

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

POLITICAS DE OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO EN REGIMENES ESTACIONARIO
Y TRANSITORIO PARA EL AÑO 1995

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO ELECTRICO

LUIS ALBERTO GARRIDO YEPEZ

MARZO DE 1995

DEDICADO A MIS PADRES,
ESPOSA E HIJOS

AGRADECIMIENTO:

AL DR. JESUS A. JATIVA IBARRA POR SU
ACERTADA Y DEDICADA DIRECCION.

A MIS COMPAÑEROS DE INECEL QUE
SIEMPRE CONFIARON EN LA CULMINACION
DE ESTA TAREA, ESPECIALMENTE AL ING.
JULIO C. GOMEZ C.

CERTIFICACION:

El presente trabajo de Tesis de Grado fue desarrollado en su totalidad por el señor Luis Alberto Garrido Yépez.


Dr. Jesús Játiva Ibarra

INDICE

TOMO 1

	Página
CAPITULO 1 INTRODUCCION	
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Objetivo.....	3
1.3 Alcance.....	5
CAPITULO 2 INFORMACION GENERAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	
2.1 Topología de la red del SNI para el año 1995	9
2.2 Demandas de potencia activa y reactiva.....	12
2.3 Parque generador disponible.....	13
CAPITULO 3 ANALISIS DEL SNI EN ESTADO ESTA- CIONARIO	
3.1 Criterios utilizados	
3.1.1 Breve descripción del programa de flujos de potencia.....	21
3.1.2 Flujos de potencia considerados para el estudio.....	24
3.2 Flujos de potencia bajo condiciones nor- males de operación	

	Página	
3.2.1	Casos estudiados para mayo.....	28
3.2.2	Casos estudiados para diciembre.....	46
3.3	Flujos de potencia bajo condiciones de emergencia	
3.3.1	Contingencias analizadas.....	59
3.4	Evaluación de resultados	
3.4.1	Condiciones normales de operación.....	83
3.4.1.1	Casos estudiados para mayo.....	83
3.4.1.2	Casos estudiados para diciembre.....	85
3.4.2	Condiciones de emergencia.....	86
 CAPITULO 4 ANALISIS DE ESTABILIDAD		
4.1	El problema de estabilidad.....	88
4.2	La operación interconectada.....	89
4.3	La frecuencia del sistema interconectado.....	91
4.4	Mecanismo potencia-frecuencia.....	91
4.5	Estabilidad transitoria.....	92
4.6	El fenómeno de baja frecuencia.....	93
4.7	Descripción del programa de estabilidad transitoria.....	95
4.8	Solución de redes para estudios de estabilidad transitoria.....	97
4.9	Flujos de potencia utilizados.....	99
4.10	Estudios de estabilidad	99

	Página	
4.10.1	Parámetros utilizados.....	99
4.10.2	Contingencias analizadas.....	101
4.11	Criterios utilizados para establecer el esquema de alivio de carga.....	102
4.11.1	Porcentaje máximo de desviación de la frecuencia.....	103
4.11.2	Frecuencia a la cual debe iniciarse la desconexión.....	105
4.11.3	Máximo nivel de carga a desconectarse automáticamente.....	106
4.11.4	Niveles de desconexión y porcentaje de carga a desconectar.....	106
4.11.5	Retardo de tiempo de los relés.....	108
4.11.6	Tipos de relés que se usan en la operación.....	109
4.11.7	Método para restablecer el servicio a la carga desconectada.....	109
4.11.8	Frecuencia de restablecimiento.....	110
4.12	Parámetros operativos para determinar la estabilidad del sistema.....	110
4.13	Esquema de alivio de carga.....	110
4.14	Contingencias simuladas.....	111
4.14.1	Demanda máxima para mayo.....	111
4.14.2	Demanda media para mayo.....	112
4.14.3	Demanda mínima para mayo.....	114

4.14.4	Demanda máxima para diciembre.....	115
4.14.5	Demanda media para diciembre.....	116
4.14.6	Demanda mínima para diciembre.....	117
4.15	Análisis general de los resultados obtenidos.....	118
4.15.1	Demanda máxima mayo.....	119

Página

4.15.2	Demanda media mayo.....	124
4.15.3	Demanda mínima mayo.....	129
4.15.4	Demanda máxima diciembre.....	134
4.15.5	Demanda media diciembre.....	140
4.15.6	Demanda mínima diciembre.....	144

CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1	Conclusiones.....	150
5.1.1	Operación del SNI en estado estable...	152
5.1.2	Comportamiento del SNI en estado transitorio.....	155
5.2	Recomendaciones.....	159

ANEXO 1.....	160
--------------	-----

Cuadros de demandas, entregas y despachos de generación de los casos analizados, para estado estacionario.

BIBLIOGRAFIA

TOMO 2

ANEXO 2..... 260

Gráficos, ángulos, voltaje y frecuencia de los casos analizados para estado transitorio.

R E S U M E N

El presente trabajo de Tesis contempla un análisis del comportamiento estacionario y transitorio del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI) para el período previo a la entrada en operación del sistema de transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria.

El análisis en estado estacionario, se lo realiza con flujos de potencia, para el período invernal (marzo-octubre) y de estiaje (noviembre-diciembre). Se considera condiciones de demanda máxima, media y mínima, utilizando diferentes topologías de la red y despachos de generación. Se observa el comportamiento del sistema, poniendo énfasis en los voltajes con los que se atenderían las demandas en el período de estudio, los requerimientos de potencia reactiva y cargabilidad en todo el sistema de transmisión.

En estado transitorio, se analiza los efectos derivados de la salida forzada de unidades de generación, fallas trifásicas en el sistema de transmisión y la funcionalidad del esquema de alivio de carga vigente en el SNI. En base al análisis se plantean soluciones para evitar, en algunos casos, el colapso del SNI.

CAPITULO 1 INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano en los momentos actuales está atravesando por una etapa de crisis, debido a problemas de índole técnico y económico-financiero, que han obligado a operar el Sistema Nacional Interconectado (SNI) bajo condiciones extremas.

A partir del 8 de agosto de 1994 en la subestación Molino de la Central Paute, se presentaron graves daños en interruptores, seccionadores y barras en el patio de 230 kV, determinando que se cambie la topología de la red para aprovechar la potencia y energía proveniente de la Central Paute, imponiendo restricciones operativas sobre el sistema eléctrico.

Los equipos afectados tienen que ser sometidos a rigurosas pruebas, con la finalidad de determinar el alcance de los daños y además determinar el tiempo en que los equipos estarían en condiciones de entrar en servicio nuevamente.

El problema económico-financiero al que ha estado sujeto el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), ha obligado a postergar la realización de varias obras de gran importancia para el desarrollo eléctrico del país, principalmente en el campo de generación y transmisión, siendo una de estas, el sistema de transmisión a 230 kV de

Paute-Pascuales-Trinitaria, que debía entrar en operación en forma conjunta con las unidades de la fase "C" del proyecto Paute.

Según la última información que se dispone, la entrada en operación del sistema de transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria, será a finales del año 1997, como consta en el Plan Nacional de Electrificación que está sujeto a aprobación por las instancias superiores.

Se puede prever que la operación SNI, con la falta de este sistema de transmisión, que comprende dos circuitos a 230 kV, entre las subestaciones de Paute, Pascuales y Trinitaria, y con los problemas técnicos indicados anteriormente, la operación del SNI se la realizará bajo un estado de alerta permanente para determinados períodos de demanda.

1.2 OBJETIVO

El objetivo básico del presente trabajo de tesis es establecer las mejores condiciones de operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano en régimen estacionario y transitorio, en base a estudios de flujos de potencia y estabilidad transitoria. Esto es, determinar las restricciones operativas y posibles soluciones encaminadas a sugerir políticas de operación para obtener un aprovechamiento racional de los recursos energéticos del país.

El tratar de aprovechar al máximo la potencia disponible en la Central Paute, cuya capacidad instalada es de 1075 MW, con tres circuitos de 230 kV hasta los primeros meses del año 1995, si las pruebas así lo determinan, y cuatro circuitos de 230 kV, cuando se reparen los daños en los equipos de la subestación Molino, hará que se llegue a condiciones de operación extremas, por lo que es necesario revisar en este estudio la cargabilidad de los elementos principales de la red a fin de satisfacer los requerimientos de potencia del SNI para el año 1995.

Adicionalmente, es importante tomar medidas encaminadas a evitar la pérdida total del suministro de energía en el país ante la ocurrencia de fallas severas en el SNI. Para ello es necesario una revisión del esquema de alivio de carga (EAC) actualmente vigente en el sistema, poniendo

especial interés en aquellas áreas que poseen una parte importante de generación, de modo que éstas mantengan su sincronismo en forma independiente.

1.3 ALCANCE

El programa de operación de un sistema eléctrico de potencia, comprende las siguientes etapas:

- 1.- Pronóstico de la demanda y estimación de caudales afluentes a las centrales hidráulicas.
- 2.- Programa de mantenimientos de los diferentes elementos constitutivos del sistema.
- 3.- Programación de los recursos energéticos disponibles mediante técnicas de optimización que satisfacen un gran número de restricciones asociados al sistema de potencia.
- 4.- Validación del programa de operación anteriormente obtenido, mediante estudios eléctricos.
- 5.- Si el programa de operación es factible eléctricamente, será publicado y puesto en ejecución. Caso contrario, de los estudios eléctricos surgen nuevas restricciones que deben ser incorporadas a la programación de los recursos energéticos.

Esta es la técnica empleada en INECEL para elaborar los programas de operación del Sistema Nacional Interconectado,

tarea en la cual participan equipos multidisciplinarios de profesionales.

El presente trabajo de tesis, realiza la validación de los programas de operación del Sistema Nacional Interconectado para el año 1995, mediante estudios eléctricos del sistema de potencia para estados estacionario y transitorio.

Para estado estacionario, se realizan flujos de potencia bajo las siguientes condiciones:

Se analizarán los períodos de invierno y estiaje, siendo el mes de Mayo el representativo del primer período y el mes de Diciembre del segundo, ya que son los meses que tienen la mayor demanda en sus respectivas épocas.

En los dos períodos se estudiarán los flujos de potencia para las condiciones de demandas máxima, media y mínima, con diferentes topologías de la red, especialmente el mes de mayo de 1995, debido a que no se conoce con exactitud el tiempo en que se demorarán las reparaciones en los equipos afectados en la subestación Molino.

El análisis del comportamiento del sistema en régimen estacionario, considera inicialmente todos los elementos disponibles de la red, constituyéndose así en el caso base para los flujos de potencia, a partir del cual, se estudia el comportamiento del sistema, ante la salida de operación

o indisponibilidad de elementos importantes ya sean estos de generación o transmisión.

El análisis de los resultados indicará la topología más adecuada para la operación del SNI, la ubicación óptima de taps de los transformadores, la reubicación de bancos de capacidores, la cargabilidad de líneas y transformadores, y las condiciones de voltaje con que serán atendidas las Empresas Eléctricas que conforman el SNI.

En régimen transitorio, básicamente se analizan los efectos derivados de la salida forzosa de unidades de generación, fallas en líneas de transmisión y transformadores, para las condiciones de demandas máxima, media y mínima para el año 1995.

El resultado del análisis del SNI en régimen transitorio, permitirá determinar si las topologías de operación analizadas son las más adecuadas, si el esquema de disparo automático de unidades necesita ser actualizado; así como también si el esquema de alivio de carga es el apropiado para estas nuevas condiciones de operación,

Especial énfasis se ha puesto en aquellas contingencias que podrían ocasionar la inestabilidad total o parcial del sistema, con el fin de plantear las soluciones más adecuadas para una operación segura.

Adicionalmente se analiza el esquema de seccionamiento de carga por baja frecuencia o esquema de alivio de carga (EAC), actualmente vigente en el SNI, con la finalidad de determinar su funcionalidad y principalmente en lo que tiene que ver con seguridad de áreas.

CAPITULO 2 INFORMACION GENERAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

2.1 TOPOLOGIA DE LA RED DEL SNI PARA EL AÑO 1995

Por las características especiales de la configuración de la red eléctrica del SNI, se lo puede considerar como un sistema eléctrico longitudinal [1], debido a la concentración de generación apartada de los centros de consumo. En el caso del SNI, los dos centros de consumo más importantes son los de las áreas Quito y Guayaquil que se encuentran aproximadamente a unos 300 km y 200 km de la central Paute respectivamente, central que tiene una capacidad instalada de 1075 MW.

La central Paute fue construida en dos etapas, la primera etapa está constituida por cinco unidades de generación de 100 MW cada una (Fase AB), la segunda etapa está constituida por cinco unidades de generación con 115 MW cada una (Fase C). Paralelamente con la Fase C de la Central Paute se debía construir dos circuitos a 230 kV que servirían para evacuar toda la potencia y energía disponible en la central, debido a los problemas indicados en párrafos anteriores este proyecto no fue construido.

Para evitar el colapso parcial o total del SNI durante contingencias simples, actualmente se opera con el anillo de 230 kV del SNI abierto en el tramo Quevedo-Pascuales [2] dejando un circuito cerrado hacia Pascuales y otro circuito

cerrado hacia Quevedo, actuando únicamente como fuentes de reactivos.

Esta configuración de la red del sistema, determina que se tengan condiciones con características particulares de operación en demanda máxima y demanda mínima. En demanda máxima se presentan problemas de voltajes bajos y transferencias de flujos de potencia cercanos a los límites operativos de líneas de transmisión, transformadores y generadores. En demanda mínima se presentan problemas de voltajes altos.

Las instalaciones de SNI que se consideran para la operación a la fecha de realizar este trabajo de tesis y que estarán habilitadas para operar en el periodo del análisis son las siguientes:

CAPACIDAD INSTALADA [3]	%
-	
- Generación MW (Efectiva)	
1. Hidráulica	1211.7 60.8
2. Térmica	773.3 49.2
3. Total	1989.7 100.0
-	
- Subestaciones MVA (máx)	
Número	27
Capacidad MVA	5315.63 (*)

- Lineas de transmisión (Km)

L/T a 138 kV	1162.2	58.5
L/T a 230 kV	823.5	41.5
Total:	1985.7	100.0

Las empresas eléctricas que conforman el SNI son las siguientes:

	E M P R E S A	Año (**)
1.	Emelnorte	80
2.	EEQSA	77
3.	Emelesa	81
4.	Regional Manabí	82
5.	Ambato	77
6.	Cotopaxi	77
7.	Riobamba	79
8.	Emelgur	82
9.	Emelec	77
10.	Santo Domingo	83
11.	Milagro	83
12.	Centro-Sur (Cuenca)	83
13.	Los Ríos	84
14.	El Oro	86
15.	Regional Sur (Loja)	87
16.	Santa Elena	87
17.	Azogues	88
18.	Bolívar	88

NOTAS: (*) La reserva es de 715.99 MVA.

(**) Año en que se inició la entrega de energía.
(Interconexión al Sistema Nacional).

La configuración topológica de la red del SNI para el año 1995, se muestra en el gráfico No. 2.1. En el gráfico No. 2.2 se muestra el diagrama de secuencia positiva del SNI.

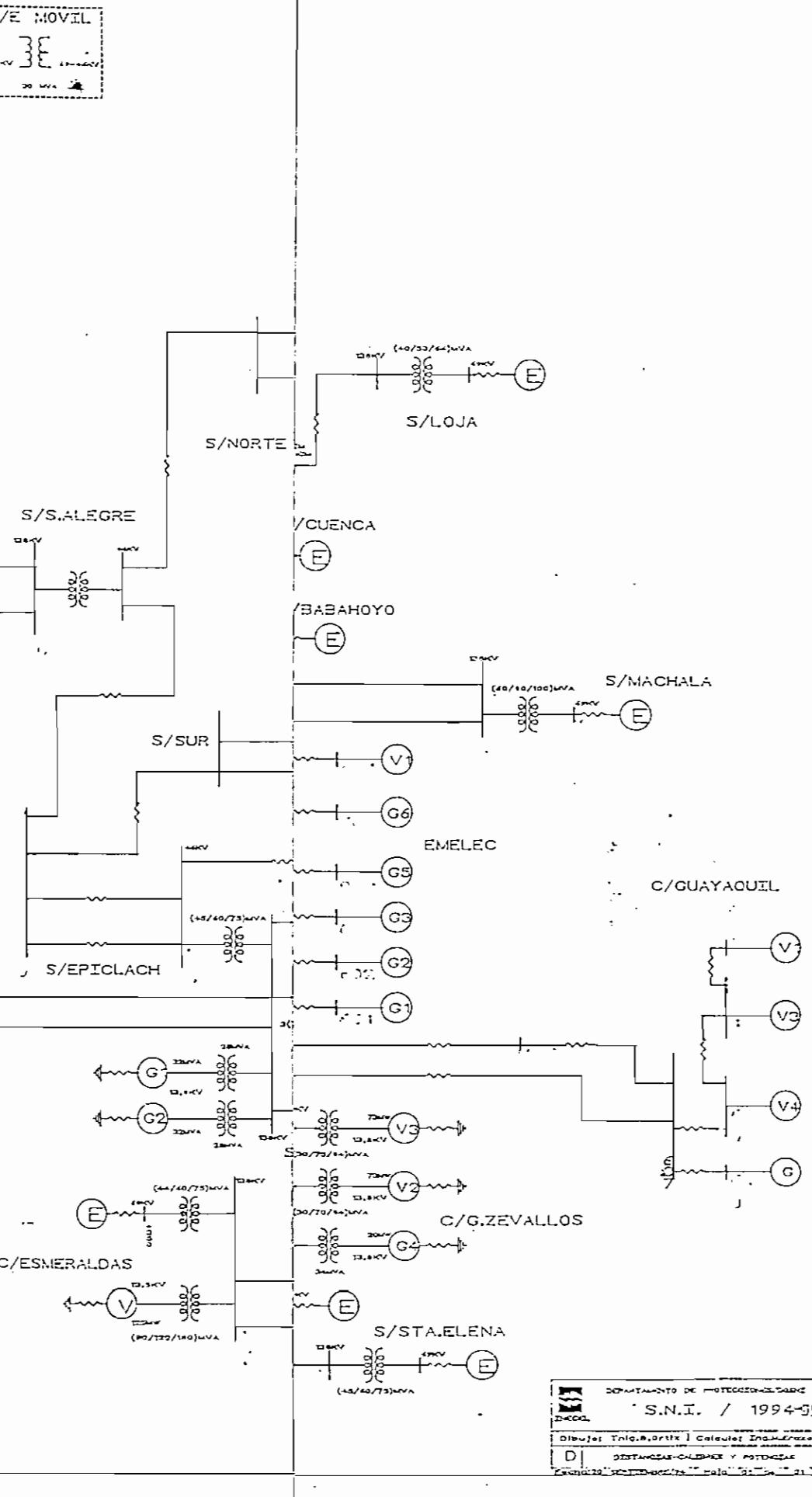
2.2 DEMANDAS DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA PARA EL AÑO 1995.

La previsión de las demandas mensuales de potencia del SNI (INECEL-Empresas Eléctricas) que fuera proporcionada por la Unidad de Planeamiento Operativo de la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado (DOSNI) la realizan con ayuda del modelo MCCAL, basado en métodos de proyección de demanda a corto plazo. Los resultados que se obtuvieron de esta proyección para la demanda máxima del año 1995 [3] se presenta en el cuadro No. 2.1.

Los factores para encontrar la relación de demanda media y mínima con respecto a la demanda máxima se los encuentra en los registros estadísticos de demandas que son proporcionados por la unidad de Despacho de Carga de la DOSNI-INECEL [3].

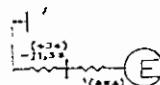
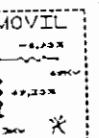
Para la demanda media se considera la demanda típica de las 11H00 y para la demanda mínima se considera la demanda típica de las 03H00.

Gráfico No.2.1



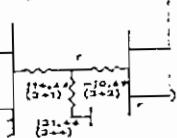
DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN ALTA
S.N.I. / 1994-95
Dibujos Técnicos [Calidad Industrial]
DISTANCIAS-CALIBRACIONES-PROTECCIONES
Zona 22 - Sector 22 - Calle 22 - 21

Grafico No.2.2

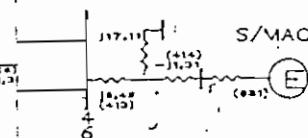


S/LOJA

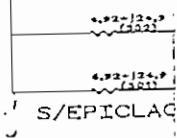
S/S.ALEGRE



S/MACHALA

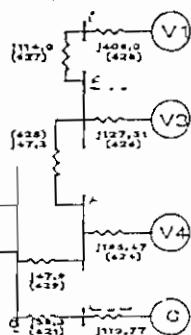


C/SALITRAL



S/EPICLAC

C/GUAYAQUIL

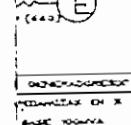
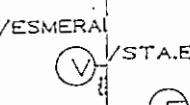


G.ZEVALLOS



C/ESMERA

STA.ELENA



DEPARTAMENTO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	
S.N.I. / 1994-95	
PROYECTO:	ESTUDIOS DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE ALTA TENSION
DETALLE:	ESTUDIO DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE ALTA TENSION
FECHA:	20/03/1995
ENCARGADO:	DR. JOSÉ A. RODRIGUEZ
VERIFICACION:	DR. JOSÉ A. RODRIGUEZ
APROBACION:	DR. JOSÉ A. RODRIGUEZ

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACION OPERATIVA
PROGRAMA DE OPERACION: 1995

Cuadro Nro. 21.

Prevision de Consumos de: POTENCIA (MW) {metodo: mov.medio centrado}

EMPRESAS	ENE/95	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL/95	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1. ZONA NORTE	580.7	579.7	578.1	579.6	589.9	587.7	583.5	577.8	577.7	599.1	605.7	600.3
1.1 E.E. Quito	352.2	352.9	350.8	351.2	356.3	351.8	350.4	343.5	343.5	360.1	365.1	361.2
1.2 E.E. Ambato	50.9	49.5	49.6	49.5	52.1	51.6	51.2	50.5	50.7	51.2	52.0	50.4
1.3 E.E. Cotopaxi	26.6	26.4	27.4	28.4	29.2	29.0	28.2	28.4	27.9	28.8	29.3	28.3
1.4 E.E. Riobamba	34.7	34.6	34.3	34.8	35.4	36.0	35.2	35.4	34.8	36.4	36.5	35.9
1.5 E.R. Norte	49.9	49.8	51.2	49.9	50.8	52.5	51.6	51.3	52.5	53.8	53.5	53.0
1.6 E.E. Esmeraldas	29.1	29.3	28.2	28.7	28.1	28.4	28.4	30.0	28.9	29.4	29.5	31.1
1.7 E.E. Sto Domingo	29.5	29.1	28.6	29.5	30.4	30.3	30.4	30.8	31.5	31.2	31.3	31.7
1.8 E.E. Bolivar	7.8	8.1	8.0	7.7	7.5	8.0	8.0	7.9	8.0	8.3	8.5	8.6
2. ZONA SUR	947.7	938.3	949.0	957.1	961.3	942.2	931.9	930.2	945.6	958.7	974.6	1000.1
2.1 Emelec	465.6	461.8	469.3	475.7	473.3	461.6	449.1	449.1	453.1	462.0	474.9	481.2
2.2 Emelgur	83.8	79.8	82.2	82.6	85.3	83.1	83.4	83.7	86.3	89.0	89.7	91.6
2.3 E.R. Manabi	104.4	103.0	104.1	103.1	103.6	104.4	104.1	105.5	107.2	107.2	106.7	111.2
2.4 E.E. Milagro	53.5	52.4	54.1	53.2	54.9	54.3	54.0	54.0	56.0	54.8	55.2	60.3
2.5 E.E.R. Centro Sur	78.0	75.8	76.6	77.7	81.9	81.6	82.8	80.0	81.8	83.9	83.6	87.1
2.6 E.E. Los Rios	29.0	27.3	27.8	28.4	30.0	30.2	29.5	29.0	30.4	30.5	30.6	29.5
2.7 E.E. El Oro	61.2	61.4	60.0	62.6	62.3	60.1	59.7	59.6	60.0	60.0	60.8	62.7
2.8 E.E. Peninsula	36.9	41.6	39.3	38.1	33.6	30.6	32.4	31.5	32.6	32.3	33.9	37.2
2.9 E.E.R. Sur	26.2	26.1	26.2	26.3	27.0	26.8	27.2	27.3	27.7	28.4	28.2	28.3
2.10 E.E. Azogues	9.1	9.2	9.4	9.4	9.5	9.5	9.7	10.6	10.6	10.7	10.8	10.9
3. TOTAL PAIS	1528.3	1518.0	1527.1	1536.8	1551.3	1529.9	1515.4	1508.0	1523.3	1557.8	1580.3	1600.4
4. DEM. COINCIDENTE	1476.4	1466.4	1475.2	1484.5	1498.5	1477.9	1463.9	1456.7	1471.6	1504.8	1526.5	1546.0
5. DEM. + 7.425% perd.	1594.8	1584.0	1593.5	1603.6	1618.7	1596.4	1581.3	1573.6	1589.6	1625.5	1649.0	1670.0

Al dividir los valores de demanda media y mínima para la demanda máxima se encuentran los factores de relación.

