



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS ZONAS NORTE Y
NOR-ORIENTAL DEL SNI, CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS
LÍNEAS DE 69KV DE CHISEC A STA. ELENA Y STA. ELENA A
POPTÚN**

Henry Estuardo Martínez Quiej
Asesorado por el Ing. Luís Felipe Bances Recinos

Guatemala, junio de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS ZONAS NORTE Y
NOR-ORIENTAL DEL SNI, CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS
LÍNEAS DE 69KV DE CHISEC A STA. ELENA Y STA. ELENA A
POPTÚN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

HENRY ESTUARDO MARTÍNEZ QUIEJ

ASESORADO POR EL ING. LUIS FELIPE BANCES RECINOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López Orozco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS ZONAS NORTE Y NOR-ORIENTAL DEL SNI, CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE 69KV DE CHISEC A STA. ELENA Y STA. ELENA A POPTÚN,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 14 de noviembre de 2006.

Henry Estuardo Martínez Quiej

Guatemala, 15 de mayo de 2008

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador:

Por este medio hago de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación **“Análisis del comportamiento de las zonas norte y nororiental del SNI, con la implementación de las líneas de 69 kV de Chisec a Sta. Elena y Sta. Elena a Poptún”**, desarrollado por el estudiante **Henry Estuardo Martínez Quijé**; con base a la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos por los cuales el estudiante y mi persona nos hacemos responsables del contenido de este mismo.

Sin otro particular, me suscribo ante usted.

Atentamente;

A handwritten signature in dark ink, consisting of a large, stylized initial 'L' followed by a series of smaller, connected loops and a horizontal line extending to the right.

Ing. Luis Felipe Bances Recinos
Colegiado No. 5330

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Guatemala, 26 de MAYO 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
Análisis del comportamiento de las zonas norte y nororiental del SNI
con la implementación de las líneas de 69 kV de Chisec a Sta. Elena y
Sta. Elena a Poptún, del estudiante; HENRY ESTUARDO
MARTÍNEZ QUIEJ, por considerar que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guillermo Beato Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: Henry Estuardo Martínez Quijé titulado: Análisis del comportamiento de las zonas norte y nororiental del SNI, con la implementación de las líneas de 69 kV de Chisec a Sta. Elena y Sta. Elena a Poptún, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Estuardo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 27 DE MAYO 2,008.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

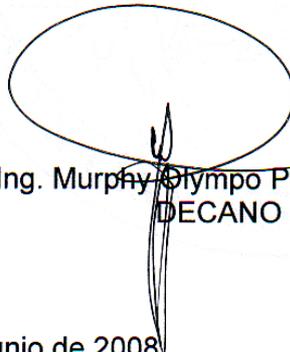


Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 197.2008

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS ZONAS NORTE Y NORORIENTAL DEL SNI, CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE 69 KV DE CHISEC A STA. ELENA Y STA. ELENA A POPTÚN,** presentado por el estudiante universitario **Henry Estuardo Martínez Quijé,** autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, junio de 2008

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Con todo mi cariño, admiración y respeto:

Mis abuelos

*Toribia Nicolasa Xiloj Zárate
Bonifacio Quiej Velásquez*

Mi tía

Estela Quiej Xiloj

Mis padres

*María Concepción Quiej Xiloj
Alfonso Martínez Tuchán*

Mis hermanos

*José Antonio Martínez Quiej
Sergio Alfonso Martínez Quiej*

Ya que por ellos siempre he tenido grandes motivos para seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS A:

Antes que a nadie y sobre todas las cosas, agradezco a Dios por acompañarme con su presencia durante todos los días de mi vida, darme las bendiciones y el conocimiento necesario para poder llegar hasta donde ahora me encuentro.

Familia

Mi abuela Toribia Nicolasa, por su ejemplo de fuerza, dedicación y constancia incansable, sus consejos y cariño.

Mis padres Alfonso y María Concepción, por su amor y dedicación recibidos a la largo de toda mi vida, por su ejemplo de rectitud inquebrantable, su apoyo económico y sobre todo por estar ahí en los malos momentos.

Mis hermanos, por su cariño y ayuda brindada en todo momento en forma incondicional.

Mi tía Estela, por el gran cariño y apoyo para con mi familia sin esperar nunca nada a cambio, ejemplo de trabajo y tenacidad.

Mi primo Erick Barrera Martínez, por su amistad.

Todos mis familiares, por sus palabras de aliento, consejos y apoyo.

Amigos

Mis amigos y compañeros de escuela, Alicia Álvarez, Josué Vásquez, Gelbert Juárez, Omar Tazen, Delwin Ajquiyay, Ottoniel Alfaro, por toda la ayuda prestada durante la carrera y para la realización de este trabajo, en especial a Félix Guerra y Luís Álvarez, que me han ayudado de una u otra forma a lograr mis metas, y de quienes he aprendido que la amistad hay que saberla valorar.

Profesionales

De manera particular, agradezco sinceramente la disposición y colaboración del Ing. Luís Felipe Bances Recinos, por su asesoría, e invaluable paciencia para la culminación a buen término de este trabajo de graduación.

Ing. Guillermo Bedoya, por el apoyo brindado en la parte final de mi carrera e inicio laboral, sus valiosas enseñanzas y su ejemplo de desempeño profesional.

Ing. Oscar Arriaga, por su excelente desempeño y dedicación como docente, y ejemplo de conducta a seguir en todas las acciones de la vida.

Ing. Yury Urbina, ya que sin su ayuda y sus ideas no habría podido realizar este trabajo.

Manolo Medina, por sus consejos, y por darme la oportunidad de realizar parte de mi trabajo en el AMM.

Mis amigos y compañeros de trabajo del Centro de Despacho de Carga del AMM, por el amplio espíritu de colaboración

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. ACTUALIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO	1
1.1. Actualidad del sistema	1
1.2. Ministerio de Energía y Minas	5
1.3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica	5
1.4. Mercado mayorista	6
1.4.1. Agentes del mercado mayorista	6
1.4.2. Administrador del mercado mayorista	7
1.5. Sistema eléctrico interconectado actual	8
1.5.1. Algunas características del SNI	9
1.5.2. Características de la zona oriental e inclusión del sistema eléctrico del Petén al SNI	10
2. MODELACIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA EN ESTADO ESTABLE	15
2.1. Introducción	15
2.2. Líneas de transmisión	16
2.2.1. Modelos y características eléctricas importantes	17
2.2.2. Cargabilidad a la impedancia de sobrevoltaje	18

2.2.3.	Flujo de potencia a traves de la línea de transmisión	20
2.2.4.	Capacidad de transmisión de potencia	21
2.3.	Transformadores de potencia	25
2.3.1.	Transformadores regulantes	25
2.3.2.	Transformadores de tres devanados	26
2.4.	La máquina síncrona	29
2.4.1.	Modelo y características del generador en estado estable	30
2.5.	Elementos de compensación reactiva	35
2.6.	Modelación de la carga	37
3.	ANÁLISIS Y ESTUDIOS ELÉCTRICOS	41
3.1.	Introducción	41
3.2.	Flujo de carga convencional	42
3.2.1.	Ecuaciones de flujo de carga	43
3.3.	Estudio de flujos de potencia en el diseño y operación de un SEP	48
3.4.	Estabilidad de voltaje	50
3.4.1.	Restricciones en la transferencia de potencia	52
3.4.2.	Curvas P-V	55
3.4.3.	Concepto del margen de estabilidad de voltaje	60
3.5.	Técnicas de análisis de estabilidad de tensión	62
3.5.1.	Técnicas de continuación	64
3.6.	Prevención del colapso de tensiones	67
3.6.1.	Acciones de control de tensiones	68
3.6.2.	Redespacho de generación	70
3.6.3.	Deslastre de cargas	71
4.	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SNI CON LA INCLUSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL PETÉN	73
4.1.	Comportamiento del sistema nor-oriental actual	73

4.1.1.	Escenario época seca demanda máxima	74
4.1.1.1.	Contingencia Panaluya-Mayuelas	78
4.1.1.2.	Contingencia Genor-La Ruidosa	80
4.1.1.3.	Contingencias <i>n-I</i> , área nor-oriental	82
4.1.2.	Escenario época lluviosa demanda máxima	85
4.1.2.1.	Contingencia Panaluya-Mayuelas	86
4.1.2.2.	Contingencia Genor-La Ruidosa	88
4.2.	Comportamiento del sistema nor-oriental con la inclusión del sistema norte del país	90
4.2.1.	Escenario época seca demanda máxima	90
4.2.1.1.	Contingencia Panaluya – Mayuelas	104
4.2.1.2.	Contingencia Genor - La Ruidosa	108
4.2.2.	Escenario época húmeda demanda máxima	110
4.2.2.1.	Contingencia Panaluya – Mayuelas	117
4.2.2.2.	Contingencia Genor - La Ruidosa	120
	CONCLUSIONES	123
	RECOMENDACIONES	125
	BIBLIOGRAFÍA	127
	APÉNDICES	129

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Modelo π de una línea de transmisión	17
2	Voltajes en la línea Guate Sur – Guate Este 230 kV	19
3	Diagrama circular de potencia en el extremo de recepción	21
4	Curvas de cargabilidad para la línea Guate Sur – Guate Este 230 kV	23
5	Circuito π del transformador regulante	26
6	Circuito equivalente de un transformador de potencia de tres devanados	28
7	Circuito equivalente de un generador sincrónico de rotor cilíndrico	31
8	Curva de capacidad para una máquina síncrona	33
9	Sistema de dos barras	43
10	Circuito representativo de un sistema radial	52
11	Curva PV para la S/E San Joaquín considerando $\tan\phi = 0.2$	56
12	Curvas PV para diferentes valores del factor de potencia	58
13	Voltaje en función de la potencia activa y reactiva de carga	59
14	Margen de estabilidad de voltaje de un SEP	61
15	Paso predictor obtenido por medio del vector tangente	66
16	Paso corrector obtenido por medio de la intersección perpendicular	66
17	Perfil de voltajes 138 kV, época seca, sin la inclusión del sistema eléctrico de Petén, caso compensado y sin compensación	76
18	Perfil de voltajes 69 kV, época seca, sin la inclusión del sistema eléctrico de Petén, caso compensado y sin compensación	77

19	Perfil de voltajes 69 y 138 kV, época lluviosa, sin la inclusión del sistema eléctrico de Petén	86
20	Perfil de voltajes 69 y 138 kV época lluviosa, contingencia Panaluya – Mayuelas, sin la inclusión del sistema de Petén	87
21	Perfil de voltajes 69 y 138 kV época lluviosa, contingencia Genor – La Ruidosa, sin la inclusión del sistema de Petén	89
22	Curvas PV para las principales subestaciones enlace en 69 kV de Petén al SNI, época seca, sin compensación	92
23	Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, sin compensación I	93
24	Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, sin compensación II	94
25	Voltaje en las principales subestaciones enlace en 69 kV de Petén al SNI, época seca, compensación reactiva en la subestación Sta. Elena	95
26	Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, compensación reactiva en la subestación Sta. Elena I	96
27	Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, compensación reactiva en la subestación Sta. Elena II	97
28	Curvas PV para las principales subestaciones enlace en 69 kV de Petén al SNI, época seca, adición de generación en la subestación Sta. Elena	98
29	Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, adición de generación en la subestación Sta. Elena I	99
30	Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, adición de generación en la subestación Sta. Elena II	100
31	Voltaje en las subestaciones de 69 kV del enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva	101
32	Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva I	102

33	Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva II	103
34	Perfil de voltajes 138 kV, pre y pos – contingencia Panaluya – Mayuelas	107
35	Perfil de voltajes 138 kV, pre y pos – contingencia Genor – La Ruidosa	109
36	Perfil de voltajes 69 kV, pre y pos – contingencia Genor – La Ruidosa	110
37	Curvas PV de las principales subestaciones enlace de 69 kV de Petén al SNI, época lluviosa, sin compensación	111
38	Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época lluviosa, sin compensación I	112
39	Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época lluviosa, sin compensación II	113
40	Voltaje en las subestaciones de 69 kV del enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva, época lluviosa	114
41	Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva, época lluviosa I	116
42	Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva, época lluviosa II	117
43	Perfil de voltajes pre y pos – contingencia Panaluya – Mayuelas	120
44	Perfil de voltajes pre y pos – contingencia Genor – La Ruidosa	121

TABLAS

I	Situación pre-modernización del sub-sector eléctrico guatemalteco	2
II	Acciones como parte de la modernización del sector eléctrico	3
III	Estructura del mercado eléctrico guatemalteco	4
IV	Montos propuestos de compensación reactiva en un nivel de voltaje de 69 kV, época seca, sin la inclusión de Petén	74

V	Montos propuestos de compensación reactiva en un nivel de voltaje de 13.8 kV, época seca, sin la inclusión de Petén	75
VI	Resumen de generación de buses oscilantes, época seca, contingencia Panaluya – Mayuelas, sin la inclusión de Petén	78
VII	Comparación de potencias generadas por los buses oscilantes, época seca, caso pre y pos – contingencia Panaluya – Mayuelas	79
VIII	Nodos con voltajes menores a 0.95 p.u., época seca, contingencia Panaluya – Mayuelas, sin la inclusión de Petén	80
IX	Sobrecarga en transformador 69/34.5 kV	80
X	Comparación de potencias generadas en los buses oscilantes, época seca, caso pre y pos – contingencia Genor – La Ruidosa	81
XI	Nodos con voltajes menores a 0.95 p.u., época seca, contingencia Genor – La Ruidosa, sin la inclusión de Petén	81
XII	Voltajes para contingencia Panaluya – Sta. Cruz 69 kV	83
XIII	Voltajes para contingencia transformador 138/69 kV en Progreso	84
XIV	Variación de la generación de los buses oscilantes, contingencia Panaluya – Mayuelas, época lluviosa, sin la inclusión de Petén	87
XV	Variación de la generación de los buses oscilantes, contingencia Genor – La Ruidosa, época lluviosa, sin la inclusión de Petén	88
XVI	Flujo de potencia en líneas 69 kV pre-contingencia Panaluya - Mayuelas, época seca, con la inclusión de Petén	105
XVII	Flujo de potencia en líneas 69 kV pos-contingencia Panaluya - Mayuelas, época seca, con la inclusión de Petén	105
XVIII	Comparación de generación del área norte y oriental, caso pre y pos-contingencia Panaluya-Mayuelas, época seca	106
XIX	Nodos con voltaje fuera del rango de operación, contingencia Panaluya-Mayuelas, época seca, con la inclusión de Petén	106
XX	Voltajes pre y pos-contingencia Panaluya – Mayuelas en 69 kV	107
XXI	Generación en buses oscilantes, contingencia Genor – La Ruidosa	

	época seca, con la inclusión de Petén	108
XXII	Ingreso de generación y compensación reactiva, época lluviosa, con la inclusión de Petén	115
XXIII	Flujo de potencia en líneas 69 kV pre-contingencia Panaluya-Mayuelas, época lluviosa, con la inclusión de Petén	118
XXIV	Flujo de potencia en líneas 69 kV pos-contingencia Panaluya-Mayuelas, época lluviosa, con la inclusión de Petén	118
XXV	Comparación de generación del área norte y oriental, caso pre y pos-contingencia Panaluya-Mayuelas, época lluviosa	119
XXVI	Variación de la generación de los buses oscilantes, contingencia Genor – La Ruidosa, época lluviosa, con la inclusión de Petén	121

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Ampere
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
MVA	Megavoltampere
Mvar	Megavoltampere reactivo
Kcmil	Kilocircular mil
<i>P</i>	Potencia activa
<i>P_{gen}</i>	Potencia activa de un generador
<i>P_{MAX, MIN}</i>	Potencia activa máxima, mínima en un generador
<i>Q_{MAX, MIN}</i>	Potencia reactiva máxima, mínima en un generador
<i>P_{calentamiento}</i>	Potencia que soporta el devanado de armadura
<i>Q</i>	Potencia reactiva
<i>Q_{gen}</i>	Potencia reactiva de un generador
<i>V_{gen}</i>	Voltaje generado
I	Corriente eléctrica
R	Resistencia
<i>R_a</i>	Resistencia del devanado de armadura
<i>r</i>	Resistencia por unidad de longitud
<i>l</i>	Longitud
Z	Impedancia eléctrica
<i>Z_c</i>	Impedancia característica
L	Inductancia
C	Capacitancia
Y	Admitancia paralelo

$X_{L,C}$	Reactancia inductiva, capacitiva
V_s	Voltaje de envío
V_r	Voltaje de recibo
I_s	Corriente de envío
I_r	Corriente de recibo
ω	Frecuencia angular
g	Conductancia
Ω	Unidad de medida de la impedancia eléctrica
H	Unidad de medida de la inductancia
F	Unidad de medida de la capacitancia
A, B, C, D	Constantes de una línea de transmisión
π	Modelo equivalente de una línea de transmisión
$I_{\text{térmico}}$	Capacidad de conducción de corriente
$N_{p, s, t}$	Devanado primario, secundario, terciario
E_{af}	Voltaje interno de la máquina síncrona de la fase a
q	Eje de cuadratura de la máquina síncrona
d	Eje directo de la máquina síncrona
S_{Gx}	Potencia aparente del generador x
S_{Dx}	Potencia aparente de la carga x
$\text{Cos}\phi$	Factor de potencia
θ	Módulo de la tensión de un nudo
P^{esp}	Potencia activa neta inyectada especificada
Q^{esp}	Potencia reactiva neta inyectada especificada
Δ	Cambio, diferencia
λ	Factor de carga
y_i, λ_i	Solución i -ésima de una ecuación no lineal
τ_p	Vector tangente
$\tan\phi$	$\frac{Q}{P}$

GLOSARIO

ACSR	<i>Aluminium Conductor Steel Reinforced</i> (conductor de aluminio reforzado con acero)
AGC	<i>Automatic Generation Control</i> (control automático de generación)
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
Bifurcación	Punto crítico de un sistema eléctrico de potencia, en el cual se analizan estabilidades de tensión y límites operativos
Caso base	Modelo de un sistema de potencia operando en condiciones normales
CDC	Centro de despacho de carga
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Colapso de voltaje	Proceso a través del cual la secuencia de eventos de algún incidente provoca que se tengan niveles de magnitud de voltaje inaceptables en gran parte del sistema eléctrico.
Contingencia	Suceso imprevisible en una red eléctrica que afecta su funcionamiento

Criterio N-1	Fallo en uno de los elementos de una red eléctrica
DEOCSA	Distribuidora de Energía de Occidente
DEORSA	Distribuidora de Energía de Oriente
Despacho económico	Asignación de los generadores de una red para suplir la creciente demanda a lo largo de un día de operación típico basado en criterios de costos de producción
EDACBF	Esquema de desconexión automático de carga por baja frecuencia
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
Factor de cargabilidad	Factor que indica el punto de operación de un sistema eléctrico de potencia
Flujo de potencia	Transporte de potencia eléctrica en las líneas de transmisión de una red
HIS	Registro histórico
ICCP	<i>Inter-Control Center Communication Protocol</i> (protocolo de comunicación entre centros de control)

INDE	Instituto Nacional de Electrificación
LGE	Ley General de Electricidad
MEM	Ministerio de Energía y Minas
Orden de merito	Ordenamiento de las plantas generadoras de acuerdo a un criterio económico
PCS	Parámetro clave del sistema
PER	Plan de Electrificación Rural
RRO	Reserva Rodante Operativa (servicio complementario para la operación de un sistema eléctrico de potencia)
RTU	<i>Remote terminal unit</i> (unidad remota de transmisión)
SCADA	<i>Supervisory control and acquisition</i> (Control supervisorio y adquisición de datos)
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central

SIL	<i>Surge Impedance Loading</i> (Cargabilidad a la impedancia de sobrevoltaje)
SITR	Sistema Informático en Tiempo Real
SNI	Sistema Nacional Interconectado

RESUMEN

En el presente trabajo se ha realizado el análisis en estado estable del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala, para determinar su comportamiento con la inclusión del sistema eléctrico de Petén; el estudio presta especial atención a las áreas norte y oriental del sistema. Se considera el enlace de Petén al SNI en un nivel de tensión de 69 kV por medio de las líneas Chisec a Sta. Elena Petén y Sta Elena Petén a Poptún.

El capítulo uno presenta el panorama general de la actualidad del sistema eléctrico guatemalteco, la estructura pre-modernización y actual del mercado eléctrico, las principales estrategias tomadas para la modernización del sub-sector eléctrico, y las principales funciones de los diferentes actores del mercado. También se describen características físicas generales del SNI, importantes para la coordinación de la operación en tiempo real, además de algunas ampliaciones proyectadas. Finalmente se analizan a detalle las características del área oriental y del sistema eléctrico de Petén.

El capítulo dos se ha dedicado a la modelación de los principales elementos de un sistema de potencia en estado estable, presentando los modelos matemáticos que describen las características de los componentes individuales de una red. Se mencionan también las características operacionales de estos, utilizando datos reales de elementos que se encuentran en operación en el SNI.

Los estudios eléctricos y análisis de un sistema de potencia se desarrollan en el capítulo tres, en el que se presentan las principales herramientas teóricas para el desarrollo de simulaciones de un SEP. El estudio de estabilidad de tensión y las acciones para la prevención del colapso de tensiones, se presentan al final del capítulo.

Finalmente en el capítulo cuatro, con la ayuda de las herramientas proporcionadas en los capítulos que le preceden se desarrolla el análisis del comportamiento del SNI con la inclusión del sistema eléctrico de Petén. Se inicia con la adecuación del caso base para la demanda máxima estimada por el área de planificación y estudios eléctricos del AMM para la época seca, se proponen montos de compensación reactiva en los niveles de tensión de 69 y 13.8 kV. Luego de adecuado el caso base se analizan los escenarios, demanda máxima, época seca y lluviosa sin la inclusión de Petén, con especial atención al comportamiento de las áreas norte y oriental. En las secciones finales del capítulo se analizan ambos escenarios con la inclusión de Petén, en el que se propone compensación reactiva y generación forzada en el área de Petén para mantener los niveles mínimos de calidad de energía en las áreas norte y oriental.

OBJETIVOS

- **General**

Estudiar el comportamiento de las zonas norte y nor-oriental del SNI, con la inclusión del sistema eléctrico de Petén, por medio de las líneas de 69 kV Chisec a Sta. Elena y Sta. Elena a Poptún.

- **Específicos**

1. Analizar el comportamiento de las zonas norte y nor-oriental, para la situación previa y con la inclusión del sistema eléctrico de Petén al SNI, en los escenarios, demanda máxima, época seca y lluviosa.
2. Analizar el comportamiento del sistema ante la contingencia $n-1$, salida de operación de la línea de 69 kV Panaluya – Mayuelas y la contingencia $n-2$, salida de operación de la línea de 69 kV Genor – La Ruidosa y de la planta térmica Genor, en el escenario demanda máxima, época seca y lluviosa, para la situación previa y con la inclusión de Petén al SNI.
3. Determinar la compensación reactiva necesaria y los puntos óptimos de ubicación para mantener los voltajes en por lo menos 1 p.u. en las subestaciones de 69 kV de las áreas norte y nor-oriental, para los escenarios demanda máxima, época seca y lluviosa, con la inclusión del sistema eléctrico de Petén al SNI.

INTRODUCCIÓN

Indudablemente, las características operativas y la topología de un SEP van cambiando conforme se agregan nuevos elementos al mismo, ya sea de carga, de control o de interconexión. Por ejemplo, un reto importante que se tiene ante la inclusión de una nueva zona al sistema, es el de estudiar su comportamiento adecuadamente, además de examinar la interacción y repercusiones que tiene sobre el funcionamiento de los demás componentes del sistema.

En el análisis de los SEP's, la precisión de los resultados se refiere a obtener resultados de simulación que se aproximen lo más posible a las condiciones reales de operación que prevalecen en el sistema. Las simulaciones digitales (*utilizadas en el presente*), en la actualidad cuentan con rutinas de simulación que asumen que el sistema de potencia opera bajo una condición simétrica entre fases, y muchas otras veces consideran sólo modelos lineales de los diferentes elementos, pero que en realidad las características originales del sistema implican asimetrías y no linealidades. Sin embargo, los resultados obtenidos con estas técnicas son muy aceptables y han sido la base y el instrumento utilizado en los centros de control de los SEP's, además que tiene una aceptación generalizada por los expertos en el área.

En lo que respecta al análisis de los SEP's, durante mucho tiempo el mayor interés y esfuerzo se había concentrado en el área de inestabilidad del ángulo del rotor en la forma de estabilidad transitoria. Pero en las últimas décadas, debido a diversos factores como el declive en la inversión de nuevas plantas generadoras y líneas de transmisión, el incremento del consumo de energía eléctrica en áreas de carga, la apertura y desregulación de los mercados eléctricos, etc., han provocado la tendencia a operar frecuentemente los SEP's bajo condiciones inusuales de sobrecarga, lo cual ha dado lugar a que se experimenten problemas de voltaje que antes había pasado inadvertidos.

A consecuencia de ello, el fenómeno de la estabilidad de voltaje ha emergido como uno de los problemas prioritarios dentro del esquema de la planeación y operación de los SEP's. Uno de los primeros trabajos publicados en torno al tema de la estabilidad de voltaje fue hecho por Venikov, a principios de la década de los 60's en la antigua Unión Soviética. Su trabajo de investigación fue inicialmente motivado por un problema presentado en un sistema de distribución. Posteriormente, Weedy en Inglaterra, demostró que este fenómeno no sólo podría ocurrir en sistemas de distribución sino también presentarse en los SEP's. Después de esta investigación, el problema de estabilidad de voltaje en los SEP's llegó a ser ampliamente reconocido por el sector de la industria eléctrica.

Otra parte del estudio del comportamiento de los sistemas de potencias y ampliamente relacionado con el fenómeno de estabilidad de voltaje es su seguridad operativa, la cual comúnmente se define con base al criterio $n-1$. Un sistema constituido por n componentes deberá ser capaz de operar con cualquier combinación de $n-1$ componentes, para cualquier salida de operación simple. Este criterio juega un rol esencial en la prevención de disturbios mayores producido por contingencias severas. El uso del criterio $n-1$ asegura que el sistema, bajo la peor contingencia transitará de un estado normal a un estado de alerta únicamente. La probabilidad de una contingencia $n-2$ incrementa cuando las condiciones climáticas empeoran y cuando dos circuitos de transmisión están colocados en la misma torre de transmisión o cuando un generador sale de línea debido a la salida de operación de una línea.

1. ACTUALIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO

1.1. Actualidad del sistema

En Guatemala, a mediados de los noventa, se emprendió una estrategia de modernización del sector eléctrico, mediante la aplicación de una serie de medidas encaminadas a liberalizar el sector y privatización de empresas públicas; dentro de las medidas se puede mencionar: (a) la entrada en vigencia, a finales de 1996 de la Ley General de Electricidad (LGE); (b) la reestructuración de las dos empresas eléctricas estatales; y (c) la privatización del segmento de la distribución y de una parte de la generación.

Las medidas mencionadas, favorecieron la expansión internacional de las empresas eléctricas, especialmente las estadounidenses y europeas. La implantación de estas medidas, responde específicamente a la búsqueda de una reducción de las tarifas, una mejora de la calidad del servicio y una extensión de su cobertura a toda la población.

La principal característica de la situación previa a la reforma, fue la fuerte crisis motivada por la falta de inversiones, que propició la negociación con Empresas Transnacionales, de determinados contratos de compraventa de energía (Power Purchase Agreements, PPAS).

En la distribución rural, la precaria situación en la que se encontraban las dos distribuidoras del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), Distribuidora de Energía de Occidente (DEOCSA) y Distribuidora de Energía de Oriente (DEORSA), obligaron a introducir elementos adicionales para la atracción de capital extranjero.

Dentro de este tipo de elementos adicionales se puede mencionar, la venta de las distribuidoras vinculada a la adjudicación de un Plan de Electrificación Rural (PER), cuya financiación corre a cargo del Estado, a partir de fondos obtenidos con las privatizaciones y recursos provenientes de organismos multilaterales de desarrollo (BID y BCIE). Otro de los elementos adicionales, para estas dos distribuidoras, fue la firma de un contrato de suministro de energía con el INDE hasta el 2003, el cual les permitiría obtener energía barata y favorecer así la expansión del consumo en el ámbito rural.

En la Tabla I, se muestra de manera resumida la situación en la cual se encontraba el Sub-Sector eléctrico guatemalteco, antes de su modernización.

Tabla I. Situación pre-modernización del sub-sector eléctrico guatemalteco

Agentes del Mercado	<ul style="list-style-type: none"> • INDE (Área rural) • EEGSA (Área central) <ul style="list-style-type: none"> • Ambas con integración vertical y distribución • Empresas eléctricas municipales <ul style="list-style-type: none"> • Distribución
Mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Estructura monopólica regulada • Fuertemente politizado
Situación Generación	<ul style="list-style-type: none"> • Racionamiento de potencia y Energía • Falta de mantenimiento preventivo y correctivo • Parque generador al límite de la seguridad operativa
Transporte y Distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Sobre carga en la infraestructura • Falta de estabilidad – continuos colapsos • Excesivas pérdidas técnicas y no técnicas • Lenta respuesta a fallas y solicitudes de servicio • Deficiencias en facturación y control • Cobertura 52%

Fuente: Ma. José Paz Antolín. **Efectos de la expansión de empresas transnacionales en el sector eléctrico en Guatemala.** Pág. 138

El subsector eléctrico guatemalteco, a partir de la emisión de la Ley General de Electricidad, ha estado sujeto a una serie de cambios progresivos, encaminados a desarrollar un esquema de descentralización de las actividades de generación, transporte, comercialización y distribución de energía eléctrica; donde el desarrollo simultáneo de las actividades es realizado a través de empresas o personas jurídicas diferentes.

Este esquema, permite la operación de empresas en un ambiente de total libertad, competencia y sin privilegios, con un marco regulatorio y normativo bien claro y definido; en el cual es fundamental el libre acceso de todos los agentes al sistema de transporte.

La Tabla II, muestra algunos de los cambios progresivos, a los que ha estado sometido el sector eléctrico guatemalteco como parte su modernización.

Tabla II. Acciones como parte de la modernización del sector eléctrico

Ley General de Electricidad (noviembre de 1996)	<ul style="list-style-type: none"> • Creación Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Privatización EEGSA	<ul style="list-style-type: none"> • Venta activos generación (agosto 1997) • Venta 80% de acciones (julio 1998)
INDE	<ul style="list-style-type: none"> • Separación de funciones (octubre 1997) <ul style="list-style-type: none"> • Generación, transmisión, distribución • Queda como un operador más • Creación de empresas de distribución (octubre 1998) <ul style="list-style-type: none"> • DEORSA, DEOCSA • Venta DEORSA Y DEOCSA (diciembre 1998)
Creación Plan Electrificación Rural	<ul style="list-style-type: none"> • Fideicomiso MUS\$ 333 • Objetivo 90% cobertura en 2008

Fuente: elaboración propia con base en información de la CNEE

El modelo de desarrollo del subsector eléctrico, basado en los nuevos planteamientos contenidos en la LGE, está sustentado en tres instituciones: el Ministerio de Energía y Minas (MEM); la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE); y, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), estas tienen funciones específicas de rectoría, facilitación, regulación y coordinación comercial de las actividades del subsector.

En la Tabla III se muestra un resumen de la estructura y los principales agentes que integran el mercado eléctrico guatemalteco actual.

Tabla III. Estructura del mercado eléctrico guatemalteco

Autoridad legal	Ministerio de Energía y Minas (MEM)
Autoridad regulatoria	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) <ul style="list-style-type: none"> • Órgano técnico con independencia funcional • Regulación
Operador de mercado	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)
Empresas generadoras	<ul style="list-style-type: none"> • Empresa pública: empresa generadora de energía eléctrica (INDE) • Empresas privadas: <ul style="list-style-type: none"> <i>i.</i> Transnacionales: GGG, Enron, Tampa y TECO <i>ii.</i> Nacionales: ingenios azucareros y mini-hidráulicas
Empresa transportista	Empresa de transportes y control de energía eléctrica (ETCEE)
Empresas distribuidoras	Empresas privadas: <ul style="list-style-type: none"> • Transnacionales: EEGSA (consorcio Iberdrola), DEOCSA y DEORSA (Unión Fenosa) • Nacionales: empresas municipales
Empresas comercializadoras	Empresas privadas: Comegsa (EEGSA), Poliwatt (Enron), Cecsca, Elecno, Jacsa, Mel
Grandes usuarios	Industrias y agrupaciones de consumidores con demandas mayor de 100kv

El sistema define consumidores bajo un régimen regulado y no regulado o grandes consumidores. Los regulados son atendidos por las empresas de distribución bajo tarifas autorizadas y los no regulados tienen la libertad de contratar su suministro en las mejores condiciones con cualquier productor del sistema, sea en forma directa o eventualmente por medio de comercializadores, quienes sirven de intermediarios entre el productor y el consumidor.

1.2. Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es la autoridad máxima en el subsector eléctrico, encargado de dar las autorizaciones para generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

Su función primordial es facilitar la realización de inversiones privadas en las diversas actividades del subsector, alentar el estudio y utilización de los recursos renovables, gestionar la adquisición de préstamos y donaciones en beneficio de la electrificación rural, y seguir promoviendo los cambios estructurales en las empresas eléctricas estatales con el objetivo de lograr la maximización de la eficiencia dentro de un marco empresarial. Además de coadyuvar con las entidades responsables en el establecimiento de regulaciones ambientales, para alcanzar un desarrollo eléctrico ambientalmente sustentable.

1.3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es un organismo técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional, encargado de formular, implantar y fiscalizar el marco regulatorio que define las reglas del juego para el desarrollo de las actividades inherentes al subsector eléctrico y la actuación de los agentes económicos que interviene en el mismo.

1.4. Mercado mayorista

Dentro del mercado eléctrico se realizan las funciones de: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, entre los diferentes actores participantes. Estas funciones se realizan en un marco de libre competencia; los actores del mercado son todas las empresas generadoras, las empresas comercializadoras, las empresas transportistas, las empresas distribuidoras, (privadas, públicas, nacionales e internacionales), los usuarios regulados y los grandes usuarios. El mercado eléctrico cuenta con un centro de despacho económico de energía y con una bolsa de energía, a los cuales les llama *Mercado Mayorista*.

1.4.1. Agentes del mercado mayorista

Dentro del mercado mayorista existen los agentes del mercado, que también son parte del marco institucional, que a nivel de bloque se pueden mencionar: empresas generadoras, comercializadoras, transportistas, distribuidoras y grandes usuarios.

La actividad de transporte de electricidad se rige por las disposiciones de la normativa, comenzando con la libertad que existe de prestar dicho servicio. El sistema ha quedado estructurado como oligopolio, porque únicamente prestan este servicio las empresas de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del INDE y la Empresa Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC) de la EEGSA.

La ETCEE del INDE es la empresa que tiene mayor cobertura. Situación que tiende a mantenerse, debido a la importante inversión que se tiene planificada como parte del Fideicomiso de electrificación rural y debido a que el sector privado no está interesado en invertir en este tipo de empresas porque el único mercado disponible podría no ser rentable.

En el plan de expansión de la electrificación rural va incluida la infraestructura de las Subestaciones y líneas de transmisión, con el fin de garantizar que el usuario cuente con un servicio seguro, de calidad y continuo. Estas inversiones facilitan la descentralización y participación de generadores, y apoyan a las distribuidoras para que tengan suficiente capacidad para ampliarse en el área rural.

1.4.2. Administrador del mercado mayorista

El mercado mayorista de electricidad es manejado por un ente administrador que es independiente de la CNEE, denominado Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Tiene una figura legal como sociedad privada, constituida bajo la forma de una sociedad sin fines de lucro y está encargada del conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre los agentes del mercado.

Las funciones del Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con la ley son las siguientes:

- Coordinar la operación de las plantas de generación, las interconexiones internacionales, y líneas de transporte al mínimo costo, para que el conjunto de operaciones del mercado mayorista se lleven a cabo en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre los participantes;
- Establece precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores cuando no existan contratos de largo plazo libremente pactados.
- Determina los precios del mercado de acuerdo con criterios de costo mínimo y confiabilidad (excepto para contratos de largo plazo con precios acordados libremente), y garantiza la seguridad y abastecimiento del suministro de energía eléctrica.

1.5. Sistema eléctrico interconectado actual

Actualmente, las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional han cambiado, debido a la operación interconectada de todo el Sistema Eléctrico Regional (SER). El SER cuenta con una mayor inercia, mayor disponibilidad de reserva rodante y esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF) en cada uno de los sistemas eléctricos nacionales que conforman el SER, elementos que influyen positivamente durante la ocurrencia de alguna contingencia en cualquiera de los sistemas eléctricos que conforman el SER.

La coordinación de la operación en tiempo real del SNI, de las interconexiones internacionales y de los servicios complementarios para su correcto funcionamiento, es realizada por el AMM, por medio del personal que conforma el Centro de Despacho de Carga (CDC), el cual toma todas sus decisiones en base al análisis de la información que obtiene por medio del Sistema Informático en tiempo real (SITR), el cual está constituido por software de Monitoreo (SCADA), Registro Histórico (HIS), y Control Automático de Generación (AGC).

El SITR, recibe actualmente información de treinta Unidades Terminales Remotas (RTUs) y de tres importantes centros de control (DEOCSA/DEORSA, TRELEC y ETCEE) por medio de enlaces ICCP establecidos con fibra óptica. Adicionalmente, el AGC del SITR coordina la participación de las centrales hidroeléctricas y de motores reciprocantes, que prestan el servicio de regulación secundaria de frecuencia, denominado Reserva Rodante Operativa (RRO), el cual constituye uno más de los servicios secundario que permite una operación más segura del SNI, a la fecha se encuentran sintonizadas al sistema las centrales Hidroeléctricas Chixoy, Aguacapa, Jurún Marinalá, Las Vacas y la central térmica la Esperanza.

Las condiciones de operación se adecuan de acuerdo a la variación de la demanda de energía, la cual varía en función del tiempo; el despacho de generación para mantener el balance energía demanda, se basa en un predespacho económico, el cual se realiza en base a un apilamiento de generadores denominado lista de mérito.

1.5.1 Algunas características del SNI

El Sistema Eléctrico Guatemalteco, forma parte del SER a través de la interconexión con el país vecino de El Salvador en un nivel de voltaje de 230 kV, a través del cual se enlazan las subestaciones Guatemala-Este y Ahuachapan. El 13 de junio de 2006, fueron inaugurados los trabajos de la línea de interconexión con México en un nivel de voltaje de 400 kV, trabajos realizados como parte de la construcción de la línea SIEPAC, que forma parte del denominado Plan Puebla Panamá, línea que enlazará las subestaciones Los Brillantes en Guatemala y Tapachula Potencia en México.

El sistema de transporte tiene aproximadamente una red de 2,085 Km., de los cuales 647 Km. corresponden a líneas de 230 kV y 1,438 Km. a líneas de 138 kV y 69 kV. La topología de la red de transporte es bastante radial, particularmente en 230 kV, lo cual la torna un tanto débil. Adicionalmente gran parte de la generación se ha instalado sobre todo en la costa del Océano Pacífico y no hay suficiente capacidad de transmisión para satisfacer criterios de seguridad típicos (por ejemplo “n-1”).

Sin embargo, debido a que el proyecto SIEPAC incluye una serie de criterios de confiabilidad que los sistemas nacionales deben cumplir, se pondrá en marcha la implantación del denominado Plan de Refuerzos del sistema, lo que permitirá dar solución a algunas de las limitaciones que posee actualmente el sistema de transmisión.

El SNI cuenta con una capacidad instalada de 2,057.7 MW registrada según los datos de placa de las unidades que lo conforman, a diciembre de 2006, debiéndose entender que no necesariamente significa que sea capacidad disponible, esto debido a una serie de situaciones tales como limitaciones impuestas por la propia red de transporte, problemas eventuales que afecten a determinadas plantas, diseño propio de alguno de los elementos de determinada planta, que limiten la potencia que esta pueda aportar al sistema, entre otros.

La distribución geográfica de la capacidad instalada del SNI, muestra que los principales focos de generación se encuentran en el área norte y sur del país, debido a la existencia en el área norte de recursos hídricos abundantes, siendo la hidroeléctrica Chixoy la planta más representativa y de mayor capacidad en el área y del SNI, en tanto que en el área sur se caracteriza por una mayor accesibilidad para el abastecimiento de los combustibles fósiles utilizados por los generadores ubicados en el área.

1.5.2. Características de la zona oriental e inclusión del sistema eléctrico del Petén al SNI

El objetivo básico de un sistema eléctrico de potencia es el proporcionar la energía necesaria para el desarrollo de un país, objetivo que es crítico en países en vías de desarrollo como lo es Guatemala. Es evidente que la falta de suministro eléctrico a los consumidores tiene un impacto muy grande, ocasionando entre otros, que las líneas de producción se detengan, descomposición de materiales orgánicos bajo refrigeración, etc.

Uno de los problemas que enfrentan actualmente los sistemas eléctricos de potencia, es la creciente complejidad de los mismos; cada vez más los equipos son operados cerca de sus límites de seguridad con el fin de satisfacer la demanda de energía, impactando esto directamente en la estabilidad del sistema, aún en condiciones normales de operación.

Debido a este aumento de complejidad en los sistemas eléctricos, es de suma importancia realizar estudios eléctricos adecuados, que permitan el análisis de los sistemas con el fin de planificar su expansión y aumento de robustez, para poder cumplir satisfactoriamente su objetivo.

La zona oriental, zona de especial interés en la elaboración del presente trabajo, es una zona que se caracteriza por la dependencia de generación local, con déficit de potencia reactiva, y cuya capacidad de transporte se encuentra muy próxima a su límite.

En el área oriental, actualmente se cuenta con las centrales generadoras hidroeléctrica Río Bobos y térmica Genor, las cuales son de gran utilidad en el proceso de regulación de voltaje en el sector, la implementación de las líneas que son tema de estudio en el presente, contribuirán al aumento de robustez en el nivel de voltaje de 69 kv, debido al aumento del mallado de la red.

Durante la realización de mantenimientos u ocurrencia de contingencias en las líneas Panaluya – Mayuelas y Mayuelas – La Ruidosa en un nivel de tensión de 69 kV, del área oriental, se hace necesario despachar generación forzada y/o desconexión de carga, debido a que el área queda aislada del SNI. Actualmente durante la salida de operación de alguna de estas líneas se hace necesario el crear una isla eléctrica con las centrales generadoras Río Bobos y Genor para servir la carga de las subestaciones Puerto Barrios y Río Dulce.

En el caso específico de la pérdida de generación de la central generadora Genor, se hace necesario el deslastre de carga debido a que los niveles de tensión en el área caen por debajo del mínimo establecido por norma, lo que muestra que es necesario complementar las ampliaciones de ETCEE con la instalación de bancos de capacitores de tal manera que se mejoren los niveles de tensión y se aumente la reserva de potencia reactiva en el área.

En el presente trabajo se pretende determinar si las situaciones anteriores se verán solucionadas con la implementación de las líneas que enlazarán al sistema eléctrico del Petén al SNI. Con la implementación de este enlace, la salida de operación de las líneas, Panaluya – Mayuelas y Mayuelas – La Ruidosa en 69kV, no provocará más que el área oriental quede aislada del SNI, en el caso de pérdida de generación en el área, se espera que los niveles de tensión se mantengan dentro de los márgenes que establece la norma, debido a que la potencia reactiva necesaria será suministrada por medio del enlace Chisec – Sta. Elena – Poptún 69kV.

El sistema aislado del Petén, que será enlazado al SNI, cuenta con la generación necesaria para cubrir la demanda actual del área, la cual es cubierta por unidades del grupo INTECCSA, y de Electrogenación, grupos generadores que poseen una potencia instalada en conjunto de 24.1MW; en tanto que la demanda máxima del área alcanza los 13.40 MW.

Con la inclusión del sistema aislado del Petén al SNI, este se verá fuertemente beneficiado en cuanto al aumento de inercia del mismo, con lo cual disminuirán los actuales apagones generales del área, provocados por la pérdida de alguna de las pequeñas unidades que actualmente forman parte del parque generador del sistema aislado.

La línea de transmisión Chisec – Sta. Elena 69 kv, tendrá una longitud aproximada de 120 Km., mientras que la línea Poptun – Sta. Elena se extenderá aproximadamente 80 Km., debido a las longitudes de las líneas, será de especial importancia el determinar los elementos de compensación reactiva necesarios para el área bajo estudio.

Debido a la longitud de cada una de las líneas de transmisión que interconectarán al sistema aislado del Petén al SNI; se pone de manifiesto lo sumamente importante que es la realización del análisis del comportamiento de las zonas norte y nor-oriental, con el fin de determinar los distintos elementos de compensación reactiva necesarios, así como su óptima ubicación en el sistema; además de determinar si será necesario el despacho de generación forzada para mantener los niveles mínimos de calidad de energía en las mencionadas áreas, y así mantener un margen adecuado de potencia reactiva en estas, para minimizar las acciones de deslastre de carga, que afectan tanto al usuario final como a parte del sector productivo del país.

2. MODELACIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA EN ESTADO ESTABLE

2.1. Introducción

En el análisis de una red eléctrica, la formulación de un modelo matemático adecuado constituye el primer paso y debe estar elaborado en tal forma que describa las características de los componentes individuales de la red así como las relaciones que gobiernan la interconexión de estos elementos.

Lo más adecuado sería que todos los elementos que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), junto con sus respectivas interacciones, pudieran ser modelados a plenitud. Sin embargo, en la práctica es conveniente modelar a detalle sólo los elementos que se consideran de mayor influencia sobre las dinámicas del SEP que se están examinando.

Los estudios en los SEP's, se efectúan básicamente con propósitos de planeación y operación, simulando estos estudios condiciones de estado permanente y estado transitorio del sistema, por lo que los elementos que lo constituyen pueden tener distintas representaciones (modelos) según sea lo que interese de un estudio en particular. Con lo anterior se quiere decir que la representación para una línea de transmisión en un estudio de flujos de carga probablemente no sea la misma que se use para un estudio de transitorios de sobretensión, pero puede ser la misma para un estudio de despacho económico de carga, lo mismo se puede afirmar del resto de elementos de un SEP, tales como el generador, transformadores y cargas, los cuales pueden tener distintas representaciones según sea el estudio por realizar.

2.2. Líneas de transmisión

El propósito de una red de transmisión es transferir energía eléctrica desde las unidades generadoras a varias localizaciones del sistema de distribución para suplir la carga. Las líneas de transmisión de interconexión entre áreas, permiten el despacho económico de potencias entre estas durante condiciones normales, además de permitir la transferencia entre regiones durante condiciones de emergencia.

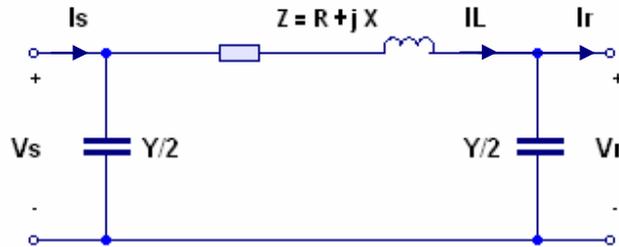
La selección de un nivel de voltaje adecuado para la línea de transmisión esta basado en la cantidad de potencia y la distancia de transmisión. La elección del voltaje junto con la selección del tamaño del conductor es principalmente un balance entre perdidas (I^2R), ruido audible, y nivel de radio interferencia contra la inversión económica.

2.2.1 Modelo y características eléctricas importantes

Las líneas de transmisión en sistemas de potencia exhiben propiedades eléctricas de resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. La inductancia y capacitancia son efectos debido a los campos magnéticos y eléctricos alrededor del conductor. Estos parámetros son esenciales para el desarrollo de los modelos de la línea de transmisión usados en el análisis de los sistemas de potencia. La conductancia describe el flujo de corriente de fuga a través del camino producido por el aire ionizado. Las corrientes de fuga son insignificantes comparadas con las corrientes que fluyen por las líneas de transmisión y por tanto pueden ser despreciadas.

