema de diez barras

Nivel de voltaje base:

Barra	Voltaje base(Kv)
1	13.8
2	13.8
3	13.8
4	500
5	500
6	500
7	13.8
8	115
9	115
10	13.8

Líneas de transmisión:

Línea	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)	Base (MVA)
2-4	0	0.2	0	5000
5-6	0.015	0.0288	1.173	100
8-9	0.03	0.1	0	3300

Transformadores:

Transformador	R (p.u)	X(p.u)	Relación de vuelta (Kv)
T4	0	0.002	13.2/540
T5	0	0.0045	13.2/540
T6	0	0.00625	13.2/530

Cambiadores de tap bajo carga:

LTC	R (p.u)	X (p.u)	Relación de Vuelta (Kv)	Tap Máximo (Kv)	Tap Mínimo (Kv)
1	0	0.003	525/13.8	550	500
2	0	0.003	525/115	550	500
3	0	0.001	115/13.8	126.5	103.1

Capacitores:

Capacitor	Capacidad (MVar)
6	868
7	1500
8	300

Generadores:

Barra	Potencia (MW)	Voltaje (p.u)	Capacidad (MVA)	Límite Inferior (Mvar)	Límite Superior (MVar)
G1	oscilación	0.98	5000	--	--
G2	1500	0.964	2200	-200	725
G3	1094	0.972	1600	-200	700

Carga:

Carga	Potencia	Impedancia constante	Potencia constante	Corriente constante	Voltaje Base (p.u)
7	Activa (MW)	0	3000	0	1
	Reactiva (MVA)	0	0	1800	
10	Activa (MW)	1500	1500	0	1
	Reactiva (MVA)	0	0	0	

A.2 REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA EN CASO BASE

SISTEMA DE BARRAS TOMADO DE TAYLOR
 FORMATO DE DATOS WSCC/ETMSP
 Marzo 2005

Loading factor -> 0
 AC buses -> 10
 PV buses -> 2
 X buses -> 0
 Z buses -> 0
 AC elem. -> 13
 V Reg. Trf. -> 2
 PQ Reg. Trf. -> 0
 DC buses -> 0
 DC lines -> 0
 SVCs -> 0
 TCSCs -> 0
 STATCOMs -> 0
 No. Areas -> 0
 Iterations -> 5 (Maximum = 50)
 Max. p.u. mismatch -> 4.033e-08 (Tolerance = 0.0001)
 Reference Bus(es) -> 1 BUS_1 13.8 (Angle= 0.00 deg.)

***** AC RESULTS *****

		L=lower limit		H=higher limit		O=over limit		U=under limit									
A	i	Bus	V(pu)	V(kV)	Pg(MW)	Pload	Pshunt	j	Bus	C	Pij	Plosses	Iij (A)	kVi/kVj	T	Controlled Bus	
n		Name	d(deg)	d(rad)	Qg(MVAR)	Qload	Qshunt		Name	r	Qij	Qlosses		a(deg)		k Name	
0	1	BUS_1	13.8	0.9800	13.52	3557.06	0.00	0.00	4	BUS_4	500	1	3557.06	0.00	154144.76	0.0244	
			0.00	0.0000	620.20	0.00	0.00				620.20	248.10		0.000			
0	2	BUS_2	13.8	0.9640	13.30	1500.00	0.00	0.00	5	BUS_5	500	1	1500.00	0.00	65101.72	0.0244	
			-6.95	-0.1213	13.65	0.00	0.00				13.65	99.72		0.000			
0	3	BUS_3	13.8	0.9720	13.41	1094.00	0.00	0.00	6	BUS_6	500	1	1094.00	0.00	47089.32	0.0249	
			-21.21	-0.3702	-7.81	0.00	0.00				-7.81	72.42		0.000			
0	4	BUS_4	500	1.0960	548.01	0.00	0.00	0.00	1	BUS_1	13.8	1	-3557.06	0.00	3767.98	40.9091	
			-3.92	-0.0684	0.00	0.00	0.00				-372.09	248.10		0.000			
									5	BUS_5	500	1	3557.06	0.00	3767.98		

							372.09	425.93											
0	5	BUS_5	500	1.0902	545.09	0.00	0.00	0.00	2	BUS_2	13.8	1	-1500.00	0.00	1591.38	40.9091			
				-10.76	-0.1878	0.00	0.00	0.00					86.07	99.72		0.000			
									6	BUS_6	500	5	1011.41	13.07	1071.67				
													-27.98	-25.34					
									6	BUS_6	500	4	1011.41	13.07	1071.67				
													-27.98	-25.34					
									6	BUS_6	500	3	1011.41	13.07	1071.67				
													-27.98	-25.34					
									6	BUS_6	500	2	1011.41	13.07	1071.67				
													-27.98	-25.34					
									6	BUS_6	500	1	1011.41	13.07	1071.67				
													-27.98	-25.34					
									4	BUS_4	500	1	-3557.06	0.00	3767.98				
													53.84	425.93					
0	6	BUS_6	500	1.0800	540.01	0.00	0.00	0.00	8	BUS_8	115	1	3085.73	0.00	3319.82	4.6087			
				-25.00	-0.4363	0.00	0.00	1012.47					346.36	278.63		0.000			
									7	BUS_7	13.8	1	3000.00	0.00	3265.37	38.6287 V	7	BUS_7	13.8
													572.70	272.70		0.000			
									3	BUS_3	13.8	1	-1094.00	0.00	1172.79	40.1515			
													80.22	72.42		0.000			
									5	BUS_5	500	5	-998.35	13.07	1067.38				
													2.64	-25.34					
									5	BUS_5	500	4	-998.35	13.07	1067.38				
													2.64	-25.34					
									5	BUS_5	500	3	-998.35	13.07	1067.38				
													2.64	-25.34					
									5	BUS_5	500	2	-998.35	13.07	1067.38				
													2.64	-25.34					
									5	BUS_5	500	1	-998.35	13.07	1067.38				
													2.64	-25.34					
0	7	BUS_7	13.8	1.0000	13.80	0.00	3000.00	0.00	6	BUS_6	500	1	-3000.00	0.00	126136.92	0.0259 V	7	BUS_7	13.8
				-30.09	-0.5252	0.00	1800.00	1500.00					-300.00	272.70		0.000			
0	8	BUS_8	115	1.0128	116.47	0.00	0.00	0.00	6	BUS_6	500	1	-3085.73	0.00	15300.05	0.2170			
				-30.14	-0.5261	0.00	0.00	307.71					-67.73	278.63		0.000			
									9	BUS_9	115	1	3085.73	85.73	15409.17				
													375.44	285.44					
0	9	BUS_9	115	0.9779	112.45	0.00	0.00	0.00	10	BUS_10	13.8	1	3000.00	0.00	15409.17	8.1452 V	10	BUS_10	13.8

```

-35.36 -0.6172    0.00    0.00    0.00 |          90.00    90.00          0.000
8 BUS_8    115 1 -3000.00    85.73 15409.17
          -90.00    285.44
-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
0  10 BUS_10 13.8 1.0000    13.80    0.00 3000.00    0.00 | 9 BUS_9    115 1 -3000.00    0.00 125510.93 0.1228 V 10 BUS_10 13.8
          -37.08 -0.6472    0.00    0.00    0.00 |          0.00    90.00          0.000

```

A.3 REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA CON SALIDA DE UNA LINEA DE 500-kV CON LTC

U.E.P. Solution:

SISTEMA DE BARRAS TOMADO DE TAYLOR

FORMATO DE DATOS WSCC/ETMSP

Marzo 2005

Loading factor -> 0.130896

AC buses -> 10

PV buses -> 1

X buses -> 0

Z buses -> 0

AC elem. -> 12

V Reg. Trf. -> 2

PQ Reg. Trf. -> 0

DC buses -> 0

DC lines -> 0

SVCs -> 0

TCSCs -> 0

STATCOMs -> 0

No. Areas -> 0

Iterations -> 78 (Maximum = 50)

Max. p.u. mismatch -> 5.612e-06 (Tolerance = 0.0001)

Reference Bus(es) -> 1 BUS_1 13.8 (Angle= 0.00 deg.)

***** AC RESULTS *****

L=lower limit H=higher limit O=over limit U=under limit

```

-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
A   i Bus      V(pu)   V(kV)   Pg(MW)   Pload   Pshunt | j Bus      C   Pij   Plosses | |Iij|(A)  kVi/kVj T   Controlled Bus
n   Name      d(deg)   d(rad)  Qg(MVAR)  Qload   Qshunt | Name      r   Qij   Qlosses | a(deg)   k Name
-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
0   1 BUS_1    13.8 0.9800   13.52 4017.76    0.00   0.00 | 4 BUS_4    500 1 4017.76    0.00 179515.93 0.0244

```


			0.00	0.0000	1240.91	0.00	0.00			1240.91	336.50		0.000				
0	2	BUS_2	13.8	0.9640	13.30	1510.58	0.00	0.00	5	BUS_5	500 1	1510.58	0.00	70975.64	0.0244		
				-8.58	-0.1497	626.67	0.00	0.00				626.67	118.52		0.000		
0	3	BUS_3	13.8	0.9584	13.23	1101.71	0.00	0.00	6	BUS_6	500 1	1101.71	0.00	56978.96	0.0249		
				-29.74	-0.5191	700.00H	0.00	0.00				700.00	106.03		0.000		
0	4	BUS_4	500	1.0837	541.84	0.00	0.00	0.00	1	BUS_1	13.8 1	-4017.76	0.00	4388.17	40.9091		
				-4.48	-0.0781	0.00	0.00	0.00				-904.41	336.50		0.000		
									5	BUS_5	500 1	4017.76	0.00	4388.17			
												904.41	577.68				
0	5	BUS_5	500	1.0607	530.36	0.00	0.00	0.00	2	BUS_2	13.8 1	-1510.58	0.00	1734.96	40.9091		
				-12.51	-0.2184	0.00	0.00	0.00				-508.15	118.52		0.000		
									6	BUS_6	500 4	1382.08	27.01	1521.59			
												208.72	265.01				
									6	BUS_6	500 3	1382.08	27.01	1521.59			
												208.72	265.01				
									6	BUS_6	500 2	1382.08	27.01	1521.59			
												208.72	265.01				
									6	BUS_6	500 1	1382.08	27.01	1521.59			
												208.72	265.01				
									4	BUS_4	500 1	-4017.76	0.00	4388.17			
												-326.73	577.68				
0	6	BUS_6	500	1.0184	509.22	0.00	0.00	0.00	8	BUS_8	115 1	3522.00	0.00	4070.56	4.6087		
				-33.84	-0.5907	0.00	0.00	900.29				696.39	418.89		0.000		
									7	BUS_7	13.8 1	3000.00	0.00	3462.83	36.4260	V	7 BUS_7 13.8
												572.70	272.70		0.000		
									3	BUS_3	13.8 1	-1101.71	0.00	1419.10	40.1515		
												-593.97	106.03		0.000		
									5	BUS_5	500 4	-1355.07	27.01	1537.71			
												56.29	265.01				
									5	BUS_5	500 3	-1355.07	27.01	1537.71			
												56.29	265.01				
									5	BUS_5	500 2	-1355.07	27.01	1537.71			
												56.29	265.01				
									5	BUS_5	500 1	-1355.07	27.01	1537.71			
												56.29	265.01				
0	7	BUS_7	13.8	1.0000	13.80	0.00	3000.00	0.00	6	BUS_6	500 1	-3000.00	0.00	126136.92	0.0275	V	7 BUS_7 13.8
				-38.94	-0.6797	0.00	1800.00	1500.00				-300.00	272.70		0.000		

0	8	BUS_8	115	0.9455	108.73	0.00	0.00	0.00	6	BUS_6	500	1	-3522.00	0.00	18759.96	0.2170			
				-40.52	-0.7073	0.00	0.00	268.17					-277.50	418.89		0.000			
									9	BUS_9	115	1	3522.00	129.31	18925.13				
													545.67	430.56					
0	9	BUS_9	115	0.9005	103.56	0.00	0.00	0.00	10	BUS_10	13.8	1	3392.69	0.00	18925.13	7.5001 V	10	BUS_10	13.8
				-47.39	-0.8271	0.00	0.00	0.00					115.10	115.10		0.000			
									8	BUS_8	115	1	-3392.69	129.31	18925.13				
													-115.10	430.56					
0	10	BUS_10	13.8	1.0000	13.80	0.00	3392.69	0.00	9	BUS_9	115	1	-3392.69	0.00	141939.75	0.1333 V	10	BUS_10	13.8
				-49.33	-0.8610	0.00	0.00	0.00					0.00	115.10		0.000			

APÉNDICE B

DATOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO.

Este apéndice contiene datos y soluciones de flujo de potencia, demanda máxima en estado estable del SNI del capítulo 7.

B.1 Datos del SNI ecuatoriano

Líneas de transmisión:

DESDE	HASTA	Tipo	Vn [kV]	In [kA]	In [pu]	R [ohm/km]	L [H/km]	C [F/km]	Long [km]
CEDEGE 138	Pascales138	138 397.5KCM Z2	138	0,4745958	1,13439	0,160646	0,001260223	9,12876E-09	1
Daule Peripa 138	Chone 138	138 397.5KCM Z2(2)	138	0,4735566	1,13191	0,161776	0,001316413	8,9079E-09	63,75
Esmeraldas138	Santo Domingo138	138 397.5KCM Z2(2)	138	0,4735566	1,13191	0,161776	0,001316413	8,9079E-09	154,8
Esmeraldas138	Santo Domingo138	138 397.5KCM Z2(2)	138	0,4735566	1,13191	0,161776	0,001316413	8,9079E-09	154,8
Daule Peripa138	Portoviejo138	Daule Peripa - Portoviejo	138	0,4735566	1,13191	0,15	0,001061033	8,9079E-09	91,2
Daule Peripa138	Quevedo138	138 397.5KCM Z2(2)	138	0,4735566	1,13191	0,161776	0,001316413	8,9079E-09	43,2
Daule Peripa138	Portoviejo138	Daule Peripa - Portoviejo	138	0,4735566	1,13191	0,15	0,001061033	8,9079E-09	91,2
Daule Peripa138	Quevedo138	138 397.5KCM Z2(2)	138	0,4735566	1,13191	0,161776	0,001316413	8,9079E-09	43,2
Vicentina138	Guangopolo138	138 477KCM Z1	138	0,4685335	1,1199	0,134852	0,001318872	8,80896E-09	7
Ibarra 138_T	Ibarra138	138 477KCM Z1	138	0,4685335	1,1199	0,134852	0,001318872	8,80896E-09	0,01
Ibarra 138_T	Tulcan138	138 477KCM Z1(2)	138	0,4831986	1,15496	0,13475	0,001318511	8,7896E-09	74,48
Panamericana138	Tulcan138	Inetyp IPITUE 138	138	0,644	1,53931	0,12	0,001342	8,6163E-09	15,49
Jamondino220	POMASQUI230	Inetyp JMDPQI 220	230	1,053	4,19485	0,0543	0,001287	9,1567E-09	212,183
Jamondino220	POMASQUI230	Inetyp JMDPQI 220	230	1,053	4,19485	0,0543	0,001287	9,1567E-09	212,183
P.V.G.69	Emelec Salitral69	L PVG 1	69	0,6004619	0,71762	0,0406	0,000324146	4,5100E-12	1
Emelec Salitral69	P.V.G.69	L PVG 2	69	0,6004619	0,71762	0,0313	0,000250139	4,5100E-12	1

Electroquil69	Salitral69	L ELECTROQUIL 69	69	1,58	1,88828	0,0312	0,00026234	5,3100E-12	1
Electroquil69	Salitral69	L ELECTROQUIL 69	69	1,58	1,88828	0,0312	0,00026234	5,3100E-12	1
El Carmen138	Papallacta138	138 397KCM Z1(QUITO)	138	1	2,39023	0,161655	0,001336978	3,1445E-10	31
Loja138	Cuenca138	L_CUE_LOJ	138	0,4162818	0,99501	0,160514	0,001335061	1,32629E-08	134,2
Dos Cerritos230	Milagro230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	42,7
Quevedo230	Santo Domingo230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	104
Quevedo230	Santo Domingo230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	104
Santa Rosa230	Santo Domingo230	230 DBLCKT Z1	230	0,8584873	3,41997	0,059423	0,001303986	9,03783E-09	78,34
Santa Rosa230	Santo Domingo230	230 DBLCKT Z1	230	0,8584873	3,41997	0,059423	0,001303986	9,03783E-09	78,34
Eugenio Espejo138	Selva Alegre138	138 636KCM Z1	138	0,78	1,86438	0,09155	0,00106533	1,10296E-08	18
Santa Elena138	Las Juntas138	138 397.5KCM Z2	138	0,4745958	1,13439	0,160646	0,001260223	9,12876E-09	59,8
Milagro138	Babahoyo138	L_MIL_BAB	138	0,4745958	1,13439	0,1	0,002387324	1,32629E-09	47,3
Milagro230	Pascuales230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	52,7
Milagro230	Pascuales230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	52,7
Milagro138	San Idelfonso138	138 397.5KCM Z2	138	0,4745958	1,13439	0,160646	0,001260223	9,12876E-09	112,7
Milagro138	San Idelfonso138	138 397.5KCM Z2	138	0,4745958	1,13439	0,160646	0,001260223	9,12876E-09	112,7
Molino138	Cuenca138	138 397.5KCM Z1	138	0,4162818	0,99501	0,160514	0,001335061	8,75519E-09	67,08
Molino138	Cuenca138	138 397.5KCM Z1	138	0,4162818	0,99501	0,160514	0,001335061	8,75519E-09	67,08
Molino230	Milagro230	230 DBLCKT Z2	230	0,8584873	3,41997	0,059236	0,001276396	8,95193E-09	135,74
Milagro230	Molino230	230 DBLCKT Z2	230	0,8584873	3,41997	0,059236	0,001276396	8,95193E-09	135,74
Molino230	Pascuales230	230 DBLCKT Z2	230	0,8584873	3,41997	0,059236	0,001276396	8,95193E-09	188,43
Pascuales230	Molino230	230 DBLCKT Z2	230	0,8584873	3,41997	0,059236	0,001276396	8,95193E-09	188,43
Riobamba230	Molino230	230 DBLCKT Z1	230	0,8584873	3,41997	0,059423	0,001303986	9,03783E-09	157,3
Pascuales230	Dos Cerritos230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	10
Electroquil138	Pascuales138	138 397.5KCM Z2(2)	138	0,4735566	1,13191	0,161776	0,001316413	8,9079E-09	38,03
Las Juntas138	Pascuales138	138 397.5KCM Z2	138	0,4745958	1,13439	0,160646	0,001260223	9,12876E-09	45,68
Pascuales138	Policentro138	138 477KCM Z2(2)	138	0,5271363	1,25998	0,134948	0,001298023	9,03981E-09	15,1

Pascuales138	Policentro138	138 477KCM Z2(2)	138	0,5271363	1,25998	0,134948	0,001298023	9,03981E-09	15,1
Pascuales138	Salitral138	138 477KCM Z2(2)	138	0,5271363	1,25998	0,134948	0,001298023	9,03981E-09	17,4
Pascuales138	Salitral138	138 477KCM Z2(2)	138	0,5271363	1,25998	0,134948	0,001298023	9,03981E-09	17,4
Pascuales138	Salitral138	138 477KCM Z2(2)	138	0,5271363	1,25998	0,134948	0,001298023	9,03981E-09	17,4
Trinitaria230	Pascuales230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	28,28
POMASQUI138	PomasquiEq138	636 MCM (EEQ)	138	0,78	1,86438	0,0916	0,001065967	1,10364E-08	3,5
POMASQUI138	S/E 19138	636 MCM (EEQ)	138	0,78	1,86438	0,0916	0,001065967	1,10364E-08	14
Quevedo230	Pascuales230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	145,25
Quevedo230	Pascuales230	230 DBLCKT Z2 COSTA	230	0,8860855	3,52991	0,059224	0,001254106	9,36263E-09	145,25
Santa Rosa138	El Carmen138	138 397KCM Z1(QUITO)	138	1	2,39023	0,161655	0,001336978	3,1445E-10	29,3
Eugenio Espejo138	Santa Rosa138	138 636KCM Z1	138	0,78	1,86438	0,09155	0,00106533	1,10296E-08	9
POMASQUI230	Santa Rosa230	SROSA_POM	230	1	3,98372	0,05	0,001326291	9,28404E-09	46
POMASQUI230	Santa Rosa230	SROSA_POM	230	1	3,98372	0,05	0,001326291	9,28404E-09	46
Santa Rosa138	Selva Alegre138	138 636KCM Z1	138	0,78	1,86438	0,09155	0,00106533	1,10296E-08	25
Totoras230	Santa Rosa230	230 DBLCKT Z1	230	0,8584873	3,41997	0,059423	0,001303986	9,03783E-09	110,09
Totoras230	Santa Rosa230	230 DBLCKT Z1	230	0,8584873	3,41997	0,059423	0,001303986	9,03783E-09	110,09
Selva Alegre138	PomasquiEq138	138 636KCM Z1	138	0,78	1,86438	0,09155	0,00106533	1,10296E-08	18
Selva Alegre138	S/E 19138	138 636KCM Z1	138	0,78	1,86438	0,09155	0,00106533	1,10296E-08	8,5
Salitral69	Emelec Salitral69	L ELECTROQUIL 69	69	1,58	1,88828	0,0312	0,00026234	5,31E-12	0,01
San Idelfonso138	Machala138	138 397.5KCM Z2	138	0,4745958	1,13439	0,160646	0,001260223	9,12876E-09	21
San Idelfonso138	Machala138	138 397.5KCM Z2	138	0,4745958	1,13439	0,160646	0,001260223	9,12876E-09	21
San Idelfonso138	Machala Power138	230 DBLCKT Z2	138	0,8584873	2,05198	0,059236	0,001276396	8,95193E-09	11,2
Totoras230	Molino230	230 DBLCKT Z1	230	0,8584873	3,41997	0,059423	0,001303986	9,03783E-09	200,2
Riobamba230	Totoras230	230 DBLCKT Z1	230	0,8584873	3,41997	0,059423	0,001303986	9,03783E-09	42,88
Salitral138	Trinitaria138	L TRINITAL	138	0,886	2,11774	0,05922	0,001254106	9,36255E-09	11
Mulalo138	Vicentina138	138 477KCM Z1	138	0,4685335	1,1199	0,134852	0,001318872	8,80896E-09	74
Ambato138	Pucara138	138 477KCM Z1	138	0,4685335	1,1199	0,134852	0,001318872	8,80896E-09	27,74

Pucara138	Mulalo138	138 477KCM Z1	138	0,4685335	1,1199	0,134852	0,001318872	8,80896E-09	35
Santa Rosa138	Vicentina138	138 477KCM Z1	138	0,4685335	1,1199	0,134852	0,001318872	8,80896E-09	18,5
Chone138	Severino138	138 397.5KCM Z2(2)	138	0,4735566	1,13191	0,161776	0,001316413	8,9079E-09	30,25
Agoyan138	Totoras138	138 636KCM Z1	138	0,78	1,86438	0,09155	0,00106533	1,10296E-08	33
Totoras138	Agoyan138	138 636KCM Z1	138	0,78	1,86438	0,09155	0,00106533	1,10296E-08	33
Ambato138	Totoras138	138 397.5KCM Z1	138	0,4162818	0,99501	0,160514	0,001335061	8,75519E-09	7
Vicentina138	Ibarra138	138 477KCM Z1	138	0,4685335	1,1199	0,134852	0,001318872	8,80896E-09	80
Vicentina138	Ibarra138	138 477KCM Z1	138	0,4685335	1,1199	0,134852	0,001318872	8,80896E-09	80
Electroquil138	Posorja138	138 397.5KCM Z2	138	0,4745958	1,13439	0,160646	0,001260223	9,12876E-09	83,34

Transformadores de dos devanados.