En el cuadro No. 2.2, se presentan las demandas máxima, medias y mínimas encontradas para los casos que se analizan, y además se presentan los factores de potencia correspondientes para cada Empresa.

La potencia reactiva que se presenta en los cuadros de demandas son tomadas de los registros estadísticos de la unidad de Despacho de Carga de la DOSNI. Para el análisis se tomó como base los factores de potencia que presentaron las Empresas Eléctricas que conforman el SNI el día 13 de Octubre de 1994, por ser la mayor demanda que se había registrado hasta el momento de realizar este trabajo de tesis.

2.3 PARQUE GENERADOR DISPONIBLE

La disponibilidad de potencia de las centrales de generación hidroeléctrica de INECEL para los escenarios de hidrología: lluviosa, media, esperada, seca y extremadamente seca, se muestran en el cuadro No. 2.3.

Las disponibilidades de potencia de las centrales de generación termoeléctrica e hidroeléctrica se muestran en los cuadros Nos. 2.4 y 2.5. Dentro de las disponibilidades

Cuadro No. 2.2

DEMANDA DE DICIEMBRE/95

EMPRESAS	DEMANDA DE MAYO/95			DEMANDA DE DICIEMBRE/95			RELACION DE DEMANDA MAX/MED/MAX MIN/MAX
	MÁXIMA MW	MÍNIMA Mvar	MEDIA MW	MÁXIMA MW	MÍNIMA Mvar	MEDIA MW	
1. ZONA NORTE							
1.1 E.E. Quito	356.3	140.8	264.8	112.6	147.7	62.9	361.2 / 142.8 / 268.5 78.3
1.2 E.E. Ambato	52.1	15.2	29.4	13.4	19.2	8.8	50.4 / 14.7 / 28.5 12.1
1.3 E.E. Cotopaxi	29.2	7.3	18.3	7.8	15.4	6.6	28.3 / 7.1 / 17.7 6.4
1.4 E.E. Richamba	35.4	7.2	17.5	2.5	17.3	2.5	35.9 / 7.3 / 17.8 4.5
1.5 E.R. Norte	50.8	12.7	23.2	9.9	26.2	11.1	53.0 / 13.3 / 24.3 8.0
1.6 E.E. Esmeraldas	28.1	10.2	16.2	6.9	13.8	5.9	31.1 / 11.3 / 17.9 7.6
1.7 E.E. Sto Domingo	30.4	14.7	14.8	6.3	12.7	5.4	31.7 / 15.3 / 15.4 7.5
1.8 E.E. Bolívar	7.5	3.0	2.0	1.3	2.1	1.4	8.6 / 3.4 / 2.3 1.4
2. ZONA SUR							
2.1 Emelec	473.3	155.6	419.7	191.2	244.1	111.2	481.2 / 158.2 / 426.8 194.4
2.2 Enelgeur	85.3	41.3	81.0	45.9	67.4	38.2	91.6 / 44.4 / 87.0 42.1
2.3 E.R. Manabi	103.6	34.0	61.0	27.8	56.4	25.7	111.2 / 36.6 / 65.5 27.9
2.4 E.E. Milafro	54.9	19.9	37.3	15.9	33.0	14.0	60.3 / 21.9 / 41.0 16.2
2.5 E.E.R. Centro Sur	81.9	11.7	49.9	10.1	35.3	7.2	87.1 / 12.4 / 53.1 7.6
2.6 E.E. Los Ríos	30.0	8.8	21.8	6.4	16.4	4.8	29.5 / 8.6 / 21.5 5.4
2.7 E.E. El Oro	62.3	26.5	35.6	17.2	28.9	14.0	62.7 / 26.7 / 35.8 18.4
2.8 E.E. Peninsula	33.6	11.0	16.8	6.6	20.6	8.2	37.2 / 12.2 / 18.6 6.8
2.9 E.E.R. Sur	27.0	7.9	11.4	4.1	10.0	3.6	28.3 / 8.3 / 12.0 3.9
2.10 E.E. Azogues	9.5	1.4	5.8	1.2	4.1	0.8	10.9 / 1.5 / 6.6 0.9
3. TOTAL PAÍS	1551.3	529.2	1126.8	487.5	770.5	332.2	1600.4 / 545.9 / 1160.3 449.4
4. DEM. COINCIDENTE	1498.5	511.3	1088.5	470.9	744.3	320.9	1546.0 / 527.4 / 1120.9 434.1

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACION OPERATIVA
PROGRAMA DE OPERACION: 1995

HIDROLOGIA ESPERADA

Cuadro No. 2.3

Diales afluentes para diferentes hidrologias: m³/seg (1)

HIDROLOGIA	MEDIA	SECA	LLUVIOSA	EXTREMADAMENTE SECA	ESPERADA (2)										
08: anual	60.0%	60.0%	95.0%	95.0%	31.7%										
mensual	47.0%	50.7%	78.0%	78.8%	50.7%										
- 1995 -	PAUTE PISAY AGOYA	PAUTE PISAY AGOYA	PAUTE PISAY AGOYA	PAUTE PISAY AGOYA	PAUTE PISAY AGOYA										
enero	65.3	4.2	70.5	45.5	2.6	58.3	81.3	5.8	111.8	37.8	1.8	51.4	68.1	4.4	63.4
febrero	80.8	4.9	96.3	55.4	2.9	57.8	99.6	4.9	111.5	42.5	2.1	55.6	87.3	4.6	78.7
marzo	101.1	6.1	104.1	70.5	4.4	61.7	124.5	6.6	137.9	61.0	3.7	75.2	108.9	5.8	101.4
abril	141.1	6.7	135.7	104.2	5.4	86.4	151.6	7.2	151.0	80.9	5.1	89.3	143.0	6.3	135.4
mayo	141.6	8.5	137.1	98.3	6.1	104.4	171.8	10.5	151.3	81.7	5.1	85.7	147.6	8.0	138.9
junio	168.2	12.7	169.0	120.8	9.0	110.5	198.7	13.7	200.0	94.2	6.8	108.4	245.9	12.5	199.3
julio	188.2	12.4	175.4	149.6	10.4	135.3	216.0	13.9	204.5	126.8	9.3	129.4	230.7	13.9	201.2
agosto	139.0	10.5	141.4	107.2	8.3	109.6	161.6	11.0	168.1	96.2	7.7	111.0	146.2	10.4	147.5
septiembre	118.4	8.1	123.3	89.2	6.2	90.0	129.4	9.3	140.4	80.9	5.5	88.9	119.9	7.8	118.7
octubre	109.6	5.1	103.6	74.1	4.9	85.8	120.5	6.1	115.2	58.4	4.4	76.4	103.7	5.5	100.4
noviembre	77.1	3.8	81.0	52.0	3.1	58.0	88.3	3.8	100.6	45.4	2.7	58.9	78.2	3.8	74.3
diciembre	61.6	4.1	76.0	46.7	2.7	60.4	75.2	4.4	87.8	42.5	2.0	54.6	67.9	4.0	63.7

NOTAS: (1) Datos obtenidos de la informacion historica siguiente:

- PAUTE : enero/64 a diciembre/93
- PISAYAMBO : enero/64 a diciembre/93
- AGOYAN : enero/64 a diciembre/93

(2) Calculos con modelos ARIMA - auto regressive integrated moving average -

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACION OPERATIVA
PROGRAMA DE OPERACION: 1995

HIDROLOGIA ESPERADA

Cuadro No. 2.4

Disponibilidad de las centrales hidroelectricas: POTENCIA (MW)

EMPRESAS	ENE/95	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC/95	
1. EMP.ELECTRICAS													
- Base	61.2	65.7	71.5	77.0	73.4	68.3	56.6	56.0	56.2	61.1	61.5	56.6	
- Punta	140.5	139.5	143.5	157.1	157.4	154.4	147.0	139.9	137.1	141.1	142.6	143.7	
1.1 Quito:	- Base	38.8	43.3	47.3	47.3	43.5	38.4	28.7	28.1	28.4	33.2	38.1	34.1
	- Punta	86.9	87.4	89.6	90.3	90.0	87.0	83.6	76.5	73.8	84.7	87.0	88.0
1.2 Ambato:	- Base	1.2	1.2	1.4	1.4	1.6	1.6	1.6	1.5	1.6	1.2	1.3	
	- Punta	1.6	1.7	1.8	1.9	2.1	2.2	2.1	2.1	2.0	2.1	1.7	1.8
1.3 Cotopaxi:	- Base	3.0	3.0	3.5	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	3.0	3.0
	- Punta	6.0	6.0	7.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	6.0	6.0
1.4 Riobamba:	- Base	6.0	6.0	6.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	6.0	6.0
	- Punta	9.0	9.0	9.0	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	9.0	9.0
1.5 Norte:	- Base	4.0	4.0	5.0	5.0	5.0	5.0	3.0	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0
	- Punta	13.4	13.0	13.3	13.7	14.1	14.0	10.1	10.1	10.1	11.2	14.1	14.1
1.6 Cent.Sur:	- Base	7.0	7.0	7.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	8.0	7.0
	- Punta	21.2	20.0	20.4	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4	22.4	22.4	22.4
1.7 Sur:	- Base	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2
	- Punta	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4
2. SKI - INECEL (1)		726.0	1086.0	973.0	1008.0	1086.0	1086.0	1146.0	1146.0	1146.0	1068.0	1068.0	1068.0
- Pucara		70.0	70.0	35.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
- Paute Molino (2)		500.0	860.0	860.0	860.0	860.0	860.0	920.0	920.0	920.0	920.0	920.0	920.0
- Agoyan (3)		156.0	156.0	78.0	78.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	78.0	78.0	78.0
3. TOTAL PAIS		866.5	1225.5	1116.5	1165.1	1243.4	1240.4	1293.0	1285.9	1283.1	1209.1	1210.6	1211.7

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACION OPERATIVA
PROGRAMA DE OPERACION: 1995

Cuadro No. 2.5

Disponibilidad de las centrales termoelectricas: POTENCIA (MW)

EMPRESAS	{FP(%)}	ENE/95	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
. EMPRESAS ELECTRICAS		277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8	277.8
Vapor: Emelec	90	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Bunker: E.E.Quito	60	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Diesel:		109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8
E.E. Quito	40	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
E.R. Norte	30	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
E.E. Ambato	25	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
E.E. Riobamba	40	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
E.E. Bolivar	17	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
E.E. Esmeraldas	91	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
E.E. Milagro	20	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
E.E.R. Centro Sur	36	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
E.E.R. El Oro	40	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
E.E. Manabi	50	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
E.E. Peninsula	30	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
E.E.R. Sur	63	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0
E.E.Sto.Domingo	40	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Gas: Emelec	22	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0
. SNI - iNECEL		334.3	334.3	334.3	274.3	274.3	274.3	134.3	134.3	319.3	319.3	319.3	319.3
Vapor:		245.0	245.0	245.0	185.0	185.0	185.0	60.0	60.0	245.0	245.0	245.0	245.0
Gonzalo Zevallos	95	120.0	120.0	120.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	120.0	120.0	120.0	120.0
Esmeraldas	90	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	0.0	0.0	125.0	125.0	125.0	125.0
Bunker: Guangopolo	80	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3
Gas:		65.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
G. Zevallos #4	60	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Santa Rosa	80	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
. EMPR. PARTICULARES		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Diesel:		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Electroquil	60	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
Electroquito	60	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
. TOTAL (1.+2.+3.)		712.1	712.1	712.1	652.1	652.1	652.1	512.1	512.1	697.1	697.1	697.1	697.1

poses GENERAL MOTORS rehabilitados.

EMPRESAS	{FP(%)}	ENE/95	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
E.E. Quito	50	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E.R. Norte	50	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
E.E. Ambato	50	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E.E. Riobamba	30	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
E.E. Bolivar	50	0.0	0.0	0.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
E.E. Esmeraldas	50	0.0	0.0	0.0	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
E.E. Sto.Domingo	50	0.0	0.0	0.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
E.E. Milagro	50	0.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
E.E.R. Centro Sur	50	0.0	0.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
E.E.R. El Oro	50	0.0	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
E.E. Manabi	50	0.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
E.E. Peninsula	50	0.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
E.E.R. Sur	50	0.0	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
TOTAL		0.0	59.1	62.2	80.2	80.2	80.2	80.2	80.2	80.2	80.2	80.2	80.2

de generación termoeléctrica para el año 1995, esta contemplado el programa de rehabilitación del parque diesel General Motors (alrededor de 70 MW).

El programa de mantenimiento de las unidades de generación que se presenta en el cuadro No. 2.6, servirá como base para los despachos de generación que se utilicen para cubrir las demandas de los casos a estudiar.

PROGRAMA DE OPERACION: 1995

Cronograma de mantenimientos de las unidades de generación de TNECEL.

Cuadro N°. 2.6

CENTRAL	Unidad Nro.	Potencia Nominal (MW)	1995											
			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Hidroeléctrica PUCARA	1	35												
	2	35												
Hidroeléctrica MOLINO	1	100												
	2	100												
	3	100												
	4	100												
	5	100												
	6	115												
	7	115												
	8	115												
	9	115												
	10	115												
Hidroeléctrica AGUAYAN	1	78												
	2	78												
Térmica GUANGOPOLLO	1,2,3													
	4,5,6	6 x 5,2												
Térmica G. IZVALLOS														
- Vapor	2													
	3													
- Gas	4													
- Vapor	ESMERALDAS	1												
- Gas	SANTA ROSA	1												
	2													
	3													

NOTAS:

- Mantenimientos según ACTA DE REUNION DE TRABAJO entre la SOC y la SM, de febrero 6/95.
- Los mantenimientos descritos corresponden a aquellos que iniciaron restricciones al sistema
- Trabajos en S/E/S Y L/S se realizaron preferentemente los fines de semana en coordinacion con Despacho de Carga.
- Los mantenimientos preventivos de la Central Paute se realizaran a lo largo del año segun el programa previsto.

REPRESENTACION:

- = trabajo realizado
- trabajo por realizarse

19-Mar-95

Nombre del archivo: MANT5-0.WQ1

3.1 CRITERIOS UTILIZADOS

3.1.1 BREVE DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE FLUJOS DE POTENCIA

[4]

- Los flujos de potencia pueden ser resueltos usando métodos iterativos de Gauss-Seidel, Gauss-Seidel Modificado, Newton Rapson, Newton Desacoplado y Newton Desacoplado Rápido. El usuario puede conmutar los métodos iterativos a cualquier punto de la solución.
- Cualquier transformador puede ser ajustado para controlar por si mismo voltajes de barra locales o remotas o flujo de potencia activa o reactiva.
- La relación de transformación puede ser ajustada ya sea en forma continua o por pasos durante las soluciones Newton-Rapson. Mientras el ajuste continuo no sea una representación física verdadera, este puede ser un paso ventajoso hacia una solución física en ciertos casos. Las relaciones pueden ser forzadas al tap físico más cercano después de la solución con un ajuste continuo.
- Todos los métodos de solución de flujo de potencia reconocen tanto la conmutación y las fuentes de

potencia reactiva controladas por tiristores. Fuentes conmutadas pueden consistir de varios estados de módulos de capacitor y reactor, los cuales son conmutados secuencialmente para mantener el voltaje dentro de una banda especificada. Fuentes controladas por tiristores, ya sea reactor o capacitor son ajustadas de manera continua dentro de un rango para sostener el voltaje a un valor programado.

- Reportes opcionales pueden listar líneas y transformadores sobrecargados, barras con voltajes inaceptables, generadores sobrecargados, datos de entrada no típicos, segmentos de sistema aislado, y componentes fuera de servicio.
- Tanto los datos de flujo de potencia como los resultados pueden ser desplegados en forma gráfica.

En base a la experiencia adquirida y a los compromisos contractuales con las Empresas Eléctricas que conforman el SNI los criterios utilizados son los siguientes:

- Los límites de voltaje en operación normal, para los diferentes períodos y condiciones de demanda en las barras de entrega de energía a las Empresas Eléctricas que conforman el SNI deben mantenerse entre 0.97 pu. y 1.03 pu. del voltaje nominal [5].

- Los límites de voltaje bajo condiciones de emergencia, en las barras de entrega de energía a las empresas eléctricas que conforman el SNI en los diferentes períodos de demanda en estado estable deben mantenerse entre 0.950 pu. y 1.05 pu del voltaje nominal.
- El rango de variación de voltaje en barras de generación deberá estar entre 0.950 pu y 1.05 pu. del voltaje nominal.
- La cargabilidad de los transformadores está restringida a su máxima capacidad.
- El factor de potencia para las condiciones de demandas máxima, media y mínima son considerados de acuerdo a los últimos datos registrados en el mes de octubre de 1994 [6].
- Los 3 bancos de capacitores de 12 Mvar c/u de la S/E Sta.Rosa y los 2 Bancos de 6 Mvar c/u de la S/E Salitral, que al momento se encuentran inhabilitados. Los primeros por no tener garantía para operar sobre los 1000 msnm y los segundos por presentarse problemas en el terciario del transformador de 138/69 kV de la S/E Salitral, serán considerados para ser distribuidos en otras áreas que necesiten compensación reactiva.

3.1.2 FLUJOS DE POTENCIA CONSIDERADOS PARA EL ESTUDIO

Los flujos de potencia bajo condiciones normales de operación considerados para el estudio son:

1.- DEMANDA MAXIMA MAYO

- CASO No. 1.- Anillo del la red troncal de 230 kV cerrado.
- CASO No. 2.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto en el tramo Pascuales-Quevedo
- CASO No. 3.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto en el tramo Quevedo-Sto. Domingo.

2.- DEMANDA MEDIA MAYO

- CASO No. 4.- Anillo del la red troncal de 230 kV cerrado.
- CASO No. 5.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto en el tramo Quevedo-Pascuales.
- CASO No. 6.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto en el tramo Quevedo-Sto. Domingo.

3.- DEMANDA MINIMA MAYO

- CASO No. 7.- Anillo del la red troncal de 230 kV cerrado.
- CASO No. 8.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto en el tramo Quevedo-Sto. Domingo.
- CASO No. 9.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto en el tramo Quevedo-Pascuales.

4.- DEMANDA MAXIMA DICIEMBRE

CASO No. 10.- Anillo del la red troncal de 230 kV cerrado.

CASO No. 11.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto
en el tramo Quevedo-Pascuales.

5.- DEMANDA MEDIA DICIEMBRE

CASO No. 12.- Anillo del la red troncal de 230 kV cerrado.

CASO No. 13.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto
en el tramo Quevedo-Pascuales.

6.- DEMANDA MINIMA DICIEMBRE

CASO No. 14.- Anillo del la red troncal de 230 kV cerrado.

CASO No. 15.- Anillo del la red troncal de 230 kV abierto
en el tramo Quevedo-Pascuales.

Los flujos de potencia bajo condiciones de emergencia
considerados para el estudio son:

1.- DEMANDA MAXIMA MAYO

CASO No. 16.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un
Transformador de 230/138 kV de la
Subestación Molino fuera de servicio, anillo
de la red troncal de 230 kV cerrado.

CASO No. 17.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un

Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV abierto en cruz el tramo Quevedo-Sto. Domingo.

CASO No. 18.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV abierto en Quevedo, un circuito de la línea Totoras-Sta. Rosa fuera de servicio.

CASO No. 19.- Un circuito de la L/T Paute-Milagro fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV abierto en cruz en el tramo Quevedo-Pascuales.

2.- DEMANDA MEDIA MAYO

CASO No. 20.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV cerrado.

CASO No. 21.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV abierto en el tramo Sto. Domingo-Quevedo.

CASO No. 22.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV

abierto en cruz en el tramo Quevedo-Pascuales.

CASO No. 23.- Dos circuitos de la L/T Paute-Milagro fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV cerrado.

CASO No. 24.- Un circuito de la L/T Paute-Milagro fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV abierto en cruz en el tramo Quevedo-Pascuales.

CASO No. 25.- L/T Paute-Riobamba-Totoras fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV cerrado.

3.- DEMANDA MINIMA MAYO

CASO No. 26.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV cerrado.

CASO No. 27.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino fuera de servicio, anillo de la red troncal de 230 kV abierto en el tramo Sto. Domingo-Quevedo.

3.2 FLUJOS DE POTENCIA BAJO CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

3.2.1 CASOS ESTUDIADOS PARA MAYO

1.- DEMANDA MAXIMA

CASO No. 1.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

Previo a encontrar la mejor condición de operación del sistema para el mes de mayo, se corrieron varios flujos de potencia con diferentes topologías, diferente distribución de reactivos, tap de transformadores y despachos de generación.

Para todas las condiciones de demanda se parte del caso en que se analiza el comportamiento del sistema con el anillo de la red troncal de 230 kV cerrado, ver gráfico No. 3.1, para el caso de demanda máxima.

Luego de determinar las áreas más críticas y para obtener mejores condiciones de operación del SNI, se consideró la reubicación de 24 Mvar, actualmente localizados en la subestación Sta. Rosa, sin ser utilizados por lo expuesto anteriormente, en la Empresa Eléctrica Manabí, debido a que es una de las áreas con mayores restricciones en la transferencia de potencia debido a los voltajes bajos que se presentan en horas de máxima demanda, 6 Mvar en la Empresa Eléctrica Sto. Domingo, y 6 Mvar en Emelnorte.

Para esta topología de la red, los niveles de voltaje en barras de entrega a las Empresas Eléctricas de la zona sur del país se encuentran dentro de los límites contractuales como se puede apreciar en el gráfico No. 3.1, mientras que en la zona norte se presentan bajos voltajes, especialmente en el área de Quito.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 45 grados, Emelmanabí con 44 grados y Emeloro con 39.5 grados.