Para el análisis en estado estable, el cual será utilizado en el presente trabajo, el modelo simplificado a través del cual se simula una línea de transmisión es el conocido circuito equivalente π , con una impedancia serie y una admitancia shunt como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Modelo π de una línea de transmisión



En este modelo, Z es la impedancia serie total de la línea dada por (1.1), y Y es la admitancia shunt total dada por (2.2) donde g es cero debido a que la corriente de fuga es despreciable como se dijo anteriormente .

$$Z_T = (r + j\omega L)l \quad (2.1)$$

$$Y_T = (g + j\omega C)l \quad (2.2)$$

Las ecuaciones que describen el voltaje de envío y la corriente para el modelo nominal π son las siguientes:

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (2.3)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (2.4)$$

Donde:

$$A = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \quad B = Z \quad (2.5)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) \quad D = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \quad (2.6)$$

2.2.2. Cargabilidad a la impedancia de sobrevoltaje

Cuando la carga al final de la línea es una impedancia igual a la impedancia característica Z_c definida como $\sqrt{L/C}$, la corriente de recibo esta dada por

$$I_R = \frac{V_R}{Z_c} \quad (2.7)$$

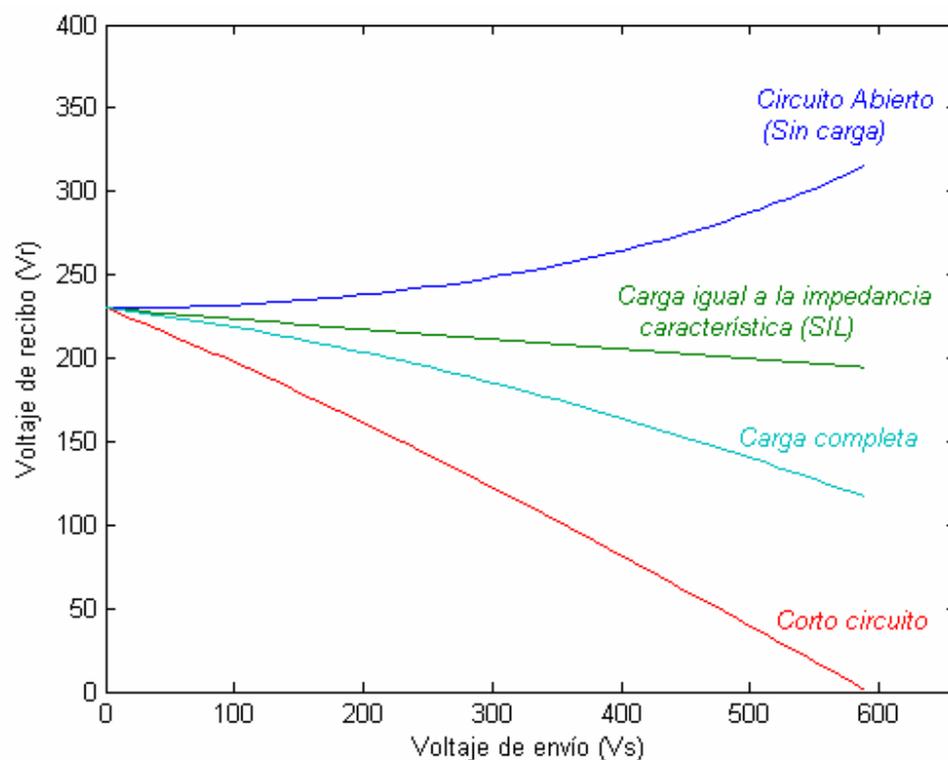
Para pérdidas pequeñas en la línea, Z_c es puramente resistiva. La carga correspondiente a la impedancia de sobrevoltaje es conocida como, *cargabilidad a la impedancia de sobrevoltaje* (SIL), dada por

$$SIL = \frac{(kV_{L-típico})^2}{Z_c} MW \quad (2.8)$$

Si Z_c no tiene componente reactiva, no hay potencia reactiva en la línea, y $Q_S = Q_R = 0$. Esto indica que para el *SIL*, las pérdidas de potencia reactiva en la inductancia de la línea, son exactamente suplidas por la potencia reactiva de la capacitancia shunt, $\omega L|I_R|^2 = \omega C|V_R|^2$. El *SIL* típico, para líneas de transmisión varia de aproximadamente 150 MW para líneas de 230 kV a cerca de 2000 MW para líneas de 765 kV. El *SIL* es usado como medida de la capacidad de la línea e indica la cargabilidad cuando los requerimientos reactivos en la línea son pequeños. Para cargas significativamente arriba del *SIL*, capacitores shunt serán necesarios para minimizar la caída de voltaje a lo largo de la línea, mientras que para cargas ligeras, significativamente por debajo del *SIL*, inductores shunt serán necesarios.

La figura 2 muestra el perfil de voltajes para varias condiciones de carga en la línea de transmisión Guate Sur – Guate Este en un nivel de voltaje 230 kV, línea que forma parte de la red troncal del sistema eléctrico en Guatemala, esta línea es del tipo ACSR Hawk 477 kcmil, con $r = 0.1199867\Omega / km$, $l = 0.7087mH / km$, $c = 0.01668\mu F / km$, longitud de 15 Km. e impedancia característica $Z_c = 211.0134\Omega$. Las gráficas han sido trazadas haciendo uso del modelo π equivalente para la línea larga para lograr una mayor exactitud, con una transferencia de potencia de 100 MVA y un factor de potencia igual a 0.9.

Figura 2. Voltajes en la línea Guate Sur- Guate Este 230kV



2.2.3. Flujo de potencia a través de la línea de transmisión

En general, las constantes ABCD son complejas y el modelo π es una red simétrica de dos puertos, $A=D$. El flujo de potencia compleja a través de una línea de transmisión se puede obtener en función de las constantes ABCD, al resolver la ecuación (2.4) para I_R y expresar las constantes ABCD en forma polar, $A = |A|\angle\alpha$ y $B = |B|\angle\beta$, el voltaje de envío $V_S = |V_S|\angle\delta$ y el voltaje de recibo como referencia $V_R = |V_R|\angle 0$, se tiene

$$I_R = \frac{|V_S|}{|B|} \angle(\delta - \beta) - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \angle(\alpha - \beta) \quad (2.9)$$

Entonces, la potencia compleja $V_R I_R^*$ en el extremo receptor es

$$P_R + jQ_R = \frac{|V_S||V_R|}{B} \angle(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{B} \angle(\beta - \alpha) \quad (2.10)$$

y las potencias real y reactiva en el extremo receptor son

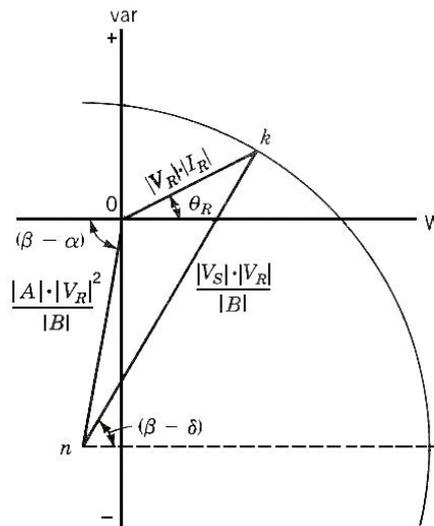
$$P_R = \frac{|V_S||V_R|}{B} \cos(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{B} \cos(\beta - \alpha) \quad (2.11)$$

$$Q_R = \frac{|V_S||V_R|}{B} \sin(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{B} \sin(\beta - \alpha) \quad (2.12)$$

La figura 3 muestra los dos fasores anteriores dibujados en el plano complejo, en ella se observa que hay un límite para la potencia que se puede transmitir al extremo receptor de la línea para magnitudes específicas de los voltajes en los extremos de envío y receptor. Esta potencia máxima es:

$$P_{R,m\acute{a}x} = \frac{|V_S||V_R|}{B} - \frac{|A||V_R|^2}{B} \cos(\beta - \alpha) \quad (2.13)$$

Figura 3. Diagrama circular de potencia en el extremo de recepci3n



Generalmente, la operaci3n se limita a conservar δ menor que 35^0 para asegurar un adecuado margen de estabilidad ante cambios repentinos en la generaci3n, carga, y fallas, adem1s de que $|V_S|/|V_R|$ ser1 igual o mayor que 0.95, para mantener los l1mites adecuados de voltaje en el sistema de $V_{nominal} \pm 0.5 \%$, tal como se establece en norma.

2.2.4. Capacidad de transmisi3n de potencia

La capacidad de transmisi3n de potencia de una lnea est1 limitada por el l1mite t1rmico de carga y el l1mite de estabilidad. El l1mite t1rmico es especificado por la capacidad de conducci3n de corriente del conductor y est1 disponible en los datos del fabricante. Si la capacidad de conducci3n de corriente es denotada por $I_{t1rmico}$, el l1mite t1rmico de carga de la lnea esta dado por la ecuaci3n siguiente.

$$S_{\text{t\u00e9rmico}} \equiv 3 V_{\text{\u00f1t\u00edpico}} I_{\text{t\u00e9rmico}} \quad (2.14)$$

La transferencia de potencia real por la l\u00ednea con p\u00e9rdidas peque\u00f1as, donde $B=jX'$, $\theta_A = 0^\circ$, $\theta_B = 90^\circ$, y $A = \cos \beta l$, esta dada por

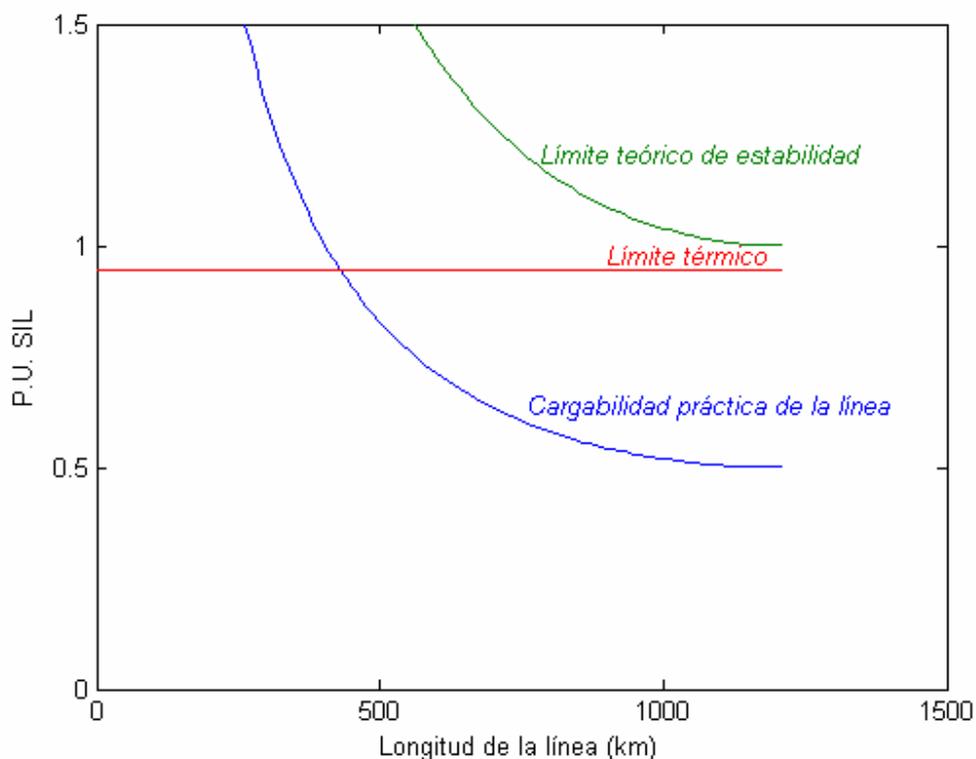
$$P_{3\phi} = \frac{|V_{S(L-L)}||V_{R(L-L)}|}{X'} \sin(\delta) \quad (2.15)$$

La m\u00e1xima transferencia de potencia te\u00f3rico esta dado cuando $\delta=90^\circ$. El \u00e1ngulo de carga pr\u00e1ctico de operaci\u00f3n para la l\u00ednea esta limitado a no m\u00e1s de 30 a 45^o. Esto porque cuando las reactancias del generador y transformador son agregadas, dan como resultado un \u00e1ngulo de carga δ mayor. Para planeaci\u00f3n y otros prop\u00f3sitos es usual expresar la transferencia de potencia en t\u00e9rminos del *SIL*, adem\u00e1s de utilizarlo para la construcci\u00f3n de las curvas de cargabilidad. La ecuaci\u00f3n (2.15) puede ser escribirse en t\u00e9rminos del *SIL* de la forma siguiente

$$P_{3\phi} = \frac{|V_{Spu}||V_{Rpu}||SIL}{\sin \beta l} \sin(\delta) \quad (2.16)$$

La figura siguiente muestra que la cargabilidad para una l\u00ednea corta y mediana esta delimitada por el l\u00edmite t\u00e9rmico, el cual dicta la m\u00e1xima transferencia de potencia. Sin embargo para l\u00edneas largas la m\u00e1xima transferencia de potencia esta dada por la curva de cargabilidad practica, debido a ello, las l\u00edneas largas necesitan utilizar compensaci\u00f3n serie de capacitores para incrementar la capacidad de transferencia de potencia por ella.

Figura 4. Curvas de cargabilidad para la línea Guate Sur – Guate Este 230kV



Debido a que la línea de transmisión analizada en la figura 4 es una línea corta, que tiene una longitud de 15 Km.; el primer límite en alcanzarse es el térmico, el cual está representado por la curva longitudinal en color rojo.

En el SNI la mayor parte de las líneas de transmisión, en los niveles de tensión 230, 138 y 69 kV, están construidas con conductor tipo ACSR Hawk 477 kcmil, cuya capacidad máxima de conducción es de 609 A. Tomando en cuenta esto, las líneas de enlace del sistema eléctrico del Petén al SNI se considerarán de este tipo, para el estudio a desarrollar.

En la sección 1.4.2. se ha mencionado que la zona oriental, es una zona con déficit de potencia reactiva, y debido a la longitud de las dos líneas de enlace, se hará necesario determinar el tipo de compensación reactiva en el mismo, para evitar perfiles bajos de voltaje y su contraparte altos voltajes en determinados periodos.

Una de las compensaciones reactivas es el tipo shunt con capacitores, que se usa para corregir el factor de potencia de los circuitos, creado por fuertes cargas. El efecto de esta es suplir la potencia reactiva requerida, para mantener el voltaje en niveles satisfactorios. Actualmente el área oriental del SNI, cuenta con un banco de capacitores de 10.8 Mvar, conectado en la subestación Panaluya 69 kV utilizado para suplir la demanda de potencia reactiva del área en demanda máxima, ya que los aportes de potencia reactiva de las generadoras Río Bobos y Genor no son suficientes.

En operación bajo condiciones normales en el SNI, el banco de capacitores mencionado se mantiene conectado en demanda máxima y media, con el fin de mantener un margen adecuado de potencia reactiva en el área, margen que se puede utilizar haciendo uso de la capacidad de aporte o absorción de potencia reactiva de las centrales Río Bobos y Genor.

El otro tipo de compensación de interés en el estudio a desarrollar, es el proporcionado por los reactores shunt, los cuales son aplicados para compensar los voltajes indeseados provocados por el efecto capacitivo de las líneas. La cantidad requerida de reactores de compensación en una línea de transmisión mantiene el voltaje en sus valores especificados.

2.3. Transformadores de potencia

Los transformadores son un elemento esencial en cualquier sistema de potencia. Ellos permiten que voltajes relativamente bajos de generación, sean elevados a niveles altos, para una transmisión eficiente de potencia. Además de permitir el enlace entre generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión, permiten el enlace entre líneas de diferentes niveles de voltaje.

2.3.1. Transformadores regulantes

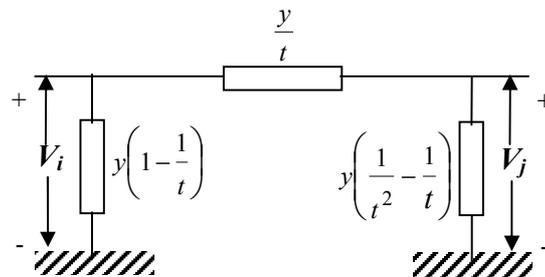
El control de voltaje con transformadores es requerido para compensar las caídas de voltaje en el sistema y para controlar el flujo de potencia reactiva. Este tipo de transformadores provee la capacidad de realizar pequeños ajustes en la magnitud de voltaje, generalmente en un rango de $\pm 10\%$.

Tal es el caso del transformador 230/69 kV de 100 MVA en la subestación Escuintla 1 en el SNI, con el cual es posible la regulación de voltaje en el área sur del país en un nivel de voltaje de 69 kV. El área sur en este nivel de voltaje, se caracteriza por la existencia de generadores impulsados por medio de turbinas de vapor, los cuales generalmente entran en funcionamiento durante el período de zafra, el cual coincide con la época seca en el país.

Durante el período de no zafra, la regulación de voltaje por medio del transformador es útil en el área sur, ya que no se cuenta con el aporte de potencia reactiva de los generadores pertenecientes a los ingenios azucareros los cuales mediante cogeneración aportan energía al SNI.

El transformador no es una fuente de potencia reactiva, sin embargo, el cambio de tap altera la distribución de flujo de reactivos del sistema, lo que permite modificar el perfil de voltaje. Este tipo de transformador permite una acción de control discreta utilizando los reguladores para elevar el voltaje en las barras debido a que hay un escalón definido entre las diferentes derivaciones por seleccionar. En la figura 5 se muestra el circuito equivalente π que corresponde a un transformador regulante.

Figura 5. Circuito π del transformador regulante.



En la figura anterior, y es la admitancia en por unidad del transformador que tiene una relación de transformación $1:t$. En el caso en que $t > 1$ se encontrara un capacitor equivalente en el nodo j y un reactor en el nodo i , $V_j > V_i$. En el caso en que $t < 1$ se encontrará un capacitor equivalente en el nodo i y un reactor en el nodo j , $V_j < V_i$.

2.3.2. Transformadores de tres devanados

Los transformadores de tres devanados son usualmente usados para interconectar tres circuitos de diferentes voltajes. Los devanados son llamados Primario, secundario, y terciario. Aplicaciones típicas de los transformadores de tres devanados en sistemas de potencia son, suplir dos cargas independientes a diferentes voltajes a partir de una misma fuente, e interconectar dos sistemas de transmisión de diferentes voltajes. Usualmente el devanado terciario es usado para proveer de potencia a los sistemas auxiliares en una subestación, o suplir un sistema de distribución local.

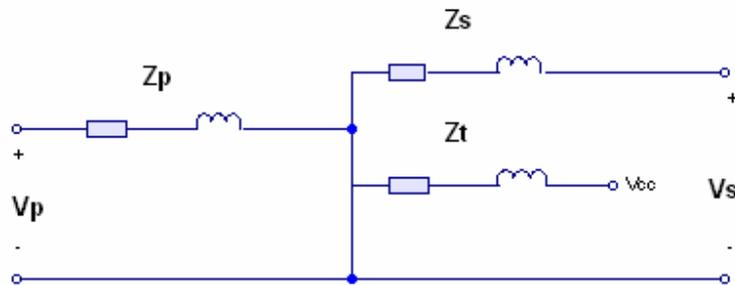
Adicionalmente, los reactores y capacitores, los cuales pueden ser conmutados dependiendo del tipo de demanda, son conectados al devanado terciario, para propósitos de compensación de potencia reactiva. En algunas ocasiones los transformadores trifásicos son provistos con un devanado terciario conectado en delta para suprimir armónicos.

En el SNI existen algunos transformadores de este tipo, la subestación Guate Norte es un ejemplo de ello, en esta existen 2 transformadores trifásicos de tres devanados, con niveles de tensión 230/69/13.8 kV, con una capacidad nominal de 150 MVA cada uno. Ambos transformadores se utilizan para enlazar los niveles de tensión 230 kV y 69 kV por medio de los devanados primario y secundario, en tanto que los devanados terciarios se utilizan para funciones diferentes.

El devanado terciario del transformador A se utiliza para los servicios auxiliares de la subestación y el del transformador B se utiliza para conectar un banco de reactores de 17 MVAR, utilizado para consumir el exceso de potencia reactiva durante el período de demanda mínima en el SNI.

Debido a que los transformadores de tres devanados son muy utilizados en los SEP actuales es importante poder modelarlos adecuadamente, para ello será necesario realizar algunas suposiciones. La primera será asumir que la corriente de excitación del transformador de tres devanados es despreciable, con ello es posible dibujar un circuito T equivalente simple por fase como el mostrado en la figura 6.

Figura 6. Circuito equivalente de un transformador de potencia de 3 devanados.



Para continuar con el modelado será necesario llevar a cabo tres pruebas de corto circuito, con N_p , N_s , y N_t , por fase en los tres devanados, respectivamente, para determinar los parámetros de la figura anterior. Estas tres pruebas son similares, en cada caso, un devanado es abierto, y otro cortocircuitado, y un voltaje reducido es aplicado al devanado restante. Las impedancias son medidas en el lado donde el voltaje es aplicado.

Z_{ps} = impedancia medida en el circuito primario con el secundario cortocircuitado y el terciario abierto.

Z_{pt} = impedancia medida en el circuito primario con el terciario cortocircuitado y el secundario abierto.

Z'_{st} = impedancia medida en el circuito secundario con el terciario cortocircuitado y el primario abierto.

Refiriendo Z'_{st} al lado primario, obtenemos

$$Z_{st} = \left(\frac{N_p}{N_s} \right)^2 Z'_{st} \quad (2.17)$$

Si Z_p , Z_s , y Z_t son las impedancias de los devanados separados y referidos al lado primario, entonces

$$Z_p = 1/2(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \quad (2.18)$$

$$Z_s = 1/2(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pst}) \quad (2.19)$$

$$Z_t = 1/2(Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \quad (2.20)$$

2.4. La máquina síncrona

La máquina síncrona que opera como un generador de c.a. impulsada por una turbina para convertir la energía mecánica en eléctrica es la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo. El primotor utilizado por el generador determina el tipo de tecnología del mismo, siendo las más comunes la tecnología hidráulica, turbinas de gas, de vapor, motores reciprocantes entre otras.

En Guatemala, la zona norte del sistema eléctrico se caracteriza por la tecnología hidráulica, mientras que la zona sur por la tecnología de turbinas de gas, de vapor y principalmente motores reciprocantes, constituyendo estas zonas los dos principales focos de generación en el país. La zona oriental, zona en que se centrara nuestro estudio en el capítulo 4, cuenta con las generadoras Río Bobos de tecnología hidráulica y la generadora Genor propulsada por motores reciprocantes.

El tipo de tecnología de las generadoras determina una de sus características importantes, tanto para programación como operación del despacho de carga, esta característica es el tiempo promedio de arranque de las unidades. La tecnología hidráulica se caracteriza por ser sumamente rápida en este proceso, con un tiempo que puede ir de 5 a 12 minutos, a las generadoras de turbina de gas en promedio les toma 15 minutos al igual que las de tecnología de motores reciprocantes, en tanto que las de turbina de vapor se caracterizan por ser las que mayor tiempo toman para realizar este proceso.

2.4.1. Modelo y características del generador en estado estable

El generador es una máquina eléctrica constituida por un grupo de devanados acoplados de forma magnética, algunos de los cuales se encuentran en rotación. Este suministra potencia actuando como una fuente de voltaje, cuya frecuencia se determina mediante la rapidez de su primotor. Lo constituyen básicamente un estator o armadura y un rotor o devanado de campo, este último puede ser del tipo rotor cilíndrico utilizado en los turbogeneradores, o rotor de polos salientes utilizado en los generadores hidráulicos, determinando el tipo de rotor a utilizar las velocidades mecánicas de cada uno de los primotores.

La amplitud del voltaje generado es proporcional a la frecuencia y a la corriente de campo, mientras que la corriente y el factor de potencia se determinan mediante la excitación de campo del generador, la impedancia del generador y la carga. Expresando lo anterior en forma de ecuaciones tenemos lo siguiente

$$E_{af} = \frac{\omega_e L_{af} I_f}{\sqrt{2}} \quad (2.21)$$

$$\bar{V}_a = -R_a \bar{I}_a - jX_s \bar{I}_a + \bar{E}_{af} \quad (2.22)$$

Donde

E_{af} = voltaje interno de la máquina para la fase a .

ω_e = frecuencia angular.

L_{af} = inductancia mutua del devanado de la fase a y el devanado de campo.

I_f = corriente de campo.

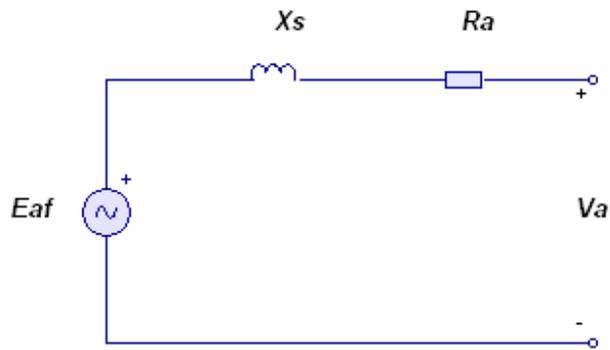
R_a = resistencia de armadura.

V_a = voltaje en terminales.

I_a = corriente de armadura.

Las ecuaciones anteriores describen el modelo elemental de una máquina síncrona compuesta por un rotor cilíndrico ideal, el cual no tiene imperfecciones en toda su periferia. La figura 7 muestra el diagrama equivalente de un generador síncrono de este tipo.

Figura 7. Circuito equivalente de un generador síncrono de rotor cilíndrico



Debido a que en la realidad aún los rotores cilíndricos no lo son totalmente se prefiere el modelo descrito por las ecuaciones que se listan a continuación, las cuales toman en cuenta las irregularidades del rotor ya sea este del tipo cilíndrico o de polos saliente al realizar una descomposición de las magnitudes y ecuaciones presentadas anteriormente en dos ejes el eje directo y el de cuadratura.

$$E_{af} - V_q = R_a I_q - X_d I_d$$

$$-V_d = R_a I_d - X_q I_q$$

$$V_{gen} = \sqrt{(V_d)^2 + (V_q)^2}$$

$$I_a = \sqrt{(I_d)^2 + (I_q)^2} \quad (2.23)$$

$$P_{gen} = V_q I_q + V_d I_d$$

$$Q_{gen} = V_q I_d + V_d I_q$$

Donde E_f es el voltaje interno de la maquina, I_d e I_q son las componentes directa y de cuadratura de la corriente de armadura I_a , V_d y V_q son las componentes directa y de cuadratura del voltaje en terminales V_{gen} y R_a , X_d y X_q son la resistencia y las reactancias sincrónicas directa y de cuadratura de armadura respectivamente.

Luego de descrito el modelo generalizado de la máquina síncrona, es importante tratar el funcionamiento de esta en un SEP en estado estacionario. Una máquina síncrona dentro de la operación en un SEP funciona como una fuente de potencia activa, en tanto que para la potencia reactiva funciona como fuente o como sumidero, debido a ello puede actuar como un condensador aportando potencia reactiva, o como un reactor absorbiendo potencia reactiva, todo dependerá de las condiciones imperantes en el SEP. En el área oriental del SNI las generadoras Genor y Río Bobos proveen parte del soporte de reactivos necesario durante la mayor parte del día, para mantener un adecuado perfil de voltajes en la zona.

Hay varios límites básicos de un generados síncrono, que expresan los rangos de operación de la máquina. Los rangos típicos incluyen magnitud de voltaje, corriente de campo, potencia aparente, factor de potencia frecuencia, y velocidad mecánica de la máquina. Los rangos de velocidad y frecuencia no son tratados en este trabajo, ya que el modelo en estado estable asume que la maquina opera a frecuencia y velocidad sincrónicas. El rango del voltaje en terminales de la máquina depende del sistema al que esta conectado. Típicamente la magnitud de voltaje en terminales esta entre 0.9 p.u. y 1.1 p.u.

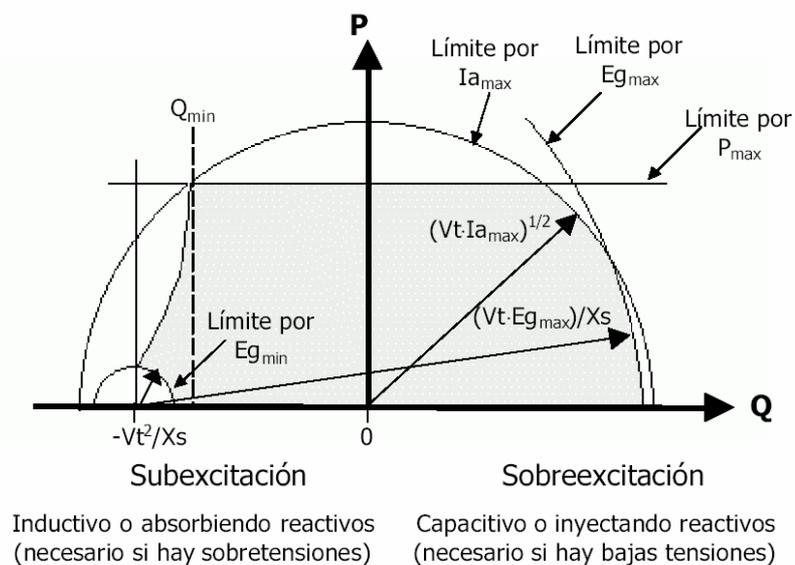
Los dos principales devanados en la máquina, los devanados de armadura y campo deben ser protegidos contra sobrecalentamiento. El calentamiento del devanado de armadura, que es principalmente debido a las pérdidas en el cobre, esta dado en p.u. por $P_{calentamiento} = |I_a|^2 R_a$, donde R_a es la resistencia del devanado de armadura.

Por lo tanto, la protección del devanado de armadura resulta en un límite, el cual es la magnitud de la corriente de armadura $|I_a|$. Si el voltaje en terminales es considerado constante, la corriente de armadura determinara el rango de la potencia aparente del generador en p.u.

De la misma manera, el máximo calentamiento permitido en el devanado de campo determina el máximo de corriente de campo. Como se dijo anteriormente el voltaje interno o de campo es directamente proporcional a la corriente de campo, por tanto el límite de la corriente del devanado de campo puede ser expresada en términos de E_f .

Las curvas de capacidad de un generador síncrono, pueden ser usadas para ilustrar gráficamente los límites y sus relaciones. Estas curvas describen la potencia reactiva versus la potencia real del generador, asumiendo un rotor cilíndrico insaturable, caracterizado por $X_d = X_q = X$. La figura 8 ilustra una curva de capacidad, incluyendo varios límites.

Figura 8. Curva de capacidad para una máquina síncrona.



La máxima y mínima corriente de armadura y voltaje de campo o interno están definidos de acuerdo a

$$\begin{bmatrix} |I_{a-max}| \\ |I_{a-min}| \\ |E_{f-max}| \\ |E_{f-min}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{V_t} \sqrt{(Q_{max})^2 + (P_{max})^2} \\ 0 \\ \frac{1}{V_t} \sqrt{\left(Q_{max} + \frac{(V_{t-max})^2}{X_d}\right)^2 + (P_{max})^2} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

El conocimiento de los límites anteriores, y los mostrados en la curva de capacidad del generador, es importante tanto para la operación como para el estudio de un SEP en estado estable, ya que ellos establecen los rangos dentro de los cuales una máquina síncrona será capaz de actuar adecuadamente en la operación sin riesgo alguno de daño para los elementos que la conforman o para el sistema por el disparo de cualquiera de las unidades por actuación de sus protecciones en el momento que se sobrepase alguno de los límites tratados anteriormente.

En Guatemala, uno de los agentes del mercado eléctrico, EGEE cuenta con la planta de mayor capacidad en el sistema, Chixoy conformada por 5 unidades de tecnología hidráulica, con una capacidad máxima de 55 MW por unidad y una capacidad mínima de 20 MW para una operación estable, cada una de las cuales tiene una capacidad de aporte y absorción de potencia reactiva de ± 25 Mvar. Debido a que el voltaje en terminales es de 13.8 kV, según las ecuaciones anteriores tiene una corriente de armadura I_{a-max} de 4.38 kA

La planta Chixoy posee una característica adicional, la cual poseen contadas plantas en el SNI, esta característica es el llamado arranque en negro, capacidad que le permite el arranque de sus unidades sin tener tensión alguna del sistema en la subestación principal de la planta para alimentar los servicios auxiliares.

Esta característica es aprovechada durante los eventos denominados black – out del sistema, eventos en los cuales el sistema es capaz de mantener un estado estable y todas las unidades generadoras salen de línea provocando un nivel de tensión cero general. Las unidades con arranque en negro permiten el inicio del reestablecimiento del SNI, formando las llamadas islas de generación, las cuales progresivamente se enlazan para alcanzar nuevamente el estado de operación normal del sistema.

2.5. Elementos de compensación reactiva

La mayoría de las cargas de un SEP y los equipos de suministro como las líneas y transformadores son de naturaleza inductiva, por lo tanto operan con un factor de potencia atrasado. Cuando un SEP opera con un factor de potencia atraso, requiere un flujo adicional de potencia reactiva, el cual provoca una reducción de la capacidad, un incremento de las pérdidas y una reducción del voltaje del sistema.

La aplicación de capacitores de potencia en derivación, ayuda a solucionar en alguna medida los inconvenientes anteriores, ya que proveen soporte de potencia reactiva, lo que produce beneficios como el control de tensión y factor de potencia, reducción de las pérdidas del sistema y los requerimientos de potencia reactiva en generadores, además de aumentar los límites de estabilidad en estado estable.

El incremento en la capacidad, es a menudo el beneficio más importante que justifica la adición de capacitores en un SEP. La adición de capacitores reduce la carga en kVA del sistema, de esta forma se libera capacidad que puede usarse para alimentar cargas futuras.

Los bancos de capacitores se energizan durante períodos de carga pico o condiciones de bajo voltaje, desenergizándose durante períodos de carga baja o condiciones de alto voltaje. La instalación de capacitores en los sistemas puede también producir algunos problemas, como transitorios de voltaje por desconexión y transitorios de corriente por conexión, también se pueden presentar el fenómeno de resonancia en paralelo.

Otro tipo de elemento de compensación reactiva que conforman un SEP, son los reactores de potencia, elementos utilizados durante períodos de demanda mínima de energía, en los cuales se producen condiciones de alto voltaje, y los generadores cercanos han alcanzado el límite máximo de absorción de potencia reactiva, situación en la cual no pueden controlar más el voltaje de la barra a la cual están conectados.

Esta situación es típica de las líneas de enlace relativamente largas, debido a que toda línea de transmisión de potencia posee una característica capacitiva, la cual aumenta con la longitud, en el momento en que la potencia reactiva existente en el sistema no es completamente absorbida por las cargas o los generadores sincrónicos, se alcanza una situación de altos voltajes en el sistema, la cual es indeseable para mantener los niveles mínimos de calidad de energía, los cuales establecen que el voltaje deberá estar dentro de un rango de $\pm 5\%$ del valor nominal. En estas situaciones es necesario utilizar los reactores de potencia, los cuales consumirán el excedente de reactivos en el sistema.

2.6. Modelación de la carga

La modelación exacta de la carga es difícil debido a la naturaleza compleja y cambiante de la carga y la dificultad de obtener datos exactos de sus características. Las cargas en un SEP tratan de mantener sus características de operación inalterables (por ejemplo, potencia constante) ante cualquier situación de operación en la que se encuentre el sistema. El modelar estos mecanismos no es tarea sencilla, ya que la carga instalada en el sistema está compuesta por una gran variedad de dispositivos con dinámicas de operación muy diferentes.

Generalmente, en los análisis que se realizan para SEP's de gran tamaño, las cargas son modeladas como potencia constante, además de que éstas se consideran conectadas en el lado de alto voltaje de las subestaciones. Algunos SEP's tienen bastantes dispositivos de control que mantienen constante la magnitud de voltaje en los nodos, de esta forma, la suposición de una carga de potencia constante es adecuada, pero cuando se alcanzan los límites de tales dispositivos de control, las características particulares de cada carga se vuelven un factor importante a tomar en consideración.

La sensibilidad que tienen cada una de las cargas del SEP respecto a la magnitud del voltaje, varía dependiendo de la naturaleza de éstas. La dependencia del voltaje con las cargas es generalmente representada a través de modelos exponenciales de la siguiente manera:

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \quad (2.25)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \quad (2.26)$$

En las ecuaciones anteriores, P y Q representan la potencia activa y reactiva de carga, respectivamente, y V es el voltaje en el nodo de carga. El subíndice 0 señalado en las ecuaciones, da a entender que se tratan de valores nominales de operación. Los exponentes α y β describen la magnitud de dependencia que tiene la carga respecto a la magnitud de voltaje en el nodo donde se encuentra la carga.

Otro modelo que se utiliza frecuentemente es el polinomial, con un factor simple de sensibilidad a la frecuencia, como lo muestran las siguientes expresiones:

$$P = P_0 \left[Z_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + I_p \left(\frac{V}{V_0} \right) + P_p \right] (1 + L_{DP} \Delta f) \quad (2.27)$$

$$Q = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + I_q \left(\frac{V}{V_0} \right) + Q_q \right] (1 + L_{DQ} \Delta f) \quad (2.28)$$

Este modelo algunas veces también es llamado como modelo ZIP, ya que es una combinación de los modelos definidos como de impedancia constante Z, corriente constante I y potencia constante P. Los parámetros Z_p , I_p y P_p corresponden a la potencia activa de la carga, de igual manera Z_q , I_q y Q_q corresponden a la potencia reactiva de la carga, los cuales describen la proporción que cada uno de los modelos Z, I y P aporta a la carga total.

Los modelos anteriores describen cargas estáticas, un modelo generalizado que describe cargas dinámicas es el siguiente:

$$P_L = P_0 + P_V \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha + D_L \left(\frac{d\delta}{dt} - w_n \right) \quad (2.29)$$

$$Q_L = Q_0 + Q_V \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta + T \frac{dV}{dt} \quad (2.30)$$

Donde

P_L	=	Actual potencia activa de la carga
P_0	=	Potencia activa constante de la carga
V y V_0	=	Niveles actuales e iniciales de voltaje
P_v	=	Potencia activa inicial de la carga considerando variaciones de voltaje.
Q_L	=	Potencia reactiva actual de la carga
Q_0	=	Potencia reactiva constante de la carga
Q_v	=	Potencia reactiva inicial de la carga considerando variaciones de voltaje
T	=	Constante de tiempo del voltaje
D_L	=	Rampa de carga
δ	=	Angulo de fase del bus de carga
β y α	=	Factores exponenciales
w_n	=	Velocidad de referencia del generador

Establecer un modelo general de la carga instalada en el SEP es difícil de obtener debido a la diversidad de cargas existentes. Un paso importante para poder lograr esto, es tener la facultad de establecer con cierto grado de precisión cuáles son las cargas que más imponen sus características de operación sobre la dinámica total del SEP.

3. ANÁLISIS Y ESTUDIOS ELÉCTRICOS

3.1. Introducción

Para conocer cuál es la respuesta del sistema de energía eléctrica ante diversas situaciones impuestas por condiciones de funcionamiento habituales o anómalas, se podrían realizar múltiples ensayos *in situ* sobre el mismo. En ese caso, hay que someter a la red a diversas combinaciones del conjunto de parámetros fundamentales que definen su estado de funcionamiento, tanto en situaciones normales de operación como en situaciones de funcionamiento incorrecto, que obligan a provocar sobre ese sistema cualquier tipo de contingencia.

Debido a que los sistemas de energía eléctrica se explotan cada vez más cerca de sus límites físicos, en la actualidad resulta prácticamente imposible dejar fuera de servicio instalaciones reales para poder realizar ensayos sobre ellas, por el coste que eso supone y los riesgos de daños. Por ello, resulta necesario recurrir a un proceso de cálculo o de simulación que reproduzca el comportamiento y los fenómenos que se producen en un sistema eléctrico y que permita conocer tanto la respuesta del sistema ante condiciones de funcionamiento normal o anómalo, como las consecuencias sobre los parámetros fundamentales del sistema antes dichas situaciones.

La principal herramienta del análisis y estudio de un SEP, es la simulación, la cual consiste en una serie de técnicas que imitan o simulan las operaciones de diferentes procesos dentro del mismo. Para analizar estos procesos desde un punto de vista científico, a menudo hay que realizar un conjunto de suposiciones acerca de cómo se desarrollan dichos procesos.

Las suposiciones necesarias para cada estudio en particular, normalmente adoptan la forma de ecuaciones matemáticas o relaciones lógicas que constituyen los modelos, los cuales para nuestro caso en particular han sido desarrollados en el capítulo 2. La complejidad de los sistemas de energía eléctrica hace que estos estudios sean difíciles, tediosos y que consuman una gran cantidad de tiempo. Por ello hoy en día, para una realización más rápida y precisa de estos estudios, se recurre a herramientas que agilizan y simplifican el proceso de cálculo. Las herramientas disponibles para realizar estos procesos de simulación son los simuladores analógicos, los simuladores digitales y los simuladores híbridos. En el desarrollo del presente estudio se utilizara un simulador digital, denominado PTI Power System Simulator (PSS/E), un paquete de programas para estudios de Sistemas de Potencia, desempeño de redes de transmisión y generación en condiciones de estado estable y dinámico.

3.2. Flujo de carga convencional

Los estudios de flujo de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. Para la interconexión del sistema eléctrico del Petén al SNI, los flujos de potencia serán nuestra principal herramienta en el análisis del comportamiento del sistema para los diferentes escenarios propuestos.

En la operación diaria, el estudio de flujos de carga debe constituir la base del análisis de seguridad del sistema. Esta herramienta se ejecuta periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecargas o tensiones inaceptables, como consecuencia de la evolución de la carga, o cuando ocurre algún cambio brusco sea este inesperado o causado por la modificación de la topología de la red por la realización de algún mantenimiento en particular.

La primera etapa del flujo de carga consiste en obtener las tensiones complejas en todos los nodos eléctricos. Debido a que las restricciones de contorno no se especifican en términos de impedancias (cargas) y fuentes de tensión (generadores) sino de potencias, el estudio conlleva el desarrollo de sistemas no lineales de ecuaciones.

La segunda etapa consiste simplemente en el cálculo de todas las magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc., lo que es inmediato. Los estudios de flujo de carga se basan en un modelo matemático en el cual sus variables son tratadas con métodos numéricos iterativos ampliamente utilizados en ingeniería.

3.2.1. Ecuaciones de flujo de carga

En el sistema mostrado en la figura 9 cada barra es alimentada por generadores síncronos que inyectan potencias S_{G1} y S_{G2} respectivamente, por otro lado las barras alimentan cargas cuyas cantidades vienen representadas por S_{D1} y S_{D2} respectivamente.

Figura 9. Sistema de dos barras



En la figura anterior, P_D es la potencia activa demandada, P_G la potencia activa generada, Q_D la potencia reactiva demandada, Q_G la potencia reactiva generada y S la potencia aparente neta.

Las dos barras están interconectadas por medio de una línea de transmisión caracterizada por una impedancia serie Z_{SER} y dos admitancias paralelo Y_{SH} cuya función es transferir cualquier exceso de potencia en uno u otro lado ante cualquier cambio de carga, los voltajes de barra son representados por medio de V_1 y V_2 respectivamente.

Un SEP debe ser capaz de mantener un balance adecuado entre potencia, voltajes y frecuencia. Para la barra 1, la corriente inyectada debe ser igual que la corriente que fluye por la línea de transmisión, de manera que:

$$\frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_{SH} + \frac{V_1 - V_2}{Z_{SER}} \quad (3.1)$$

$$\frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 Y_{SH} + \frac{V_2 - V_1}{Z_{SER}}$$

Como se vio en el capítulo 2 sección 2.2.1 la reactancia Y_{SH} es puramente capacitiva, de ahí:

$$Y_{SH} = \frac{j}{X_C} \quad (3.2)$$

En la ecuación (3.2) X_c es $Z_{SER} = R - jX_L$ la reactancia capacitiva de media línea, la impedancia serie y el factor de pérdidas son equivalentes a:

$$Z_{SER} = R - jX_L \quad \text{y} \quad \alpha = \frac{R}{X_L} \quad (3.3)$$

Las pérdidas en la línea de transmisión pueden ser consideradas como pequeñas, usualmente R es mucho menor que X_L de ahí que α sea mucho menor que 1, con esto se puede considerar que:

$$Z_{SER} \approx X_L e^{j(\pi/2 - \alpha)} \quad (3.4)$$

Los voltajes de barra V_1 y V_2 se caracterizan por su magnitud y fase por ello pueden ser definidos como:

$$V_1 = |V_1| e^{j\delta_1} \quad (3.5)$$

$$V_2 = |V_2| e^{j\delta_2}$$

Con la sustitución de las ecuaciones 3.2, 3.4, y 3.5 en la ecuaciones complejas 3.1 y luego haciendo la separación de las partes reales e imaginarias, se obtienen las ecuaciones básicas del modelo matemático del flujo de carga en condiciones estáticas.

$$P_{G1} - P_{D1} - \frac{|V_1|^2}{X_L} \text{sen}(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \text{sen}[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0 \quad (3.6)$$

$$P_{G2} - P_{D2} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \text{sen}(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \text{sen}[\alpha + (\delta_1 - \delta_2)] = 0 \quad (3.7)$$

$$Q_{G2} - Q_{D2} + \frac{|V_2|^2}{X_C} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \cos(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0 \quad (3.8)$$

$$Q_{G2} - Q_{D2} + \frac{|V_2|^2}{X_C} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \cos(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos[\alpha + (\delta_1 - \delta_2)] = 0 \quad (3.9)$$

En las ecuaciones anteriores se pueden distinguir las denominadas variables de disturbio, las variables de control y las de estado. Las variables de disturbio están caracterizadas por las potencias activa y reactiva demandadas por los clientes que hacen uso de la red eléctrica, por ello se consideran que son independientes o dicho de otra manera no tiene efecto en el control del sistema. Estas variables pueden ser definidas mediante el vector p , como sigue:

$$p = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ Q_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Las potencias generadas P_{G1} , P_{G2} , Q_{G1} y Q_{G2} constituyen las variables de control las cuales son independientes. El manejo de Q_{G1} y Q_{G2} tiene un gran efecto en las magnitudes de $|V_1|$ y $|V_2|$, en tanto que el manejo de P_{G1} y P_{G2} tiene un efecto similar en δ_1 y δ_2 . Las variables dependientes o variables de estado están constituidas por, $|V_1|$, $|V_2|$, δ_1 y δ_2 . Las variables de control y de estado pueden representarse por vectores como sigue:

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ |V_1| \\ \delta_2 \\ |V_2| \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ u_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ Q_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G2} \end{bmatrix}$$

Otra parte importante en el estudio de flujos de potencia es la definición del tipo de barras existente en el sistema, los tres tipos generales son las barras de carga, de voltaje controlado y la barra de compensación. Las barras de carga se caracterizan por no tener generación, por tanto P_{Gi} y Q_{Gi} , son cero y la potencia real P_{Di} y la reactiva Q_{Di} (el subíndice i denota el número de barra del sistema), que son tomadas del sistema por la carga se conocen de los registros históricos, de la planeación de cargas o mediciones. Con frecuencia en la práctica sólo se conoce la potencia real y la potencia reactiva se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0.85 o mayor. Es frecuente que, a una barra de carga se le llame barra P-Q porque los valores de potencia activa y reactiva demandada son conocidos.

Las barras de voltaje controlado se caracterizan por poseer un generador conectado que puede controlar la generación de potencia activa por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlado al ajustar la excitación del generador, tal como fue visto en el capítulo 2 sección 2.4.1., por tanto en cada barra con generador, se puede especificar apropiadamente P_{Gi} y $|V_i|$.

La potencia reactiva del generador que se requiere para mantener el voltaje programado $|V_i|$ no se puede conocer por anticipado y por ello Q_{Gi} no puede ser definida. Por lo tanto, en una barra con un generador el ángulo del voltaje δ y la potencia reactiva Q_{Gi} son las cantidades desconocidas. Una barra de generación generalmente es llamada P-V debido a que son estos valores que se conocen.

La última barra es la denominada de compensación en donde tanto el voltaje como su ángulo de fase son conocidos, por ello, esta barra también es conocida como barra de referencia y efectivamente el ángulo del voltaje de fase de esta barra sirve de referencia para todas las demás barras del sistema.

La razón por la cual la barra de referencia también es llamada barra de compensación es porque en esta barra no pueden programarse las potencias activa y reactiva debido a que ello dependerá de la magnitud de las pérdidas del sistema, una vez conocidas las pérdidas por efecto Joule en líneas de transmisión y transformadores de la red se asigna a la barra de compensación el valor que compense las pérdidas para mantener el balance entre potencia generada y potencia demandada, por esta razón debe seleccionarse como barra de compensación aquella que posea un generador. Esta barra también es llamada barra swing, barra oscilante o barra slack.

Los métodos numéricos utilizados para resolver los sistemas no lineales desarrollados anteriormente, los cuales describen el estado estacionario de un SEP, generalmente son el método de Newton Raphson y el de Gauss-Seidel, siendo el primero con algunas modificaciones el más utilizado por los programas computacionales. En el presente no se tratarán estos métodos ya que no se considera necesario para el estudio a desarrollar.

3.3. Estudio de flujos de potencia en el diseño y operación de un SEP

Los estudios de flujo de potencia proveen información importante en relación con el diseño y operación de los sistemas que todavía no se construyen y con los efectos de los cambios en sistemas existentes. Un estudio de flujos de potencia para un sistema que trabaje bajo condiciones de operación reales o proyectadas como normales se llama *caso base*. Los resultados del caso base constituyen un medio para la comparación de los cambios en los flujos de la red y de los voltajes bajo condiciones anormales o de *contingencia*. El ingeniero de planeación puede descubrir debilidades en el sistema, como el caso de voltajes bajos, sobrecargas en líneas o condiciones de carga que juzgue excesivas. Estas debilidades pueden ser removidas al hacer estudios de diseño que incluyan los cambios y/o adiciones al caso base del sistema.

Luego, el modelo del sistema se sujeta a una prueba de contingencia (por medio de la computadora) para descubrir si las debilidades surgen bajo estas condiciones, involucrando la programación de generación o de niveles de carga anormales. La interacción entre el diseñador del sistema y el programa de flujos de potencia que se tiene en la computadora continúa hasta que el comportamiento satisface la planeación local y regional o el criterio de operación.

Los datos suministrados a la computadora deben incluir los valores numéricos de los datos de línea y de barras y una indicación de si la barra es la de compensación, o una regulada donde la magnitud del voltaje se mantiene constante por la generación de potencia reactiva Q , o bien una barra de carga donde P y Q están fijos. Donde no haya valores que se tengan que mantener constantes, las cantidades dadas en las tablas se interpretan como estimados iniciales. Generalmente, los límites de generación de P y Q se deben especificar, así como también, los límites de los KVA de las líneas.

Los listados impresos de los resultados que provee la computadora consisten en una serie de tablas. Por lo general, la información más importante a ser considerada es la tabla que en lista cada número y nombre de barra, la magnitud del voltaje de barra en por unidad y su ángulo de fase, la generación y la carga en cada barra en megawatts y megavars y, por último, los megavars de los capacitores estáticos o reactancias en la barra. Junto con la información de las barras está el flujo de megawatts y de megavars desde esa barra a cada una de las líneas de transmisión conectadas a ella.

Dentro de la información adicional que se puede obtener, hay un listado de todas las barras donde la magnitud del voltaje en por unidad está por encima de 1.05 o por debajo de 0.95, o de otros límites que se pueden especificar. Se puede obtener una lista de las cargas de las líneas en MVA. Los listados impresos también listan la pérdidas totales de megawatts ($|I|^2R$) y los requisitos de megavars ($|I|^2X$) del sistema.