NODO PRIMARIO	NODO SECUNDARIO	S _N (MVA)	VOLTAJE (KV)	RADIO	R [pu]	X [pu]
Guangopolo138	Guangopolo6.6	40	138	20,90909091	0,008818238	0,440911826
Santa Rosa138	Santa Rosa 13.8 13.8 TG1	28	138	10	0,008569714	0,42848574
Santa Rosa138	Santa Rosa 13.8 13.8 TG2	28	138	10	0,008569714	0,42848574
Santa Rosa138	Santa Rosa 13.8 13.8 TG3	28	138	10	0,008569714	0,42848574
Agoyan138	Agoyan13.8	85	138	10	0,002928803	0,146440127
Pucara138	Pucara 13.8 U1	40	138	10	0,005083983	0,254199165
Agoyan138	Agoyan13.8 U2	85	138	10	0,002928803	0,146440127
Pucara138	Pucara13.8	40	138	10	0,005083983	0,254199165
Emelec Salitral69	Emelec Salitral 13.8 AT1	66	69	5	0,00279944	0,139972008
Emelec Salitral69	Emelec Salitral 13.8 AT2	48	69	5	0,00279944	0,139972008
Trinitaria138	Victoria13.8	160	138	10	0	0,1027
PomasquiEq138	PomasquiEq23	33	138	6	0,01026461	0,504137938
Eugenio Espejo138	Eugenio Espejo23	33	138	6	0,01026461	0,504380412
Esmeraldas138	EsmeraldasU 13.8	160	138	10	0,001375725	0,068786244
Santa Rosa46	Santa Rosa 13.8 G.GUAN	44	46	3,333333333	0,013179184	0,65895913
Santa Rosa46	Santa Rosa 13.8 G.HER	44	46	3,333333333	0,009093636	0,4546818

Emelec Salitral69	Emelec Salitral 13.8 TG1	22	69	5	0,008352874	0,417643752
Emelec Salitral69	Emelec Salitral 13.8 TG2	22	69	5	0,008352874	0,417643752
Emelec Salitral69	Emelec Salitral 13.8 TG3	22	69	5	0,008352874	0,417643752
Salitral69	Gonzalo Zevallos 13.8 TG4	35	69	5	0,008918212	0,445910827
Emelec Salitral69	Emelec Salitral 13.8 TG5	26,7	69	5	0,008912075	0,445603772
Emelec Salitral69	Emelec Salitral 13.8 TG6	26,7	69	5	0,008912075	0,445603772
Electroquil138	Electroquil69	60	138	2	0	0,15
Salitral69	Gonzalo Zevallos 13.8 TV2	86	69	5	0,002750612	0,137530636
Salitral69	Gonzalo Zevallos 13.8 TV3	86	69	5	0,002750612	0,137530636
Molino230	Molino 13.8 U10	134	230	16,66666667	0,001938418	0,096920916
Daule Peripa138	Daule Peripa 13.8 U1	95	138	10	0,002925731	0,146286535
Electroquil69	Electroquil 13.8 U1	86	69	5	0,004529327	0,226466339
Machala Power138	Machala Power13.8 U1	78	138	10	0,001462747	0,146274738
Pascuales69	Pascuales13.8	114	69	5	0,002045205	0,102260252
Molino138	Molino 13.8 U1	114	138	10	0,002145185	0,107259252
Trinitaria138	Trinitaria13.8	160	138	10	0,001374725	0,068736254
Emelec Salitral69	Emelec Salitral 13.8 VASAN	40	69	5	0,002339883	0,233988301
Daule Peripa138	Daule Peripa 13.8 U2	95	138	10	0,002925731	0,146286535
Electroquil69	Electroquil 13.8 U2	86	69	5	0,001918221	0,095911052
Machala Power138	Machala Power 13.8 U2	78	138	10	0,001462747	0,146274738
Molino138	Molino 13.8 U2	114	138	10	0,002145185	0,107259252
Daule Peripa138	Daule Peripa 13.8 U3	95	138	10	0,002925731	0,146286535
Electroquil138	Electroquil 13.8 U3	50	138	10	0,006530692	0,3265347
Molino138	Molino 13.8 U3	114	138	10	0,002145185	0,107259252
Electroquil138	Electroquil 13.8 U4	50	138	10	0,006530692	0,3265347
Molino138	Molino 13.8 U4	114	138	10	0,002145185	0,107259252
Molino138	Molino 13.8 U5	114	138	10	0,002145185	0,107259252
Molino230	Molino 13.8 U6	134	230	16,66666667	0,001938418	0,096920916
Molino230	Molino 13.8 U7	134	230	16,66666667	0,001938418	0,096920916
Molino230	Molino 13.8 U8	134	230	16,66666667	0,001938418	0,096920916
Molino230	Molino 13.8 U9	134	230	16,66666667	0,001938418	0,096920916

Transformadores de tres devanados.

Nodo primario	Nodo secundario	Nodo terciario	S ₁ (MVA)	S ₂ (MVA)	S ₃ (MVA)	VN ₁ [kV]	VN ₂ [kV]	VN ₃ [kV]	R ₁₂ [pu]	R ₁₃ [pu]	R ₂₃ [pu]	X ₁₂ [pu]	X ₁₃ [pu]	X ₂₃ [pu]
Tulcan138	Tulcan69	TulcanT13.8	33	33	11	138	69	13,8	0,007621671	0,002380165	0,002654729	0,223203243	0,786057003	0,481507833
Esmeraldas138	Esmeraldas69	EsmeraldasT13.8	75	75	25	138	69	13,8	0,000889244	0,0003632	0,000611556	0,124996837	0,505466536	0,946666469
Portoviejo138	Portoviejo69	Portoviejo13.8 T1	75	75	25	138	69	13,8	0,000889244	0,0003632	0,000611556	0,124996837	0,505466536	0,946933136
Portoviejo138	Portoviejo69	Portoviejo13.8 T2	75	75	25	138	69	13,8	0,000889244	0,0003632	0,000611556	0,125063505	0,487333198	0,915999796
Ambato138	Ambato69	AmbatoT13.8	44	44	14	138	69	13,8	0,005057335	0,003623554	0,003246384	0,159215154	0,549988063	0,368167506
Molino230	Molino138	Molino13.8 T1	375	375	100	230	138	13,8	4,06756E-05	2,13333E-05	2,11911E-05	0,019399957	0,129093332	0,101093331
Molino230	Molino138	Molino13.8 T2	375	375	100	230	138	13,8	4,06756E-05	2,13333E-05	2,11911E-05	0,019399957	0,129093332	0,101093331
Dos Cerritos230	Dos Cerritos69	Dos Cerritos TT 13.8	167	167	45	230	69	13,8	0,000631539	0,000104486	7,12826E-05	0,058439701	0,035149545	0,119041895
Milagro230	Milagro69	Milagro13.8 T1	167	167	45	230	69	13,8	0,000457528	0,000111513	0,000107569	0,044698257	0,097425086	0,040898062
Babahoyo138	Babahoyo69	BabahoyoT13.8	66	66	22	138	69	13,8	0,001472107	0,000528237	0,000535468	0,093988472	0,445757263	0,339242002
Chone138	Chone69	ChoneT13.8	60	60	20	138	69	13,8	0,003653611	0,001647222	0,001625	0,135117278	0,498497278	0,305495678
Cuenca138	Cuenca69	CuencaT13.8	100	100	27	138	69	13,8	0,000768	0,000242	0,000152	0,068995726	0,252499884	0,324699964
Ibarra138	Ibarra69	Ibarra13.8T1	33	33	10	138	69	13,8	0,003644628	0,001269972	0,001353535	0,199966789	0,966665832	0,716665388
Loja138	Loja69	LojaT13.8	66	66	22	138	69	13,8	0,003652204	0,001149908	0,001171947	0,109939353	0,382574029	0,243482028
Machala138	Machala69	MachalaATQ 13.8	100	100	33	138	69	13,8	0,0007058	0,0002349	0,0002285	0,071496516	0,254699892	0,157399834
Mulalo138	Mulalo69	MulaloT13.8	66	66	22	138	69	13,8	0,001450574	0,00053719	0,0005427	0,092988687	0,442575432	0,339090475
Policentro138	Policentro69	PolicentroT13.8	150	150	50	138	69	13,8	0	0	0	0,087933333	0,336	0,637733333
Posorja138	Posorja69	PosorjaT13.8	33	33	11	138	69	13,8	0,007759412	0,002386593	0,002690542	0,226867343	0,785147888	0,478477284
Salitral138	Salitral69	Salitral13.8 T1	150	150	30	138	69	13,8	0,000389156	9,54222E-05	0,000125689	0,056398657	0,233533314	0,158333283
Santa Elena138	Santa Elena69	Santa ElenaT13.8	66	66	20	138	69	13,8	0,003524334	0,001160468	0,001171717	0,109443269	0,38393764	0,243482029
Totoras138	Totoras69	Totoras13.8 T2	100	100	33	138	69	13,8	0,0002593	0,000097	0,000096	0,084299601	0,354999987	0,23349998
Trinitaria138	Trinitaria69	Trinitaria13.8 T2	150	150	50	138	69	13,8	0,000410089	0,000157067	0,000227511	0,052098386	0,198599938	0,358533261
Santo Domingo138	Sto Domingo69	Sto Domingo13.8 T2	100	100	27	138	69	13,8	0,000756	0,000264	0,000152	0,06919587	0,343899899	0,251899954
Quevedo138	Quevedo69	Quevedo13.8 T2	168	168	56	138	69	13,8	0,001960225	0,00078733	0,000802423	0,050974228	0,1802959	0,115651978
Salitral138	Salitral69	Salitral13.8 T2	150	150	30	138	69	13,8	0,000389156	9,54222E-05	0,000125689	0,056398657	0,233533314	0,158333283
Pascuales230	Pascuales138	Pascuales13.8 T1	375	375	100	230	138	13,8	0,000114844	5,71733E-05	5,89511E-05	0,019386327	0,129093321	0,101093316
Quevedo230	Quevedo138	Quevedo13.8 T1	167	167	45	230	138	13,8	0,000311951	0,000187529	2,94023E-05	0,044070752	0,159580728	0,103293409
Totoras230	Totoras138	TotorasT 13.8	100	100	33	230	138	13,8	0,00026	0,000096	0,000096	0,08659961	0,404399989	0,282999984

Trinitaria230	Trinitaria138	Trinitaria13.8 T1	225	225	75	230	138	13,8	0,000124049	6,43556E-05	8,07309E-05	0,058310979	0,206888879	0,143999977
Santo Domingo230	Santo Domingo138	Santo Domingo13.8 T	167	167	45	230	138	13,8	0,000311951	0,000187529	0,000136972	0,043591698	0,154490904	0,103113681
Milagro230	Milagro138	MilagroT 13.8	225	225	75	230	138	13,8	0,000124741	5,98519E-05	7,96247E-05	0,052622074	0,207022214	0,137999977
Pascuales230	Pascuales138	Pascuales13.8 T2	375	375	100	230	138	13,8	0,000114844	5,71733E-05	5,89511E-05	0,019386327	0,129093321	0,101093316
Santa Rosa230	Santa Rosa138	Santa Rosa13.8 T1	375	375	100	230	138	13,8	0,000117973	5,06311E-05	5,70311E-05	0,019599645	0,129199999	0,101199984
Ibarra 138_T	Ibarra 69_MOV	Ibarra13.8 T2	30	30	10	138	69	13,8	0	0	0	0,833333333	1,108	0,603
Pascuales138	Pascuales69	Pascuales13.8 T3	224	224	40	138	69	13,2	0,000125478	4,77918E-05	5,31848E-05	0,034999775	0,140089278	0,092499985
POMASQUI230	POMASQUI138	POMASQUIT 13.8	300	300	30	230	138	13,8	0,000179444	8,93333E-05	9,21111E-05	0,039399591	0,20199998	0,258333317
S/E 19138	S/E 1946	S/E 1923	100	100	33	138	46	23	0	0	0	0,1518	0,1209	0,3021
Selva Alegre138	Selva Alegre46	Selva AlegreT13.8	100	100	13	138	46	13,8	0	0	0	0,142	0,3154	0,4924
Ibarra 138_T	Ibarra34.5	Ibarra13.8 T3	50	50	10	138	34,5	13,8	0,0068072	0,00078	0,0006	0,308324864	0,606599499	0,219799181
Vicentina138	Vicentina46	Vicentina13.8 T2	100	100	13	138	46	13,8	0	0	0	0,1399	0,3207	0,4869
Riobamba230	Riobamba69	RiobambaT 13.8	100	100	33	230	69	13,8	0,0010004	0,0001316	0,0000964	0,167297009	0,281699969	0,085999946
Santa Rosa138	Santa Rosa46	Santa Rosa13.8 T2	75	75	25	138	46	13,8	0,004342578	0,000994667	0,000792889	0,20582086	0,401465434	0,149464564
Santa Rosa138	Santa Rosa46	Santa Rosa13.8 T3	75	75	25	138	46	13,8	0,004342578	0,000994667	0,000792889	0,20582086	0,401465434	0,149464564

Capacitores:

Barra	KVnom	MVAr
Ibarra13.8 T1	13,8	6
TulcanT13.8	13,8	3
Ibarra13.8 T3	13,8	6
Machala 13.8	13,8	12
Milagro13.8 T	13,8	18
Policentro13.8	13,8	12
Molino13.8 T1	13,8	10
Molino13.8 T2	13,8	10
Santo Domingo13.8 T1	13,8	10
Pascuales 13.8	13,8	9
Quevedo13.8 T1	13,8	10
Santa Rosa13.8 T1	13,8	20
RiobambaT 13.8	13,8	10
Totoras13.8 T1	13,8	10

Generadores:

Generador	S _N MVA	V _N (KV)	f.p.	Q _{min} MVA	Q _{max} MVA
AGOYAN U1	85	13,8	0,94	-10	30
AGOYAN U2	85	13,8	0,94	-10	30
AMBATO 69	5,5	69	0,8	0	1,2
Alvaro Tinajero 1	54,7	13,8	0,85	-10,94	21,88
Alvaro Tinajero 2	40	13,8	0,9	-10	20
BABAHOYO 69	8,8	69	0,8	-1	1
C. T. ESMERALDAS	156	13,8	0,85	-10	25
COL EQUV	300	230	0,85	-19,23	48,08
CUENCA 69	60	69	0,9	-9	21
CUMBAYA	43,5	46	0,9	-2	12,1
DAULE PERIPA	79,2	13,8	0,9	-30	35
EDC-G1	88,11	13,8	0,85	-40	50
EDC-G2	88,12	13,8	0,85	-40	50
EL CARMEN	9,5	6,6	0,8	0	4
ELECTROQUIL 1	50	13,8	0,9	-10	20
ELECTROQUIL 2	50	13,8	0,91	-10	20
ELECTROQUIL 3	50	13,8	0,9	-10	20
ELECTROQUIL 4	50	13,8	0,9	-10	20
ENERGY CORP	116,3	13,8	0,8	-20	50
ESMERALDAS 69	12	69	0,8	-1	3,2
G ECOLUZ	10	46	0,9	-0,67	2,07
G EL CARMEN	15	6,6	0,9	-1	3,1
G PAPALLACTA	25	138	0,8	0	15

GONZ CEVALLOS TG4	28,5	13,8	0,9	-10	20
GONZ CEVALLOS TV2	85,88	13,8	0,85	-10	42
GONZ CEVALLOS TV3	85,833	13,8	0,85	-10	42
GUAL - HER	31,5	46	0,8	0	6
GUALBERTO HERNAN	43	13,8	0,9	-3	9,2
GUANG+CHILLOS	14,2	13,8	0,8	-2	3,5
GUANGOPOLO	39	6,6	0,9	-1	10
GUANGOPOLO+CHILL	19	13,8	0,9	-2,07	6,31
GUARANDA 69	1	69	0,8	0,5	0,5
G BARCAZA	116,3	13,8	0,9	-20	40
Gas Pascuales	110	13,8	0,9	-10	20
IBARRA 34	8,78	34,5	0,9	-1	2,8
IPIALES 115	40	13,8	0,85	-1	12
LOJA 69	20	69	0,85	0	9,2
MACHALA 69	15	69	0,9	-1	4
MANTA 69	11	69	0,9	-0,2	4,5
MEXICO	20	13,8	0,8	-1	1
MILAGRO 69	8,6	69	0,8	0	3
MULALO 69	12	69	0,8	0	4,45
NAYON	32	46	0,9	-1	12
PAPALLACTA 138	10	138	0,8	0	4
PAUTE AB	112	13,8	0,9	-40	60
PAUTE C	127,7	13,8	0,9	-60	60
PUCARA U1	40	13,8	0,9	-15	15
PUCARA U2	42,2	13,8	0,9	-15	15
Power Barge I	38,42	69	0,78	-6	24
RIOBAMBA 69	17	69	0,9	-4,25	4,25
Sta ELENA 69	10,8	69	0,8	-1	1,5
Sta ROSA TG1	30	13,8	0,6	-11	24
Sta ROSA TG2	30	13,8	0,6	-11	24
Sta ROSA TG3	30	13,8	0,6	-11	24
TG1 Anibal Santos	28,2	13,8	0,85	-1	4
TG2 Anibal Santos	28,2	13,8	0,85	-1	4
TG3 Anibal Santos	28,2	13,8	0,85	-10	20
TG5 Anibal Santos	28,5	13,8	0,85	-10	20
TG6 Anibal Santos	29,6	13,8	0,9	-10	20
TULCAN 69	7	69	0,85	0	1,5
V-TRINITARIA	156,5	13,8	0,85	-20	75
VPVG-EME	28,2	69	0,8	-10	15
Vapor Anibal Santos	36,67	13,8	0,9	-2	10

Cargas.

CARGA	BARRA	P (MW)	Q (MVAr)	Voltaje Máximo	Voltaje Mínimo
AMBATO	Ambato69	33,9	5,5	0,97	1,03
C CALDERON EEQ	PomasquiEq23	25,3	5	0,97	1,03
C EUG ESPEJO EEQ	Eugenio Espejo23	5,8	1,8	0,97	1,03
C S/E 19 EEQ	S/E 1946	93,2	10	0,97	1,03
C SANTA ROSA EEQ	Santa Rosa46	137,5	26,1	0,97	1,03
C SELVA ALEGRE E	Selva Alegre46	77,2	12	0,97	1,03
C_C.SUR_CUE	Cuenca69	119,4	31,1	0,97	1,03
C_CEDEGE_EQL	Electroquil69	0	0	0,97	1,03
C_CEDEGE_PAS	CEDEGE138	0	0	0,95	1,05
C_CRM_SEVE	Severino138	0	0	0,95	1,05
C_E.E. Riobamba	Riobamba69	51,7	10,8	0,97	1,03
C_E.E.Q. Vicentina	Vicentina46	99,5	18,2	0,97	1,03
C_EERSSSA_LOJ	Loja69	38	7,4	0,97	1,03
C_EMELEC_PAS	Pascuales69	98,7	25,2	0,97	1,03
C_EMELEC_POL	Policentro69	111,3	21,6	0,97	1,03
C_EMELEC_SAL	Emelec Salitral69	231,1	63,5	0,97	1,03
C_EMELEC_TRI	Trinitaria69	108,9	34	0,97	1,03
C_EMELESA_ESM	Esmeraldas69	54,2	17,2	0,97	1,03
C_EMELGUR_DCE	Dos Cerritos 69	52,5	16,8	0,97	1,03
C_EMELGUR_MIL	Milagro69	7	1,8	0,97	1,03
C_EMELGUR_PAS	Pascuales69	45,2	15,9	0,97	1,03
C_EMELGUR_QVD	Quevedo 69	44,9	11,6	0,97	1,03
C_EMELNORTE Tulc	Tulcan69	13,4	3,2	0,97	1,03
C_EMELORO_MAC	Machala69	78,2	26,1	0,97	1,03
C_EMELRIOS_BAB	Babahoyo69	43,2	12	0,97	1,03
C_EMELSAD_DOM	Sto Domingo69	51,6	11,3	0,97	1,03
C_EMEPE_POS	Posorja69	11,3	1,8	0,97	1,03
C_EMEPE_SEL	Santa Elena69	34,5	9,5	0,97	1,03
C_GUANGOPOLO	Guangopolo6.6	0	0	0,95	1,05
C_IBARRA 34.5	Ibarra34.5	16,4	2,3	0,97	1,03
C_IBARRA 69	Ibarra69	22,4	2,6	0,97	1,03
C_IBARRA MOVIL	Ibarra 69 MOV	13,2	3,2	0,97	1,03
C_MANABI_CHO	Chone69	38,7	10,3	0,97	1,03
C_MANABI_MAN	Manta69	49	8,2	0,97	1,03
C_MANABI_POR	Portoviejo69	65	19	0,97	1,03
C_MILAGRO_MIL	Milagro69	72,3	15,9	0,97	1,03
C_MULALO	Mulalo69	24,3	7,5	0,97	1,03
C_S/E 18 EEQ	PomasquiEq138	39,5	8	0,95	1,05
C_SSAA_CTESM	EsmeraldasU13.8	1	0,3	0,95	1,05
C_SSAA_G1_DPER	Daule Peripa 13.8 U3	0,5	0,2	0,95	1,05
C_SSAA_G2_DPER	Daule Peripa 13.8 U1	0,5	0,2	0,95	1,05
C_SSAA_G3_DPER	Daule Peripa 13.8 U2	0,5	0,2	0,95	1,05
C_SSAA_G_TRI	Trinitaria13.8	1	0,3	0,95	1,05
C_SSAA_G_VICTOR	Victoria13.8	1	0,3	0,95	1,05
C_SSAA_PAU	Molino138	1	0,3	0,95	1,05
C_SSAA_TV2_GZEV	Gonzalo Zevallos 13.8	1	0,3	0,95	1,05
C_SSAA_TV3_GZEV	Gonzalo Zevallos 13.8	1	0,3	0,95	1,05
C_SSAA_U1_AGO	Agoyan13.8 U1	0,3	0,1	0,95	1,05
C_SSAA_U1_ATINA	Emelec Salitral 13.8 A	0,7	0,2	0,95	1,05
C_SSAA_U1_EQUIL	Electroquil 13.8 U1	0,6	0,2	0,95	1,05
C_SSAA_U1_PUC	Pucara13.8 U1	0,3	0,1	0,95	1,05

C_SSAA_U2_AGO	Agoyan13.8 U2	0,3	0,1	0,95	1,05
C_SSAA_U2_EQUIL	Electroquil 13.8 U2	0,6	0,2	0,95	1,05
C_SSAA_U2_PUC	Pucara 13.8 U2	0,3	0,1	0,95	1,05
C_SSAA_U3_EQUIL	Electroquil 13.8 U3	0,9	0,3	0,95	1,05
C_SSAA_U4_EQUIL	Electroquil 13.8 U4	0,9	0,3	0,95	1,05
C_TOTORAS	Totoras69	56,4	10,4	0,97	1,03

B.2 FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO EN EPOCA DE ALTA HIDROLOGIA. (CASO BASE)

Base Solution:

S.N.I.(SISTEMA NACIONALINTERCONECTADO)

FORMATO DE DATOS WSCC/ETMSP

Junio 2005

Loading factor -> 0
 AC buses -> 223
 PV buses -> 41
 X buses -> 0
 Z buses -> 0
 AC elem. -> 258
 V Reg. Trf. -> 0
 PQ Reg. Trf. -> 0
 DC buses -> 0
 DC lines -> 0
 SVCs -> 0
 TCSCs -> 0
 STATCOMs -> 0
 No. Areas -> 0

Iterations -> 5 (Maximum = 50)

Max. p.u. mismatch -> 4.866e-05 (Tolerance = 0.0001)

Reference Bus(es) -> 113 PauteU1 13.8 (Angle=-40.00 deg.)