En los cuadros Nos. 3.1 y 3.2, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y entrega a las Empresas Eléctricas del SNI y los despachos de generación utilizados, respectivamente. Los transformadores que transfieren potencia sobre el 95 % de su capacidad nominal, son los de Pascuales 138/69 kV, Policentro 138/69 kV y Vicentina 138/46 kV, con el 102%, 98.8 % y 101.9 %, respectivamente. No hay líneas de 138 kV y 230 kV que transfieran una potencia que sobrepasen en dos veces su capacidad natural (SIL).[13]

CASO No. 2.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Pascuales-Quevedo

La operación normal del SNI, al momento de elaborar este trabajo, se realiza con el anillo de 230 kV abierto en el

trabajo, se realiza con el anillo de 230 kV abierto en el tramo Pascuales-Quevedo, como se había indicado anteriormente.

Operar el SNI con esta topología implica que en la zona norte del país se deba aumentar la generación (57 MW), si se compara con el caso No. 1, para tener condiciones operativas dentro de los límites normales, debido a que se producen bajos voltajes si se mantiene el parque generador similar al utilizado en el caso anterior. Esto se debe a que se aumenta la transmisión de potencia a través de la L/T Paute-Totoras-Riobamba. En el gráfico No. 3.2 se muestra el flujo de potencia correspondiente a este caso.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 39 grados, Emelmanabí con 46 grados y Emeloro con 30.3 grados.

En los cuadros Nos. 3.3 y 3.4, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y entrega a las Empresas Eléctricas del SNI y los despachos de generación utilizados. Los transformadores que transfieren una potencia por sobre el 95 % de su máxima capacidad, son los de Pascuales 138/69 kV y Policentro 138/69 kV, con el 102% y 98.8 %, respectivamente, no hay líneas de 138 kV y 230 kV que sobrepasen en dos veces su capacidad natural (SIL).

CASO No. 3.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Quevedo-Sto. Domingo.

El caso base será aquel que considera la operación del SNI con el anillo de la red de 230 kV abierto en el tramo Sto. Domingo-Quevedo (ver gráfico No. 3.3). Con esta topología la operación del SNI, presenta mejores condiciones operativas. Una de estas es el mejor aprovechamiento de la potencia y energía disponible en el Paute, si se compara con el caso anterior, los niveles de voltajes en barras de entrega a las Empresas Eléctricas se encuentran dentro de los límites contractuales, esto es, dentro del $\pm 3\%$ del voltaje nominal.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 33.9 grados, Emelmanabí con 48.9 grados y Emeloro con 40.3 grados.

En los cuadros Nos. 3.5 y 3.6, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y entrega a las Empresas Eléctricas del SNI y los despachos de generación utilizados, los transformadores que transfieren una potencia por sobre el 95 % de su capacidad nominal, son los de Pascuales 138/69 kV, Policentro 138/69 kV y Vicentina 138/46 kV, con el 102%, 98.7 % y 101.7 %, respectivamente. No hay líneas de 138 kV que sobrepasen en dos veces su

STD 200-6

200

10

100

1000 m sec.

KRYPSIK
DEMONSTRATION
GRAFIC

capacidad natural (SIL). La linea a 230 kV que sobrepasa en 2 veces el SIL es la que une las subestaciones Molino-Milagro, con 285 MW cada circuito.

2.- DEMANDA MEDIA

CASO No. 4.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

Para esta condición de demanda y con la topología indicada, la operación del SNI, se la realizaría en condiciones adecuadas. En el gráfico No. 3.4, se muestran los resultados del flujos de potencia que corresponden a este caso. Vale indicar que la transferencia de potencia por el transformador de 230/138 de la subestación Pascuales llega a 361 MW, lo que indica que está en los límites de su capacidad FOA, los voltajes en las barras de entrega a las Empresa Eléctricas se encuentran dentro de los límites contractuales.

Los circuitos de la red troncal de 230 kV más decargados, son los que unen las subestaciones de Pascuales y Quevedo, como se puede apreciar en el gráfico ya indicado.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 27.7 grados, Emelmanabí con 32.6 grados y Emeloro con 29.4 grados.

CTE

CDM

0.941
-52.1

C

2m

1/2

112.0 in 23130.0 [2]
[2]

0

MAY 9500
PAUTE
SIST. GRAFICO

En los cuadros Nos. 3.7 y 3.8, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y entrega a las Empresas Eléctricas del SNI y los despachos de generación utilizados. Los transformadores que transfieren una potencia por sobre el 95 % de su capacidad nominal, son los de Pascuales 230/138 y Pascuales 138/69 kV, con el 102%, 97.6 % y 97 %, respectivamente.

CASO No. 5.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Quevedo-Pascuales.

Con la finalidad de observar el comportamiento del SNI, para esta topología y demanda, se abren los circuitos en el tramo Quevedo-Pascuales. La operación del SNI, bajo estas condiciones, es similar a la analizada en caso No. 4; esto es, con el anillo de la red troncal cerrado. Los resultados obtenidos para los flujos de potencia se muestran en el gráfico No. 3.5, el despacho de generación es similar al del caso anterior.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 29.4 grados, Emelmanabi con 35.2 grados y Emeloro con 28.8 grados.

En los cuadros Nos. 3.9 y 3.10, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI y los despachos de generación

utilizados. Los transformadores que transfieren una potencia por sobre el 95 % de su capacidad nominal, son los de Pascuales 230/138 kV y Pascuales 138/69 kV, con el 97.8 % y 97 %, respectivamente.

CASO No. 6.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Quevedo-Sto. Domingo.

Con la finalidad de observar el comportamiento del SNI, para esta topología y demanda, se abren los circuitos en el tramo Quevedo-Sto. Domingo. Para obtener convergencia y resultados adecuados de operación del SNI, en la zona sur es necesario cambiar el despacho de generación, con relación al caso anterior (Caso No. 4). La generación se aumentó en 65 MW. Los resultados obtenidos de los flujos de potencia se muestran en el gráfico No. 3.6.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute son: Emelnorte con 25.0 grados, Emelmanabi con 37.4 grados y Emeloro con 29.7 grados.

En los cuadros Nos. 3.11 y 3.12, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI, y los despachos de generación utilizados. El transformador que transfiere potencia por sobre el 95 % de su capacidad nominal, es el de Pascuales 138/69 kV, con el 97 %, respectivamente.

3.- DEMANDA MINIMA

CASO No. 7.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

Los resultados que se obtuvieron al operar el SNI bajo estas condiciones de demanda y topología se muestra en el gráfico No. 3.7. En demanda mínima se presentan condiciones aceptables, debido a que las transferencias, voltajes y niveles de generación se encuentran dentro de los límites normales de operación. Vale indicar que los circuitos más descargados son los de la linea Quevedo-Pascuales, con una transferencia de 3 MW cada uno.

Las barras con mayor desfase angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 25.2 grados, Emelmanabi con 26.6 grados y Emeloro con 24.6 grados.

En los cuadros Nos. 3.13, 3.14, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y entrega a las Empresas Eléctricas del SNI y los despachos de generación utilizados, respectivamente. Con estas condiciones de demanda la transferencia de potencia por los transformadores no sobrepasan el 95 % de su capacidad nominal.

CASO No. 8.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Quevedo-Sto. Domingo.

Los resultados que se obtuvieron al operar el SNI bajo estas condiciones se muestra en el gráfico No. 3.8. Con la finalidad de que los reactivos de la línea de transmisión fluyan hacia Quevedo y Pascuales los circuitos se los abre en Sto. Domingo, quedando cerrados hacia Quevedo.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 16.7 grados, Emelmanabí con 33.2 grados y Emeloro con 26.8 grados.

En los cuadros Nos. 3.15 y 3.16, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI y los despachos de generación utilizados. Con estas condiciones de demanda la transferencia de potencia por los transformadores es similar al caso anterior.

CASO No. 9.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el tramo Quevedo-Pascuales.

Los resultados que se obtuvieron al operar el SNI en estas condiciones se muestra en el gráfico No. 3.9. Las condiciones de operación que se presentan son similares a

las analizadas en el caso No. 3.7. Con la finalidad de repartir los reactivos que aportan las líneas descagadas, la apertura se la realiza en cruz; esto es, el un circuito cerrado hacia Pascuales y el otro cerrado hacia Quevedo.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 22.5 grados, Emelmanabí con 27.4 grados y Emeloro con 23.6 grados.

En los cuadros Nos. 3.17 y 3.18, se muestra la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI, y los despachos de generación utilizados. En estas condiciones de demanda la transferencia de potencia por los transformadores es similar al caso anterior.

3.2.2 CASOS ESTUDIADOS DICIEMBRE

1.- DEMANDA MAXIMA

CASO No. 10.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

Para el mes de diciembre, las condiciones operativas son diferentes en lo que respecta a la disponibilidad de los equipos de generación, debido a que el INECEL como las Empresas Eléctricas que conforman el SNI, realizan los mantenimientos del parque térmico, de tal manera que se encuentren listos en esta época del año, cuando se presenta

un marcado estiaje en las cuencas que abastecen de agua a las centrales de generación.

La carga para este mes (1600 MW) no tiene un significativo incremento con relación a la presentada para el mes de mayo (1551 MW).

El comportamiento del sistema en estas condiciones de operación, desde el punto de vista eléctrico es más confiable, si se lo compara con las condiciones operativas del mes de mayo, cuando se tiene gran capacidad de generación en las centrales hidroeléctricas, con un parque térmico fuera de linea, debido a que se aprovecha al máximo la generación hidroeléctrica. En el gráfico No. 3.10, se presenta el flujo de potencia correspondiente a este caso particular, donde se puede apreciar que los niveles de transferencia de potencia por las L/T no son muy altas, los niveles de voltajes se encuentran dentro de los límites normales, los circuitos más descargados son los del tramo Quevedo-Pascuales.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 39.9 grados, Emelmanabi con 41 grados y Emeloro con 38.7 grados.

En los cuadros Nos. 3.19 y 3.20, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI, y los despachos de generación

utilizados. Los transformadores que transfieren potencia por sobre el 95 % de su capacidad nominal, son los de Pascuales 138/69 kV, Policentro 138/69 kV 138/46 kV, con el 106.2 % y 100.4 %, respectivamente.

CASO No. 11.- Anillo del la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Quevedo-Pascuales.

La operación del SNI, en estas condiciones, se considera aceptable. Los voltajes en barras de entrega se encuentran dentro de los límites normales de operación. Al abrir los circuitos que unen las subestaciones de Quevedo y Pascuales, se obliga a que las L/T Paute-Riobamba-Totoras incremente la transferencia de potencia en 54 MW, transferencia de potencia que no afecta a la operación del SNI. En el gráfico No. 3.11, se muestran los resultados del flujo de potencia correspondiente a este caso.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 44.0 grados, Emelmanabi con 48.4 grados y Emeloro con 36.8 grados.

En los cuadros Nos. 3.21 y 3.22, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI, y los despachos de generación utilizados. Los transformadores que transfieren potencia por sobre el 95 % de su capacidad nominal son los de

Pascuales 138/69 kV, Policentro 138/69 kV, con el 106.2 % y 100.3 %, respectivamente.

2.- DEMANDA MEDIA

CASO No. 12.- Anillo del la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

En el gráfico No. 3.12 se muestran los resultados obtenidos para este caso analizado. Se puede apreciar que el tramo más descargado es el de la L/T Sta. Rosa-Sto. Domingo, con 18 MW en total, luego se tiene a la L/T Pascuales-Quevedo, con 20 MW en total. Los voltajes en barras de entrega se encuentran dentro de los límites normales de operación y en general son controlables, debido a que las unidades de generación tienen capacidad disponible de reactivos para controlar voltajes.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 14.3 grados, Emelmanabi con 20.4 grados y Emeloro con 20.8 grados.

En los cuadros Nos. 3.23 y 3.24, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI y los despachos de generación utilizados. El transformador que transfiere potencia por sobre el 95 % de su capacidad nominal, es el de Pascuales 138/69 kV, 107.7 %.

CASO No. 13.- Anillo del la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Quevedo-Pascuales.

En el gráfico No. 3.13 se muestran los resultados obtenidos para este caso analizado. Al abrir los circuitos en el tramo Pascuales-Quevedo, implica que los 20 MW que llegan desde Quevedo hacia Pascuales, ingresen a través los circuitos Paute-Milagro-Pascuales. Los niveles de voltajes en las barras de entrega a las Empresas Eléctricas se encuentran dentro de los límites normales de operación.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 12.5 grados, Emelmanabí con 17 grados y Emeloro con 21.4 grados.

En los cuadros Nos. 3.25 y 3.26, presentados en el Anexo No. 1, se muestran la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI, y los despachos de generación utilizados. El transformador que transfiere potencia por sobre el 95 % de su capacidad nominal, es el de Pascuales 138/69 kV, 107.7 %.

3.- DEMANDA MINIMA

CASO No. 14.- Anillo del la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

En el gráfico No. 3.14. se muestran los resultados obtenidos del flujo de potencia para este caso. De los resultados se concluye que en la zona sur no se requiere la utilización de los reactores para bajar los voltajes, ya que se encuentran en niveles aceptables. En la zona norte para mejorar los voltajes se requiere de los dos bancos de reactores de 10 Mvar de la S/E Sta. Rosa, los 10 Mvar de la S/E Sto. Domingo y los 10 Mvar de la S/E Totoras, en general los resultados son aceptables.

Los circuitos más descargados son los de la línea Quevedo-Pascuales, con 2.5 MW cada uno.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 19.2 grados, Emelmanabí con 21.5 grados y Emeloro con 20.6 grados.

En los cuadros Nos. 3.27 y 3.28, presentados en el Anexo No. 1, se muestra la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI, y los despachos de generación utilizados.

CASO No. 15.- Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Quevedo-Pascuales.

En el gráfico No. 3.15, se muestran los resultados obtenidos del flujo de potencia para este caso. Los resultados obtenidos son similares a los analizados en el caso anterior. Los niveles de voltajes y transferencias de potencia por los elementos de la red, se encuentran dentro de los límites normales de operación.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 19 grados, Emelmanabi con 22 grados y Emeloro con 20.4 grados.

En los cuadros Nos. 3.29 y 3.30, presentados en el Anexo No. 1, se muestran la demanda y la entrega a las Empresas Eléctricas del SNI, y los despachos de generación utilizados.

3.3 FLUJOS DE POTENCIA BAJO CONDICIONES DE EMERGENCIA.

3.3.1 CONTINGENCIAS ANALIZADAS

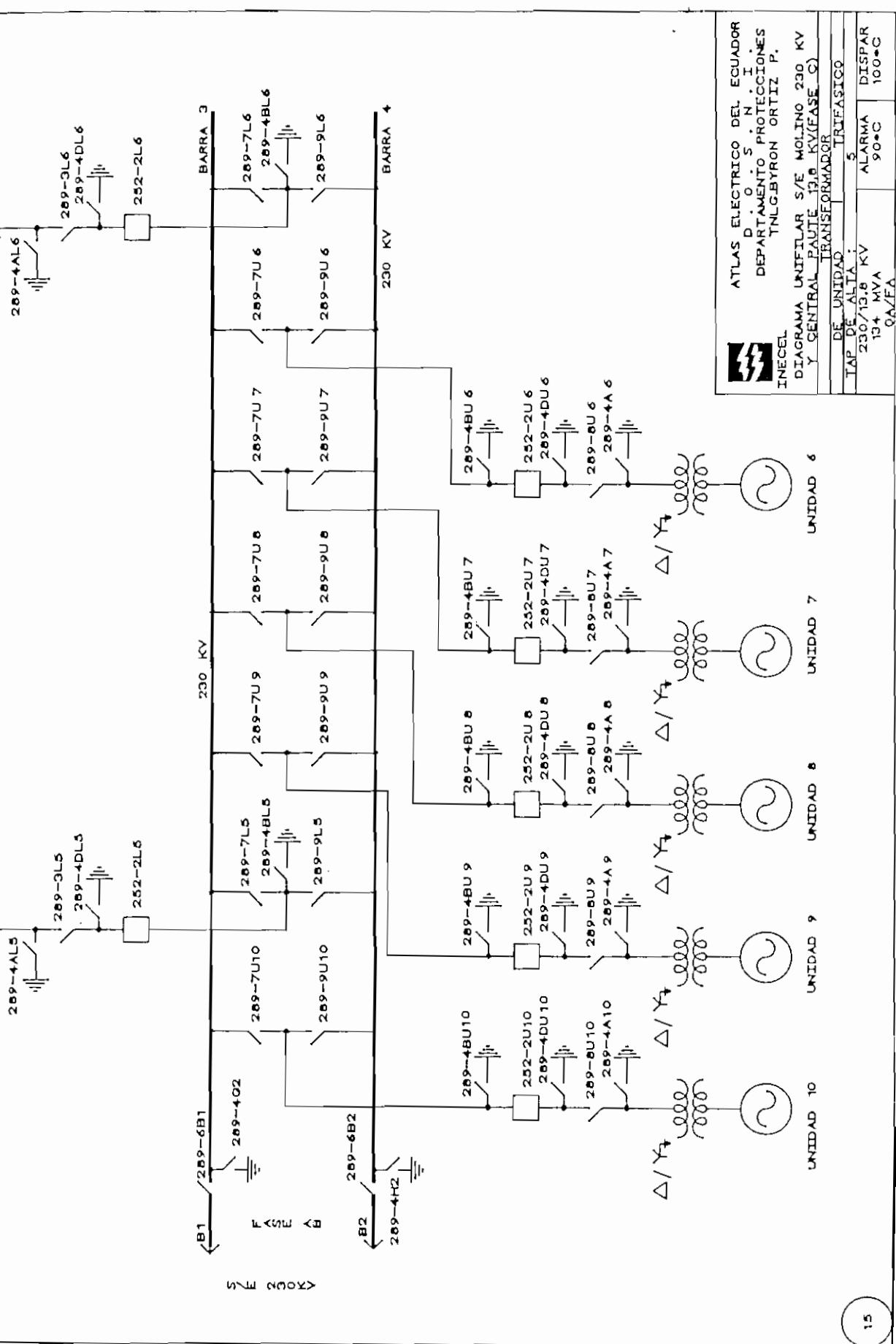
1.- DEMANDA MAXIMA

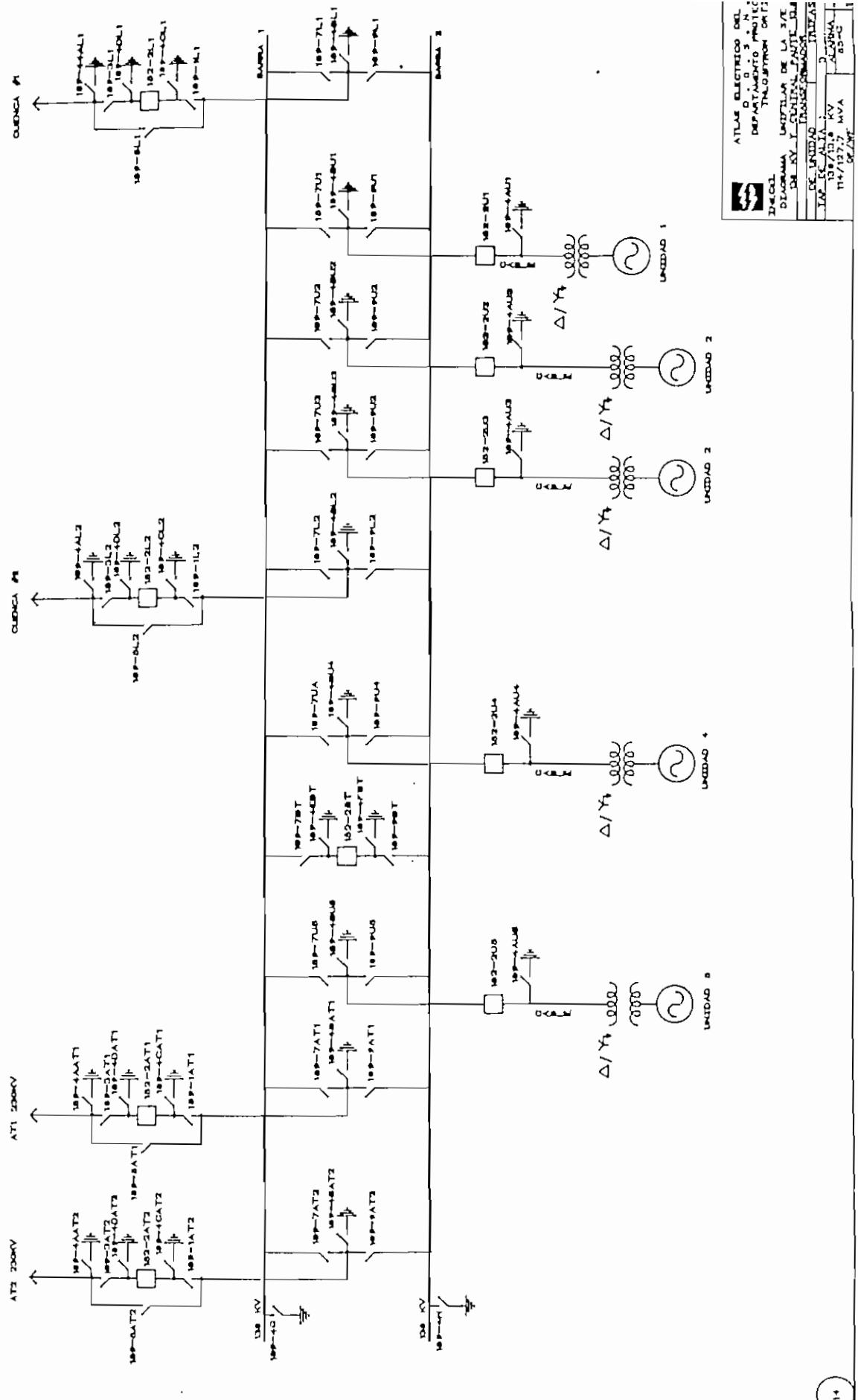
CASO No. 16.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kv de la Subestación Molino Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

Esta topología de la red en la subestación Molino es debido al daño en las tres barras de acoplamiento en la subestación Molino, daños que no se conoce con precisión la fecha de su repartación.

Operar el SNI en estas condiciones es muy critico, debido a que la confiabilidad del sistema disminuye en la zona norte, ya que se tiene habilitado un circuito; y para la zona sur, la transferencia de potencia por los circuitos Paute-Milagro, sobrepasa en dos veces la capacidad natural, como se puede observar en el gráfico No. 3.16, donde se muestra el flujo de potencia para este caso. En el gráfico No. 3.16-a se presenta el esquema de barras de la subestación Molino.