3.4. Estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje está relacionada con la capacidad de un SEP para mantener una magnitud de voltaje estable en todos los nodos del sistema, bajo condiciones normales de operación y después de estar sujeto a un disturbio.

Otro factor que está relacionado con este fenómeno es el *colapso de voltaje*. El colapso de voltaje dentro de un SEP, es un proceso a través del cual la secuencia de eventos de algún incidente provoca que se tengan niveles de magnitud de voltaje inaceptables en gran parte del sistema. El colapso de voltaje es una condición drástica e irreversible que se presenta en la operación del SEP, y en la cual se ha perdido la facultad de controlar una parte significativa del mismo.

Desde el punto de vista de planeación, la causa principal del problema de estabilidad de voltaje es básicamente un suministro insuficiente de potencia reactiva durante los periodos picos de carga, involucrando una gran cantidad de pérdidas de potencia reactiva en las líneas de transmisión y bajos niveles de magnitud de voltaje en los nodos del sistema. En tanto que desde el punto de vista de operación, el problema de estabilidad de voltaje es usualmente inducido por incidentes registrados dentro del SEP, como la salida de unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, dispositivos de compensación, o también debido a un repentino y rápido incremento de carga durante los periodos de demanda máxima.

Los disturbios que pueden dar lugar a que se presenten problemas de estabilidad de voltaje dentro de un SEP, pueden ser iniciados por una gran variedad de causas. Sin embargo, un factor que es señalado como fundamental para que se originen los problemas de estabilidad de voltaje es la carga. Por esta razón, en algunas ocasiones la estabilidad de voltaje también es llamada como *estabilidad de carga*.

Dependiendo del tipo y características de cada carga en particular, la potencia consumida por ésta tiende a ser regulada a través de diversos mecanismos, como el ajuste del deslizamiento en los motores de inducción, reguladores de voltaje, o los taps de los transformadores. Por lo general, esta acción provoca una condición de sobrecarga dentro del SEP debido a un incremento en el consumo de potencia reactiva que no puede satisfacerse adecuadamente, lo que causa una reducción considerable en la magnitud de voltaje.

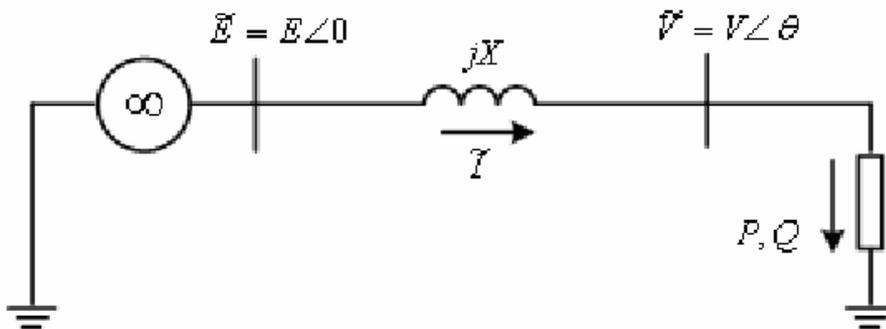
Otro factor consecuente con esta situación y que contribuye al agravamiento del problema, es que los flujos tanto de potencia activa como de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión provocan que se incrementen las pérdidas existentes en el SEP; ocasionando con esto, una disminución importante en la capacidad total de transferencia del sistema. Para el caso en particular de la potencia reactiva, cuando el SEP se encuentra en una condición de operación con magnitudes de voltaje reducidas, su transferencia se hace muy difícil debido a las grandes pérdidas que se generan bajo estas circunstancias. Así que mientras se a posible, la potencia reactiva debe ser generada lo más cerca de los centros de consumo.

Mientras que la forma más común en la que suele manifestarse el problema de estabilidad de voltaje es a través de una disminución progresiva en la magnitud de los voltajes, también existe la posibilidad de que se presente con características de sobrevoltaje. Una condición de operación de sobrevoltaje se debe principalmente al comportamiento capacitivo de la red. También, se alcanzan los límites establecidos para el control de la excitación de los generadores o condensadores síncronos, y para una condición específica de sub-excitación, se restringe la cantidad de potencia excedente del SEP que puede ser absorbida por esta clase de dispositivos. En el SNI de Guatemala, el 01 de enero y 25 de diciembre son días característicos de operación con sobrevoltajes en la red de transmisión, debido al bajo consumo de energía.

3.4.1. Restricciones en la transferencia de potencia

La figura 10 muestra a grandes rasgos una representación esquemática de un sistema radial y sus diferentes parámetros eléctricos. Éste se conforma de un nodo de carga, que es alimentado por una fuente generadora de potencia infinita, a través de una línea de transmisión.

Figura. 10 Circuito representativo de un sistema radial



En la sección 2.2.4. donde se trató la capacidad de transmisión de una línea de potencia, se mencionó que la transferencia de potencia activa y reactiva desde la fuente generadora o nodo de envío hasta el nodo de carga o de recibo, depende de la magnitud del voltaje en ambos nodos, y de la diferencia en los ángulos de fase tal como lo describe la ecuación 1.12 de esa sección, donde se considera que las pérdidas por la línea son muy pequeñas, tal como se hará aquí.

El análisis que se realiza para este sistema, tiene como finalidad encontrar la relación entre las potencias P , Q , y el voltaje V en el nodo de carga. Para esto, el voltaje en terminales E de la fuente se considera la referencia del sistema con un valor constante.

Como se aprecia en la Figura 10, la impedancia de la línea se representa sólo por su reactancia en serie jX , asumiendo con esto un sistema sin pérdidas, además de que se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea. Todos los valores mostrados durante el análisis están en p.u. Este sistema puede visualizarse como el equivalente de Thevenin visto desde un nodo del SEP.

El voltaje en el nodo de carga está dado por la expresión:

$$\bar{V} = \bar{E} - jX\bar{I} \quad (3.12)$$

La potencia absorbida por la carga, expresada en forma compleja es:

$$S = P + jQ = \bar{V}\bar{I}^* = \bar{V} \frac{\bar{E}^* - \bar{V}^*}{-jX} \quad (3.13)$$

$$S = \frac{j}{X} (EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) \quad (3.14)$$

Separando la ecuación 3.14 en partes real e imaginaria:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (3.15)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (3.16)$$

Las ecuaciones anteriores son representativas de los flujos de potencia para un sistema sin pérdidas, tal como se vio en la sección 2.2.4. Para valores específicos de P y Q, estas ecuaciones tiene que ser resueltas para encontrar el valor de las variables V y θ .

En el análisis de las redes eléctricas es conocido que en sistemas de corriente alterna donde prevalecen los efectos de las reactancias, como en el caso del los SEP, existe una estrecha relación entre la magnitud de voltaje y la potencia reactiva, al igual que se da este tipo de relación entre el ángulo de fase y la potencia activa. Ese desacoplamiento aplica sólo para condiciones normales de operación y no puede ser extendido a condiciones de extrema carga.

En el análisis que se lleva acabo, se toman en consideración las relaciones mencionadas con el propósito de eliminar el ángulo θ de las ecuaciones anteriores. Bajo esta suposición y después de realizar algunas operaciones se obtiene la siguiente ecuación:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (3.17)$$

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

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (3.18)$$

Asumiendo esta restricción, se tiene dos posibles soluciones para la ecuación definidas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q}} \quad (3.19)$$

Al conocer, P , Q y S , que representan las potencias activa, reactiva y aparente de carga, respectivamente se obtiene la expresión para el factor de potencia definido por:

$$fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi \quad (3.20)$$

De acuerdo a la ecuación anterior y al triángulo de potencia, la potencia reactiva puede ser expresada como:

$$Q = P \tan \phi \quad (3.21)$$

Una vez que se ha omitido el ángulo θ de la formulación planteada, el único parámetro desconocido es la magnitud de voltaje V . Para su solución, se sabe que los valores de E y X son constantes. De acuerdo a la ecuación anterior, Q depende de P , y considerando un factor de potencia constante, da como resultado que V esté sólo en función de P .

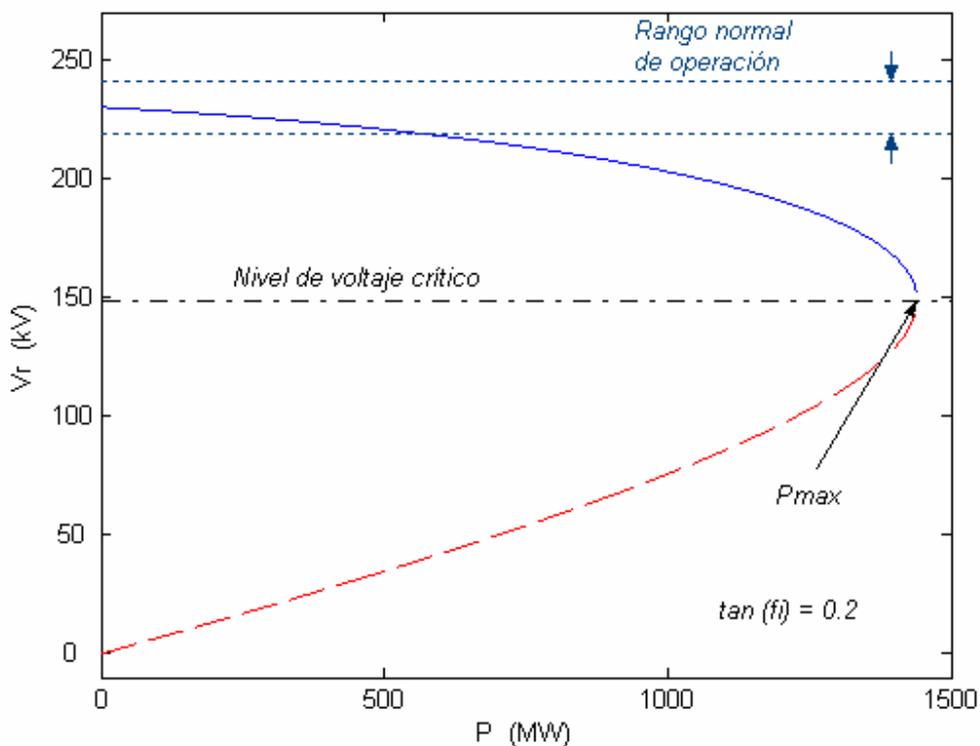
3.4.2. Curvas PV

La relación entre la potencia activa P y la magnitud del voltaje V es de mucho interés, y el análisis de su interacción se ha visto reflejado en la construcción de las curvas denominadas PV. La figura 11 muestra una curva PV, construida para una condición de operación tal que $\tan \phi = 0.2$, se asume que el sistema bajo análisis esta constituido en el nodo de generación por la central generadora Arizona y el nodo de carga por la subestación San Joaquín en un nivel de voltaje de 230 kV.

La línea de enlace es del tipo ACSR Hawk 477 kcmil, tiene una longitud de 31.8 Km., y una reactancia inductiva X_L de 15.035 Ω , debido a que se considera un sistema sin pérdidas en este análisis no se toma en consideración la resistencia de la línea.

La figura 11 muestra la curva PV del sistema simplificado anteriormente descrito, en esta se muestra la banda de operación normal del nivel de voltaje, la cual esta constituida por el $\pm 5\%$ del voltaje base de 230 kV, es importante mencionar que la grafica esta trazada con fines ilustrativos para un sistema sin pérdidas.

Figura 11. Curva PV para la S/E San Joaquín considerando $\tan\phi = 0.2$



Como se mencionó, para un factor de potencia dado, la ecuación de segundo grado con respecto a V^2 tiene dos posibles soluciones. La primera se obtiene considerando el signo positivo, que da como resultado una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje V elevado y una magnitud de corriente I pequeña, que corresponde a los puntos de la curva en color azul por arriba de la línea punteada, marcada en color negro del nivel de voltaje crítico de la figura 11, y normalmente estos puntos representan condiciones de operación satisfactorias.

La segunda solución se obtiene considerando el signo negativo, que produce los puntos de operación indicados en la parte inferior de la curva por medio de una línea discontinua en color rojo en la figura 11, lo que corresponde a un nivel de voltaje V pequeño y una corriente I elevada en magnitud, lo cual denota características de una condición de operación inapropiada, por lo que se dice que todos los puntos por debajo de la curva representan condiciones de operación inestables.

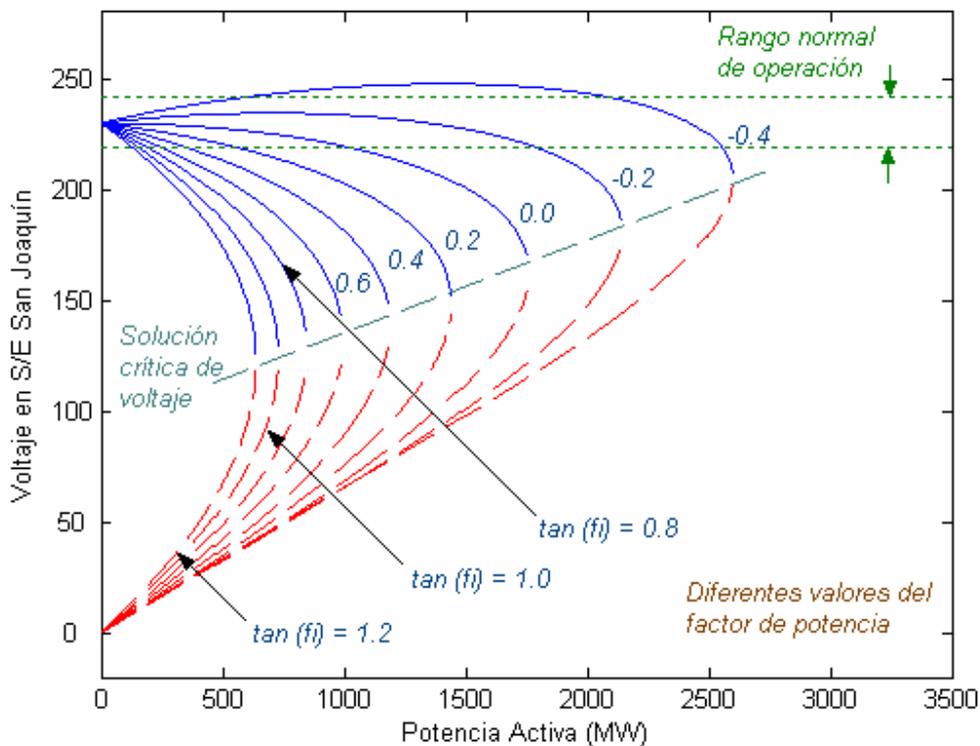
En la figura 11, la parte superior de la curva PV, conforme la carga se incrementa, el nivel en la magnitud de voltaje disminuye y gradualmente se acerca al punto de operación marcado como de potencia máxima P_{\max} . Este punto en específico tiene varias definiciones en los análisis de estabilidad de voltajes; por ejemplo, *punto crítico de voltaje o punto de colapso de voltaje*.

El problema que se tiene cuando el sistema está operando cerca de este valor crítico, es que un ligero incremento de carga produce una caída drástica en la magnitud de voltaje. Si por alguna razón, el punto de operación se ubicará en la parte inferior de la curva, conforme la carga disminuye la magnitud de voltaje también lo hace, lo que es una señal manifiesta de una operación inestable del sistema.

En la figura 12 se muestran las curvas PV a diferentes factores de potencia para el sistema elemental sin pérdidas que se analizó anteriormente. En cada una de las formas que describen las curvas PV mostradas en la figura, el factor de potencia establecido por la carga tiene un efecto importante en la característica potencia – voltaje del sistema. Otro aspecto que es conveniente señalar es cuando se tiene el caso de un factor de potencia en adelanto ($\tan \phi < 0$), el cual se consigue a través de la compensación en derivación del sistema. Para esta condición de operación, el punto en el cual se alcanza el valor de P_{\max} se incrementa, y junto con ello también se incrementa la magnitud de voltaje.

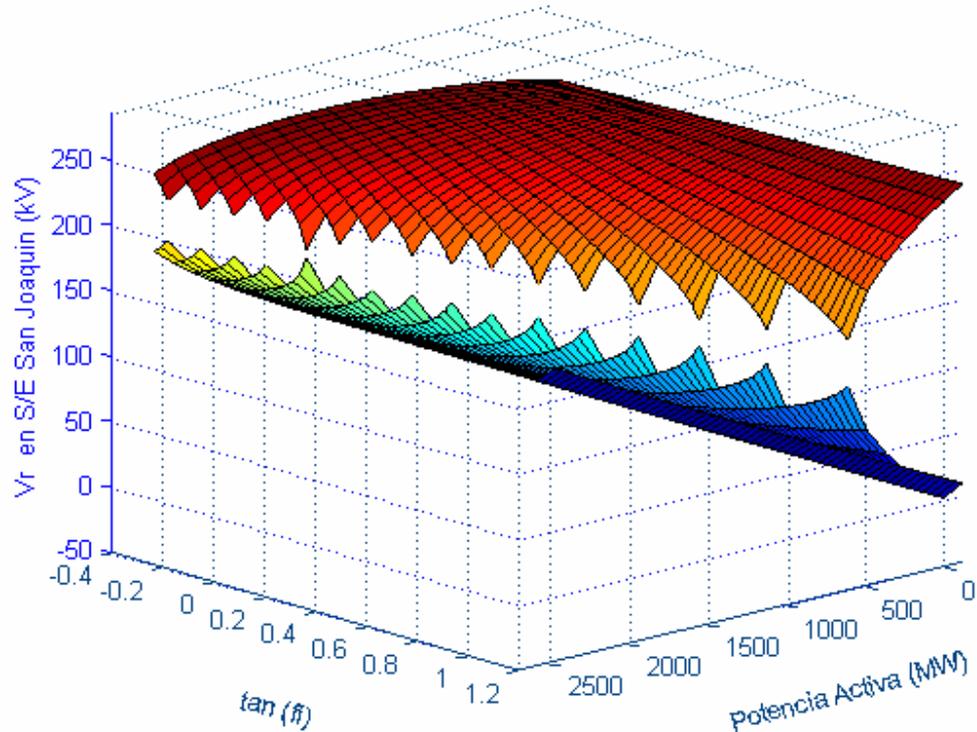
La figura 12 muestra nuevamente la parte superior de las curvas PV o zona estable en color azul, y la parte inferior o zona inestable por medio de líneas discontinuas en color rojo, adicionalmente se muestra la solución critica de voltaje para cada una de las curvas.

Figura 12. Curvas PV para diferentes valores del factor de potencia



En el análisis anterior se ha considerado un factor de potencia constante, para cada una de las graficas trazadas. Para cada valor calculado de la potencia activa P en estas graficas, existe un valor correspondiente para la potencia reactiva de carga Q. La potencia reactiva de carga entra al contexto de este análisis a través de la figura 13, en donde todas las curvas PV mostradas en la figura 12 se extienden a un plano de tres dimensiones para examinar el comportamiento de la potencia reactiva Q, en conjunto con el comportamiento de la potencia activa P y la magnitud de voltaje V.

Figura 13. Voltaje en función de la potencia activa y reactiva de carga



La figura 13 se conforma de tres planos, que se denominan PV, QV y PQ, respectivamente. Se revisan tres condiciones de operación, tomando en cuenta el factor de potencia y el punto crítico de voltaje. Para un factor de potencia en adelante, $\tan \phi = -0.4$, se tiene un caso compensado, en el cual el sistema no consume potencia reactiva del sistema, y en vez de esto, la esta suministrando; esto se denota por el signo negativo de Q. Para un factor de potencia unitario, $\tan \phi = 0$, se tiene un caso en el que la carga es puramente resistiva y no hay consumo ni suministro de potencia reactiva. La línea de referencia se encuentra en un valor cero. En tanto que para un factor de potencia en atraso, $\tan \phi = 1.2$ la carga consume tanto potencia activa como potencia reactiva, que por lo general, es un caso normal de operación.

Así, cada uno de los puntos que se encuentra ubicado en el espacio de tres dimensiones, puede ser proyectado hacia cualquiera de los planos definidos, proporcionando con esto, el valor de los tres parámetros manejados para una condición específica de operación.

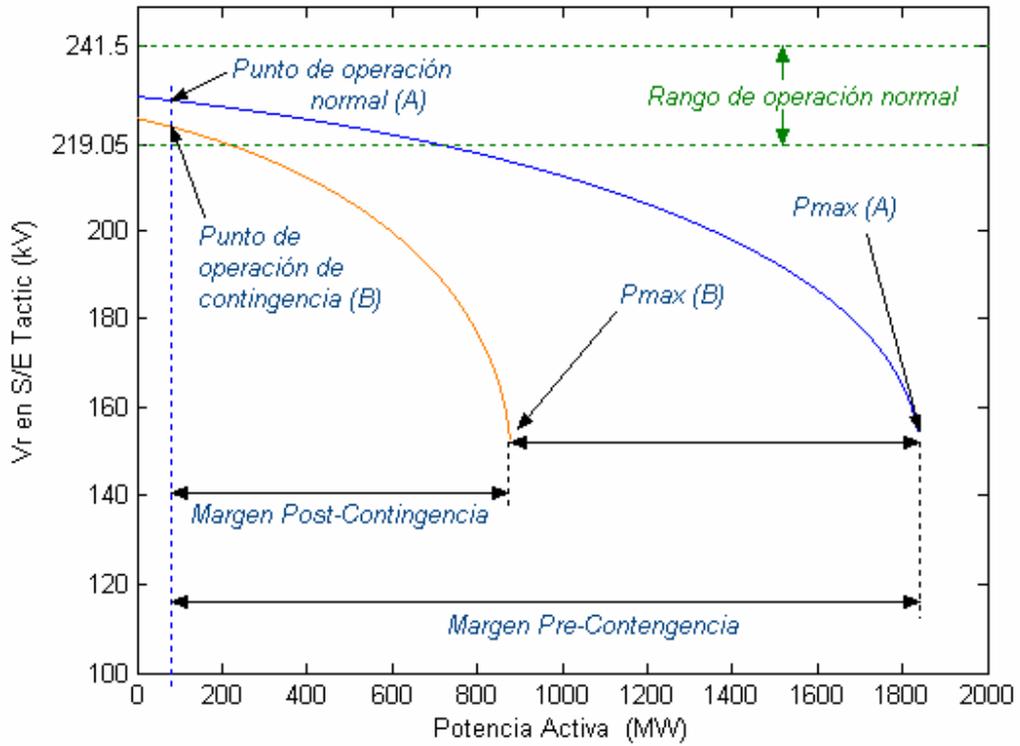
3.4.3. Concepto del margen de estabilidad de voltaje

Una estimación muy utilizada como criterio de seguridad de voltaje es la que se basa en verificar que los niveles en la magnitud de voltaje sean aceptables, antes y después de que el SEP experimente un disturbio. Generalmente este tipo de criterios son desarrollados tomando en consideración los límites de operación de los diferentes dispositivos del SEP; mediante lo cual se ha logrado establecer niveles de operación adecuados. Sin embargo, el sólo basarse en esta estimación para afirmar que el sistema puede operar satisfactoriamente sobre un rango amplio de situaciones es erróneo, ya que en muchas ocasiones el sólo contar con magnitudes de voltaje elevadas no garantiza que exista un margen suficiente para asegurar la estabilidad de voltaje del SEP.

Por esta razón, además de utilizar tales criterios de seguridad, es necesario definir márgenes o distancias que permitan predecir de una manera más precisa la verdadera condición de operación que se mantienen dentro del SEP, y prever la magnitud de los posibles cambios en su operación ante situaciones aparentemente normales o si estuviera sujeto a un disturbio.

El margen de estabilidad de voltaje puede ser definido como la diferencia entre el valor de un Parámetro Clave del Sistema (PCS) en el actual punto de operación y el punto crítico de estabilidad de voltaje. Por ejemplo, este PCS puede ser elegido como la potencia activa o reactiva de carga, o la capacidad total de transferencia del SEP, en el estudio por desarrollar se utilizará la potencia activa como el PCS.

Figura 14. Margen de estabilidad de voltaje de un SEP



En la figura 14 se muestra cómo se realiza el cálculo del margen de la estabilidad de voltaje para diferentes circunstancias de operación en un SEP, considerando que el PCS es una carga modelada como potencia constante. En este caso se ha realizado el análisis con fines ilustrativos con un sistema simplificado de 2 barras sin pérdidas. El sistema simplificado está conformado en el nodo de generación por la central hidroeléctrica Chixoy y el nodo de carga por la subestación Tactic en un nivel de voltaje de 230 kV. La línea de enlace en estado de operación normal esta constituida por dos circuitos de transmisión, cada circuito esta construido con líneas del tipo ACSR Hawk 477 kcmil, con una longitud de 49.8 Km., y una reactancia inductiva total X_L de 11.773 Ω . La operación normal en el caso analizado, se muestra por medio de la curva en color azul en la figura anterior.

En la figura 14, el margen denominado como pre-contingencia, corresponde a un caso donde el SEP está operando bajo condiciones normales, lo que en general indica que los elementos que lo conforman están funcionando adecuadamente.

El margen referido como post-contingencia se relaciona con un estado de operación anormal del sistema, dando a entender que se ha presentado alguna contingencia dentro del SEP, como la salida de un generador, de una línea de transmisión o algún otro evento que modifique sus condiciones de operación. Es claro que se tiene un margen mucho más amplio para el caso pre-contingencia, y con esto se tiene mayor libertad de operar el sistema ante diversas circunstancias.

En el análisis realizado, para el estado de operación durante contingencia, se asume que uno de los enlaces Chixoy – Tactic 230 kV a salido de operación, debido a ello la línea de enlace es un solo circuito con una reactancia inductiva de 23.545Ω . Este escenario esta ilustrado por medio de la grafica en color rojo, se observa la disminución de capacidad de transmisión debido a la perdida de uno de los enlaces en el circuito simplificado bajo análisis.

3.5. Técnicas de análisis de estabilidad de voltaje

El punto de colapso de tensiones se caracteriza matemáticamente por constituir una bifurcación silla-nodo de las ecuaciones estáticas del sistema. Las bifurcaciones silla-nodo se caracterizan por presentar una matriz jacobiana de las ecuaciones de estado singular, esto es, con al menos un autovalor nulo. Esta propiedad matemática de las bifurcaciones silla-nodo es la responsable de que los métodos tradicionales de resolución del flujo de carga, tales como Gauss-Seydel o Newton-Rhapson, presentan serios problemas de convergencia en las cercanías del punto de colapso de tensiones.

La distancia hasta el punto de colapso de tensiones se puede medir variando gradualmente un o más parámetros de las ecuaciones del flujo de carga (despachos de potencia en nudos, reactancias, tomas de transformadores, impedancias de líneas etc.), hasta alcanzar dicha bifurcación. Sin embargo, la medida más utilizada es la que se obtiene variando el despacho inicial de potencia activa y reactiva, generada y consumida, en una determinada dirección, controlando la magnitud de dicha variación mediante un parámetro conocido como factor de carga.

En el estudio de estabilidad de tensión, las ecuaciones de estado de las que se parte son las del flujo de carga ordinario, esto es:

$$P(\theta, V) - P^{esp} = 0 \quad (3.22)$$

$$Q(\theta, V) - Q^{esp} = 0 \quad (3.23)$$

Donde, V, θ son vectores de los módulos y argumentos de la tensión de los nudos respectivamente, P, Q son vectores de potencia activa y reactiva neta inyectada calculada, y P^{esp}, Q^{esp} son vectores de potencia activa y reactiva neta inyectada especificada.

Sean ΔP^{esp} y ΔQ^{esp} los vectores de la variación parametrizada de la potencia activa y reactiva neta inyectada especificada. Por otro lado, sea λ el factor de carga que controla la magnitud de dicha variación. Con esto se formula a continuación la forma ampliada de las ecuaciones del flujo de carga:

$$P(\theta, V) - P^{esp} - \lambda \cdot \Delta P^{esp} = 0 \quad (3.24)$$

$$Q(\theta, V) - Q^{esp} - \lambda \cdot \Delta Q^{esp} = 0 \quad (3.25)$$

El problema de detección del punto de colapso de tensiones consistirá por tanto en, partiendo de un caso inicial ($\lambda=0$), obtener el máximo λ para el cual las ecuaciones ampliadas del flujo de cargas anteriores tienen solución real. Para resolver dicho problema, existen dos grandes familias de algoritmos: técnicas de continuación y métodos de punto de colapso.

Los algoritmos de la primera familia trazan mediante aproximaciones sucesivas las trayectorias de las variables de estado del sistema conforme uno o varios parámetros del sistema varían, hasta alcanzar el punto de colapso. Los algoritmos de la segunda familia, basándose en la afirmación de que en el punto de colapso la matriz jacobiana es singular y por tanto posee un autovalor nulo, localiza la bifurcación silla-nodo buscando el punto de equilibrio en el que aparece dicho autovalor nulo.

3.5.1. Técnicas de continuación

Las técnicas de continuación suponen una herramienta de gran robustez en el problema de cálculo de trayectorias de variables de estado en sistemas dependientes de uno o de más parámetros, en la literatura este problema es conocido como branch tracing. Dado el siguiente sistema de ecuaciones no lineales:

$$g(y, \lambda) = 0 \tag{3.26}$$

Si se tiene un punto inicial (y_p, λ_p) , solución del sistema anterior, el problema consiste en calcular más soluciones del sistema de ecuaciones $\{(y_c, \lambda_c) (y_{c+1}, \lambda_{c+1}), \dots\}$, aumentando progresivamente el factor de escala λ hasta alcanzar su máximo.

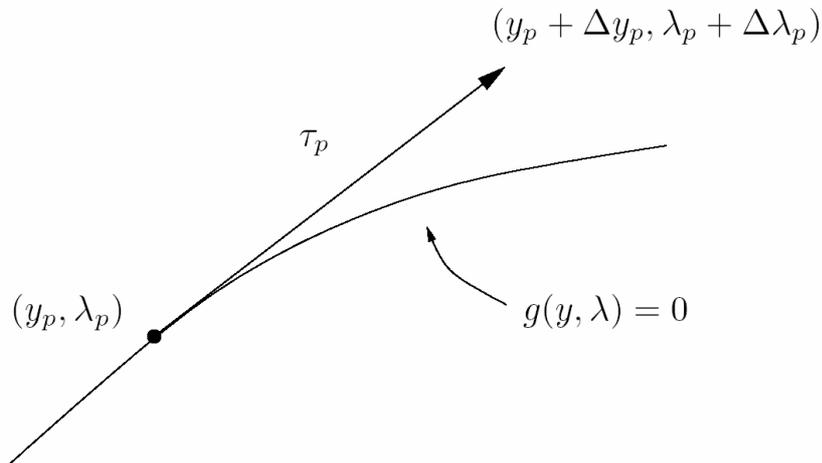
A simple vista, el problema de branch tracing no debería requerir ningún tipo de técnica ni algoritmos especiales. Bastaría con ir aumentando gradualmente el factor de escala λ e ir resolviendo el sistema de ecuaciones o sistemas mal condicionados, denominados así debido a que pequeñas perturbaciones provocan grandes variaciones en las variables del sistema.

En estos casos, se producen oscilaciones e incluso la divergencia en la solución del sistema durante la convergencia de los métodos iterativos de resolución de sistemas de ecuaciones no lineales, tales como Gauss-Seydel o Newton Rhapson. Aquí las técnicas de continuación se presentan como una herramienta de gran robustez en el problema de branch tracing, mediante la inclusión de ecuaciones adicionales que mejoran el condicionamiento del sistema en las cercanías de alguna bifurcación.

El propósito por tanto de las técnicas de continuación consiste en, a partir de una solución (y_p, λ_p) del sistema, obtener una nueva solución (y_c, λ_c) . Este propósito está dividido en dos pasos fundamentales, *predictor* y *corrector*. Las figuras 15 y 16 muestran un paso completo de las técnicas de continuación para obtener (y_c, λ_c) a partir de (y_p, λ_p) .

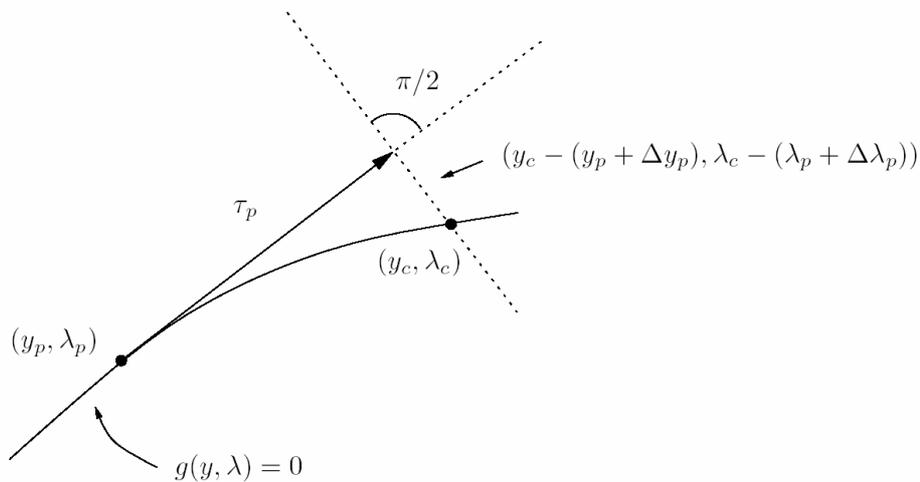
La figura 15 muestra cómo el paso predictor obtiene una primera aproximación $(y_p + \Delta y_p, \lambda_p + \Delta \lambda_p)$ del nuevo punto, por medio del vector tangente τ_p . Esta solución, por tanto, no satisface el sistema, pero sí está cerca de hacerlo, y se toma como punto de partida para el paso corrector.

Figura 15. Paso predictor obtenido por medio del vector tangente



A continuación, en el paso corrector, se resuelve el sistema de ecuaciones partiendo de la solución que proporciona el método predictor. De este modo se obtiene (y_c, λ_c) , tal como se observa en la figura 16, mediante un método corrector que se encarga de añadir ecuaciones adicionales que evitan que se obtengan sistemas mal condicionados en su resolución.

Figura 16. Paso corrector obtenido por medio de la intersección perpendicular



Dentro de las ventajas del flujo de carga de continuación se puede mencionar que las sucesivas etapas correctoras convergen con facilidad al partir de puntos iniciales calculados con el predictor cercanos a la solución, y gracias también a la orientación perpendicular al predictor proporcionada como ecuación adicional.

Todos los puntos intermedios satisfacen las ecuaciones del flujo de carga, lo cual permite construir curvas que representan la evolución de las variables del sistema (módulos y ángulos de las tensiones) y de otras magnitudes (potencia reactiva generada por grupos, pérdidas en las líneas, etc.) del sistema, en función del factor de carga.

3.6. Prevención del colapso de tensiones

El primer paso en la operación de los sistemas de energía eléctrica es el análisis de seguridad. Dicha análisis puede ser efectuado con dos criterios diferentes de seguridad: preventivo y correctivo. El criterio preventivo de operación requiere que, para todas las contingencias postuladas en los criterios de seguridad, todas las variables del sistema se encuentren dentro de límites sin efectuar ninguna medida correctiva. Por el contrario, el criterio correctivo exige que, para todas las contingencias postuladas en los criterios de seguridad, todas las variables puedan ser incluidas dentro de límites mediante las acciones de control apropiadas.

Por tanto, el primer paso es determinar lo cerca que se encuentra el sistema del punto de colapso de tensiones. Si el sistema se encuentra en un punto de funcionamiento considerado de riesgo, se recurre a las variables de control para mejorar la estabilidad y la seguridad del sistema. Las acciones de control se dividen en tres grandes grupos: acciones de control de tensiones, redespacho de generación y deslastre de cargas.

3.6.1. Acciones de control de tensiones

El control de la generación/absorción de potencia reactiva en los grupos de generación de los sistemas de energía eléctrica, se desarrolla a través de la tensión de consigna. En condiciones normales de operación, un aumento de la tensión de consigna de un grupo provoca un aumento de la potencia reactiva inyectada por dicho grupo en la red.

En estas condiciones, un perfil adecuado de las tensiones de consigna de los grupos de generación tiene dos efectos principales en el sistema. El primero, dado un aumento de las tensiones de consigna en los grupos de generación cercanos a los nudos que demandan potencia reactiva provoca que esta demanda se vea cubierta en mayor medida por dichos grupos. El segundo, el perfil de tensiones de consigna de los grupos marcan en gran medida el perfil de tensiones del sistema. Un perfil alto de tensiones motiva una mayor generación de potencia reactiva en las admitancias shunt de las líneas de transporte. A su vez reduce las pérdidas de potencia reactiva en las reactancias serie de las líneas de transporte.

Como consecuencia de estos efectos, el abastecimiento de los nudos que demandan potencia reactiva se realiza de forma más local. Se disminuye por tanto el transporte masivo de potencia reactiva a través de la red, lo que aleja al sistema del colapso de tensiones.

Otras de las acciones de control se desarrollan sobre las reactancias y baterías de condensadores, para ajustar el balance de potencia reactiva del sistema. Las necesidades de generación (o absorción) de potencia reactiva del sistema vienen marcadas tanto por la demanda como por la aportación o absorción de las líneas de transporte.

En los casos de valle, el transporte de potencia a través de la red es muy reducido y el perfil de tensiones suele ser elevado. Esto provoca que las líneas de transporte consuman poca potencia reactiva a través de sus reactancias serie, mientras que por el contrario inyectan gran cantidad de potencia reactiva a la red a través de sus admitancias shunt. Como consecuencia, se hace necesario drenar el exceso de reactiva inyectada en la red mediante el uso de reactancias, así como desconectar las baterías de condensadores que no sean necesarias.

Por el contrario, en los casos de punta, el transporte de potencia a través de la red es muy elevado y el perfil de tensiones suele ser bajo. Esto provoca que las líneas de transporte consuman mucha potencia reactiva a través de sus reactancias serie, mientras que por el contrario inyectan menos cantidad de potencia reactiva a la red a través de sus admitancias shunt. Como consecuencia, se hace necesario un aporte extra de potencia reactiva a la red mediante el uso de baterías de condensadores, así como desconectar las reactancias que no sean necesarias.

Otra de las acciones de control se desarrolla sobre los transformadores que poseen una relación de transformación variable, con regulación en carga mediante tomas, constituyen también un elemento fundamental para el operador en el control del perfil de tensiones del sistema. La capacidad de controlar con cierto margen la tensión de un determinado nudo de la red permite redireccionar los flujos de potencia reactiva existentes en la zona. De esta forma es posible alejar el sistema del punto de colapso rebajando la potencia reactiva transmitida por aquellas líneas que se encuentran cerca de su límite de funcionamiento.

3.6.2. Redespacho de generación

El colapso de tensiones está íntimamente relacionado con los despachos de generación y demanda del sistema: desbalance entre generación, y demanda, mal reparto de la generación, pérdida de uno o más generadores, etc. Todas estas circunstancias pueden precipitar al sistema a un colapso de tensiones.

Se hace primordial un tratamiento adecuado de los recursos de generación disponibles, tanto en la cantidad programada como en el reparto de la misma (para evitar el exceso de transporte por las líneas).

El redespacho de la generación se presenta por tanto como una estrategia fundamental en la operación de los sistemas de energía eléctrica cuando se trata de alejar al sistema del punto de colapso de tensiones. En la mayoría de los casos, la estrategia por tanto se concentraría en el aumento de generación y/o conexión de nuevos grupos en las cercanías de zonas deficitarias de energía, y por el contrario la reducción de generación y/o desconexión de grupos en las áreas de escasa demanda. Sin embargo, esto no es generalizable a todo el sistema, ya que la ubicación de la generación está condicionada por otros factores como el acceso a recursos primarios de energía. Son necesarios estudios más pormenorizados y análisis de sensibilidades que indiquen aquellos nudos en los que el aumento o disminución de potencia inyectada en la red resulta más eficaz a la hora de alejar al sistema del punto de colapso de tensiones.

3.6.3. Deslastre de cargas

En la planificación de la operación de sistemas de energía eléctrica, el operador del sistema estudia el estado previsto del sistema y decide cuáles son las acciones de control a tomar apropiadas para satisfacer los criterios de seguridad del sistema. Dichas acciones de control, como se mencionó anteriormente, consisten en acciones de control de tensión (tensión de consigna en generadores, tomas de transformadores y/o regulación/conexión/desconexión de reactancias y baterías de condensadores) y redespachos de generación (incremento/disminución de generación de potencia activa en grupos y/o conexión de grupos inicialmente desacoplados).

En el análisis de seguridad en tiempo real, cuando el sistema está próximo al colapso de tensiones, las anteriores acciones de control pueden no ser suficientemente rápidas, o también pueden estar agotadas las más eficientes. En estos casos, el operador del sistema se ve obligado a emplear el deslastre de cargas como medida de emergencia para llevar al sistema a un estado seguro, lejos del punto de colapso de tensiones.

Por otro lado, se ha de evitar el desbalance generación-demanda. Por esta razón, junto con una reducción de carga en determinados nudos, es necesaria una reducción de generación en determinados grupos. El deslastre de cargas, por tanto, debe ser considerado como una medida correctiva extrema. Es decir, el operador del sistema está obligado a que la cantidad de demanda deslastrada sea la mínima que se necesite. Además, dicho deslastre se deberá realizar en aquellos nudos donde resulte más eficiente para alejar al sistema del colapso de tensiones.

4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SNI CON LA INCLUSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL PETÉN

4.1. Comportamiento del sistema nor-oriental actual

Para el desarrollo del análisis del SNI en las secciones siguientes se han tomado las siguientes consideraciones:

- Las demandas de potencia del sistema eléctrico nacional para época seca y lluviosa han sido tomadas de los programas de despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado, año estacional 2007-2008 y 2008-2009 respectivamente, presentados por el AMM.
- Para el desarrollo de los estudios eléctricos correspondientes a las épocas seca y lluviosa, las demandas de potencia del sistema eléctrico nacional corresponden a los meses de abril y septiembre del año 2008 respectivamente. El mes de abril representativo de la época seca, esta caracterizado porque el despacho de carga es cubierto en su gran totalidad por generación térmica, coincidiendo además con la época de zafra de los ingenios, en tanto que el mes de septiembre representativo de la época lluviosa, esta caracterizado porque el despacho de carga es cubierto en su mayoría por generación hidráulica y los ingenios generadores se encuentran fuera de operación.
- Los casos base para la época seca y lluviosa, han sido ajustados por medio de la inclusión de bancos de capacitores en aquellos nodos en los que el voltaje cae por debajo del límite de 0.95 del nominal; para la demanda máxima de potencia analizada para cada época.

Para la realización de los estudios de flujo de carga y la obtención de los resultados aquí presentados fue utilizado el PTI Power System Simulator, software utilizado actualmente por el área de planificación y estudios eléctricos del AMM, en tanto que la base de datos ha sido proporcionada por esta misma institución y adecuada a cada uno de los escenarios analizados por el autor en el presente.

4.1.1. Escenario época seca, demanda máxima

Para el escenario época seca, demandada máxima del SNI, el análisis ha sido realizado para el mes de abril, característico de este periodo, tomando una carga activa total para el SNI de 1,471 MW, y una carga reactiva total de 277.40 MVAR. El despacho de generación necesario para cubrir esta demanda de potencia, se elaboró tomando en cuenta el apilamiento o lista de mérito característica del mes de abril del año 2007, adicionado a este apilamiento las nuevas plantas generadoras que han iniciado operaciones en el SNI.

Tabla IV. Montos propuestos de compensación reactiva en un nivel de voltaje de 69 kV, época seca, sin la inclusión de Petén

Nodo	Nomenclatura	Subestación	Mvar total
1324	TEJ-69	Tejuela	7.4
1325	IXH-69	Ixtahuacan	4.4
1327	IXY-69	Ixcoy	7.4
1428	EJI-69	El Jicaro	9.4
1430	JAL-69	Jalapa	13.6
1443	MAT-69	Mataquescuintla	4.1
12008	ANT-69	Antigua	18.1
12145	PRT-69	Portuaria	19.3

Se ha adecuado el caso base por medio de la adición de bancos de capacitores en aquellos nodos del SNI que presentaban los voltajes más bajos del grupo de nodos con voltajes por debajo del 0.95 del nominal en el análisis inicial. La tabla IV anterior, muestra los montos de potencia reactiva necesarios para elevar el voltaje en estos nodos a por lo menos 1 p.u., en un nivel de voltaje de 69 kV.

En la tabla V se presentan los montos de potencia reactiva en subestaciones de 13.8 kV necesarios para elevar el voltaje en estas a un nivel de 1 p.u., estos montos se determinaron insertando condensadores síncronos (haciendo uso de la teoría presentada en la sección 2.4.1) en los nodos que presentaban voltajes por debajo del 0.95 p.u.

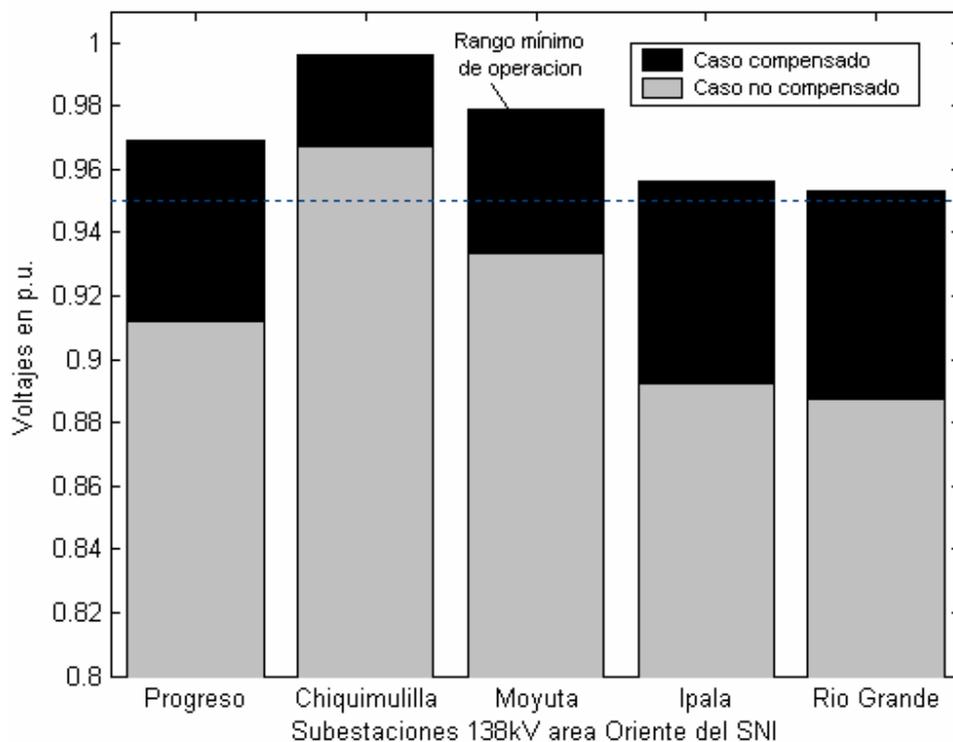
Tabla V. Montos propuestos de compensación reactiva en un nivel de voltaje de 13.8 kV, época seca, sin la inclusión de Petén

Nodo	Nomenclatura	Subestación	Mvar total
125006	BAR-13	Barcnas	22.5
12523	LFL-13	Las Flores	10
12527	MCR-13	Montecristo	8.9
12532	NOR-13	Norte	7.5
12544	SMM-13	Santa María Márquez	9.3
12557	SJS-13	San Juan Sacatepéquez	11.9

Luego de adicionados los bancos de capacitores propuestos en las tablas IV, y V al SNI, en los nodos correspondientes, se tienen los perfiles de voltaje que se muestran en las graficas siguientes, aquí únicamente se presentan los nodos correspondientes al área nor-oriental, la cual se encuentra bajo estudio en el presente, adicionalmente en estas gráficas se presentan los perfiles de voltaje sin la adición de la compensación de reactiva propuesta.

Los perfiles de voltaje analizados se dividen en dos niveles de tensión, siendo estos los niveles de 138kV y 69kV correspondientes al sistema de transporte existente actualmente en el área nor-oriental. La compensación reactiva propuesta, ha sido incluida dentro del caso base, con el fin de evitar la no convergencia de los flujos de potencia desarrollados en las secciones posteriores, causadas por falta de potencia reactiva en el sistema.

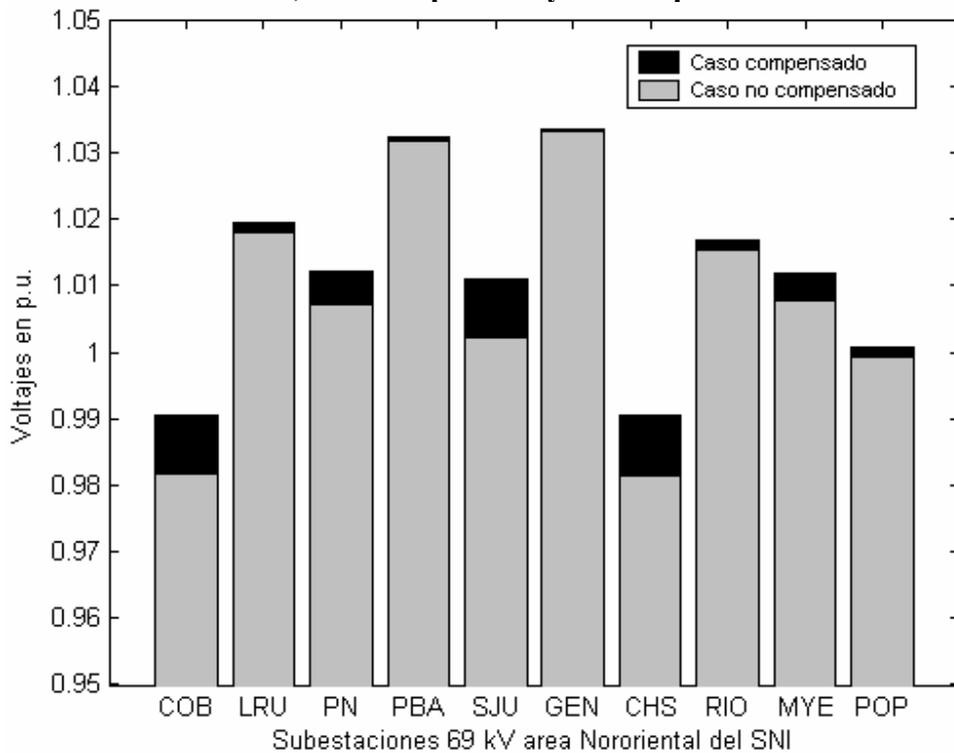
Figura 17. Perfil de voltajes 138 kV, época seca, sin la inclusión del sistema eléctrico de Petén, caso compensado y sin compensación



La figura 17 muestra como los voltajes en un nivel de 138kV son mejorados con la adición de los bancos de capacitores en las subestaciones Jalapa 69kV y Mataquesuintla 69kV, las cuales presentaban los voltajes más bajos y fuera del rango de operación normal.