***** AC RESULTS *****

		L=lower limit		H=higher limit		O=over limit		U=under limit						
A	i Bus	V(pu)	V(kV)	Pg(MW)	Pload	Pshunt	j Bus	C	Pij	Plosses	Iij (A)	kVi/kVj	T	Controlled Bus
n	Name	d(deg)	d(rad)	Qg(MVAR)	Qload	Qshunt	Name	r	Qij	Qlosses		a(deg)		k Name
0	1 AT1	13.8	1.0000	13.80	21.00	0.00	34 E.Sali69	69 1	21.00	0.01	938.34	0.2000		
			-57.48	-1.0032	7.88	0.00			7.88	0.70		0.000		

0	2	AT2	13.8	1.0000	13.80	21.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	21.00	0.01	938.34	0.2000
													7.88	0.70		0.000
0	3	Agoyal38	138	1.0105	139.45	0.00	0.00	0.00	5	AgoyanU213.8	138	1	-77.83	0.17	322.22	10.0000
													-0.67	8.69		0.000
													-77.83	0.17	322.22	10.0000
													-0.67	8.69		0.000
													77.83	0.94	322.22	
													0.67	1.49		
													77.83	0.94	322.22	
													0.67	1.49		
0	4	AgoyanU113.8	138	1.0200	14.08	78.00	0.00	0.00	3	Agoyal38	138	1	78.00	0.17	3222.23	0.1000
													9.36	8.69		0.000
0	5	AgoyanU213.8	138	1.0200	14.08	78.00	0.00	0.00	3	Agoyal38	138	1	78.00	0.17	3222.23	0.1000
													9.36	8.69		0.000
0	6	Amb13.8	138	0.9915	13.68	0.00	0.00	0.00	7	AmbaF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
													0.00	0.00		0.000
0	7	AmbaF	69	0.9915	68.41	0.00	0.00	0.00	6	Amb13.8	138	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00		0.000
													16.81	0.01	143.740	
													2.77	-0.03		
													-16.81	0.01	143.74	0.5000
													-2.77	0.50		0.000
0	8	Ambat138	138	0.9972	137.61	0.00	0.00	0.00	7	AmbaF	69	1	16.81	0.01	71.87	2.0000
													3.27	0.50		0.000
													-42.79	0.11	182.07	
													7.20	-0.09		
													25.98	0.15	117.52	
													-10.47	-1.19		
0	9	Ambato69	69	0.9914	68.41	0.00	16.80	0.00	7	AmbaF	69	1	-16.80	0.01	143.740	
													-2.80	-0.03		
0	10	Baba13.8	138	1.0336	14.26	0.00	0.00	0.00	13	BabaF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
													0.00	0.00		0.000

0	11	Baba138	138	0.9410	129.86	0.00	0.00	0.00	13	BabaF	69	1	46.33	0.02	214.18	1.8000
				-62.56	-1.0919	0.00	0.00	0.00					13.20	2.13		0.000
									86	Milag138	138	1	-46.33	0.65	214.18	
													-13.20	5.43		
0	12	Baba69	69	1.0339	71.34	0.00	46.30	0.00	13	BabaF	69	1	-46.30	0.02	385.530	
				-64.87	-1.1321	0.00	11.20	0.00					-11.20	-0.13		
0	13	BabaF	69	1.0336	71.32	0.00	0.00	0.00	10	Baba13.813.8	138	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
				-65.02	-1.1348	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
									12	Baba69	69	1	46.32	0.02	385.530	
													11.07	-0.13		
									11	Baba138	138	1	-46.32	0.02	385.53	0.5556
													-11.07	2.13		0.000
0	14	CEDEG138	138	0.9890	136.49	0.00	0.00	0.00	105	Pascu138	138	1	0.00	0.00	0.00	
				-60.23	-1.0513	0.00	0.00	0.00					0.00	-0.06		
0	15	Carmel138	138	0.9959	137.43	0.00	0.00	0.00	168	StRos138	138	1	0.00	0.00	0.29	
				-65.24	-1.1386	0.00	0.00	0.00					0.07	-0.07		
									98	Papal138	138	1	0.00	0.00	0.29	
													-0.07	-0.07		
0	16	Cerr13.813.8	138	1.0317	14.24	0.00	0.00	0.00	17	CerriF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-57.89	-1.0103	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	17	CerriF	69	1.0317	71.18	0.00	0.00	0.00	16	Cerr13.813.8	138	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
				-57.89	-1.0103	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
									19	Cerrit69	69	1	65.41	0.01	575.740	
													27.57	3.37		
									18	Cerri230	230	1	-65.41	0.02	575.74	0.3158
													-27.57	-0.62		0.000
0	18	Cerri230	230	0.9770	224.71	0.00	0.00	0.00	17	CerriF	69	1	65.43	0.02	181.81	3.1667
				-58.35	-1.0184	0.00	0.00	0.00					26.95	-0.62		0.000
									106	Pascu230	230	1	43.15	0.02	111.18	
													-3.21	-1.61		
									87	Milag230	230	1	-108.58	0.61	285.58	
													-23.74	-2.85		

0	19	Cerrit69	69	1.0135	69.93	0.00	65.40	0.00	17	CerriF	69	1	-65.40	0.01	575.740			
				-60.43	-1.0548	0.00	24.20	0.00					-24.20	3.37				
0	20	Chon13.813	8	0.9787	13.51	0.00	0.00	0.00	23	ChoneF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000		
				-73.59	-1.2844	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.00	0.000		
0	21	Chone138	138	1.0001	138.01	0.00	0.00	0.00	23	ChoneF	69	1	42.17	0.04	185.98	2.0000		
				-69.55	-1.2139	0.00	0.00	0.00					14.07	3.24		0.000		
									187	Sever138	138	1	0.00	0.00	8.10			
													-1.94	-1.94				
									31	DPeri138	138	1	-42.17	1.02	183.58			
													-12.13	-1.13				
0	22	Chone69	69	0.9812	67.70	0.00	42.10	0.00	23	ChoneF	69	1	-42.10	0.04	371.960			
				-72.85	-1.2714	0.00	11.40	0.00					-11.40	-0.57				
0	23	ChoneF	69	0.9787	67.53	0.00	0.00	0.00	20	Chon13.813	8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000		
				-73.59	-1.2844	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.00	0.000		
									22	Chone69	69	1	42.14	0.04	371.960			
													10.83	-0.57				
									21	Chone138	138	1	-42.14	0.04	371.96	0.5000		
													-10.83	3.24		0.000		
0	24	Cuen13.813	8	1.0151	14.01	0.00	0.00	0.00	25	CuenF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000		
				-49.79	-0.8689	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.00	0.000		
0	25	CuenF	69	1.0151	70.04	0.00	0.00	0.00	24	Cuen13.813	8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000		
				-49.79	-0.8689	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.00	0.000		
									27	Cuenca69	69	1	93.13	0.03	793.240			
													24.22	6.35				
									26	Cuenc138	138	1	-93.13	0.04	793.24	0.5000		
													-24.22	-0.18		0.000		
0	26	Cuenc138	138	1.0150	140.07	0.00	0.00	0.00	25	CuenF	69	1	93.17	0.04	396.62	2.0000		
				-49.90	-0.8708	0.00	0.00	0.00					24.04	-0.18		0.000		
									89	Molin138	138	2	-64.16	2.27	265.46			
													-5.63	2.55				
									89	Molin138	138	1	-64.16	2.27	265.46			
													-5.63	2.55				

									70 Loja138	138	1	35.14	1.40	154.13			
												-12.78	-8.66				
0	27	Cuenca69	69	1.0000	69.00	42.70	135.80	0.00	25 CuenF	69	1	-93.10	0.03	793.240			
												-17.88	6.35				
0	28	DPeripU113.8	1.0500	14.49	45.00	0.00	0.00	0.00	31 DPeri138	138	1	45.00	0.07	2049.41	0.0975		
												24.91	3.51		0.000		
0	29	DPeripU213.8	1.0500	14.49	45.00	0.00	0.00	0.00	31 DPeri138	138	1	45.00	0.07	2049.41	0.0975		
												24.91	3.51		0.000		
0	30	DPeripU313.8	1.0500	14.49	45.00	0.00	0.00	0.00	31 DPeri138	138	1	45.00	0.07	2049.41	0.0975		
												24.91	3.51		0.000		
0	31	DPeri138	138	1.0417	143.75	0.00	0.00	0.00	30 DPeripU313.8	1		-44.93	0.07	199.87	10.2536		
												-21.40	3.51		0.000		
									29 DPeripU213.8	1		-44.93	0.07	199.87	10.2536		
												-21.40	3.51		0.000		
									28 DPeripU113.8	1		-44.93	0.07	199.87	10.2536		
												-21.40	3.51		0.000		
									150 Quevel138	138	2	-21.99	0.18	91.17			
												5.63	-2.44				
									150 Quevel138	138	1	-21.99	0.18	91.17			
												5.63	-2.44				
									135 Portol138	138	2	67.79	3.43	285.00			
												20.97	3.31				
									135 Portol138	138	1	67.79	3.43	285.00			
												20.97	3.31				
									21 Chonel138	138	1	43.19	1.02	179.01			
												11.01	-1.13				
0	32	EEspe138	138	0.9912	136.79	0.00	0.00	0.00	33 E.Espe23	23	1	6.40	0.00	28.63	6.0000		
												2.24	0.24		0.000		
									168 StRos138	138	1	-50.32	0.12	219.11			
												-12.77	-0.18				
									173 SAleg138	138	1	43.91	0.18	190.60			
												10.53	-0.60				
0	33	E.Espe23	23	0.9797	22.53	0.00	6.40	0.00	32 EEspe138	138	1	-6.40	0.00	171.81	0.1667		

			-67.65	-1.1808	0.00	2.00	0.00				-2.00	0.24	0.000			
0	34	E.Sali69	69	0.9888	68.23	0.00	273.80	0.00	44	ESalitF2	69	1	20.75	0.00	183.270	
			-59.17	-1.0327	0.00	46.50	0.00						6.20	-0.04		
									43	ESalitF1	69	1	20.75	0.00	183.270	
													6.20	-0.04		
									216	VAsan	13.8	1	-32.97	0.03	280.26	5.0000
													-3.11	2.63	0.000	
									52	G.ZTV3	13.8	1	-72.85	0.15	622.37	5.0000
													-10.13	7.61	0.000	
									51	G.ZTV2	13.8	1	-72.35	0.15	618.27	5.0000
													-10.19	7.51	0.000	
									195	TG5	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00	0.000	
									196	TG6	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00	0.000	
									53	G.ZTV4	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00	0.000	
									194	TG3	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00	0.000	
									193	TG2	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00	0.000	
									192	TG1	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00	0.000	
									1	AT1	13.8	1	-20.99	0.01	187.67	5.0000
													-7.17	0.70	0.000	
									2	AT2	13.8	1	-20.99	0.01	187.67	5.0000
													-7.17	0.70	0.000	
									40	Equil69	69	2	-47.58	0.02	412.43	
													-10.56	0.05		
									40	Equil69	69	1	-47.58	0.02	412.43	
													-10.56	0.05		
									95	P.V.G.69	69	2	0.00	0.00	0.00	
													0.00	0.00		
									95	P.V.G.69	69	1	0.00	0.00	0.00	
													0.00	0.00		
0	35	ElectrU113.8	1.0000	13.80	45.00	0.00	0.00	0.00	40	Equil69	69	1	45.00	0.04	1939.77	0.2000
			-56.63	-0.9884	11.17	0.00	0.00	0.00					11.17	2.06	0.000	

0	36	ElectrU213.8	1.0000	13.80	46.00	0.00	0.00	40	Equil69	69	1	46.00	0.04	1980.64	0.2000
			-56.57	-0.9874	11.19	0.00	0.00					11.19	2.15		0.000
0	37	ElectrU313.8	1.0000	13.80	45.00	0.00	0.00	39	Equil138	138	1	45.00	0.13	1891.07	0.1000
			-50.26	-0.8772	4.26	0.00	0.00					4.26	6.67		0.000
0	38	ElectrU413.8	0.9940	13.72	0.00	0.00	0.00	39	Equil138	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000
			-58.74	-1.0252	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	39	Equil138	0.9940	137.18	0.00	0.00	0.00	40	Equil69	69	1	4.28	0.00	22.28	2.0000
			-58.74	-1.0252	0.00	0.00	0.00					3.12	0.04		0.000
								38	ElectrU413.8	1		0.00	0.00	0.00	10.0000
												0.00	0.00		0.000
								37	ElectrU313.8	1		-44.87	0.13	189.11	10.0000
												2.42	6.67		0.000
								140	Posor138	138	1	15.69	0.18	66.38	
												-1.57	-4.81		
								105	Pascul38	138	1	24.89	0.21	106.09	
												-3.96	-1.76		
0	40	Equil69	0.9894	68.27	0.00	0.00	0.00	39	Equil138	138	1	-4.28	0.00	44.56	0.5000
			-59.12	-1.0318	0.00	0.00	0.00					-3.08	0.04		0.000
								36	ElectrU213.8	1		-45.96	0.04	396.13	5.0000
												-9.04	2.15		0.000
								35	ElectrU113.8	1		-44.96	0.04	387.95	5.0000
												-9.11	2.06		0.000
								34	E.Sali69	69	2	47.60	0.02	412.43	
												10.61	0.05		
								34	E.Sali69	69	1	47.60	0.02	412.43	
												10.61	0.05		
0	41	ESa13.8113.8	0.9893	13.65	0.00	0.00	0.00	43	ESalitF1	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
			-59.06	-1.0308	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	42	ESa13.8213.8	0.9893	13.65	0.00	0.00	0.00	44	ESalitF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
			-59.06	-1.0308	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	43	ESalitF1	0.9893	68.26	0.00	0.00	0.00	41	ESa13.8113.8	1		0.00	0.00	0.00	5.0000
			-59.06	-1.0308	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
								34	E.Sali69	69	1	-20.75	0.00	183.270	

										-6.24	-0.04					
										45 ESali138	138	1	20.75	0.00	183.27	0.5000
													6.24	0.32		0.000
-- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----	0	44	ESalitF2	69	0.9893	68.26	0.00	0.00	0.00	42 ESa13.8213	138	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00	0.00	0.000
										34 E.Sali69	69	1	-20.75	0.00	183.270	
													-6.24	-0.04		
										45 ESali138	138	1	20.75	0.00	183.27	0.5000
													6.24	0.32		0.000
-- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----	0	45	ESali138	138	0.9852	135.96	0.00	0.00	0.00	44 ESalitF2	69	1	-20.75	0.00	91.64	2.0000
													-5.93	0.32		0.000
										43 ESalitF1	69	1	-20.75	0.00	91.64	2.0000
													-5.93	0.32		0.000
										206 Trinil38	138	1	19.57	0.06	172.53	
													35.61	-0.24		
										105 Pascu138	138	2	10.97	0.03	68.64	
													-11.88	-0.99		
										105 Pascu138	138	1	10.97	0.03	68.64	
													-11.88	-0.99		
-- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----	0	46	Esme13.813.8		1.0373	14.31	0.00	0.00	0.00	49 EsmerF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
													0.00	0.00		0.000
-- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----	0	47	Esmer138	138	1.0165	140.28	0.00	0.00	0.00	49 EsmerF	69	1	57.93	0.01	242.68	2.0000
													10.99	-5.32		0.000
										50 EsmerU	13.8	1	-132.07	0.23	543.73	10.0000
													3.28	11.62		0.000
										184 StDom138	138	2	37.07	1.75	155.37	
													-7.14	-4.57		
										184 StDom138	138	1	37.07	1.75	155.37	
													-7.14	-4.57		
-- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----	0	48	Esmer69	69	1.0050	69.34	0.00	57.90	0.00	49 EsmerF	69	1	-57.90	0.02	485.360	
													-6.78	9.53		
-- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----	0	49	EsmerF	69	1.0373	71.57	0.00	0.00	0.00	46 Esme13.813.8		1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00		0.000
										48 Esmer69	69	1	57.92	0.02	485.360	

									-6.73		0.00						
0	60	Iba138_T	138	0.9837	135.75	0.00	0.00	0.00	66	IbaF3	34.5	1	4.10	0.00	28.40	4.0000	
				-70.11	-1.2237	0.00	0.00	0.00			-5.27	0.16			0.000		
										65	IbaF2	69	1	15.60	0.00	71.04	1.9000
												5.97	1.74			0.000	
										213	Tulcal38	138	1	8.81	0.06	49.03	
												-7.44	-4.36				
										59	Iba138	138	1	-28.51	0.00	124.60	
												6.74	0.00				
0	61	Iba34.5	34.5	1.0000	34.50	7.80	11.90	0.00	66	IbaF3	34.5	1	-4.10	0.00	113.580		
				-70.87	-1.2370	1.61	2.20	6.00			5.41	-0.02					
0	62	Iba69	69	0.9852	67.98	0.00	30.00	0.00	64	IbaF1	69	1	-30.00	0.02	255.490		
				-73.67	-1.2857	0.00	3.60	5.82			2.22	-0.23					
0	63	Iba_MOV	69	0.9954	68.68	0.00	15.60	0.00	65	IbaF2	69	1	-15.60	0.00	134.970		
				-77.36	-1.3502	0.00	3.80	0.00			-3.80	0.43					
0	64	IbaF1	69	0.9863	68.06	0.00	0.00	0.00	56	Iba13.8	113.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-74.11	-1.2934	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00			0.000		
										62	Iba69	69	1	30.02	0.02	255.490	
												-2.46	-0.23				
										59	Iba138	138	1	-30.02	0.02	255.49	0.5000
												2.46	2.10			0.000	
0	65	IbaF2	69	1.0020	69.14	0.00	0.00	0.00	57	Iba13.8	213.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-75.89	-1.3245	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00			0.000		
										63	Iba_MOV	69	1	15.60	0.00	134.970	
												4.23	0.43				
										60	Iba138_T	138	1	-15.60	0.00	134.97	0.5263
												-4.23	1.74			0.000	
0	66	IbaF3	34.5	1.0022	34.58	0.00	0.00	0.00	58	Iba13.8	313.8	1	0.00	0.00	0.00	2.5000	
				-70.95	-1.2384	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00			0.000		
										61	Iba34.5	34.5	1	4.10	0.00	113.580	
												-5.43	-0.02				
										60	Iba138_T	138	1	-4.10	0.00	113.58	0.2500
												5.43	0.16			0.000	

0	67	Jam220	220	1.0800	237.60	200.00	0.00	0.00	131	Poma230	230	2	100.00	2.10	244.95		
				-52.27	-0.9122	25.47	0.00	0.00					12.73	-23.63			
									131	Poma230	230	1	100.00	2.10	244.95		
													12.73	-23.63			
0	68	Junta138	138	0.9646	133.12	0.00	0.00	0.00	105	Pascu138	138	1	-48.47	0.98	211.03		
				-63.48	-1.1080	0.00	0.00	0.00					-4.30	0.03			
									189	StElE138	138	1	48.47	1.29	211.03		
													4.30	0.30			
0	69	Loja13.813.8		1.0112	13.95	0.00	0.00	0.00	72	LojaF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-59.68	-1.0415	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.0000	
0	70	Loja138	138	1.0059	138.81	0.00	0.00	0.00	72	LojaF	69	1	33.74	0.02	141.39	2.0000	
				-57.30	-1.0001	0.00	0.00	0.00					-4.11	1.42		0.0000	
									26	Cuenc138	138	1	-33.74	1.40	141.39		
													4.11	-8.66			
0	71	Loja69	69	1.0098	69.68	0.00	40.60	0.00	73	LojaG	69	1	-6.90	0.00	60.07	1.0000	
				-59.40	-1.0367	0.00	9.10	12.24					-2.23	0.00		0.0000	
									72	LojaF	69	1	-33.70	0.02	282.780		
													5.36	-0.17			
0	72	LojaF	69	1.0112	69.77	0.00	0.00	0.00	69	Loja13.813.8		1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-59.68	-1.0415	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.0000	
									71	Loja69	69	1	33.72	0.02	282.780		
													-5.53	-0.17			
									70	Loja138	138	1	-33.72	0.02	282.78	0.5000	
													5.53	1.42		0.0000	
0	73	LojaG	69	1.0100	69.69	6.90	0.00	0.00	71	Loja69	69	1	6.90	0.00	60.07	1.0000	
				-59.40	-1.0367	2.23	0.00	0.00					2.23	0.00		0.0000	
0	74	MPowU1	13.8	1.0200	14.08	65.00	0.00	0.00	78	MachP138	138	1	65.00	0.06	2702.07	0.1000	
				-46.11	-0.8047	10.72	0.00	0.00					10.72	6.10		0.0000	
0	75	MPowU2	13.8	1.0200	14.08	66.00	0.00	0.00	78	MachP138	138	1	66.00	0.06	2743.10	0.1000	
				-46.02	-0.8033	10.80	0.00	0.00					10.80	6.29		0.0000	

0	76	Mach13.813.8	0.9789	13.51	0.00	0.00	0.00	77	MachalaF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
			-59.59	-1.0400	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	77	MachalaF	69	0.9789	67.55	0.00	0.00	0.00	76	Mach13.813.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-59.59	-1.0400	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
									80	Machal69	69	1	94.73	0.03	812.160	
													7.36	-1.22		
									79	Machal38	138	1	-94.73	0.03	812.16	0.5000
													-7.36	7.95		0.000
0	78	MachPl38	138	1.0080	139.10	0.00	0.00	0.00	75	MPowU2	13.8	1	-65.94	0.06	274.31	10.0000
				-51.40	-0.8972	0.00	0.00	0.00					-4.51	6.29		0.000
									74	MPowU1	13.8	1	-64.94	0.06	270.21	10.0000
													-4.61	6.10		0.000
									175	SIde1138	138	1	130.88	0.59	544.52	
													9.13	4.07		
0	79	Machal38	138	0.9890	136.48	0.00	0.00	0.00	77	MachalaF	69	1	94.77	0.03	406.08	2.0000
				-54.85	-0.9573	0.00	0.00	0.00					15.31	7.95		0.000
									175	SIde1138	138	2	-47.38	0.42	203.04	
													-7.65	-0.13		
									175	SIde1138	138	1	-47.38	0.42	203.04	
													-7.65	-0.13		
0	80	Machal69	69	0.9797	67.60	0.00	94.70	0.00	77	MachalaF	69	1	-94.70	0.03	812.160	
				-58.85	-1.0271	0.00	20.10	11.52					-8.58	-1.22		
0	81	Manta69	69	0.9800	67.62	5.00	56.40	0.00	136	Porto69	69	1	-25.70	1.23	223.77	
				-80.69	-1.4084	0.02	10.30	0.00					-5.14	2.32		
									136	Porto69	69	1	-25.70	1.23	223.77	
													-5.14	2.32		
0	82	Mi13.8-113.8	0.9778	13.49	0.00	0.00	0.00	85	MilagF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-58.66	-1.0238	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
0	83	Mi13.8-213.8	1.0044	13.86	0.00	0.00	0.00	84	MilagF1	138	1	0.00	0.73	504.26	0.1000	
				-59.93	-1.0460	0.00	0.00	12.11				12.11	0.21		0.000	
0	84	MilagF1	138	0.9886	136.43	0.00	0.00	0.00	83	Mi13.8-213.8	1	0.73	0.73	50.43	10.0000	
				-56.44	-0.9850	0.00	0.00	0.00				-11.89	0.21		0.000	

									86 Milag138	138	1	12.87	0.00	85.66		
												15.63	-0.03			
									87 Milag230	230	1	-13.59	0.00	59.65	0.6000	
												-3.73	0.12		0.000	
--	0	85 MilagF2	69	0.9778	67.47	0.00	0.00	0.00	82 Mil13.8-113.8	138	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
												0.00	0.00		0.000	
									88 Milag69	69	1	90.52	0.02	799.150		
												22.95	-0.55			
									87 Milag230	230	1	-90.52	0.02	799.15	0.3000	
												-22.95	4.62		0.000	
--	0	86 Milag138	138	0.9899	136.61	0.00	0.00	0.00	84 MilagF1	138	1	-12.87	0.00	85.66		
												-15.66	-0.03			
									175 SIdel138	138	1	-17.06	0.29	72.36		
												-1.48	-6.47			
									175 SIdel138	138	1	-17.06	0.29	72.36		
												-1.48	-6.47			
									11 Babal38	138	1	46.98	0.65	213.59		
												18.63	5.43			
--	0	87 Milag230	230	0.9910	227.93	0.00	0.00	0.00	84 MilagF1	138	1	13.59	0.00	35.79	1.6667	
												3.86	0.12		0.000	
									85 MilagF2	69	1	90.54	0.02	239.75	3.3333	
												27.57	4.62		0.000	
									90 Molin230	230	2	-155.06	3.80	401.97		
												-33.75	5.34			
									90 Molin230	230	1	-155.06	3.80	401.97		
												-33.75	5.34			
									106 Pascu230	230	1	96.79	0.59	248.17		
												15.17	-4.84			
									18 Cerri230	230	1	109.19	0.61	281.62		
												20.90	-2.85			
--	0	88 Milag69	69	0.9790	67.55	0.00	90.50	0.00	85 MilagF2	69	1	-90.50	0.02	799.150		
												-23.50	-0.55			
--	0	89 Molin138	138	1.0625	146.62	0.00	0.00	0.00	112 PauF2	138	1	168.60	0.01	676.970		
												33.65	-1.05			
									111 PauF1	138	1	168.60	0.01	676.970		

								117 PauteU5	13.8	1	33.65	-1.05						
											-99.80	0.20	398.06	10.2536				
											-16.14	10.21		0.000				
								116 PauteU4	13.8	1	-99.80	0.20	398.06	10.2536				
											-16.14	10.21		0.000				
								115 PauteU3	13.8	1	-99.80	0.20	398.06	10.2536				
											-16.14	10.21		0.000				
								114 PauteU2	13.8	1	-99.80	0.20	398.06	10.2536				
											-16.14	10.21		0.000				
								113 PauteU1	13.8	1	-70.86	0.11	289.00	10.2536				
											-19.13	5.38		0.000				
								26 Cuenc138	138	2	66.42	2.27	263.52					
											8.19	2.55						
								26 Cuenc138	138	1	66.42	2.27	263.52					
											8.19	2.55						
0	90	Molin230	230	1.0591	243.60	0.00	0.00	0.00										
				-45.63	-0.7964	0.00	0.00	0.00	112 PauF2	138	1	-168.04	0.01	400.41	1.6667			
											-17.50	6.03		0.000				
								111 PauF1	138	1	-168.04	0.01	400.41	1.6667				
											-17.50	6.03		0.000				
								121 PauteU9	13.8	1	-99.81	0.19	242.40	17.0870				
											-22.31	9.50		0.000				
								120 PauteU8	13.8	1	-99.81	0.19	242.40	17.0870				
											-22.31	9.50		0.000				
								119 PauteU7	13.8	1	-99.81	0.19	242.40	17.0870				
											-22.31	9.50		0.000				
								118 PauteU6	13.8	1	-99.81	0.19	242.40	17.0870				
											-22.31	9.50		0.000				
								122 PauteU10	13.8	1	-99.81	0.19	242.40	17.0870				
											-22.31	9.50		0.000				
								200 Totor230	230	1	111.14	2.56	263.42					
											-0.17	-17.79						
								155 Rioba230	230	1	123.61	2.50	293.66					
											8.54	-9.92						
								106 Pascu230	230	2	141.33	4.21	342.43					
											30.01	-0.74						
								106 Pascu230	230	1	141.33	4.21	342.43					
											30.01	-0.74						
								87 Milag230	230	2	158.85	3.80	387.72					
											39.08	5.34						

									87 Milag230	230	1	158.85	3.80	387.72			
												39.08	5.34				
0	91	Mula13.813.8	1.0131	13.98	0.00	0.00	0.00	0.00	92 MulaloF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000		
												0.00	0.00	0.00	0.000		
0	92	MulaloF	69	1.0131	69.90	0.00	0.00	0.00	91 Mula13.813.8	1	1	0.00	0.00	0.00	5.0000		
												0.00	0.00	0.00	0.000		
									94 Mulalo69	69	1	47.62	0.02	408.980			
												13.58	-0.12				
									93 Mulal138	138	1	-47.62	0.02	408.98	0.5263		
												-13.58	2.35	0.000			
0	93	Mulal138	138	0.9762	134.72	0.00	0.00	0.00	92 MulaloF	69	1	47.63	0.02	215.25	1.9000		
												15.93	2.35	0.000			
									145 Pucar138	138	1	-89.43	2.08	383.41			
												2.45	5.52				
									219 Vicen138	138	1	41.80	1.10	195.68			
												-18.38	-0.45				
0	94	Mulalo69	69	1.0134	69.92	0.00	47.60	0.00	92 MulaloF	69	1	-47.60	0.02	408.980			
												-13.70	-0.12				
0	95	P.V.G.69	69	0.9888	68.23	0.00	0.00	0.00	34 E.Sali69	69	2	0.00	0.00	0.00			
												0.00	0.00				
									34 E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00			
												0.00	0.00				
0	96	Panam115	115	0.9896	113.80	0.00	0.00	0.00	97 Panam138	138	1	0.00	0.00	0.00	0.8333		
												0.00	0.00	0.000			
0	97	Panam138	138	0.9896	136.56	0.00	0.00	0.00	96 Panam115	115	1	0.00	0.00	0.00	1.2000		
												0.00	0.00	0.000			
									213 Tulcal38	138	1	0.00	0.00	0.00			
												0.00	-0.94				
0	98	Papal138	138	0.9959	137.44	0.00	0.00	0.00	15 Carmel138	138	1	0.00	0.00	0.00			
												0.00	-0.07				
0	99	Pascu-1	13.8	0.9813	13.54	0.00	0.00	0.00	102 PascuF1	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000		