Los resultados obtenidos muestran que se puede tener niveles de voltajes aceptables en barras de entrega a las

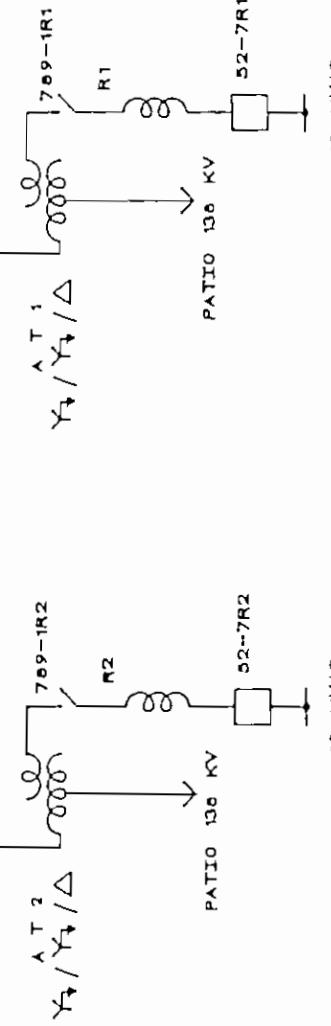
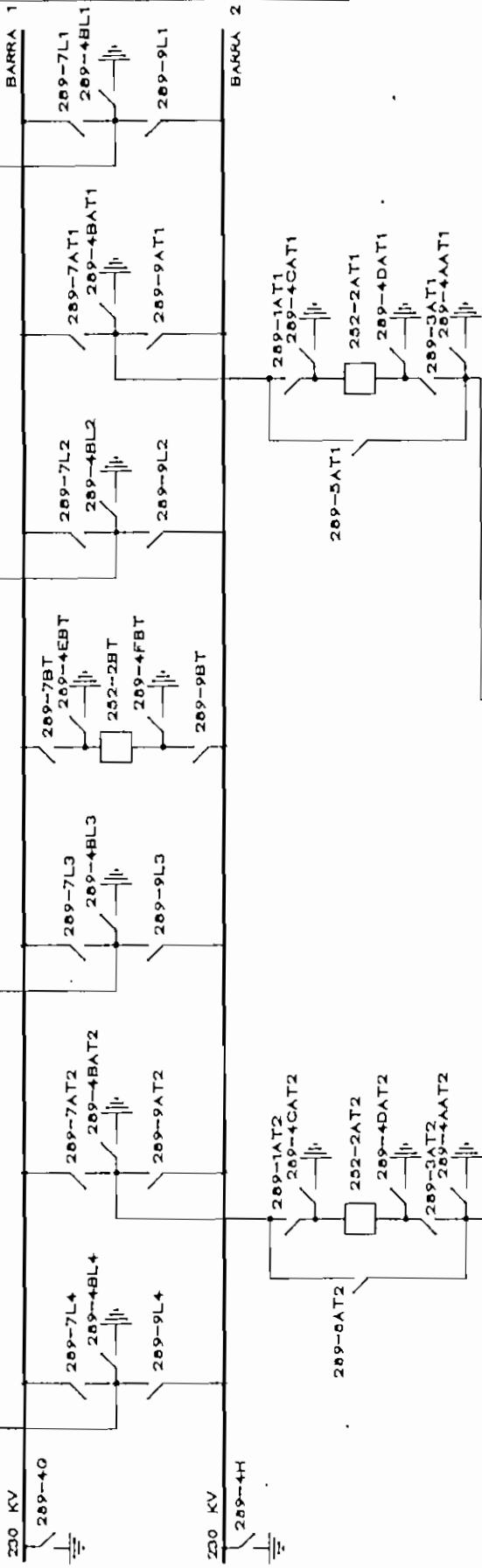
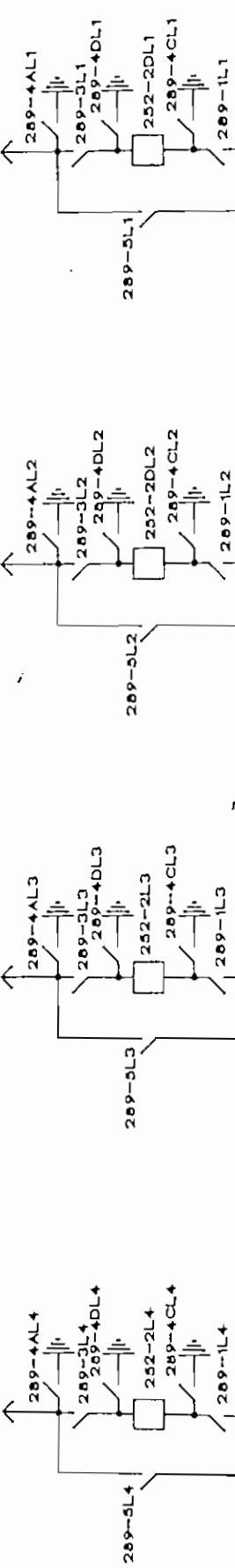




FUTURO

MILAGRO 2

MILAGRO 1



A.T. 1 / A.T. 2	ATLAS ELECTRICO DEL ECUADOR D.O.S. N.I. DEPARTAMENTO PROTECCIONES TNLG.BYRON ORTIZ P.
INECEL	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S/E MOLINO 230 KV (EASE A.Y.B)
TAP. DE A.T. 2	UNIDAD AUTOTRANSFORMADOR TNLG.BYRON ORTIZ P.
3(75/100/125) MVA	ALARMA 230 KV
QN/EA/EA	DISPARO 6°C
	73°C
	574 MVA

10 MVAR

Empresas Eléctricas. Los flujos de potencia por los circuitos de la L/T Paute-Milagro son de 296 MW y 261 MW, valores que debido a las situación de emergencia por la que que atraviesa la S/E Molino, se puede considerar aceptable, La generación en la Central Paute llega a 839 MW.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 42.3 grados, Emelmanabí con 44 grados y Emeloro con 35.8 grados.

En el cuadro No. 3.31, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado, los circuitos más descargados son los de la L/T Sto. Domingo-Quevedo, con 1.5 MW cada uno. Con la finalidad de mejorar los voltajes en la zona norte, el circuito Paute-Riobamba queda cerrado hacia Riobamba.

CASO No. 17.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kv de la Subestación Molino Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV abierto en Cruz el Tramo Quevedo-Sto. Domingo.

Los resultados que se obtienen del flujo de potencia se muestran en el gráfico No. 3.17. Los niveles de voltaje en barras de entrega son aceptables, la transferencia de potencia aumenta por los circuitos que salen de Paute hacia Totoras y Milagro, debido a que se aumenta la generación en el Paute, disminuyendo la generación térmica en la zona de

Quito y Guayaquil en 17 MW.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 45.2 grados, Emelmanabi con 46.8 grados y Emeloro con 38.4 grados.

En el cuadro No. 3.32, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado. Los circuitos que sobrepasan en dos veces su capacidad natural son las de la linea Paute-Milagro.

CASO No. 18.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kv de la Subestación Molino Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en Quevedo, un Circuito de la Línea Totoras-Sta. Rosa Fuera de Servicio.

Obtener convergencia del flujo de potencia con esta topología de la red y manteniendo los límites de reactivos en las unidades de generación, no es posible. Fue necesario liberar estos límites de reactivos para obtener convergencia. Si se lo compara con el caso anterior, fue necesario aumentar la generación en la zona de Quito, para disminuir la transferencia por el circuito de la L/T Totoras-Sta. Rosa. En el gráfico No. 3.18, se muestran los resultados del flujos de potencia.

Estos resultados indican que bajo las condiciones analizadas, la operación del sistema alcanzaría una situación crítica, debido a que los niveles de voltajes se verían afectados.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 44.1 grados, Emelmanabi con 44.5 grados y Emeloro con 35.9 grados.

En el cuadro No. 3.33, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado, los circuitos que sobrepasan en dos veces su capacidad natural son las de la línea Paute-Milagro.

CASO No. 19.- Un circuito de la L/T Paute-Milagro Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en Cruz en el Tramo Quevedo-Pascuales.

En el gráfico No 3.19 se muestra el flujo de potencia para esta condición de demanda y topología, en el cual se puede apreciar que la máxima transferencia de potencia que se puede obtener a través de un circuito en la L/T Paute-Milagro es de 309 MW, para lo cual en la zona de Guayaquil se requiere que todo el parque generador este operando. En el cuadro No. 3.34 que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

Los resultados muestran que se pueden obtener voltajes aceptables en las barras de entrega a las Empresas Eléctricas, siempre y cuando se seccionen 120 MW en todas las empresas eléctricas, con excepción de las Empresas Eléctricas Centro Sur (Cuenca) y Regional Centro Sur (Loja) y se puede considerar que la operación del sistema se la realizaría bajo condiciones extremas.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 40.4 grados, Emelmanabí con 47.8 grados y Emeloro con 38.6 grados.

2.- DEMANDA MEDIA

CASO No. 20.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kv de la Subestación Molino Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

En estas condiciones de demanda y topología, los resultados del flujo de potencia muestran que los niveles de voltajes y transferencias de potencia a través de los elementos de la red se encuentran dentro de los límites normales de operación. En la central Paute se generan alrededor de 700 MW, los circuitos más descargados de la red troncal de 230 kV son los de la L/T Quevedo-Sto. Domingo, con 11 MW cada uno. En el gráfico No. 3.20, se muestran los resultados de los flujos de potencia.

Las barras con mayor desfaseaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 33.3 grados, Emelmanabí con 35.8 grados y Emeloro con 30.6 grados.

En el cuadro No. 3.35, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

CASO No. 21.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Sto. Domingo-Quevedo.

Con la finalidad de que los reactivos de los circuitos de la L/T Sto. Domingo-Quevedo sirvan para mejorar los voltajes en la zona sur, estos circuitos se abren en Sto. Domingo. Los resultados de flujo de potencia se muestran en el gráfico No. 3.21 y en general los resultados son aceptables.

Operar el sistema con esta topología, si se la compara con la del caso anterior, requiere que en la zona sur aumente la generación térmica en alrededor de 30 MW, para mantener voltajes aceptables, consecuentemente la generación en Paute disminuye a 663 MW., esto se debe a que alrededor de 22 MW se transmite adicionalmente por los circuitos de la línea Paute-Milagro.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 29.9 grados, Emelmanabí con 35.5 grados y Emeloro con 29.7 grados.

En el cuadro No. 3.36, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

CASO No. 22.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en Cruz en el Tramo Quevedo-Pascuales.

En el gráfico No. 3.22 se muestra el flujo de potencia para esta condición de demanda y topología, en el cual se puede apreciar que los resultados que se obtienen son aceptables, la transferencia de potencia por el circuito Paute-Totoras es de 166 MW. En el cuadro Nc. 3.37 que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 37.3 grados, Emelmanabí con 44.1 grados y Emeloro con 31.1 grados.

CASO No. 23.- Dos circuitos de la L/T Paute-Milagro Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado. En el gráfico No. 3.23 se muestra el flujo de potencia para

esta condición de demanda y topología, en el cual se puede apreciar que a la barra de Pascuales llegan 216 MW. Para obtener convergencia y resultados se tuvo que seccionar 120 MW y aumentar la generación en la zona norte y sur. Los niveles de voltajes en barras de entrega luego de estos cambios son aceptables.

Bajo estas condiciones de demanda y generación la transferencia de potencia por la L/T Paute-Totoras-Riobamba es de 282 MW, en el cuadro No. 3.38, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 32 grados, Emelmanabi con 49.9 grados y Emeloro con 53.4 grados, por la magnitud de los ángulos podemos deducir que la operación del SNI bajo estas condiciones es demasiado crítica.

CASO No. 24.- Un circuito de la L/T Paute-Milagro Fuera de Servicio, Anillo de la red Troncal de 230 kV Abierto en Cruz en el Tramo Quevedo-Pascuales.

En el gráfico No. 3.24 se muestra el flujo de potencia para esta condición de demanda y topología, en el cual se puede apreciar que la máxima transferencia de potencia a través

del un circuito de la L/T Paute-Milagro es de 305 MW, en la Zona de Guayaquil se requiere de todo el parque generador disponible para obtener resultados aceptables.

En el cuadro No. 3.39, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 30.5 grados, Emelmanabi con 36.2 grados y Emeloro con 34.4 grados.

CASO No. 25.-- L/T Paute-Riobamba-Totoras Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

En el gráfico No. 3.25 se muestra el flujo de potencia para esta condición de demanda y topología, en el cual se puede apreciar que la máxima transferencia de potencia a través de la L/T Paute-Milagro es de 524 MW, en general los resultados son aceptables.

En el cuadro No. 3.40, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 35.9 grados, Emelmanabi con 38.9 grados y Emeloro con 33.9 grados.

3.- MAYO DEMANDA MINIMA

CASO No. 26.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Cerrado.

En el gráfico No. 3.26, se muestran los resultados del flujo de potencia correspondiente a este caso. De los resultados se desprende que los niveles de voltajes y las transferencias a través de los elementos de la red se encuentran dentro de los límites normales de operación. Vale indicar que para mantener voltajes aceptables en la zona norte operan los dos bancos de reactores de Sta. Rosa (20 Mvar) y 10 Mvar de Sto. Domingo. Los circuitos más descargados son los del tramo Quevedo-Pascuales, con 18.4 MW cada uno.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 25.1 grados, Emelmanabi con 28.1 grados y Emeloro con 24.1 grados.

En el cuadro No. 3.41, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

CASO No. 27.- Circuito de la L/T Paute-Riobamba y un Transformador de 230/138 kV de la Subestación Molino Fuera de Servicio, Anillo de la Red Troncal de 230 kV Abierto en el Tramo Sto. Domingo-Quevedo.

En el gráfico No. 3.27, se muestran los resultados del flujo de potencia correspondiente a este caso. De los resultados se desprende que los niveles de voltajes y las transferencias a través de los elementos de la red se encuentran dentro de los límites normales de operación. Vale indicar que para mantener voltajes aceptables en la zona norte operan los dos bancos de reactores de Sta. Rosa (20 Mvar) y 10 Mvar de Sto. Domingo, de forma similar al caso anterior.

Las barras con mayor desfasaje angular con respecto a la oscilante, localizada en Paute, son: Emelnorte con 25.1 grados, Emelmanabi con 28.1 grados y Emeloro con 24.1 grados.

En el cuadro No. 3.42, que se presenta en el Anexo No. 1, se muestra el despacho de generación utilizado.

3.4 EVALUACION DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos de los 27 casos analizados de flujos de potencia para diferentes condiciones de demanda y diferentes hidrologías, muestran lo siguiente:

3.4.1 CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

3.4.1.1 CASOS ESTUDIADOS PARA MAYO

1.- DEMANDA MAXIMA.- La operabilidad del SNI bajo las condiciones analizadas son muy severas, debido a que el sistema no posee los suficientes recursos para satisfacer las demandas de sus usuarios en dentro de los límites de calidad satisfactorias.

Para el periodo lluvioso, gran parte de las unidades termoeléctricas de las Empresas Eléctricas y de INECEL. se encuentran fuera de servicio, debido a que varias de ellas son sometidas al mantenimiento anual, y se aprovecha la energía disponible en las centrales hidroeléctricas.

En la simulación de flujos de potencia, cuando se considera el anillo de la red troncal de 230 kV cerrado, los circuitos más descargados son los de la L/T Sto. Domingo-Quevedo, por lo que estos deben ser abiertos para optimizar la operación del sistema. Vale indicar que la operación del sistema se realizará bajo condiciones extremas, debido a la alta transferencia de potencia que se presenta en los

circuitos de la L/T Paute-Milagro, además las aperturas de ángulos con respecto a la barra oscilante, llegan a valores mayores a los 45 grados.

La transferencia de potencia por los transformadores de Pascuales y Policentro de 138/69 kV, Vicentina 138/46 kV llegan a valores límites. La transferencia por el transformador de Vicentina puede ser controlada con mayor facilidad que los de Pascuales y Policentro, debido a que se tiene generación de la EEQSA en el lado de 46 kV.

Es importante indicar que, para este periodo de demanda se requiere de la operación del Consorcio Electroquillo-Electroquito y Emelec, con una generación de alrededor de 204 MW. La transferencia de potencia en el tramo Paute-Milagro es de 572 MW y 75 Mvar.

El caso base para este periodo de demanda es el caso No. 3.

2.- DEMANDA MEDIA.- Bajo estas condiciones operativas los resultados indican que la operación del sistema debe realizarse con el anillo de la red de 230 kV abierto en el tramo Pascuales-Quevedo, debido a que son los circuitos más descargados. Con esta topología se optimiza la operación del sistema, debido a que se aprovecha en mejor forma la potencia y energía disponible en el Paute.

El sistema se mantiene en una condición operativa crítica, similar al periodo de demanda máxima, por las altas transferencias de potencia que se realizan por la L/T Paute-Milagro. La transferencia de potencia por el transformador de Pascuales 230/138 kV, llega a niveles límites.

El caso base para este periodo de demanda es el caso No. 5.

3.- DEMANDA MINIMA.- Bajo esta condición de demanda se puede decir que el sistema opera en condiciones aceptables y sin restricciones.

El caso base para este periodo de demanda es el caso No. 9.

3.4.1.2 CASOS ESTUDIADOS PARA DICIEMBRE

1.- DEMANDA MAXIMA.- Bajo las condiciones operativas analizadas, esto es, con el parque termoeléctrico en línea en todas las Empresas Eléctricas que lo poseen y en el INECEL, la operación del sistema se la puede considerar menos riesgosa que para el periodo lluvioso, sin embargo, no dejan de ser críticos los niveles de transferencia de potencia por los transformadores de Pascuales y Policentro de 138/69 kV.

El caso base para esta condición de demanda será el caso No. 11.

2.- DEMANDA MEDIA.- Los resultados obtenidos bajo estas condiciones de demanda y generación, muestran que es necesario abrir los circuitos en el tramo Pascuales-Quevedo, con la finalidad de prever riesgos y optimizar la operación del SNI, manteniéndose bajo este periodo de demanda una cargabilidad alta en el transformador de Pascuales 138/69 kV.

El caso base para esta condición de demanda será el caso No. 13.

3.- DEMANDA MINIMA.- Bajo esta condición de demanda, se puede decir que el sistema opera en condiciones aceptables y sin restricciones.

El caso base para esta condición de demanda será el caso No. 13.

3.4.2 CONDICIONES DE EMERGENCIA.- De las contingencias analizadas se pueden resaltar los siguientes aspectos fundamentales:

1.- Ante la apertura de un circuito en la L/T Paute-Milagro, la máxima transferencia que se puede obtener a través del circuito alterno es de 305 MW y 51.7 Mvar, siempre que en el área de Guayaquil se tenga un buen soporte de generación, para mantener el voltaje en niveles aceptables. Esto quiere decir que, se tenga

disponible alrededor de 300 MW y 158 Mvar.

- 2.- Ante la apertura de los dos circuitos en el tramo Paute-Milagro, bajo las condiciones analizadas la máxima transferencia de potencia que se debe mantener en el tramo Paute-Totoras-Riobamba es de 260 MW y en la barra de 230 kV de Pascuales no debe sobrepasar los 200 MW.
- 3.- La transferencia por los dos circuitos de la línea de transmisión Paute-Milagro no debe ser mayor a los 568 MW.
- 4.- La apertura de un circuito en la línea Totoras-Santa Rosa, implica que se debe reforzar la generación en el área de Quito, para mantener voltajes aceptables.
- 5.- El esquema de doble barra con el que funciona la red de 230 kV del SNI, permite cambiar de topología a la red y encontrar soluciones como las analizadas en este trabajo, topología con la que se operó el sistema en el periodo de emergencia, cuando sufrieron daños tres de las cuatro barras disponibles en la S/E Molino, desde agosto de 1994 hasta enero de 1995.

CAPITULO 4 ANALISIS DE ESTABILIDAD

4.1 EL PROBLEMA DE ESTABILIDAD [7]

Se define como Estabilidad a la condición entre máquinas sincrónicas en la cual las posiciones angulares de los rotores de las máquinas, relativas entre si, permanecen constantes cuando no hay perturbaciones, o se hacen constantes después de cierto tiempo de haber ocurrido la perturbación.

Los términos estabilidad y límite de estabilidad se aplican tanto al régimen permanente como al transitorio. El límite de estabilidad de régimen permanente se refiere al máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto determinado sin que haya pérdida de estabilidad cuando se aumenta la energía muy gradualmente. El límite de estabilidad en régimen transitorio se refiere al máximo flujo posible por un punto determinado, sin pérdida de estabilidad al presentarse una perturbación brusca.

Todo sistema está sometido a perturbaciones en régimen transitorio, siendo el límite de estabilidad en régimen transitorio, casi siempre, más bajo que el límite de estabilidad en régimen permanente.

El fenómeno de la inestabilidad dinámica es bastante complejo y su predicción involucra muchos efectos

interactivos, incluyendo la acción dinámica de los controles de excitación. La inestabilidad dinámica puede ser inducida por las débiles capacidades de transmisión del sistema, ajustes inapropiados de los reguladores automáticos de voltaje, etc.

4.2 LA OPERACION INTERCONECTADA

Como consecuencia del crecimiento de sistemas de potencia por el aumento de consumo de energía eléctrica y de las interconexiones con los sistemas regionales, la complejidad operativa del sistema ha aumentado.

Las interconexiones entre empresas ocurren básicamente por dos motivos:

- Aumento de confiabilidad operativa del sistema.
- Mientras mayor sea el número de interconexiones entre las empresas que componen el sistema interconectado, mayor es la confiabilidad de este sistema, por disponer de más rutas optionales a los flujos de potencia, principalmente cuando ocurren perturbaciones.
- Posibilidad de establecer flujos de intercambio.
- Las interconexiones presentan algunas veces problemas recurrentes de la imposibilidad de control del flujo de potencia en cada interconexión, con problemas

de sobrecargas de equipos o problemas operativos en el sistema.

Considerando el objetivo de prestar servicio sin interrupciones a los usuarios, es importante planificar y operar el sistema de potencia para mantener el servicio aún en presencia de ciertos tipos de fallas o perturbaciones. Así, estando el sistema en un punto de operación y siendo sometido a una perturbación introducida por una modificación del sistema de transmisión, modificación en las cargas , generación u otra causa, es fundamental para una buena operación, saber que:

- El nuevo punto de operación existe y es estable.
- A partir del estado en que cesa la perturbación, la trayectoria del sistema post-defecto para alcanzar el nuevo punto de operación. Esto aparece como consecuencia de la naturaleza no lineal, aún de los modelos más simples y elementales que describen el comportamiento de los sistemas de potencia.

Para responder a estos planteamientos normalmente se recurre a métodos numéricos de integración de ecuaciones diferenciales, debido a las grandes dificultades que presentan las soluciones analíticas que involucran un gran número de variables y no linealidades.

4.3 LA FRECUENCIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO [7]

En la operación del sistema eléctrico, aparece una frecuencia diferente en cada punto a pesar de que el sistema opera con sus partes constitutivas en sincronismo. Esto ocurre debido a las oscilaciones que aparecen en el sistema, resultantes de las variaciones de carga (estas oscilaciones están comprendidas dentro del rango 0.2-2 Hz).

En estado permanente (estado hipotético que el sistema realmente nunca alcanza) las frecuencias en los diversos puntos se igualarían y habría solamente una frecuencia en todo el sistema. En la práctica, cuando las variaciones instantáneas de carga son de valor pequeño en relación al tamaño del sistema, la operación del sistema puede ser considerada como de estado permanente observándose aproximadamente el mismo valor de frecuencia en todos los puntos.

4.4 MECANISMO POTENCIA-FRECUENCIA [7]

La frecuencia está íntimamente relacionada con el balance de potencia activa en la red eléctrica. Bajo condiciones normales de funcionamiento, los generadores del sistema giran en sincronismo; y, juntos generan la potencia que a cada instante está siendo consumida por todas las cargas, más las pérdidas activas de transmisión.

La carga del sistema puede preverse dentro de ciertos límites; y, siendo sus fluctuaciones completamente aleatorias, es imposible conseguir un perfecto equilibrio instantáneo entre generación y demanda. Habrá siempre un pequeño exceso o deficiencia en la generación que provocará fluctuaciones de frecuencia.