En la figura 18 se muestra el perfil de voltajes, obtenido con el caso no compensado y el caso compensado por medio de la adición de bancos de capacitores en las del área oriental. Esta figura únicamente presenta los voltajes en las principales subestaciones que serán analizadas al implementar el enlace en 69 kV, para la inclusión del sistema eléctrico de Petén al SNI.

Figura 18. Perfil de voltajes 69 kV. época seca, sin la inclusión del sistema eléctrico de Petén, caso compensado y sin compensación



En la figura 18 se puede observar que tanto en el caso no compensado como en el compensado, los voltajes en las subestaciones aledañas a Chisec 69 kV y Poptun 69 kV (subestaciones que serán puntos terminales del enlace hacia Petén), se encuentran dentro del rango normal de operación $\pm 5\%$ del voltaje nominal. Sin embargo se observa que la compensación ha permitido que los voltajes en las subestaciones Coban, Chisec y San Julián 69 kV mejoren en aproximadamente 0.1 p.u.

4.1.1.1. Contingencia Panaluya – Mayuelas

Luego de ajustado el caso base con el cual se trabajara en adelante, se inician los estudios con un análisis N-1, en el que se considera la pérdida de la línea 69 kV Panaluya hacia Mayuelas. Debido a la salida de operación de esta línea, tenemos un caso en el que el área oriente del país forma una isla eléctrica. En el periodo analizado, demanda máxima, el despacho de carga tiene considerado que las plantas Genor y Rio Bobos se encuentran con carga completa.

Para la realización del estudio en estado estable, se considera que la barra en 13.8 kV a la cual están conectadas las unidades de la planta térmica genor del bloque 1 formado por las unidades 1 y 2, constituirá la barra de compensación o barra oscilante de la isla eléctrica formada, tal como se menciona en la sección 3.2.1 correspondiente al capítulo 3. Antes de la salida de operación de la línea 69 kV Panaluya – Mayuelas, se tiene por ella un flujo de 4.3 MW en dirección Mayuelas hacia Panaluya, y un flujo de 1.5 Mvar en dirección Panaluya hacia Mayuelas.

A continuación se muestran los resultados obtenidos al tomar las consideraciones anteriormente mencionadas para el análisis de la isla eléctrica formada. En la tabla VI, se muestran los resultados de generación de las unidades conectadas, tanto al bus oscilante del SNI como a la isla eléctrica formada en el área de oriente, en la contingencia del tipo N-1.

Tabla VI. Resumen de generación de buses oscilantes, época seca, contingencia Panaluya – Mayuelas, sin la inclusión de Petén

Bus	Nomenclatura	P _{GEN}	P _{MAX}	P _{MIN}	Q _{GEN}	Q _{MAX}	Q _{MIN}
1601	CHX-H1 13.800	47.9	55.0	30.0	10.2	29.0	-20.0
1642	GEN-B1 13.800	15.5	21.2	10.0	0.9	10.0	-4.0

La tabla VII, compara la generación de los buses oscilantes para el caso compensado y el caso N-1 analizado. Los resultados muestran que el bus oscilante para el SNI, CHX-H1 13.800 no tiene variaciones considerables en su generación activa y reactiva, y considerando la inercia del sistema, este cambio no producirá variaciones en el sistema que puedan afectar su funcionamiento en estado estable.

Tabla VII. Comparación de potencias generadas por los buses oscilantes, época seca, caso pre y pos – contingencia Panaluya – Mayuelas

Bus	Nomenclatura		Caso Base		Caso N-1	
			P	Q	P	Q
1601	CHX-H1	13.800	42.6 MW	9.7 Mvar	47.9 MW	10.2 Mvar
1642	GEN-B1	13.800	20.1 MW	1.1 Mvar	15.5 MW	00.9 Mvar

La variación del bus oscilante para la isla eléctrica del área de oriente, la cual se considera pequeña, causara inicialmente oscilaciones en la frecuencia de la isla, provocadas por el desbalance carga generación presentes al momento de la apertura de la línea que aquí se considera. Para el análisis en estado estable, se asume que las plantas generadoras Rio Bobos y Genor son capaces de soportar estas oscilaciones iniciales y quedarse en línea; el balance carga generación se restituirá en la isla y las unidades generadoras en esta, serán las encargadas de llevar el control de la frecuencia en tanto no se realice el enlace al SNI. Luego que el operador del sistema resuelva el problema por el que la línea analizada salio de operación, será necesario enlazar tanto la carga como la generación de la isla eléctrica al SNI.

Los nodos que presentan voltajes fuera del rango normal de operación se muestran en la tabla VIII, se puede observar que únicamente en dos nodos de 138 kV se tienen voltajes por debajo de 0.95 p.u., siendo estos nodos Rio Grande e Ipala, los cuales según muestra la Figura 17, son los nodos que se encuentran más cercanos al límite mínimo del rango de operación normal de voltaje, en el caso base (caso inicial compensado).

Tabla VIII. Nodos con voltajes menores a 0.95 p.u., época seca, contingencia Panaluya – Mayuelas, sin la inclusión de Petén

Nodo	Nomenclatura	V (p.u.)	V (kV)
1445	IPA-138	0.9476	130.76
1493	RGR-138	0.9439	130.26

En el estudio se ha determinado que no existe sobrecarga alguna en líneas de transmisión debido a contingencias del tipo N-1. Presentándose únicamente sobrecarga en el transformador 69/34.5 kV de la subestación El Rancho, sobrecarga que se presenta inclusive en el estudio del caso base. En la Tabla IX se muestra la sobrecarga presentada durante la salida de operación de la línea Panaluya - Mayuelas 69kV.

Tabla IX. Sobrecarga en transformador 69/34.5 kV

Bus 69kV	Bus 34.5 kV	Cargabilidad MVA	Rango MVA	Porcentaje
1422 RAN-69	1473 RAN-34	16.4	14	117.3

4.1.1.2. Contingencia Genor – La Ruidosa

Para esta contingencia en especial, debido a que la planta térmica Genor se encuentra con generación completa, la salida de operación de la línea La Ruidosa – Genor 69 kV, en demanda máxima, provocará un gran desbalance carga – generación en la isla eléctrica formada por Genor y Puerto Barrios, esto se deduce de los resultados mostrados en la tabla X. Debido al gran desbalance, se producirá variación de frecuencia considerable en la isla y como resultado, las unidades de Genor no soportaran la variación y saldrán de operación, con esto la subestación Puerto Barrios quedará sin tensión. Los resultados del estudio desarrollado se muestran a continuación.

Tabla X. Comparación de potencias generadas en los buses oscilantes, época seca, caso pre y pos – contingencia Genor – La Ruidosa

Bus	Nomenclatura		Caso Base		Caso N-1	
			P	Q	P	Q
1601	CHX-H1	13.800	42.6 MW	9.7 Mvar	69.9 MW	13.9 Mvar
1642	GEN-B1	13.800	20.1 MW	1.1 Mvar	-1.2 MW	01.2 Mvar

La Tabla X muestra el resumen de generación de las potencias activas y reactivas de los buses oscilantes Chixoy y Genor, debido a la pérdida en el SNI de aproximadamente 40 MW de potencia activa, se observará variación en la frecuencia y ACE del sistema, pero debido a la inercia del mismo, la capacidad del bus oscilante de completar una generación máxima de 55 MW, y la acción oportuna del operador del sistema, no habrá mayores complicaciones para que se alcance nuevamente un nuevo estado estable de operación.

El estudio muestra que se producen voltajes por debajo del 0.95 p.u. en varias de las subestaciones del área de oriente, los cuales se muestran en la tabla XI, como se vera en la sección siguiente esta contingencia es la más crítica en el estudio desarrollado para el caso base.

Tabla XI. Nodos con voltajes menores a 0.95 p.u., época seca, contingencia Genor – La Ruidosa, sin la inclusión de Petén

Nodo	Nomenclatura	V (p.u.)	V (kV)	Nodo	Nomenclatura	V (p.u.)	V (kV)
1411	PRO-69	0.9401	64.866	1422	PRO-138	0.9227	127.34
1434	MOY-138	0.9404	129.77	1445	IPA-138	0.9004	124.26
1462	PRO-13	0.9247	12.761	1474	MOY-13	0.9411	12987
1493	RGR-138	0.8945	123.45				

4.1.1.3. Contingencias *n-1*, área nor-oriental

Para obtener los resultados presentados en esta sección, se ha utilizado la función AC Contingency Calculation del PSS/E, la cual calcula las soluciones completas del flujo de potencia para contingencias especificadas. En este caso se han creado los archivos de extensión *.sub, *.mon y *.con, los cuales corresponden al subsistema, monitores y contingencia respectivamente.

En el archivo *subzona.sub* se ha elegido la zona oriental para el estudio, en el archivo *monitoreo.mon*, se ha especificado que los elementos a observar en la zona son los voltajes en los buses que estén fuera del rango normal de operación (0.95 – 1.05 p.u.), finalmente en el archivo *contingencia.con* se ha especificado que las contingencias bajo análisis, son del tipo *n-1* constituidas por la salida de operación de líneas individuales en la zona nor-oriental. El contenido de estos archivos se muestra a continuación en el orden en que fueron mencionados.

Archivo *subzona.sub*

```
SUBSYSTEM 'Nororiente'  
ZONE 4  
END  
END
```

Archivo *monitores.mon*

```
MONITOR LINES IN ZONE 4  
MONITOR VOLTAGE RANGE ZONE 4 0.95 1.05  
END
```

Archivo *contingencia.con*

```
SINGLE LINE IN ZONE 4  
END  
END
```

En esta sección se mencionarán tres de los casos importantes bajo el criterio de contingencia *n-1*, con los cuales se ha logrado convergencia de flujos de potencia con el simulador digital PSS/E. Los resultados obtenidos muestran que uno de los casos más importantes, el cual fue analizado en la sección anterior, es la salida de operación de la línea La Ruidosa – Genor 69 kV, contingencia que provoca la salida de operación de la generadora Genor y de la subestación Puerto Barrios, además de causar lo voltajes más bajos en el área. El siguiente caso crítico lo constituye la salida de operación de la línea Panaluya – Sta. Cruz 69 kV, bajo esta contingencia, en cuatro de las subestaciones del área, se alcanza voltajes fuera del rango de operación, cuyos valores se muestran en la Tabla XII. Esta tabla muestra los valores obtenidos para la contingencia analizada y los valores obtenidos en cada subestación en el caso base.

Tabla XII. Voltajes para contingencia Panaluya – Sta. Cruz 69 kV

Nodo	Nomenclatura	Contingencia	Caso Base
		Voltaje p.u.	Voltaje p.u.
1411	PRO-69	0.9410	0.9835
1422	PRO-138	0.9255	0.9691
1434	MOY-138	0.9419	0.9792
1445	IPA-138	0.9061	0.9565
1462	PRO-13	0.9276	0.9731
1474	MOY-13	0.9426	0.9801
1493	RGR-138	0.9013	0.9533

Se observa que la zona con un nivel de tensión de 138 kV sigue siendo una de las más afectadas, no se propone en el presente medidas correctivas debido a que como parte del plan de expansión de la red de ETCEE, se tiene proyectada la construcción de una línea 230 kV que iniciara en la subestación Guate Este hacia una nueva subestación llamada La Vega 2, esta línea continuara hacia una subestación de transformación cercana a la subestación Moyuta donde se creara el enlace a 138 kV, además de la reconversión del tramo de Rio Grande a Panaluya de 69 a 138 kV. La expansión y la reconversión darán solución al problema abatimiento de voltaje actual.

El tercer caso analizado es la salida de operación del transformador 138/69 kV en la subestación Progreso 138 kV. Con la salida de operación de este transformador se tienen voltajes superiores e inferiores al rango de operación normal. Los resultados se muestran en la tabla XIII mostrada a continuación, en la cual se encuentran tanto los voltajes para la contingencia como el caso base.

Tabla XIII. Voltajes para contingencia transformador 138/69 kV Progreso

Nodo	Nomenclatura	Contingencia	Caso Base
		Voltaje Con p.u.	Voltaje base p.u.
1411	PRO-69	1.0902	0.9835
1422	PRO-138	0.9190	0.9691
1428	EJI-69	1.1059	1.0006
1434	MOY-138	0.9388	0.9792
1445	IPA-138	0.9060	0.9565
1459	LES-13	1.0604	1.0331
1462	PRO-13	0.9208	0.9731
1474	MOY-13	0.9395	0.9801
1493	RGR-138	0.9028	0.9533

El análisis realizado con la función AC Contingency Calculation del PSS/E, muestra que el único elemento sobrecargado, en el área oriental es el transformador de la subestación el Rancho 69/34.5 kV en todas las contingencias analizadas, de las cuales únicamente se han analizado las tres primeras en importancia en el presente.

En el apéndice que acompaña a este trabajo, se presenta la información obtenida con el PSS/E de los principales casos analizados y los resultados del análisis realizado con la función AC Contingency Calculation, donde se observa que existen contingencias críticas en el nivel de tensión de 138 y 69 kV que no convergen debido al déficit de potencia reactiva en el área.

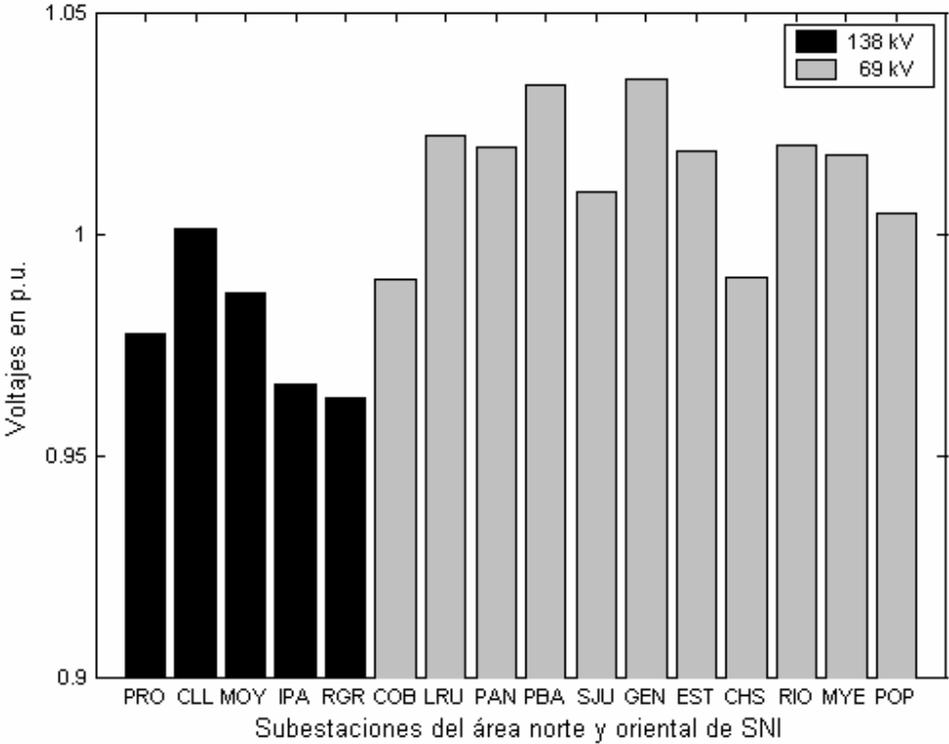
4.1.2. Escenario época lluviosa, demanda máxima

Para los estudios del escenario época lluviosa, demanda máxima del SNI, el análisis ha sido desarrollado para el mes de septiembre, característico de este periodo, tomando una carga activa total para el SNI de 1,446.2 MW, y una carga reactiva total de 272.80 Mvar, datos tomados de la programación de largo plazo presentada por el departamento de planificación y estudios eléctricos del AMM. El despacho de generación necesario para cubrir la demanda de potencia, se elaboró tomando en cuenta el apilamiento o lista de mérito característica del mes de septiembre del año 2007, adicionado a este apilamiento las nuevas plantas generadoras que han iniciado operaciones en el SNI y las plantas que se espera estarán en operación para el periodo analizado, dentro de las que se encuentran, el bloque 3 de Textiles del Lago con 25 MW, la planta térmica a base de carbón La Libertad con 20 MW y el bloque 2 de la planta térmica Gecca con 35 MW.

En el período analizado, no se considera la operación forzada de los ingenios, de acuerdo con la programación de largo plazo, la cual considera como parte del despacho económico la operación en demanda máxima de las unidades generadoras con tecnología de turbinas de gas, Stewat & Stevenson y Escuintla Gas 5, para cubrir la demanda de potencia. Para el caso base del escenario tratado en esta sección únicamente se ha programado a la generadora Gas 5 que es la más económica para cubrir la demanda de potencia, en las secciones siguientes en las que se agrega el sistema de Petén si ha sido necesaria la operación de la generadora S&S.

Para los estudios del escenario demanda máxima, época lluviosa se considera la operación de la compensación propuesta para el escenario demanda máxima, época seca. Los voltajes en las áreas norte y oriental en los niveles de tensión 138 kV y 69 kV obtenidos con la consideración anterior se presentan en la figura 19.

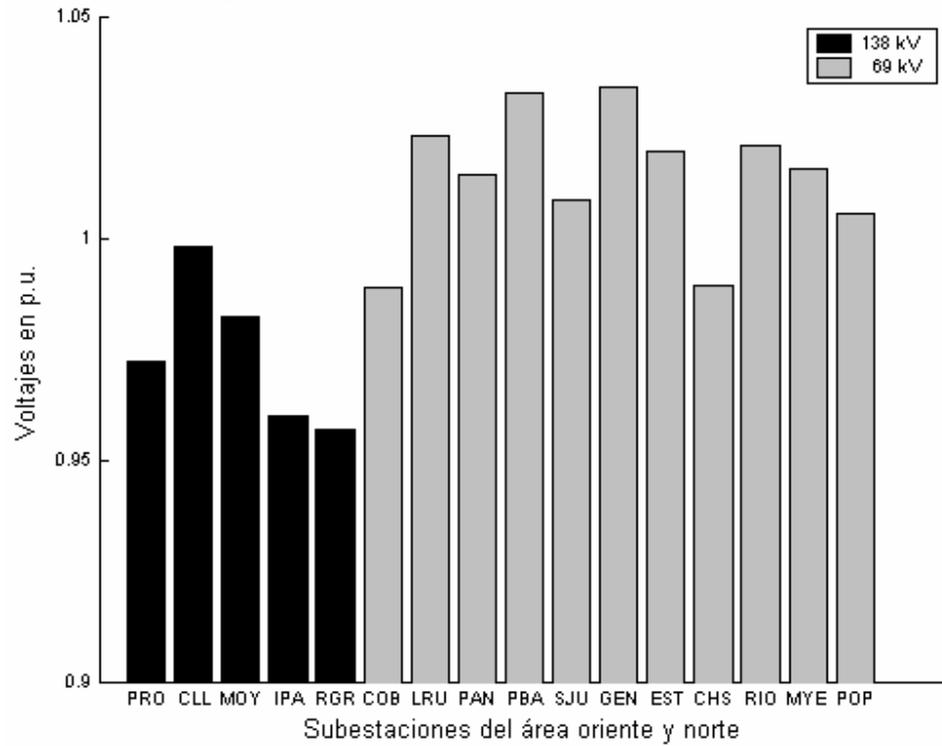
Figura 19. Perfil de voltajes 69 y 138 kV, época lluviosa, sin la inclusión del sistema eléctrico de Petén



4.1.2.1. Contingencia Panaluya - Mayuelas

En el escenario demanda máxima, época lluviosa, con la salida de operación de la línea Panaluya hacia Mayuelas, no se presentan voltajes fuera del rango normado de operación o sobrecarga en los elemento de transmisión. Nuevamente, con la salida de operación de la línea esta asociada la formación de una isla eléctrica en el área oriental. Para el análisis se asume que dos de las unidades de Genor estarán conectadas al bus oscilantes de la isla. En la figura 20 se han graficado los voltajes esperados luego de la contingencia, la subestación panaluya es la que presenta el mayor cambio al comparar las gráficas 19 y 20, sin embargo en todas las subestaciones se esperan voltajes dentro del rango de operación.

Figura 20. Perfil de voltajes 69 y 138 kV, época lluviosa, contingencia Panaluya – Mayuelas, sin la inclusión del sistema de Petén



La variación de la generación de los buses oscilantes se presenta en la tabla XIV, la variación de los buses oscilantes es considerablemente pequeña, por lo que las variaciones que se produzcan permitirán que se alcance un nuevo estado estable de operación.

Tabla XIV. Variación de la generación de los buses oscilantes, contingencia Panaluya – Mayuelas, época lluviosa, sin la inclusión de Petén

Bus	Nomenclatura	Pre – contingencia		Pos - contingencia	
		MW	Mvar	MW	Mvar
1601	CHX-H1	45.1	7.6	51.9	8.4
1642	GEN-B1	20.1	0.7	14.1	0.7

4.1.2.2. Contingencia Genor – La Ruidosa

La salida de operación de la línea Genor a La Ruidosa, en el escenario en estudio, presenta voltajes por debajo del rango normal de operación en tres de las subestaciones en el nivel de tensión de 138 kV. No se presenta sobrecarga en elementos del sistema de transmisión del área. La isla Genor – Puerto Barrios no alcanza un nuevo punto de operación estable debido al gran desbalance carga – generación. La variación de la generación de los buses oscilantes se presenta en la tabla XV.

Tabla XV. Variación de la generación de los buses oscilantes, contingencia Genor – La Ruidosa, época lluviosa, sin la inclusión de Petén

Bus	Nomenclatura	Pre – contingencia		Pos - contingencia	
		MW	Mvar	MW	Mvar
1601	CHX-H1	45.1	7.6	71.7	11.4
1642	GEN-B1	20.1	0.7	-1.5	1.1

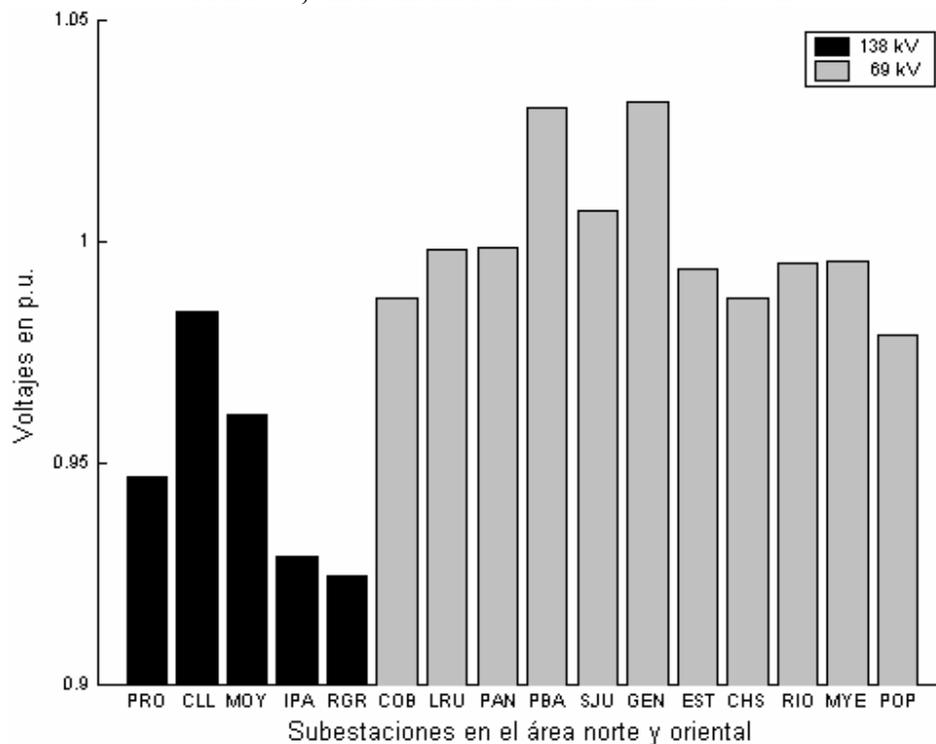
La variación del bus oscilante CHX-H1, no es posible, el déficit de generación en el SNI provocado por la contingencia, será cubierto en la etapa inicial por la acción de la Reserva Rodante Regulante (RRR) prestada por las unidades generadoras en operación durante el disturbio, la cual esta constituida por el 3% de la potencia activa de las unidades generadoras. Luego de la actuación de la RRR, se iniciara la operación de las unidades generadoras que prestan el servicio de Reserva Rodante Operativa (RRO). La programación a largo plazo del SNI considera en promedio una cantidad total de 30 MW para el servicio de RRO.

Una operación óptima de la RRO considera que el operador del sistema, mantendrá cantidades similares de potencia para compensar determinado déficit de generación, como para absorber el exceso de la misma, por lo que ante una contingencia se tendrá en promedio 15 MW para cubrir un déficit o exceso de generación.

La tercera acción que compensara el déficit de generación provocado por la contingencia tratada, es la oportuna actuación del operador del sistema, quien podrá solicitarle a determinadas unidades generadoras la regulación de su generación para disminuir a cero el déficit.

La variación drástica del bus oscilante de la isla Genor – La Ruidosa, significa que se presenta un gran desbalance el cual no permitirá que se alcance un nuevo estado estable de operación, por lo que ambas subestaciones alcanzaran un nivel de tensión cero, como resultado del disparo de las unidades de Genor. La figura 21, presenta el perfil de voltajes de la subestaciones del área norte y nor-oriental en un nivel de tensión de 138 y 69 kV, se observan las tres subestaciones con los voltajes fuera del rango de operación en el nivel de voltaje de 138 kV.

Figura 21. Perfil de voltajes 69 y 138 kV época lluviosa, contingencia Genor – La Ruidosa, sin la inclusión del sistema de Petén



4.2. Comportamiento del sistema nor-oriental con la inclusión del sistema eléctrico de Petén

Para los estudios que consideran la inclusión del sistema eléctrico de Petén al SNI, se han considerado dos casos diferentes, los cuales se proponen luego de observar el comportamientos del sistema nor-oriental con la evolución progresiva de la carga de Petén.

El sistema eléctrico de Petén, actualmente tiene una demanda máxima aproximada de 16 MW, y se considera un factor de potencia de 0.9 para la carga. Los estudios que se desarrollan, toman en cuenta que la inclusión del sistema de Petén se realizará por medio de las líneas de 69 kV de Poptún a Sta. Elena y Chisec a Sta. Elena.

4.2.1. Escenario época seca, demanda máxima

Se inician los estudios adicionando al caso base época seca, demanda máxima, la demanda del sistema eléctrico de Petén en forma progresiva, aumentando la potencia activa en un megavatio, y su correspondiente potencia reactiva asumiendo un factor de potencia de 0.9. Para esta adición no se considera compensación reactiva o generación de potencia activa en el área de Petén, esto permite observar el comportamiento del sistema nor-oriental ante el aumento de la carga del sistema eléctrico de Petén.

Se han corrido los flujos de potencia correspondientes a cada aumento de carga, y con los datos obtenidos se han creado las curvas PV para las subestaciones que sirven de enlace hacia Petén y para las subestaciones cercanas a este enlace. Estas curvas son utilizadas para analizar el estado estable del sistema bajo condiciones normales de operación.

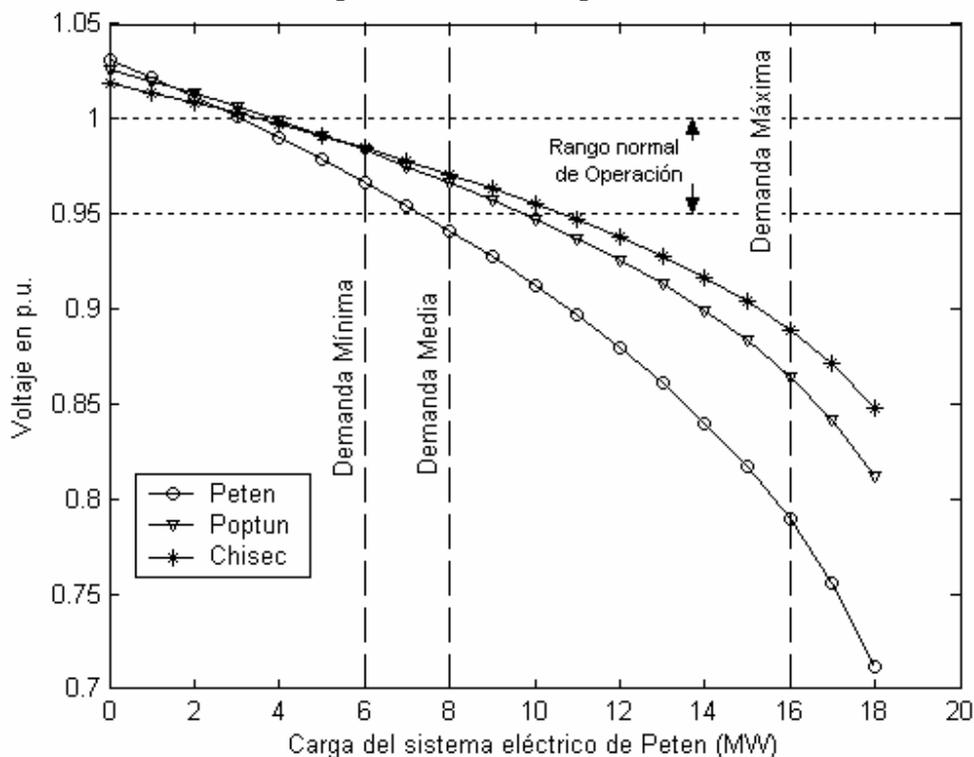
El análisis de flujo de potencia usado para este estudio, determina el máximo permisible de demanda, para incrementos graduales de la carga del sistema eléctrico de Petén hasta que el flujo de potencia falla en su convergencia. El método de flujo de potencia usado en este estudio es capaz únicamente de analizar la parte superior y estable de las curvas PV y no es capaz de proveer una solución de la parte inferior e inestable de la curva. El método puede también fallar por convergencia cerca de la nariz de la curva. Consecuentemente, el trazado de las curvas PV únicamente mostrara la parte superior estable de la curva y se asume que el punto de no-convergencia representa la nariz de la curva.

Si nada más sucede cuando se dan los incrementos de demanda, resultara que el punto de operación del sistema alcanzara la nariz de la curva PV, entonces el voltaje del sistema colapsara. Si esto ocurre, el área de Petén sufrirá una interrupción en el suministro de energía. En la práctica, si no existe suficiente soporte de reactiva en el área, entonces el Operador del Sistema no debería permitir que el nivel de demanda alcance el límite de potencia a transferir.

Las curvas de las figuras siguientes han sido ploteadas al resolver las ecuaciones de flujo de potencia usando el PSS/E para incrementos de la demanda de Petén. Cuando el PSS/E falla al resolver los flujos de potencia es usualmente un indicador de que el punto de operación de la red esta próximo al punto de colapso de voltaje.

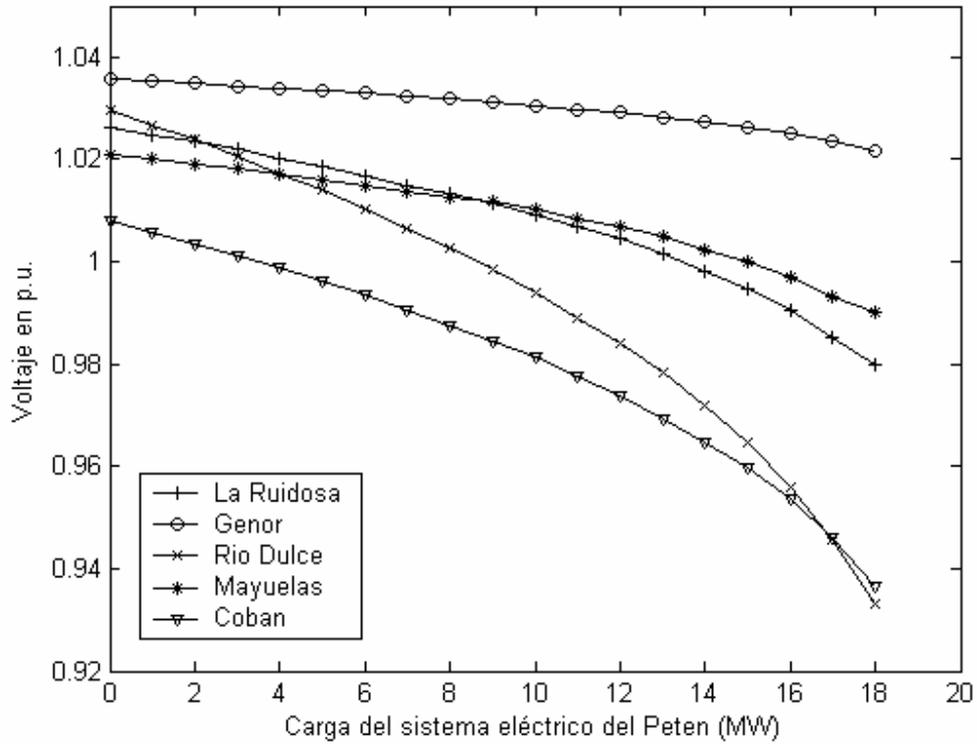
La Figura 22 muestra las curvas PV obtenidas para las subestaciones Petén, Poptun y Chisec en 69 kV, en esta figura se observa decaimiento del voltaje con los incrementos de demanda. La “nariz” de la curvas PV define la máxima demanda que puede ser servida (el “*limite de potencia*”) y esta asociado con el voltaje critico, (véase, sección 3.4. correspondiente al capítulo 3).

Figura 22. Curvas PV para las principales subestaciones enlace en 69 kV de Petén al SNI, época seca, sin compensación



La figura anterior muestra que con una demanda de 18MW en el sistema eléctrico de Petén, los flujos de potencia no convergen más, por lo que se puede asumir que este es el punto de colapso de voltaje. Aquí se han dibujado las curvas correspondientes a las principales subestaciones del enlace, Petén, Poptún y Chisec, se observa que la curva más crítica es la curva de Petén, la cual decae hasta un nivel de tensión de aproximadamente 0.712 p.u. con la carga de 18 MW en la subestación de Sta. Elena Petén. En demanda máxima, el voltaje alcanza un nivel de 0.7897 p.u. en la subestación de Sta. Elena, la cual tiene una carga promedio de 16 MW en esta banda horaria. Para mantener los voltaje dentro del rango normal de operación en todas las subestaciones sin compensación alguna el máximo de potencia a transmitir hacia Petén es de aproximadamente 8 MW, demanda promedio de la banda media.

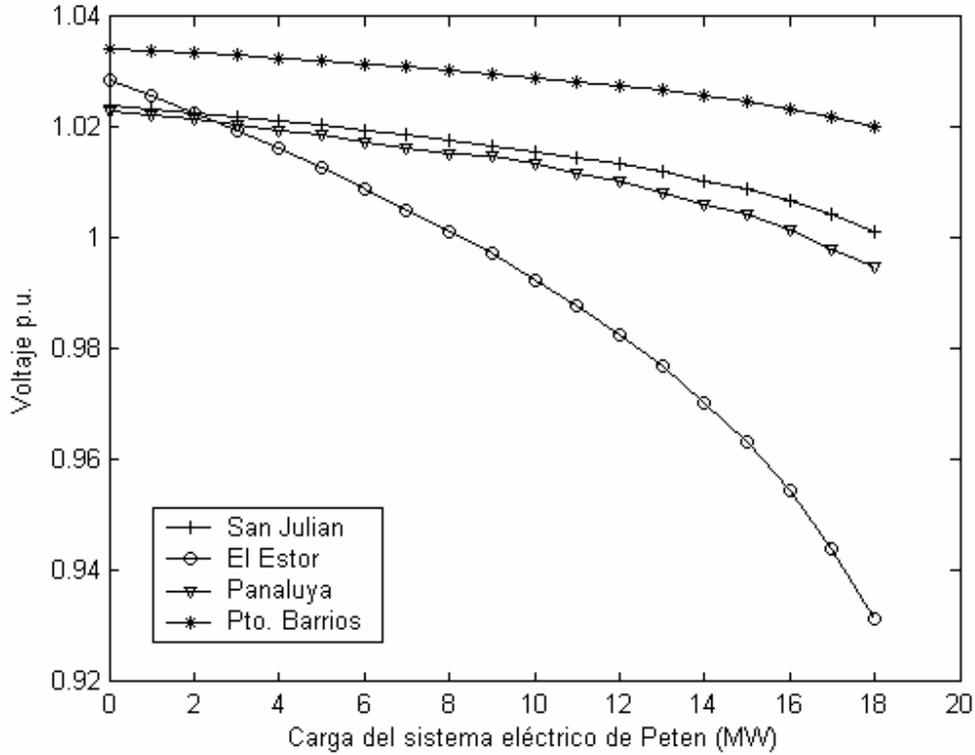
Figura 23. Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, sin compensación I



La Figura 23 muestra como los niveles de tensión prácticamente se mantienen dentro del rango normal de operación en el resto de subestaciones aledañas al enlace, siendo las subestaciones críticas en esta figura, las subestaciones de Río Dulce y Coban.

En la Figura 24 se observan otras subestaciones más, se observa ahora que la subestación El Estor es la subestación crítica en esta figura. Con esto se determina que las subestaciones que no se mantienen dentro del rango normal de operación son las subestaciones más cercanas a cada uno de los enlace. Siendo las subestaciones Río Dulce y El Estor las más cercanas al enlace Poptún – Sta. Elena y la subestación Coban al enlace Chisec – Sta. Elena.

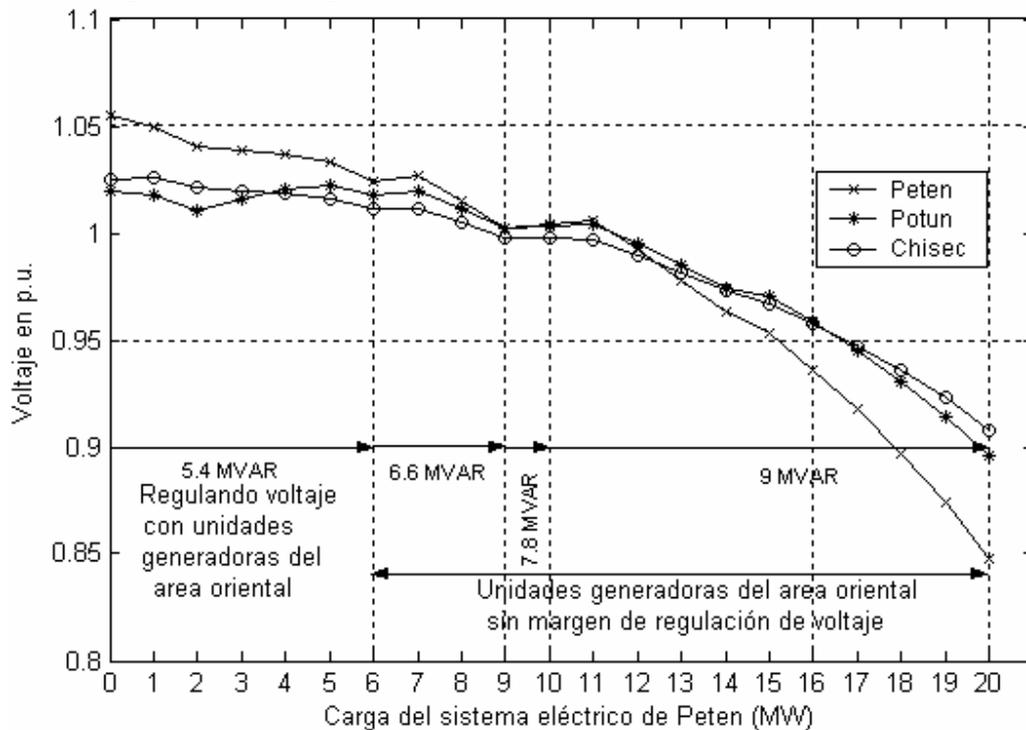
Figura 24. Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, sin compensación II



En el primero de los casos considerados, luego de observar el comportamiento del área nor-oriental ante la inclusión gradual de la carga de Petén, se propone una compensación inicial de potencia reactiva de 5.4 MVAR. Para evitar sobrevoltajes al inicio se asume que las plantas generadoras del área oriental se encuentran regulando voltaje. Luego de que las plantas generadoras agotan su capacidad para regulación de voltaje se continúa la compensación reactiva en saltos de 1.2 MVAR, hasta alcanzar un máximo de 9 MVAR.

La figura 25 muestra el comportamiento del voltaje por medio de curvas PV en las subestaciones de Sta. Elena Pete, Chisec y Poptun. Cada salto en el voltaje con el incremento de la demanda representa la acción de regulación ejercida por las unidades del área oriental (Río Bobos y Genor), hasta que la demanda alcanza 6 MW, donde se agota el margen de regulación de estas unidades, los saltos siguientes corresponden al inicio de la conmutación de capacitores para soporte de voltaje.

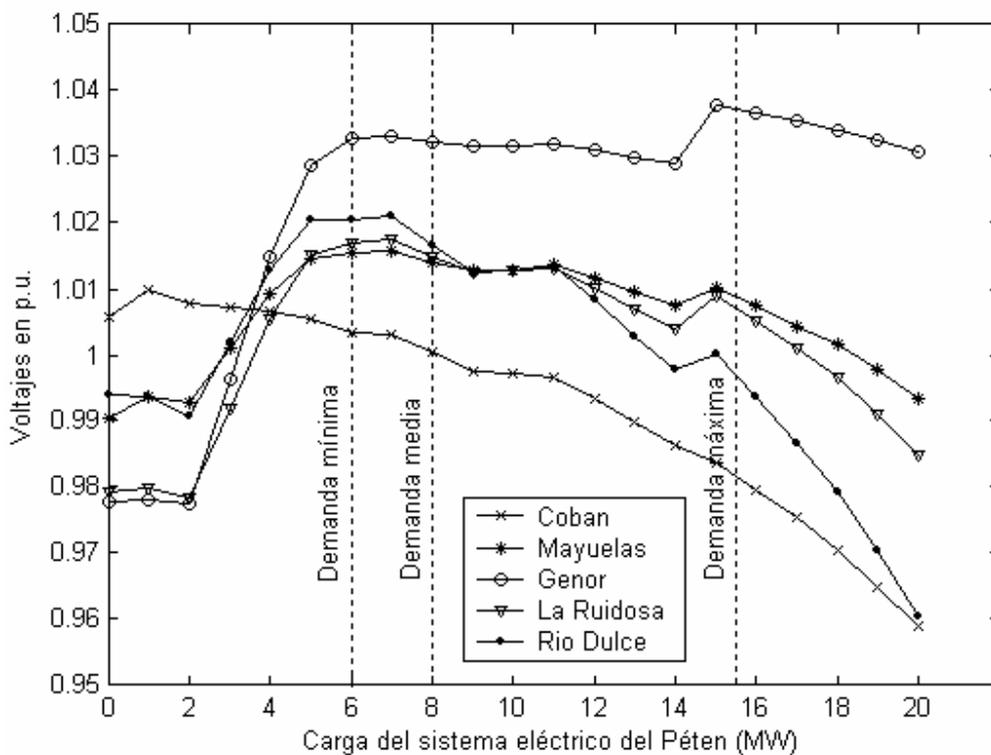
Figura 25. Voltaje en las principales subestaciones enlace en 69 kV de Petén al SNI, época seca, compensación reactiva en la subestación Sta. Elena



Con la regulación de voltaje de las unidades generadoras del área oriental y la inclusión de la compensación reactiva, el margen de potencia a transmitir hacia Petén, sin violar los límites de voltaje en la mayoría de las subestaciones, ha aumentado de 8 a 16 MW aproximadamente. Se han planteado los datos correspondientes a una transmisión de 20 MW de potencia hacia Petén, considerando que en promedio el crecimiento de la demanda asciende a un 15 % promedio anual.

En la figura 26 se ve el comportamiento de las subestaciones aledañas al enlace, especialmente la variación del voltaje en la subestación Genor debido a la acción de regulación de voltaje provisto por las unidades de esta generadora. Al inicio, las unidades se encargan de regular el voltaje a un nivel por debajo del 1 p.u. debido a que se considera que se encuentra conectado un capacitor de 5.4 MW en la barra 34.5 kV en Sta. Elena Petén, al aumentar la demanda en Petén, se observa como las unidades de Genor y Rio Bobos inician su regulación para el soporte de voltaje, hasta agotar la capacidad de regulación disponible.

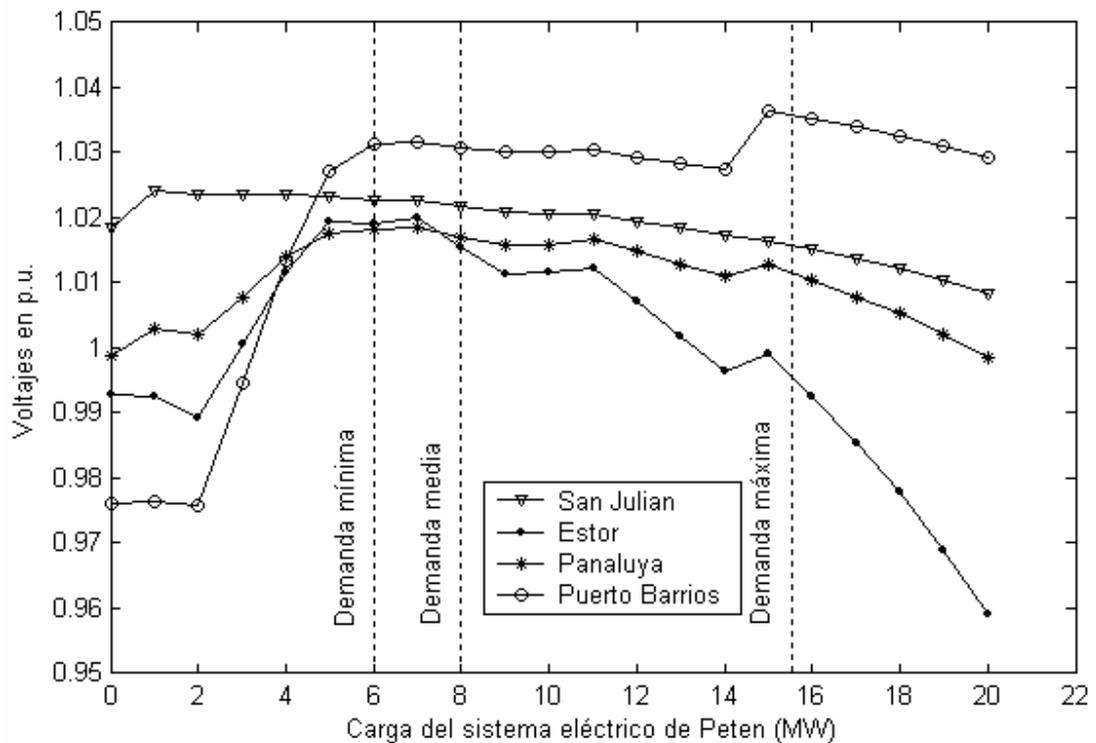
Figura 26. Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, compensación reactiva en la subestación Sta. Elena I



Luego de agotada la capacidad de regulación, se continua con el ingreso de los capacitores en la subestación Sta. Elena 34.5 kV en pasos de 1.2 MVAR de incremento. Todas las subestaciones han sido planteadas en una ventana de 0.95 a 1.05 p.u., en el eje de las ordenadas, sin violar los límites de voltaje, hasta transmitir 20 MW hacia Petén.

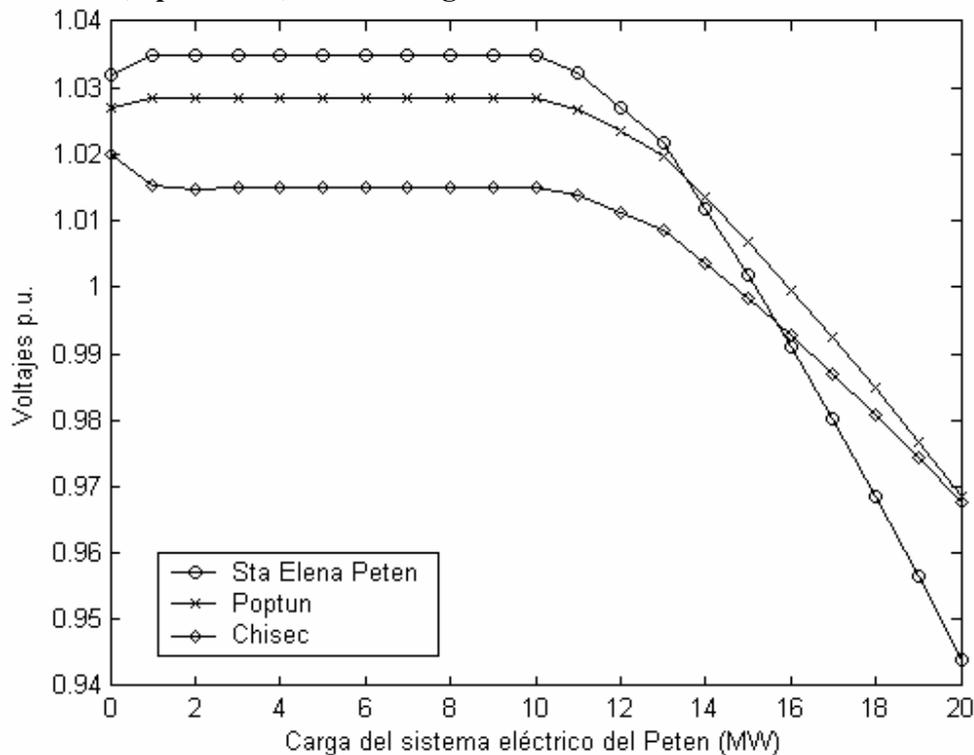
En la figura 27 se ha planteado el resto de subestaciones cercanas al enlace hacia Petén. La subestación El Estor continua siendo una de las subestaciones criticas por ser de las más cercanas a uno de los enlaces, al igual que Rio Dulce y Coban en la figura anterior.