				-60.59	-1.0575	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00	0.000			
0	100	Pascu-2	13.8	0.9918	13.69	0.00	0.00	0.00	103	PascuF2	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000	
				-60.56	-1.0569	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
0	101	Pascu-3	13.8	1.0064	13.89	0.00	0.00	0.00	104	PascuF3	69	1	0.00	0.41	378.93	0.2000	
				-61.32	-1.0703	0.00	0.00	-9.12					-9.12	0.08	0.000		
0	102	PascuF1	138	0.9813	135.42	0.00	0.00	0.00	99	Pascu-1	13.8	1	0.00	0.00	0.00	10.0000	
				-60.59	-1.0575	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
									105	Pascu138	138	1	149.71	0.04	1034.470		
													190.96	-2.45			
									106	Pascu230	230	1	-149.71	0.04	1034.47	0.6316	
													-190.96	14.48	0.000		
0	103	PascuF2	138	0.9918	136.86	0.00	0.00	0.00	100	Pascu-2	13.8	1	0.00	0.00	0.00	10.0000	
				-60.56	-1.0569	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
									105	Pascu138	138	1	140.69	0.01	654.910		
													-65.64	-0.98			
									106	Pascu230	230	1	-140.69	0.01	654.91	0.6000	
													65.64	5.81	0.000		
0	104	PascuF3	69	1.0163	70.13	0.00	0.00	0.00	101	Pascu-3	13.8	1	0.41	0.41	75.79	5.0000	
				-63.88	-1.1149	0.00	0.00	0.00					9.20	0.08	0.000		
									107	Pascua69	69	1	162.62	0.02	1392.140		
													46.34	-1.66			
									105	Pascu138	138	1	-163.03	0.02	1417.96	0.5263	
													-55.54	11.86	0.000		
0	105	Pascu138	138	0.9890	136.49	0.00	0.00	0.00	104	PascuF3	69	1	163.05	0.02	746.29	1.9000	
				-60.23	-1.0513	0.00	0.00	0.00					67.39	11.86	0.000		
									103	PascuF2	138	1	-140.67	0.01	654.910		
													64.66	-0.98			
									102	PascuF1	138	1	-149.67	0.04	1034.470		
													-193.40	-2.45			
									45	ESali138	138	2	-10.93	0.03	65.28		
													10.89	-0.99			
									45	ESali138	138	1	-10.93	0.03	65.28		
													10.89	-0.99			
									125	Polic138	138	2	62.20	0.45	272.29		

									125 Polici138 138 1	16.55	0.70			
										62.20	0.45	272.29		
										16.55	0.70			
									68 Junta138 138 1	49.44	0.98	209.95		
										4.33	0.03			
									39 Equil138 138 1	-24.69	0.21	104.85		
										2.20	-1.76			
									14 CEDEG138 138 1	0.00	0.00	0.27		
										-0.06	-0.06			
--	0	106	Pascu230 230	0.9767	224.65	0.00	0.00	0.00	103 PascuF2 138 1	140.70	0.01	392.94	1.6667	
				-58.58	-1.0225	0.00	0.00	0.00		-59.83	5.81		0.000	
									102 PascuF1 138 1	149.74	0.04	653.35	1.5833	
										205.44	14.48		0.000	
									151 Queve230 230 1	46.48	0.43	144.38		
										-31.55	-22.97			
									151 Queve230 230 1	46.48	0.43	144.38		
										-31.55	-22.97			
									207 Trini230 230 1	30.17	0.03	77.83		
										-2.58	-4.79			
									18 Cerri230 230 1	-43.13	0.02	110.93		
										1.60	-1.61			
									90 Molin230 230 2	-137.12	4.21	361.16		
										-30.76	-0.74			
									90 Molin230 230 1	-137.12	4.21	361.16		
										-30.76	-0.74			
									87 Milag230 230 1	-96.20	0.59	252.53		
										-20.01	-4.84			
--	0	107	Pascua69 69	1.0190	70.31	0.00	162.60	0.00	104 PascuF3 69 1	-162.60	0.02	1392.140		
				-63.34	-1.1054	0.00	48.00	0.00		-48.00	-1.66			
									108 Pasc13.813.8 1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
										0.00	0.00		0.000	
--	0	108	Pasc13.813.8	1.0190	14.06	0.00	0.00	0.00	107 Pascua69 69 1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-63.34	-1.1054	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00		0.000	
--	0	109	Pau13.8113.8	1.0514	14.51	0.00	0.00	0.00	111 PauF1 138 1	0.00	0.55	439.86	0.1000	
				-40.77	-0.7116	0.00	0.00	-11.05		-11.05	0.12		0.000	

0	110	Pau13.8213.8	138	1.0514	14.51	0.00	0.00	0.00	112	PauF2	138	1	0.00	0.55	439.86	0.1000
				-40.77	-0.7116	0.00	0.00	-11.05					-11.05	0.12		0.000
0	111	PauF1	138	1.0637	146.80	0.00	0.00	0.00	109	Pau13.8113.8	138	1	0.55	0.55	43.99	10.0000
				-43.60	-0.7610	0.00	0.00	0.00					11.17	0.12		0.000
									89	Molin138	138	1	-168.59	0.01	676.970	
													-34.70	-1.05		
									90	Molin230	230	1	168.04	0.01	667.35	0.6000
													23.53	6.03		0.000
0	112	PauF2	138	1.0637	146.80	0.00	0.00	0.00	110	Pau13.8213.8	138	1	0.55	0.55	43.99	10.0000
				-43.60	-0.7610	0.00	0.00	0.00					11.17	0.12		0.000
									89	Molin138	138	1	-168.59	0.01	676.970	
													-34.70	-1.05		
									90	Molin230	230	1	168.04	0.01	667.35	0.6000
													23.53	6.03		0.000
0	113	PauteU1	13.8	1.0600	14.63	70.96	0.00	0.00	89	Molin138	138	1	70.96	0.11	2963.27	0.0975
				-40.00	-0.6981	24.51	0.00	0.00					24.51	5.38		0.000
0	114	PauteU2	13.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	89	Molin138	138	1	100.00	0.20	4081.56	0.0975
				-38.37	-0.6697	26.35	0.00	0.00					26.35	10.21		0.000
0	115	PauteU3	13.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	89	Molin138	138	1	100.00	0.20	4081.56	0.0975
				-38.37	-0.6697	26.35	0.00	0.00					26.35	10.21		0.000
0	116	PauteU4	13.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	89	Molin138	138	1	100.00	0.20	4081.56	0.0975
				-38.37	-0.6697	26.35	0.00	0.00					26.35	10.21		0.000
0	117	PauteU5	13.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	89	Molin138	138	1	100.00	0.20	4081.56	0.0975
				-38.37	-0.6697	26.35	0.00	0.00					26.35	10.21		0.000
0	118	PauteU6	13.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	100.00	0.19	4141.79	0.0585
				-40.58	-0.7083	31.81	0.00	0.00					31.81	9.50		0.000
0	119	PauteU7	13.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	100.00	0.19	4141.79	0.0585
				-40.58	-0.7083	31.81	0.00	0.00					31.81	9.50		0.000
0	120	PauteU8	13.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	100.00	0.19	4141.79	0.0585
				-40.58	-0.7083	31.81	0.00	0.00					31.81	9.50		0.000

0	121	PauteU9	13.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	100.00	0.19	4141.79	0.0585
				-40.58	-0.7083	31.81	0.00	0.00					31.81	9.50		0.000
0	122	PauteU1013.8	1.0600	14.63	100.00	0.00	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	100.00	0.19	4141.79	0.0585
				-40.58	-0.7083	31.81	0.00	0.00					31.81	9.50		0.000
0	123	Poli13.813.8	1.0680	14.74	0.00	0.00	0.00	0.00	124	PoliF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-54.64	-0.9536	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	124	PoliF	69	1.0680	73.69	0.00	0.00	0.00	123	Poli13.813.8	138	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
				-54.64	-0.9536	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
									126	Police69	69	1	123.50	0.00	1038.560	
													48.18	30.01		
									125	Polic138	138	1	-123.50	0.00	1038.56	0.5263
													-48.18	-16.48		0.000
0	125	Polic138	138	0.9759	134.67	0.00	0.00	0.00	124	PoliF	69	1	123.50	0.00	546.61	1.9000
				-61.56	-1.0744	0.00	0.00	0.00					31.69	-16.48		0.000
									105	Pascu138	138	2	-61.75	0.45	273.30	
													-15.85	0.70		
									105	Pascu138	138	1	-61.75	0.45	273.30	
													-15.85	0.70		
0	126	Police69	69	1.0057	69.39	0.00	123.50	0.00	124	PoliF	69	1	-123.50	0.00	1038.560	
				-67.58	-1.1796	0.00	30.30	12.14					-18.16	30.01		
0	127	Pom.E138	138	0.9878	136.31	0.00	43.50	0.00	128	Pom.E23	23	1	27.98	0.08	125.28	5.7000
				-66.21	-1.1555	0.00	8.80	0.00					9.58	4.08		0.000
									173	SAleg138	138	1	22.88	0.05	100.25	
													6.06	-1.16		
									130	Poma138	138	1	-94.36	0.16	412.87	
													-24.44	0.45		
0	128	Pom.E23	23	0.9997	22.99	0.00	27.90	0.00	127	Pom.E138	138	1	-27.90	0.08	714.08	0.1754
				-73.95	-1.2907	0.00	5.50	0.00					-5.50	4.08		0.000
0	129	Poma13.813.8	1.0161	14.02	0.00	0.00	0.00	0.00	132	PomaF	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000
				-61.28	-1.0696	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000

0	136	Porto69	69	1.0448	72.09	0.00	74.80	0.00	138	PortoF2	69	1	-66.01	0.02	539.070			
				-76.52	-1.3356	0.00	23.90	13.10					-13.18	11.49				
										137	PortoF1	69	1	-62.65	0.02	511.690		
													-12.53	10.59				
										81	Manta69	69	1	26.93	1.23	223.77		
													7.46	2.32				
										81	Manta69	69	1	26.93	1.23	223.77		
													7.46	2.32				
--																		
0	137	PortoF1	69	1.0924	75.37	0.00	0.00	0.00	133	Por13.8113.8	1		0.00	0.00	0.00	5.0000		
				-67.58	-1.1796	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.0000			
										136	Porto69	69	1	62.67	0.02	511.690		
													23.13	10.59				
										135	Porto138	138	1	-62.67	0.01	511.69	0.5556	
													-23.13	-5.91	0.0000			
--																		
0	138	PortoF2	69	1.0941	75.49	0.00	0.00	0.00	134	Por13.8213.8	1		0.00	0.00	0.00	5.0000		
				-67.33	-1.1751	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.0000			
										136	Porto69	69	1	66.03	0.02	539.070		
													24.67	11.49				
										135	Porto138	138	1	-66.03	0.01	539.07	0.5556	
													-24.67	-6.56	0.0000			
--																		
0	139	Poso13.813.8		1.0246	14.14	0.00	0.00	0.00	142	PosorF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000		
				-62.85	-1.0969	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.0000			
--																		
0	140	Posor138	138	0.9811	135.39	0.00	0.00	0.00	142	PosorF	69	1	15.52	0.01	67.60	1.9000		
				-60.61	-1.0579	0.00	0.00	0.00					3.23	0.63	0.0000			
										39	Equil138	138	1	-15.52	0.18	67.60		
													-3.23	-4.81				
--																		
0	141	Posor69	69	1.0250	70.73	0.00	15.50	0.00	142	PosorF	69	1	-15.50	0.01	128.430			
				-62.50	-1.0909	0.00	2.70	0.00					-2.70	-0.09				
--																		
0	142	PosorF	69	1.0246	70.70	0.00	0.00	0.00	139	Poso13.813.8	1		0.00	0.00	0.00	5.0000		
				-62.85	-1.0969	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.0000			
										141	Posor69	69	1	15.51	0.01	128.430		
													2.61	-0.09				
										140	Posor138	138	1	-15.51	0.01	128.43	0.5263	
													-2.61	0.63	0.0000			

0	143	Pucar-1	13.8	1.0200	14.08	32.90	0.00	0.00	145	Pucar138	138	1	32.90	0.06	1399.20	0.1000
				-51.48	-0.8985	9.02	0.00	0.00					9.02	2.84		0.000
0	144	Pucar-2	13.8	1.0200	14.08	32.90	0.00	0.00	145	Pucar138	138	1	32.90	0.06	1399.20	0.1000
				-51.48	-0.8985	9.02	0.00	0.00					9.02	2.84		0.000
0	145	Pucar138	138	0.9992	137.89	0.00	0.00	0.00	144	Pucar-2	13.8	1	-32.84	0.06	139.92	10.0000
				-56.16	-0.9802	0.00	0.00	0.00					-6.17	2.84		0.000
									143	Pucar-1	13.8	1	-32.84	0.06	139.92	10.0000
													-6.17	2.84		0.000
									93	Mulal138	138	1	91.51	2.08	383.38	
													3.07	5.52		
									8	Ambat138	138	1	-25.83	0.15	114.91	
													9.28	-1.19		
0	146	Que13.8113	8	1.0296	14.21	0.00	0.00	0.00	148	QueF1	138	1	0.00	0.53	430.77	0.1000
				-62.02	-1.0825	0.00	0.00	-10.60					-10.60	0.12		0.000
0	147	Que13.8213	8	0.9831	13.57	0.00	0.00	0.00	149	QueF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-66.29	-1.1570	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	148	QueF1	138	1.0422	143.82	0.00	0.00	0.00	146	Que13.8113	8	1	0.53	0.53	43.08	10.0000
				-64.85	-1.1319	0.00	0.00	0.00					10.72	0.12		0.000
									150	Queve138	138	1	95.81	0.01	384.620	
													-0.65	-0.51		
									151	Queve230	230	1	-96.34	0.02	388.85	0.6316
													-10.07	4.33		0.000
0	149	QueF2	69	0.9831	67.83	0.00	0.00	0.00	147	Que13.8213	8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
				-66.29	-1.1570	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
									152	Queved69	69	1	51.43	0.03	454.320	
													14.29	-0.21		
									150	Queve138	138	1	-51.43	0.03	454.320	0.4762
													-14.29	1.70		0.000
0	150	Queve138	138	1.0421	143.81	0.00	0.00	0.00	148	QueF1	138	1	-95.80	0.01	384.620	
				-64.55	-1.1266	0.00	0.00	0.00					0.14	-0.51		
									149	QueF2	69	1	51.46	0.03	216.340	2.1000
													16.00	1.70		0.000

									31 DPeril38	138	2	22.17	0.18	94.73			
												-8.07	-2.44				
									31 DPeril38	138	1	22.17	0.18	94.73			
												-8.07	-2.44				
--	0	151	Queve230	230	0.9959	229.05	0.00	0.00	0.00	148	QueF1	138	1	96.36	0.02	245.59	1.5833
														14.40	4.33		0.000
														-46.05	0.43	118.08	
														8.58	-22.97		
														-46.05	0.43	118.08	
														8.58	-22.97		
														-2.13	0.00	40.14	
														-15.78	-19.33		
														-2.13	0.00	40.14	
														-15.78	-19.33		
--	0	152	Queved69	69	0.9836	67.87	0.00	51.40	0.00	149	QueF2	69	1	-51.40	0.03	454.320	
														-66.07	-1.1531		
														0.00	14.50		
--	0	153	Riob13.813	8	0.9613	13.27	0.00	0.00	0.00	154	RiobF	69	1	0.00	0.46	402.20	0.2000
														-58.35	-1.0183		0.000
														0.00	0.00		-9.24
--	0	154	RiobF	69	0.9722	67.08	0.00	0.00	0.00	153	Riob13.813	8	1	0.46	0.46	80.44	5.0000
														-61.18	-1.0677		0.000
														9.33	0.09		0.000
														57.92	0.02	509.400	
														12.18	-0.52		
														-58.38	0.02	535.51	0.3000
														-21.52	7.43		0.000
--	0	155	Rioba230	230	1.0185	234.25	0.00	0.00	0.00	154	RiobF	69	1	58.40	0.02	160.65	3.3333
														-55.04	-0.9606		0.000
														28.95	7.43		
														62.71	0.18	156.70	
														-10.49	-6.49		
														-121.11	2.50	301.94	
														-18.46	-9.92		
--	0	156	Rioba69	69	0.9737	67.18	0.00	57.90	0.00	154	RiobF	69	1	-57.90	0.02	509.400	
														-60.68	-1.0591		
														0.00	12.70		
--	0	157	SRosa	GH13.8	0.9900	13.66	25.80	0.00	0.00	170	St.Ros46	46	1	25.80	0.06	1096.16	0.3000

				-64.69	-1.1291	2.68	0.00	0.00				2.68	3.12	0.000			
0	158	SRosa	GG13.8	0.9900	13.66	17.00	0.00	0.00	170	St.Ros46	46	1	17.00	0.04	722.30	0.3000	
				-65.01	-1.1346	1.77	0.00	0.00					1.77	1.96	0.000		
0	159	SRosaTG113.8		1.0500	14.49	0.10	0.00	0.00	168	StRos138	138	1	0.10	0.03	769.50	0.0975	
				-65.31	-1.1398	19.31	0.00	0.00					19.31	1.45	0.000		
0	160	SRosaTG213.8		1.0500	14.49	0.10	0.00	0.00	168	StRos138	138	1	0.10	0.03	769.50	0.0975	
				-65.31	-1.1398	19.31	0.00	0.00					19.31	1.45	0.000		
0	161	SRosaTG313.8		1.0500	14.49	4.00	0.00	0.00	168	StRos138	138	1	4.00	0.03	783.84	0.0975	
				-64.37	-1.1234	19.26	0.00	0.00					19.26	1.50	0.000		
0	162	SRO13.8113.8		0.9702	13.39	0.00	0.00	0.00	165	SROF1	138	1	0.00	1.88	811.78	0.1000	
				-60.21	-1.0509	0.00	0.00	-18.82					-18.82	0.40	0.000		
0	163	SRO13.8213.8		0.9831	13.57	0.00	0.00	0.00	166	SROF2	46	1	0.00	0.00	0.00	0.3000	
				-72.33	-1.2624	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
0	164	SRO13.8313.8		0.9774	13.49	0.00	0.00	0.00	167	SROF3	46	1	0.00	0.00	0.00	0.3000	
				-72.41	-1.2638	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
0	165	SROF1	138	0.9954	137.36	0.00	0.00	0.00	162	SRO13.8113.8	1		1.88	1.88	81.18	10.0000	
				-65.80	-1.1485	0.00	0.00	0.00					19.22	0.40	0.000		
									168	StRos138	138	1	244.10	0.04	1027.580		
													13.59	-2.41			
									169	StRos230	230	1	-245.98	0.04	1043.06	0.6000	
													-32.81	14.79	0.000		
0	166	SROF2	46	0.9831	45.22	0.00	0.00	0.00	163	SRO13.8213.8	1		0.00	0.00	0.00	3.3333	
				-72.33	-1.2624	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
									170	St.Ros46	46	1	52.81	0.06	674.580		
													1.66	-0.66			
									168	StRos138	138	1	-52.81	0.07	674.58	0.3333	
													-1.66	6.61	0.000		
0	167	SROF3	46	0.9774	44.96	0.00	0.00	0.00	164	SRO13.8313.8	1		0.00	0.00	0.00	3.3333	
				-72.41	-1.2638	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
									170	St.Ros46	46	1	56.13	0.08	795.390		

										26.19	-0.92								
										168 StRos138	138	1	-56.13	0.09	795.39	0.3509			
													-26.19	9.19		0.000			
0	168	StRos138	138	0.9958	137.42	0.00	0.00	0.00		167 SRoF3	46	1	56.22	0.09	279.08	2.8500			
													35.38	9.19		0.000			
										166 SRoF2	46	1	52.88	0.07	224.86	3.0000			
													8.27	6.61		0.000			
										165 SRoF1	138	1	-244.06	0.04	1027.580				
													-16.00	-2.41					
										161 SRosaTG313.8	1		-3.97	0.03	76.45	10.2536			
													-17.76	1.50		0.000			
										160 SRosaTG213.8	1		-0.07	0.03	75.05	10.2536			
													-17.86	1.45		0.000			
										159 SRosaTG113.8	1		-0.07	0.03	75.05	10.2536			
													-17.86	1.45		0.000			
										219 Vicen138	138	1	38.79	0.20	163.07				
													1.29	-0.42					
										173 SAleg138	138	1	49.85	0.32	215.49				
													12.09	-0.53					
										32 EEspel38	138	1	50.43	0.12	218.39				
													12.59	-0.18					
										15 Carmel38	138	1	0.00	0.00	0.57				
													-0.13	-0.07					
0	169	StRos230	230	1.0051	231.17	0.00	0.00	0.00		165 SRoF1	138	1	246.02	0.04	625.84	1.6667			
													47.60	14.79		0.000			
										200 Totor230	230	1	-104.16	1.33	260.44				
													-4.96	-9.30					
										200 Totor230	230	1	-104.16	1.33	260.44				
													-4.96	-9.30					
										131 Poma230	230	2	-14.57	0.02	55.35				
													-16.70	-8.50					
										131 Poma230	230	1	-14.57	0.02	55.35				
													-16.70	-8.50					
										185 StDom230	230	2	-4.28	0.00	11.95				
													-2.14	-14.19					
										185 StDom230	230	1	-4.28	0.00	11.95				
													-2.14	-14.19					

0	170	St.Ros46	46	0.9825	45.19	0.00	151.50	0.00	167	SRoF3	46	1	-56.05	0.08	795.390			
				-71.61	-1.2498	0.00	28.80	0.00					-27.11	-0.92				
										166	SRoF2	46	1	-52.75	0.06	674.580		
													-2.33	-0.66				
										158	SRosa	GG13.8	1	-16.96	0.04	216.69	3.3333	
													0.19	1.96		0.000		
										157	SRosa	GH13.8	1	-25.74	0.06	328.85	3.3333	
													0.44	3.12		0.000		
--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0	171	SAle13.813.8	46	1.0391	14.34	0.00	0.00	0.00	172	S.AleF	46	1	0.00	0.00	0.00	0.3000		
				-65.87	-1.1496	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000		
--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0	172	S.AleF	46	1.0391	47.80	0.00	0.00	0.00	171	SAle13.813.8	46	1	0.00	0.00	0.00	3.3333		
				-65.87	-1.1496	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000		
										174	S.Aleg46	46	1	85.00	0.00	1069.410		
													24.78	11.58				
										173	SAleg138	138	1	-85.00	0.00	1069.41	0.3509	
													-24.78	-1.31		0.000		
--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0	173	SAleg138	138	0.9832	135.68	0.00	0.00	0.00	172	S.AleF	46	1	85.00	0.00	375.23	2.8500		
				-66.68	-1.1639	0.00	0.00	0.00					23.47	-1.31		0.000		
										176	S/E19138	138	1	31.09	0.04	136.07		
													7.50	-0.46				
										127	Pom.E138	138	1	-22.83	0.05	101.89		
													-7.22	-1.16				
										168	StRos138	138	1	-49.52	0.32	217.47		
													-12.62	-0.53				
										32	EEspe138	138	1	-43.73	0.18	192.01		
													-11.13	-0.60				
--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0	174	S.Aleg46	46	1.0096	46.44	0.00	85.00	0.00	172	S.AleF	46	1	-85.00	0.00	1069.410			
				-73.29	-1.2792	0.00	13.20	0.00					-13.20	11.58				
--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	--	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
0	175	Sidell38	138	1.0015	138.21	0.00	0.00	0.00	78	MachP138	138	1	-130.29	0.59	544.68			
				-53.49	-0.9335	0.00	0.00	0.00					-5.06	4.07				
										79	Machal38	138	2	47.80	0.42	202.14		
													7.52	-0.13				
										79	Machal38	138	1	47.80	0.42	202.14		
													7.52	-0.13				
										86	Milag138	138	1	17.34	0.29	75.40		