4.5 ESTABILIDAD TRANSITORIA [7]

Dependiendo de la naturaleza y de la duración de la perturbación, los transitorios mecánicos del rotor pueden terminar en un segundo, o pueden continuar y tornarse más graves en los próximos segundos, o aún minutos, terminando en un colapso total o en la recuperación del sistema.

El periodo transitorio puede dividirse en tres intervalos de tiempo:

1. El intervalo "inicial" que se extiende aproximadamente por el primer segundo después de la ocurrencia de la falla. Este intervalo incluye el comienzo y posible despeje de la falla. La dinámica del rotor en este intervalo es completamente descontrolada ya que el comportamiento de los generadores está fuera de la influencia de los controladores Pf (potencia activa-frecuencia) y de los controladores QV (potencia reactiva-voltaje). El único "control" que se tiene está asociado con operaciones de desconexión.

Estas generalmente involucran la desconexión de la línea donde está la falla, apertura de generadores con falla, etc.

2. El intervalo "intermedio" que dura aproximadamente 5 segundos, cuando se hacen sentir los efectos de los controladores Pf y QV.
3. El intervalo "final" que dura probablemente varios minutos, donde se sienten los efectos de "largo plazo", incluyendo las constantes de tiempo térmicas de sistemas de vapor, la salida del paralelo de los equipos de generación, desconexión de cargas, etc.

Lo que ocurra durante los dos primeros intervalos es muy importante ya que ello determinará si el sistema sobrevivirá o no al impacto inicial, es decir si el sistema preservará su integridad operativa.

Si el sistema sobreviviere, el peligro no termina puesto que el sistema puede estar perdiendo frecuencia con una tasa lenta o rápida, ante lo cual se debe recurrir a algún medio que permita recuperar frecuencia. Por ejemplo, desconectando cargas de baja prioridad se puede conseguir invertir la tendencia decreciente de la frecuencia.

4.6 EL FENOMENO DE BAJA FRECUENCIA [11]

El fenómeno de la baja de frecuencia en un sistema de potencia puede presentarse por las siguientes causas:

- Por situaciones de sobrecarga debido a la pérdida de unidades de generación o separación de áreas deficitarias en generación.
- El desbalance entre la potencia eléctrica (cargas) y potencia mecánica (generadores) produce desaceleración en los generadores y baja frecuencia cuando la carga es mayor que la potencia de los generadores.

Para evitar daños a los equipos y corregir este fenómeno se pueden realizar las siguientes acciones:

- Mantener una reserva rodante adecuada que permita cubrir la salida de unidades de generación.
- Desconexión de cargas para llevar la frecuencia a valores cercanos a 60 Hz, mediante operaciones manuales o desde Centros de Control cuando la frecuencia cae lentamente,
- Mediante la utilización de relés de baja frecuencia, cuando ésta cae rápidamente debido a grandes desbalances.

4.7 DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

[4]

- La sección de simulación dinámica del PSS\&E consiste de un módulo de simulación básico, junto con una biblioteca de modelos de equipamiento que pueden ser seleccionados de acuerdo a los requerimientos del usuario.
- La biblioteca incluye modelos de generadores de rotor cilíndrico y de polos salientes a nivel subtransitorios, modelos de sistema de excitación, modelos de reguladores de velocidad, modelos de turbinas térmicas e hidáulicas, modelos de estabilizadores y modelos de control de estos equipos. Adicionalmente, cuenta con un conjunto de modelos de análisis de Estabilidad Transitoria de la IEEE.
- La biblioteca de modelos permite representaciones de carga mediante funciones polinomiales de carga versus la frecuencia o voltaje de barra y modelos de ecuaciones diferenciales de cargas de motores de inducción. La biblioteca también dispone de modelos de sistemas de transmisión en corriente continua, compensadores estáticos de vares, controles de potencia primaria, corriente y Mvar y controles suplementarios de estabilizadores del sistema.

- Los modelos de relés de la biblioteca son: distacia, sobrecorriente, sobrevoltaje, bajo voltaje y otros. La supervisión de relés de uno a otro puede ser representada. Los modelos de relés pueden ser ajustados, analizar su comportamiento en el sistema y desplegar banderas.
- Todos los modelos de simulación dinámica y los modelos de la red de transmisión reconocen la dependencia de los parámetros del sistema con la frecuencia.
- Cualquier resultado obtenido de la red de transmisión o de los modelos dinámicos puede ser seleccionado para impresión en plotters. Archivos de gráficos pueden ser conservados para reimpresión en ploter y comparación con otros casos de estudio de estabilidad.
- Programas utilitarios son suministrados para ayudar a la estimación de parámetros de máquinas sincrónicas y de inducción, cuando los datos completos no están disponibles. El programa de máquinas de inducción calcula y despliega las características de torque, factor de potencia y corriente para un conjunto de parámetros de circuitos equivalentes. El programa de máquinas sincrónicas calcula y despliega las curvas V correspondientes a los datos de reactancia sincrónica, transitoria, subtransitoria y saturación.

- Existen facilidades para calcular la relación de respuesta y respuesta transitoria de circuito abierto de sistemas de excitación. Esto permite validar los parámetros del sistema de excitación propuesto con aquellos obtenidos por procedimientos de prueba de equipamiento estandarizado. Una aplicación típica es analizar el techo de excitación influenciado por la saturación del excitador y el dato de ganancia donde valores exactos de estos parámetros no son conocidos pero la salida del techo del excitador si se conoce. Una facilidad similar de comprobación de datos está disponible para los datos de regulador de velocidad.

4.2 SOLUCION DE REDES PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA [7]

Para resolver la red se sigue el siguiente procedimiento:

1. El punto de partida es el diagrama unifilar del sistema de potencia donde se muestran generadores, compensadores sincrónicos, reactores, capacitores, transformadores, líneas de transmisión y cargas.
2. En general, los circuitos de distribución y cargas pequeñas no se indican en detalle, pero se toman en cuenta como cargas concentradas en las barras de la subestación.

3. En el diagrama unifilar se representan todos los elementos eléctricos por sus circuitos equivalentes de secuencia positiva, con sus valores propios de impedancia expresados en por unidad.
4. Los generadores o máquinas sincrónicas grandes se representan, por lo general, por su reactancia transitoria de eje directo en serie con una fuente de voltaje constante.
5. Los transformadores de dos devanados se representan en forma muy aproximada por un circuito equivalente T.
6. Los transformadores de tres devanados se representan por circuitos en Y.
7. Los autotransformadores se representan en la misma forma que los transformadores con devanados separados.
8. Las líneas de transmisión se representan por su circuito PI equivalente.
9. Puesto que la demanda de potencia varía con la hora del día, de día a día, mes a mes o año a año, se seleccionan tres condiciones particulares: máxima, media y mínima demandas de un período específico.

10. Una falla trifásica se presenta conectando el punto de falla a la barra de referencia.

4.9 FLUJOS DE POTENCIA UTILIZADOS

Previo a la simulación de una perturbación disturbio es necesario conocer las condiciones en las que se encuentra el sistema antes de el transitorio, lo cual se determina mediante los flujos de potencia. Para el análisis de estabilidad transitoria del SNI se consideraron los períodos de demanda máxima, media y mínima, del periodo lluvioso (Mayo) y de estiaje (Diciembre). Los casos bases de flujos de potencia para los análisis de estabilidad transitoria del SNI son presentados en el Anexo No. 1.

4.10 ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

4.10.1 PARAMETROS UTILIZADOS [4, 12]

Los parámetros utilizados en la modelación de generadores, excitarices, reguladores de velocidad, estabilizadores de potencia (PSS) y máquinas motrices, en la mayoría de los casos son datos proporcionados por el fabricante. Algunos parámetros que no fueron suministrados por los fabricantes ni fueron determinados mediante pruebas de campo, principalmente de los reguladores, se emplean valores típicos de acuerdo a sus características.

La modelación de la carga se puede representar como potencia constante, impedancia constante y corriente constante que es un promedio de las dos. Para el análisis se consideraron los siguientes valores:

Demanda máxima: Potencia activa I Constante = 71 %

G Constante = 29 %

Potencia reactiva I Constante = 80 %

B Constante = 20 %

Demanda media: Potencia activa I Constante = 63 %

I Constante = 37 %

Potencia reactiva I Constante = 70 %

B Constante = 30 %

Demanda mínima: Potencia activa I Constante = 80 %

G Constante = 20 %

Potencia reactiva I Constante = 70 %

B Constante = 30 %

Estos valores fueron determinados considerando la curva de carga diaria de potencia activa y reactiva de EMELEC y la EEQSA (que son las más determinantes en el SNI).

Con la finalidad de determinar si los porcentajes asumidos son correctos, se simularon determinadas fallas, similares a las ocurridas en el SNI, de las cuales se tienen registros estadísticos, comparando los resultados obtenidos con los registros estadísticos, se encuentra que los niveles alcanzados de la frecuencia son semejantes, además,

vale indicar que se ajustaron parámetros de las unidades de generación para obtener resultados similares.

4.10.2 CONTINGENCIAS ANALIZADAS

La falla analizada consiste en una contingencia simple en un elemento de la red, siendo del tipo trifásica a tierra como prueba básica de estabilidad para L/T.

Tiempo de Simulación: 5 a 10 segundos (suficiente para analizar si el sistema encuentra nuevas condiciones de estado estable).

Tiempo de despeje de la falla: 6 ciclos 138 kV
 5 ciclos 230 kV

La dependencia de la carga con la frecuencia se la considera en 1%.

Los tipos de contingencias analizadas son las siguientes:

- 1.- Salida forzada de unidades generadoras, en las que se analiza el efecto ocasionado por la salida de las principales unidades del sistema y se investiga la magnitud de generación que el sistema podría perder sin que ello ponga en peligro la estabilidad del sistema. Para el caso de pérdida de grandes bloques de generación, se determina la bondad del esquema de seccionamiento de carga empleado.

- 2.- Falla trifásica en un circuito de la red troncal de 230 kV, en algunos casos se prueba apertura del circuito sin falla.
- 3.- Fallas que implican la salida de los dos circuitos de las líneas de 230 kV.
- 4.- Falla trifásica de transformadores.
- 5.- Desconexión de bancos de capacitores y L/T para valores mayores al 10 % del voltaje nominal.

4.11 CRITERIOS ADOPTADOS PARA ESTABLECER EL ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

Es necesario establecer los siguientes parámetros básicos:

1. Porcentaje máximo de desviación de la frecuencia respecto a la nominal en condiciones de emergencia.
2. Frecuencia a la que debe iniciarse la desconexión.
3. Máximo nivel de carga a desconectar automáticamente.
4. Niveles de desconexión y porcentaje de carga a desconectar en cada nivel.

5. Retardo de tiempo necesario en la operación de desconexiones de carga.
6. Tipo de relé que se usa en la operación.
7. Método para restablecer el servicio.
8. Valor mínimo al cual hay que restablecer la frecuencia.

4.11.1 PORCENTAJE MAXIMO DE DESVIACION DE LA FRECUENCIA

El porcentaje máximo de derivación de la frecuencia es el valor al cual hay que hacer la última desconexión. Representa el límite inferior de frecuencia al cual puede operar el SNI bajo condiciones de emergencia.

- Se determina a partir de la frecuencia que puede causar daños a los equipos del sistema o de los consumidores.
- Para el caso de las unidades a vapor de INECEL los fabricantes indican lo siguiente:
 - a) Central Térmica Gonzalo Zevallos
 - 58.5 - 61.5 Hz Operación continua
 - 56.2 - 58.5 Hz 10 min. acumulativos a lo largo de su vida media.
 - 56.2 Hz Disparo instantáneo

b) Central Térmica Esmeraldas

En 58.0 Hz Disparo instantáneo

Esto se debe a la frecuencia de resonancia subsincrónica causante de severos esfuerzos en los álabes de las turbinas.

c) Las bombas de alimentación de las calderas tienen una región crítica de operación entre 58 y 59.0 Hz.

d) Turbinas Hidráulicas: - 10% de la frecuencia nominal sin problemas.

e) Efectos sobre los consumidores:

- afecta la regulación de voltaje
- motores: Según norma NEMA se permite el 5% de desviación de frecuencia

g) Efectos en el sistema:

- Problema de sincronización si la frecuencia es menor al 5 %.

h) Para el SNI se ha establecido un límite inferior de la frecuencia en 58.6 Hz, debido al tiempo de actuación de relés más disyuntor.

Este valor está de acuerdo al criterio general que existe acerca del problema, a las consideraciones anteriores y a la experiencia operativa en el SNI durante varios años.

4.11.2 FRECUENCIA A LA CUAL DEBE INICIARSE LA DESCONEXION.

- a) Generalmente este valor está determinado por la frecuencia debajo de la nominal, a la cual el SNI puede operar continuamente. En un sistema de potencia es razonable operar con un valor reducido de frecuencia en condiciones de emergencia.
- b) Valores típicos usados en otros sistemas, según encuesta de la IEEE. El valor recomendado está entre 59.1 y 59.5 Hz.
- c) Por simulaciones realizadas en el SNI se ha determinado que con 59.4 Hz (cuando se realiza la primera desconexión), los reguladores de velocidad están aún actuando.
- d) Con un valor de 59.0 Hz la recuperación de la frecuencia no es satisfactoria (59.5 Hz).

De acuerdo a las consideraciones anteriores se ha seleccionado un valor de 59.2 Hz, ya que permite una adecuada recuperación de la frecuencia.

4.11.3 MAXIMO NIVEL DE CARGA A DESCONECTARSE AUTOMATICAMENTE

- a) Deberá ser suficiente para restaurar la frecuencia a valores cercanos al valor nominal o por lo menos por encima del valor de ajuste de la primera desconexión.
- b) Debido a que la carga varía con la hora, día, año, etc., es conveniente establecerlo en forma porcentual.
- c) En el SNI, deberá ser suficiente para evitar un apagón total (black-out) del sistema, aún para la contingencia más severa.

4.11.4 NIVELES DE DESCONEXION Y PORCENTAJE DE CARGA A DESCONECTAR

- a) El número de niveles depende del porcentaje máximo a desconectar y la respuesta de frecuencia del sistema. Mientras mayor sea éste, mayor será el número de niveles.
- b) Para bajo número de niveles, se requiere mayores bloques de desconexión por nivel, lo que podría provocar desconexiones innecesarias y sobrefrecuencia en el sistema.

- c) Se debe minimizar el número de niveles para simplificar la coordinación y aligerar la recuperación de la frecuencia, pero también se debe tratar de desconectar la cantidad mínima de carga para mantener un servicio continuo a la máxima carga posible.
- d) Generalmente los sistemas interconectados usan de 3 a 5 niveles. La aplicación de 3 niveles no es lo más práctico para el SNI porque desconectaría bloques grandes de carga, lo que ocasionaría desconexiones innecesarias y problemas de sobrefrecuencia.
- e) La aplicación de 5 niveles es poco práctica porque la recuperación de la frecuencia sería muy lenta para contingencias severas debido a que los bloques a desconectarse serían pequeños.
- f) Para el SNI se considera adecuado la aplicación de 4 niveles en las empresas eléctricas. Para situaciones graves, se han considerado un quinto y sexto nivel, con el fin de mantener en sincronismo independiente parte de las cargas de Quito y Guayaquil.
- g) En la actualidad, todas las empresas disponen de relés de baja frecuencia para seccionamiento de carga, con excepción de la Empresa Eléctrica Bolívar.

- h) Debido a que una sobrecarga que haga descender la frecuencia a 59 Hz es menos crítica que una que lleve la frecuencia a 58 Hz, el primer bloque a desconectar será menor que el último.
- i) Un reparto adecuado en los diferentes niveles optimiza el esquema de desconexión y evita interrupciones innecesarias.
- j) Para establecer el esquema de desconexión de carga se simulan diferentes casos con pérdida de generación y se toma el más desfavorable, aquel donde la caída de frecuencia es mayor. Los valores intermedios se toman del análisis del peor de los casos.

4.11.5 RETARDOS DE TIEMPO DE LOS RELES

Existen dos tipos de retardo de tiempo para los relés de baja frecuencia:

- a) Propio del relé debido a su tiempo de reacción (3 ciclos para los del tipo estático)
- b) Intencional y a voluntad del operario

Se debe tomar en cuenta adicionalmente, el tiempo de apertura de los interruptores de potencia.

Se propone para el SNI un periodo de retardo de 12 ciclos, lo más uniforme posible en todas las empresas.

4.11.6 TIPOS DE RELES QUE SE USAN EN LA OPERACION.

Los relés de baja frecuencia disponibles en el mercado son:

- 1) Relés estáticos, cuyo valor de ajuste es constante, independiente de df/dt .
- 2) Relés estáticos y electromecánicos, cuyo valor de ajuste depende de df/dt .
- 3) Relés con compensación, según df/dt .

Se recomienda los del tipo estático por su alta precisión y por ser los más usados mundialmente.

4.11.7 METODO DE RESTABLECER EL SERVICIO A LA CARGA DESCONECTADA

El restablecimiento del servicio a la carga desconectada, puede hacerse en forma automática para lo cual se requiere el uso de relés destinados a este fin.

Esta operación puede afectar el balance generación-carga, produciendo un nuevo decrecimiento de la frecuencia.

También se lo puede hacer en forma manual por acción directa del despachador de carga o desde centros de control.

4.11.8 FRECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO

La frecuencia no necesariamente debe restaurarse hasta 60 Hz inmediatamente después de una perturbación, ya que posteriormente a la desconexión automática de carga, se tratará de llevar la frecuencia a su valor nominal mediante el equipo automático de control de velocidad.

La frecuencia de restablecimiento automático está cerca de la nominal. Para el SNI se seleccionó 59.6 Hz, por cuanto este valor no afecta la operación del sistema.

4.12 PARAMETROS OPERATIVOS PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

De las variables de estado que se pueden observar en los resultados, se ha considerado conveniente mostrar tres, que son determinantes: frecuencia, voltaje y apertura de ángulos de los generadores.

4.13 ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA [12]

El esquema de alivio de carga que se encuentra vigente en el SNI, contempla 7 pasos de desconexión. Los porcentajes

de desconexión varían con el periodo de la demanda, en los cuadros Nos. 4.1, 4.2 y 4.3, se muestran los valores de carga que se desconectan en los diferentes pasos de frecuencia para los períodos de demanda máxima, media y mínima, respectivamente.

Como resultado de los análisis se propone eliminar el séptimo paso de desconexión de carga, con la finalidad de evitar disparos innecesarios de la Central Térmica Esmeraldas en 58 Hz de frecuencia, que puede producir daños en los álabes de la turbina, según especificaciones del fabricante.

4.14 CONTINGENCIAS SIMULADAS

Para el análisis del comportamiento transitorio del sistema se simularon las contingencias de acuerdo al siguiente orden:

4.14.1 DEMANDA MAXIMA PARA MAYO

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

- a.- PUCARA 2 unidades (60 MW)
- b.- GONZALO ZEVALLOS 1 unidad (70 MW)
- c.- AGOYAN 1 unidad (78 MW)
- d.- AGOYAN 2 unidades (156 MW)
- e.- PAUTE 1 unidad (100 MW)
- f.- PAUTE 2 unidades (200 MW)

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

DEMANDA MAXIMA MAYO/95 Cuadro No. 4.1

EMPRESA	CARGA (MW)	DESCONEXIONES PARCIALES EN CADA PASO							DESCONEXIONES ACUMULADAS ENERO DE CADA PASO							PORCENTAJES DE DESCONECCION EN C/PASO						
		1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
Enelec	473.3	56.8	51.2	40.9	72.3	117.2	54.6	15.4	56.8	108.0	148.9	221.3	338.5	393.1	408.5	12.0	12.3	11.2	22.3	46.5	40.5	19.2
EEQ Quito S.A.	356.3	26.0	31.0	29.0	49.4	20.0	0.0	16.4	26.0	57.1	86.1	135.5	163.6	180.0	7.3	9.4	9.7	18.3	12.7	8.5		
Enebanabi	103.6	4.0	23.3	4.0	7.0	0.0	0.0	0.0	4.0	27.3	31.4	38.4	38.4	38.4	3.9	23.4	5.3	9.7				
Eneigur	85.3	6.1	8.2	7.2	19.3	0.0	0.0	0.0	6.1	14.3	21.5	40.8	40.8	40.8	7.1	10.4	10.2	30.2				
EER Centro Sur	91.4	6.3	8.1	7.7	9.7	0.0	0.0	0.0	6.3	14.4	22.1	31.8	31.8	31.8	6.9	9.5	10.0	14.0				
Enejoro	62.3	0.0	0.0	25.9	0.0	36.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.9	25.9	62.3	62.3	41.6	100.0					
EE Ambato+Coto	81.3	5.8	7.7	2.9	10.6	0.0	0.0	0.0	5.8	13.5	16.4	27.0	27.0	27.0	7.1	10.2	4.3	16.4				
Enehnorte	50.8	0.0	4.8	1.3	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	6.1	13.1	13.1	13.1	9.4	2.8	15.8					
Enelesa	28.1	0.0	4.1	2.1	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	6.2	11.7	11.7	11.7	14.5	8.7	25.1					
EE Milagro	54.9	0.0	0.0	0.0	54.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.9	54.9	54.9	7.8	12.6	12.2	12.5	100.0			
EE Riobamba+B0	42.9	3.3	5.0	4.2	3.8	26.6	0.0	0.0	3.3	8.3	12.5	16.3	42.9	42.9	42.9	16.6	13.7					
EEP Sta. Elena	33.6	0.0	5.6	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	5.3	4.4	8.4				
EE Sto.Domingo	30.4	0.0	1.6	1.3	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	2.9	5.2	5.2	5.2	5.2	5.3	4.4	8.4				
E.E.R. Sur	27.0	2.1	4.2	2.2	3.4	0.0	0.0	0.0	2.1	6.3	8.5	11.9	11.9	11.9	7.8	16.9	10.7	18.2				
Enehlrios	30.0	0.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	30.0	30.0	100.0					
EE Cotopaxi	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	7.1	0.0	43.8			
EE Bolivar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
EE Azogues	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52.1	100.0					
TOTAL	1551.2	110.4	154.8	132.7	190.4	293.1	54.6	31.8	110.4	265.3	397.9	588.4	881.4	936.1	967.8	59.2	59.0	58.8	58.6	58.4	58.2	58.0
% de Carga Total	7.1	10.0	8.6	12.3	18.9	3.5	2.0	7.1	17.1	25.7	37.9	56.8	60.3	62.4	12	12	12	12	12	12	12	

NOTA: El esquema propuesto, considera que la carga del séptimo paso se desconecte en el sexto paso.