Figura 27. Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, compensación reactiva en la subestación Sta. Elena II



El segundo caso analizado considera que las unidades generadoras existentes actualmente en Petén formaran parte del Mercado Mayorista de Electricidad y serán convocadas como generación forzada para mantener los niveles mínimos de calidad de energía en el área nor-oriental. La programación anual 2008 -2009 presentada por el AMM, menciona que es muy probable que esta unidades marginen en demanda máxima. Como parte del estudio se adicionó una generación máxima de 13 MW en el área de Petén, la cual representa a la generación instalada actual en el área que utiliza combustible bunker para su funcionamiento, siendo esta la más probable de ser convocada. Las unidades consideradas son 2 unidades de 5 MW correspondientes a Electrogenación, empresa que ya forma parte del Mercado Mayorista, y una unidad de 3 MW correspondiente a la empresa INTECSA. Con esta adición se obtienen los resultados presentados a continuación.

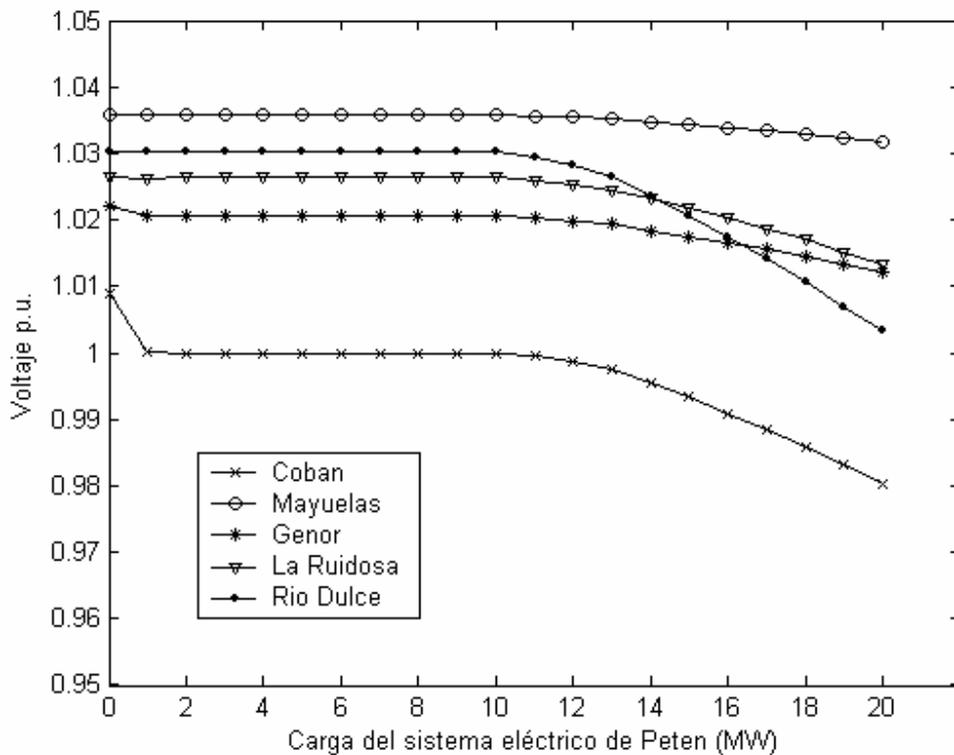
Figura 28. Curvas PV para las principales subestaciones enlace en 69 kV de Petén al SNI, época seca, adición de generación en la subestación Sta. Elena



La figura 28 muestra el comportamiento del voltaje en las tres subestaciones de enlace del sistema de Petén al SNI, en este estudio se ha considera la adición de los 13 MW de generación en el área de Petén y una compensación reactiva de 6 MVAR provista por las propias unidades generadoras, no se han adicionado bancos de capacitores.

Con la adición en el estudio, de la generación existente en el área, se puede observar que los voltajes mejoran, sin embargo la subestación de Sta. Elena Petén continúa siendo crítica, alcanzando un nivel de voltaje de aproximadamente 0.945 p.u., para una carga de 20 MW en el sistema eléctrico de Petén.

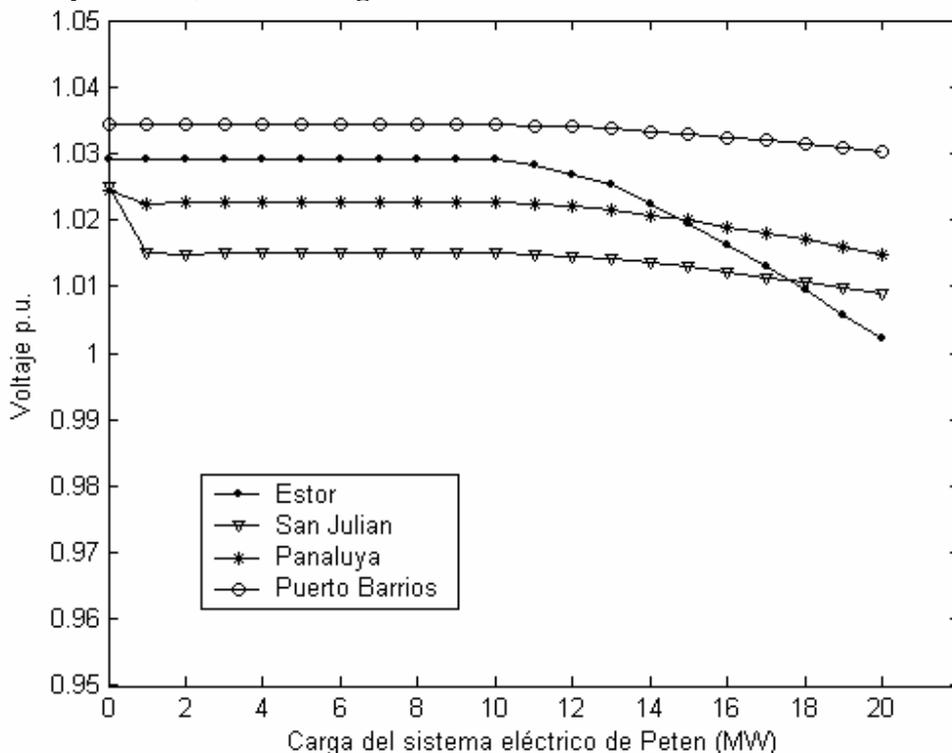
Figura 29. Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, adición de generación en la subestación Sta. Elena I



En la figura 29 muestra el comportamiento del voltaje en algunas de las subestaciones aledañas al enlace, con la adición de la generación en el área el voltaje mejora notablemente, las subestaciones de Coban y Rio Dulce, presenta un decaimiento del voltaje de tan solo 0.02 p.u., con el aumento progresivo del carga del sistema eléctrico de Petén de 0 a 20 MW, por lo que se considera que el comportamiento del voltaje en estas subestaciones es aceptable.

La figura 30 muestra otras de las subestaciones aledañas al enlace de Petén al SNI, el comportamiento del voltaje en todas ellas bajo la inclusión progresiva de la carga en la subestación Santa Elena es estable, no presentan variaciones drásticas. La subestación de El Estor que en los estudios anteriores se consideraba critica, ahora deja de serlo presentando una variación pequeña en el voltaje, aproximadamente 0.028 p.u. ante el ingreso progresivo de la carga en la subestación de Sta. Elena.

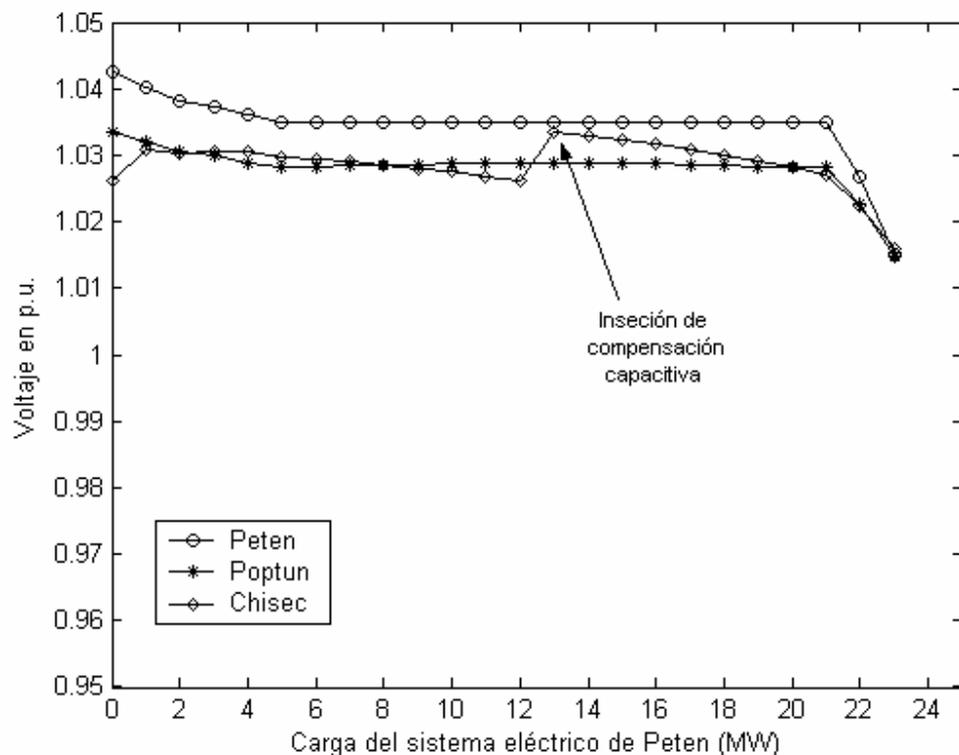
Figura 30. Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época seca, adición de generación en la subestación Sta. Elena II



Cuando se adiciona una generación de 13 MW en el área se observa que la demanda que puede cubrirse en el sistema aislado de Petén es de aproximadamente 20 MW, y que la mayoría de las subestaciones se mantiene dentro del rango de operación de voltajes normado. Sin embargo el decaimiento de voltaje en las subestaciones, Sta. Elena, Poptun y Chisec 69 kV es bastante pronunciado luego de cubierta una demanda de 14 MW en Petén, situación no deseable en los sistemas eléctricos de potencia.

En el estudio final se considera tanto la inclusión de la generación de 13 MW en el área de Petén como compensación reactiva en el área. Las figuras siguientes muestran los resultados, del comportamiento del voltaje en las subestaciones enlace y las subestaciones aledañas a estas.

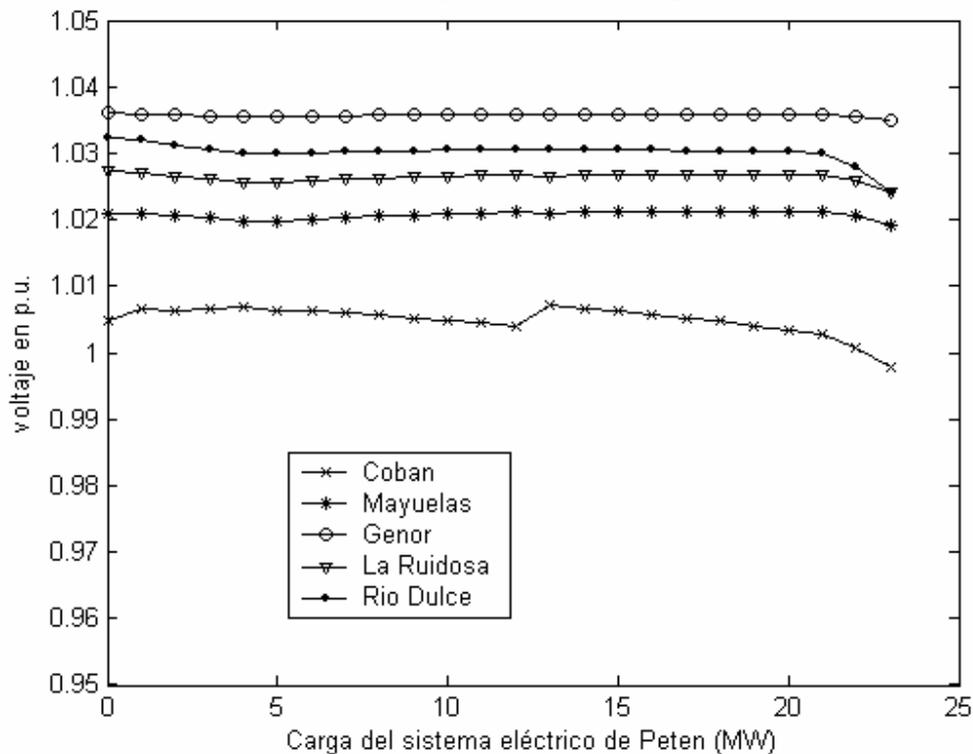
Figura 31. Voltaje en las subestaciones de 69 kV del enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva



La figura 31 muestra las gráficas obtenidas para las subestaciones Sta. Elena Petén, Chisec y Poptun, al correr los flujos correspondientes, en los cuales se ha ingresado la generación de forma progresiva al igual que la compensación reactiva. En la Subestación Chisec se propone un banco de capacitores de 3.6 MVAR constituido por 3 etapas de 1.2 MVAR cada una en el nivel de tensión de 69 kV, en tanto que en la subestación de Sta. Elena Petén se ha adicionado un banco de compensación de 4.8 MVAR con 4 etapas de 1.2 MVAR en el nivel de tensión de 34.5 kV.

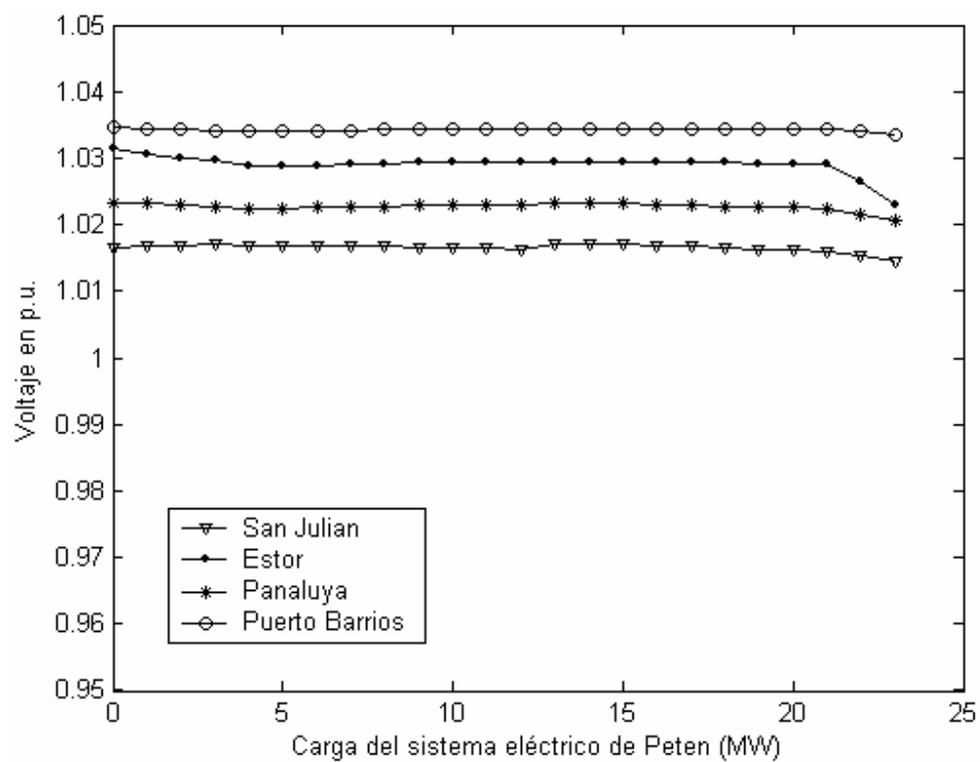
En el estudio anterior se ha controlado el voltaje en la subestación de Sta. Elena Petén en 69 kV por medio de la regulación de la potencia reactiva de las unidades generadoras conectadas en un nivel de tensión de 34.5 kV situación muy común actualmente en la operación del SNI.

Figura 32. Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva I



En la figura 32, los voltajes se mantienen más estables que en el estudio anterior, no se presentan variaciones de voltaje perceptibles hasta que la demanda del sistema de Petén alcanza 22 MW, sin embargo estas variaciones siguen siendo pequeñas y normales en el funcionamiento propio de un SEP. En la figura 33, el comportamiento del voltaje en la subestación El Estor se ha mejorado notablemente, sin mostrar variaciones drásticas aun con una demanda de 23 MW en Petén.

Figura 33. Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva II



El conjunto unidades que se han considerado en el área del sistema aislado de Petén, se asume que tienen una capacidad de aporte de potencia reactiva de 6 MVAR en total, y una capacidad de consumo de 0 MVAR. Si en la realidad cuentan con capacidad de consumo de potencia reactiva, será esta característica de mucha utilidad para demanda media y mínima para evitar sobre voltajes en el área.

Con los estudios anteriores, se concluye que será necesario el despacho de generación en el área, la cual de no ser económica en demanda máxima (banda bajo estudio en el presente), tendrá que considerarse su forzamiento para mantener los niveles mínimos de calidad de energía y los márgenes adecuados de potencia reactiva para evitar operar el área de Petén cercana a la zona de colapso por voltaje.

4.2.1.1. Contingencia Panaluya - Mayuelas

En este análisis de contingencia N-1, en el que se considera nuevamente la salida de operación de la línea 69 kV Panaluya – Mayuelas, no se formará isla eléctrica alguna como el caso dado en la sección 4.1.1.1., debido a la operación del enlace hacia Petén constituido por las línea 69 kV Chisec a Sta. Elena y Sta. Elena a Poptún. Ya que no se formará isla eléctrica alguna, no será necesario considerar la operación de un nuevo bus oscilante en el área oriental del SNI.

Las condiciones pre-contingencia del flujo de potencia en las líneas 69 kV Chisec a Sta. Elena, Sta. Elena a Poptún y Panaluya a Mayuelas se muestran en la tabla XVI, se considera una carga activa total de 16 MW con un factor de potencia de 0.9 que corresponde a una carga reactiva total de 7.75 Mvar para el sistema de Petén y una generación local de 13 MW con una reactiva disponible de 6 Mvar.

Tabla XVI. Flujo de potencia en líneas 69 kV pre-contingencia Panaluya – Mayuelas, época seca, con la inclusión de Petén

				Flujo de Líneas	
Bus	Nomenclatura	Bus	Nomenclatura	MW	Mvar
1495	PET-69	1429	CHS-69	-6.1	1.2
		1442	POP-69	3.1	-0.9
1432	MYE-69	1409	PAN-69	7.3	-2.9

Tabla XVII. Flujo de potencia en líneas 69 kV pos-contingencia Panaluya – Mayuelas, época seca, con la inclusión de Petén

				Flujo de Líneas	
Bus	Nomenclatura	Bus	Nomenclatura	MW	Mvar
1495	PET-69	1429	CHS-69	1.1	-1.5
		1442	POP-69	-4.1	1.9
1432	MYE-69	1409	PAN-69	0	0

Luego de la salida de operación de la línea 69 kV Panaluya a Mayuelas se obtienen los resultados de flujo de potencia mostrados en la tabla XVII anterior, el cambio de dirección del flujo de potencia activa en los enlaces Chisec - Sta. Elena Petén - Poptún, se debe principalmente a la generación activa excedente en el área oriental que se exportaba inicialmente a través de la línea Mayuelas a Panaluya. El cambio de dirección del flujo de potencia reactiva se debe a que el área oriental posee déficit de potencia reactiva, la cual es suplida por medio de la línea Panaluya – Mayuelas antes de la salida de operación de esta línea, luego de la salida de operación, es necesario transportarla desde el área norte, resultados que se deducen de las tablas XVI y XVII.

Tabla XVIII. Comparación de generación del área norte y oriental, caso pre y pos-contingencia Panaluya-Mayuelas, época seca

Bus	Nomenclatura	Pre – contingencia		Pos - contingencia	
		MW	Mvar	MW	Mvar
1496	PET-34	13	5.7	13	5.8
1601	CHX-H1	34.8	8.3	35.7	8.5
1602	CHX-H2	53	9.7	53	9.9
1603	CHX-H3	53	9.7	53	9.9
1604	CHX-H4	53	9.7	53	9.9
1613	RBO-H	9.7	0.1	9.7	0.3
1645	SEC-H	7.7	0	7.7	0.1
1656	REN-H1	15	2.2	15	2.3
1664	MTZ-H	11	5.2	11	5.7

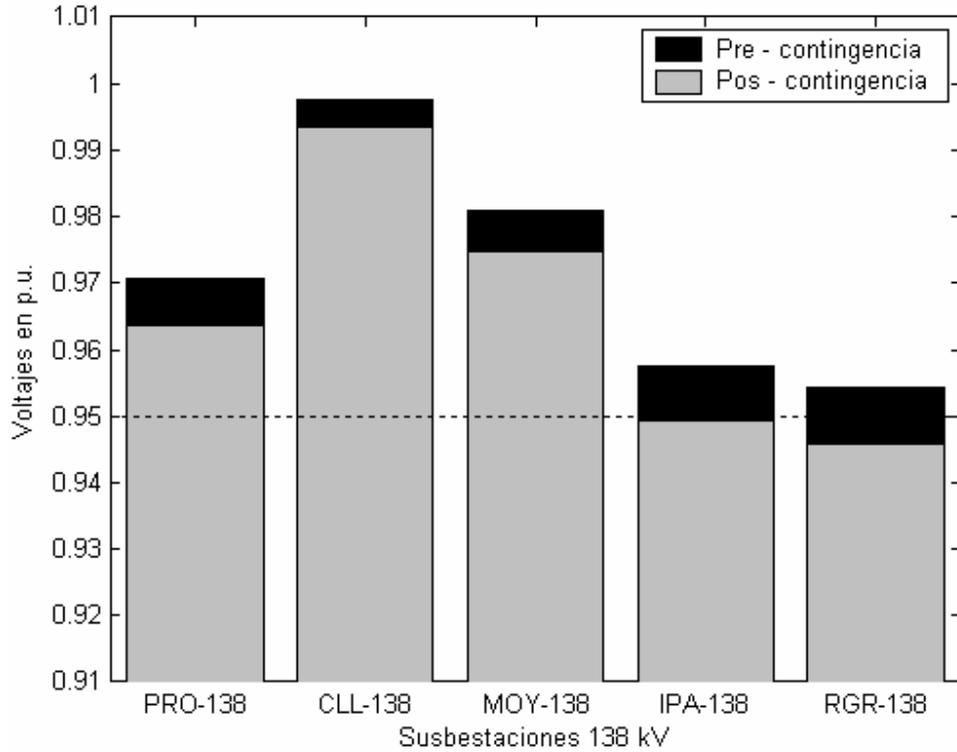
La tabla XVIII muestra la generación de potencia activa y reactiva de algunas unidades generadoras del área norte y oriental, incluida la unidad CHX-H1 conectada al bus oscilante del SNI en el caso pre-contingencia y pos-contingencia, las unidades del área norte aumentan la generación de potencia reactiva luego de la salida de operación de la línea 69 kV Panaluya – Mayuelas, para suplir el déficit de generación del área oriental.

En la tabla XIX, se presentan los nodos que se encuentran con voltajes fuera del rango normal de operación, los cuales se encuentran en un nivel de 138 kV, estos nodos en realidad están muy cercanos al límite inferior por lo que no presentarán mayores problemas durante la operación, en tiempo real del SNI.

Tabla XIX. Nodos con voltaje fuera del rango de operación, contingencia Panaluya-Mayuelas, época seca, con la inclusión de Petén

Bus	Nomenclatura	V (p.u)	V(kV)
1445	IPA-138	0.9494	131.02
1493	RGR-138	0.9458	130.53

Figura 34. Perfil de voltajes 138 kV, pre y pos – contingencia Panaluya – Mayuelas



En la figura 34, se presenta el perfil de voltajes de 138 kV que es el nivel de tensión más crítico en la contingencia analizada, donde todos los voltajes sufren un decaimiento, siendo las subestaciones de Ipala y Rio Grande las más afectadas.

Tabla XX. Voltajes pre y pos-contingencia Panaluya – Mayuelas en 69 kV

Bus	Nomenclatura	Pre – contingencia (p.u.)	Pos – contingencia (p.u.)
1403	COB-69	1.0058	1.0085
1407	LRU-69	1.0269	1.0248
1409	PAN-69	1.023	1.0157
1410	PBA-69	1.0345	1.0338
1416	SJU-69	1.0168	1.0165
1424	GEN-69	1.0359	1.0352
1429	CHS-69	1.0317	1.036
1431	RIO-69	1.0306	1.0261
1432	MYE-69	1.0213	1.0171
1442	POP-69	1.0287	1.0239
1495	PET-69	1.035	1.035

En la tabla XX se presentan los voltajes pre y post contingencia en un nivel de 69 kV en el área norte y nor-oriental, todos los voltajes de las subestaciones en un nivel de 69 kV quedan dentro del margen normal de operación normado. En el estudio de la contingencia Panaluya – Mayuelas no se presentan sobrecargas en líneas de transmisión de potencia. El único elemento que continua presentando sobrecarga es el transformador 69/34.5 kV en la subestación El Rancho.

4.2.1.2. Contingencia Genor – La Ruidosa

Debido a que el despacho de generación en demanda máxima considera a la planta térmica Genor con carga completa, y que la carga local de la subestación Puerto Barrios es de aproximadamente 20 MW, con la salida de operación de la línea Genor a La Ruidosa, se crea una isla eléctrica con un fuerte desbalance carga – generación que no permite que se alcance un estado estable, y por tanto se tendrá un nivel de tensión cero en el área producto del disparo de la unidades generadoras de la planta térmica Genor.

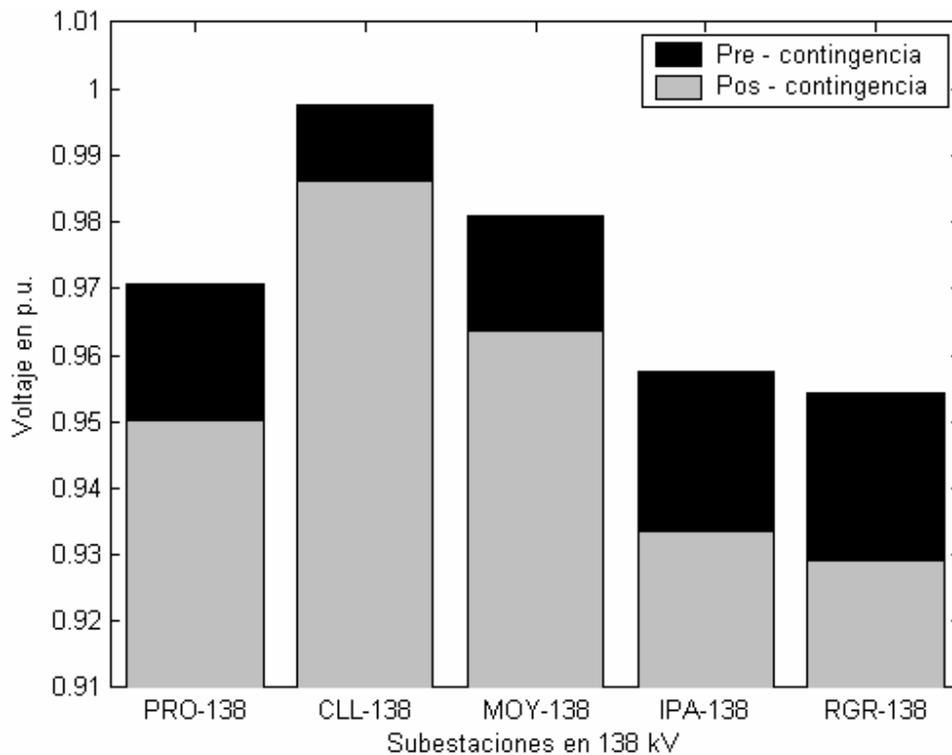
Tabla XXI. Generación en buses oscilantes, contingencia Genor – La Ruidosa época seca, con la inclusión de Petén

Bus	Nomenclatura	Pre - contingencia		Pos - contingencia	
		MW	Mvar	MW	Mvar
1601	CHX-H1	34.8	8.3	60	11.4
1642	GEN-B1	20.1	0.4	-1.2	1.2

La tabla XXI, presenta la generación activa y reactiva de los buses oscilantes antes y después de la salida de operación de la línea 69 kV Genor – La Ruidosa. Se observa que la generación del bus oscilante de la isla eléctrica formada se reduce drásticamente, en tanto que la generación del bus oscilante del SNI aumenta en aproximadamente 25 MW, y la generación de potencia reactiva de ambos aumenta.

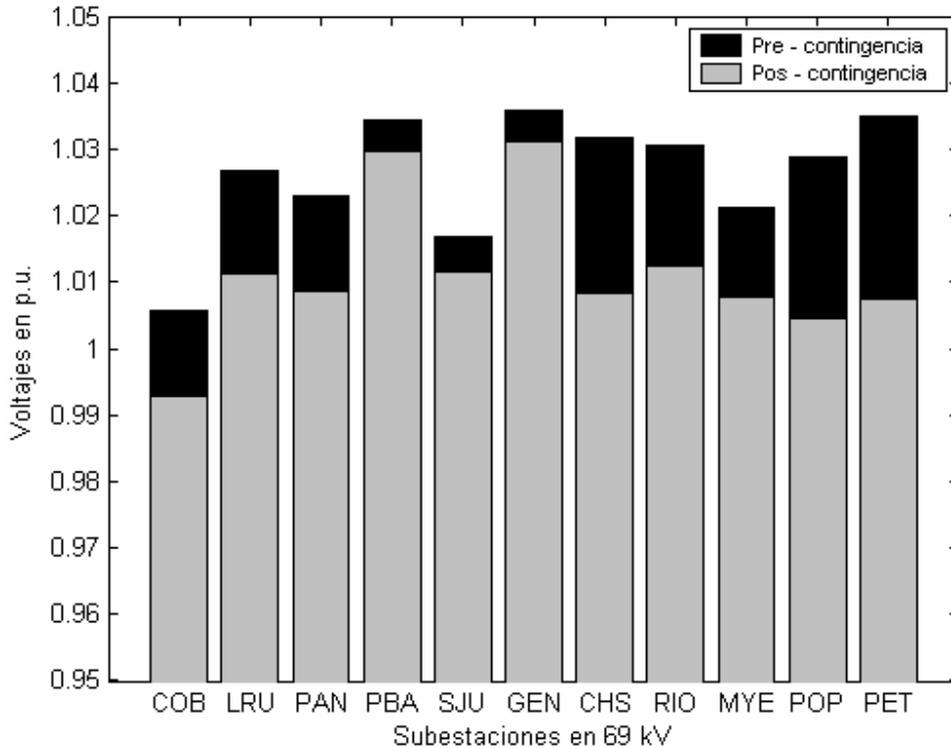
Debido al enlace 69 Chisec a Sta. Elena, y Sta. Elena a Poptun luego de la salida de operación de la línea bajo análisis se tiene voltajes fuera del margen de operación únicamente en el nivel de tensión de 138 kV a diferencia del resultado obtenido en la sección 4.1.1.2., la figura 31 presenta un perfil de voltajes para el área oriental en un nivel de tensión de 138 kV, las subestaciones con voltajes fuera del rango de operación son Ipala y Rio Grande.

Figura 35. Perfil de voltajes 138 kV, pre y pos – contingencia Genor – La Ruidosa



La figura 35, presenta el perfil de voltajes en 69 kV para las subestaciones del área norte y oriental del SNI, en las condiciones pre y post contingencia de la línea Genor – La Ruidosa. Algunas de las subestaciones presentan variaciones considerables en los voltajes tras la salida de operación de la línea, sin embargo todos los voltajes se mantienen dentro del rango de operación normado, tal como lo muestra la ventana de visualización de la gráfica 36.

Figura 36. Perfil de voltajes 69 kV, pre y pos – contingencia Genor – La Ruidosa

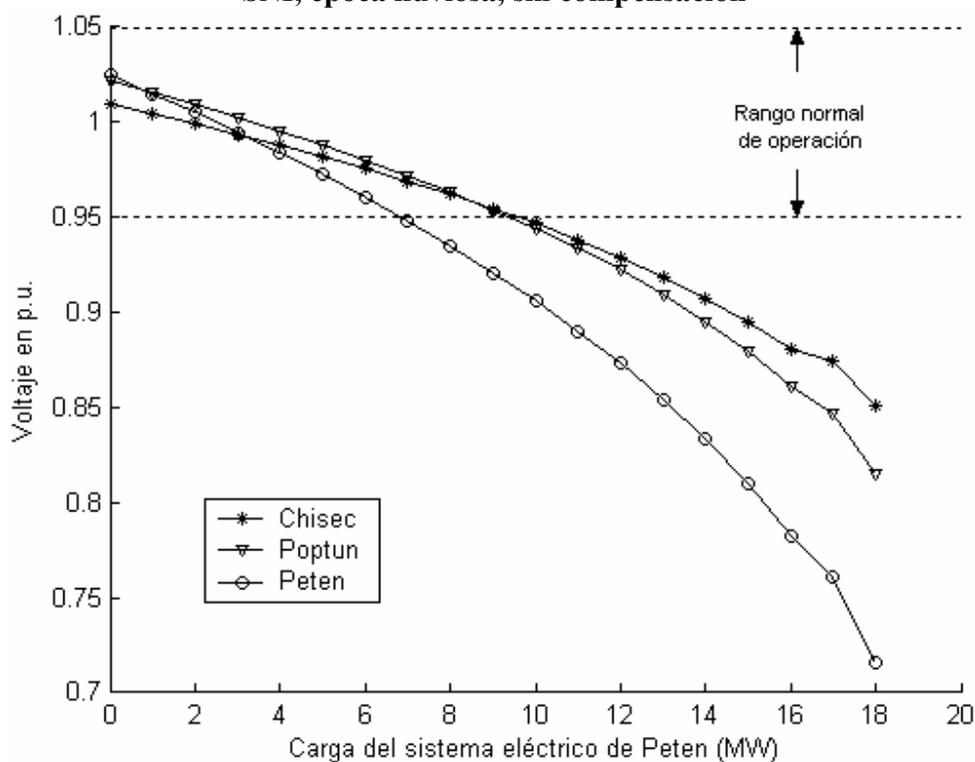


Nuevamente no se presenta sobrecarga en las línea de transmisión de potencia en el área nor-oriental, el único elemento con una sobrecarga del 117.7% es el transformador 69/34.5 kV en la subestación El Rancho.

4.2.2. Escenario época lluviosa, demanda máxima

Para el estudio del escenario época lluviosa, demanda máxima, con la inclusión del sistema eléctrico de Petén, se iniciara incrementando gradualmente la carga de este sistema sin incluir compensación reactiva o generación en el área para observar el comportamiento del voltaje del sistema norte y oriental del SNI. En la figura 37 se grafica el comportamiento del voltaje en las tres subestaciones enlace del sistema de Petén al SNI.

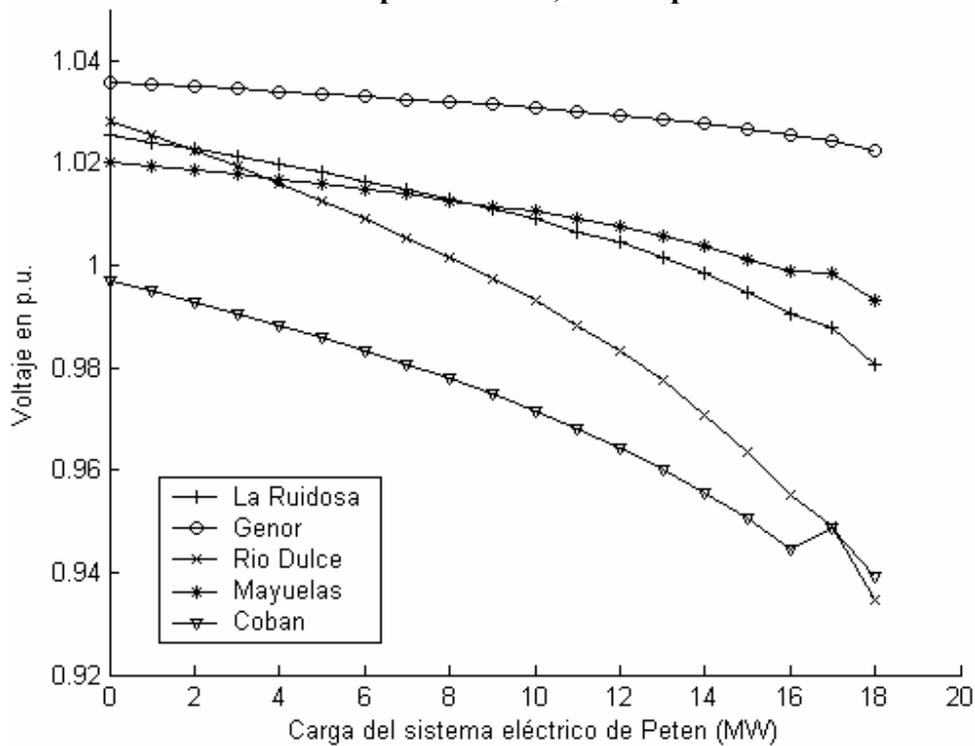
Figura 37. Curvas PV de las principales subestaciones enlace de 69 kV de Petén al SNI, época lluviosa, sin compensación



La máxima potencia activa a transmitir hacia la subestación de Sta. Elena Petén, en época lluviosa manteniendo los voltajes dentro del rango normado es de 7 MW y la subestación que presenta el mayor decaimiento de voltaje es Sta. Elena Petén. La “nariz” de la curva PV de la subestación Petén esta cercana a la transmisión de 18 MW, ya que con una carga de 19 MW en el sistema de Petén los flujos de potencia en el software PSS/E no alcanzan convergencia.

La figura 38 presenta el comportamiento de cinco de las subestaciones cercanas a los principales enlaces de Petén al SNI, las subestaciones criticas en esta figura son las subestaciones de Coban y Río Dulce, las cuales se encuentran fuera del rango normal de operación de voltaje para una demanda de 18 MW en el área de Petén.

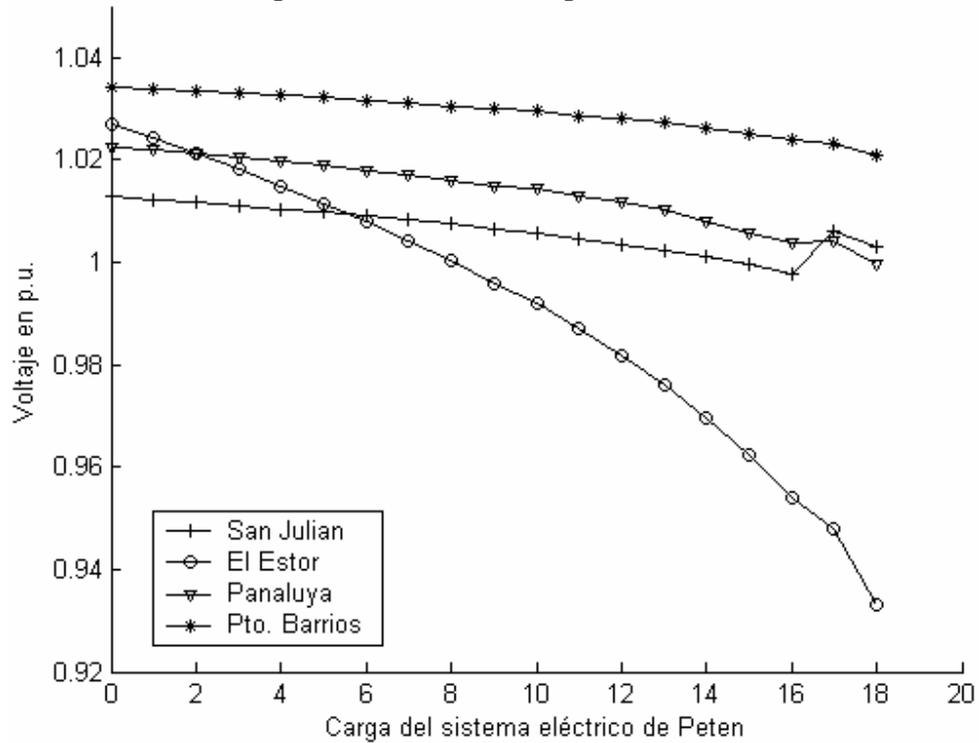
Figura 38. Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época lluviosa, sin compensación I



En la figura 38 se observa una variación en la curva de voltaje de la subestación Coban, causada por la acción de la regulación de taps en el transformador 230/69 kV en la subestación Tactic. La acción de la regulación de taps se refleja levemente en las otras subestaciones graficadas.

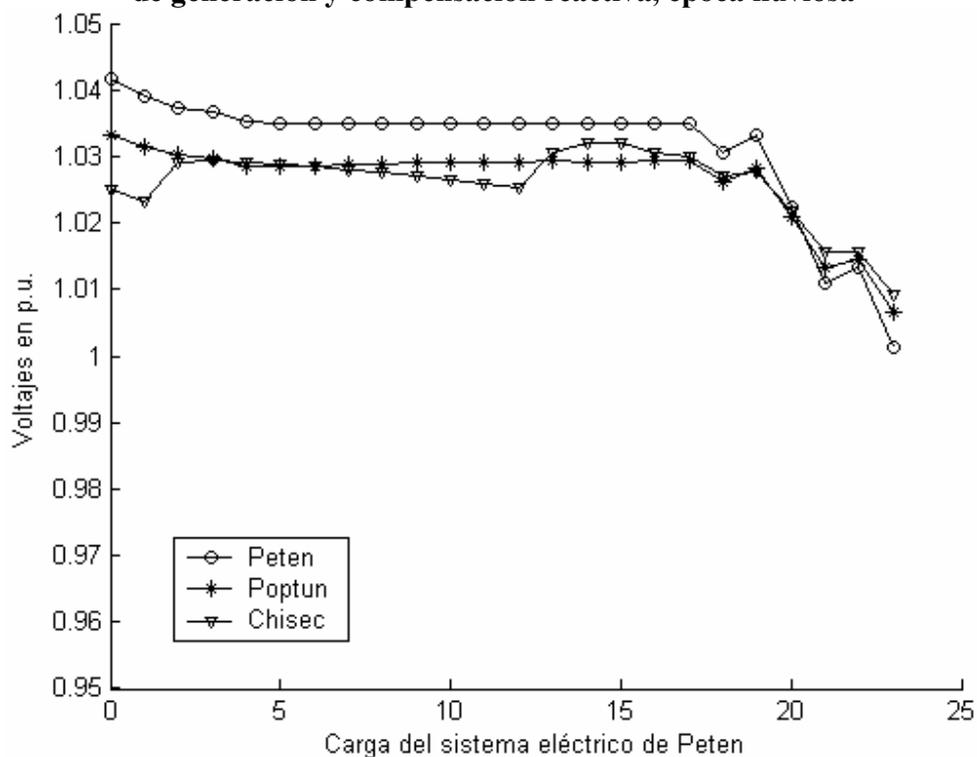
La figura 39 presenta el comportamiento de otras subestaciones cercanas a los enlaces principales. La curva de la subestación Panaluya presenta el mayor cambio visible debido a la acción de taps del transformador mencionado anteriormente. En esta figura la subestación crítica es nuevamente El Estor, el voltaje en esta subestación decae rápidamente hasta salir del rango normal de operación en aproximadamente 16 MW.

Figura 39. Curvas PV para subestaciones en 69 kV cercanas al enlace principal, época lluviosa, sin compensación II



El comportamiento del sistema con la inclusión del sistema de Petén sin compensación o generación en el área en época seca y lluviosa es muy similar, por lo que se procederá a incluir la compensación reactiva y la generación propuesta en el caso final del SNI en época seca para el escenario época lluviosa. La figura 40, presenta el comportamiento del voltaje en las tres subestaciones enlace de Petén al SNI. Para este escenario ha sido necesaria la inclusión de compensación reactiva en la subestación de Sta. Elena Petén 34.5 kV a partir de los 17 MW de demanda del sistema, se ha incluido una compensación reactiva total de 2.4 Mvar en este nivel de tensión. Con la compensación propuesta ninguno de los voltajes cae por debajo de 1 p.u. para una demanda de 23 MW.

Figura 40. Voltaje en las subestaciones de 69 kV del enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva, época lluviosa



El despacho de generación activa en el área es de 13 MW con una potencia reactiva disponible de 6 MW, en la parte final de la sección 4.2.1., se ha mencionado que esta generación es la más probable de ser convocada debido a que el combustible utilizado para su funcionamiento es bunker, en caso de no ser económica tendrá que considerarse su forzamiento para mantener los niveles adecuados de calidad de energía. La generación ha sido ingresada en forma progresiva al igual que la compensación reactiva, en las diferentes subestaciones tal como se muestra en la tabla XXII.

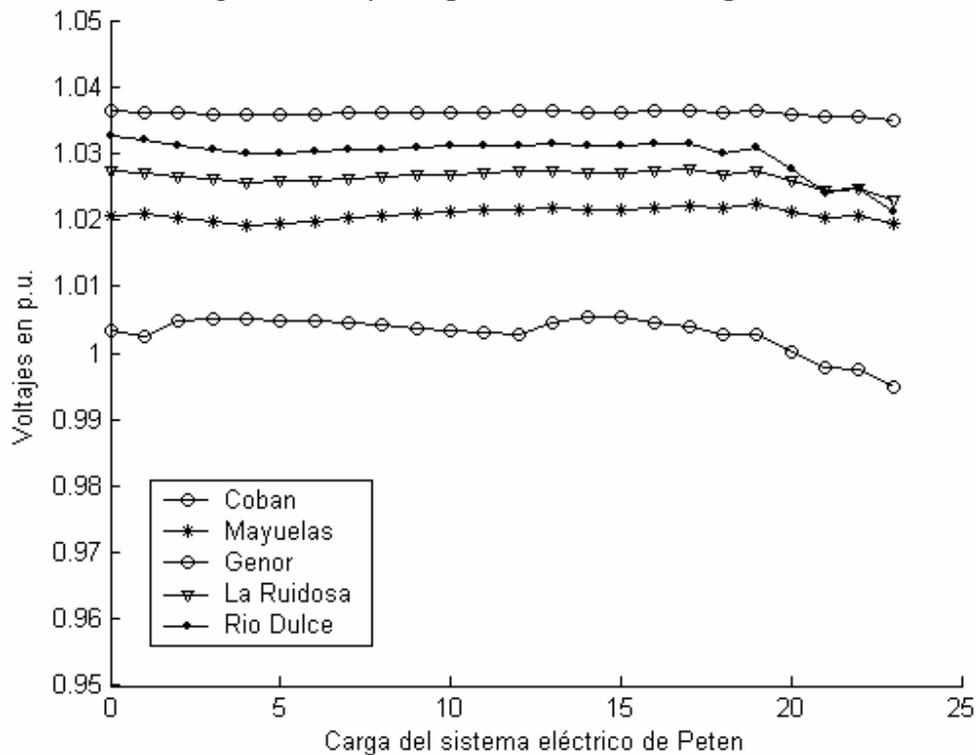
Tabla XXII. Ingreso de generación y compensación reactiva, época lluviosa, con la inclusión de Petén

Sistema Eléctrico de Petén		Compensación Reactiva		
Demanda (MW)	Generación (MW)	34.5 kV Petén	69 kV Petén	69 kV Chisec
0- 2	3	-	-	1.2
2 - 3	5	-	-	2.4
3 - 4	7.5	-	-	2.4
4 -10	10	-	-	2.4
10 - 12	10	-	1.2	2.4
12 -13	10	-	2.4	2.4
13 – 17	13	-	2.4	2.4
17 - 19	13	1.2	3.6	2.4
19 – 23	13	2.4	3.6	2.4

El voltaje en la subestación de Sta. Elena Petén, nuevamente se ha controlado por medio de las unidades generadoras conectadas en un nivel de 34.5 kV, las cuales regulan su potencia reactiva para mantener el voltaje constante. Luego de agotado el margen de regulación con las unidades es necesario el ingreso de bancos de capacitores para soporte de voltaje como se muestra en la tabla XX, la compensación propuesta en el nivel de 34.5 kV consta de dos etapas de 1.2 Mvar cada una.