									86 Milag138	138	1		-4.99	-6.47					
													17.34	0.29	75.40				
													-4.99	-6.47					
0	176	S/E19138	138	0.9805	135.31	0.00	0.00	0.00	179	S/E19F	46	1	102.70	0.00	453.150	2.8500			
													27.04	-1.59		0.000			
									173	SAleg138	138	1	-31.04	0.04	136.74				
													-7.96	-0.46					
									130	Poma138	138	1	-71.66	0.38	316.42				
													-19.09	0.60					
0	177	S/E1923	23	1.0361	23.83	0.00	0.00	0.00	179	S/E19F	46	1	0.00	0.00	0.00	0.5000			
													0.00	0.00		0.000			
0	178	S/E1946	46	1.0038	46.17	0.00	102.70	0.00	179	S/E19F	46	1	-102.70	0.00	1291.490				
													-11.00	17.63					
0	179	S/E19F	46	1.0361	47.66	0.00	0.00	0.00	177	S/E1923	23	1	0.00	0.00	0.00	2.0000			
													0.00	0.00		0.000			
									178	S/E1946	46	1	102.70	0.00	1291.490				
													28.63	17.63					
									176	S/E19138	138	1	-102.70	0.00	1291.490	0.3509			
													-28.63	-1.59		0.000			
0	180	SDo13.8113.8	0.9755	13.46	0.00	0.00	0.00	182	SDoMf1	138	1	0.00	0.48	408.10	0.1000				
													-9.52	0.10		0.000			
0	181	SDo13.8213.8	0.9759	13.47	0.00	0.00	0.00	183	SDoMf2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000				
													0.00	0.00		0.000			
0	182	SDoMf1	138	0.9871	136.22	0.00	0.00	0.00	180	SDo13.8113.8	1		0.48	0.48	40.81	10.0000			
													9.62	0.10		0.000			
									184	StDom138	138	1	-13.30	0.00	105.49				
													21.04	-0.03					
									185	StDom230	230	1	12.83	0.00	140.84	0.6000			
													-30.66	0.54		0.000			
0	183	SDoMf2	69	0.9759	67.33	0.00	0.00	0.00	181	SDo13.8213.8	1		0.00	0.00	0.00	5.0000			
													0.00	0.00		0.000			
									186	StoDom69	69	1	57.31	0.01	503.900				

0	191	St.EleF	69	1.0322	71.22	0.00	0.00	0.00	188	StEl13.813.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-71.05	-1.2401	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
									190	St.Ele69	69	1	47.14	0.04	382.290	
													1.40	-0.33		
									189	StElE138	138	1	-47.14	0.04	382.29	0.5556
													-1.40	2.61	0.000	
0	192	TG1	13.8	0.9888	13.65	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-59.17	-1.0327	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	193	TG2	13.8	0.9888	13.65	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-59.17	-1.0327	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	194	TG3	13.8	0.9888	13.65	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-59.17	-1.0327	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	195	TG5	13.8	0.9888	13.65	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-59.17	-1.0327	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	196	TG6	13.8	0.9888	13.65	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-59.17	-1.0327	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	197	Tot13.8113.8	0.9663	13.33	0.00	0.00	0.00	202	TotorF1	138	1	0.00	0.47	404.26	0.1000	
				-51.32	-0.8956	0.00	0.00	-9.34					-9.34	0.28	0.000	
0	198	Tot13.8213.8	0.9839	13.58	0.00	0.00	0.00	203	TotorF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-58.72	-1.0249	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000	
0	199	Totor138	138	0.9984	137.77	0.00	0.00	0.00	202	TotorF1	138	1	40.35	0.00	175.130	
				-54.49	-0.9510	0.00	0.00	0.00					-10.88	-0.30		
									203	TotorF2	69	1	70.51	0.01	303.49	2.0000
													16.52	5.41	0.000	
									8	Ambat138	138	1	42.91	0.11	182.38	
													-7.28	-0.09		
									3	Agoyal38	138	2	-76.88	0.94	322.21	
													0.82	1.49		
									3	Agoyal38	138	1	-76.88	0.94	322.21	
													0.82	1.49		

0	200	Totor230	230	1.0184	234.22	0.00	0.00	0.00	202	TotorF1	138	1	-39.88	0.00	112.61	1.6667	
				-56.44	-0.9850	0.00	0.00	0.00					22.29	2.09		0.000	
										155	Rioba230	230	1	-62.52	0.18	154.44	
													4.00	-6.49			
										90	Molin230	230	1	-108.59	2.56	271.16	
													-17.62	-17.79			
										169	StRos230	230	1	105.49	1.33	260.26	
													-4.33	-9.30			
										169	StRos230	230	1	105.49	1.33	260.26	
													-4.33	-9.30			
--	0	201	Totor69	69	0.9861	68.04	0.00	70.50	0.00	203	TotorF2	69	1	-70.50	0.01	606.980	
								12.10	0.00				-12.10	-1.00			
--	0	202	TotorF1	138	0.9965	137.51	0.00	0.00	0.00	197	Tot13.8113.8	138	1	0.47	0.47	40.43	10.0000
								0.00	0.00				9.62	0.28		0.000	
										199	Totor138	138	1	-40.35	0.00	175.130	
													10.58	-0.30			
										200	Totor230	230	1	39.88	0.00	187.69	0.6000
													-20.20	2.09		0.000	
--	0	203	TotorF2	69	0.9839	67.89	0.00	0.00	0.00	198	Tot13.8213.8	138	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
								0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
										201	Totor69	69	1	70.51	0.01	606.980	
													11.10	-1.00			
										199	Totor138	138	1	-70.51	0.01	606.98	0.5000
													-11.10	5.41		0.000	
--	0	204	Tri13.8113.8	138	0.9746	13.45	0.00	0.00	0.00	209	TriniF1	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000
								0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
--	0	205	Tri13.8213.8	138	1.0575	14.59	0.00	0.00	0.00	210	TriniF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
								0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
--	0	206	Trini138	138	0.9746	134.50	0.00	0.00	0.00	209	TriniF1	138	1	-30.14	0.00	129.59	
								0.00	0.00				-1.65	-0.02			
										210	TriniF2	69	1	150.90	0.04	689.220	1.9000
													54.84	-13.23		0.000	
										211	Tri13.8T13.8	138	1	0.00	0.00	0.00	10.0000
													0.00	0.00		0.000	

0	214	Tulcan69	69	0.9949	68.65	2.70	11.40	0.00	215	TulcanF	69	1	-8.70	0.00	73.390	
				-72.42	-1.2640	1.50H	2.20	0.00					-0.70	-0.03		
0	215	TulcanF	69	0.9950	68.66	0.00	0.00	0.00	212	TulC13.813.8	1		0.05	0.05	25.37	5.0000
				-72.63	-1.2677	0.00	0.00	0.00					-3.02	0.05		0.000
									214	Tulcan69	69	1	8.70	0.00	73.390	
													0.66	-0.03		
									213	Tulcal38	138	1	-8.75	0.00	76.18	0.5000
													2.35	0.22		0.000
0	216	VAsan	13.8	1.0000	13.80	33.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	33.00	0.03	1401.31	0.2000
				-54.70	-0.9547	5.73	0.00	0.00					5.73	2.63		0.000
0	217	Vice13.813.8		0.9902	13.66	0.00	0.00	0.00	218	ViceF	46	1	0.00	0.00	0.00	0.3000
				-65.97	-1.1513	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	218	ViceF	46	0.9902	45.55	0.00	0.00	0.00	217	Vice13.813.8	1		0.00	0.00	0.00	3.3333
				-65.97	-1.1513	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
									220	Vicent46	46	1	45.60	0.00	578.430	
													1.76	3.25		
									219	Vicen138	138	1	-45.60	0.00	578.43	0.3333
													-1.76	-0.28		0.000
0	219	Vicen138	138	0.9900	136.62	0.00	0.00	0.00	218	ViceF	46	1	45.60	0.00	192.81	3.0000
				-66.31	-1.1574	0.00	0.00	0.00					1.48	-0.28		0.000
									59	Iba138	138	2	29.80	0.52	128.92	
													-6.55	-3.00		
									59	Iba138	138	1	29.80	0.52	128.92	
													-6.55	-3.00		
									168	StRos138	138	1	-38.59	0.20	163.26	
													-1.71	-0.42		
									93	Mulal138	138	1	-40.69	1.10	187.92	
													17.93	-0.45		
									54	Guang138	138	1	-25.90	0.03	111.18	
													-4.60	-0.31		
0	220	Vicent46	46	0.9900	45.54	0.00	109.60	0.00	222	VicenNay	46	1	-28.00	0.00	380.47	1.0000
				-70.05	-1.2226	0.00	20.10	0.00					-10.80	0.00		0.000
									221	VicenCum	46	1	-36.00	0.00	476.50	1.0000
													-10.80	0.00		0.000

									218 ViceF	46 1	-45.60	0.00	578.430			
											1.50	3.25				
--	0	221	VicenCum	46	0.9900	45.54	36.00	0.00	0.00	220	Vicent46	46 1	36.00	0.00	476.50	1.0000
													10.80	0.00		0.000
--	0	222	VicenNay	46	0.9900	45.54	28.00	0.00	0.00	220	Vicent46	46 1	28.00	0.00	380.47	1.0000
													10.80	0.00		0.000
--	0	223	Vict13.813.8	46	1.0000	13.80	101.40	0.00	0.00	206	Trini138	138 1	101.40	0.15	4409.53	0.1000
													28.75	11.41		0.000

B.3 FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO EN EPOCA DE ALTA HIDROLOGIA. (PUNTO DE COLAPSO)

PoC Solution:

S.N.I.(SISTEMA NACIONALINTERCONECTADO)

FORMATO DE DATOS WSCC/ETMSP

Junio 2005

Loading factor -> 0.159727

AC buses -> 223

PV buses -> 18

X buses -> 0

Z buses -> 0

AC elem. -> 258

V Reg. Trf. -> 0

PQ Reg. Trf. -> 0

DC buses -> 0

DC lines -> 0

SVCs -> 0

TCSCs -> 0

STATCOMs -> 0

No. Areas -> 0

Iterations -> 22 (Maximum = 50)
 Max. p.u. mismatch -> 3.9e-08 (Tolerance = 0.0001)
 Reference Bus(es) -> 113 PauteU1 13.8 (Angle=-40.00 deg.)

***** AC RESULTS *****

		L=lower limit		H=higher limit		O=over limit		U=under limit							
A	i Bus	V(pu)	V(kV)	Pg(MW)	Pload	Pshunt	j Bus	C	Pij	Plosses	Iij (A)	kVi/kVj	T	Controlled Bus	
n	Name	d(deg)	d(rad)	Qg(MVAR)	Qload	Qshunt	Name	r	Qij	Qlosses	a(deg)		k Name		
0	1 AT1	13.8	0.9945	13.72	45.00H	0.00	34 E.Sali69	69 1	45.00	0.07	2071.65	0.2000			
			-62.36	-1.0884	20.00H	0.00			20.00	3.43		0.000			
0	2 AT2	13.8	0.9945	13.72	45.00H	0.00	34 E.Sali69	69 1	45.00	0.07	2071.650	0.2000			
			-62.36	-1.0884	20.00H	0.00			20.00	3.43		0.000			
0	3 Agoyal38	138	0.9898	136.60	0.00	0.00	5 AgoyanU213.8	138 1	-78.81	0.19	338.56	10.0000			
			-57.82	-1.0091	0.00	0.00			-14.33	9.59		0.000			
							4 AgoyanU113.8	138 1	-78.81	0.19	338.56	10.0000			
									-14.33	9.59		0.000			
							199 Totor138	138 2	78.81	1.04	338.56				
									14.33	2.08					
							199 Totor138	138 1	78.81	1.04	338.56				
									14.33	2.08					
0	4 AgoyanU113.8	138	1.0200	14.08	79.00H	0.00	3 Agoyal38	138 1	79.00	0.19	3385.59	0.1000			
			-51.28	-0.8950	23.92	0.00			23.92	9.59		0.000			
0	5 AgoyanU213.8	138	1.0200	14.08	79.00H	0.00	3 Agoyal38	138 1	79.00	0.19	3385.59	0.1000			
			-51.28	-0.8950	23.92	0.00			23.92	9.59		0.000			
0	6 Amb13.8	13.8	0.9580	13.22	0.00	0.00	7 AmbaF	69 1	0.00	0.00	0.00	0.2000			
			-63.58	-1.1098	0.00	0.00			0.00	0.00		0.000			
0	7 AmbaF	69	0.9580	66.11	0.00	0.00	6 Amb13.8	13.8 1	0.00	0.00	0.00	5.0000			
			-63.58	-1.1098	0.00	0.00			0.00	0.00		0.000			
							9 Ambato69	69 1	19.49	0.01	172.530				
									3.20	-0.05					
							8 Ambat138	138 1	-19.49	0.01	172.53	0.5000			

													-3.20	0.72			0.000				
0	8	Ambat138	138	0.9649	133.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	AmbaF	69	1	19.50	0.01	86.27	2.0000		
				-61.53	-1.0739	0.00	0.00	0.00								3.93	0.72		0.000		
												199	Totor138	138	1	-50.29	0.16	218.16			
																1.70	0.09				
												145	Pucar138	138	1	30.78	0.20	135.68			
																-5.63	-0.87				
0	9	Ambato69	69	0.9579	66.10	0.00	19.48	0.00	0.00	0.00	0.00	7	AmbaF	69	1	-19.48	0.01	172.530			
				-63.45	-1.1073	0.00	3.25	0.00								-3.25	-0.05				
0	10	Baba13.813.8		0.9685	13.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13	BabaF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000		
				-73.94	-1.2905	0.00	0.00	0.00								0.00	0.00		0.000		
0	11	Baba138	138	0.8853	122.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13	BabaF	69	1	53.74	0.02	265.06	1.8000		
				-70.70	-1.2340	0.00	0.00	0.00								16.05	3.26		0.000		
												86	Milag138	138	1	-53.74	0.99	265.06			
																-16.05	8.58				
0	12	Baba69	69	0.9688	66.85	0.00	53.70	0.00	0.00	0.00	0.00	13	BabaF	69	1	-53.70	0.02	477.110			
				-73.74	-1.2869	0.00	12.99	0.00								-12.99	-0.20				
0	13	BabaF	69	0.9685	66.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10	Baba13.813.8		1	0.00	0.00	0.00	5.0000		
				-73.94	-1.2905	0.00	0.00	0.00								0.00	0.00		0.000		
												12	Baba69	69	1	53.72	0.02	477.110			
																12.79	-0.20				
												11	Baba138	138	1	-53.72	0.02	477.11	0.5556		
																-12.79	3.26		0.000		
0	14	CEDEG138	138	0.9416	129.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	105	Pascul138	138	1	0.00	0.00	0.00			
				-67.14	-1.1718	0.00	0.00	0.00								0.00	-0.06				
0	15	Carmel138	138	0.9320	128.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	168	StRos138	138	1	0.00	0.00	0.27			
				-72.59	-1.2669	0.00	0.00	0.00								0.06	-0.06				
												98	Papal138	138	1	0.00	0.00	0.27			
																-0.06	-0.06				
0	16	Cerr13.813.8		0.9830	13.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17	CerriF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000		
				-64.11	-1.1190	0.00	0.00	0.00								0.00	0.00		0.000		

0	17	CerriF	69	0.9830	67.83	0.00	0.00	0.00	16	Cerr13.813.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-64.11	-1.1190	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
									19	Cerrit69	69	1	75.87	0.02	704.600	
													33.11	5.05		
									18	Cerri230	230	1	-75.87	0.02	704.60	0.3158
													-33.11	-0.92		0.000
0	18	Cerri230	230	0.9300	213.90	0.00	0.00	0.00	17	CerriF	69	1	75.89	0.02	222.50	3.1667
				-64.71	-1.1293	0.00	0.00	0.00					32.19	-0.92		0.000
									106	Pascu230	230	1	43.65	0.02	118.16	
													-3.30	-1.42		
									87	Milag230	230	1	-119.54	0.83	331.95	
													-28.89	-0.44		
0	19	Cerrit69	69	0.9604	66.27	0.00	75.85	0.00	17	CerriF	69	1	-75.85	0.02	704.600	
				-67.38	-1.1761	0.00	28.07	0.00					-28.07	5.05		
0	20	Chon13.813.8		0.8638	11.92	0.00	0.00	0.00	23	ChoneF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-80.32	-1.4018	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	21	Chone138	138	0.8929	123.21	0.00	0.00	0.00	23	ChoneF	69	1	48.95	0.06	244.09	2.0000
				-74.36	-1.2979	0.00	0.00	0.00					17.82	5.58		0.000
									187	Sever138	138	1	0.00	0.00	7.23	
													-1.54	-1.54		
									31	DPeri138	138	1	-48.95	1.77	241.71	
													-16.28	1.96		
0	22	Chone69	69	0.8670	59.82	0.00	48.82	0.00	23	ChoneF	69	1	-48.82	0.06	488.170	
				-79.21	-1.3825	0.00	13.22	0.00					-13.22	-0.99		
0	23	ChoneF	69	0.8638	59.60	0.00	0.00	0.00	20	Chon13.813.8		1	0.00	0.00	0.00	5.0000
				-80.32	-1.4018	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
									22	Chone69	69	1	48.89	0.06	488.170	
													12.23	-0.99		
									21	Chone138	138	1	-48.89	0.06	488.17	0.5000
													-12.23	5.58		0.000
0	24	Cuen13.813.8		0.9986	13.78	0.00	0.00	0.00	25	CuenF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-53.17	-0.9279	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000

0	25	CuenF	69	0.9986	68.91	0.00	0.00	0.00	24	Cuen13.813.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-53.17	-0.9279	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.0000	
									27	Cuenca69	69	1	97.53	0.04	851.970	
													28.77	7.32		
									26	Cuenc138	138	1	-97.53	0.04	851.970	0.5000
													-28.77	-0.21		0.0000
0	26	Cuenc138	138	0.9985	137.79	0.00	0.00	0.00	25	CuenF	69	1	97.57	0.04	425.980	2.0000
				-53.28	-0.9300	0.00	0.00	0.00					28.56	-0.21		0.0000
									89	Molin138	138	2	-65.23	2.42	274.67	
													-6.44	3.18		
									89	Molin138	138	1	-65.23	2.42	274.67	
													-6.44	3.18		
									70	Loja138	138	1	32.90	1.33	152.69	
													-15.67	-8.63		
0	27	Cuenca69	69	0.9804	67.65	60.00H	157.49	0.00	25	CuenF	69	1	-97.49	0.04	851.970	
				-57.19	-0.9982	21.00H	42.45	0.00					-21.45	7.32		
0	28	DPeripU113.8	0.9783	13.50	71.00H	0.00	0.00	0.00	31	DPeri138	138	1	71.00	0.19	3385.29	0.0975
				-62.93	-1.0982	35.00H	0.00	0.00					35.00	9.58		0.0000
0	29	DPeripU213.8	0.9783	13.50	71.00H	0.00	0.00	0.00	31	DPeri138	138	1	71.00	0.19	3385.29	0.0975
				-62.93	-1.0982	35.00H	0.00	0.00					35.00	9.58		0.0000
0	30	DPeripU313.8	0.9783	13.50	71.00H	0.00	0.00	0.00	31	DPeri138	138	1	71.00	0.19	3385.29	0.0975
				-62.93	-1.0982	35.00H	0.00	0.00					35.00	9.58		0.0000
0	31	DPeri138	138	0.9533	131.56	0.00	0.00	0.00	30	DPeripU313.8	1	-70.81	0.19	330.16	10.2536	
				-69.42	-1.2116	0.00	0.00	0.00				-25.42	9.58		0.0000	
									29	DPeripU213.8	1	-70.81	0.19	330.16	10.2536	
												-25.42	9.58		0.0000	
									28	DPeripU113.8	1	-70.81	0.19	330.16	10.2536	
												-25.42	9.58		0.0000	
									150	Quevel38	138	2	1.35	0.02	38.64	
												-8.70	-2.46			
									150	Quevel38	138	1	1.35	0.02	38.64	
												-8.70	-2.46			
									135	Porto138	138	2	79.50	6.28	386.14	

									135	Porto138	138	1	37.72	12.13				
													79.50	6.28	386.14			
													37.72	12.13				
									21	Chone138	138	1	50.72	1.77	236.54			
													18.24	1.96				
--		----		----		----		----		----		----		----		----		----
0		32	EEspe138	138	0.9253	127.69	0.00	0.00	0.00	33	E.Espe23	23	1	7.43	0.01	35.72	6.0000	
					-73.24	-1.2783	0.00	0.00	0.00					2.69	0.37		0.0000	
										168	StRos138	138	1	-56.35	0.18	269.94		
														-19.73	0.17			
										173	SAleg138	138	1	48.92	0.27	234.22		
														17.05	-0.01			
--		----		----		----		----		----		----		----		----		----
0		33	E.Espe23	23	0.9107	20.95	0.00	7.42	0.00	32	EEspe138	138	1	-7.42	0.01	214.34	0.1667	
					-75.77	-1.3224	0.00	2.32	0.00					-2.32	0.37		0.0000	
--		----		----		----		----		----		----		----		----		----
0		34	E.Sali69	69	0.9671	66.73	0.00	317.53	0.00	44	ESalitF2	69	1	24.11	0.00	357.780		
					-66.08	-1.1533	0.00	53.93	0.00					33.60	-0.16			
										43	ESalitF1	69	1	24.11	0.00	357.780		
														33.60	-0.16			
										216	VAsan	13.8	1	-33.97	0.03	300.06	5.0000	
														-6.99	3.01		0.0000	
										52	G.ZTV3	13.8	1	-73.82	0.18	674.02	5.0000	
														-24.89	8.92		0.0000	
										51	G.ZTV2	13.8	1	-72.83	0.17	666.20	5.0000	
														-25.01	8.72		0.0000	
										195	TG5	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
														0.00	0.00		0.0000	
										196	TG6	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
														0.00	0.00		0.0000	
										53	G.ZTV4	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
														0.00	0.00		0.0000	
										194	TG3	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
														0.00	0.00		0.0000	
										193	TG2	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
														0.00	0.00		0.0000	
										192	TG1	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
														0.00	0.00		0.0000	
										1	AT1	13.8	1	-44.93	0.07	414.33	5.0000	
														-16.57	3.43		0.0000	

									2 AT2	13.8	1	-44.93	0.07	414.330	5.0000
												-16.57	3.43		0.000
									40 Equil69	69	2	-47.63	0.02	433.52	
												-15.55	0.06		
									40 Equil69	69	1	-47.63	0.02	433.52	
												-15.55	0.06		
									95 P.V.G.69	69	2	0.00	0.00	0.00	
												0.00	0.00		
									95 P.V.G.69	69	1	0.00	0.00	0.00	
												0.00	0.00		
--	0	35	ElectrU113.8	0.9871	13.62	46.00H	0.00	0.00	40 Equil69	69	1	46.00	0.05	2125.99	0.2000
				-63.40	-1.1066	20.00H	0.00	0.00				20.00	2.48		0.000
--	0	36	ElectrU213.8	0.9871	13.62	47.00H	0.00	0.00	40 Equil69	69	1	47.00	0.05	2164.98	0.2000
				-63.34	-1.1056	20.00H	0.00	0.00				20.00	2.57		0.000
--	0	37	ElectrU313.8	1.0000	13.80	46.00H	0.00	0.00	39 Equil138	138	1	46.00	0.15	2015.23	0.1000
				-56.88	-0.9927	14.29	0.00	0.00				14.29	7.58		0.000
--	0	38	ElectrU413.8	0.9620	13.28	0.00	0.00	0.00	39 Equil138	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000
				-65.80	-1.1485	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000
--	0	39	Equil138	138	0.9620	132.75	0.00	0.00	40 Equil69	69	1	2.40	0.00	19.21	2.0000
					-65.80	-1.1485	0.00	0.00				-3.71	0.03		0.000
									38 ElectrU413.8	1		0.00	0.00	0.00	10.0000
												0.00	0.00		0.000
									37 ElectrU313.8	1		-45.85	0.15	201.52	10.0000
												-6.71	7.58		0.000
									140 Posor138	138	1	18.26	0.26	79.42	
												-0.29	-4.20		
									105 Pascu138	138	1	25.19	0.27	119.04	
												10.72	-1.37		
--	0	40	Equil69	69	0.9678	66.78	0.00	0.00	39 Equil138	138	1	-2.40	0.00	38.42	0.5000
					-66.03	-1.1524	0.00	0.00				3.74	0.03		0.000
									36 ElectrU213.8	1		-46.95	0.05	433.00	5.0000
												-17.43	2.57		0.000
									35 ElectrU113.8	1		-45.95	0.05	425.20	5.0000
												-17.52	2.48		0.000

										34 E.Sali69	69 2	47.65	0.02	433.52		
												15.61	0.06			
										34 E.Sali69	69 1	47.65	0.02	433.52		
												15.61	0.06			
--		----		----		----		----		----		----		----		----
0		41 ESa13.8113.8	0.9702	13.39	0.00	0.00	0.00	0.00		43 ESalitF1	69 1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
			-65.94	-1.1509	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
--		----		----		----		----		----		----		----		----
0		42 ESa13.8213.8	0.9702	13.39	0.00	0.00	0.00	0.00		44 ESalitF2	69 1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
			-65.94	-1.1509	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
--		----		----		----		----		----		----		----		----
0		43 ESalitF1	69 0.9702	66.94	0.00	0.00	0.00	0.00		41 ESa13.8113.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
			-65.94	-1.1509	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
										34 E.Sali69	69 1	-24.10	0.00	357.780		
												-33.76	-0.16			
										45 ESali138	138 1	24.10	0.00	357.78	0.5000	
												33.76	1.20		0.000	
--		----		----		----		----		----		----		----		----
0		44 ESalitF2	69 0.9702	66.94	0.00	0.00	0.00	0.00		42 ESa13.8213.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
			-65.94	-1.1509	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
										34 E.Sali69	69 1	-24.10	0.00	357.780		
												-33.76	-0.16			
										45 ESali138	138 1	24.10	0.00	357.78	0.5000	
												33.76	1.20		0.000	
--		----		----		----		----		----		----		----		----
0		45 ESali138	138 0.9474	130.74	0.00	0.00	0.00	0.00		44 ESalitF2	69 1	-24.10	0.00	178.89	2.0000	
			-66.93	-1.1681	0.00	0.00	0.00	0.00				-32.56	1.20		0.000	
										43 ESalitF1	69 1	-24.10	0.00	178.89	2.0000	
												-32.56	1.20		0.000	
										206 Trini138	138 1	28.11	0.12	242.09		
												47.06	0.27			
										105 Pascu138	138 2	10.04	0.03	59.64		
												9.03	-0.91			
										105 Pascu138	138 1	10.04	0.03	59.64		
												9.03	-0.91			
--		----		----		----		----		----		----		----		----
0		46 Esme13.813.8	1.0055	13.88	0.00	0.00	0.00	0.00		49 EsmerF	69 1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
			-54.28	-0.9473	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
--		----		----		----		----		----		----		----		----
0		47 Esmer138	138 0.9714	134.05	0.00	0.00	0.00	0.00		49 EsmerF	69 1	67.19	0.02	298.97	2.0000	