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONEXIONADO

Cuadro No. 4.3

DEMANDA MINIMA MAYO/95

EMPRESA	CARGA (MW)	DESCONECTACIONES PARciaLES EN CADA PASO							DESCONECTACIONES ACUMULADAS HASTA DE CADA PASO							PORCENTAJES DE DESCONECTACION EN C/PASO						
		1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
Enelec	244.1	27.3	28.8	30.4	37.6	86.2	21.8	10.1	27.3	56.2	86.6	124.3	210.4	232.2	242.3	11.2	13.3	16.2	23.9	71.9	64.7	84.9
EEQ Quito S.A.	147.7	10.5	13.9	10.2	24.9	14.5	0.0	11.0	10.5	24.3	34.6	59.5	73.9	73.9	84.9	7.1	10.1	8.3	22.0	16.4	14.9	
EEC Elanabi	56.4	2.2	10.9	2.2	4.4	0.0	0.0	0.0	2.2	13.1	15.4	19.7	19.7	19.7	3.9	20.2	5.1	10.7				
Emelgur	67.4	4.8	6.5	5.7	15.2	0.0	0.0	0.0	4.8	11.3	17.0	32.2	32.2	32.2	7.1	10.4	10.2	30.2				
EER Centro Sur	39.4	2.4	4.4	2.7	3.6	0.0	0.0	0.0	2.4	6.8	9.5	13.1	13.1	13.1	6.0	12.0	8.3	12.0				
EEL Litoral	28.9	0.0	0.0	12.0	0.0	16.9	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	12.0	28.9	28.9	28.9	41.6	100.0					
EEA Ambato+Coto	34.6	2.8	4.1	1.1	2.8	0.0	0.0	0.0	2.8	6.9	8.0	10.8	10.8	10.8	8.0	13.0	4.0	10.4				
Emelnorte	26.2	0.0	2.4	0.7	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	3.1	6.8	6.8	6.8	9.3	2.8	15.9				
Enelesa	13.8	0.0	1.5	0.9	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	2.4	4.8	4.8	4.8	4.8	10.7	7.2	21.6			
EE Villagro	33.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	100.0	
EE RiohambatBo	19.4	0.8	1.7	1.8	1.4	13.7	0.0	0.0	0.8	2.5	4.3	5.7	19.4	19.4	19.4	4.3	9.0	10.7	9.2	100.0		
EEP Sta. Elena	20.6	0.0	2.5	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	12.2	6.3				
EE Sto. Domingo	12.7	0.0	0.8	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.6	2.6	2.6	2.6	2.6	6.4	6.9	9.0				
E.E.R. Sur	10.0	0.7	1.4	0.6	1.1	0.0	0.0	0.0	0.7	2.1	2.7	3.8	3.8	3.8	3.8	7.0	15.1	8.1	14.6			
Emelrios	16.4	0.0	0.0	0.0	16.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	100.0		
EE Cotopaxi	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	6.7	0.0	28.0			
EE Bolívar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
EE Azogues	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52.1	100.0					
TOTAL	770.6	51.5	79.0	70.4	98.1	180.6	21.8	21.1	51.5	130.5	200.9	299.0	479.6	501.4	522.5	59.2	59.0	58.8	58.6	58.4	58.2	58.0
% de Carga Total	6.7	10.3	9.1	12.7	23.4	2.8	2.7	6.7	16.9	26.1	38.8	62.2	65.1	67.8	12	12	12	12	12	12	12	12

NOTA: El esquema propuesto, considera que la carga del séptimo paso se desconecte en el sexto paso.

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

DEMANDA MEDIA MAYO/95 Cuadro No. 4.2

EMPRESA	CARGA (MW)	DESCONECTACIONES PARCIALES EN CADA PASO							DESCONECTACIONES ACUMULADAS LUEGO DE CADA PASO							PORCENTAJES DE DESCONECTACIONES EN C/PASO						
		1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
Bnelec	419.7	26.1	38.8	36.7	60.7	121.6	58.8	22.2	28.1	66.9	103.6	164.3	285.9	344.6	366.8	6.7	9.9	10.4	19.2	47.6	43.9	29.5
EEQ Quito S.A.	264.8	18.8	24.8	18.4	44.6	25.9	0.0	19.7	18.8	43.6	62.0	106.6	132.6	152.3	7.1	10.1	8.3	22.0	16.4	14.9	14.9	
Enelmasabi	61.0	2.6	14.7	3.1	5.3	0.0	0.0	0.0	2.6	17.3	20.5	25.7	25.7	25.7	4.3	25.2	7.2	13.0				
Enelgur	81.0	5.8	7.8	6.9	18.3	0.0	0.0	0.0	5.8	13.6	20.5	38.7	38.7	38.7	7.1	10.4	10.2	30.2				
EEER Centro Sur	55.7	4.2	5.8	5.5	8.0	0.0	0.0	0.0	4.2	10.0	15.5	23.6	23.6	23.6	7.6	11.3	12.0	20.0				
Eneloro	35.6	0.0	0.0	14.8	0.0	20.8	0.0	0.0	0.0	0.0	14.8	14.8	35.6	35.6	35.6	41.6	100.0					
EE Ambato+Coto	47.7	4.1	4.5	1.6	5.1	0.0	0.0	0.0	4.1	8.5	10.2	15.3	15.3	15.3	8.5	10.3	4.1	13.6				
Enelnorte	23.2	0.0	2.2	0.6	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.7	6.0	6.0	6.0	9.3	2.8	15.9				
Raelesa	16.2	0.0	1.7	1.0	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	2.8	5.7	5.7	5.7	5.7	10.7	7.2	21.6				
EE Milagro	37.3	0.0	0.0	0.0	0.0	37.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.3	37.3	37.3	37.3	37.3	100.0				
EE Riobamba+Bo	19.5	1.7	2.2	1.9	2.1	11.6	0.0	0.0	1.7	3.9	5.9	7.9	19.5	19.5	19.5	8.6	12.5	12.5	15.3	100.0		
EEP Sta. Elena	16.8	0.0	2.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
EE Sto.Domingo	14.8	0.0	0.9	1.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	1.9	3.1	3.1	3.1	3.1	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	9.0
E.E.R. Sur	11.4	0.8	1.6	0.8	1.4	0.0	0.0	0.0	0.8	2.4	3.1	4.6	4.6	4.6	4.6	6.8	14.9	8.6	17.4			
Enelrios	21.8	0.0	0.0	0.0	0.0	21.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	100.0
EE Cotopaxi	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EE Bolívar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EE Azogues	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	1126.5	66.0	107.2	93.2	152.8	239.0	58.8	41.9	66.0	173.2	266.4	419.2	658.2	717.0	758.8	59.2	59.0	58.8	58.6	58.4	58.2	58.0
% de Carga Total	5.9	9.5	8.3	13.6	21.2	5.2	3.7	5.9	15.4	23.6	37.2	58.4	63.6	67.4	12	12	12	12	12	12	12	12

NOTA: El esquema propuesto, considera que la carga del séptimo paso se desconecte en el sexto paso.

g.- PAUTE 3 unidades (300 MW)

h.- PAUTE 4 unidades (400 MW)

2. FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

a.- PAUTE-MILAGRO (Apertura con flujo de 285 MW)

b.- PAUTE-MILAGRO y desconexión de 3 unidades (300 MW)
en Paute.

c.- PAUTE-TOTORAS (107 MW)

d.- PAUTE-TOTORAS y apertura del 2º circuito (231 MW)

e.- TOTORAS-SANTA ROSA (135 MW)

f.- PUCARA VICENTINA (70 MW)

3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

a.- TRANSFORMADOR DE PASCUALES 230/138 kV (277 MW)

b.- TRANSFORMADOR DE SANTA ROSA 230/138 kV (293 MW)
(Con apertura de la L/T Pucará-Vicentina)

c.- TRANSFORMADOR DE TOTORAS 230/138 kV (81 MW)
(Con apertura de la L/T Totoras-Ambato)

4.14.2 DEMANDA MEDIA PARA MAYO

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

a.- GONZALO ZEVALLOS 1 unidad (60 MW)

b.- AGOYAN 1 unidad (78 MW)

- c.- AGOYAN 2 unidades (156 MW)
- d.- PAUTE 1 unidad (100 MW)
- e.- PAUTE 2 unidades (200 MW)
- f.- PAUTE 3 unidades (300 MW)
- g.- PAUTE 4 unidades (400 MW)

2. FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

- a.- PAUTE-MILAGRO (Apertura con flujo de 239 MW)
- b.- PAUTE-MILAGRO y desconexión de 2 unidades (200 MW)
en Paute
- c.- PAUTE-MILAGRO y apertura del 2º circuito (478 MW)
(Desconexión de 2 unidades (200 MW))
- d.- PAUTE-TOTORAS (116 MW)
- e.- PAUTE-TOTORAS y apertura del 2º circuito (228 MW)
- f.- TOTORAS-SANTA ROSA (140 MW)
- g.- PUCARA VICENTINA (66 MW)

3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

- a.- TRANSFORMADOR DE PASCUALES 230/138 kV (361 MW)
- b.- TRANSFORMADOR DE SANTA ROSA 230/138 kV (173 MW)
(Con apertura de la L/T Pucará-Vicentina)
- c.- TRANSFORMADOR DE TOTORAS 230/138 kV (87 MW)
(Con apertura de la L/T Totoras-Ambato)

4.14.3 DEMANDA MINIMA PARA MAYO

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

- a.- AGOYAN 1 unidad (78 MW)
- b.- AGOYAN 2 unidades (156 MW)
- c.- PAUTE 1 unidad (90 MW)
- d.- PAUTE 2 unidades (180 MW)
- e.- PAUTE 3 unidades (280 MW)
- f.- PAUTE 4 unidades (380 MW)

2. FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

- a.- PAUTE-MILAGRO (Apertura con flujo de 177 MW)
- b.- PAUTE-MILAGRO y desconexión de 1 unidad (90 MW) en Paute
- c.- PAUTE-MILAGRO y apertura del 2º circuito (334 MW)
- d.- PAUTE-TOTORAS (65 MW)
- e.- PAUTE-TOTORAS y apertura del 2º circuito (132 MW)
- f.- TOTORAS-SANTA ROSA (103 MW)

3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

- a.- TRANSFORMADOR DE PASCUALES 230/138 kV (264 MW)
- b.- TRANSFORMADOR DE SANTA ROSA 230/138 kV (98 MW)
(Con apertura de la L/T Pucará-Vicentina)

c.- TRANSFORMADOR DE TOTORAS 230/138 kV (82 MW)

(Con apertura de la L/T Pucará-Vicentina)

4.14.4 DEMANDA MAXIMA PARA DICIEMBRE

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

a.- PUCARA 2 unidades (70 MW)

b.- GONZALO ZEVALLOS 1 unidad (70 MW)

c.- VAPOR ESMERALDAS (110 MW)

d.- AGOYAN 2 unidades (156 MW)

e.- PAUTE 1 unidad (90 MW)

f.- PAUTE 2 unidades (180 MW)

g.- PAUTE 3 unidades (270 MW)

h.- PAUTE 4 unidades (370 MW)

2. FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

a.- PAUTE-MILAGRO (183 MW) y desconexión de 1 unidad en el Paute

b.- PAUTE-TOTORAS (129 MW)

c.- PAUTE-TOTORAS y apertura del 2º circuito (264 MW)

d.- TOTORAS-SANTA ROSA (133 MW)

e.- STA. ROSA-VICENTINA (7 MW)

f.- STA. ROSA-TOTORAS y apertura del 2º circuito (263 MW)

g.- STA. ROSA-STO. DOMINGO (38 MW)

h.- PAUTE-MILAGRO y apertura del 2º circuito (296 MW)

2. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

a.- TRANSFORMADOR DE PASCUALES 230/138 kV (277 MW)

b.- TRANSFORMADOR DE SANTA ROSA 230/138 kV (293 MW)

(Con apertura en la L/T Pucará-Vicentina)

c.- TRANSFORMADOR DE TOTORAS 230/138 kV (81 MW)

(Con apertura en la L/T Totoras-Ambato)

d.- TRANSFORMADOS DE STO.DOMINGO 230/138 kV

(Flujo de 52 MW)

4.14.5 DEMANDA MEDIA PARA DICIEMBRE

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

a.- GONZALO ZEVALLOS 1 unidad (60 MW)

b.- AGOYAN 2 unidades (156 MW)

c.- PAUTE 1 unidad (60 MW)

d.- PAUTE 2 unidades (120 MW)

e.- PAUTE 3 unidades (190 MW)

f.- PAUTE 4 unidades (260 MW)

g.- VAPOR ESMERALDAS (110 MW)

2. FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

- a.- PAUTE-MILAGRO (145 MW)
- b.- PAUTE-MILAGRO y apertura del 2º circuito (290 MW)
- c.- PAUTE-TOTORAS (26 MW)
- d.- PAUTE-TOTORAS y apertura del 2º circuito (53 MW)
- e.- TOTORAS-SANTA ROSA (72 MW)

3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

- a.- TRANSFORMADOR DE PASCUALES 230/138 kV (192 MW)
- b.- TRANSFORMADOR DE SANTA ROSA 230/138 kV (115 MW)
(Con apertura en la L/T Pucará-Vicentina)
- c.- TRANSFORMADOR DE TOTORAS 230/138 kV (65 MW)
(Con apertura en la L/T Totoras-Ambato)
- d.- TRANSFORMADOR DE STO. DOMINGO 230/138 kV (79.8 MW)

4.14.6 DEMANDA MINIMA PARA DICIEMBRE

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

- a.- VAPOR ESMERALDAS (100 MW)
- b.- AGOYAN 2 unidades (100 MW)
- c.- GONZALO ZEVALLOS (60 MW)
- d.- PAUTE 1 unidad (60 MW)
- e.- PAUTE 2 unidades (120 MW)

g.- PAUTE 4 unidades (260 MW)

2. FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

a.- PAUTE-MILAGRO (136 MW)

b.- PAUTE-MILAGRO y apertura del 2º circuito (272 MW)

c.- PAUTE-TOTORAS (45 MW)

d.- PAUTE-TOTORAS y apertura del 2º circuito (89 MW)

e.- SANTA ROSA-STO. DOMINGO (8 MW)

3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

a.- TRANSFORMADOR DE PASCUALES 230/138 kV (182 MW)

b.- TRANSFORMADOR DE SANTA ROSA 230/138 kV (104 MW)

(Con apertura en la L/T Pucará-Vicentina)

c.- TRANSFORMADOR DE TOTORAS 230/138 kV (49 MW)

(Con apertura en la L/T Totoras-Ambato)

4.15 ANALISIS GENERAL DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

4.15.1 DEMANDA MAXIMA MAYO

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

CASO UNIDADES DESCONECTADAS # PASOS SIST. DESC. ESTA.

			OBSERVACIONES
a	PUCARA 2 UNIDADES (70 MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. a1, a2, a3.
b	GONZALO ZEVALLOS (60 MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. a4, a5, y a6.
c	AGOYAN 1 UNIDAD (78 MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. a7, a8 y a9.

CASO UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
d AGOYAN 2 UNIDADES (156 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. a10, a11 y a12.
e PAUTE 1 UNIDAD (100 MW)	1	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 59.1 Hz. Ver gráficos Nos. a13, a14 y a15.
f PAUTE 2 UNIDADES (200 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.93 Hz. Ver gráficos Nos. a16, a17 y a18.
g PAUTE 3 UNIDADES (300 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia

CASO UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
-----------------------------	------------------------	----------------	---------------

			desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. a19, a20 y a21.
h PAUTE 4 UNIDADES (400 MW)	4	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el cuarto paso de desconexión 58.5 Hz, la cuarta unidad sale del paralelo luego de 30 ciclos de haber salido la tercera unidad. Ver gráficos Nos. a22, a23 y a24.

2. FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
a PAUTE-MILAGRO (FLUJO 285MW)	-	NO	Ante simple apertura de la linea, el sistema se colapsa por voltajes. Ver gráfico No. a25.
b PAUTE-MILAGRO (FLUJO 285MW) Disparo de 3 unidades Pante	4	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el cuarto paso de desconexión 58.5 Hz. Ver gráficos Nos. a26, a27, y a28.

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST-DESC.	SIST-ESTA.	OBSERVACIONES
c PAUTE-TOTORAS (FLUJO 107MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta los 58.3 Hz. Ver gráficos Nos. a29, a30 y a31.
d PAUTE-TOTORAS-RIOBAMBA (FLUJO 231MW)	5	SI	En la zona norte, los voltajes se mantienen dentro de los valores aceptables de operación, los ángulos se mantienen sincronizados y la frecuencia desciende hasta los 58.3 Hz. Ver gráficos Nos. a32, a33 y a34.
	-	NO	En la zona sur, se presentan oscilaciones de voltaje y frecuencia, sistema inestable. Ver gráficos Nos. a35 y a36.
e TOTORAS-STA. ROSA (FLUJO 135MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. a37, a38 y a39.

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC.	ESTA.	OBSERVACIONES
f PUCARA-VICENTINA (FLUJO 70MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, el transformador de Totoras se sobrecarga con 150 MW. Ver gráficos Nos. a40, a41, a42 y a43.
3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES	# PASOS SIST. DESC.	ESTA.	OBSERVACIONES
a PASCUALES 230/138 KV (FLUJO 277MW)	5(ZS)	SI	En la zona norte, como en la zona sur, los resultados los 10 segundos de simulación, mantienen valores aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el quinto paso de seccionamiento de carga 58.4 Hz en la zona sur. Ver gráficos Nos. a44, a45, a46, a47, a48 y a49.
b SANTA ROSA 230/138 KV	-	NO	Oscilación de voltaje en todo el sistema. Ver gráficos Nos. a50, a51 y a52.
c TOTORAS 230/138 KV	-	NO	Oscilación de voltaje y flujos. Ver gráficos Nos. a53 y a54.

CASO TRANSFORMADOR	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
d TOTORAS 230/138 KV (Apertura de línea TOT-AMB)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. a55, a56 y a57.
4.15.2 DEMANDA MEDIA MAYO			
1.- SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS			
CASO UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
a GONZALO ZEVALLOS (60 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. b1, b2, y b3.
b AGOYAN 1 UNIDAD (78 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. b4, b5 y b6.

CASO	UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC.	OBSERVACIONES
c	AGOYAN 2 UNIDADES (156 MW)	2	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.8 Hz. Ver gráficos Nos. b7, b8 y b9.
d	PAUTE 1 UNIDAD (100 MW)	1	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 59.01 Hz. Ver gráficos Nos. b10, b11 y b12.
e	PAUTE 2 UNIDADES (200 MW)	3	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.8 Hz. Ver gráficos Nos. b13, b14 y b15.
f	PAUTE 3 UNIDADES (300 MW)	3	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia

CASO UNIDADES DESCONECTADAS# PASOS SIST.
DESC. ESTA.**OBSERVACIONES**

h PAUTE 4 UNIDADES (400 MW) 4 SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el cuarto paso de desconexión 58.5 Hz, la cuarta unidad sale del paralelo luego de 30 ciclos de haber salido la tercera unidad. Ver gráficos Nos. b19, b20 y a21.

desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.8 Hz. Ver gráficos Nos. b16, b17 y b18.

2. FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION**CASO LINEAS DE TRANSMISION**# PASOS SIST.
DESC. ESTA.**OBSERVACIONES**

a PAUTE-MILAGRO (FLUJO 239 MW) - NO Arte simple apertura de la linea, el sistema se colapsa por apertura de ángulos de generadores. Ver gráficos Nos. b22 y b23.

b PAUTE-MILAGRO (FLUJO 239 MW) 2 SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia

Disparo de 2 unidades Pante .

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC.	ESTA.	OBSERVACIONES
			desciende hasta el cuarto paso de desconexión 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. b24, b25, y b26.
c PAUTE-MILAGRO-2-CIRCUITOS (FALLA EN UN CIRC. Y APERTURA DEL SEGUNDO CIRCUITO) Disparo de 2 unidades Pauté	6	NO	En la zona sur, el sistema se mantiene estable hasta los 10 segundos de simulación, pero la frecuencia tiende a seguir descendiendo, los voltajes llegan hasta 1.8 en pu. en 138 KV. Ver gráficos Nos. b27, b28 y b29.
	-	NO	En la zona norte, el sistema presenta una marcada inestabilidad, por apertura de ángulo de los generadores. Ver gráfico No. b30.
d PAUTE-TOTORAS (FLUJO 116 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. b31, b32 y b33.
e PAUTE-TOTORAS-RIOBAMBA (FLUJO 231 MW)	-	SI	En la zona norte, los voltajes se mantienen dentro de los valores aceptables de operación, los ángulos se mantienen sincronizados y la frecuencia desciende hasta los 58.3 Hz. Ver gráficos Nos. b34, a35 y a36.

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
	-	NO	En la zona sur, se presentan oscilaciones de voltaje y frecuencia, sistema inestable. Ver gráfico No. b37
f TOTORAS-STA. ROSA (FLUJO 140 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. b38, b39 y b40.
g PUCARA-VICENTINA (FLUJO 66 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, el transformador de Totoras se sobrecarga con 150 MW. Ver gráficos Nos. b41, b42, b43 y b44.
3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES			
CASO TRANSFORMADOR	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
a PASCUALES 230/138 KV (FLUJO 361 MW)	6	SI	En la zona sur, los resultados luego de los 10 los 10 segundos de simulación, presentan voltajes altos en 138 KV. Ver gráficos Nos. b45 y b46

CASO TRANSFORMADORES	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
b SANTA ROSA 230/138 KV (FLUJO 173 MW)	- NO	En la zona norte, el sistema es inestable. Ver gráficos Nos. b47 y b48.
c TOTORAS 230/138 KV (FLUJO 87 MW) (Apertura de linea TOT-AMBA)	2 SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. b51, b52 y b53.
4.15.3 DEMANDA MINIMA MAYO		
1.- SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS		
CASO UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
a AGOYAN 1 UNIDAD (78 MW)	1 SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. c1, c2 y c3.

CASO UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC.	# PASOS SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
b AGOYAN 2 UNIDADES (156 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.6 Hz. Ver gráficos Nos. c4, c5 y c6.
c PAUTE 1 UNIDAD (90 MW)	1	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 59.1 Hz. Ver gráficos Nos. c7, c8 y c9.
d PAUTE 2 UNIDADES (180 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. c10, c11 y c12.
e PAUTE 3 UNIDADES (280 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia

CASO UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.7 Hz. Ver gráficos Nos. c13, c14 y c15.		
f PAUTE 4 UNIDADES (380 MW)	4 SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el cuarto paso de desconexión 58.5 Hz, la cuarta unidad sale del paralelo luego de 30 ciclos de haber salido la tercera unidad. Ver gráficos Nos. c16, c17 y c18.	
2.- <u>FALLAS TRIFASICAS EN LINEAS DE TRANSMISION</u>		
CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
a PAUTE-MILAGRO (FLUJO 177 MW) (APERTURA)	- NO	Ante simple apertura de la línea, el sistema se colapsa por apertura de ángulos de generadores. Ver gráficos Nos. c19 y c20.
b PAUTE-MILAGRO (FLUJO 177 MW) (APERTURA)	2 SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los	

CASO LINEAS DE TRANSMISION

PASOS SIST.
DESC. ESTA.

OBSERVACIONES

	Disparo de 1 unidad Paute		niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el cuarto paso de desconexión 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. c21, c22, y c23.
c	PAUTE-MILAGRO-2-CIRCUITOS (FALLA EN UN CIRC. Y APERTURA DEL SEGUNDO CIRCUITO)	-	NO En la zona sur, como en la zona norte, el sistema presenta inestabilidad, Ver gráficos Nos. c24, c25 y c26.
	Disparo de 2 unidades Paute		
d	PAUTE-TOTORAS (FLUJO 65 MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. c27, c28 y c29.
e	PAUTE-TOTORAS-RIOBAMBA (FLUJO 132 MW)	6	SI En la zona norte, los voltajes son altos, los ángulos se mantienen sincronizados y la frecuencia desciende hasta los 58.3 Hz. Ver gráficos Nos. c30, c31 y c32.
		-	SI En la zona sur, los voltajes, ángulos y frecuencia presentan valores aceptables de operación. Ver gráficos Nos. c33, c34 y c35.