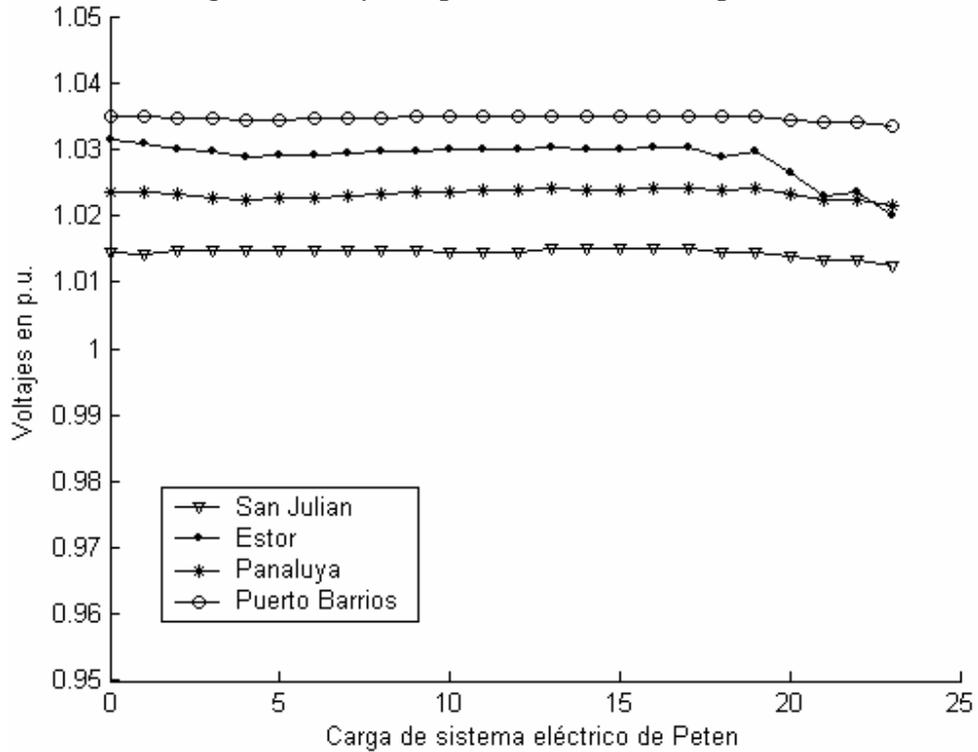
La figura 41, presenta el comportamiento del voltaje en cinco de las subestaciones aledañas a los enlaces principales, el voltaje en estas subestaciones se mantiene estable durante el ingreso de la demanda en el sistema de Petén, la subestación de Coban crítica en el caso sin compensación, deja de serlo presentando pequeñas variaciones normales en el funcionamiento de un SEP.

Figura 41. Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva, época lluviosa I



La figura 42, presenta el comportamiento del voltaje en otras subestaciones cercanas a los enlaces principales, en esta figura ninguno de los voltajes en las subestaciones decae por debajo de 1 p.u. La subestación de El Estor presenta variaciones pequeñas de voltajes cuando se alcanzan 19 MW de carga en el sistema de Petén, la cuales continúan siendo normales. Con la compensación y generación propuesta en el área, los voltajes mejoran y se mantienen estables hasta que el sistema de Petén alcanza una demanda de aproximadamente 22 MW, donde tendrá que comenzar a planificarse nuevamente compensación o generación forzada.

Figura 42. Voltaje en las subestaciones de 69 kV cercanas al enlace principal con la adición de generación y compensación reactiva, época lluviosa II



4.2.2.1. Contingencia Panaluya - Mayuelas

Para la salida de operación de la línea e 69 kV Panaluya a Mayuelas, en época lluviosa, no se presentan voltajes fuera del rango normal de operación en el área norte y oriental, ni sobrecarga en elemento de transmisión. Debido a que se tiene en operación el enlace Chisec a Petén y Petén a Poptun, no se forma isla eléctrica alguna con la salida de operación de la línea, por lo que únicamente se tiene un bus oscilante para el análisis, al cual se conecta la unidad uno de la hidroeléctrica Chixoy. La tabla XXIII, presenta los flujos de potencia por los enlaces Chisec a Petén, Petén a Poptun y Panaluya a Mayuelas antes de la salida de operación de la línea.

Tabla XXIII. Flujo de potencia en líneas 69 kV pre-contingencia Panaluya – Mayuelas, época lluviosa, con la inclusión de Petén

				Flujo de Líneas	
Bus	Nomenclatura	Bus	Nomenclatura	MW	Mvar
1495	PET-69	1429	CHS-69	-6.5	1.4
		1442	POP-69	3.5	-1.0
1432	MYE-69	1409	PAN-69	8.9	-3.3

Tabla XXIV. Flujo de potencia en líneas 69 kV pos-contingencia Panaluya – Mayuelas, época lluviosa, con la inclusión de Petén

				Flujo de Líneas	
Bus	Nomenclatura	Bus	Nomenclatura	MW	Mvar
1495	PET-69	1429	CHS-69	2.3	-1.8
		1442	POP-69	-5.3	2.4
1432	MYE-69	1409	PAN-69	0	0

La tabla XXIV muestra el comportamiento de los flujos de potencia luego de la salida de operación de la línea de 69 kV. El cambio de dirección tanto de la potencia activa se debe a que la generación de Genor y Río Bobos excede la demanda del área y es una zona exportadora de potencia activa. El cambio en la dirección del flujo de potencia reactiva es producto de que la zona posee déficit de compensación reactiva, la cual es suplida por el área norte luego de la contingencia. La tabla XXV muestra el cambio de generación de las unidades en el área norte y oriental en los escenarios pre y post contingencia analizado. Se observa mayor generación de potencia activa en el área norte del país, principal foco de generación hidráulica, debido a la época lluviosa.

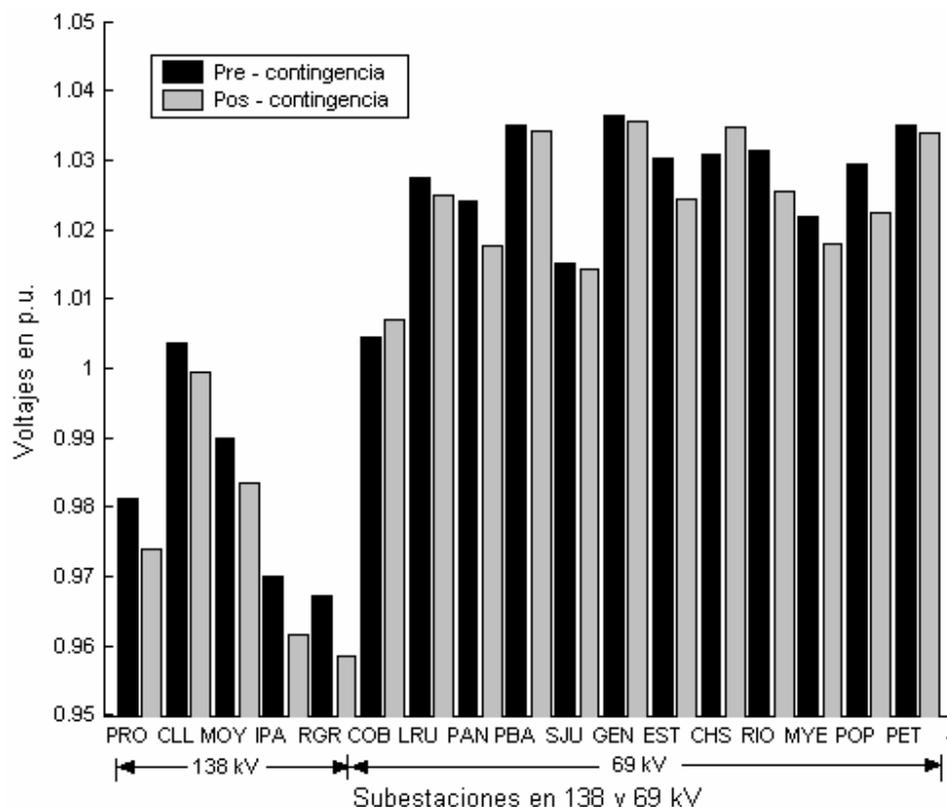
Tabla XXV. Comparación de generación del área norte y oriental, caso pre y pos-contingencia Panaluya-Mayuelas, época lluviosa

Bus	Nomenclatura	Pre – contingencia		Pos - contingencia	
		MW	Mvar	MW	Mvar
1496	PET-34	13	5.8	13	6.0
1601	CHX-H1	32.6	6	33.8	6.4
1602	CHX-H2	53	7.6	53	7.9
1603	CHX-H3	53	7.6	53	7.9
1604	CHX-H4	53	7.6	53	7.9
1604	CHX-H5	53	7.6	53	7.9
1613	RBO-H	10.3	0	10.3	0.3
1645	SEC-H	14.6	-0.1	14.6	-0.1
1656	REN-H1	18	2.0	18	2.1
1657	REN-H2	18	2.0	18	2.1
1658	REN-H3	18	2.0	18	2.1
1664	MTZ-H	10.4	5.7	10.4	6.3

En la figura 43 el perfil de voltajes en color oscuro representa los voltajes en las áreas norte y oriental para el caso pre – contingencia, en el que se considera una demanda de potencia activa de 16 MW y una demanda de potencia reactiva de 7.75 Mvar para el sistema de Petén. El perfil en color claro, representa los voltajes para cada una de las subestaciones luego de la salida de operación de la línea.

En el nivel de tensión de 69 kV, luego de la contingencia ninguno de los voltajes cae por debajo de 1 p.u., en el nivel de tensión de 138 kV los voltajes decaen, pero sin salir del rango normal de operación. Debido a que se tiene mayor generación en el área para la época lluviosa y que la demanda proyectada es menor que para la época seca el sistema se presenta menos vulnerable ante la contingencia analizada.

Figura 43. Perfil de voltajes pre y pos – contingencia Panaluya – Mayuelas



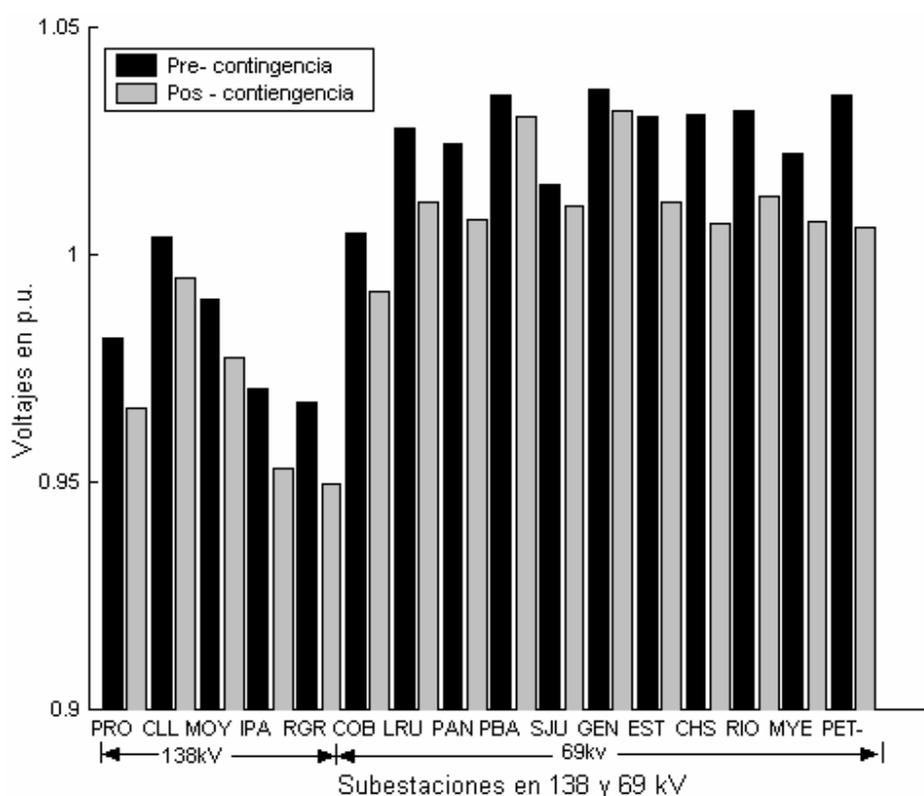
4.2.2.2. Contingencia Genor – La Ruidosa

Para la salida de operación de esta línea de 69 kV, únicamente el voltaje en uno de los nodos de 138 kV decae por debajo de 0.95 p.u. y no se presentan sobrecargas en los elementos de la red de transmisión. Los resultados de los flujos de potencia muestran que debido al fuerte desbalance carga – generación que resulta en la isla Genor – La Ruidosa, la isla no alcanza un punto estable de operación y se tendrá cero voltaje en ambas subestaciones debido al disparo de las unidades de Genor. La tabla XXVI, muestra la variación de generación en los buses oscilantes del SNI y de la isla del caso pre al caso pos - contingencia. La correcta actuación de las reservas RRR, RRO y del operador del SNI, dará solución al déficit de generación provocado.

Tabla XXVI. Variación de la generación de los buses oscilantes, contingencia Genor – La Ruidosa, época lluviosa, con la inclusión de Petén

Bus	Nomenclatura	Pre – contingencia		Pos - contingencia	
		MW	Mvar	MW	Mvar
1601	CHX-H1	32.6	6.0	57.8	8.9
1642	GEN-B1	20.1	0.3	-1.5	1.1

Figura 44. Perfil de voltajes pre y pos – contingencia Genor – La Ruidosa



En la figura 44, se muestra en color oscuro el perfil de voltaje para el caso pre – contingencia y en color claro los voltajes para el caso pos – contingencia. En el nivel de tensión de 138 kV, el voltaje en la subestación Río Grande esta por debajo de 0.95 p.u., en el nivel de 69 kV únicamente el voltaje en la subestación La Ruidosa decae por debajo de 1 p.u., pero se mantiene dentro del rango de operación normado.

CONCLUSIONES

1. Para los escenarios, demanda máxima, época seca y lluviosa, es necesaria la adición de la compensación reactiva, propuesta en el presente para alcanzar niveles de tensión de 69kV, en las área norte y nor-oriental, para los casos pre y pos-inclusión del sistema eléctrico de Petén.
2. La zona oriental del SNI sin la inclusión de la interconexión de Petén y bajo la ocurrencia de la salida de operación de la línea de 69 kV Panaluya a Mayuelas, se convierte en una isla eléctrica con vulnerabilidad a alcanzar un nivel de tensión cero ante variaciones bruscas de la demanda de potencia local, debido a la disminución de su inercia, situación que se agrava durante la época seca debido a la disminución de los caudales hídricos, lo que provoca la disminución de la capacidad de generación de potencia activa y reactiva de la hidroeléctrica Rio Bobos, uno de los soportes principales de voltaje en el área.
3. La contingencia Genor – La Ruidosa, demanda máxima, para las épocas seca y lluviosa, produce un nivel de tensión cero en las subestaciones Genor y Puerto Barrios, tanto para el caso en el que se incluye a Petén como para el que no se considera su interconexión. En el caso sin Petén, se producen voltajes por debajo de 0.95 p.u. en siete nodos del SNI, a diferencia del caso con la inclusión de Petén en el únicamente las subestaciones de Ipala y Rio Grande en 138 kV alcanzan voltajes fuera del rango de operación normado.

4. Para contingencias del tipo $n-1$ en 69 kV, para las épocas seca y lluviosa, demanda máxima, en los escenarios pre y pos-inclusión de Petén, el área de 138 kV es la de mayor vulnerabilidad para alcanzar niveles de tensión fuera del rango normado. En tanto que la salida de operación de elementos individuales en 138 kV sin la inclusión de Petén, provocan en su mayoría el colapso de la zona oriental, alcanzando un nivel de tensión de cero. Algunas de estas contingencias son soportadas en el escenario en el que se considera la interconexión de Petén.

5. Para cubrir la demanda actual y futura del sistema eléctrico de Petén por medio de la interconexión al SNI con las líneas de 69 kV Chisec a Sta. Elena y Sta Elena a Poptún, será necesaria la consideración de generación forzada local para mantener los niveles mínimos de calidad de energía en la banda horaria de demanda máxima.

RECOMENDACIONES

1. La compensación reactiva propuesta eleva los voltajes críticos en el nivel de tensión de 69 kV a un valor de 1 p.u., para la demanda máxima proyectada, por lo que será necesario realizar estudios más detallados y periódicos que permitan determinar los montos de compensación reactiva necesarios para mantener niveles de tensión adecuados en las bandas horarias de demanda mínima, media, y contingencias *n-1*.
2. En el presente trabajo se han realizado estudios en estado estable del SNI para las contingencias propuestas. Por lo que será necesario desarrollar estudios de dinámica que permitan analizar contingencias con mayor detalle.
3. Es de suma importancia que los trabajos de ampliación de la red principal de transporte de la zona oriental, consistente en la construcción de la línea de 230 kV que partirá de la subestación Guate Este a la subestación La Vega 2 y que continuará hacia la subestación de transformación 230/138 kV en Moyuta y la reconversión del tramo de Rio Grande a Panaluya de 69 a 138 kV sean desarrollados con prontitud, para aumentar la robustez del sistema ante contingencias simples del tipo *n-1* en el área norte y nor-oriental.
4. Con el incremento futuro de la demanda de potencia de la zona nor-oriental, será necesaria la consideración de la reconversión de las principales líneas del área nor-oriental de 69 a 138 kV incluyendo las líneas de Chisec a Sta. Elena y Sta. Elena a Poptún, para satisfacer la demanda del sistema eléctrico de Petén cumpliendo con los niveles mínimos de calidad de energía.

5. En la medida en que se incremente la demanda de potencia del sistema eléctrico de Petén será necesario el incentivar la inversión para la instalación de nuevas plantas generadoras en el área, a fin de contar con generación suficiente en el área que pueda ser convocada para mantener los niveles mínimos de calidad de energía

BIBLIOGRAFÍA

1. Echavarren Cerezo, Francisco Miguel y otros. “El colapso de tensión: causas y soluciones I”. **Anales de mecánica y electricidad.** (España): 54.2006.
2. Echavarren Cerezo, Francisco Miguel y otros. “El colapso de tensión: causas y soluciones II”. **Anales de mecánica y electricidad.** (España): 17.2006.
3. Enriquez Harper, Gilberto. **Elementos de diseño de las instalaciones eléctricas industriales.** 2ª ed. México: Limusa, 2004.
4. Grainger, John J., William D. Stevenson Jr. **Análisis de sistemas de potencia.** México: McGraw-Hill / Interamericana de México, 1996.
5. Jiménez Besoain, Rodrigo Alberto. Metodología de optimización simultánea de energía y servicios complementarios para el despacho económico. Tesis Mgter. en CC. de la Ing. Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 2003.
6. Milano, Federico. Pricing System Security in Electricity Market Models with Inclusion of Voltage Stability. Tesis PhD. in Elect. Eng. Italy, University of Genova, 2003.

7. Murillo Pérez José Luis. Análisis del STATCOM trifásico en estado estacionario y dinámico para la estabilidad de voltaje. Tesis Ma. en CC. México, Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del I.P.N. Unidad Guadalajara, 2005.
8. Repo, Sami. On-line Voltage Stability Assessment of Power System – An Approach of Black-box Modelling. Tesis PhD. Tampere University of Technology, 2001.
9. Saadat, Hadi. **Power System Analysis**. 2^a ed. E.E.U.U.: McGraw-Hill Higher Education, 2002.

APÉNDICES

Apéndice A

Los resultados obtenidos por medio del simulador digital PSS/E para los principales casos analizados en el presente trabajo son presentados en esta sección. Para los casos con la inclusión de Petén se asume una demanda máxima de 16 MW y 7.75 Mvar. Se presenta inicialmente un resumen de la cantidad y tipo de buses analizados, cargas plantas, transformadores, la generación activa y reactiva, la carga activa y reactiva totales del caso, la generación del bus oscilantes entre otros. Los voltajes mostrados corresponden únicamente a la zona 4 área norte y nor-oriental, en cuanto a la generación si se muestra la generación total del SNI, para el caso tratado.

Demanda máxima, época seca sin la inclusión de Petén

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E      SAT, MAY 03 2008   1:55
S.N.I. - GUATEMALA                                  SYSTEM SUMMARY
DEMANDA MAXIMA, MARZO 2008 EPOCA SECA SIN LA INCLUSION DE PETÉN

-----BUSES-----
TOTAL PQ<>0. PQ=0. PE/E PE/Q SWING OTHER  LOADS PLANTS MACHS USED  USED  USED TRANS
    614   149   357   98    0    1    9   233   99  181    2    7    9    0

-----AC BRANCHES-----
TOTAL  RXB    RX   RXT  RX=0.  IN    OUT XFRM  LINES SECTNS 2-TRM N-TRM VSC  DEVS
    708   433   18   253    4   632   76  11    0    0    0    0    0    0

TOTAL GENERATION PQLOAD  I LOAD  Y LOAD  SHUNTS  CHARGING  LOSSES  SWING
MW      1554.8  1471.0    0.0    0.0    0.0    0.0    83.8   42.6
MVAR    435.7   277.9    0.0    0.0  -198.2  254.2   610.2    9.7
    
```

S.N.I. - GUATEMALA

BUS DATA

DEMANDA MAXIMA, MARZO 2008 EPOCA SECA SIN LA INCLUSION DE PETÉN

BUS#	NAME	BSKV	CODE	LOADS	VOLT	ANGLE	S	H	U	N	T	AREA	ZONE	OWNER
1403	COB-69	69.000	1	0	0.9906	-10.6	0.0	0.0	1	4	1			
1404	CQM-69	69.000	1	0	1.0013	-28.0	0.0	0.0	1	4	1			
1406	LES-69	69.000	1	0	1.0199	-15.0	0.0	0.0	1	4	1			
1407	LRU-69	69.000	1	0	1.0194	-22.8	0.0	0.0	1	4	1			
1408	NOV-69	69.000	1	0	0.9903	-19.8	0.0	0.0	1	4	1			
1409	PAN-69	69.000	1	0	1.0120	-27.8	0.0	0.0	1	4	1			
1410	PBA-69	69.000	1	0	1.0322	-18.0	0.0	0.0	1	4	1			
1411	PRO-69	69.000	1	0	0.9835	-19.6	0.0	0.0	1	4	1			
1412	QUE-69	69.000	1	0	1.0061	-26.7	0.0	0.0	1	4	1			
1413	RBO-69	69.000	1	1	1.0264	-21.5	0.0	0.0	1	4	1			
1414	SAN-69	69.000	1	0	0.9879	-20.9	0.0	0.0	1	4	1			
1415	SEL-69	69.000	1	0	0.9957	-14.8	0.0	0.0	1	4	1			
1416	SJU-69	69.000	1	0	1.0109	-7.9	0.0	0.0	1	4	1			
1417	SEC-69	69.000	1	0	1.0348	-4.3	0.0	0.0	1	4	1			
1418	CEL-69	69.000	1	0	0.9869	-24.3	0.0	0.0	1	4	1			
1419	SLM-69	69.000	1	0	0.9878	-15.4	0.0	0.0	1	4	1			
1420	COB-34	34.500	1	1	0.9875	-11.5	0.0	0.0	1	4	4			
1421	LAP-13	13.800	1	1	1.0195	-15.1	0.0	0.0	1	4	4			
1422	PRO-138	138.00	1	0	0.9691	-20.2	0.0	0.0	1	4	1			
1423	CLL-138	138.00	1	0	0.9959	-13.6	0.0	0.0	1	4	1			
1424	GEN-69	69.000	1	1	1.0336	-17.8	0.0	0.0	1	4	1			
1425	LVG-69	69.000	1	0	1.0209	-13.6	0.0	0.0	1	4	1			
1426	REN-69	69.000	1	0	1.0184	-6.8	0.0	0.0	1	4	6			
1427	EST-69	69.000	1	0	1.0155	-24.9	0.0	0.0	1	4	1			
1428	EJI-69	69.000	2	0	1.0006	-21.4	0.0	0.0	1	4	1			
1429	CHS-69	69.000	1	0	0.9906	-12.4	0.0	0.0	1	4	1			
1430	JAL-69	69.000	2	0	1.0003	-25.3	0.0	0.0	1	4	1			
1431	RIO-69	69.000	1	0	1.0167	-24.6	0.0	0.0	1	4	1			
1432	MYE-69	69.000	1	0	1.0117	-27.2	0.0	0.0	1	4	1			
1433	RAN-69	69.000	1	0	0.9814	-23.7	0.0	0.0	1	4	1			
1434	MOY-138	138.00	1	0	0.9792	-17.7	0.0	0.0	1	4	1			
1435	SCR-69	69.000	1	0	1.0098	-26.9	0.0	0.0	1	4	1			
1436	PAS-69	69.000	1	1	1.0110	-26.7	0.0	0.0	1	4	1			
1437	PVE-69	69.000	1	1	1.0231	-13.3	0.0	0.0	1	4	1			
1438	LAP-69	69.000	1	0	1.0193	-13.8	0.0	0.0	1	4	1			
1439	LAP-69D	69.000	1	0	1.0207	-13.6	0.0	0.0	1	4	1			
1441	SLM-13	13.800	1	1	1.0073	-18.1	0.0	0.0	1	4	4			
1442	POP-69	69.000	1	0	1.0007	-27.3	0.0	0.0	1	4	1			
1443	MAT-69	69.000	2	0	1.0004	-26.4	0.0	0.0	1	4	1			
1445	IPA-138	138.00	1	0	0.9565	-22.0	0.0	0.0	1	4	1			
1449	MTZ-69	69.000	1	0	1.0054	-12.0	0.0	0.0	1	4	6			

1450	CLL-13	13.800	1	1	0.9865	-15.6	0.0	0.0	1	4	4
1451	SEL-13	13.800	1	1	1.0130	-16.3	0.0	0.0	1	4	4
1452	SJU-13	13.200	1	1	1.0080	-13.6	0.0	0.0	1	4	4
1453	COB-13	13.800	1	1	1.0024	-15.5	0.0	0.0	1	4	4
1454	SEC-13	13.800	1	1	0.9968	-4.9	0.0	0.0	1	4	4
1455	PAN-13	13.800	1	1	1.0238	-30.2	0.0	0.0	1	4	4
1456	PAN-34	34.500	1	1	1.0067	-29.6	0.0	0.0	1	4	4
1457	QOM-34	34.500	1	1	1.0036	-29.9	0.0	0.0	1	4	4
1458	IPA-13	13.800	1	1	1.0148	-23.2	0.0	0.0	1	4	4
1459	LES-13	13.800	1	1	1.0331	-17.4	0.0	0.0	1	4	4
1460	LRU-341	34.500	1	1	1.0143	-24.8	0.0	0.0	1	4	4
1462	PRO-13	13.800	1	1	0.9731	-24.4	0.0	0.0	1	4	4
1463	QUE-13	13.800	1	1	1.0083	-27.8	0.0	0.0	1	4	4
1464	QUE-34	34.500	1	1	0.9968	-29.5	0.0	0.0	1	4	4
1465	SAN-13	13.800	1	1	1.0014	-23.6	0.0	0.0	1	4	4
1466	SAN-34	34.500	1	1	1.0115	-21.7	0.0	0.0	1	4	4
1467	PBA-131	13.800	1	1	1.0226	-20.2	0.0	0.0	1	4	4
1468	PBA-132	13.800	1	1	1.0087	-20.5	0.0	0.0	1	4	7
1469	ZCA-69	69.000	1	0	1.0069	-28.1	0.0	0.0	1	4	1
1470	EJI-13	13.800	1	1	1.0223	-24.3	0.0	0.0	1	4	4
1471	CHS-34	34.500	1	1	1.0008	-13.8	0.0	0.0	1	4	4
1472	MYE-34	34.500	1	1	1.0064	-28.3	0.0	0.0	1	4	4
1473	RAN-34	34.000	1	1	1.0096	-29.5	0.0	0.0	1	4	4
1474	MOY-13	13.800	1	1	0.9801	-18.4	0.0	0.0	1	4	4
1475	RIO-34	34.000	1	1	1.0118	-25.6	0.0	0.0	1	4	4
1476	JAL-34	34.000	1	1	1.0175	-29.8	0.0	0.0	1	4	4
1477	POP-34	34.500	1	1	0.9961	-29.7	0.0	0.0	1	4	4
1478	LVG-13	13.800	1	1	1.0213	-13.8	0.0	0.0	1	4	1
1479	ZCA-13	13.800	1	1	1.0242	-31.8	0.0	0.0	1	4	1
1482	MAT-13	13.800	1	1	0.9841	-28.9	0.0	0.0	1	4	4
1483	MTZ-13	13.800	1	0	1.0351	-7.4	0.0	0.0	1	4	6
1484	SIS-13	13.800	1	0	1.0359	-7.3	0.0	0.0	1	4	6
1487	MYE-13	13.800	1	1	1.0044	-29.1	0.0	0.0	1	4	1
1488	JAL-13	13.800	1	1	1.0270	-29.5	0.0	0.0	1	4	1
1489	EST-13	13.800	1	1	1.0260	-25.3	0.0	0.0	1	4	1
1490	TEC-691	69.000	1	0	1.0072	-26.6	0.0	0.0	1	4	1
1491	TEC-692	69.000	1	0	1.0080	-26.7	0.0	0.0	1	4	1
1492	IAT-69	69.000	1	1	1.0076	-26.7	0.0	0.0	1	4	9
1493	RGR-138	138.00	1	0	0.9533	-22.5	0.0	0.0	1	4	1
1494	RGR-69	69.000	1	0	1.0069	-26.6	0.0	0.0	1	4	1
1495	PET-69	69.000	4	0	1.1453	-17.9	0.0	0.0	1	4	1
1496	PET-34	34.500	4	1	1.0412	-17.9	0.0	0.0	1	4	1
1667	CGP-69	69.000	2	2	0.9902	-19.8	0.0	0.0	1	4	6
1687	PVE-13	13.800	2	2	1.0290	-10.1	0.0	0.0	1	4	6
1690	CND-H	6.6000	2	0	1.0350	-3.3	0.0	0.0	1	4	7

1712	CND-69	69.000	1	0	1.0356	-4.2	0.0	0.0	1	4	7
1713	TFM-691	69.000	1	0	0.9986	-25.8	0.0	0.0	1	4	1
1714	TFM-692	69.000	1	0	0.9997	-25.9	0.0	0.0	1	4	1
1715	TFM-69	69.000	1	1	0.9991	-25.8	0.0	0.0	1	4	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SAT, MAY 03 2008 1:55

S.N.I. - GUATEMALA

DEMANDA MAXIMA, MARZO 2008 EPOCA SECA SIN LA INCLUSION DE PETÉN

GENERATOR SUMMARY:

# MACH											
BUS	NAME	BSVLT	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	REM
1324	TEJ-69	69.0	1 0	2	0.0	7.4	7.4	7.4	1.0000	1.0010	
1325	IXH-69	69.0	1 0	2	0.0	4.5	4.5	4.5	1.0000	1.0019	
1327	IXY-69	69.0	1 0	2	0.0	7.4	7.4	7.4	1.0000	1.0017	
1428	EJI-69	69.0	1 0	2	0.0	9.4	9.4	9.4	1.0000	1.0006	
1430	JAL-69	69.0	1 0	2	0.0	13.6	13.6	13.6	1.0000	1.0003	
1443	MAT-69	69.0	1 0	2	0.0	4.1	4.1	4.1	1.0000	1.0004	
1601	CHX-H1	13.8	1 0	3	42.6	9.7	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1602	CHX-H2	13.8	1 0	2	53.0	10.5	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1603	CHX-H3	13.8	1 0	2	53.0	10.5	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1604	CHX-H4	13.8	1 0	2	53.0	10.5	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1606	AGU-H1	10.0	1 0	2	20.0	7.4	10.0	-10.0	1.0350	1.0350	
1607	AGU-H2	10.0	1 0	2	29.0	8.2	10.0	-10.0	1.0350	1.0350	
1608	AGU-H3	10.0	1 0	2	29.0	8.2	10.0	-10.0	1.0350	1.0350	
1609	JUR-H1	13.8	1 0	2	19.0	4.5	5.0	-5.0	1.0350	1.0350	
1610	JUR-H2	13.8	1 0	2	19.0	4.5	5.0	-5.0	1.0350	1.0350	
1611	JUR-H3	13.8	1 0	2	19.0	4.5	5.0	-5.0	1.0350	1.0350	
1612	LES-H	6.90	2 0	2	13.6	3.0	4.0	-2.0	1.0350	1.0350	
1613	RBO-H	4.16	1 0	2	9.7	0.8	5.0	-2.0	1.0350	1.0350	
1614	SMA-H	2.30	2 1	2	4.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0404	
1616	POR-H	2.30	1 0	2	1.8	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9794	
1621	ENR-B3	13.8	4 0	2	69.6	15.0	40.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1623	ENR-B3B	13.8	3 0	2	52.2	14.0	30.0	-15.0	1.0350	1.0350	
1630	ENR-B1	13.8	10 0	2	57.0	11.8	15.0	5.0	1.0350	1.0350	
1631	ENR-B2	13.8	10 0	2	57.0	11.8	15.0	5.0	1.0350	1.0350	
1632	SID-B	13.2	10 0	2	35.0	1.1	20.0	0.0	1.0350	1.0350	
1635	CON-B	13.8	1 0	2	24.3	4.6	8.0	0.0	1.0250	1.0250	
1636	LUN-B	13.8	1 0	2	29.1	0.0	5.0	0.0	1.0250	1.0344	
1637	MAG-B	13.8	1 0	2	10.7	1.8	5.0	0.0	1.0250	1.0250	
1638	MTI-B	13.8	1 0	2	19.4	0.0	6.0	0.0	1.0250	1.0259	
1639	PNT-B	13.8	1 0	2	34.0	3.5	5.0	0.0	1.0250	1.0250	
1640	SAA-B	13.8	1 0	2	34.0	3.6	10.0	0.0	1.0250	1.0250	
1641	TDL-B1	13.8	5 0	2	32.5	2.8	15.6	0.0	1.0350	1.0350	
1642	GEN-B1	13.8	2 0	2	20.1	1.1	10.0	0.0	1.0350	1.0350	
1643	GEN-B2	13.8	2 0	2	20.1	1.1	10.0	0.0	1.0350	1.0350	

1644	ZUN-G	13.2	5	2	2	17.5	2.6	10.0	-10.0	1.0250	1.0250
1645	SEC-H	6.60	1	0	2	7.7	0.4	10.0	-5.0	1.0350	1.0350
1646	PAS-H1	4.16	1	0	2	4.0	1.0	1.0	-1.0	1.0350	1.0206
1647	PAS-H2	4.16	1	0	2	4.0	1.0	1.0	-1.0	1.0350	1.0206
1648	LPA-B	13.8	5	0	2	63.1	32.4	36.0	0.0	1.0350	1.0350
1651	SJO-C	13.8	1	0	2	128.5	23.4	64.0	-30.0	1.0350	1.0350
1652	PVE-H1	4.16	1	0	2	3.5	0.6	1.0	-1.0	1.0350	1.0350
1653	PVE-H2	4.16	1	0	2	3.5	0.6	1.0	-1.0	1.0350	1.0350
1654	TUL-B12	12.0	1	1	2	11.1	1.1	9.9	0.0	1.0200	1.0200
1656	REN-H1	6.90	1	0	2	15.0	2.8	11.9	0.0	1.0350	1.0350
1659	ARI-O1	13.8	3	0	2	45.9	6.2	36.0	-21.0	1.0350	1.0350
1660	ARI-O2	13.8	4	0	2	60.0	7.1	48.0	-28.0	1.0350	1.0350
1661	ARI-O3	13.8	3	0	2	45.0	6.2	36.0	-21.0	1.0350	1.0350
1662	LVA-H1	13.8	1	0	2	19.0	4.2	15.0	0.0	1.0350	1.0350
1663	LVA-H2	13.8	1	1	2	19.0	4.2	15.0	0.0	1.0350	1.0350
1664	MTZ-H	4.16	1	0	2	11.0	6.1	6.4	0.0	1.0350	1.0350
1665	SIS-H	4.16	1	1	2	1.5	0.0	0.8	0.0	1.0350	1.0359
1666	CAN-H1	13.8	1	0	2	23.0	2.6	12.5	0.0	1.0250	1.0250
1667	CGP-69	69.0	4	2	2	15.2	8.0	8.0	0.0	1.0350	0.9902
1668	ELG-B	13.8	2	2	2	15.0	1.5	11.2	0.0	1.0350	1.0350
1669	TDL-B2	13.8	3	3	2	17.0	1.6	13.4	0.0	1.0350	1.0350
1670	CAN-H2	13.8	1	0	2	23.0	2.6	12.5	0.0	1.0250	1.0250
1672	PNT-B2	13.8	1	0	2	13.6	1.5	15.0	0.0	1.0250	1.0250
1674	REC-H	13.8	2	0	2	28.3	0.7	18.1	-14.5	1.0250	1.0250
1676	MTO-H	13.8	2	0	2	13.0	-7.4	8.0	-7.5	1.0100	1.0100
1686	GEC-B	13.8	2	0	2	15.3	6.5	11.8	-6.9	1.0350	1.0350
1688	MAG-B3	13.8	1	0	2	15.6	0.2	18.0	0.0	1.0150	1.0150
1689	TND-B	13.8	1	0	2	10.0	1.4	8.4	0.0	1.0250	1.0250
1690	CND-H	6.60	1	0	2	1.7	0.0	2.0	-1.0	1.0350	1.0350
1691	ORT-G	12.5	3	0	2	18.0	3.2	18.9	0.0	1.0250	1.0250
1699	MAG-B4	13.8	1	0	2	26.0	4.6	25.0	0.0	1.0250	1.0250
12008	ANT-691	69.0	1	0	2	0.0	18.2	18.2	18.2	1.0000	1.0004
12145	PRT-69	69.0	1	0	2	0.0	19.3	19.3	19.3	1.0000	1.0001
12506	BAR-13	13.8	1	0	2	0.0	22.6	22.6	22.6	1.0000	1.0006
12523	LFL-13	13.8	1	0	2	0.0	10.3	10.3	10.3	1.0000	1.0001
12527	MCR-13	13.8	1	0	2	0.0	9.0	9.0	9.0	1.0000	1.0006
12532	NOR-13	13.8	1	0	2	0.0	7.6	7.6	7.6	1.0000	1.0005
12544	SMM-13	13.8	1	0	2	0.0	9.4	9.4	9.4	1.0000	1.0006
12557	SJS-13	13.8	1	0	2	0.0	11.9	11.9	11.9	1.0000	1.0005
SUBSYSTEM TOTALS						1554.7	435.7	1005.0	-148.2	MVABASE=	2391

Demanda máxima, época seca con la inclusión de Petén

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SAT, MAY 03 2008 2:03
 S.N.I. - GUATEMALA SYSTEM SUMMARY
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2008 EPOCA SECA CON LA INCLUSION DE PETÉN

```

-----BUSES-----
TOTAL PQ<>0. PQ=0. PE/E PE/Q SWING OTHER LOADS PLANTS MACHS USED USED USED TRANS
  614  149  356   51   50    1    7   233  104  185    2    7    9    0

-----AC BRANCHES----- 3WND MULTI-SECTION X---DC LINES--X FACTS
TOTAL   RXB    RX   RXT  RX=0.   IN    OUT XFRM  LINES SECTNS 2-TRM N-TRM VSC  DEVS
  708   433    18   253    4   635    73   11    0    0    0    0    0    0

TOTAL GENERATION PQLOAD   I LOAD   Y LOAD   SHUNTS  CHARGING  LOSSES   SWING
MW          1569.9  1487.0    0.0    0.0    0.0    0.0    83.0   34.8
MVAR        428.2   285.6    0.0    0.0  -200.0   259.4   602.0    8.3
  
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SAT, MAY 03 2008 2:04
 S.N.I. - GUATEMALA BUS DATA
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2008 EPOCA SECA CON LA INCLUSION DE PETÉN

BUS#	NAME	BSKV	CODE	LOADS	VOLT	ANGLE	S	H	U	N	T	AREA	ZONE	OWNER
1403	COB-69	69.000	1	0	1.0058	-11.3	0.0	0.0	1	4	1			
1404	COM-69	69.000	1	0	1.0146	-25.8	0.0	0.0	1	4	1			
1406	LES-69	69.000	1	0	1.0215	-13.5	0.0	0.0	1	4	1			
1407	LRU-69	69.000	1	0	1.0269	-18.5	0.0	0.0	1	4	1			
1408	NOV-69	69.000	1	0	0.9962	-18.6	0.0	0.0	1	4	1			
1409	PAN-69	69.000	1	0	1.0230	-25.4	0.0	0.0	1	4	1			
1410	PBA-69	69.000	1	0	1.0345	-13.7	0.0	0.0	1	4	1			
1411	PRO-69	69.000	1	0	0.9852	-18.0	0.0	0.0	1	4	1			
1412	QUE-69	69.000	1	0	1.0209	-24.7	0.0	0.0	1	4	1			
1413	RBO-69	69.000	1	1	1.0321	-17.3	0.0	0.0	1	4	1			
1414	SAN-69	69.000	1	0	0.9946	-19.6	0.0	0.0	1	4	1			
1415	SEL-69	69.000	1	0	1.0015	-13.8	0.0	0.0	1	4	1			
1416	SJU-69	69.000	1	0	1.0168	-7.5	0.0	0.0	1	4	1			
1417	SEC-69	69.000	1	0	1.0366	-3.8	0.0	0.0	1	4	1			
1418	CEL-69	69.000	1	0	0.9957	-22.6	0.0	0.0	1	4	1			
1419	SLM-69	69.000	1	0	0.9936	-14.4	0.0	0.0	1	4	1			
1420	COB-34	34.500	1	1	1.0027	-12.1	0.0	0.0	1	4	4			
1421	LAP-13	13.800	1	1	1.0218	-13.7	0.0	0.0	1	4	4			
1422	PRO-138	138.00	1	0	0.9706	-18.6	0.0	0.0	1	4	1			
1423	CLL-138	138.00	1	0	0.9977	-12.2	0.0	0.0	1	4	1			

1424	GEN-69	69.000	1	1	1.0359	-13.5	0.0	0.0	1	4	1
1425	LVG-69	69.000	1	0	1.0232	-12.1	0.0	0.0	1	4	1
1426	REN-69	69.000	1	0	1.0236	-6.4	0.0	0.0	1	4	6
1427	EST-69	69.000	1	0	1.0295	-20.1	0.0	0.0	1	4	1
1428	EJI-69	69.000	-2	0	1.0023	-19.8	0.0	0.0	1	4	1
1429	CHS-69	69.000	-2	0	1.0317	-15.6	0.0	0.0	1	4	1
1430	JAL-69	69.000	-2	0	1.0069	-23.9	0.0	0.0	1	4	1
1431	RIO-69	69.000	1	0	1.0306	-19.8	0.0	0.0	1	4	1
1432	MYE-69	69.000	1	0	1.0213	-24.3	0.0	0.0	1	4	1
1433	RAN-69	69.000	1	0	0.9896	-22.1	0.0	0.0	1	4	1
1434	MOY-138	138.00	1	0	0.9810	-16.2	0.0	0.0	1	4	1
1435	SCR-69	69.000	1	0	1.0204	-24.6	0.0	0.0	1	4	1
1436	PAS-69	69.000	1	1	1.0216	-24.5	0.0	0.0	1	4	1
1437	PVE-69	69.000	1	1	1.0252	-11.8	0.0	0.0	1	4	1
1438	LAP-69	69.000	1	0	1.0215	-12.3	0.0	0.0	1	4	1
1439	LAP-69D	69.000	1	0	1.0229	-12.2	0.0	0.0	1	4	1
1441	SLM-13	13.800	1	1	1.0133	-17.1	0.0	0.0	1	4	4
1442	POP-69	69.000	1	0	1.0287	-21.2	0.0	0.0	1	4	1
1443	MAT-69	69.000	-2	0	1.0070	-25.0	0.0	0.0	1	4	1
1445	IPA-138	138.00	1	0	0.9576	-20.4	0.0	0.0	1	4	1
1449	MTZ-69	69.000	1	0	1.0105	-11.1	0.0	0.0	1	4	6
1450	CLL-13	13.800	1	1	0.9884	-14.2	0.0	0.0	1	4	4
1451	SEL-13	13.800	1	1	1.0189	-15.3	0.0	0.0	1	4	4
1452	SJU-13	13.200	1	1	1.0145	-13.1	0.0	0.0	1	4	4
1453	COB-13	13.800	1	1	1.0118	-16.0	0.0	0.0	1	4	4
1454	SEC-13	13.800	1	1	0.9986	-4.3	0.0	0.0	1	4	4
1455	PAN-13	13.800	1	1	1.0092	-27.8	0.0	0.0	1	4	4
1456	PAN-34	34.500	1	1	1.0178	-27.1	0.0	0.0	1	4	4
1457	CQM-34	34.500	1	1	1.0172	-27.7	0.0	0.0	1	4	4
1458	IPA-13	13.800	1	1	1.0160	-21.6	0.0	0.0	1	4	4
1459	LES-13	13.800	1	1	1.0348	-15.9	0.0	0.0	1	4	4
1460	LRU-341	34.500	1	1	1.0219	-20.6	0.0	0.0	1	4	4
1462	PRO-13	13.800	1	1	0.9747	-22.8	0.0	0.0	1	4	4
1463	QUE-13	13.800	1	1	1.0234	-25.8	0.0	0.0	1	4	4
1464	QUE-34	34.500	1	1	1.0120	-27.5	0.0	0.0	1	4	4
1465	SAN-13	13.800	1	1	1.0085	-22.2	0.0	0.0	1	4	4
1466	SAN-34	34.500	1	1	1.0184	-20.3	0.0	0.0	1	4	4
1467	PBA-131	13.800	1	1	1.0250	-15.9	0.0	0.0	1	4	4
1468	PBA-132	13.800	1	1	1.0110	-16.2	0.0	0.0	1	4	7
1469	ZCA-69	69.000	1	0	1.0189	-25.7	0.0	0.0	1	4	1
1470	EJI-13	13.800	1	1	1.0241	-22.7	0.0	0.0	1	4	4
1471	CHS-34	34.500	1	1	1.0177	-17.0	0.0	0.0	1	4	4
1472	MYE-34	34.500	1	1	1.0161	-25.4	0.0	0.0	1	4	4
1473	RAN-34	34.000	1	1	1.0187	-27.8	0.0	0.0	1	4	4
1474	MOY-13	13.800	1	1	0.9819	-16.9	0.0	0.0	1	4	4

1475	RIO-34	34.000	1	1	1.0136	-20.8	0.0	0.0	1	4	4
1476	JAL-34	34.000	1	1	1.0115	-28.5	0.0	0.0	1	4	4
1477	POP-34	34.500	1	1	1.0242	-23.4	0.0	0.0	1	4	4
1478	LVG-13	13.800	1	1	1.0235	-12.4	0.0	0.0	1	4	1
1479	ZCA-13	13.800	1	1	1.0369	-29.4	0.0	0.0	1	4	1
1482	MAT-13	13.800	1	1	0.9908	-27.5	0.0	0.0	1	4	4
1483	MTZ-13	13.800	1	0	1.0351	-6.6	0.0	0.0	1	4	6
1484	SIS-13	13.800	1	0	1.0359	-6.4	0.0	0.0	1	4	6
1487	MYE-13	13.800	1	1	1.0142	-26.2	0.0	0.0	1	4	1
1488	JAL-13	13.800	1	1	1.0201	-28.2	0.0	0.0	1	4	1
1489	EST-13	13.800	1	1	1.0402	-20.5	0.0	0.0	1	4	1
1490	TEC-691	69.000	1	0	1.0177	-24.4	0.0	0.0	1	4	1
1491	TEC-692	69.000	1	0	1.0185	-24.5	0.0	0.0	1	4	1
1492	IAT-69	69.000	1	1	1.0181	-24.5	0.0	0.0	1	4	9
1493	RGR-138	138.00	1	0	0.9543	-20.8	0.0	0.0	1	4	1
1494	RGR-69	69.000	1	0	1.0218	-24.6	0.0	0.0	1	4	1
1495	PET-69	69.000	-2	0	1.0350	-19.8	0.0	0.0	1	4	1
1496	PET-34	34.500	2	1	1.0088	-20.4	0.0	0.0	1	4	1
1667	CGP-69	69.000	-2	2	0.9961	-18.6	0.0	0.0	1	4	6
1687	PVE-13	13.800	-2	2	1.0298	-8.7	0.0	0.0	1	4	6
1690	CND-H	6.6000	2	0	1.0350	-2.8	0.0	0.0	1	4	7
1712	CND-69	69.000	1	0	1.0371	-3.7	0.0	0.0	1	4	7
1713	TFM-691	69.000	1	0	1.0085	-23.7	0.0	0.0	1	4	1
1714	TFM-692	69.000	1	0	1.0096	-23.8	0.0	0.0	1	4	1
1715	TFM-69	69.000	1	1	1.0090	-23.8	0.0	0.0	1	4	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SAT, MAY 03 2008 2:04

S.N.I. - GUATEMALA

DEMANDA MAXIMA, MARZO 2008 EPOCA SECA CON LA INCLUSION DE PETÉN

GENERATOR SUMMARY:

# MACH											
BUS	NAME	BSVLT	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	REM
1324	TEJ-69	69.0	1	0	-2	0.0	7.4	7.4	7.4	1.0000	1.0058
1325	IXH-69	69.0	1	0	-2	0.0	4.5	4.5	4.5	1.0000	1.0087
1327	IXY-69	69.0	1	0	-2	0.0	7.4	7.4	7.4	1.0000	1.0086
1428	EJI-69	69.0	1	0	-2	0.0	9.4	9.4	9.4	1.0000	1.0023
1429	CHS-69	69.0	1	0	-2	0.0	3.6	3.6	3.6	1.0000	1.0317
1430	JAL-69	69.0	1	0	-2	0.0	13.6	13.6	13.6	1.0000	1.0069
1443	MAT-69	69.0	1	0	-2	0.0	4.1	4.1	4.1	1.0000	1.0070
1495	PET-69	69.0	1	0	-2	0.0	2.4	2.4	2.4	1.0350	1.0350
1496	PET-34	34.5	1	0	2	13.0	5.7	6.0	0.0	1.0350	1.0350 1495
1601	CHX-H1	13.8	1	0	3	34.8	8.3	29.0	-20.0	1.0350	1.0350
1602	CHX-H2	13.8	1	0	2	53.0	9.7	29.0	-20.0	1.0350	1.0350
1603	CHX-H3	13.8	1	0	2	53.0	9.7	29.0	-20.0	1.0350	1.0350