0	57	Iba13.8213.8	0.9012	12.44	0.00	0.00	0.00	65	IbaF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
			-87.40	-1.5254	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	58	Iba13.8313.8	0.9210	12.71	0.00	0.00	0.00	66	IbaF3	34.5	1	0.00	0.00	0.00	0.4000	
			-80.66	-1.4078	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	59	Iba138	138	0.9014	124.39	0.00	0.00	0.00	64	IbaF1	69	1	34.85	0.03	162.100	2.0000
				-79.26	-1.3833	0.00	0.00	0.00					2.34	3.38	0.000	
									219	Vicen138	138	2	-33.03	0.76	153.29	
													0.25	-1.38		
									219	Vicen138	138	1	-33.03	0.76	153.29	
													0.25	-1.38		
									60	Iba138_T	138	1	31.21	0.00	145.43	
													-2.83	0.00		
0	60	Iba138_T	138	0.9014	124.39	0.00	0.00	0.00	66	IbaF3	34.5	1	5.81	0.00	35.82	4.0000
				-79.26	-1.3833	0.00	0.00	0.00					-5.09	0.25	0.000	
									65	IbaF2	69	1	18.09	0.00	91.88	1.9000
													8.03	2.91	0.000	
									213	Tulca138	138	1	7.31	0.04	43.24	
													-5.78	-3.67		
									59	Iba138	138	1	-31.21	0.00	145.43	
													2.83	0.00		
0	61	Iba34.5	34.5	0.9186	31.69	8.00H	13.80	0.00	66	IbaF3	34.5	1	-5.80	0.00	143.290	
				-80.52	-1.4054	2.80H	2.55	5.06					5.31	-0.03		
0	62	Iba69	69	0.8981	61.97	0.00	34.79	0.00	64	IbaF1	69	1	-34.79	0.03	324.200	
				-84.19	-1.4693	0.00	4.18	4.84					0.66	-0.38		
0	63	Iba_MOV	69	0.8925	61.58	0.00	18.09	0.00	65	IbaF2	69	1	-18.09	0.00	174.570	
				-89.51	-1.5623	0.00	4.41	0.00					-4.41	0.71		
0	64	IbaF1	69	0.8991	62.04	0.00	0.00	0.00	56	Iba13.8113.8	1	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
				-84.80	-1.4801	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000	
									62	Iba69	69	1	34.82	0.03	324.200	
													-1.04	-0.38		
									59	Iba138	138	1	-34.82	0.03	324.200	0.5000
													1.04	3.38	0.000	

0	65	IbaF2	69	0.9012	62.19	0.00	0.00	0.00	57	Iba13.8213.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-87.40	-1.5254	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
									63	Iba_MOV	69	18.09	0.00	174.570		
												5.12	0.71			
									60	Iba138_T	138	1	-18.09	0.00	174.57	0.5263
													-5.12	2.91	0.000	
0	66	IbaF3	34.5	0.9210	31.78	0.00	0.00	0.00	58	Iba13.8313.8	1	0.00	0.00	0.00	2.5000	
				-80.66	-1.4078	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
									61	Iba34.5	34.5	1	5.80	0.00	143.290	
													-5.34	-0.03		
									60	Iba138_T	138	1	-5.80	0.00	143.29	0.2500
													5.34	0.25	0.000	
0	67	Jam220	220	1.0800	237.60	265.00H	0.00	0.00	131	Poma230	230	2	132.50	4.21	342.32	
				-54.55	-0.9520	95.72	0.00	0.00					47.86	-2.62		
									131	Poma230	230	1	132.50	4.21	342.32	
													47.86	-2.62		
0	68	Junta138	138	0.8989	124.05	0.00	0.00	0.00	105	Pascu138	138	1	-56.92	1.62	272.49	
				-71.21	-1.2428	0.00	0.00	0.00					-13.73	2.25		
									189	StElE138	138	1	56.92	2.17	272.49	
													13.73	3.43		
0	69	Loja13.813.8	13.8	1.0113	13.96	0.00	0.00	0.00	72	LojaF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-62.82	-1.0964	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	70	Loja138	138	1.0024	138.33	0.00	0.00	0.00	72	LojaF	69	1	31.57	0.02	135.01	2.0000
				-60.59	-1.0574	0.00	0.00	0.00					-7.04	1.30		0.000
									26	Cuenc138	138	1	-31.57	1.33	135.01	
													7.04	-8.63		
0	71	Loja69	69	1.0095	69.66	0.00	47.08	0.00	73	LojaG	69	1	-15.55	0.01	139.73	1.0000
				-62.56	-1.0919	0.00	10.55	12.23					-6.51	0.00		0.000
									72	LojaF	69	1	-31.53	0.02	270.020	
													8.18	-0.16		
0	72	LojaF	69	1.0113	69.78	0.00	0.00	0.00	69	Loja13.813.8	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
				-62.82	-1.0964	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000

									71 Loja69	69	1	31.55	0.02	270.020					
												-8.34	-0.16						
									70 Loja138	138	1	-31.55	0.02	270.02	0.5000				
												8.34	1.30		0.000				
--																			
0	73	LojaG	69	1.0100	69.69	15.56	0.00	0.00	71 Loja69	69	1	15.56	0.01	139.73	1.0000				
				-62.57	-1.0921	6.51	0.00	0.00				6.51	0.00		0.000				
--																			
0	74	MPowU1	13.8	1.0200	14.08	70.00H	0.00	0.00	78 MachP138	138	1	70.00	0.08	3028.09	0.1000				
				-52.55	-0.9172	23.46	0.00	0.00				23.46	7.66		0.000				
--																			
0	75	MPowU2	13.8	1.0200	14.08	70.00H	0.00	0.00	78 MachP138	138	1	70.00	0.08	3028.09	0.1000				
				-52.55	-0.9172	23.46	0.00	0.00				23.46	7.66		0.000				
--																			
0	76	Mach13.813	13.8	0.9458	13.05	0.00	0.00	0.00	77 MachalaF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000				
				-68.12	-1.1890	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000				
--																			
0	77	MachalaF	69	0.9458	65.26	0.00	0.00	0.00	76 Mach13.813	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000				
				-68.12	-1.1890	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000				
									80 Machal69	69	1	109.87	0.05	976.660					
												10.78	-1.77						
									79 Machal38	138	1	-109.87	0.05	976.660	0.5000				
												-10.78	11.50		0.000				
--																			
0	78	MachP138	138	0.9904	136.68	0.00	0.00	0.00	75 MPowU2	13.8	1	-69.92	0.08	302.81	10.0000				
				-58.35	-1.0184	0.00	0.00	0.00				-15.79	7.66		0.000				
									74 MPowU1	13.8	1	-69.92	0.08	302.81	10.0000				
												-15.79	7.66		0.000				
									175 Sidel138	138	1	139.85	0.73	605.62					
												31.59	5.24						
--																			
0	79	Machal38	138	0.9609	132.60	0.00	0.00	0.00	77 MachalaF	69	1	109.92	0.05	488.330	2.0000				
				-62.27	-1.0868	0.00	0.00	0.00				22.28	11.50		0.000				
									175 Sidel138	138	2	-54.96	0.60	244.16					
												-11.14	0.48						
									175 Sidel138	138	1	-54.96	0.60	244.16					
												-11.14	0.48						
--																			
0	80	Machal69	69	0.9470	65.35	0.00	109.83	0.00	77 MachalaF	69	1	-109.83	0.05	976.660					
				-67.21	-1.1730	0.00	23.31	10.76				-12.55	-1.77						

0	81	Manta69	69	0.8043	55.49	10.00H	65.41	0.00	136	Porto69	69	1	-27.70	2.07	290.82			
				-91.52	-1.5973	4.50H	11.95	0.00					-3.72	3.91				
									136	Porto69	69	1	-27.70	2.07	290.82			
													-3.72	3.91				
0	82	Mil13.8-113.8	69	0.9315	12.85	0.00	0.00	0.00	85	MilagF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000		
				-65.26	-1.1391	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.0000		
0	83	Mil13.8-213.8	69	0.9640	13.30	0.00	0.00	0.00	84	MilagF1	138	1	0.00	0.67	483.96	0.1000		
				-66.39	-1.1588	0.00	0.00	11.15					11.15	0.20		0.0000		
0	84	MilagF1	138	0.9488	130.94	0.00	0.00	0.00	83	Mil13.8-213.8	1	1	0.67	0.67	48.40	10.0000		
				-62.90	-1.0978	0.00	0.00	0.00					-10.96	0.20		0.0000		
									86	Milag138	138	1	27.19	0.00	126.34			
													9.05	-0.07				
									87	Milag230	230	1	-27.86	0.00	123.12	0.6000		
													1.91	0.53		0.0000		
0	85	MilagF2	69	0.9315	64.27	0.00	0.00	0.00	82	Mil13.8-113.8	1	1	0.00	0.00	0.00	5.0000		
				-65.26	-1.1391	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.0000		
									88	Milag69	69	1	104.99	0.03	972.560			
													26.44	-0.81				
									87	Milag230	230	1	-104.99	0.03	972.56	0.3000		
													-26.44	6.84		0.0000		
0	86	Milag138	138	0.9496	131.04	0.00	0.00	0.00	84	MilagF1	138	1	-27.19	0.00	126.34			
				-62.76	-1.0953	0.00	0.00	0.00					-9.12	-0.07				
									175	SIde1138	138	1	-13.78	0.22	69.65			
													-7.76	-6.20				
									175	SIde1138	138	1	-13.78	0.22	69.65			
													-7.76	-6.20				
									11	Babal38	138	1	54.74	0.99	264.46			
													24.63	8.58				
0	87	Milag230	230	0.9478	217.99	0.00	0.00	0.00	84	MilagF1	138	1	27.86	0.00	73.87	1.6667		
				-61.82	-1.0789	0.00	0.00	0.00					-1.38	0.53		0.0000		
									85	MilagF2	69	1	105.02	0.03	291.77	3.3333		
													33.28	6.84		0.0000		
									90	Molin230	230	2	-179.61	5.61	487.88			

									118 PauteU6	13.8	1	-114.72	0.28	291.60	17.0870			
												-38.33	13.75				0.000	
									122 PauteU1013.8	13.8	1	-114.72	0.28	291.60	17.0870			
												-38.33	13.75				0.000	
									200 Totor230	230	1	127.40	3.65	310.06				
												17.61	-6.40					
									155 Rioba230	230	1	141.86	3.59	348.79				
												28.44	0.88					
									106 Pascu230	230	2	162.89	6.10	411.47				
												50.97	16.74					
									106 Pascu230	230	1	162.89	6.10	411.47				
												50.97	16.74					
									87 Milag230	230	2	185.22	5.61	471.24				
												62.47	21.56					
									87 Milag230	230	1	185.22	5.61	471.24				
												62.47	21.56					
--		----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----
0		91 Mula13.813.8	0.9536	13.16	0.00	0.00	0.00	0.00	92 MulaloF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000			
			-71.94	-1.2555	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00				0.000	
--		----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----
0		92 MulaloF	69	0.9536	65.80	0.00	0.00	0.00	91 Mula13.813.8	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000			
				-71.94	-1.2555	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00				0.000	
									94 Mulalo69	69	1	55.23	0.03	503.850				
												15.71	-0.18					
									93 Mulal138	138	1	-55.23	0.03	503.85	0.5263			
												-15.71	3.56				0.000	
--		----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----
0		93 Mulal138	138	0.9232	127.41	0.00	0.00	0.00	92 MulaloF	69	1	55.26	0.03	265.18	1.9000			
				-68.59	-1.1971	0.00	0.00	0.00				19.27	3.56				0.000	
									145 Pucar138	138	1	-97.64	2.79	444.55				
												-9.52	8.33					
									219 Vicen138	138	1	42.38	1.14	197.07				
												-9.75	0.23					
--		----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----
0		94 Mulalo69	69	0.9540	65.82	0.00	55.20	0.00	92 MulaloF	69	1	-55.20	0.03	503.850				
				-71.76	-1.2524	0.00	15.89	0.00				-15.89	-0.18					
--		----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----		-----
0		95 P.V.G.69	69	0.9671	66.73	0.00	0.00	0.00	34 E.Sali69	69	2	0.00	0.00	0.00				
				-66.08	-1.1533	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00					
									34 E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00				

							0.00	0.00								
0	96	Panam115	115	0.9058	104.17	0.00	0.00	0.00	97	Panam138	138	1	0.00	0.00	0.00	0.8333
				-80.40	-1.4033	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000	
0	97	Panam138	138	0.9058	125.00	0.00	0.00	0.00	96	Panam115	115	1	0.00	0.00	0.00	1.2000
				-80.40	-1.4033	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000	
									213	Tulcal38	138	1	0.00	0.00	0.00	
													0.00	-0.79		
0	98	Papal138	138	0.9321	128.63	0.00	0.00	0.00	15	Carmel38	138	1	0.00	0.00	0.00	
				-72.59	-1.2669	0.00	0.00	0.00					0.00	-0.06		
0	99	Pascu-1	13.8	0.9344	12.89	0.00	0.00	0.00	102	PascuF1	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000
				-67.61	-1.1801	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000	
0	100	Pascu-2	13.8	0.9443	13.03	0.00	0.00	0.00	103	PascuF2	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000
				-67.57	-1.1794	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000	
0	101	Pascu-3	13.8	0.9519	13.14	0.00	0.00	0.00	104	PascuF3	69	1	0.00	0.37	358.42	0.2000
				-69.28	-1.2092	0.00	0.00	-8.16					-8.16	0.07	0.000	
0	102	PascuF1	138	0.9344	128.95	0.00	0.00	0.00	99	Pascu-1	13.8	1	0.00	0.00	0.00	10.0000
				-67.61	-1.1801	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000	
									105	Pascu138	138	1	178.80	0.04	1104.890	
													170.07	-2.79		
									106	Pascu230	230	1	-178.80	0.04	1104.89	0.6316
													-170.07	16.52	0.000	
0	103	PascuF2	138	0.9443	130.31	0.00	0.00	0.00	100	Pascu-2	13.8	1	0.00	0.00	0.00	10.0000
				-67.57	-1.1794	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000	
									105	Pascu138	138	1	168.47	0.02	795.910	
													-62.36	-1.45		
									106	Pascu230	230	1	-168.47	0.02	795.91	0.6000
													62.36	8.57	0.000	
0	104	PascuF3	69	0.9613	66.33	0.00	0.00	0.00	101	Pascu-3	13.8	1	0.37	0.37	71.68	5.0000
				-71.84	-1.2538	0.00	0.00	0.00					8.23	0.07	0.000	
									107	Pascua69	69	1	188.60	0.03	1705.580	
													53.17	-2.49		

									105 Pascu138	138	1	-188.97	0.03	1729.43	0.5263
												-61.40	17.64		0.000
0	105	Pascu138	138	0.9416	129.94	0.00	0.00	0.00	104 PascuF3	69	1	188.99	0.03	910.23	1.9000
				-67.14	-1.1718	0.00	0.00	0.00				79.04	17.64		0.000
									103 PascuF2	138	1	-168.45	0.02	795.910	
												60.91	-1.45		
									102 PascuF1	138	1	-178.76	0.04	1104.890	
												-172.86	-2.79		
									45 ESali138	138	2	-10.02	0.03	62.71	
												-9.94	-0.91		
									45 ESali138	138	1	-10.02	0.03	62.71	
												-9.94	-0.91		
									125 Polic138	138	2	72.32	0.71	339.23	
												24.47	1.71		
									125 Polic138	138	1	72.32	0.71	339.23	
												24.47	1.71		
									68 Junta138	138	1	58.53	1.62	269.61	
												15.99	2.25		
									39 Equil138	138	1	-24.92	0.27	123.06	
												-12.09	-1.37		
									14 CEDEG138	138	1	0.00	0.00	0.26	
												-0.06	-0.06		
0	106	Pascu230	230	0.9297	213.84	0.00	0.00	0.00	103 PascuF2	138	1	168.50	0.02	477.54	1.6667
				-64.97	-1.1339	0.00	0.00	0.00				-53.79	8.57		0.000
									102 PascuF1	138	1	178.85	0.04	697.82	1.5833
												186.59	16.52		0.000
									151 Queve230	230	1	36.39	0.25	108.63	
												-17.17	-21.48		
									151 Queve230	230	1	36.39	0.25	108.63	
												-17.17	-21.48		
									207 Trini230	230	1	42.30	0.07	116.22	
												-7.99	-4.03		
									18 Cerri230	230	1	-43.63	0.02	117.90	
												1.88	-1.42		
									90 Molin230	230	2	-156.80	6.10	433.31	
												-34.23	16.74		
									90 Molin230	230	1	-156.80	6.10	433.31	
												-34.23	16.74		

								87 Milag230	230	1	-105.20	0.78	291.27				
											-23.91	-2.43					
0	107	Pascua69	69	0.9646	66.56	0.00	188.57	0.00	104 PascuF3	69	1	-188.57	0.03	1705.580			
				-71.14	-1.2415	0.00	55.67	0.00				-55.67	-2.49				
								108 Pasc13.813.8	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000			
											0.00	0.00					
0	108	Pasc13.813.8	13.8	0.9646	13.31	0.00	0.00	0.00	107 Pascua69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000		
				-71.14	-1.2415	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00				
0	109	Pau13.8113.8	13.8	1.0393	14.34	0.00	0.00	0.00	111 PauF1	138	1	0.00	0.54	434.79	0.1000		
				-43.84	-0.7652	0.00	0.00	-10.80				-10.80	0.11				
0	110	Pau13.8213.8	13.8	1.0393	14.34	0.00	0.00	0.00	112 PauF2	138	1	0.00	0.54	434.79	0.1000		
				-43.84	-0.7652	0.00	0.00	-10.80				-10.80	0.11				
0	111	PauF1	138	1.0515	145.11	0.00	0.00	0.00	109 Pau13.8113.8	13.8	1	0.54	0.54	43.48	10.0000		
				-46.67	-0.8146	0.00	0.00	0.00				10.91	0.11				
								89 Molin138	138	1	-196.48	0.01	817.760				
											-60.32	-1.53					
								90 Molin230	230	1	195.94	0.01	804.00	0.6000			
											49.40	8.75					
0	112	PauF2	138	1.0515	145.11	0.00	0.00	0.00	110 Pau13.8213.8	13.8	1	0.54	0.54	43.48	10.0000		
				-46.67	-0.8146	0.00	0.00	0.00				10.91	0.11				
								89 Molin138	138	1	-196.48	0.01	817.760				
											-60.32	-1.53					
								90 Molin230	230	1	195.94	0.01	804.00	0.6000			
											49.40	8.75					
0	113	PauteU1	13.8	1.0600	14.63	125.52	0.00	0.00	89 Molin138	138	1	125.52	0.33	5217.430	0.0975		
				-40.00	-0.6981	41.46	0.00	0.00				41.46	16.68				
0	114	PauteU2	13.8	1.0600	14.63	101.00H	0.00	0.00	89 Molin138	138	1	101.00	0.22	4276.30	0.0975		
				-41.40	-0.7225	39.22	0.00	0.00				39.22	11.21				
0	115	PauteU3	13.8	1.0600	14.63	101.00H	0.00	0.00	89 Molin138	138	1	101.00	0.22	4276.30	0.0975		
				-41.40	-0.7225	39.22	0.00	0.00				39.22	11.21				

0	116	PauteU4	13.8	1.0600	14.63	101.00H	0.00	0.00	89	Molin138	138	1	101.00	0.22	4276.30	0.0975
				-41.40	-0.7225	39.22	0.00	0.00					39.22	11.21		0.000
--	0	117	PauteU5	13.8	1.0600	101.00H	0.00	0.00	89	Molin138	138	1	101.00	0.22	4276.30	0.0975
				-41.40	-0.7225	39.22	0.00	0.00					39.22	11.21		0.000
--	0	118	PauteU6	13.8	1.0600	115.00H	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	115.00	0.28	4982.55	0.0585
				-43.22	-0.7543	52.07	0.00	0.00					52.07	13.75		0.000
--	0	119	PauteU7	13.8	1.0600	115.00H	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	115.00	0.28	4982.55	0.0585
				-43.22	-0.7543	52.07	0.00	0.00					52.07	13.75		0.000
--	0	120	PauteU8	13.8	1.0600	115.00H	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	115.00	0.28	4982.55	0.0585
				-43.22	-0.7543	52.07	0.00	0.00					52.07	13.75		0.000
--	0	121	PauteU9	13.8	1.0600	115.00H	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	115.00	0.28	4982.55	0.0585
				-43.22	-0.7543	52.07	0.00	0.00					52.07	13.75		0.000
--	0	122	PauteU10	13.8	1.0600	115.00H	0.00	0.00	90	Molin230	230	1	115.00	0.28	4982.55	0.0585
				-43.22	-0.7543	52.07	0.00	0.00					52.07	13.75		0.000
--	0	123	Poli13.8	13.8	1.0343	14.27	0.00	0.00	124	PoliF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000
				-60.05	-1.0480	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
--	0	124	PoliF	69	1.0343	71.37	0.00	0.00	123	Poli13.8	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
				-60.05	-1.0480	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
									126	Police69	69	1	143.23	0.00	1293.620	
													71.11	46.57		
									125	Polic138	138	1	-143.23	0.00	1293.620	0.5263
													-71.11	-25.58		0.000
--	0	125	Polic138	138	0.9235	127.44	0.00	0.00	124	PoliF	69	1	143.23	0.00	680.850	1.9000
				-68.82	-1.2011	0.00	0.00	0.00					45.53	-25.58		0.000
									105	Pascu138	138	2	-71.61	0.71	340.43	
													-22.77	1.71		
									105	Pascu138	138	1	-71.61	0.71	340.43	
													-22.77	1.71		
--	0	126	Police69	69	0.9399	64.85	0.00	143.23	124	PoliF	69	1	-143.23	0.00	1293.620	
				-76.73	-1.3392	0.00	35.14	10.60					-24.54	46.57		

0	127	Pom.E138	138	0.9197	126.92	0.00	50.45	0.00	128	Pom.E23	23	1	32.49	0.13	159.110	5.7000
				-73.70	-1.2863	0.00	10.21	0.00					12.96	6.58		0.000
									173	SAleg138	138	1	28.82	0.09	135.72	
													7.73	-0.79		
									130	Poma138	138	1	-111.76	0.27	527.42	
													-30.90	0.94		
0	128	Pom.E23	23	0.9128	20.99	0.00	32.36	0.00	127	Pom.E138	138	1	-32.36	0.13	906.950	0.1754
				-84.29	-1.4712	0.00	6.38	0.00					-6.38	6.58		0.000
0	129	Poma13.813	138	0.9606	13.26	0.00	0.00	0.00	132	PomaF	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000
				-67.05	-1.1703	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
0	130	Poma138	138	0.9243	127.55	0.00	0.00	0.00	132	PomaF	138	1	-197.85	0.04	934.600	
				-73.18	-1.2771	0.00	0.00	0.00					-59.07	23.89		
									176	S/E19138	138	1	85.83	0.64	407.58	
													27.24	1.88		
									127	Pom.E138	138	1	112.02	0.27	527.13	
													31.83	0.94		
0	131	Poma230	230	0.9532	219.22	0.00	0.00	0.00	132	PomaF	138	1	197.94	0.04	560.76	1.6667
				-68.17	-1.1899	0.00	0.00	0.00					78.47	-4.49		0.000
									169	StRos230	230	2	29.33	0.05	82.72	
													11.25	-7.15		
									169	StRos230	230	1	29.33	0.05	82.72	
													11.25	-7.15		
									67	Jam220	220	2	-128.29	4.21	363.09	
													-50.48	-2.62		
									67	Jam220	220	1	-128.29	4.21	363.09	
													-50.48	-2.62		
0	132	PomaF	138	0.9606	132.56	0.00	0.00	0.00	129	Poma13.813	138	1	0.00	0.00	0.00	10.0000
				-67.05	-1.1703	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000
									130	Poma138	138	1	197.89	0.04	934.600	
													82.96	23.89		
									131	Poma230	230	1	-197.89	0.04	934.60	0.6000
													-82.96	-4.49		0.000
0	133	Por13.8113	138	0.9647	13.31	0.00	0.00	0.00	137	PortoF1	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000