CASO LINEAS DE TRANSMISION # PASOS SIST.
DESC. ESTA.

				OBSERVACIONES
f	TOTORAS-STA. ROSA (FLUJO 103 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. c36, c37 y c38.

3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

CASO TRANSFORMADOR # PASOS SIST.
DESC. ESTA.

				OBSERVACIONES
a	FASCUALES 230/138 KV (FLUJO 264 MW)	6	SI	En la zona sur, los resultados luego de los 10 los 10 segundos de simulación, presentan voltajes altos en 138 kV. Ver gráficos Nos. c39, c40 y c41.
		-	NO	En la zona norte, el sistema es inestable. Ver gráficos Nos. c39, c40 y c41.
b	SANTA ROSA 230/138 KV (FLUJO 173 MW-Aper Puc-Vic)	-	SI	Zona sur estable. Zona Norte inestable. Ver gráficos Nos. c42, c43 y c44.
c	TOTORAS 230/138 KV (FLUJO 87 MW) (Apertura de línea TOP-AMBA)	3	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. c45, c46 y c47.

4.15.4 DEMANDA MAXIMA DICIEMBRE

CASO	UNIDADES DESCONECTADAS	#	PASOS	SIST.	OBSERVACIONES
a	PUCARA 2 UNIDADES (70 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. d1, d2 y d3.	
b	GONZALO ZEVALLOS (60 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. d4, d5, y d6.	
c	VAPOR ESMERALDAS (110 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. d7, d8 y d9.	
d	AGOYAN 2 UNIDADES (156 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia	

2.- FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION
 CASO UNIDADES DESCONECTADAS # PASOS SIST.
 DESC. ESTA.

OBSERVACIONES

							desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. d10, d11 y d12.
e	PAUTE 1 UNIDAD (90 MW)	1	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 59.1 Hz. Ver gráficos Nos. d13, d14 y d15.			
f	PAUTE 2 UNIDADES (180 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.93 Hz. Ver gráficos Nos. d16, d17 y d18.			
g	PAUTE 3 UNIDADES (270 MW)	2	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. d19, d20 y d21.			

CASO UNIDADES DESCONECTADAS

PASOS SIST.
DESC.
ESTA.

OBSERVACIONES

CASO UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
h PAUTE 4 UNIDADES (370 MW)	3 SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el cuarto paso de desconexión 58.7 Hz, la cuarta unidad sale del paralelo luego de 30 ciclos de haber salido la tercera unidad. Ver gráficos Nos. d22, d23 y d24.

2. FALLAS TRIFASICAS EN LINEAS DE TRANSMISION

CASO LINEAS DE TRANSMISION # PASOS SIST.
DESC.
ESTA.

OBSERVACIONES

a PAUTE-MILAGRO (FLUJO 183 MW) Disparo de 1 unidad Paute	- SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. d25, d26, y d27.
b PAUTE-TOTORAS (FLUJO 129 MW)	- SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta los 59.21 Hz. Ver gráficos Nos. d28, d29 y d30.

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
c PAUTE-TOTORAS-RIOBAMBA (FLUJO 231 MW)	- SI	En la zona norte, los voltajes se mantienen dentro de los valores aceptables de operación, los ángulos se mantienen sincronizados y la frecuencia descende hasta los 58.33 Hz.
	- NO	En la zona sur, los ángulos de los generadores se abren la frecuencia oscila, sistema inestable. Los gráficos Nos. d31, d32 y d33, muestran los resultados para las dos zonas.
d TOTORAS-STA. ROSA (FLUJO 133 MW)	- SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. d34, d35 y d36.
e SANTA ROSA-VICENTINA (FLUJO 7 MW)	- SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. d37, d38 y d39.
f STA. ROSA-TOTORAS (FLUJO 266 MW)	- SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los

CASO LINEAS DE TRANSMISION

OBSERVACIONES

PASOS SIST.
DESC. ESTA.

Falla en un círc. y apertura
en el segundo círc. (366 MW)

niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos.
d40, d41 y d42.

g SANTA ROSA-STO. DOMINGO
(FLUJO 38 MW)

- SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos.
d43, d44 y d45.

h PAUTE-MILAGRO-2-CIRCUITOS
Falla en el primero y aper-
tura en el segundo circuito
(366 MW)

- NO Zona norte inestable, por apertura de ángulos.

6 SI Zona sur estable, voltajes altos, la frecuencia
desciende hasta el sexto paso.
Ver gráficos Nos. d46, d47, d48, d49 y d50.

3. FALLA TRIEASICA EN TRANSFORMADORES

CASO TRANSFORMADORES # PASOS SIST.
DESC. ESTA.

OBSERVACIONES

a PASCUALES 230/138 KV
(FLUJO 209 MW)

3 SI En la zona sur, los resultados luego de los 10 segundos de simulación, los voltajes, ángulos de los generadores y frecuencia permanecen dentro de valores aceptables de operación.

CASO TRANSFORMADORES

OBSERVACIONES

PASOS SIST.
DESC. ESTA.

b	SANTA ROSA 230/138 KV	5(Zn)	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta 58.1 Hz. en la zona norte. Ver gráficos Nos. d55, d56 y d57.			
c	TOTORAS 230/138 KV (Apertura de línea TOT-AMBA)	1	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta 59.1 Hz. Ver gráficos Nos. d58, d59 y d60.			
d	STO. DOMINGO 230/138 Kv	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta 59.1 Hz. Ver gráficos d61, d62 y d63.			

4.15.5 DEMANDA MEDIA DICIEMBRE

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS
CASO UNIDADES DESCONECTADAS # PASOS SIST.
DESC. ESTA.

			OBSERVACIONES
a	GONZALO ZEVALLOS (60 MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e1, e2, y e3.
b	AGOYAN 2 UNIDAD (156MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 59.1 Hz. Ver gráficos Nos. e4, e5 y e6.
c	PAUTE 1 UNIDAD (60 MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e7, e8 y e9.
d	PAUTE 2 UNIDAD (120 MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia

CASO UNIDADES DESCONECTADAS

PASOS SIST.
DESC.

OBSERVACIONES

			# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
e	PAUTE 3 UNIDAD (190 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.9 Hz. Ver gráficos Nos. e13, e14 y e15.	desciende hasta el primer paso de desconexión 59.1 Hz. Ver gráficos Nos. e10, e11 y e12.
f	PAUTE 4 UNIDAD (260 MW)	-	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.9 Hz, la cuarta unidad sale del paralelo luego de 30 ciclos de haber salido la tercera unidad. Ver gráficos Nos. e16, e17 y e18.	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el primer paso de desconexión 59.15 Hz. Ver gráficos Nos. e19, e20 y e21.
g	VAPOR ESMERALDAS (110 MW)	1	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el primer paso de desconexión 59.15 Hz. Ver gráficos Nos. e19, e20 y e21.	

2. FALLAS TRIFASICAS EN LINEAS DE TRANSMISION

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
----------------------------	------------------------------	---------------

- | | | |
|--|-----------|--|
| a PAUTE-MILAGRO (FLUJ. 145 MW) | - SI | Voltaje, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e22, e23 y e24. |
| b PAUTE-MILAGRO-2-CIRCUITOS
(FALLA EN UN CIRC. Y APERTURA DEL SEGUNDO CIRCUITO) | 6 (ZS) SI | Voltajes, ángulos y frecuencia en las dos zonas son aceptables. Ver gráficos Nos. e25, a26, y a27. |
| c PAUTE-TOTORAS (FLUJO 26 MW) | - SI | Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e28, e29 y e30. |
| d PAUTE-TOTORAS-RIOBAMBA
(FLUJO 53 MW) | - SI | Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los valores aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e31, e32, e33 y e34. |
| e TOTORAS-STA. ROSA | - SI | Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 |

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
(FLUJO 36 MW)		segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e35, a36 y a37.
3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES		
CASO TRANSFORMADORES	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
a PASCUALES 230/138 KV (FLUJO 192 MW)	2 (ZS) SI	En la zona sur, los resultados luego de los 10 segundos de simulación, presentan voltajes altos en 138 Kv. (1.11 pu.) en Sta. Rosa y Quevedo 230 Kv, la frecuencia y voltaje en valores normales de operacion.
	- SI	En la zona norte, voltajes, ángulos y frecuencia dentro de valores aceptables de operación.
En los gráficos Nos. e38, e39 y e40, se muestran los resultados obtenidos para este caso.		
b SANTA ROSA 230/138 KV (FLUJO 115 MW)	4 (ZN) SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e41, e42 y e43.

CASO TRANSFORMADORES

OBSERVACIONES

PASOS SIST.
DESC. ESTA.

c TOTORAS 230/138 KV
(FLUJO 87 MW)
(Apertura de linea TOT-AMBA)

1 (ZN) SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e44. e45 y e46.

d STO. DOMINGO 230/138 2 SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. e47, e48 y e49.

4.15.6 DEMANDA MINIMA DICIEMBRE

1. SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORASCASO UNIDADES DESCONECTADAS # PASOS SIST.
DESC. ESTA.

OBSERVACIONES

a VAPOR ESMERALDAS (100 MW) 1 SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. f1, f2 y f3.

b AGOYAN 2 UNIDADES (100 MW) 1 SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de

CASO UNIDADES DESCONECTADAS

PASOS SIST.
DESC. ESTA.

OBSERVACIONES

CASO UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
c GONZALO ZEVALLOS (50 MW)	1	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. f7, f8 y f9.
d PAUTE 1 UNIDAD (60 MW)	-	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. f10, f11 y f12.
e PAUTE 2 UNIDADES (120 MW)	1	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 59.1 Hz. Ver gráficos Nos. f13, f14 y f15.
f PAUTE 3 UNIDADES (190 MW)	2	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia

CASO UNIDADES DESCONECTADAS # PASOS SIST.
DESC. ESTA.

OBSERVACIONES

desciende hasta el segundo paso de desconexión 59 Hz.
Ver gráficos Nos. f16, f17 y f18.

g FAUTE 4 UNIDADES (260 MW) 4 SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación, la frecuencia desciende hasta el segundo paso de desconexión 58.59 Hz. Ver gráficos Nos. f19, f20 y f21.

2. FALLAS TRIFASICAS EN LINEAS DE TRANSMISION

CASO LINEAS DE TRANSMISION # PASOS SIST.
DESC. ESTA.

OBSERVACIONES

a FAUTE-MILAGRO (FLUJO 136 MW) - SI? En la zona norte la frecuencia llega hasta 68 Hz, luego de los 10 segundos de simulación es de 65.8 Hz, los voltajes son críticamente estables.

6 SI? En la zona sur, la frecuencia desciende hasta los 58.1 Hz, los voltajes y ángulos luego de los 10 segundos de simulación se mantienen dentro de límites críticos. Ver gráficos Nos. f22, f23 y f24, para las dos zonas.

b PAU-MIL-2CIRCS. (272 MW) - SI En la zona norte la frecuencia llega hasta 64.6 Hz,

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC. ESTA.	OBSERVACIONES
(FALLA EN UN CIRC. Y APERT. DEL SEGUNDO CIRCUITO)		
6	SI?	Luego de los 10 segundos de simulación la frecuencia es de 62.8 Hz, los voltajes y ángulos aceptables.
c	PAUTE-TOTORAS (FLUJO 45 MW) -	SI Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. f28, f29 y f30.
d	PAUTE-TOTORAS-RIOBAMBA (FLUJO 89 MW)	SI En la zona norte, los voltajes se mantienen dentro de los valores aceptables de operación, los ángulos se mantienen sincronizados y la frecuencia desciende hasta los 58.7 Hz. Ver gráficos No. f31, f32, f33

CASO LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
e STA. ROSA-STO. DOMINGO -	SI	En la zona sur, los voltajes, ángulos y frecuencia presentan valores aceptables de operación. Ver gráficos Nos. f34, f35 y f36.	
3. FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES	# PASOS SIST. DESC.	SIST. ESTA.	OBSERVACIONES
a PASCUALES 230/138 KV (FLUJO 182 MW)	5(ZS)	SI	En la zona sur, los resultados luego de los 10 segundos de simulación, presentan valores aceptables de operación.
b SANTA ROSA 230/138 KV (FLUJO 104 MW)	6	NO	En la zona norte, los resultados luego de los 10 segundos de simulación, presentan voltajes altos en Sta. Rosa y Sto. Domingo, del orden del 1.14 pu. Ver gráficos Nos. f37, f38 y f39.
	-	SI	En el área de Quito e Obarra, el sistema es inestable.
	-	SI	En la zona sur, los resultados luego de los 10 segundos de simulación, presentan valores aceptables de operación. Ver gráficos Nos. f40, f41 y f42.

CASO TRANSFORMADORES # PASOS SIST.
DESC. ESTA.

				OBSERVACIONES
c	TOTORAS 230/138 KV (FLUJO 49 MW)	1	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. f43, f44 y f45.
d	STO. DOMINGO 230/138 KV (FLUJO 84 MW)	1	SI	Voltajes, ángulos y frecuencia, luego de los 10 segundos de simulación, se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver gráficos Nos. f46, f47 y f48.

CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

De los estudios realizados sobre la operación del Sistema Nacional Interconectado para el período Marzo-Diciembre de 1995, se desprenden las siguientes conclusiones de carácter general:

- 1.- Las condiciones de operación del sistema son extremadamente severas. Durante el período invernal, abunda el recurso hidroeléctrico pero el parque termoeléctrico se encuentra en mantenimiento; en cambio en el estiaje disminuye la generación hidroeléctrica. Estas condiciones no permiten alcanzar niveles mínimos de reserva en giro durante el año.
- 2.- El rango de maniobrabilidad del sistema es muy reducido debido a los siguientes factores:
 - Ausencia de niveles mínimos de generación en reserva.
 - El sistema de transmisión para evacuar la energía hidroeléctrica en períodos invernales es insuficiente. Esto obliga a desperdiciar el recurso hidráulico, especialmente de la Central Paute.
 - Los elementos de control de las variables de operación del sistema son escasos.
 - Existen elementos de la red de transmisión operando al límite de su capacidad nominal.
- 3.- Las condiciones de operación obligan a adoptar procedimientos operativos poco comunes, que no son aceptables en otros sistemas de potencia mejor equipados que el SNI.

Conviene mencionar entre otros:

- Es necesario operar con el anillo de 230 kV abierto pese a que fue proyectado para operar cerrado.
 - Se tienen que maniobrar por varias ocasiones durante el día líneas de transmisión en vacío, a fin de ayudar a regular los voltajes.
 - Durante los períodos de estiaje, el sistema tiene que operar con un mínimo de reserva de generación o sin ellas.
 - Las reservas con fines de estabilidad pasan a un segundo plano, ante las críticas condiciones de operación que presenta el sistema.
- 4.- Bajo estas condiciones, el riesgo de violar las fronteras de los rangos de calidad de servicio y de seguridad de operación es muy alto; en consecuencia, se incrementa constantemente la probabilidad de falla en el abastecimiento eléctrico a los usuarios y de destrucción de los equipos del sistema.
- 5.- Las pérdidas por transmisión, durante el período invernal, son de alrededor de 65 MW en demanda máxima, debido a la alta concentración de la generación en una central considerablemente alejada de la carga (Paute). En el período de estiaje las pérdidas son de alrededor de 48 MW, por cuanto la generación particularmente termoeléctrica está cercana a la carga.
- 6.- Durante los regímenes transitorios, la estabilidad del sistema es muy vulnerable. El análisis del comportamiento del sistema en régimen transitorio deja al descubierto la debilidad del sistema, ya que es excesivo el número de contingencias que lo sacan de sincronismo. Por otra parte, son muy drásticas las

desconexiones de carga que se tienen que realizar para mantener la estabilidad de algunas áreas del sistema. Esto se debe fundamentalmente, a la falta de reserva en giro de generación.

5.1.1 OPERACION DEL SNI EN ESTADO ESTABLE

1.- Para satisfacer la demanda máxima del sistema, se tiene que superar hasta con el 5% los voltajes nominales de las barras de las centrales hidroeléctricas. En particular, esto ocasiona situaciones de riesgo para el Paute, que en el periodo invernal opera continuamente con esos valores, para mantener la máxima transmisión por las líneas Paute - Milagro y Paute-Totoras. Este voltaje es igual al máximo permitido por el equipamiento de la subestación.

Las exigencias de la demanda y las condiciones operativas del sistema, pueden obligar eventualmente a superarlo por períodos superiores a los permitidos.

2.- Las caídas de voltaje que soporta la red de 230 kV, durante los regímenes de máxima transferencia en el periodo invernal, alcanzan el 12.5 % del voltaje nominal de la red (ver cuadro No. 5.1), si se toma como referencia los voltajes del Paute y Sta. Rosa en barras de 230 kV. Esto limita la generación de potencia activa del Paute a 884 MW.

Estos resultados se obtienen con la inyección de 138 Mvar desde los capacitores disponibles en el SNI, a las redes de transmisión y la carga, mejorando los voltajes en las barras receptoras, reduciendo al mismo tiempo el ángulo de transmisión, con lo que se puede mantener una transferencia de potencia activa del orden de 572 MW desde Paute hacia Milagro a través de los dos circuitos.

- 3.- Las mayores caídas de voltaje se registran en las barras de 138 kV de Portoviejo (ver cuadro 5.1). A pesar de la operación en vacío de las líneas de transmisión de 230 kV, Quevedo-Pascuales o Quevedo-Santo Domingo, durante los regímenes de máxima transferencia por la línea Quevedo-Portoviejo, se presentan caídas de voltaje que superan el 10 %. Estas caídas de voltaje limitan la transferencia por esa línea hasta 98 MW.

Con la inyección de 24 Mvar, adicionales a los 12 Mvar que ya fueron entregados a EMELMANABI; y, con la generación propia de la Empresa (15 MW), se puede atender la demanda en esta zona del país.

- 4.- La salida de servicio de los circuitos de la red de 230 kV compromete el abastecimiento de la demanda del sistema. Debido a las fuertes caídas de voltaje, se tiene que limitar la generación del Paute. Así por ejemplo:
- Si durante los períodos de máxima transferencia por la línea Paute-Milagro se presenta una falla en un circuito de esta línea, debido a las caídas de voltaje la transmisión por el circuito restante se limitará a 305 MW.
 - Si la falla ocurre en los dos circuitos de la misma línea, la transferencia de potencia por los circuitos de la linea Paute-Totoras-Riobamba no debe ser mayor a 260 Mw y la transmisión hacia las barras de 230 Kv de Pascuales no debe superar los 200 Mw desde Quevedo, considerando cerrado el tramo Pascuales-Quevedo-Sto. Domingo.

RESUMEN DE VOLTAJES EN BARRAS DE 230 KV

CUADRO No. 5.1

MAYO (CASOS BASES)

DICIEMBRE (CASOS BASES)

	DEM.	MAXIMA	DEM.	MEDIA	DEM.	MINIMA		DEM.	MAXIMA	DEM.	MEDIA	DEM.	MINIMA
PAUTE		1.065		1.065		1.047			1.066		1.045		1.033
MILAGRO		0.964		0.974		0.988			0.998		1.006		0.994
PASCUALES		0.967		0.967		0.972			0.991		0.998		0.986
QUEVEDO		0.957		0.966		0.987			0.965		0.975		0.991
STO. DOMINGO		0.946		0.972		0.991			0.969		0.988		0.999
STA. ROSA		0.940		0.965		0.986			0.961		0.996		1.003
TOTORAS		0.992		1.005		1.017			1.002		1.031		1.029
RIOBAMBA *		1.040		1.015		1.020			1.011		1.035		1.030

RESUMEN DE VOLTAJES EN PU. EN BARRAS DE 138 KV

MAYO (CASOS BASES)

DICIEMBRE (CASOS BASES)

	DEM.	MAXIMA	DEM.	MEDIA	DEM.	MINIMA		DEM.	MAXIMA	DEM.	MEDIA	DEM.	MINIMA
PAUTE		1.023		1.029		1.008			1.019		1.005		0.996
MILAGRO		0.996		1.001		0.999			0.999		1.000		1.022
PASCUALES		0.981		0.971		0.988			1.009		1.009		1.015
QUEVEDO		0.999		1.002		1.025			1.004		1.007		1.015
STO. DOMINGO		0.999		0.974		0.994			0.967		0.975		0.977
STA. ROSA		0.946		0.974		1.000			0.968		1.010		1.011
TOTORAS		1.001		1.011		1.007			1.019		1.031		1.024
RIOBAMBA *		0.994		1.022		0.990			1.002		1.030		1.011
PORTOVIEJO		0.943		0.934		0.963			0.941		0.935		0.938

Nota: Voltaje en barra de 69 KV

- La apertura de un circuito en la linea Totoras-Sta. Rosa, refleja la debilidad de la zona norte del sistema y la limitada capacidad de regulación del voltaje, para mantenerlo dentro de los niveles permitidos.
- 5.- Analizados los regímenes diarios de operación de los transformadores de las redes de transmisión, se aprecia que los transformadores ATU (230/138 kV) de la S/E Pascuales, T1 y T2 (138/46 kV) de la S/E Vicentina y ATU (230/138 kV) de la S/E Totoras, bordean en forma continua los límites de su capacidad nominal.
- Esto permite concluir, que si no existen cambios en el equipamiento de la red de transmisión; o, si no se realiza una redistribución de las cargas en las redes de los usuarios del sistema, en el próximo año, los tres primeros estarán sometidos a esfuerzos superiores a los permitidos por las normas de explotación de los mismos.
- 6.- Finalmente, es evidente que las líneas de transmisión Totoras-Ambato y Pucará-Vicentina tienen que ser desconectadas cuando se presente una falla en los transformadores de 230-138 kV las S/E(s) Santa Rosa o Totoras. Estas líneas no están dimensionadas para transmitir toda la potencia del Agoyán más Púcara.

5.1.2 COMPORTAMIENTO DEL SNI EN ESTADO TRANSITORIO

El análisis del comportamiento del SNI en estado transitorio se lo realizó con el programa de la "Power Technologies, Inc.", siendo esta la primera vez que se utiliza este programa en el INECEL, para estudios de estabilidad.

Para sintonizar los parámetros a utilizar en los modelos a ser aplicados para las unidades de generación, se

realizaron varias corridas del programa, hasta obtener resultados similares a los obtenidos por la compañía "Swed Power" de Suecia, con el mismo paquete computacional y por la DOSNI con el programa de la "Detroit- Edison Company" de los EEUU, en estudios de estabilidad anteriores.

Los análisis realizados permitieron confirmar la existencia de grandes limitaciones para operar el Sistema Nacional Interconectado. Son numerosos los casos en que se tienen que desconectar grandes bloques de carga para retornar al sistema a un régimen estable de operación luego de una falla.

Inclusive, existen casos que ante la falla de una linea, se tiene que desconectar generación, lo que obliga luego a desconectar carga, para mantener la operación del sistema en su conjunto.

Lamentablemente, los elementos disponibles para controlar y regular la operación del SNI son tan escasos, que no queda otra alternativa que operar en forma permanente con altos niveles de riesgo, que ponen en serio peligro la continuidad del servicio y la integridad de las mismas instalaciones del SNI.

Dentro de estos condicionantes, se concluye lo siguiente:

- 1.- El esquema de alivio de carga implantado en el SNI y que contempla la desconexión del 62.4% de la carga en demanda máxima, 67.4 % de la carga en demanda media y 67.8 % de la carga en demanda mínima, luego del séptimo paso de desconexión, debe ser modificado transfiriendo la desconexión de la carga del séptimo paso, al sexto. Con esto se evita el disparo de la Central Térmica Esmeraldas, cuya turbina no permite operar con una frecuencia menor a los 58.0 Hz.