1604	CHX-H4	13.8	1	0	2	53.0	9.7	29.0	-20.0	1.0350	1.0350
1606	AGU-H1	10.0	1	0	2	20.0	7.0	10.0	-10.0	1.0350	1.0350
1607	AGU-H2	10.0	1	0	2	29.0	7.8	10.0	-10.0	1.0350	1.0350
1608	AGU-H3	10.0	1	0	2	29.0	7.8	10.0	-10.0	1.0350	1.0350
1609	JUR-H1	13.8	1	0	2	19.0	4.0	5.0	-5.0	1.0350	1.0350
1610	JUR-H2	13.8	1	0	2	19.0	4.0	5.0	-5.0	1.0350	1.0350
1611	JUR-H3	13.8	1	0	2	19.0	4.0	5.0	-5.0	1.0350	1.0350
1612	LES-H	6.90	2	0	2	13.6	2.7	4.0	-2.0	1.0350	1.0350
1613	RBO-H	4.16	1	0	2	9.7	0.1	5.0	-2.0	1.0350	1.0350
1614	SMA-H	2.30	2	1	-2	4.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0413
1616	POR-H	2.30	1	0	-2	1.8	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9819
1621	ENR-B3	13.8	4	0	2	69.6	14.4	40.0	-20.0	1.0350	1.0350
1623	ENR-B3B	13.8	3	0	2	52.2	13.4	30.0	-15.0	1.0350	1.0350
1630	ENR-B1	13.8	10	0	2	57.0	11.4	15.0	5.0	1.0350	1.0350
1631	ENR-B2	13.8	10	0	2	57.0	11.4	15.0	5.0	1.0350	1.0350
1632	SID-B	13.2	10	0	2	35.0	0.7	20.0	0.0	1.0350	1.0350
1635	CON-B	13.8	1	0	2	24.3	4.5	8.0	0.0	1.0250	1.0250
1636	LUN-B	13.8	1	0	-2	29.1	0.0	5.0	0.0	1.0250	1.0359
1637	MAG-B	13.8	1	0	2	10.7	1.7	5.0	0.0	1.0250	1.0250
1638	MTI-B	13.8	1	0	-2	19.4	0.0	6.0	0.0	1.0250	1.0274
1639	PNT-B	13.8	1	0	2	34.0	3.0	5.0	0.0	1.0250	1.0250
1640	SAA-B	13.8	1	0	2	34.0	3.4	10.0	0.0	1.0250	1.0250
1641	TDL-B1	13.8	5	0	2	32.5	2.3	15.6	0.0	1.0350	1.0350
1642	GEN-B1	13.8	2	0	2	20.1	0.4	10.0	0.0	1.0350	1.0350
1643	GEN-B2	13.8	2	0	2	20.1	0.4	10.0	0.0	1.0350	1.0350
1644	ZUN-G	13.2	5	2	2	17.5	2.0	10.0	-10.0	1.0250	1.0250
1645	SEC-H	6.60	1	0	2	7.7	0.0	10.0	-5.0	1.0350	1.0350
1646	PAS-H1	4.16	1	0	-2	4.0	1.0	1.0	-1.0	1.0350	1.0311
1647	PAS-H2	4.16	1	0	-2	4.0	1.0	1.0	-1.0	1.0350	1.0311
1648	LPA-B	13.8	5	0	2	63.1	31.5	36.0	0.0	1.0350	1.0350
1651	SJO-C	13.8	1	0	2	128.5	22.1	64.0	-30.0	1.0350	1.0350
1652	PVE-H1	4.16	1	0	2	3.5	0.5	1.0	-1.0	1.0350	1.0350
1653	PVE-H2	4.16	1	0	2	3.5	0.5	1.0	-1.0	1.0350	1.0350
1654	TUL-B12	12.0	1	1	2	11.1	0.9	9.9	0.0	1.0200	1.0200
1656	REN-H1	6.90	1	0	2	15.0	2.2	11.9	0.0	1.0350	1.0350
1659	ARI-O1	13.8	3	0	2	45.9	5.6	36.0	-21.0	1.0350	1.0350
1660	ARI-O2	13.8	4	0	2	60.0	6.4	48.0	-28.0	1.0350	1.0350
1661	ARI-O3	13.8	3	0	2	45.0	5.6	36.0	-21.0	1.0350	1.0350
1662	LVA-H1	13.8	1	0	2	19.0	3.8	15.0	0.0	1.0350	1.0350
1663	LVA-H2	13.8	1	1	2	19.0	3.8	15.0	0.0	1.0350	1.0350
1664	MTZ-H	4.16	1	0	2	11.0	5.2	6.4	0.0	1.0350	1.0350
1665	SIS-H	4.16	1	1	-2	1.5	0.0	0.8	0.0	1.0350	1.0359
1666	CAN-H1	13.8	1	0	2	23.0	2.2	12.5	0.0	1.0250	1.0250
1667	CGP-69	69.0	4	2	-2	15.2	8.0	8.0	0.0	1.0350	0.9961
1668	ELG-B	13.8	2	2	2	15.0	1.1	11.2	0.0	1.0350	1.0350

1669	TDL-B2	13.8	3	3	2	17.0	1.2	13.4	0.0	1.0350	1.0350
1670	CAN-H2	13.8	1	0	2	23.0	2.2	12.5	0.0	1.0250	1.0250
1672	PNT-B2	13.8	1	0	2	13.6	1.2	15.0	0.0	1.0250	1.0250
1674	REC-H	13.8	2	0	2	28.3	0.3	18.1	-14.5	1.0250	1.0250
1676	MTO-H	13.8	2	0	-2	13.0	-7.5	8.0	-7.5	1.0100	1.0102
1686	GEC-B	13.8	2	0	2	15.3	2.8	11.8	-6.9	1.0350	1.0350
1688	MAG-B3	13.8	1	0	2	15.6	0.1	18.0	0.0	1.0150	1.0150
1689	TND-B	13.8	1	0	2	10.0	1.3	8.4	0.0	1.0250	1.0250
1690	CND-H	6.60	1	0	2	1.7	-0.2	2.0	-1.0	1.0350	1.0350
1691	ORT-G	12.5	3	0	2	18.0	2.7	18.9	0.0	1.0250	1.0250
1692	GEC-B2	13.8	1	1	2	10.0	8.2	10.0	-5.0	1.0350	1.0350
1699	MAG-B4	13.8	1	0	2	26.0	4.3	25.0	0.0	1.0250	1.0250
12008	ANT-691	69.0	1	0	-2	0.0	18.2	18.2	18.2	1.0000	1.0012
12145	PRT-69	69.0	1	0	-2	0.0	19.3	19.3	19.3	1.0000	1.0010
12506	BAR-13	13.8	1	0	-2	0.0	22.6	22.6	22.6	1.0000	1.0040
12523	LFL-13	13.8	1	0	-2	0.0	10.3	10.3	10.3	1.0000	1.0037
12527	MCR-13	13.8	1	0	-2	0.0	9.0	9.0	9.0	1.0000	1.0035
12532	NOR-13	13.8	1	0	-2	0.0	7.6	7.6	7.6	1.0000	1.0040
12544	SMM-13	13.8	1	0	-2	0.0	9.4	9.4	9.4	1.0000	1.0014
12557	SJS-13	13.8	1	0	-2	0.0	11.9	11.9	11.9	1.0000	1.0030
SUBSYSTEM TOTALS						1569.9	428.2	1027.0	-147.2	MVABASE=	2444.2

Demanda máxima, época lluviosa sin la inclusión de Petén

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SAT, MAY 03 2008 2:08
S.N.I. - GUATEMALA SYSTEM SUMMARY
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2008 EPOCA LLUVIOSA SIN LA INCLUSION DE PETÉN

```

-----BUSES-----
TOTAL PQ<>0. PQ=0. PE/E PE/Q SWING OTHER LOADS PLANTS MACHS USED USED USED TRANS
   614   149   356    45    54     1     9   233  100  182    2    7    9    0

-----AC BRANCHES----- 3WND MULTI-SECTION X---DC LINES--X FACTS
TOTAL   RXB     RX    RXT   RX=0.   IN    OUT XFRM  LINES SECTNS 2-TRM N-TRM VSC  DEVS
   708   433    18   253     4   632    76  11     0     0     0     0     0     0

TOTAL GENERATION PQLOAD   I LOAD   Y LOAD   SHUNTS  CHARGING  LOSSES   SWING
MW      1528.6  1446.2    0.0    0.0     0.0     0.0    82.3   45.1
MVAR    419.0   272.8    0.0    0.0   -198.0   254.9   599.2    7.6

```

S.N.I. - GUATEMALA

BUS DATA

DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2008 EPOCA LLUVIOSA SIN LA INCLUSION DE PETÉN

BUS#	NAME	BSKV	CODE	LOADS	VOLT	ANGLE	S	H	U	N	T	AREA	ZONE	OWNER
1403	COB-69	69.000	1	0	0.9898	-8.2	0.0	0.0	1	4	1			
1404	COM-69	69.000	1	0	1.0095	-27.9	0.0	0.0	1	4	1			
1406	LES-69	69.000	1	0	1.0243	-16.0	0.0	0.0	1	4	1			
1407	LRU-69	69.000	1	0	1.0221	-21.5	0.0	0.0	1	4	1			
1408	NOV-69	69.000	1	0	0.9944	-20.1	0.0	0.0	1	4	1			
1409	PAN-69	69.000	1	0	1.0193	-27.4	0.0	0.0	1	4	1			
1410	PBA-69	69.000	1	0	1.0334	-16.7	0.0	0.0	1	4	1			
1411	PRO-69	69.000	1	0	0.9905	-20.9	0.0	0.0	1	4	1			
1412	QUE-69	69.000	1	0	1.0145	-27.1	0.0	0.0	1	4	1			
1413	RBO-69	69.000	1	1	1.0286	-20.2	0.0	0.0	1	4	1			
1414	SAN-69	69.000	1	0	0.9914	-20.9	0.0	0.0	1	4	1			
1415	SEL-69	69.000	1	0	0.9950	-14.1	0.0	0.0	1	4	1			
1416	SJU-69	69.000	1	0	1.0095	-5.5	0.0	0.0	1	4	1			
1417	SEC-69	69.000	1	0	1.0371	2.0	0.0	0.0	1	4	1			
1418	CEL-69	69.000	1	0	0.9924	-24.1	0.0	0.0	1	4	1			
1419	SLM-69	69.000	1	0	0.9873	-14.7	0.0	0.0	1	4	1			
1420	COB-34	34.500	1	1	0.9866	-9.1	0.0	0.0	1	4	4			
1421	LAP-13	13.800	1	1	1.0240	-16.1	0.0	0.0	1	4	4			
1422	PRO-138	138.00	1	0	0.9774	-21.5	0.0	0.0	1	4	1			
1423	CLL-138	138.00	1	0	1.0011	-15.6	0.0	0.0	1	4	1			
1424	GEN-69	69.000	1	1	1.0347	-16.4	0.0	0.0	1	4	1			
1425	LVG-69	69.000	1	0	1.0254	-14.6	0.0	0.0	1	4	1			
1426	REN-69	69.000	1	0	1.0269	-1.5	0.0	0.0	1	4	6			
1427	EST-69	69.000	1	0	1.0187	-23.6	0.0	0.0	1	4	1			
1428	EJI-69	69.000	-2	0	1.0077	-22.7	0.0	0.0	1	4	1			
1429	CHS-69	69.000	1	0	0.9900	-9.9	0.0	0.0	1	4	1			
1430	JAL-69	69.000	-2	0	1.0045	-25.2	0.0	0.0	1	4	1			
1431	RIO-69	69.000	1	0	1.0199	-23.3	0.0	0.0	1	4	1			
1432	MYE-69	69.000	1	0	1.0178	-26.5	0.0	0.0	1	4	1			
1433	RAN-69	69.000	1	0	0.9864	-23.5	0.0	0.0	1	4	1			
1434	MOY-138	138.00	1	0	0.9866	-19.3	0.0	0.0	1	4	1			
1435	SCR-69	69.000	1	0	1.0171	-26.3	0.0	0.0	1	4	1			
1436	PAS-69	69.000	1	1	1.0183	-26.2	0.0	0.0	1	4	1			
1437	PVE-69	69.000	1	1	1.0276	-14.1	0.0	0.0	1	4	1			
1438	LAP-69	69.000	1	0	1.0238	-14.8	0.0	0.0	1	4	1			
1439	LAP-69D	69.000	1	0	1.0252	-14.6	0.0	0.0	1	4	1			
1441	SLM-13	13.800	1	1	1.0070	-17.4	0.0	0.0	1	4	4			
1442	POP-69	69.000	1	0	1.0045	-26.0	0.0	0.0	1	4	1			
1443	MAT-69	69.000	-2	0	1.0048	-26.2	0.0	0.0	1	4	1			
1445	IPA-138	138.00	1	0	0.9658	-23.1	0.0	0.0	1	4	1			
1449	MTZ-69	69.000	1	0	1.0038	-11.1	0.0	0.0	1	4	6			

1450	CLL-13	13.800	1	1	0.9919	-17.5	0.0	0.0	1	4	4
1451	SEL-13	13.800	1	1	1.0125	-15.6	0.0	0.0	1	4	4
1452	SJU-13	13.200	1	1	1.0074	-11.1	0.0	0.0	1	4	4
1453	COB-13	13.800	1	1	1.0020	-13.0	0.0	0.0	1	4	4
1454	SEC-13	13.800	1	1	0.9991	1.5	0.0	0.0	1	4	4
1455	PAN-13	13.800	1	1	1.0058	-29.7	0.0	0.0	1	4	4
1456	PAN-34	34.500	1	1	1.0142	-29.0	0.0	0.0	1	4	4
1457	QOM-34	34.500	1	1	1.0122	-29.8	0.0	0.0	1	4	4
1458	IPA-13	13.800	1	1	1.0249	-24.3	0.0	0.0	1	4	4
1459	LES-13	13.800	1	1	1.0380	-18.4	0.0	0.0	1	4	4
1460	LRU-341	34.500	1	1	1.0173	-23.5	0.0	0.0	1	4	4
1462	PRO-13	13.800	1	1	0.9821	-25.6	0.0	0.0	1	4	4
1463	QUE-13	13.800	1	1	1.0169	-28.2	0.0	0.0	1	4	4
1464	QUE-34	34.500	1	1	1.0058	-29.8	0.0	0.0	1	4	4
1465	SAN-13	13.800	1	1	1.0056	-23.5	0.0	0.0	1	4	4
1466	SAN-34	34.500	1	1	1.0152	-21.6	0.0	0.0	1	4	4
1467	PBA-131	13.800	1	1	1.0242	-18.8	0.0	0.0	1	4	4
1468	PBA-132	13.800	1	1	1.0103	-19.1	0.0	0.0	1	4	7
1469	ZCA-69	69.000	1	0	1.0146	-27.8	0.0	0.0	1	4	1
1470	EJI-13	13.800	1	1	1.0233	-25.5	0.0	0.0	1	4	4
1471	CHS-34	34.500	1	1	1.0126	-11.3	0.0	0.0	1	4	4
1472	MYE-34	34.500	1	1	1.0127	-27.6	0.0	0.0	1	4	4
1473	RAN-34	34.000	1	1	1.0159	-29.1	0.0	0.0	1	4	4
1474	MOY-13	13.800	1	1	0.9875	-20.0	0.0	0.0	1	4	4
1475	RIO-34	34.000	1	1	1.0151	-24.3	0.0	0.0	1	4	4
1476	JAL-34	34.000	1	1	1.0095	-29.7	0.0	0.0	1	4	4
1477	POP-34	34.500	1	1	0.9999	-28.3	0.0	0.0	1	4	4
1478	LVG-13	13.800	1	1	1.0258	-14.9	0.0	0.0	1	4	1
1479	ZCA-13	13.800	1	1	1.0328	-31.4	0.0	0.0	1	4	1
1482	MAT-13	13.800	1	1	0.9888	-28.7	0.0	0.0	1	4	4
1483	MTZ-13	13.800	1	0	1.0335	-5.3	0.0	0.0	1	4	6
1484	SIS-13	13.800	1	0	1.0350	-5.0	0.0	0.0	1	4	6
1487	MYE-13	13.800	1	1	1.0107	-28.3	0.0	0.0	1	4	1
1488	JAL-13	13.800	1	1	1.0249	-29.3	0.0	0.0	1	4	1
1489	EST-13	13.800	1	1	1.0292	-24.0	0.0	0.0	1	4	1
1490	TEC-691	69.000	1	0	1.0143	-26.1	0.0	0.0	1	4	1
1491	TEC-692	69.000	1	0	1.0151	-26.2	0.0	0.0	1	4	1
1492	IAT-69	69.000	1	1	1.0147	-26.2	0.0	0.0	1	4	9
1493	RGR-138	138.00	1	0	0.9629	-23.5	0.0	0.0	1	4	1
1494	RGR-69	69.000	1	0	1.0153	-27.0	0.0	0.0	1	4	1
1495	PET-69	69.000	4	0	1.1453	-17.9	0.0	0.0	1	4	1
1496	PET-34	34.500	4	1	1.0412	-17.9	0.0	0.0	1	4	1
1667	CGP-69	69.000	-2	2	0.9944	-20.1	0.0	0.0	1	4	6
1687	PVE-13	13.800	-2	2	1.0298	-9.8	0.0	0.0	1	4	6
1690	CND-H	6.6000	2	0	1.0350	4.5	0.0	0.0	1	4	7

1712	CND-69	69.000	1	0	1.0384	2.3	0.0	0.0	1	4	7
1713	TFM-691	69.000	1	0	1.0051	-25.4	0.0	0.0	1	4	1
1714	TFM-692	69.000	1	0	1.0063	-25.5	0.0	0.0	1	4	1
1715	TFM-69	69.000	1	1	1.0057	-25.4	0.0	0.0	1	4	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SAT, MAY 03 2008 2:08

S.N.I. - GUATEMALA

DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2008 EPOCA LLUVIOSA SIN LA INCLUSION DE PETÉN

GENERATOR SUMMARY:

# MACH											
BUS	NAME	BSVLT	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	REM
1324	TEJ-69	69.0	1	0	-2	0.0	7.4	7.4	7.4	1.0000	0.9964
1325	IXH-69	69.0	1	0	-2	0.0	4.5	4.5	4.5	1.0000	0.9950
1327	IXY-69	69.0	1	0	-2	0.0	7.4	7.4	7.4	1.0000	0.9950
1428	EJI-69	69.0	1	0	-2	0.0	9.4	9.4	9.4	1.0000	1.0077
1430	JAL-69	69.0	1	0	-2	0.0	13.6	13.6	13.6	1.0000	1.0045
1443	MAT-69	69.0	1	0	-2	0.0	4.1	4.1	4.1	1.0000	1.0048
1601	CHX-H1	13.8	1	0	3	45.1	7.6	29.0	-20.0	1.0350	1.0350
1602	CHX-H2	13.8	1	0	2	53.0	8.3	29.0	-20.0	1.0350	1.0350
1603	CHX-H3	13.8	1	0	2	53.0	8.3	29.0	-20.0	1.0350	1.0350
1604	CHX-H4	13.8	1	0	2	53.0	8.3	29.0	-20.0	1.0350	1.0350
1605	CHX-H5	13.8	1	0	2	53.0	8.3	29.0	-20.0	1.0350	1.0350
1606	AGU-H1	10.0	1	0	2	29.0	8.3	10.0	-10.0	1.0350	1.0350
1607	AGU-H2	10.0	1	0	2	26.0	8.0	10.0	-10.0	1.0350	1.0350
1608	AGU-H3	10.0	1	0	2	22.0	7.7	10.0	-10.0	1.0350	1.0350
1609	JUR-H1	13.8	1	0	2	19.4	3.9	5.0	-5.0	1.0350	1.0350
1610	JUR-H2	13.8	1	0	2	19.4	3.9	5.0	-5.0	1.0350	1.0350
1611	JUR-H3	13.8	1	0	2	19.4	3.9	5.0	-5.0	1.0350	1.0350
1612	LES-H	6.90	2	0	2	13.6	2.3	4.0	-2.0	1.0350	1.0350
1613	RBO-H	4.16	1	0	2	10.3	0.6	5.0	-2.0	1.0350	1.0350
1614	SMA-H	2.30	3	0	-2	5.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0394
1616	POR-H	2.30	1	0	-2	2.1	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9834
1618	ESC-G25	13.8	1	1	-2	14.0	0.0	8.0	0.0	1.0000	1.0268
1621	ENR-B3	13.8	4	0	2	69.6	15.3	40.0	-20.0	1.0350	1.0350
1623	ENR-B3B	13.8	3	0	2	52.2	14.3	30.0	-15.0	1.0350	1.0350
1630	ENR-B1	13.8	10	0	2	57.0	12.0	15.0	5.0	1.0350	1.0350
1631	ENR-B2	13.8	10	0	2	57.0	12.0	15.0	5.0	1.0350	1.0350
1632	SID-B	13.2	10	0	2	35.0	1.3	20.0	0.0	1.0350	1.0350
1641	TDL-B1	13.8	4	1	2	26.4	1.2	15.6	0.0	1.0350	1.0350
1642	GEN-B1	13.8	2	0	2	20.1	0.7	10.0	0.0	1.0350	1.0350
1643	GEN-B2	13.8	2	0	2	20.1	0.8	10.0	0.0	1.0350	1.0350
1644	ZUN-G	13.2	5	2	2	17.5	3.3	10.0	-10.0	1.0250	1.0250
1645	SEC-H	6.60	1	0	2	14.6	0.2	10.0	-5.0	1.0350	1.0350
1646	PAS-H1	4.16	1	0	-2	5.0	1.0	1.0	-1.0	1.0350	1.0274

1647	PAS-H2	4.16	1	0	-2	5.0	1.0	1.0	-1.0	1.0350	1.0274
1648	LPA-B	13.8	5	0	2	63.1	32.9	36.0	0.0	1.0350	1.0350
1651	SJO-C	13.8	1	0	2	128.5	24.1	64.0	-30.0	1.0350	1.0350
1652	PVE-H1	4.16	1	0	2	4.9	0.6	1.0	-1.0	1.0350	1.0350
1653	PVE-H2	4.16	1	0	2	4.9	0.6	1.0	-1.0	1.0350	1.0350
1656	REN-H1	6.90	1	0	2	18.0	2.4	11.9	0.0	1.0350	1.0350
1657	REN-H2	6.90	1	0	2	18.0	2.4	11.9	0.0	1.0350	1.0350
1658	REN-H3	6.90	1	0	2	18.0	2.4	11.9	0.0	1.0350	1.0350
1659	ARI-O1	13.8	3	0	2	45.6	6.6	36.0	-21.0	1.0350	1.0350
1660	ARI-O2	13.8	4	0	2	60.8	7.5	48.0	-28.0	1.0350	1.0350
1661	ARI-O3	13.8	3	0	2	45.6	6.6	36.0	-21.0	1.0350	1.0350
1662	LVA-H1	13.8	1	0	2	19.0	3.6	15.0	0.0	1.0350	1.0350
1663	LVA-H2	13.8	1	1	2	19.0	3.6	15.0	0.0	1.0350	1.0350
1664	MTZ-H	4.16	1	0	-2	10.4	6.4	6.4	0.0	1.0350	1.0338
1665	SIS-H	4.16	2	0	2	3.0	0.0	1.7	0.0	1.0350	1.0350
1666	CAN-H1	13.8	1	0	2	23.0	2.9	12.5	0.0	1.0250	1.0250
1667	CGP-69	69.0	6	0	-2	20.2	11.0	11.0	0.0	1.0350	0.9944
1668	ELG-B	13.8	2	2	2	15.0	0.6	11.2	0.0	1.0350	1.0350
1669	TDL-B2	13.8	6	0	2	42.0	3.1	30.2	0.0	1.0350	1.0350
1670	CAN-H2	13.8	1	0	2	23.0	2.9	12.5	0.0	1.0250	1.0250
1674	REC-H	13.8	2	0	2	24.0	0.4	18.1	-14.5	1.0250	1.0250
1676	MTO-H	13.8	2	0	2	12.5	-7.1	8.0	-7.5	1.0100	1.0100
1686	GEC-B	13.8	2	0	2	15.3	2.1	11.8	-6.9	1.0350	1.0350
1690	CND-H	6.60	1	0	2	4.1	-0.3	2.0	-1.0	1.0350	1.0350
1691	ORT-G	12.5	3	0	2	18.0	2.5	18.9	0.0	1.0250	1.0250
1692	GEC-B2	13.8	2	0	2	35.8	7.8	20.0	-10.0	1.0350	1.0350
12008	ANT-691	69.0	1	0	-2	0.0	18.2	18.2	18.2	1.0000	0.9756
12145	PRT-69	69.0	1	0	-2	0.0	19.3	19.3	19.3	1.0000	0.9863
12218	MGO-69	69.0	1	0	-2	20.0	-4.0	5.0	-4.0	1.0000	1.0181
12506	BAR-13	13.8	1	0	-2	0.0	22.6	22.6	22.6	1.0000	1.0075
12523	LFL-13	13.8	1	0	-2	0.0	10.3	10.3	10.3	1.0000	1.0059
12527	MCR-13	13.8	1	0	-2	0.0	9.0	9.0	9.0	1.0000	1.0085
12532	NOR-13	13.8	1	0	-2	0.0	7.6	7.6	7.6	1.0000	0.9913
12544	SMM-13	13.8	1	0	-2	0.0	9.4	9.4	9.4	1.0000	0.9804
12557	SJS-13	13.8	1	0	-2	0.0	11.9	11.9	11.9	1.0000	1.0055
SUBSYSTEM TOTALS						1528.6	419.0	996.1	-182.2	MVABASE=	2272.1

1424	GEN-69	69.000	1	1	1.0363	-11.4	0.0	0.0	1	4	1
1425	LVG-69	69.000	1	0	1.0266	-12.7	0.0	0.0	1	4	1
1426	REN-69	69.000	1	0	1.0309	-0.5	0.0	0.0	1	4	6
1427	EST-69	69.000	1	0	1.0302	-18.0	0.0	0.0	1	4	1
1428	EJI-69	69.000	-2	0	1.0114	-20.5	0.0	0.0	1	4	1
1429	CHS-69	69.000	-2	0	1.0307	-12.9	0.0	0.0	1	4	1
1430	JAL-69	69.000	-2	0	1.0098	-23.3	0.0	0.0	1	4	1
1431	RIO-69	69.000	1	0	1.0313	-17.7	0.0	0.0	1	4	1
1432	MYE-69	69.000	1	0	1.0219	-23.0	0.0	0.0	1	4	1
1433	RAN-69	69.000	1	0	0.9920	-21.4	0.0	0.0	1	4	1
1434	MOY-138	138.00	1	0	0.9900	-17.2	0.0	0.0	1	4	1
1435	SCR-69	69.000	1	0	1.0221	-23.5	0.0	0.0	1	4	1
1436	PAS-69	69.000	1	1	1.0233	-23.4	0.0	0.0	1	4	1
1437	PVE-69	69.000	1	1	1.0288	-12.2	0.0	0.0	1	4	1
1438	LAP-69	69.000	1	0	1.0250	-12.9	0.0	0.0	1	4	1
1439	LAP-69D	69.000	1	0	1.0264	-12.7	0.0	0.0	1	4	1
1441	SLM-13	13.800	1	1	1.0125	-15.8	0.0	0.0	1	4	4
1442	POP-69	69.000	1	0	1.0293	-18.9	0.0	0.0	1	4	1
1443	MAT-69	69.000	-2	0	1.0101	-24.3	0.0	0.0	1	4	1
1445	IPA-138	138.00	1	0	0.9701	-20.9	0.0	0.0	1	4	1
1449	MTZ-69	69.000	1	0	1.0086	-9.7	0.0	0.0	1	4	6
1450	CLL-13	13.800	1	1	0.9945	-15.5	0.0	0.0	1	4	4
1451	SEL-13	13.800	1	1	1.0178	-14.1	0.0	0.0	1	4	4
1452	SJU-13	13.200	1	1	1.0133	-10.1	0.0	0.0	1	4	4
1453	COB-13	13.800	1	1	1.0179	-13.1	0.0	0.0	1	4	4
1454	SEC-13	13.800	1	1	1.0007	2.5	0.0	0.0	1	4	4
1455	PAN-13	13.800	1	1	1.0106	-26.8	0.0	0.0	1	4	4
1456	PAN-34	34.500	1	1	1.0191	-26.1	0.0	0.0	1	4	4
1457	CQM-34	34.500	1	1	1.0168	-27.1	0.0	0.0	1	4	4
1458	IPA-13	13.800	1	1	1.0226	-22.1	0.0	0.0	1	4	4
1459	LES-13	13.800	1	1	1.0393	-16.4	0.0	0.0	1	4	4
1460	LRU-341	34.500	1	1	1.0226	-18.5	0.0	0.0	1	4	4
1462	PRO-13	13.800	1	1	0.9861	-23.4	0.0	0.0	1	4	4
1463	QUE-13	13.800	1	1	1.0213	-25.6	0.0	0.0	1	4	4
1464	QUE-34	34.500	1	1	1.0102	-27.2	0.0	0.0	1	4	4
1465	SAN-13	13.800	1	1	1.0110	-21.6	0.0	0.0	1	4	4
1466	SAN-34	34.500	1	1	1.0205	-19.7	0.0	0.0	1	4	4
1467	PBA-131	13.800	1	1	1.0258	-13.8	0.0	0.0	1	4	4
1468	PBA-132	13.800	1	1	1.0119	-14.1	0.0	0.0	1	4	7
1469	ZCA-69	69.000	1	0	1.0193	-24.9	0.0	0.0	1	4	1
1470	EJI-13	13.800	1	1	1.0271	-23.4	0.0	0.0	1	4	4
1471	CHS-34	34.500	1	1	1.0168	-14.2	0.0	0.0	1	4	4
1472	MYE-34	34.500	1	1	1.0168	-24.1	0.0	0.0	1	4	4
1473	RAN-34	34.000	1	1	1.0220	-26.9	0.0	0.0	1	4	4
1474	MOY-13	13.800	1	1	0.9910	-17.9	0.0	0.0	1	4	4

1475	RIO-34	34.000	1	1	1.0144	-18.7	0.0	0.0	1	4	4
1476	JAL-34	34.000	1	1	1.0150	-27.7	0.0	0.0	1	4	4
1477	POP-34	34.500	1	1	1.0249	-21.1	0.0	0.0	1	4	4
1478	LVG-13	13.800	1	1	1.0270	-12.9	0.0	0.0	1	4	1
1479	ZCA-13	13.800	1	1	1.0378	-28.5	0.0	0.0	1	4	1
1482	MAT-13	13.800	1	1	0.9942	-26.7	0.0	0.0	1	4	4
1483	MTZ-13	13.800	1	0	1.0346	-3.9	0.0	0.0	1	4	6
1484	SIS-13	13.800	1	0	1.0361	-3.6	0.0	0.0	1	4	6
1487	MYE-13	13.800	1	1	1.0150	-24.9	0.0	0.0	1	4	1
1488	JAL-13	13.800	1	1	1.0235	-27.4	0.0	0.0	1	4	1
1489	EST-13	13.800	1	1	1.0409	-18.4	0.0	0.0	1	4	1
1490	TEC-691	69.000	1	0	1.0194	-23.4	0.0	0.0	1	4	1
1491	TEC-692	69.000	1	0	1.0202	-23.4	0.0	0.0	1	4	1
1492	IAT-69	69.000	1	1	1.0198	-23.4	0.0	0.0	1	4	9
1493	RGR-138	138.00	1	0	0.9673	-21.2	0.0	0.0	1	4	1
1494	RGR-69	69.000	1	0	1.0196	-24.5	0.0	0.0	1	4	1
1495	PET-69	69.000	-2	0	1.0350	-17.3	0.0	0.0	1	4	1
1496	PET-34	34.500	2	1	1.0090	-17.9	0.0	0.0	1	4	1
1667	CGP-69	69.000	-2	2	0.9990	-18.3	0.0	0.0	1	4	6
1687	PVE-13	13.800	-2	2	1.0303	-7.8	0.0	0.0	1	4	6
1690	CND-H	6.6000	2	0	1.0350	5.5	0.0	0.0	1	4	7
1712	CND-69	69.000	1	0	1.0398	3.3	0.0	0.0	1	4	7
1713	TFM-691	69.000	1	0	1.0105	-22.8	0.0	0.0	1	4	1
1714	TFM-692	69.000	1	0	1.0116	-22.9	0.0	0.0	1	4	1
1715	TFM-69	69.000	1	1	1.0110	-22.8	0.0	0.0	1	4	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SAT, MAY 03 2008 2:10

S.N.I. - GUATEMALA

DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2008 EPOCA LLUVIOSA CON LA INCLUSION DE PETÉN

GENERATOR SUMMARY:

# MACH											
BUS	NAME	BSVLT	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	REM
1324	TEJ-69	69.0	1	0	-2	0.0	7.4	7.4	7.4	1.0000	0.9990
1325	IXH-69	69.0	1	0	-2	0.0	4.5	4.5	4.5	1.0000	1.0001
1327	IXY-69	69.0	1	0	-2	0.0	7.4	7.4	7.4	1.0000	1.0001
1428	EJI-69	69.0	1	0	-2	0.0	9.4	9.4	9.4	1.0000	1.0114
1429	CHS-69	69.0	1	0	-2	0.0	3.6	3.6	3.6	1.0350	1.0307
1430	JAL-69	69.0	1	0	-2	0.0	13.6	13.6	13.6	1.0000	1.0098

1443	MAT-69	69.0	1	0	-2	0.0	4.1	4.1	4.1	1.0000	1.0101	
1495	PET-69	69.0	1	0	-2	0.0	2.4	2.4	2.4	1.0350	1.0350	
1496	PET-34	34.5	1	0	2	13.0	5.8	6.0	0.0	1.0350	1.0350	1495
1601	CHX-H1	13.8	1	0	3	32.6	6.0	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1602	CHX-H2	13.8	1	0	2	53.0	7.6	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1603	CHX-H3	13.8	1	0	2	53.0	7.6	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1604	CHX-H4	13.8	1	0	2	53.0	7.6	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1605	CHX-H5	13.8	1	0	2	53.0	7.6	29.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1606	AGU-H1	10.0	1	0	2	29.0	8.0	10.0	-10.0	1.0350	1.0350	
1607	AGU-H2	10.0	1	0	2	26.0	7.7	10.0	-10.0	1.0350	1.0350	
1608	AGU-H3	10.0	1	0	2	22.0	7.3	10.0	-10.0	1.0350	1.0350	
1609	JUR-H1	13.8	1	0	2	19.4	3.7	5.0	-5.0	1.0350	1.0350	
1610	JUR-H2	13.8	1	0	2	19.4	3.7	5.0	-5.0	1.0350	1.0350	
1611	JUR-H3	13.8	1	0	2	19.4	3.7	5.0	-5.0	1.0350	1.0350	
1612	LES-H	6.90	2	0	2	13.6	2.1	4.0	-2.0	1.0350	1.0350	
1613	RBO-H	4.16	1	0	2	10.3	0.0	5.0	-2.0	1.0350	1.0350	
1614	SMA-H	2.30	3	0	-2	5.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0400	
1616	POR-H	2.30	1	0	-2	2.1	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9854	
1618	ESC-G25	13.8	1	1	-2	14.0	0.0	8.0	0.0	1.0000	1.0282	
1621	ENR-B3	13.8	4	0	2	69.6	14.7	40.0	-20.0	1.0350	1.0350	
1622	S&S-D	13.8	1	0	2	15.0	0.8	10.0	0.0	1.0350	1.0350	
1623	ENR-B3B	13.8	3	0	2	52.2	13.6	30.0	-15.0	1.0350	1.0350	
1630	ENR-B1	13.8	10	0	2	57.0	11.6	15.0	5.0	1.0350	1.0350	
1631	ENR-B2	13.8	10	0	2	57.0	11.6	15.0	5.0	1.0350	1.0350	
1632	SID-B	13.2	10	0	2	35.0	0.9	20.0	0.0	1.0350	1.0350	
1641	TDL-B1	13.8	4	1	2	26.4	1.0	15.6	0.0	1.0350	1.0350	
1642	GEN-B1	13.8	2	0	2	20.1	0.3	10.0	0.0	1.0350	1.0350	
1643	GEN-B2	13.8	2	0	2	20.1	0.3	10.0	0.0	1.0350	1.0350	
1644	ZUN-G	13.2	5	2	2	17.5	3.0	10.0	-10.0	1.0250	1.0250	
1645	SEC-H	6.60	1	0	2	14.6	-0.1	10.0	-5.0	1.0350	1.0350	
1646	PAS-H1	4.16	1	0	-2	5.0	1.0	1.0	-1.0	1.0350	1.0324	
1647	PAS-H2	4.16	1	0	-2	5.0	1.0	1.0	-1.0	1.0350	1.0324	
1648	LPA-B	13.8	5	0	2	63.1	31.9	36.0	0.0	1.0350	1.0350	
1651	SJO-C	13.8	1	0	2	128.5	22.6	64.0	-30.0	1.0350	1.0350	
1652	PVE-H1	4.16	1	0	2	4.9	0.5	1.0	-1.0	1.0350	1.0350	
1653	PVE-H2	4.16	1	0	2	4.9	0.5	1.0	-1.0	1.0350	1.0350	
1656	REN-H1	6.90	1	0	2	18.0	2.0	11.9	0.0	1.0350	1.0350	
1657	REN-H2	6.90	1	0	2	18.0	2.0	11.9	0.0	1.0350	1.0350	
1658	REN-H3	6.90	1	0	2	18.0	2.0	11.9	0.0	1.0350	1.0350	
1659	ARI-O1	13.8	3	0	2	45.6	5.8	36.0	-21.0	1.0350	1.0350	
1660	ARI-O2	13.8	4	0	2	60.8	6.8	48.0	-28.0	1.0350	1.0350	
1661	ARI-O3	13.8	3	0	2	45.6	5.9	36.0	-21.0	1.0350	1.0350	
1662	LVA-H1	13.8	1	0	2	19.0	3.5	15.0	0.0	1.0350	1.0350	
1663	LVA-H2	13.8	1	1	2	19.0	3.5	15.0	0.0	1.0350	1.0350	
1664	MTZ-H	4.16	1	0	2	10.4	5.7	6.4	0.0	1.0350	1.0350	

1665	SIS-H	4.16	2	0	-2	3.0	0.0	1.7	0.0	1.0350	1.0361
1666	CAN-H1	13.8	1	0	2	23.0	2.6	12.5	0.0	1.0250	1.0250
1667	CGP-69	69.0	6	0	-2	20.2	11.0	11.0	0.0	1.0350	0.9990
1668	ELG-B	13.8	2	2	2	15.0	0.4	11.2	0.0	1.0350	1.0350
1669	TDL-B2	13.8	6	0	2	42.0	2.9	30.2	0.0	1.0350	1.0350
1670	CAN-H2	13.8	1	0	2	23.0	2.6	12.5	0.0	1.0250	1.0250
1674	REC-H	13.8	2	0	2	24.0	0.2	18.1	-14.5	1.0250	1.0250
1676	MTO-H	13.8	2	0	2	12.5	-7.3	8.0	-7.5	1.0100	1.0100
1686	GEC-B	13.8	2	0	2	15.3	2.0	11.8	-6.9	1.0350	1.0350
1690	CND-H	6.60	1	0	2	4.1	-0.4	2.0	-1.0	1.0350	1.0350
1691	ORT-G	12.5	3	0	2	18.0	2.3	18.9	0.0	1.0250	1.0250
1692	GEC-B2	13.8	2	0	2	35.8	7.4	20.0	-10.0	1.0350	1.0350
12008	ANT-691	69.0	1	0	-2	0.0	18.2	18.2	18.2	1.0000	0.9802
12145	PRT-69	69.0	1	0	-2	0.0	19.3	19.3	19.3	1.0000	0.9908
12218	MGO-69	69.0	1	0	-2	20.0	-4.0	5.0	-4.0	1.0000	1.0193
12506	BAR-13	13.8	1	0	-2	0.0	22.6	22.6	22.6	1.0000	1.0087
12523	LFL-13	13.8	1	0	-2	0.0	10.3	10.3	10.3	1.0000	1.0072
12527	MCR-13	13.8	1	0	-2	0.0	9.0	9.0	9.0	1.0000	1.0109
12532	NOR-13	13.8	1	0	-2	0.0	7.6	7.6	7.6	1.0000	0.9942
12544	SMM-13	13.8	1	0	-2	0.0	9.4	9.4	9.4	1.0000	0.9849
12557	SJS-13	13.8	1	0	-2	0.0	11.9	11.9	11.9	1.0000	1.0064
SUBSYSTEM TOTALS						1544.0	410.9	1018.1	-176.2	MVABASE=	2611.6

Los resultados obtenidos por medio de la función AC Contingency Calculation del PSS/E, se presentan en este apartado. Se consideran nuevamente los escenarios demanda máxima, época seca y lluviosa con las características de demanda para Petén consideradas en el apéndice anterior. En la sección de elementos monitoreados solo se presentan tres líneas debido a que el único elemento sobrecargado es el transformador de la subestación el rancho 69/34.5kV con pequeñas variaciones en el porcentaje de sobrecarga, por lo que no se considera necesario presentar completa esta sección del análisis.

Demanda máxima, época seca sin la inclusión de Petén

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED ELEMENTS LOADED ABOVE 100.0 % OF RATING SET A
INCLUDES VOLTAGE REPORT

DISTRIBUTION FACTOR FILE:C:\hmartinez\Contingencias\epoca seca sin Petén\resultados
SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: subzona.sub
MONITORED ELEMENT FILE: monitor.mon
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: contingencia.con

←-----MONITORED ELEMENT ----->	CONTINGENCY	RATE	FLOW	%
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	BASE CASE	14.0	16.1	114.9
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	SINGLE 1	14.0	16.1	114.9
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	SINGLE 2	14.0	16.1	114.9

MONITORED VOLTAGE REPORT

SYSTEM	CONTINGENCY	BUS		V-CONT	V-INIT	V-MAX	V-MIN
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1445	IPA-138 138	0.9391	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1493	RGR-138 138	0.9346	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 7	1404	CQM-69 69.0	0.9484	1.0013	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 8	1445	IPA-138 138	0.9441	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 8	1493	RGR-138 138	0.9409	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 11	1445	IPA-138 138	0.9389	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 11	1493	RGR-138 138	0.935	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1411	PRO-69 69.0	0.9401	0.9835	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1422	PRO-138 138	0.9227	0.9691	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1434	MOY-138 138	0.9404	0.9792	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1445	IPA-138 138	0.9004	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1462	PRO-13 13.8	0.9247	0.9731	1.05	0.95

ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1474	MOY-13	13.8	0.9411	0.9801	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1493	RGR-138	138	0.8945	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 14	1445	IPA-138	138	0.9335	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 14	1493	RGR-138	138	0.9291	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 16	1422	PRO-138	138	0.9499	0.9691	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 16	1445	IPA-138	138	0.933	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 16	1493	RGR-138	138	0.9286	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 18	1445	IPA-138	138	0.9476	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 18	1493	RGR-138	138	0.944	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1411	PRO-69	69.0	0.941	0.9835	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1422	PRO-138	138	0.9255	0.9691	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1434	MOY-138	138	0.9419	0.9792	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1445	IPA-138	138	0.9061	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1462	PRO-13	13.8	0.9276	0.9731	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1474	MOY-13	13.8	0.9426	0.9801	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1493	RGR-138	138	0.9013	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1422	PRO-138	138	0.9375	0.9691	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1445	IPA-138	138	0.9165	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1462	PRO-13	13.8	0.9401	0.9731	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1493	RGR-138	138	0.9109	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1410	PBA-69	69.0	1.0736	1.0322	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1424	GEN-69	69.0	1.0735	1.0336	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1467	PBA-131	13.8	1.0654	1.0226	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1411	PRO-69	69.0	1.0902	0.9835	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1422	PRO-138	138	0.919	0.9691	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1428	EJI-69	69.0	1.1059	1.0006	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1434	MOY-138	138	0.9388	0.9792	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1445	IPA-138	138	0.906	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1459	LES-13	13.8	1.0604	1.0331	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1462	PRO-13	13.8	0.9208	0.9731	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1474	MOY-13	13.8	0.9395	0.9801	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1493	RGR-138	138	0.9028	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1411	PRO-69	69.0	0.948	0.9835	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1422	PRO-138	138	0.9461	0.9691	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1445	IPA-138	138	0.9335	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1462	PRO-13	13.8	0.9491	0.9731	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1493	RGR-138	138	0.9304	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 32	1422	PRO-138	138	0.9445	0.9691	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 32	1445	IPA-138	138	0.9273	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 32	1462	PRO-13	13.8	0.9475	0.9731	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 32	1493	RGR-138	138	0.9229	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1415	SEL-69	69.0	0.946	0.9957	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1419	SLM-69	69.0	0.9376	0.9878	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1422	PRO-138	138	0.9365	0.9691	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1445	IPA-138	138	0.9177	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1462	PRO-13	13.8	0.9391	0.9731	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1493	RGR-138	138	0.9129	0.9533	1.05	0.95

ZONE 4	RANGE SINGLE 46	1445	IPA-138	138	0.9456	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 46	1493	RGR-138	138	0.9427	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 47	1445	IPA-138	138	0.9452	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 47	1493	RGR-138	138	0.9422	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 56	1445	IPA-138	138	0.9421	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 56	1493	RGR-138	138	0.9389	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 71	1445	IPA-138	138	0.933	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 71	1493	RGR-138	138	0.9285	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 72	1493	RGR-138	138	0.9478	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 81	1445	IPA-138	138	0.9483	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 81	1493	RGR-138	138	0.9454	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 82	1445	IPA-138	138	0.9482	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 82	1493	RGR-138	138	0.9454	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 83	1493	RGR-138	138	0.9479	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1445	IPA-138	138	0.9452	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1493	RGR-138	138	0.9422	0.9533	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1445	IPA-138	138	0.9485	0.9565	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1493	RGR-138	138	0.9457	0.9533	1.05	0.95

CONTINGENCY LEGEND

LABEL	EVENTS
SINGLE 1	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1416 [SJU-69 69.000] CKT 1
SINGLE 2	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1420 [COB-34 34.500] CKT 1
SINGLE 3	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1429 [CHS-69 69.000] CKT 1
SINGLE 4	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1453 [COB-13 13.800] CKT 1
SINGLE 5	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1457 [CQM-34 34.500] CKT 1
SINGLE 6	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1469 [ZCA-69 69.000] CKT 1
SINGLE 7	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 8	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1411 [PRO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 9	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 10	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1459 [LES-13 13.800] CKT 1
SINGLE 11	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1413 [RBO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 12	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1424 [GEN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 13	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1431 [RIO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 14	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1432 [MYE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 15	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1460 [LRU-341 34.500] CKT 1
SINGLE 16	: OPEN LINE FROM BUS 1408 [NOV-69 69.000] TO BUS 1414 [SAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 17	: OPEN LINE FROM BUS 1408 [NOV-69 69.000] TO BUS 1667 [CGP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 18	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1432 [MYE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 19	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1435 [SCR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 20	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1455 [PAN-13 13.800] CKT 1
SINGLE 21	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1456 [PAN-34 34.500] CKT 1
SINGLE 22	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1469 [ZCA-69 69.000] CKT 1
SINGLE 23	: OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1424 [GEN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 24	: OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1467 [PBA-131 13.800] CKT 1
SINGLE 25	: OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1468 [PBA-132 13.800] CKT 1

SINGLE 26 : OPEN LINE FROM BUS 1411 [PRO-69 69.000] TO BUS 1422 [PRO-138 138.00] CKT 1
SINGLE 27 : OPEN LINE FROM BUS 1411 [PRO-69 69.000] TO BUS 1428 [EJI-69 69.000] CKT 1
SINGLE 28 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1463 [QUE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 29 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1464 [QUE-34 34.500] CKT 1
SINGLE 30 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 31 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 2
SINGLE 32 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1415 [SEL-69 69.000] CKT 1
SINGLE 33 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1430 [JAL-69 69.000] CKT 1
SINGLE 35 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1465 [SAN-13 13.800] CKT 1
SINGLE 36 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1466 [SAN-34 34.500] CKT 1
SINGLE 37 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1419 [SLM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 38 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1449 [MTZ-69 69.000] CKT 1
SINGLE 39 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1451 [SEL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 40 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1417 [SEC-69 69.000] CKT 1
SINGLE 41 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1426 [REN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 42 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1426 [REN-69 69.000] CKT 2
SINGLE 43 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1452 [SJU-13 13.200] CKT 1
SINGLE 44 : OPEN LINE FROM BUS 1417 [SEC-69 69.000] TO BUS 1454 [SEC-13 13.800] CKT 1
SINGLE 45 : OPEN LINE FROM BUS 1417 [SEC-69 69.000] TO BUS 1712 [CND-69 69.000] CKT 1
SINGLE 46 : OPEN LINE FROM BUS 1418 [CEL-69 69.000] TO BUS 1433 [RAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 47 : OPEN LINE FROM BUS 1418 [CEL-69 69.000] TO BUS 1713 [TFM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 48 : OPEN LINE FROM BUS 1419 [SLM-69 69.000] TO BUS 1441 [SLM-13 13.800] CKT 1
SINGLE 49 : OPEN LINE FROM BUS 1421 [LAP-13 13.800] TO BUS 1438 [LAP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 52 : OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1462 [PRO-13 13.800] CKT 1
SINGLE 54 : OPEN LINE FROM BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1450 [CLL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 55 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1437 [PVE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 56 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 57 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1478 [LVG-13 13.800] CKT 1
SINGLE 58 : OPEN LINE FROM BUS 1427 [EST-69 69.000] TO BUS 1431 [RIO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 59 : OPEN LINE FROM BUS 1427 [EST-69 69.000] TO BUS 1489 [EST-13 13.800] CKT 1
SINGLE 60 : OPEN LINE FROM BUS 1428 [EJI-69 69.000] TO BUS 1470 [EJI-13 13.800] CKT 1
SINGLE 61 : OPEN LINE FROM BUS 1429 [CHS-69 69.000] TO BUS 1471 [CHS-34 34.500] CKT 1
SINGLE 62 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1443 [MAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 63 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1476 [JAL-34 34.000] CKT 1
SINGLE 64 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1488 [JAL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 65 : OPEN LINE FROM BUS 1431 [RIO-69 69.000] TO BUS 1442 [POP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 66 : OPEN LINE FROM BUS 1431 [RIO-69 69.000] TO BUS 1475 [RIO-34 34.000] CKT 1
SINGLE 67 : OPEN LINE FROM BUS 1432 [MYE-69 69.000] TO BUS 1472 [MYE-34 34.500] CKT 1
SINGLE 68 : OPEN LINE FROM BUS 1432 [MYE-69 69.000] TO BUS 1487 [MYE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 69 : OPEN LINE FROM BUS 1433 [RAN-69 69.000] TO BUS 1473 [RAN-34 34.000] CKT 1
SINGLE 70 : OPEN LINE FROM BUS 1434 [MOY-138 138.00] TO BUS 1474 [MOY-13 13.800] CKT 1
SINGLE 71 : OPEN LINE FROM BUS 1435 [SCR-69 69.000] TO BUS 1436 [PAS-69 69.000] CKT 1
SINGLE 72 : OPEN LINE FROM BUS 1435 [SCR-69 69.000] TO BUS 1491 [TEC-69 69.000] CKT 1
SINGLE 73 : OPEN LINE FROM BUS 1437 [PVE-69 69.000] TO BUS 1687 [PVE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 74 : OPEN LINE FROM BUS 1438 [LAP-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 75 : OPEN LINE FROM BUS 1442 [POP-69 69.000] TO BUS 1477 [POP-34 34.500] CKT 1
SINGLE 76 : OPEN LINE FROM BUS 1443 [MAT-69 69.000] TO BUS 1482 [MAT-13 13.800] CKT 1