				-71.12	-1.2412	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00	0.000				
0	134	Por13.8213.8		0.9678	13.36	0.00	0.00	0.00	138	PortoF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-70.75	-1.2347	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
0	135	Porto138	138	0.8226	113.52	0.00	0.00	0.00	138	PortoF2	69	1	75.13	0.02	404.740	1.8000	
				-78.46	-1.3694	0.00	0.00	0.00					26.24	-11.98	0.000		
										137	PortoF1	69	1	71.30	0.02	384.190	1.8000
													24.93	-10.79	0.000		
										31	DPeri138	138	2	-73.22	6.28	394.46	
													-25.58	12.13			
										31	DPeri138	138	1	-73.22	6.28	394.46	
													-25.58	12.13			
0	136	Porto69	69	0.8845	61.03	0.00	86.75	0.00	138	PortoF2	69	1	-75.06	0.04	728.530		
				-84.79	-1.4798	0.00	27.72	9.39					-17.22	20.99			
										137	PortoF1	69	1	-71.24	0.04	691.540	
													-16.38	19.35			
										81	Manta69	69	1	29.78	2.07	290.82	
													7.64	3.91			
										81	Manta69	69	1	29.78	2.07	290.82	
													7.64	3.91			
0	137	PortoF1	69	0.9647	66.57	0.00	0.00	0.00	133	Por13.8113.8		1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-71.12	-1.2412	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
										136	Porto69	69	1	71.28	0.04	691.540	
													35.72	19.35			
										135	Porto138	138	1	-71.28	0.02	691.540	0.5556
													-35.72	-10.79	0.000		
0	138	PortoF2	69	0.9678	66.78	0.00	0.00	0.00	134	Por13.8213.8		1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-70.75	-1.2347	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		
										136	Porto69	69	1	75.10	0.04	728.530	
													38.21	20.99			
										135	Porto138	138	1	-75.10	0.02	728.530	0.5556
													-38.21	-11.98	0.000		
0	139	Poso13.813.8		0.9843	13.58	0.00	0.00	0.00	142	PosorF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-70.90	-1.2375	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00	0.000		

0	140	Posor138	138	0.9446	130.35	0.00	0.00	0.00	142	PosorF	69	1	18.00	0.01	81.59	1.9000	
				-68.10	-1.1886	0.00	0.00	0.00					3.91	0.92		0.000	
										39	Equill138	138	1	-18.00	0.26	81.60	
													-3.91	-4.20			
--	0	141	Posor69	69	0.9848	67.95	0.00	17.98	0.00	142	PosorF	69	1	-17.98	0.01	155.030	
													-3.13	-0.14			
--	0	142	PosorF	69	0.9843	67.92	0.00	0.00	0.00	139	Poso13.813.8	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000
													0.00	0.00		0.000	
										141	Posor69	69	1	17.99	0.01	155.030	
													2.99	-0.14			
										140	Posor138	138	1	-17.99	0.01	155.03	0.5263
													-2.99	0.92		0.000	
--	0	143	Pucar-1	13.8	0.9985	13.78	35.00H	0.00	0.00	145	Pucar138	138	1	35.00	0.07	1595.55	0.1000
													15.00	3.70		0.000	
--	0	144	Pucar-2	13.8	0.9985	13.78	35.00H	0.00	0.00	145	Pucar138	138	1	35.00	0.07	1595.55	0.1000
													15.00	3.70		0.000	
--	0	145	Pucar138	138	0.9626	132.83	0.00	0.00	0.00	144	Pucar-2	13.8	1	-34.93	0.07	159.55	10.0000
													-11.30	3.70		0.000	
										143	Pucar-1	13.8	1	-34.93	0.07	159.55	10.0000
													-11.30	3.70		0.000	
										93	Mulal138	138	1	100.43	2.79	443.35	
													17.85	8.33			
										8	Ambat138	138	1	-30.58	0.20	134.50	
													4.75	-0.87			
--	0	146	Que13.8113.8	0.9482	13.08	0.00	0.00	0.00	148	QueF1	138	1	0.00	0.45	396.68	0.1000	
													-8.99	0.10		0.000	
--	0	147	Que13.8213.8	0.9039	12.47	0.00	0.00	0.00	149	QueF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
													0.00	0.00		0.000	
--	0	148	QueF1	138	0.9597	132.44	0.00	0.00	0.00	146	Que13.8113.8	13.8	1	0.45	0.45	39.67	10.0000
													9.09	0.10		0.000	
										150	Queve138	138	1	57.05	0.00	283.880	
													31.40	-0.28			

									151 Queve230	230	1	-57.50	0.01	306.56	0.6316		
												-40.49	2.69		0.000		
0	149	QueF2	69	0.9039	62.37	0.00	0.00	0.00	147 Que13.8213.8	138	1	0.00	0.00	0.00	5.0000		
				-72.06	-1.2577	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000		
									152 Queved69	69	1	59.66	0.05	572.960			
												16.49	-0.33				
									150 Queve138	138	1	-59.66	0.05	572.960	0.4762		
												-16.49	2.71		0.000		
0	150	Queve138	138	0.9616	132.71	0.00	0.00	0.00	148 QueF1	138	1	-57.04	0.00	283.880			
				-69.68	-1.2162	0.00	0.00	0.00				-31.68	-0.28				
									149 QueF2	69	1	59.70	0.05	272.840	2.1000		
												19.20	2.71		0.000		
									31 DPeri138	138	2	-1.33	0.02	27.76			
												6.24	-2.46				
									31 DPeri138	138	1	-1.33	0.02	27.76			
												6.24	-2.46				
0	151	Queve230	230	0.9324	214.45	0.00	0.00	0.00	148 QueF1	138	1	57.51	0.01	193.62	1.5833		
				-68.15	-1.1894	0.00	0.00	0.00				43.18	2.69		0.000		
									106 Pascu230	230	1	-36.13	0.25	97.96			
												-4.31	-21.48				
									106 Pascu230	230	1	-36.13	0.25	97.96			
												-4.31	-21.48				
									185 StDom230	230	2	7.38	0.02	50.59			
												-17.28	-16.88				
									185 StDom230	230	1	7.38	0.02	50.59			
												-17.28	-16.88				
0	152	Queved69	69	0.9045	62.41	0.00	59.61	0.00	149 QueF2	69	1	-59.61	0.05	572.960			
				-71.76	-1.2524	0.00	16.82	0.00				-16.82	-0.33				
0	153	Riob13.813.8	138	0.9110	12.57	0.00	0.00	0.00	154 RiobF	69	1	0.00	0.41	381.12	0.2000		
				-65.46	-1.1425	0.00	0.00	-8.30				-8.30	0.08		0.000		
0	154	RiobF	69	0.9212	63.56	0.00	0.00	0.00	153 Riob13.813.8	138	1	0.41	0.41	76.22	5.0000		
				-68.29	-1.1919	0.00	0.00	0.00				8.38	0.08		0.000		
									156 Rioba69	69	1	67.17	0.03	623.170			
												13.95	-0.78				

									155 Rioba230	230	1	-67.59	0.03	646.56	0.3000
												-22.33	10.84		0.000
0	155	Rioba230	230	0.9747	224.18	0.00	0.00	0.00	154 RiobF	69	1	67.62	0.03	193.97	3.3333
				-60.45	-1.0550	0.00	0.00	0.00				33.17	10.84		0.000
									200 Totor230	230	1	70.65	0.25	182.51	
												-5.61	-5.23		
									90 Molin230	230	1	-138.27	3.59	363.09	
												-27.56	0.88		
0	156	Rioba69	69	0.9230	63.69	0.00	67.15	0.00	154 RiobF	69	1	-67.15	0.03	623.170	
				-67.65	-1.1808	0.00	14.73	0.00				-14.73	-0.78		
0	157	SRosa	GH13.8	0.9406	12.98	39.00H	0.00	0.00	170 St.Ros46	46	1	39.00	0.16	1782.37	0.3000
				-68.77	-1.2003	9.20H	0.00	0.00				9.20	8.25		0.000
0	158	SRosa	GG13.8	0.9500	13.11	17.50H	0.00	0.00	170 St.Ros46	46	1	17.50	0.05	819.22	0.3000
				-73.05	-1.2750	6.31H	0.00	0.00				6.31	2.53		0.000
0	159	SRosaTG1	113.8	1.0107	13.95	0.23	0.00	0.00	168 StRos138	138	1	0.23	0.05	993.51	0.0975
				-72.65	-1.2680	24.00H	0.00	0.00				24.00	2.42		0.000
0	160	SRosaTG2	113.8	1.0107	13.95	0.23	0.00	0.00	168 StRos138	138	1	0.23	0.05	993.51	0.0975
				-72.65	-1.2680	24.00H	0.00	0.00				24.00	2.42		0.000
0	161	SRosaTG3	113.8	1.0107	13.95	9.02	0.00	0.00	168 StRos138	138	1	9.02	0.06	1061.30	0.0975
				-70.30	-1.2270	24.00H	0.00	0.00				24.00	2.76		0.000
0	162	SRo13.8	1113.8	0.9074	12.52	0.00	0.00	0.00	165 SRoF1	138	1	0.00	1.65	759.23	0.1000
				-67.73	-1.1822	0.00	0.00	-16.47				-16.47	0.35		0.000
0	163	SRo13.8	2113.8	0.9124	12.59	0.00	0.00	0.00	166 SRoF2	46	1	0.00	0.00	0.00	0.3000
				-81.57	-1.4237	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000
0	164	SRo13.8	3113.8	0.9071	12.52	0.00	0.00	0.00	167 SRoF3	46	1	0.00	0.00	0.00	0.3000
				-81.66	-1.4253	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000
0	165	SRoF1	138	0.9309	128.47	0.00	0.00	0.00	162 SRo13.8	1113.8	1	1.65	1.65	75.92	10.0000
				-73.33	-1.2798	0.00	0.00	0.00				16.81	0.35		0.000
									168 StRos138	138	1	281.00	0.06	1268.520	

									32 EEspe138 138 1	-19.18	0.45								
										-48.64	0.27	236.03							
										-17.05	-0.01								
--	0	174	S.Aleg46	46	0.9265	42.62	0.00	98.58	0.00	172	S.AleF	46	1	-98.58	0.00	1351.390			
					-83.40	-1.4556	0.00	15.31	0.00					-15.31	18.49				
--	0	175	SIdel138	138	0.9772	134.85	0.00	0.00	0.00	78	MachP138	138	1	-139.12	0.73	606.22			
					-60.63	-1.0581	0.00	0.00	0.00					-26.35	5.24				
										79	Machal38	138	2	55.56	0.60	243.04			
														11.62	0.48				
										79	Machal38	138	1	55.56	0.60	243.04			
														11.62	0.48				
										86	Milag138	138	1	14.00	0.22	60.29			
														1.55	-6.20				
										86	Milag138	138	1	14.00	0.22	60.29			
														1.55	-6.20				
--	0	176	S/E19138	138	0.9095	125.52	0.00	0.00	0.00	179	S/E19F	46	1	119.10	0.00	576.010	2.8500		
					-74.78	-1.3051	0.00	0.00	0.00					38.67	-2.57		0.000		
										173	SAleg138	138	1	-33.92	0.07	167.61			
														-13.32	-0.27				
										130	Poma138	138	1	-85.19	0.64	408.83			
														-25.36	1.88				
--	0	177	S/E1923	23	0.9637	22.16	0.00	0.00	0.00	179	S/E19F	46	1	0.00	0.00	0.00	0.5000		
					-73.67	-1.2857	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000		
--	0	178	S/E1946	46	0.9158	42.13	0.00	119.10	0.00	179	S/E19F	46	1	-119.10	0.00	1641.630			
					-86.65	-1.5124	0.00	12.76	0.00					-12.76	28.48				
--	0	179	S/E19F	46	0.9637	44.33	0.00	0.00	0.00	177	S/E1923	23	1	0.00	0.00	0.00	2.0000		
					-73.67	-1.2857	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000		
										178	S/E1946	46	1	119.10	0.00	1641.630			
														41.24	28.48				
										176	S/E19138	138	1	-119.10	0.00	1641.630	0.3509		
														-41.24	-2.57		0.000		
--	0	180	SDo13.8113	8	0.9168	12.65	0.00	0.00	0.00	182	SDomF1	138	1	0.00	0.42	383.56	0.1000		
					-65.96	-1.1513	0.00	0.00	-8.40					-8.40	0.09		0.000		

0	181	SDo13.8213.8	0.9131	12.60	0.00	0.00	0.00	183	SDomF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
			-72.40	-1.2637	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.0000	
0	182	SDomF1	138	0.9277	128.03	0.00	0.00	0.00	180	SDo13.8113.8	1	0.42	0.42	38.36	10.0000	
				-68.80	-1.2007	0.00	0.00	0.00				8.49	0.09		0.0000	
									184	StDom138	138	1	3.95	0.00	74.86	
												16.12	-0.01			
									185	StDom230	230	1	-4.37	0.00	112.75	0.6000
												-24.62	0.34		0.0000	
0	183	SDomF2	69	0.9131	63.00	0.00	0.00	0.00	181	SDo13.8213.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-72.40	-1.2637	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.0000	
									186	StoDom69	69	1	66.47	0.02	624.300	
												14.93	-0.61			
									184	StDom138	138	1	-66.47	0.02	624.30	0.5000
												-14.93	4.49		0.0000	
0	184	StDom138	138	0.9284	128.12	0.00	0.00	0.00	182	SDomF1	138	1	-3.95	0.00	74.86	
				-68.78	-1.2005	0.00	0.00	0.00				-16.14	-0.01			
									183	SDomF2	69	1	66.49	0.02	312.15	2.0000
												19.41	4.49		0.0000	
									47	Esmer138	138	2	-31.27	1.50	141.11	
												-1.64	-4.33			
									47	Esmer138	138	1	-31.27	1.50	141.11	
												-1.64	-4.33			
0	185	StDom230	230	0.9403	216.28	0.00	0.00	0.00	182	SDomF1	138	1	4.37	0.00	67.65	1.6667
				-68.66	-1.1984	0.00	0.00	0.00				24.96	0.34		0.0000	
									169	StRos230	230	2	5.17	0.01	37.05	
												-12.88	-12.49			
									169	StRos230	230	1	5.17	0.01	37.05	
												-12.88	-12.49			
									151	Queve230	230	2	-7.36	0.02	19.68	
												0.40	-16.88			
									151	Queve230	230	1	-7.36	0.02	19.68	
												0.40	-16.88			
0	186	StoDom69	69	0.9147	63.11	0.00	66.45	0.00	183	SDomF2	69	1	-66.45	0.02	624.300	
				-71.90	-1.2549	0.00	15.54	0.00				-15.54	-0.61			

0	187	Sever138	138	0.8935	123.31	0.00	0.00	0.00	21	Chone138	138	1	0.00	0.00	0.00		
				-74.38	-1.2981	0.00	0.00	0.00					0.00	-1.54			
0	188	StEl113.8	13.8	0.9281	12.81	0.00	0.00	0.00	191	St.EleF	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-81.52	-1.4228	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	189	StElEl138	138	0.8460	116.74	0.00	0.00	0.00	191	St.EleF	69	1	54.75	0.06	275.51	1.8000	
				-77.03	-1.3445	0.00	0.00	0.00					10.31	4.39		0.000	
									68	Junta138	138	1	-54.75	2.17	275.51		
													-10.31	3.43			
0	190	St.Ele69	69	0.9281	64.04	0.00	54.62	0.00	191	St.EleF	69	1	-54.62	0.06	495.920		
				-80.93	-1.4125	0.00	16.82	10.34					-6.48	-0.56			
0	191	St.EleF	69	0.9281	64.04	0.00	0.00	0.00	188	StEl113.8	13.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-81.52	-1.4228	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
									190	St.Ele69	69	1	54.69	0.06	495.920		
													5.92	-0.56			
									189	StElEl138	138	1	-54.69	0.06	495.92	0.5556	
													-5.92	4.39		0.000	
0	192	TG1	13.8	0.9671	13.35	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-66.08	-1.1533	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	193	TG2	13.8	0.9671	13.35	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-66.08	-1.1533	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	194	TG3	13.8	0.9671	13.35	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-66.08	-1.1533	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	195	TG5	13.8	0.9671	13.35	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-66.08	-1.1533	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	196	TG6	13.8	0.9671	13.35	0.00	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
				-66.08	-1.1533	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	197	Tot13.8	113.8	0.9393	12.96	0.00	0.00	0.00	202	TotorFl	138	1	0.00	0.44	392.97	0.1000	
				-57.93	-1.0111	0.00	0.00	-8.82					-8.82	0.27		0.000	

0	198	Tot13.8213.8	0.9499	13.11	0.00	0.00	0.00	203	TotorF2	69	1	0.00	0.00	0.00	0.2000	
			-66.20	-1.1555	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	199	Totor138	138	0.9677	133.54	0.00	0.00	0.00	202	TotorF1	138	1	23.30	0.00	103.710	
				-60.95	-1.0638	0.00	0.00	0.00					5.71	-0.10		
									203	TotorF2	69	1	81.78	0.01	364.41	2.0000
													20.40	7.81	0.000	
									8	Ambat138	138	1	50.45	0.16	218.22	
													-1.61	0.09		
									3	Agoyal38	138	2	-77.76	1.04	340.35	
													-12.25	2.08		
									3	Agoyal38	138	1	-77.76	1.04	340.35	
													-12.25	2.08		
0	200	Totor230	230	0.9724	223.66	0.00	0.00	0.00	202	TotorF1	138	1	-22.86	0.00	59.84	1.6667
				-62.16	-1.0848	0.00	0.00	0.00					3.86	0.59	0.000	
									155	Rioba230	230	1	-70.39	0.25	181.71	
													0.38	-5.23		
									90	Molin230	230	1	-123.75	3.65	325.39	
													-24.01	-6.40		
									169	StRos230	230	1	108.50	1.59	281.23	
													9.88	-5.10		
									169	StRos230	230	1	108.50	1.59	281.23	
													9.88	-5.10		
0	201	Totor69	69	0.9524	65.72	0.00	81.76	0.00	203	TotorF2	69	1	-81.76	0.01	728.810	
				-65.22	-1.1383	0.00	14.03	0.00					-14.03	-1.44		
0	202	TotorF1	138	0.9687	133.67	0.00	0.00	0.00	197	Tot13.8113.8	1	0.44	0.44	39.30	10.0000	
				-60.71	-1.0596	0.00	0.00	0.00				9.09	0.27	0.000		
									199	Totor138	138	1	-23.30	0.00	103.710	
													-5.82	-0.10		
									200	Totor230	230	1	22.86	0.00	99.73	0.6000
													-3.27	0.59	0.000	
0	203	TotorF2	69	0.9499	65.54	0.00	0.00	0.00	198	Tot13.8213.8	1	0.00	0.00	0.00	5.0000	
				-66.20	-1.1555	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00	0.000		
									201	Totor69	69	1	81.77	0.01	728.810	
													12.59	-1.44		
									199	Totor138	138	1	-81.77	0.01	728.81	0.5000

0	204	Tri13.8113.8	0.9329	12.87	0.00	0.00	0.00	-12.59	7.81	0.000	
			-67.38	-1.1759	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.1000	
					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	
0	205	Tri13.8213.8	1.0234	14.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	
			-61.92	-1.0807	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.2000	
					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	
0	206	Trini138 138	0.9327	128.72	0.00	0.00	0.00	-42.23	0.00	190.83	
			-67.32	-1.1750	0.00	0.00	0.00	5.17	-0.04		
								175.04	0.06	842.020	1.9000
								67.84	-19.74		0.000
								0.00	0.00	0.00	10.0000
								0.00	0.00		0.000
								-104.81	0.19	484.63	10.0000
								-26.22	13.78		0.000
								-27.99	0.12	244.58	
								-46.79	0.27		
0	207	Trini230 230	0.9299	213.88	0.00	0.00	0.00	42.23	0.00	114.50	1.6667
			-65.69	-1.1464	0.00	0.00	0.00	-3.95	1.26		0.000
								-42.23	0.07	114.50	
								3.95	-4.03		
0	208	Trini69 69	0.9497	65.53	0.00	174.89	0.00	-174.89	0.09	1599.850	
			-72.91	-1.2725	0.00	48.82	0.00	-48.82	38.76		
0	209	TriniF1 138	0.9329	128.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.0000
			-67.38	-1.1759	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
								42.23	0.00	190.83	
								-5.21	-0.04		
								-42.23	0.00	190.83	0.6000
								5.21	1.26		0.000
0	210	TriniF2 69	1.0234	70.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.0000
			-61.92	-1.0807	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
								174.97	0.09	1599.850	
								87.58	38.76		
								-174.97	0.06	1599.850	0.5263
								-87.58	-19.74		0.000

0	211	Tri13.8T13.8	0.9327	12.87	0.00	0.00	0.00	206	Trini138	138	1	0.00	0.00	0.00	0.1000	
			-67.32	-1.1750	0.00	0.00	0.00					0.00	0.00		0.000	
0	212	TulC13.813.8	0.9238	12.75	0.00	0.00	0.00	215	TulcanF	69	1	0.00	0.04	115.95	0.2000	
			-82.60	-1.4417	0.00	0.00	2.56					2.56	0.04		0.000	
0	213	Tulcal38	138	0.9056	124.98	0.00	0.00	0.00	215	TulcanF	69	1	7.26	0.00	34.11	2.0000
				-80.40	-1.4032	0.00	0.00	0.00				-1.32	0.18		0.000	
									97	Panam138	138	1	0.00	0.00	3.63	
												-0.79	-0.79			
									60	Iba138_T	138	1	-7.26	0.04	34.94	
												2.11	-3.67			
0	214	Tulcan69	69	0.9096	62.76	6.00H	13.22	0.00	215	TulcanF	69	1	-7.22	0.00	67.130	
				-81.53	-1.4229	1.50H	2.55	0.00				-1.05	-0.03			
0	215	TulcanF	69	0.9094	62.75	0.00	0.00	0.00	212	TulC13.813.8	1	0.04	0.04	23.19	5.0000	
				-81.73	-1.4265	0.00	0.00	0.00				-2.52	0.04		0.000	
									214	Tulcan69	69	1	7.22	0.00	67.130	
												1.03	-0.03			
									213	Tulcal38	138	1	-7.26	0.00	68.21	0.5000
												1.50	0.18		0.000	
0	216	VAsan	13.8	0.9883	13.64	34.00H	0.00	0.00	34	E.Sali69	69	1	34.00	0.03	1500.32	0.2000
				-61.32	-1.0702	10.00H	0.00	0.00				10.00	3.01		0.000	
0	217	Vice13.813.8	0.9209	12.71	0.00	0.00	0.00	218	ViceF	46	1	0.00	0.00	0.00	0.3000	
				-73.87	-1.2893	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
0	218	ViceF	46	0.9209	42.36	0.00	0.00	0.00	217	Vicel3.813.8	1	0.00	0.00	0.00	3.3333	
				-73.87	-1.2893	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00		0.000	
									220	Vicent46	46	1	59.11	0.00	809.170	
												5.58	6.36			
									219	Vicen138	138	1	-59.11	0.00	809.17	0.3333
												-5.58	-0.54		0.000	
0	219	Vicen138	138	0.9201	126.98	0.00	0.00	0.00	218	ViceF	46	1	59.11	0.00	269.72	3.0000
				-74.39	-1.2984	0.00	0.00	0.00				5.03	-0.54		0.000	
									59	Iba138	138	2	33.79	0.76	153.82	

									59 Iba138	138	1	-1.63	-1.38			
												33.79	0.76	153.82		
												-1.63	-1.38			
									168 StRos138	138	1	-57.71	0.52	264.10		
												-6.54	0.92			
									93 Mulal138	138	1	-41.24	1.14	192.92		
												9.98	0.23			
									54 Guang138	138	1	-27.73	0.05	128.32		
												-5.22	-0.20			
0	220	Vicent46	46	0.9169	42.18	0.00	127.11	0.00	222 VicenNay	46	1	-29.00	0.00	429.62	1.0000	
				-80.02	-1.3967	0.00	23.31	0.00				-12.00	0.00		0.000	
									221 VicenCum	46	1	-39.00	0.00	558.96	1.0000	
												-12.10	0.00		0.000	
									218 ViceF	46	1	-59.11	0.00	809.170		
												0.79	6.36			
0	221	VicenCum	46	0.9169	42.18	39.00H	0.00	0.00	220 Vicent46	46	1	39.00	0.00	558.96	1.0000	
				-80.02	-1.3966	12.10H	0.00	0.00				12.10	0.00		0.000	
0	222	VicenNay	46	0.9169	42.18	29.00H	0.00	0.00	220 Vicent46	46	1	29.00	0.00	429.62	1.0000	
				-80.02	-1.3967	12.00H	0.00	0.00				12.00	0.00		0.000	
0	223	Vict13.813.8	13.8	0.9700	13.39	105.00H	0.00	0.00	206 Trinil38	138	1	105.00	0.19	4846.26	0.1000	
				-60.51	-1.0561	40.00H	0.00	0.00				40.00	13.78		0.000	

APÉNDICE C

Bifurcación Punto-Silla

C.1 Bifurcación Punto Silla de las Soluciones de la ecuación cuadrática

La bifurcación punto-silla es inherentemente un fenómeno no lineal y no puede ocurrir en modelos lineales. Casi siempre el fenómeno de bifurcación punto-silla es común en modelos simples no lineales como una ecuación cuadrática.

Consideremos que una ecuación cuadrática tiene dos raíces reales (soluciones de equilibrio) y los parámetros de la ecuación cambian lentamente, las dos raíces reales se mueven a lo largo de la trayectoria de soluciones hasta que coinciden en un punto y desaparecen. La bifurcación ocurre en el caso crítico de dos raíces reales iguales, las cuales separan a las soluciones de raíces reales y no reales de la ecuación cuadrática.

Por ejemplo consideremos la ecuación cuadrática $-X^2 - P = 0$. La variable X representa el estado del sistema (por ejemplo el voltaje en una barra) y P representa un parámetro del sistema (por ejemplo un incremento de la carga en una barra PQ).

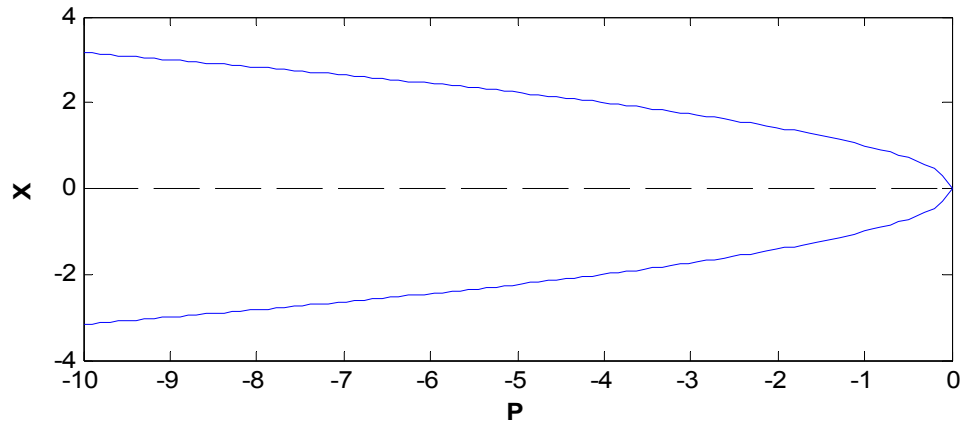


Figura C.1 Diagrama de Bifurcación

Cuando P es negativo hay dos soluciones de equilibrio $X_0 = \sqrt{-P}$ y $X_1 = -\sqrt{-P}$. Si P se incrementa hasta cero las soluciones de equilibrio son dos raíces iguales en $X = 0$. Si P se incrementa y llega a ser positivo, no hay soluciones de equilibrio. La bifurcación ocurre en $P = 0$ en el caso crítico en el cual se separan los casos de las soluciones reales y no reales de la ecuación. Como se muestra en la Fig. C.1.

C.2 Ejemplo de un sistema de potencia simple

Consideremos un sistema de potencia sencillo con una sola máquina conectada a una barra PV que alimenta una barra de carga PQ a través de una línea de transmisión, tal como se muestra en la Fig. C.2.

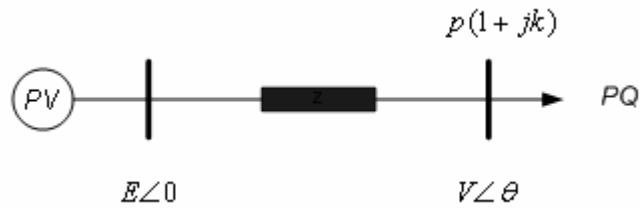


Figura C.2 Barra PV con una máquina simple supliendo una barra de carga PQ con factor de potencia constante.

Si elegimos como un parámetro de variación de la potencia de la carga a λ . El vector de estado del sistema está dado por $x = (V, \theta)$. La variación de la magnitud del voltaje V en la carga con la carga (λ) es mostrada en la Fig. C.3.

Para bajos niveles de carga hay dos soluciones de equilibrio; una con un nivel de voltaje alto y la otra con un nivel de voltaje bajo. La solución de alto voltaje tiene una baja corriente de línea y la solución de bajo voltaje tiene una alta corriente de línea. Mientras la carga λ se incrementa lentamente, esas soluciones se aproximan una a la otra y coinciden en el punto crítico de carga λ . Si el incremento de la carga λ es mayor al valor crítico, no existen soluciones de equilibrio. Las soluciones de equilibrio desaparecen en una bifurcación punto-silla en $\lambda_{\text{crítico}}$.

La Fig. C.3, la cual grafica una de las variables de estado V contra parámetro de carga λ , es denominado un diagrama de bifurcación y la

bifurcación ocurre en la nariz de la curva. En la práctica el equilibrio de alto voltaje es estable y el equilibrio de bajo voltaje es inestable.

Además el sistema tiene dos estados V y θ , una gráfica más completa se tiene en la Fig. C.4, que muestra cómo las soluciones de equilibrio para V y θ varían cuando el parámetro de la carga es incrementado. Las narices de ambas curvas indican el mismo evento de las soluciones de equilibrio estable e inestable que se unen y por consiguiente las narices ocurren en el mismo nivel de carga λ^* .

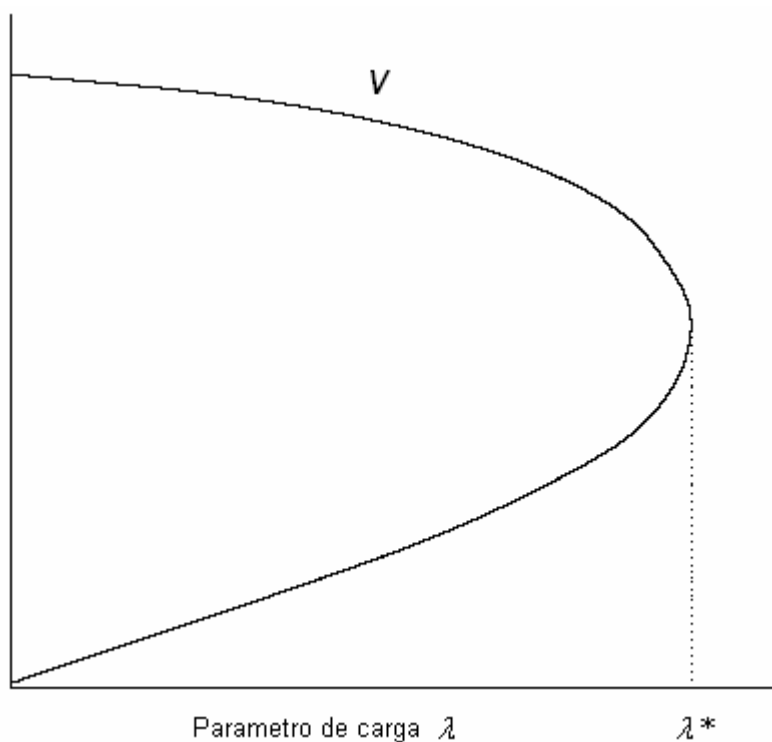


Figura. C.3 Diagrama de Bifurcación mostrando un estado versus el parámetro λ

C.3 Valores Propios del Jacobiano en una Bifurcación Punto-Silla

Considere el Jacobiano del sistema de potencia evaluado en el estado de equilibrio. En el Jacobiano de un sistema de potencia cuyo modelo es dinámico típicamente difiere del Jacobiano del flujo de potencia. Además como se verá más adelante los modelos estáticos de los sistemas de potencia y los Jacobianos de esos modelos son suficientes para algunos cálculos útiles de la bifurcación punto-silla.

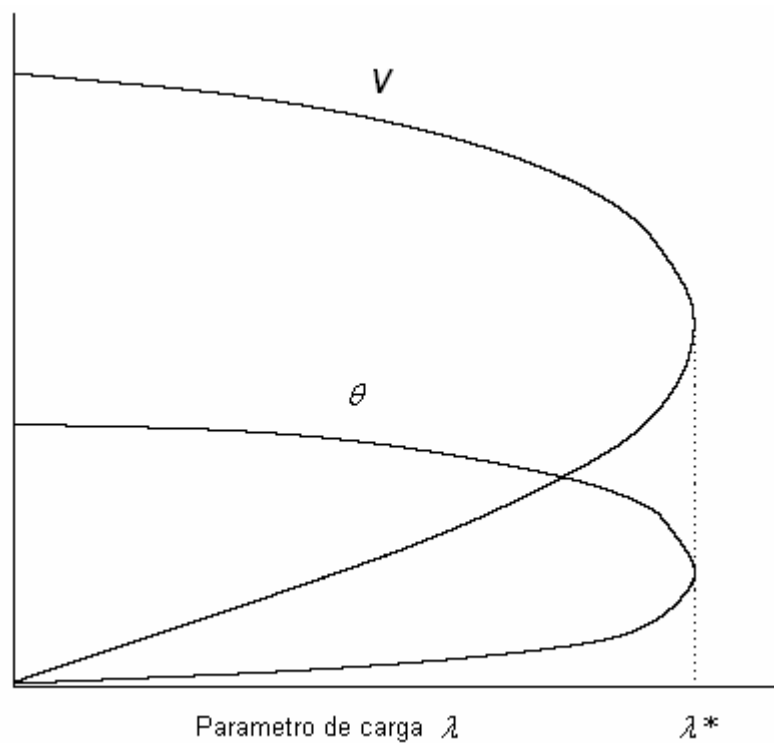


Figura C.4 Diagrama de bifurcación mostrando dos estados versus parámetro λ

Si el Jacobiano del sistema es asintóticamente estable, todos los valores propios tienen parte real negativa. Lo que se suscita cuando la carga es lentamente incrementada hasta el valor crítico es que los valores propios del Jacobiano del sistema se aproximan a cero desde la izquierda del plano complejo. La bifurcación ocurre cuando el valor propio es cero. El uso principal del Jacobiano del sistema es el de determinar la estabilidad del sistema el cual es linealizado alrededor de un estado de equilibrio.

C.3.1 Atributos de la bifurcación punto-silla.

Hay algunos indicadores útiles de una bifurcación punto-silla. Todas las siguientes condiciones ocurren en una bifurcación punto-silla y pueden ser usadas para caracterizar o detectar una bifurcación punto-silla:

Las dos soluciones de equilibrio son iguales. Una de esas debe ser inestable.

La sensibilidad con respecto al parámetro de la carga de una variable de estado típica es infinita. Esto sugiere la pendiente infinita en la nariz del diagrama de bifurcación como se muestra en la Fig. C.4.

El Jacobiano del sistema tiene un valor propio igual a cero.

El Jacobiano del sistema tiene un valor singular igual a cero

La dinámica del colapso en la bifurcación es tal que los estados cambian monótonamente y la razón del colapso es en el inicio lento y luego rápido, como se muestra en la Fig. 1.3.

C.4 Relación entre el colapso de voltaje y la bifurcación punto silla

Considere un sistema de potencia con un incremento de carga lento, la cual se incrementa indefinidamente. Eventualmente, la generación y transmisión serán incapaces de contener la carga en estado estable y el equilibrio de operación se perderá. Bajo estas asunciones la teoría de la bifurcación punto-silla explica y expone cómo la operación de equilibrio desaparece y predice que en el resultado transitorio habrá inicialmente una lenta pero acelerada disminución de los voltajes en el sistema.

Casi siempre, algunos colapsos de voltaje involucran cambios más rápidos en la carga, grandes disturbios y eventos discretos.

APÉNDICE D

Colocación Óptima de un SVC

D.1 Nociones básicas de un SVC

Las dos configuraciones más utilizadas de este tipo de controladores de derivación son las de capacitores fijos (FC Fixed Capacitor) con un reactor controlado por tiristores (TCR Thyristor Controlled Reactor), y el capacitor conmutado por tiristores (TSC Thyristor Switched Capacitor) con TCR. De estas dos configuraciones, la segunda TSC-TCR minimiza pérdidas stand by; sin embargo, desde una perspectiva en estado constante, este es equivalente al FC-TCR. Por lo tanto, la estructura FC-TCR mostrada en la Fig D.1 es la única usada en este trabajo para desarrollar el modelo deseado. El TCR consiste de un reactor ajustado (usualmente de núcleo de aire) de inductancia L y un tiristor con válvula bi-direccional.

Las válvulas del tiristor son disparadas simétricamente a un ángulo α en un rango de control de 90° a 180° , con respecto al voltaje del capacitor (inductor). Las válvulas automáticamente se apagan a aproximadamente cero atravesando la corriente ac.

Asumiendo que el voltaje controlador, el cual para el SVC es el de la barra de voltaje, es sinusoidal, y manejando un análisis de la serie de Fourier en la onda de la corriente del inductor, se puede demostrar que el TCR a frecuencia fundamental es equivalente a una inductancia variable X_v dada por [21]:

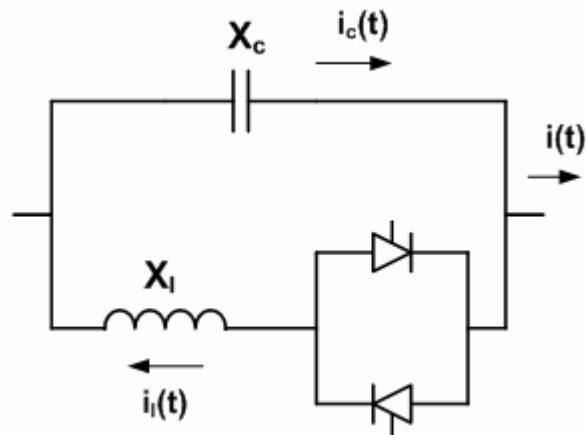


Fig. D1 Estructura común de un SVC

$$X_v = X_L \frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}$$

Donde X_L es la reactancia de la frecuencia fundamental del inductor sin el control del tiristor, y α es el ángulo de disparo con respecto al voltaje controlador cero. De aquí, la impedancia total equivalente X_e del controlador puede ser representada por:

$$X_e = X_C \frac{\pi / r_x}{\sin 2\alpha - 2\alpha + \pi(2 - 1/r_x)} \quad \text{Ec D1}$$

donde $r_x = X_C / X_L$. Los límites de los controladores son dados para los límites del ángulo de disparo, los cuales son ajustados por diseño.

En un sistema trifásico, los reactores controlados por los tiristores de las tres fases únicas son usados en conexión delta. Un transformador reductor es requerido en aplicaciones de alto voltaje o extra alto

voltaje mientras el voltaje TCR es limitado por razones técnicas y económicas a menos de 50 kV.

La ley de control típico de estado constante de un SVC usado es mostrada en Figura D.2, y puede ser representado por la siguiente característica de voltaje-corriente:

$$V = V_{REF} + X_{SL} I$$

donde V e I significa para el controlador total las magnitudes de corriente y de voltaje, y V_{REF} representa un voltaje de referencia. Valores típicos para pendiente X_{SL} son del rango 2 a 5%, con respecto a la base del SVC; este es necesitado para evitar límites topes.

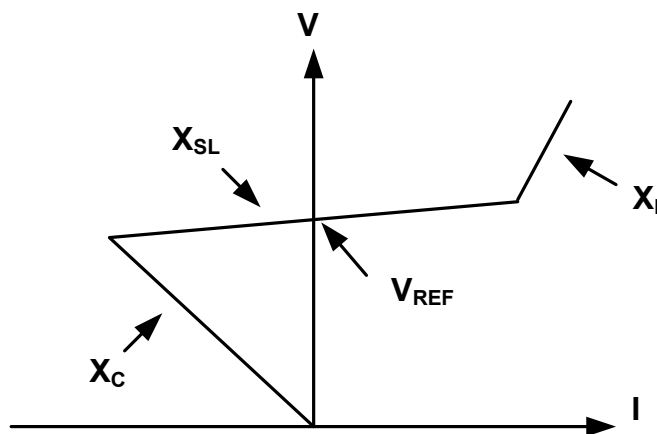


Fig. D2 Esquema de control de un SVC en estado constante

D.2 Límites y ecuaciones en estado estacionario

El SVC es usualmente conectado al sistema de transmisión a través de un transformador reductor, el cual es tratado de manera similar a

los otros transformadores en el sistema. El SVC con sus parámetros correspondientes es presentado esquemáticamente en la figura D.3; el voltaje controlado es típicamente V_l . El sistema de ecuaciones de abajo describen con precisión el comportamiento en estado estacionario del SVC cuando es conectado a la barra k del sistema.

$$\begin{aligned}
 V_l - V_{REF} + X_{SL} V_k B_e &= 0 \\
 Q_{SVC} - V_k^2 B_e &= 0 \\
 \pi X_C X_L B_e + \sin 2\alpha + \pi \left(2 - \frac{X_L}{X_C} \right) &= 0
 \end{aligned}
 \tag{Ec. D2}$$

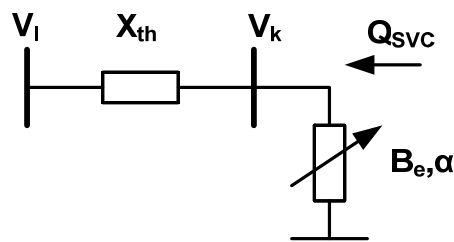


Fig. D3 Representación de un circuito en estado constante de un SVC

Los límites del control del SVC son básicamente representados como límites de ángulo de disparo α , por ejemplo $\alpha \in [\alpha_m, \alpha_M]$, donde α_m es el ángulo de disparo mínimo y α_M ángulo de disparo máximo.

Si no hay solución dentro de estos límites, el ángulo de disparo es ajustado al límite correspondiente y el V_{REF} entonces puede variar. Este procedimiento, mostrado en la figura D.4, permite el uso del mismo conjunto de ecuaciones cuando el SVC está a sus límites,

simplificando así el proceso de solución. Además por solución de la variable V_{REF} cuando α alcanza un límite, el SVC puede recuperar el control de voltaje si la iteración con el resto del sistema lleva a V_l dentro de una región controlable. Aunque en este trabajo se consideran sólo límites en el ángulo de disparo α , como es el caso del actual sistema de control, otros límites en estado constante pueden ser impuestos en algunas de las otras variables en Eq. D.2, tales como límites de voltaje en las barras o niveles de compensación de potencia reactiva.

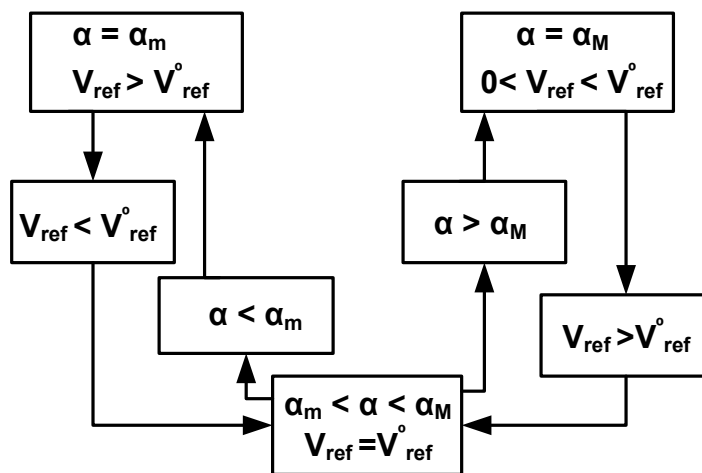


Fig. D4. Diagrama del manejo de los límites de un SVC

D.4 Dimensionamiento y colocación

Para el FC-TRC SVC, la potencia reactiva del equipo puede ser escrita como:

$$Q_{SVC} = \frac{V^2}{X_V} - \frac{V^2}{X_C} \quad \text{Ec D3}$$

A potencia reactiva cero, la corriente capacitiva e inductiva son iguales y por lo tanto estas corrientes se cancelan unas a otras. Con el decrecimiento del ángulo de disparo α , la corriente inductiva es más grande que la corriente capacitiva resultando una salida reactiva neta.

De la característica V-I presentada en figura D.2, los límites del equipo son $\pm I_{\max}$ para V variando de V_{\min} a V_{\max} con el SVC variando de $Q_{\max C}$ a $Q_{\min L}$. El modelo típico para el equipo es una fuente de potencia reactiva la cual da la “reactancia pendiente” dentro de los límites del Q_{SVC} . El inconveniente de este método es que considera que el equipo alcanza los límites de potencia reactiva a voltaje máximo o mínimo. Sin embargo, el equipo es una reactancia ajustable y el límite de control está dado por los límites del ángulo de disparo. De la ecuación D.3, se puede ver que si el límite del ángulo de disparo es alcanzado a un valor de voltaje más alto que el valor mínimo controlable (Ej. 0.95 p.u), entonces la potencia reactiva inyectada por el equipo es de hecho más grande que el límite máximo de potencia reactiva capacitiva. Por lo tanto, es importante en estudios de colapso de voltaje, donde el sistema es altamente cargado y los equipos son exigidos a alcanzar sus límites, considerar sus límites de control, por ejemplo, límites de ángulo de disparo que son conocidos , y no los

límites en la potencia reactiva del equipo los cuales son dependientes del voltaje.

Si los rangos capacitivo e inductivo son asumidos iguales para el SVC, por ejemplo, $Q_{MaxC} = Q_{MaxL}$, con los límites de potencia reactiva siendo alcanzados en sus rangos de límite de voltaje los límites de potencia reactiva están dados por:

$$Q_{MaxC} = \frac{V_{\min}^2}{X_C} \quad \text{Ec D5}$$

$$Q_{MaxL} = \frac{V_{\max}^2}{X_L} - \frac{V_{\max}^2}{X_C} \quad \text{Ec D6}$$

Después de la colocación óptima del SVC (el análisis modal nos indica cual es la barra más débil), los rangos del SVC deben ser elegidos. Es de esperarse que introduciendo un SVC en un lugar determinado, los perfiles de voltaje serán más planos y el margen de cargabilidad del sistema se incrementará. Asumiendo un rango de control típico a la barra, por ejemplo $\pm 5\%$, uno puede tratarla como barra PV con el voltaje ajustado a 0.95 p.u. Esto en términos de colocación quiere decir una fuente de potencia reactiva, por ejemplo un condensador sincrónico, en esta barra. Considerando que el SVC tiene control de voltaje a un nivel de carga donde el sistema sin SVC colapsa, la potencia reactiva inyectada requerida en la barra es encontrada del

flujo de potencia. Este es el máximo rango capacitivo del SVC. De la ecuación D5 la reactancia capacitiva es:

$$X_c [p.u.] = \frac{0.95^2}{Q_{SVC} [p.u.]}$$

Si el rango de potencia inductiva del SVC es igual al rango capacitivo a 1.05 p.u voltaje de la barra, entonces la reactancia inductiva X_L del SVC es 55% de la reactancia capacitiva X_C .

Otra forma de determinar el rango inductivo del SVC es resolver un flujo de potencia a "mínima" carga, con la barra de voltaje del SVC ajustada a 1.05 p.u. La potencia reactiva inyectada en la barra es la máxima potencia inductiva del SVC al voltaje especificado. La mínima carga es dependiente del sistema y tiene que ser obtenida de los datos históricos de ese sistema.

BIBLIOGRAFÍA.

1. C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. New York: McGraw-Hill, 1994
2. T. Van Cutsem, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers. 1998
3. Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill.1994
4. "Voltage Stability Assessment: Concepts, Practice and Tools", IEEE Special Publication, SP101PSS, 2002
5. T. Van Cutsem, "A Method to Compute Reactive Power Margins with respect to Voltage Collapse," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, Febrero 1991, pp. 145–156
6. V. Ajjarapu y C. Christy, "The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis," IEEE PICA Conference Proceedings, Mayo 1991,pp.304-311

7. C. A. Cañizares, F. L. Alvarado, C. L. DeMarco, I. Dobson, W. F. Long, "Point of Collapse Methods Applied to AC/DC Power Systems," IEEE/PES 91 SM491-1-PWRS, Julio 1991
8. C. A. Cañizares, F. L. Alvarado, C. L. Demarco, I. Dobson y W. F. Long, "Point of collapse methods applied to AC/DC power systems", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, no. 2, pp. 673-683, Mayo 1992
9. V. Ajjarapu y C. Christy, "The Application of a Locally parameterized Continuation technique to the Study Steady State Voltage Stability", Proceedings of 21st annual north American Power Symposium, Rolla, Missouri, Octubre 1989.
10. C. A. Cañizares, "On bifurcations, Voltage Collapse and Load Modelling," IEEE Transactions on power systems, vol. 10. No 1, Febrero 1995, pp 512-522.
11. C. A. Cañizares, "UWPFLOW: Continuation and Direct methods to Locate Fold Bifurcations In AC/DC/ FACTS Power Systems," Universidad de Waterloo, www.power.uwaterloo.ca

12. T. Van Cutsem, “Dynamic and Static aspects of voltage collapse”, Proc of Eng. Found Conf on Bulk power system voltage phenomena – voltage stability and security, 1988, pp 6.55-6.79.
13. Nick Abi-Samra, “Outage prevention: Ensuring Voltage Stability”, EPRI Solutions Web Seminar, Diciembre 2003.
14. K. Ellithy, A. Gastli, S. Al-Alawi, A. Al-Hinai, y Z. Al-Abri, “Voltage Stability Analysis of Muscat Power System During Summer Weather Conditions”, Science and Technology, Sultan Qaboos University, 2000, pp 35-45.
15. Julio C. R. Ferraz, Nelson Martins, Herminio J.C.P. Pinto, Djalma M. Falcão, “Fluxo de Potência Continuado e Análise modal na Avaliação e Melhoría da Estabilidade de Tensão do Sistema Sul–Sudeste”, VII Simpósio de Especialistas Em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica”, Curitiba-Brasil ,21-26 de Mayo del 2000.
16. Nijaz Dizderevic, “Unified Power Flow Controller in Allevation of Voltage Stability Problem” PhD thesis, University of Zagreb, 2001

17. Diagrama unifilar y geográfico de sistema nacional interconectado, www.cenace.org.ec
18. “Revisión de las bandas de variación de voltaje, factores de potencia y requerimientos de compensación reactiva en el S.N.I”, Enero del 2004, www.cenace.org.ec.
19. “Reestablecimiento del servicio ante el colapso total del S.N.I”, Diciembre del 2004, www.cenace.org.ec.
20. “Informe de gestión de la corporación nacional de control de energía (CENACE), informe trimestral Enero-Marzo del 2006.
21. C. A. Cañizares, Zeno T. Faur, “Analysis of SVC and TCSC Controllers in voltage Collapse”, IEEE Transactions on power systems, vol. 14. No 1, February 1999, pp 158-165.