SINGLE 77 : OPEN LINE FROM BUS 1445 [IPA-138 138.00] TO BUS 1458 [IPA-13 13.800] CKT 1
 SINGLE 79 : OPEN LINE FROM BUS 1469 [ZCA-69 69.000] TO BUS 1479 [ZCA-13 13.800] CKT 1
 SINGLE 80 : OPEN LINE FROM BUS 1483 [MTZ-13 13.800] TO BUS 1484 [SIS-13 13.800] CKT 1
 SINGLE 81 : OPEN LINE FROM BUS 1490 [TEC-691 69.000] TO BUS 1492 [IAT-69 69.000] CKT 1
 SINGLE 82 : OPEN LINE FROM BUS 1490 [TEC-691 69.000] TO BUS 1714 [TFM-692 69.000] CKT 1
 SINGLE 83 : OPEN LINE FROM BUS 1491 [TEC-692 69.000] TO BUS 1492 [IAT-69 69.000] CKT 1
 SINGLE 85 : OPEN LINE FROM BUS 1690 [CND-H 6.6000] TO BUS 1712 [CND-69 69.000] CKT 1
 SINGLE 86 : OPEN LINE FROM BUS 1713 [TFM-691 69.000] TO BUS 1715 [TFM-69 69.000] CKT 1
 SINGLE 87 : OPEN LINE FROM BUS 1714 [TFM-692 69.000] TO BUS 1715 [TFM-69 69.000] CKT 2

ACCC NON-CONVERGED NETWORK REPORT:

BUS MISMATCH TOLERANCE= 0.5000 MVA
 SYSTEM MISMATCH TOLERANCE= 5.0000 MVA

DISTRIBUTION FACTOR FILE:C:\hmartinez\Contingencias\epoca seca sin Petén\resultados
 SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: subzona.sub
 MONITORED ELEMENT FILE: monitor.mon
 CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: contingencia.con

X--MISMATCH (MVA)--X			
CONTINGENCY	BUS	SYSTEM	TERMINATION CONDITION
SINGLE 34	26.232	181.58	BLOWN UP
SINGLE 50	13.769	170.07	BLOWN UP
SINGLE 51	18.291	310.41	BLOWN UP
SINGLE 53	15.063	123.40	BLOWN UP
SINGLE 78	2.8338	23.572	ITERATION LIMIT EXCEEDED
SINGLE 84	8.8703	71.681	BLOWN UP

CONTINGENCY LEGEND

LABEL	EVENTS
SINGLE 34	: OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1433 [RAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 50	: OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1
SINGLE 51	: OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1445 [IPA-138 138.00] CKT 1
SINGLE 53	: OPEN LINE FROM BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1
SINGLE 78	: OPEN LINE FROM BUS 1445 [IPA-138 138.00] TO BUS 1493 [RGR-138 138.00] CKT 1
SINGLE 84	: OPEN LINE FROM BUS 1493 [RGR-138 138.00] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1

Demanda máxima, época seca con la inclusión de Petén

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED ELEMENTS LOADED ABOVE 100.0 % OF RATING SET A
INCLUDES VOLTAGE REPORT

DISTRIBUTION FACTOR FILE: C:\hmartinez\Contingencias\epoca seca con Petén\resultados
SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: subzona.sub
MONITORED ELEMENT FILE: monitor.mon
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: contingencia.con

<----- MONITORED ELEMENT ----->						CONTINGENCY	RATE	FLOW	%
1433	*RAN-69	69.0	1473	RAN-34	34.0 1	BASE CASE	14.0	16.1	114.8
1433	*RAN-69	69.0	1473	RAN-34	34.0 1	SINGLE 2	14.0	16.1	114.8
1433	*RAN-69	69.0	1473	RAN-34	34.0 1	SINGLE 3	14.0	16.1	114.9

MONITORED VOLTAGE REPORT

SYSTEM	CONTINGENCY	BUS			V-CONT	V-INIT	V-MAX	V-MIN
ZONE 4	RANGE SINGLE 3	1429	CHS-69	69.0	1.0819	1.0317	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 3	1445	IPA-138	138	0.9439	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 3	1493	RGR-138	138	0.9401	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1445	IPA-138	138	0.9412	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1479	ZCA-13	13.8	1.0513	1.0369	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1493	RGR-138	138	0.9368	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 8	1493	RGR-138	138	0.9471	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 11	1445	IPA-138	138	0.9494	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 11	1493	RGR-138	138	0.9458	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1445	IPA-138	138	0.9335	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1493	RGR-138	138	0.9292	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 14	1445	IPA-138	138	0.9353	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 14	1493	RGR-138	138	0.931	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 15	1489	EST-13	13.8	1.051	1.0402	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 16	1445	IPA-138	138	0.9445	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 16	1493	RGR-138	138	0.9406	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 18	1445	IPA-138	138	0.9494	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 18	1493	RGR-138	138	0.9458	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1445	IPA-138	138	0.9357	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1493	RGR-138	138	0.932	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1422	PRO-138	138	0.9402	0.9706	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1445	IPA-138	138	0.9194	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1462	PRO-13	13.8	0.9429	0.9747	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1493	RGR-138	138	0.9138	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 24	1410	PBA-69	69.0	1.0644	1.0345	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 24	1424	GEN-69	69.0	1.0644	1.0359	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1407	LRU-69	69.0	1.0517	1.0269	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1410	PBA-69	69.0	1.0855	1.0345	1.05	0.95

ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1413	RBO-69	69.0	1.0522	1.0321	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1424	GEN-69	69.0	1.0854	1.0359	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1431	RIO-69	69.0	1.0512	1.0306	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1467	PBA-131	13.8	1.0777	1.025	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1427	EST-69	69.0	1.0502	1.0295	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1489	EST-13	13.8	1.0611	1.0402	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1411	PRO-69	69.0	1.092	0.9852	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1422	PRO-138	138	0.9256	0.9706	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1428	EJI-69	69.0	1.1077	1.0023	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1434	MOY-138	138	0.9447	0.981	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1445	IPA-138	138	0.9129	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1459	LES-13	13.8	1.0623	1.0348	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1462	PRO-13	13.8	0.9277	0.9747	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1474	MOY-13	13.8	0.9454	0.9819	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1493	RGR-138	138	0.9098	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1445	IPA-138	138	0.9391	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1493	RGR-138	138	0.9361	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 32	1445	IPA-138	138	0.9406	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 32	1493	RGR-138	138	0.9366	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1414	SAN-69	69.0	0.9466	0.9946	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1415	SEL-69	69.0	0.9357	1.0015	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1419	SLM-69	69.0	0.9271	0.9936	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1422	PRO-138	138	0.9414	0.9706	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1433	RAN-69	69.0	0.9474	0.9896	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1441	SLM-13	13.8	0.9438	1.0133	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1445	IPA-138	138	0.9224	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1462	PRO-13	13.8	0.9443	0.9747	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1482	MAT-13	13.8	0.9417	0.9908	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1493	RGR-138	138	0.9175	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 47	1479	ZCA-13	13.8	1.0535	1.0369	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 56	1445	IPA-138	138	0.9486	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 56	1493	RGR-138	138	0.9456	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 62	1493	RGR-138	138	0.9477	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 72	1445	IPA-138	138	0.9436	0.9576	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 72	1493	RGR-138	138	0.9396	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 73	1479	ZCA-13	13.8	1.0505	1.0369	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1404	QOM-69	69.0	0.8071	1.0146	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1408	NOV-69	69.0	0.9445	0.9962	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1409	PAN-69	69.0	0.8567	1.023	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1412	QUE-69	69.0	0.7875	1.0209	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1414	SAN-69	69.0	0.9316	0.9946	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1418	CEL-69	69.0	0.8879	0.9957	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1430	JAL-69	69.0	0.9439	1.0069	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1432	MYE-69	69.0	0.883	1.0213	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1433	RAN-69	69.0	0.896	0.9896	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1435	SCR-69	69.0	0.8643	1.0204	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1436	PAS-69	69.0	0.8656	1.0216	1.05	0.95

ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1443	MAT-69	69.0	0.9437	1.007	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1455	PAN-13	13.8	0.9085	1.0092	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1456	PAN-34	34.5	0.8946	1.0178	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1457	CQM-34	34.5	0.8374	1.0172	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1463	QUE-13	13.8	0.786	1.0234	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1464	QUE-34	34.5	0.7722	1.012	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1465	SAN-13	13.8	0.9422	1.0085	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1482	MAT-13	13.8	0.9263	0.9908	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1667	CGP-69	69.0	0.9444	0.9961	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1469	ZCA-69	69.0	0.8353	1.0189	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1479	ZCA-13	13.8	0.8401	1.0369	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1490	TEC-691	69.0	0.866	1.0177	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1491	TEC-692	69.0	0.8654	1.0185	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1492	IAT-69	69.0	0.8657	1.0181	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1494	RGR-69	69.0	0.7887	1.0218	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1493	RGR-138	138	0.6704	0.9543	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1713	TFM-691	69.0	0.8732	1.0085	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1714	TFM-692	69.0	0.8721	1.0096	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 80	1715	TFM-69	69.0	0.8726	1.009	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 85	1479	ZCA-13	13.8	1.0506	1.0369	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1404	CQM-69	69.0	0.8073	1.0146	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1408	NOV-69	69.0	0.9446	0.9962	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1409	PAN-69	69.0	0.8569	1.023	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1412	QUE-69	69.0	0.7877	1.0209	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1414	SAN-69	69.0	0.9317	0.9946	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1418	CEL-69	69.0	0.8881	0.9957	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1430	JAL-69	69.0	0.944	1.0069	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1432	MYE-69	69.0	0.8831	1.0213	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1433	RAN-69	69.0	0.8962	0.9896	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1435	SCR-69	69.0	0.8645	1.0204	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1436	PAS-69	69.0	0.8658	1.0216	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1443	MAT-69	69.0	0.9439	1.007	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1455	PAN-13	13.8	0.9087	1.0092	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1456	PAN-34	34.5	0.8948	1.0178	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1457	CQM-34	34.5	0.8376	1.0172	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1463	QUE-13	13.8	0.7862	1.0234	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1464	QUE-34	34.5	0.7725	1.012	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1465	SAN-13	13.8	0.9423	1.0085	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1482	MAT-13	13.8	0.9264	0.9908	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1667	CGP-69	69.0	0.9445	0.9961	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1469	ZCA-69	69.0	0.8354	1.0189	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1479	ZCA-13	13.8	0.8403	1.0369	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1490	TEC-691	69.0	0.8661	1.0177	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1491	TEC-692	69.0	0.8656	1.0185	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1492	IAT-69	69.0	0.8659	1.0181	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1494	RGR-69	69.0	0.789	1.0218	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1713	TFM-691	69.0	0.8734	1.0085	1.05	0.95

ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1714	TFM-692	69.0	0.8723	1.0096	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1715	TFM-69	69.0	0.8728	1.009	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1442	POP-69	69.0	1.052	1.0287	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1489	EST-13	13.8	1.0512	1.0402	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1495	PET-69	69.0	1.0699	1.035	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 89	1479	ZCA-13	13.8	1.0535	1.0369	1.05	0.95

CONTINGENCY LEGEND

LABEL	EVENTS
SINGLE 2	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1420 [COB-34 34.500] CKT 1
SINGLE 3	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1429 [CHS-69 69.000] CKT 1
SINGLE 4	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1453 [COB-13 13.800] CKT 1
SINGLE 5	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1457 [CQM-34 34.500] CKT 1
SINGLE 6	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1469 [ZCA-69 69.000] CKT 1
SINGLE 7	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 8	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1411 [PRO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 9	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 10	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1459 [LES-13 13.800] CKT 1
SINGLE 11	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1413 [RBO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 12	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1424 [GEN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 13	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1431 [RIO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 14	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1432 [MYE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 15	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1460 [LRU-341 34.500] CKT 1
SINGLE 16	: OPEN LINE FROM BUS 1408 [NOV-69 69.000] TO BUS 1414 [SAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 17	: OPEN LINE FROM BUS 1408 [NOV-69 69.000] TO BUS 1667 [CGP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 18	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1432 [MYE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 19	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1435 [SCR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 20	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1455 [PAN-13 13.800] CKT 1
SINGLE 21	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1456 [PAN-34 34.500] CKT 1
SINGLE 22	: OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1469 [ZCA-69 69.000] CKT 1
SINGLE 23	: OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1424 [GEN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 24	: OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1467 [PBA-131 13.800] CKT 1
SINGLE 25	: OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1468 [PBA-132 13.800] CKT 1
SINGLE 26	: OPEN LINE FROM BUS 1411 [PRO-69 69.000] TO BUS 1422 [PRO-138 138.00] CKT 1
SINGLE 27	: OPEN LINE FROM BUS 1411 [PRO-69 69.000] TO BUS 1428 [EJI-69 69.000] CKT 1
SINGLE 28	: OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1463 [QUE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 29	: OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1464 [QUE-34 34.500] CKT 1
SINGLE 30	: OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 31	: OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 2
SINGLE 32	: OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1415 [SEL-69 69.000] CKT 1
SINGLE 33	: OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1430 [JAL-69 69.000] CKT 1
SINGLE 35	: OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1465 [SAN-13 13.800] CKT 1
SINGLE 36	: OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1466 [SAN-34 34.500] CKT 1
SINGLE 37	: OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1419 [SLM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 38	: OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1449 [MTZ-69 69.000] CKT 1
SINGLE 39	: OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1451 [SEL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 40	: OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1417 [SEC-69 69.000] CKT 1

SINGLE 41 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1426 [REN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 42 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1426 [REN-69 69.000] CKT 2
SINGLE 43 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1452 [SJU-13 13.200] CKT 1
SINGLE 44 : OPEN LINE FROM BUS 1417 [SEC-69 69.000] TO BUS 1454 [SEC-13 13.800] CKT 1
SINGLE 45 : OPEN LINE FROM BUS 1417 [SEC-69 69.000] TO BUS 1712 [CND-69 69.000] CKT 1
SINGLE 46 : OPEN LINE FROM BUS 1418 [CEL-69 69.000] TO BUS 1433 [RAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 47 : OPEN LINE FROM BUS 1418 [CEL-69 69.000] TO BUS 1713 [TFM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 48 : OPEN LINE FROM BUS 1419 [SLM-69 69.000] TO BUS 1441 [SLM-13 13.800] CKT 1
SINGLE 49 : OPEN LINE FROM BUS 1421 [LAP-13 13.800] TO BUS 1438 [LAP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 52 : OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1462 [PRO-13 13.800] CKT 1
SINGLE 54 : OPEN LINE FROM BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1450 [CLL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 55 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1437 [PVE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 56 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 57 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1478 [LVG-13 13.800] CKT 1
SINGLE 58 : OPEN LINE FROM BUS 1427 [EST-69 69.000] TO BUS 1431 [RIO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 59 : OPEN LINE FROM BUS 1427 [EST-69 69.000] TO BUS 1489 [EST-13 13.800] CKT 1
SINGLE 60 : OPEN LINE FROM BUS 1428 [EJI-69 69.000] TO BUS 1470 [EJI-13 13.800] CKT 1
SINGLE 61 : OPEN LINE FROM BUS 1429 [CHS-69 69.000] TO BUS 1471 [CHS-34 34.500] CKT 1
SINGLE 62 : OPEN LINE FROM BUS 1429 [CHS-69 69.000] TO BUS 1495 [PET-69 69.000] CKT 1
SINGLE 63 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1443 [MAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 64 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1476 [JAL-34 34.000] CKT 1
SINGLE 65 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1488 [JAL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 66 : OPEN LINE FROM BUS 1431 [RIO-69 69.000] TO BUS 1442 [POP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 67 : OPEN LINE FROM BUS 1431 [RIO-69 69.000] TO BUS 1475 [RIO-34 34.000] CKT 1
SINGLE 68 : OPEN LINE FROM BUS 1432 [MYE-69 69.000] TO BUS 1472 [MYE-34 34.500] CKT 1
SINGLE 69 : OPEN LINE FROM BUS 1432 [MYE-69 69.000] TO BUS 1487 [MYE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 70 : OPEN LINE FROM BUS 1433 [RAN-69 69.000] TO BUS 1473 [RAN-34 34.000] CKT 1
SINGLE 71 : OPEN LINE FROM BUS 1434 [MOY-138 138.00] TO BUS 1474 [MOY-13 13.800] CKT 1
SINGLE 72 : OPEN LINE FROM BUS 1435 [SCR-69 69.000] TO BUS 1436 [PAS-69 69.000] CKT 1
SINGLE 73 : OPEN LINE FROM BUS 1435 [SCR-69 69.000] TO BUS 1491 [TEC-69 69.000] CKT 1
SINGLE 74 : OPEN LINE FROM BUS 1437 [PVE-69 69.000] TO BUS 1687 [PVE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 75 : OPEN LINE FROM BUS 1438 [LAP-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 76 : OPEN LINE FROM BUS 1442 [POP-69 69.000] TO BUS 1477 [POP-34 34.500] CKT 1
SINGLE 77 : OPEN LINE FROM BUS 1442 [POP-69 69.000] TO BUS 1495 [PET-69 69.000] CKT 1
SINGLE 78 : OPEN LINE FROM BUS 1443 [MAT-69 69.000] TO BUS 1482 [MAT-13 13.800] CKT 1
SINGLE 79 : OPEN LINE FROM BUS 1445 [IPA-138 138.00] TO BUS 1458 [IPA-13 13.800] CKT 1
SINGLE 80 : OPEN LINE FROM BUS 1445 [IPA-138 138.00] TO BUS 1493 [RGR-138 138.00] CKT 1
SINGLE 81 : OPEN LINE FROM BUS 1469 [ZCA-69 69.000] TO BUS 1479 [ZCA-13 13.800] CKT 1
SINGLE 82 : OPEN LINE FROM BUS 1483 [MTZ-13 13.800] TO BUS 1484 [SIS-13 13.800] CKT 1
SINGLE 83 : OPEN LINE FROM BUS 1490 [TEC-69 69.000] TO BUS 1492 [IAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 84 : OPEN LINE FROM BUS 1490 [TEC-69 69.000] TO BUS 1714 [TFM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 85 : OPEN LINE FROM BUS 1491 [TEC-69 69.000] TO BUS 1492 [IAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 86 : OPEN LINE FROM BUS 1493 [RGR-138 138.00] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 87 : OPEN LINE FROM BUS 1495 [PET-69 69.000] TO BUS 1496 [PET-34 34.500] CKT 1
SINGLE 88 : OPEN LINE FROM BUS 1690 [CND-H 6.6000] TO BUS 1712 [CND-69 69.000] CKT 1
SINGLE 89 : OPEN LINE FROM BUS 1713 [TFM-69 69.000] TO BUS 1715 [TFM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 90 : OPEN LINE FROM BUS 1714 [TFM-69 69.000] TO BUS 1715 [TFM-69 69.000] CKT 2

DISTRIBUTION FACTOR FILE:C:\hmartinez\Contingencias\epoca seca con Petén\resultados
 SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: subzona.sub
 MONITORED ELEMENT FILE: monitor.mon
 CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: contingencia.con

X--MISMATCH (MVA)--X			
CONTINGENCY	BUS	SYSTEM	TERMINATION CONDITION
SINGLE 1	8.5792	65.458	BLOWN UP
SINGLE 34	5.2856	63.817	BLOWN UP
SINGLE 50	10.745	147.33	BLOWN UP
SINGLE 51	5.6766	62.665	BLOWN UP
SINGLE 53	18.207	162.45	BLOWN UP

CONTINGENCY LEGEND

LABEL	EVENTS
SINGLE 1	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1416 [SJU-69 69.000] CKT 1
SINGLE 34	: OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1433 [RAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 50	: OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1
SINGLE 51	: OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1445 [IPA-138 138.00] CKT 1
SINGLE 53	: OPEN LINE FROM BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1

Demanda máxima, época lluviosa sin la inclusión de Petén

DISTRIBUTION FACTOR FILE:C:\hmartinez\Contingencias\epoca lluviosa sin Petén\resultados
 SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: subzona.sub
 MONITORED ELEMENT FILE: monitor.mon
 CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: contingencia.con

<----- MONITORED ELEMENT ----->	CONTINGENCY	RATE	FLOW	%
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	BASE CASE	14.0	15.8	112.7
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	SINGLE 1	14.0	15.8	112.7
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	SINGLE 2	14.0	15.8	112.7

MONITORED VOLTAGE REPORT

SYSTEM	CONTINGENCY	BUS	V-CONT	V-INIT	V-MAX	V-MIN
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1445 IPA-138 138	0.9441	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1479 ZCA-13 13.8	1.0529	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1493 RGR-138 138	0.9398	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1422 PRO-138 138	0.9467	0.9774	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1445 IPA-138 138	0.929	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1493 RGR-138 138	0.9244	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 14	1445 IPA-138 138	0.947	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 14	1493 RGR-138 138	0.9432	0.9629	1.05	0.95

ZONE 4	RANGE SINGLE 16	1493	RGR-138	138	0.9463	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1422	PRO-138	138	0.9401	0.9774	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1445	IPA-138	138	0.923	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1462	PRO-13	13.8	0.9432	0.9821	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1493	RGR-138	138	0.9188	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 21	1479	ZCA-13	13.8	1.0516	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1422	PRO-138	138	0.9423	0.9774	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1445	IPA-138	138	0.9219	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1462	PRO-13	13.8	0.9455	0.9821	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1493	RGR-138	138	0.9164	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 24	1410	PBA-69	69.0	1.0544	1.0334	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 24	1424	GEN-69	69.0	1.0545	1.0347	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1410	PBA-69	69.0	1.08	1.0334	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1424	GEN-69	69.0	1.0799	1.0347	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1467	PBA-131	13.8	1.0723	1.0242	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 25	1489	EST-13	13.8	1.0542	1.0292	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1411	PRO-69	69.0	1.0939	0.9905	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1422	PRO-138	138	0.9347	0.9774	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1428	EJI-69	69.0	1.1098	1.0077	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1445	IPA-138	138	0.9234	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1459	LES-13	13.8	1.0641	1.038	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1462	PRO-13	13.8	0.9375	0.9821	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 26	1493	RGR-138	138	0.9206	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1445	IPA-138	138	0.9438	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 27	1493	RGR-138	138	0.941	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 32	1445	IPA-138	138	0.9491	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 32	1493	RGR-138	138	0.9457	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1419	SLM-69	69.0	0.9489	0.9873	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1445	IPA-138	138	0.9395	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 38	1493	RGR-138	138	0.9357	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 46	1479	ZCA-13	13.8	1.0523	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 47	1479	ZCA-13	13.8	1.0511	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 71	1445	IPA-138	138	0.9447	0.9658	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 71	1493	RGR-138	138	0.9407	0.9629	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 72	1479	ZCA-13	13.8	1.0543	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 81	1479	ZCA-13	13.8	1.0529	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 82	1479	ZCA-13	13.8	1.0529	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 83	1479	ZCA-13	13.8	1.0544	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1479	ZCA-13	13.8	1.051	1.0328	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1479	ZCA-13	13.8	1.0537	1.0328	1.05	0.95

CONTINGENCY LEGEND

LABEL	EVENTS
SINGLE 1	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1416 [SJU-69 69.000] CKT 1
SINGLE 2	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1420 [COB-34 34.500] CKT 1
SINGLE 3	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1429 [CHS-69 69.000] CKT 1

SINGLE 4 : OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1453 [COB-13 13.800] CKT 1
SINGLE 5 : OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1457 [CQM-34 34.500] CKT 1
SINGLE 6 : OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1469 [ZCA-69 69.000] CKT 1
SINGLE 7 : OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 8 : OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1411 [PRO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 9 : OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 10 : OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1459 [LES-13 13.800] CKT 1
SINGLE 11 : OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1413 [RBO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 12 : OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1424 [GEN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 13 : OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1431 [RIO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 14 : OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1432 [MYE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 15 : OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1460 [LRU-341 34.500] CKT 1
SINGLE 16 : OPEN LINE FROM BUS 1408 [NOV-69 69.000] TO BUS 1414 [SAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 17 : OPEN LINE FROM BUS 1408 [NOV-69 69.000] TO BUS 1667 [CGP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 18 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1432 [MYE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 19 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1435 [SCR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 20 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1455 [PAN-13 13.800] CKT 1
SINGLE 21 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1456 [PAN-34 34.500] CKT 1
SINGLE 22 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1469 [ZCA-69 69.000] CKT 1
SINGLE 23 : OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1424 [GEN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 24 : OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1467 [PBA-131 13.800] CKT 1
SINGLE 25 : OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1468 [PBA-132 13.800] CKT 1
SINGLE 26 : OPEN LINE FROM BUS 1411 [PRO-69 69.000] TO BUS 1422 [PRO-138 138.00] CKT 1
SINGLE 27 : OPEN LINE FROM BUS 1411 [PRO-69 69.000] TO BUS 1428 [EJI-69 69.000] CKT 1
SINGLE 28 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1463 [QUE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 29 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1464 [QUE-34 34.500] CKT 1
SINGLE 30 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 31 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 2
SINGLE 32 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1415 [SEL-69 69.000] CKT 1
SINGLE 33 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1430 [JAL-69 69.000] CKT 1
SINGLE 35 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1465 [SAN-13 13.800] CKT 1
SINGLE 36 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1466 [SAN-34 34.500] CKT 1
SINGLE 37 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1419 [SLM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 38 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1449 [MTZ-69 69.000] CKT 1
SINGLE 39 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1451 [SEL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 40 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1417 [SEC-69 69.000] CKT 1
SINGLE 41 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1426 [REN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 42 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1426 [REN-69 69.000] CKT 2
SINGLE 43 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1452 [SJU-13 13.200] CKT 1
SINGLE 44 : OPEN LINE FROM BUS 1417 [SEC-69 69.000] TO BUS 1454 [SEC-13 13.800] CKT 1
SINGLE 45 : OPEN LINE FROM BUS 1417 [SEC-69 69.000] TO BUS 1712 [CND-69 69.000] CKT 1
SINGLE 46 : OPEN LINE FROM BUS 1418 [CEL-69 69.000] TO BUS 1433 [RAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 47 : OPEN LINE FROM BUS 1418 [CEL-69 69.000] TO BUS 1713 [TFM-691 69.000] CKT 1
SINGLE 48 : OPEN LINE FROM BUS 1419 [SLM-69 69.000] TO BUS 1441 [SLM-13 13.800] CKT 1
SINGLE 49 : OPEN LINE FROM BUS 1421 [LAP-13 13.800] TO BUS 1438 [LAP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 52 : OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1462 [PRO-13 13.800] CKT 1
SINGLE 54 : OPEN LINE FROM BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1450 [CLL-13 13.800] CKT 1

SINGLE 55 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1437 [PVE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 56 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 57 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1478 [LVG-13 13.800] CKT 1
SINGLE 58 : OPEN LINE FROM BUS 1427 [EST-69 69.000] TO BUS 1431 [RIO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 59 : OPEN LINE FROM BUS 1427 [EST-69 69.000] TO BUS 1489 [EST-13 13.800] CKT 1
SINGLE 60 : OPEN LINE FROM BUS 1428 [EJI-69 69.000] TO BUS 1470 [EJI-13 13.800] CKT 1
SINGLE 61 : OPEN LINE FROM BUS 1429 [CHS-69 69.000] TO BUS 1471 [CHS-34 34.500] CKT 1
SINGLE 62 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1443 [MAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 63 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1476 [JAL-34 34.000] CKT 1
SINGLE 64 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1488 [JAL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 65 : OPEN LINE FROM BUS 1431 [RIO-69 69.000] TO BUS 1442 [POP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 66 : OPEN LINE FROM BUS 1431 [RIO-69 69.000] TO BUS 1475 [RIO-34 34.000] CKT 1
SINGLE 67 : OPEN LINE FROM BUS 1432 [MYE-69 69.000] TO BUS 1472 [MYE-34 34.500] CKT 1
SINGLE 68 : OPEN LINE FROM BUS 1432 [MYE-69 69.000] TO BUS 1487 [MYE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 69 : OPEN LINE FROM BUS 1433 [RAN-69 69.000] TO BUS 1473 [RAN-34 34.000] CKT 1
SINGLE 70 : OPEN LINE FROM BUS 1434 [MOY-138 138.000] TO BUS 1474 [MOY-13 13.800] CKT 1
SINGLE 71 : OPEN LINE FROM BUS 1435 [SCR-69 69.000] TO BUS 1436 [PAS-69 69.000] CKT 1
SINGLE 72 : OPEN LINE FROM BUS 1435 [SCR-69 69.000] TO BUS 1491 [TEC-692 69.000] CKT 1
SINGLE 73 : OPEN LINE FROM BUS 1437 [PVE-69 69.000] TO BUS 1687 [PVE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 74 : OPEN LINE FROM BUS 1438 [LAP-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 75 : OPEN LINE FROM BUS 1442 [POP-69 69.000] TO BUS 1477 [POP-34 34.500] CKT 1
SINGLE 76 : OPEN LINE FROM BUS 1443 [MAT-69 69.000] TO BUS 1482 [MAT-13 13.800] CKT 1
SINGLE 77 : OPEN LINE FROM BUS 1445 [IPA-138 138.000] TO BUS 1458 [IPA-13 13.800] CKT 1
SINGLE 79 : OPEN LINE FROM BUS 1469 [ZCA-69 69.000] TO BUS 1479 [ZCA-13 13.800] CKT 1
SINGLE 80 : OPEN LINE FROM BUS 1483 [MTZ-13 13.800] TO BUS 1484 [SIS-13 13.800] CKT 1
SINGLE 81 : OPEN LINE FROM BUS 1490 [TEC-691 69.000] TO BUS 1492 [IAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 82 : OPEN LINE FROM BUS 1490 [TEC-691 69.000] TO BUS 1714 [TFM-692 69.000] CKT 1
SINGLE 83 : OPEN LINE FROM BUS 1491 [TEC-692 69.000] TO BUS 1492 [IAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 85 : OPEN LINE FROM BUS 1690 [CND-H 6.6000] TO BUS 1712 [CND-69 69.000] CKT 1
SINGLE 86 : OPEN LINE FROM BUS 1713 [TFM-691 69.000] TO BUS 1715 [TFM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 87 : OPEN LINE FROM BUS 1714 [TFM-692 69.000] TO BUS 1715 [TFM-69 69.000] CKT 2

ACCC NON-CONVERGED NETWORK REPORT:

BUS MISMATCH TOLERANCE= 0.5000 MVA

SYSTEM MISMATCH TOLERANCE= 5.0000 MVA

DISTRIBUTION FACTOR FILE:C:\hmartinez\Contingencias\epoca lluviosa sin Petén\resultados

SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: subzona.sub

MONITORED ELEMENT FILE: monitor.mon

CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: contingencia.con

X--MISMATCH (MVA)--X

CONTINGENCY	BUS	SYSTEM	TERMINATION CONDITION
SINGLE 34	57.648	458.27	BLOWN UP
SINGLE 50	34.042	347.69	BLOWN UP

SINGLE 51	17.732	150.92	ITERATION LIMIT EXCEEDED
SINGLE 53	18.281	348.60	BLOWN UP
SINGLE 78	35.037	448.44	BLOWN UP
SINGLE 84	39.256	476.12	BLOWN UP

CONTINGENCY LEGEND

LABEL	EVENTS
SINGLE 34	: OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1433 [RAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 50	: OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1
SINGLE 51	: OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1445 [IPA-138 138.00] CKT 1
SINGLE 53	: OPEN LINE FROM BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1
SINGLE 78	: OPEN LINE FROM BUS 1445 [IPA-138 138.00] TO BUS 1493 [RGR-138 138.00] CKT 1
SINGLE 84	: OPEN LINE FROM BUS 1493 [RGR-138 138.00] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1

Demanda máxima, época lluviosa con la inclusión de Petén

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED ELEMENTS LOADED ABOVE 100.0 % OF RATING SET A
INCLUDES VOLTAGE REPORT

DISTRIBUTION FACTOR FILE:C:\hmartinez\Contingencias\epoca lluviosa con Petén\resultados
SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: subzona.sub
MONITORED ELEMENT FILE: monitor.mon
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: contingencia.con

<----- MONITORED ELEMENT ----->	CONTINGENCY	RATE	FLOW	%
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	BASE CASE	14.0	15.8	112.6
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	SINGLE 2	14.0	15.8	112.6
1433*RAN-69 69.0 1473 RAN-34 34.0 1	SINGLE 3	14.0	15.8	112.8

MONITORED VOLTAGE REPORT

SYSTEM	CONTINGENCY	BUS	V-CONT	V-INIT	V-MAX	V-MIN
ZONE 4	RANGE SINGLE 3	1429 CHS-69 69.0	1.0823	1.0307	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1445 IPA-138 138	0.9454	0.9701	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1479 ZCA-13 13.8	1.0557	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 6	1493 RGR-138 138	0.9411	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 12	1493 RGR-138 138	0.9492	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 14	1445 IPA-138 138	0.9483	0.9701	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 14	1493 RGR-138 138	0.9446	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 15	1489 EST-13 13.8	1.0517	1.0409	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1445 IPA-138 138	0.9477	0.9701	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 19	1493 RGR-138 138	0.9444	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1422 PRO-138 138	0.9436	0.9812	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1445 IPA-138 138	0.9232	0.9701	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 22	1462 PRO-13 13.8	0.9469	0.9861	1.05	0.95

ZONE 4	RANGE SINGLE	22	1493	RGR-138	138	0.9178	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	24	1410	PBA-69	69.0	1.0649	1.035	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	24	1424	GEN-69	69.0	1.0649	1.0363	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	25	1407	LRU-69	69.0	1.053	1.0274	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	25	1410	PBA-69	69.0	1.0876	1.035	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	25	1413	RBO-69	69.0	1.0536	1.0326	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	25	1424	GEN-69	69.0	1.0874	1.0363	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	25	1431	RIO-69	69.0	1.0526	1.0313	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	25	1467	PBA-131	13.8	1.0801	1.0258	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	25	1427	EST-69	69.0	1.0516	1.0302	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	25	1489	EST-13	13.8	1.0626	1.0409	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	26	1411	PRO-69	69.0	1.0945	0.9942	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	26	1422	PRO-138	138	0.9435	0.9812	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	26	1428	EJI-69	69.0	1.1103	1.0114	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	26	1445	IPA-138	138	0.9335	0.9701	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	26	1459	LES-13	13.8	1.0648	1.0393	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	26	1462	PRO-13	13.8	0.9468	0.9861	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	26	1493	RGR-138	138	0.9312	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	27	1493	RGR-138	138	0.9491	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	38	1445	IPA-138	138	0.9478	0.9701	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	38	1493	RGR-138	138	0.9442	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	46	1479	ZCA-13	13.8	1.0503	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	47	1479	ZCA-13	13.8	1.0553	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	72	1493	RGR-138	138	0.947	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	73	1479	ZCA-13	13.8	1.0508	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1404	CQM-69	69.0	0.8704	1.0141	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1409	PAN-69	69.0	0.913	1.0241	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1412	QUE-69	69.0	0.8538	1.0188	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1418	CEL-69	69.0	0.9335	0.998	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1432	MYE-69	69.0	0.9295	1.0219	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1433	RAN-69	69.0	0.9383	0.992	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1435	SCR-69	69.0	0.9194	1.0221	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1436	PAS-69	69.0	0.9208	1.0233	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1457	CQM-34	34.5	0.9053	1.0168	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1463	QUE-13	13.8	0.8536	1.0213	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1464	QUE-34	34.5	0.8411	1.0102	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1469	ZCA-69	69.0	0.8947	1.0193	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1479	ZCA-13	13.8	0.9047	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1490	TEC-691	69.0	0.9204	1.0194	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1491	TEC-692	69.0	0.92	1.0202	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1492	IAT-69	69.0	0.9202	1.0198	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1494	RGR-69	69.0	0.8549	1.0196	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1493	RGR-138	138	0.7266	0.9673	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1713	TFM-691	69.0	0.9246	1.0105	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1714	TFM-692	69.0	0.924	1.0116	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	80	1715	TFM-69	69.0	0.9243	1.011	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE	83	1479	ZCA-13	13.8	1.0504	1.0378	1.05	0.95

ZONE 4	RANGE SINGLE 84	1479 ZCA-13	13.8	1.0505	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 85	1479 ZCA-13	13.8	1.051	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1404 CQM-69	69.0	0.8705	1.0141	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1409 PAN-69	69.0	0.9131	1.0241	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1412 QUE-69	69.0	0.8539	1.0188	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1418 CEL-69	69.0	0.9336	0.998	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1432 MYE-69	69.0	0.9296	1.0219	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1433 RAN-69	69.0	0.9384	0.992	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1435 SCR-69	69.0	0.9195	1.0221	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1436 PAS-69	69.0	0.9209	1.0233	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1457 CQM-34	34.5	0.9054	1.0168	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1463 QUE-13	13.8	0.8537	1.0213	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1464 QUE-34	34.5	0.8413	1.0102	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1469 ZCA-69	69.0	0.8948	1.0193	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1479 ZCA-13	13.8	0.9048	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1490 TEC-691	69.0	0.9205	1.0194	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1491 TEC-692	69.0	0.9201	1.0202	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1492 IAT-69	69.0	0.9203	1.0198	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1494 RGR-69	69.0	0.855	1.0196	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1713 TFM-691	69.0	0.9247	1.0105	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1714 TFM-692	69.0	0.9241	1.0116	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 86	1715 TFM-69	69.0	0.9244	1.011	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1442 POP-69	69.0	1.0532	1.0293	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1489 EST-13	13.8	1.0531	1.0409	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 87	1495 PET-69	69.0	1.07	1.035	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 89	1479 ZCA-13	13.8	1.0553	1.0378	1.05	0.95
ZONE 4	RANGE SINGLE 90	1479 ZCA-13	13.8	1.0505	1.0378	1.05	0.95

CONTINGENCY LEGEND

LABEL	EVENTS
SINGLE 2	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1420 [COB-34 34.500] CKT 1
SINGLE 3	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1429 [CHS-69 69.000] CKT 1
SINGLE 4	: OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1453 [COB-13 13.800] CKT 1
SINGLE 5	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1457 [CQM-34 34.500] CKT 1
SINGLE 6	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1469 [ZCA-69 69.000] CKT 1
SINGLE 7	: OPEN LINE FROM BUS 1404 [CQM-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 8	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1411 [PRO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 9	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 10	: OPEN LINE FROM BUS 1406 [LES-69 69.000] TO BUS 1459 [LES-13 13.800] CKT 1
SINGLE 11	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1413 [RBO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 12	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1424 [GEN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 13	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1431 [RIO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 14	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1432 [MYE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 15	: OPEN LINE FROM BUS 1407 [LRU-69 69.000] TO BUS 1460 [LRU-341 34.500] CKT 1
SINGLE 16	: OPEN LINE FROM BUS 1408 [NOV-69 69.000] TO BUS 1414 [SAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 17	: OPEN LINE FROM BUS 1408 [NOV-69 69.000] TO BUS 1667 [CGP-69 69.000] CKT 1

SINGLE 18 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1432 [MYE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 19 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1435 [SCR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 20 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1455 [PAN-13 13.800] CKT 1
SINGLE 21 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1456 [PAN-34 34.500] CKT 1
SINGLE 22 : OPEN LINE FROM BUS 1409 [PAN-69 69.000] TO BUS 1469 [ZCA-69 69.000] CKT 1
SINGLE 23 : OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1424 [GEN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 24 : OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1467 [PBA-131 13.800] CKT 1
SINGLE 25 : OPEN LINE FROM BUS 1410 [PBA-69 69.000] TO BUS 1468 [PBA-132 13.800] CKT 1
SINGLE 26 : OPEN LINE FROM BUS 1411 [PRO-69 69.000] TO BUS 1422 [PRO-138 138.00] CKT 1
SINGLE 27 : OPEN LINE FROM BUS 1411 [PRO-69 69.000] TO BUS 1428 [EJI-69 69.000] CKT 1
SINGLE 28 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1463 [QUE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 29 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1464 [QUE-34 34.500] CKT 1
SINGLE 30 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 31 : OPEN LINE FROM BUS 1412 [QUE-69 69.000] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 2
SINGLE 32 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1415 [SEL-69 69.000] CKT 1
SINGLE 33 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1430 [JAL-69 69.000] CKT 1
SINGLE 35 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1465 [SAN-13 13.800] CKT 1
SINGLE 36 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1466 [SAN-34 34.500] CKT 1
SINGLE 37 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1419 [SLM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 38 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1449 [MTZ-69 69.000] CKT 1
SINGLE 39 : OPEN LINE FROM BUS 1415 [SEL-69 69.000] TO BUS 1451 [SEL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 40 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1417 [SEC-69 69.000] CKT 1
SINGLE 41 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1426 [REN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 42 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1426 [REN-69 69.000] CKT 2
SINGLE 43 : OPEN LINE FROM BUS 1416 [SJU-69 69.000] TO BUS 1452 [SJU-13 13.200] CKT 1
SINGLE 44 : OPEN LINE FROM BUS 1417 [SEC-69 69.000] TO BUS 1454 [SEC-13 13.800] CKT 1
SINGLE 45 : OPEN LINE FROM BUS 1417 [SEC-69 69.000] TO BUS 1712 [CND-69 69.000] CKT 1
SINGLE 46 : OPEN LINE FROM BUS 1418 [CEL-69 69.000] TO BUS 1433 [RAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 47 : OPEN LINE FROM BUS 1418 [CEL-69 69.000] TO BUS 1713 [TFM-69] 69.000 CKT 1
SINGLE 48 : OPEN LINE FROM BUS 1419 [SLM-69 69.000] TO BUS 1441 [SLM-13 13.800] CKT 1
SINGLE 49 : OPEN LINE FROM BUS 1421 [LAP-13 13.800] TO BUS 1438 [LAP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 52 : OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1462 [PRO-13 13.800] CKT 1
SINGLE 54 : OPEN LINE FROM BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1450 [CLL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 55 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1437 [PVE-69 69.000] CKT 1
SINGLE 56 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 57 : OPEN LINE FROM BUS 1425 [LVG-69 69.000] TO BUS 1478 [LVG-13 13.800] CKT 1
SINGLE 58 : OPEN LINE FROM BUS 1427 [EST-69 69.000] TO BUS 1431 [RIO-69 69.000] CKT 1
SINGLE 59 : OPEN LINE FROM BUS 1427 [EST-69 69.000] TO BUS 1489 [EST-13 13.800] CKT 1
SINGLE 60 : OPEN LINE FROM BUS 1428 [EJI-69 69.000] TO BUS 1470 [EJI-13 13.800] CKT 1
SINGLE 61 : OPEN LINE FROM BUS 1429 [CHS-69 69.000] TO BUS 1471 [CHS-34 34.500] CKT 1
SINGLE 62 : OPEN LINE FROM BUS 1429 [CHS-69 69.000] TO BUS 1495 [PET-69 69.000] CKT 1
SINGLE 63 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1443 [MAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 64 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1476 [JAL-34 34.000] CKT 1
SINGLE 65 : OPEN LINE FROM BUS 1430 [JAL-69 69.000] TO BUS 1488 [JAL-13 13.800] CKT 1
SINGLE 66 : OPEN LINE FROM BUS 1431 [RIO-69 69.000] TO BUS 1442 [POP-69 69.000] CKT 1
SINGLE 67 : OPEN LINE FROM BUS 1431 [RIO-69 69.000] TO BUS 1475 [RIO-34 34.000] CKT 1
SINGLE 68 : OPEN LINE FROM BUS 1432 [MYE-69 69.000] TO BUS 1472 [MYE-34 34.500] CKT 1

SINGLE 69 : OPEN LINE FROM BUS 1432 [MYE-69 69.000] TO BUS 1487 [MYE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 70 : OPEN LINE FROM BUS 1433 [RAN-69 69.000] TO BUS 1473 [RAN-34 34.000] CKT 1
SINGLE 71 : OPEN LINE FROM BUS 1434 [MOY-138 138.00] TO BUS 1474 [MOY-13 13.800] CKT 1
SINGLE 72 : OPEN LINE FROM BUS 1435 [SCR-69 69.000] TO BUS 1436 [PAS-69 69.000] CKT 1
SINGLE 73 : OPEN LINE FROM BUS 1435 [SCR-69 69.000] TO BUS 1491 [TEC-692 69.000] CKT 1
SINGLE 74 : OPEN LINE FROM BUS 1437 [PVE-69 69.000] TO BUS 1687 [PVE-13 13.800] CKT 1
SINGLE 75 : OPEN LINE FROM BUS 1438 [LAP-69 69.000] TO BUS 1439 [LAP-69D 69.000] CKT 1
SINGLE 76 : OPEN LINE FROM BUS 1442 [POP-69 69.000] TO BUS 1477 [POP-34 34.500] CKT 1
SINGLE 77 : OPEN LINE FROM BUS 1442 [POP-69 69.000] TO BUS 1495 [PET-69 69.000] CKT 1
SINGLE 78 : OPEN LINE FROM BUS 1443 [MAT-69 69.000] TO BUS 1482 [MAT-13 13.800] CKT 1
SINGLE 79 : OPEN LINE FROM BUS 1445 [IPA-138 138.00] TO BUS 1458 [IPA-13 13.800] CKT 1
SINGLE 80 : OPEN LINE FROM BUS 1445 [IPA-138 138.00] TO BUS 1493 [RGR-138 138.00] CKT 1
SINGLE 81 : OPEN LINE FROM BUS 1469 [ZCA-69 69.000] TO BUS 1479 [ZCA-13 13.800] CKT 1
SINGLE 82 : OPEN LINE FROM BUS 1483 [MTZ-13 13.800] TO BUS 1484 [SIS-13 13.800] CKT 1
SINGLE 83 : OPEN LINE FROM BUS 1490 [TEC-691 69.000] TO BUS 1492 [IAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 84 : OPEN LINE FROM BUS 1490 [TEC-691 69.000] TO BUS 1714 [TFM-692 69.000] CKT 1
SINGLE 85 : OPEN LINE FROM BUS 1491 [TEC-692 69.000] TO BUS 1492 [IAT-69 69.000] CKT 1
SINGLE 86 : OPEN LINE FROM BUS 1493 [RGR-138 138.00] TO BUS 1494 [RGR-69 69.000] CKT 1
SINGLE 87 : OPEN LINE FROM BUS 1495 [PET-69 69.000] TO BUS 1496 [PET-34 34.500] CKT 1
SINGLE 88 : OPEN LINE FROM BUS 1690 [CND-H 6.6000] TO BUS 1712 [CND-69 69.000] CKT 1
SINGLE 89 : OPEN LINE FROM BUS 1713 [TFM-691 69.000] TO BUS 1715 [TFM-69 69.000] CKT 1
SINGLE 90 : OPEN LINE FROM BUS 1714 [TFM-692 69.000] TO BUS 1715 [TFM-69 69.000] CKT 2

ACCC NON-CONVERGED NETWORK REPORT:

BUS MISMATCH TOLERANCE= 0.5000 MVA
SYSTEM MISMATCH TOLERANCE= 5.0000 MVA

DISTRIBUTION FACTOR FILE:C:\hmartinez\Contingencias\epoca lluviosa con Petén\resultados

SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: subzona.sub
MONITORED ELEMENT FILE: monitor.mon
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: contingencia.con

X--MISMATCH (MVA)--X			
CONTINGENCY	BUS	SYSTEM	TERMINATION CONDITION
SINGLE 1	17.277	122.86	BLOWN UP
SINGLE 34	27.432	247.98	BLOWN UP
SINGLE 50	11.627	120.26	BLOWN UP
SINGLE 51	10.800	84.609	BLOWN UP
SINGLE 53	7.0461	100.77	BLOWN UP

CONTINGENCY LEGEND

LABEL EVENTS
SINGLE 1 : OPEN LINE FROM BUS 1403 [COB-69 69.000] TO BUS 1416 [SJU-69 69.000] CKT 1
SINGLE 34 : OPEN LINE FROM BUS 1414 [SAN-69 69.000] TO BUS 1433 [RAN-69 69.000] CKT 1
SINGLE 50 : OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1
SINGLE 51 : OPEN LINE FROM BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1445 [IPA-138 138.00] CKT 1
SINGLE 53 : OPEN LINE FROM BUS 1423 [CLL-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1