- 2.- Los porcentajes de carga que se desconectan en cada paso cubren los requerimientos de seccionamiento de carga para condiciones de demanda máxima, media y mínima. Estas desconexiones se ajustan con mayor exactitud en los períodos de demanda media y mínima.

Durante el régimen de operación de demanda máxima, aparentemente se está desconectando más carga de la debida. Si se considera que la duración de este periodo es de 750 horas al año, la probabilidad de que se produzca una falla, que implique una desconexión de carga mayor que el déficit de generación, es del orden del 8 % respecto a la probabilidad total de las fallas que implicuen desconexión automática de carga. Por lo tanto, esta desviación, no ha sido estudiada más a detalle.

- 3.- Durante el periodo de máxima generación del Paute, es inevitable mantener el esquema de disparo automático de generación ante la apertura de un circuito de la línea Paute-Milagro. Adicionalmente es necesario desconectar carga para mantener la estabilidad del sistema.
- 4.- La falla de un circuito de la línea Paute-Milagro y la apertura del segundo circuito, divide al sistema en dos zonas independientes, las mismas que se mantienen estables solo en el periodo de mínima generación del Paute, durante el estiaje.
- 5.- Una falla en los transformadores de 230/138 kV de la subestación Sta. Rosa o de la subestación Totoras, cuando la Central térmica Esmeraldas esta fuera de linea, inevitablemente lleva al sistema fuera de sincronismo.

6.- La desconexión automática de carga, durante las horas de demanda máxima, puede generar sobrevoltajes si no se coordina adecuadamente la desconexión simultánea de los capacitores. El disparo de los bancos de capacitores situados en la zona sur del país, en aquellas contingencias que ocasionan desconexión de carga por baja frecuencia, especialmente en las horas de demanda máxima y media es de gran importancia para salvaguardar la vida útil de los equipos del sistema y de los usuarios.

5.2 RECOMENDACIONES

Considerando que en un futuro inmediato no se preveen cambios que modifiquen la estructura del sistema, los resultados de este estudio permanecerán vigentes hasta cuando se construya y ponga en servicio la linea de transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria.

En base a las conclusiones anteriormente expuestas, a continuación se presentan las siguientes recomendaciones:

1.- Reubicar los 36 MVar de los bancos de capacidores no utilizados en la S/E Sta. Rosa de la siguiente manera:

- 24 Mvar en las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Manabí.
- 6 Mvar en la E.E. Sto. Domingo.
- 6 Mvar de salitral en EMELNORTE.
- Mantener los capacitores restantes en calidad de reserva, para cubrir posibles daños de los anteriores.

Esta distribución permitirá incrementar la transferencia de potencia hacia Portoviejo y mejorar las condiciones de voltaje en esta zona, sustentar los voltajes en Sto. Domingo, cuando la Central Térmica Esmeraldas este fuera de línea y mejorar los voltajes en la S/E Ibarra.

2.- Para descargar a los transformadores de 138/69 kV de Pascuales y Policentro, se pueden utilizar los siguientes recursos:

- Reubicar el transformador 138/69 Kv (OSAKA) de 33 MVA, que al momento se encuentra en Manabí sin ser utilizado, en el área de Guayaquil.

- Aprovechar la generación disponible en el área de Salitratal, redistribuyendo las cargas atendidas por estos dos transformadores a los puntos de entrega de la subestación Salitratal.
 - La línea de transmisión a 69 Kv que sale de Milagro hacia la zona de EMELGUR, podría tomar 15 MW de la carga que actualmente se sirve del transformador de Pascuales.
- 3.- En vista de que no existen recursos adicionales para regular los voltajes de la red de 230 kV, se tendrá que continuar haciéndolo mediante la maniobra y operación en vacío de las líneas de transmisión.

La variación sugerida de este estudio es operar como capacitor los circuitos de la línea Santo Domingo - Quevedo, durante el periodo invernal y en horas de máxima demanda. En horas de demanda media y mínima se debe operar como capacitor los circuitos de la línea Quevedo - Pascuales.

- 4.- La máxima transferencia de potencia por los dos circuitos de la línea Paute - Milagro se debe limitar a 575 MW, si se desea mantener los parámetros de operación del sistema dentro de los límites permitidos. Esta recomendación es válida si se observan las mismas condiciones de operación contempladas en el estudio; es decir, mantener un adecuado soporte de generación en el área de Guayaquil y la operación de todos los bancos de capacidores de la red de transmisión.
- 5.- Mantener el esquema de disparo automático de uno, dos o tres generadores de la Central Paute, según los valores de transmisión de la línea Paute - Milagro para caso de falla de un circuito de esta línea. Esto

permitirá limitar la transferencia de potencia por el otro circuito a 300 Mw y con ello evitar un colapso de voltaje del sistema.

- 6.- Bajo las condiciones analizadas, desconectar manualmente la carga del sistema, cuando se presente una falla de los dos circuitos de la L/T Paute-Milagro, hasta que la transferencia de potencia por la línea Paute-Totoras-Ricbamba se reduzca a 260 MW. Simultáneamente, el despachador deberá controlar que la transferencia de Quevedo a Pascuales no exceda los 200 MW. Maniobras que serán posibles de ser ejecutadas desde el Centro de Control de Energía.
- 7.- Revisar la política de máximo aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos provenientes del Paute, evaluando su rigidez frente al sacrificio de la confiabilidad en la operación del sistema.
- 8.- Habilitar los PSS (Power System Stabilizer) del Paute de las fases AB-C y del Agoyán. Esto permitirá mejorar considerablemente las condiciones de estabilidad del sistema.
- 9.- Revisar los esquemas de protección en la zona Pucará, Ambato, Totoras y Agoyán en caso de falla o salida de los transformadores de 230/138 Kv de la subestación Santa Rosa o de la subestación Totoras, para evitar un posible colapso en la zona norte, en particular en períodos de demanda máxima y media.
- 10.- Aumentar la capacidad de transformación o generación en las áreas de Guayaquil, Quito, Machala y Manabí.

- 11.- Mantener el parque de generación del SNI, en condiciones óptimas de operación, mediante planes de mantenimientos que permitan alcanzar un alto grado de confiabilidad.
- 12.- Habilitar inmediatamente los bancos de capacidores que hasta al momento no se encuentran operativos, con la finalidad de reducir los altos voltajes de operación en las centrales de generación, especialmente en el Paute.
- 13.- Operar las unidades de generación manteniendo un margen de reserva de potencia reactiva. Esto es, no operar al máximo de su capacidad de generación de reactivos.
- 14.- Modificar los planes de mantenimiento del parque termoeléctrico, especialmente en el período invernal, a fin de mantener en reserva en giro adecuada en el sistema.
- 15.- Es de fundamental importancia para la supervisión y control de los elementos de la red del SNI, particularmente de aquellos que operan al borde de su capacidad nominal, la entrada en operación del Centro Nacional de Control de Energía, debido a que se disminuirán las probabilidades de falla por causas de esta índole. Adicionalmente, los tiempos de reposición serán mínimos, lo que redundará en menores costos de operación y mejor utilización de recursos.

ANEXO 1

**Cuadros de Demandas, Entregas y Despachos de
Generación de los Casos Analizados para Estado
Estacionario**

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 MAY95M00 DEMANDA MAXIMA ANILLO CERRADO
 PAUTE 4 CIRCUITOS

MON, NOV 14 1994 19:52
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1234.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1174.7	59.6	0.0
INECEL	488.7	0.0	-109.3	0.0	380.6	324.8	653.8	
2	113.0	473.3	0.0	0.0	0.0	-360.3	0.0	0.0
EMELEC	61.2	130.0	0.0	0.0	0.0	-101.8	33.0	
3	81.0	356.3	0.0	0.0	0.0	-275.3	0.0	0.0
EE QUITO	42.9	125.0	0.0	0.0	0.0	-99.6	17.5	
4	12.0	103.6	0.0	0.0	0.0	-95.8	4.3	0.0
MANABI	4.5	4.0	0.0	0.0	13.2	-9.7	23.4	
5	14.0	81.3	0.0	0.0	0.0	-67.3	0.0	0.0
AMBATO+C	5.0	22.8	0.0	0.0	0.0	-17.8	0.0	
6	26.0	91.4	0.0	0.0	0.0	-65.4	0.0	0.0
EE C.SUR	18.8	13.1	0.0	0.0	0.0	5.7	0.0	
7	0.0	85.3	0.0	0.0	0.0	-85.3	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	41.3	0.0	0.0	0.0	-41.3	0.0	
8	8.7	62.3	0.0	0.0	0.0	-53.6	0.0	0.0
EL ORO	1.4	26.5	0.0	0.0	0.0	-24.6	-0.5	
9	12.0	50.8	0.0	0.0	0.0	-38.8	0.0	0.0
EE NORTE	6.0	6.7	0.0	0.0	0.0	-0.7	0.0	
10	13.1	42.9	0.0	0.0	0.0	-29.8	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	10.2	0.0	0.0	0.0	-4.2	0.0	
11	0.0	54.9	0.0	0.0	0.0	-54.9	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	19.9	0.0	0.0	0.0	-18.9	-1.0	
12	0.0	28.1	0.0	0.0	0.0	-28.1	0.0	0.0
EMELESA	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	-10.2	0.0	
13	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0	-33.6	0.0	0.0
S.ELENA	0.0	11.0	0.0	0.0	0.0	-11.0	0.0	
14	0.0	30.4	0.0	0.0	0.0	-30.4	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	8.7	0.0	0.0	0.0	-8.7	0.0	
15	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	-30.0	0.0	0.0
EMELRIDS	0.0	8.8	0.0	0.0	0.0	-8.7	-0.1	
16	2.0	27.0	0.0	0.0	0.0	-25.0	0.0	0.0
EE SUR	0.4	7.9	0.0	0.0	0.0	-7.5	0.0	
17	99.0	0.0	0.0	0.0	0.0	99.0	0.0	0.0
CONSDRCI	44.8	0.0	0.0	0.0	0.0	34.2	10.6	
TOTALS	1615.1	1551.2	0.0	0.0	0.0	0.0	63.9	0.0
	679.7	446.1	-109.3	0.0	393.8	0.0	736.7	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, NOV 14 1994 19:53
 MAY95M00 DEMANDA MAXIMA ANILLO CERRADO GENERATING
 PAUTE 4 CIRCUITOS PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	90.0	30.3	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
5	CUE	69.0	-2	1	26.0	18.8	18.8	-5.7	1.0300	1.0255			
6	PAU-C	13.8	3	1	93.3	28.7	43.0	0.0	1.0100	1.0100			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	29.4	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	29.4	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	29.4	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
10	PAU-C	13.8	2	1	100.0	29.4	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.2	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.2	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
13	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.2	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
15	LOJ	69.0	2	1	2.0	0.4	1.0	0.0	1.0000	1.0000			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9973			
22	MAC	69.0	2	1	8.7	1.4	4.0	0.0	1.0000	1.0000			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0240			
28	ELE	69.0	1	1	10.0	6.0	10.0	0.0	1.0000	0.9981			
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9643			
36	V#3	13.2	-2	1	60.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0223			
37	G#4	13.8	-2	1	20.0	14.0	14.0	-10.0	1.0500	1.0144			
48	MAN	69.0	2	1	12.0	4.5	6.0	-1.1	1.0250	1.0250			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.8903			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9984			
64	GSR1	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0027			
65	GSR3	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0027			
66	GSR2	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0027			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.8921			
76	PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0107			
79	IBA	34.5	-2	1	12.0	6.0	6.0	-1.5	1.0000	0.9867			
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0107			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9868			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	26.3	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0020			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	26.3	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0282			
150	EQG1	13.8	2	1	74.0	28.8	35.0	-20.0	1.0300	1.0300			
151	EQG2	13.8	-2	1	25.0	16.0	16.0	-10.0	1.0400	1.0369			
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	1.0163			
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0174			
154	G#23	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0423			
155	G#5	13.8	-2	1	18.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0310			
156	G#6	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0306			
170	CUM	46.0	-2	1	38.0	20.9	20.9	0.0	1.0500	0.9826			
171	NAY	46.0	-2	1	30.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	0.9728			
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	0.9683			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9295			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 MAY9503 DEMANDA MAXIMA ANILLO ABIERTO EN QUE-PAS
 SE AUMENTA GENRACION EN ZONA NORTE 56 MW

MON, NOV 14 1994 20:27
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

FROM AREA	TO GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	DESIRERED LOSSES	NET INT
1 INECEL	1193.6 399.9	0.0 0.0	0.0 -118.6	0.0 395.6	0.0 342.1	1141.6 571.8	52.0	0.0
2 EMELEC	113.0 56.9	473.3 130.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-360.3 -105.4	0.0 32.3	0.0
3 EE QUITO	105.0 54.3	356.3 125.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-251.3 -90.5	0.0 19.8	0.0
4 MANABI	12.0 3.9	103.6 4.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 13.2	-95.8 -10.2	4.3 23.3	0.0
5 AMBATO+C	14.0 5.0	81.3 22.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-67.3 -17.8	0.0 0.0	0.0
6 EE C.SUR	26.0 17.0	91.4 13.1	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-65.4 3.9	0.0 0.0	0.0
7 EMELGUR	0.0 0.0	85.3 41.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-85.3 -41.3	0.0 0.0	0.0
8 EL ORO	8.7 0.0	62.3 26.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-53.6 -26.0	0.0 -0.5	0.0
9 EE NORTE	12.0 1.3	50.8 6.7	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-38.8 -5.4	0.0 0.0	0.0
10 RIOBAMBA	13.1 6.0	42.9 10.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-29.8 -4.2	0.0 0.0	0.0
11 MILAGRO	0.0 0.0	54.9 19.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-54.9 -19.0	0.0 -0.9	0.0
12 EMELESA	9.0 0.3	28.1 10.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-19.1 -9.9	0.0 0.0	0.0
13 S.ELENA	0.0 0.0	33.6 11.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-33.6 -11.0	0.0 0.0	0.0
14 S.DOMING	0.0 0.0	30.4 8.7	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-30.4 -8.7	0.0 0.0	0.0
15 EMELRIOS	0.0 0.0	30.0 8.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-30.0 -8.7	0.0 -0.1	0.0
16 EE SUR	2.0 0.0	27.0 7.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-25.0 -7.9	0.0 0.0	0.0
17 CONSORCI	99.0 29.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	99.0 19.9	0.0 9.6	0.0
TOTALS	1607.4 574.2	1551.2 446.1	0.0 -118.6	0.0 0.0	0.0 408.8	0.0 0.0	56.2 655.4	0.0

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, NDV 14 1994 20:28
 MAY9503 DEMANDA MAXIMA ANILLO ABIERTO EN QUE-PAS GENERATING
 SE AUMENTA GENERACION EN ZONA NORTE 56 MW PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKY	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	90.0	23.1	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
5	CUE	69.0	2	1	26.0	17.0	18.8	-5.7	1.0300	1.0300			
6	PAU-C	13.8	3	1	28.6	15.0	43.0	0.0	1.0100	1.0100			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	19.5	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	19.5	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	19.5	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
10	PAU-C	13.8	2	1	100.0	19.5	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	24.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	24.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
13	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	24.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0045			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0452			
22	MAC	69.0	-2	1	8.7	0.0	4.0	0.0	1.0000	1.0003			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0311			
28	ELE	69.0	1	1	10.0	6.0	10.0	0.0	1.0000	0.9972			
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9856			
36	V#3	13.2	2	1	60.0	39.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0300			
37	G#4	13.8	-2	1	20.0	14.0	14.0	-10.0	1.0500	1.0348			
48	MAN	69.0	2	1	12.0	3.9	6.0	-1.1	1.0250	1.0250			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9106			
54	ESM	69.0	2	1	9.0	0.3	3.0	-3.0	1.0000	1.0000			
64	GSR1	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0206			
65	GSR3	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0206			
66	GSR2	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0206			
73	GUA	6.60	-2	1	24.0	12.0	12.0	0.0	1.0000	0.9570			
76	PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0261			
79	IBA	34.5	2	1	12.0	1.3	6.0	-1.5	1.0000	1.0000			
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0261			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9962			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	22.4	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0132			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	22.4	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0426			
150	EQG1	13.8	2	1	74.0	17.8	35.0	-20.0	1.0300	1.0300			
151	EQG2	13.8	2	1	25.0	11.7	16.0	-10.0	1.0400	1.0400			
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	1.0378			
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0321			
154	G#23	13.8	2	1	20.0	9.3	12.4	-3.7	1.0500	1.0500			
155	G#5	13.8	2	1	18.0	11.7	12.4	-3.7	1.0500	1.0500			
156	G#6	13.8	2	1	20.0	11.9	12.4	-3.7	1.0500	1.0500			
170	CUM	46.0	-2	1	38.0	20.9	20.9	0.0	1.0500	1.0363			
171	NAY	46.0	-2	1	30.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0268			
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0226			
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	11.4	14.0	0.0	1.0300	1.0300			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, NOV 14 1994 20:35
 MAY95M01 AREA TOTALS
 DEMANDA MAXIMA PAUTE CUATRO CIRCUITOS A/A Q-D IN MW/MVAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
I	1235.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1174.6	60.3	0.0
TNECEL	497.3	0.0	-108.3	0.0	381.8	325.2	662.2	
2	113.0	473.3	0.0	0.0	0.0	-360.3	0.0	0.0
EMELEC	61.2	130.0	0.0	0.0	0.0	-101.6	32.8	
3	81.0	356.3	0.0	0.0	0.0	-275.3	0.0	0.0
EE QUITO	42.9	125.0	0.0	0.0	0.0	-99.3	17.2	
4	12.0	103.6	0.0	0.0	0.0	-95.8	4.2	0.0
MANABI	3.0	4.0	0.0	0.0	13.3	-11.0	23.3	
5	14.0	81.3	0.0	0.0	0.0	-67.3	0.0	0.0
AMBATO+C	5.0	22.8	0.0	0.0	0.0	-17.8	0.0	
6	26.0	91.4	0.0	0.0	0.0	-65.4	0.0	0.0
EE C.SUR	18.8	13.1	0.0	0.0	0.0	5.7	0.0	
7	0.0	85.3	0.0	0.0	0.0	-85.3	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	41.3	0.0	0.0	0.0	-41.3	0.0	
8	8.7	62.3	0.0	0.0	0.0	-53.6	0.0	0.0
EL ORO	1.7	26.5	0.0	0.0	0.0	-24.3	-0.5	
9	12.0	50.8	0.0	0.0	0.0	-38.8	0.0	0.0
EE NORTE	6.0	6.7	0.0	0.0	0.0	-0.7	0.0	
10	13.1	42.9	0.0	0.0	0.0	-29.8	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	10.2	0.0	0.0	0.0	-4.2	0.0	
11	0.0	54.9	0.0	0.0	0.0	-54.9	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	19.9	0.0	0.0	0.0	-18.9	-1.0	
12	0.0	28.1	0.0	0.0	0.0	-28.1	0.0	0.0
EMELESA	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	-10.2	0.0	
13	0.0	33.6	0.0	0.0	0.0	-33.6	0.0	0.0
S.ELENA	0.0	11.0	0.0	0.0	0.0	-11.0	0.0	
14	0.0	30.4	0.0	0.0	0.0	-30.4	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	8.7	0.0	0.0	0.0	-8.7	0.0	
15	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	-30.0	0.0	0.0
EMELRIOS	0.0	8.8	0.0	0.0	0.0	-8.7	-0.1	
16	2.0	27.0	0.0	0.0	0.0	-25.0	0.0	0.0
EE SUR	0.5	7.9	0.0	0.0	0.0	-7.4	0.0	
17	99.0	0.0	0.0	0.0	0.0	99.0	0.0	0.0
CONSORCI	44.9	0.0	0.0	0.0	0.0	34.2	10.6	
TOTALS	1615.8	1551.2	0.0	0.0	0.0	0.0	64.6	0.0
	687.3	446.1	-108.3	0.0	395.1	0.0	744.5	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E								MON, NOV 14 1994 20:35				
MAY95M01				GENERATING				PLANT DATA				
BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT Q
1 PAU-AB	13.8	2	1	90.0	30.9	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
5 CUE	69.0	-2	1	26.0	18.8	18.8	-5.7	1.0300	1.0250			
6 PAU-C	13.8	3	1	94.0	29.7	43.0	0.0	1.0100	1.0100			
7 PAU-C	13.8	2	1	100.0	30.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
8 PAU-C	13.8	2	1	100.0	30.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
9 PAU-C	13.8	2	1	100.0	30.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
10 PAU-C	13.8	2	1	100.0	30.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
11 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.8	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
12 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.8	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
13 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.8	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
15 LOJ	69.0	2	1	2.0	0.5	1.0	0.0	1.0000	1.0000			
17 MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9899			
22 MAC	69.0	2	1	8.7	1.7	4.0	0.0	1.0000	1.0000			
23 PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0234			
28 ELE	69.0	1	1	10.0	6.0	10.0	0.0	1.0000	0.9986			
35 V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9642			
36 V#3	13.2	-2	1	60.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0222			
37 G#4	13.8	-2	1	20.0	20.0	20.0	-10.0	1.0500	1.0356			
48 MAN	69.0	2	1	12.0	3.0	6.0	-1.1	1.0250	1.0250			
53 CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.8907			
54 ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9990			
64 GSR1	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0088			
65 GSR3	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0088			
66 GSR2	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0088			
73 GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.8998			
76 PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0168			
79 I8A	34.5	-2	1	12.0	6.0	6.0	-1.5	1.0000	0.9965			
81 PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0168			
87 RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9943			
89 AGO1	13.8	2	1	78.0	24.2	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90 AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0075			
91 AGO2	13.8	2	1	78.0	24.2	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149 GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0281			
150 EQG1	13.8	2	1	74.0	28.9	35.0	-20.0	1.0300	1.0300			
151 EQG2	13.8	-2	1	25.0	16.0	16.0	-10.0	1.0400	1.0368			
152 V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	1.0162			
153 VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0173			
154 G#23	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0422			
155 G#5	13.8	-2	1	18.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0309			
156 G#6	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0305			
170 CUM	46.0	-2	1	38.0	20.9	20.9	0.0	1.0500	0.9912			
171 NAY	46.0	-2	1	30.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	0.9815			
172 GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	0.9770			
173 GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9385			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 MAY95D03 DEMANDA MEDIA ANILLD CERRADO
 PAUTE CON CUATRO CIRCUITOS

MON, NOV 14 1994 20:54
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	TO LOSSES	DESIRED NET INT
1	989.9	0.0	0.0	0.0	0.0	946.5	43.5	0.0
INECEL	357.8	0.0	-111.2	0.0	394.5	350.9	512.6	
2	50.0	419.7	0.0	0.0	0.0	-370.5	0.8	0.0
EMELEC	18.0	160.0	0.0	0.0	0.0	-167.3	25.3	
3	48.0	264.8	0.0	0.0	0.0	-216.8	0.0	0.0
EE QUITO	42.4	112.8	0.0	0.0	0.0	-78.4	7.9	
4	0.0	61.0	0.0	0.0	0.0	-63.2	2.2	0.0
MANABI	0.0	27.8	0.0	0.0	13.1	-27.2	12.5	
5	14.0	47.7	0.0	0.0	0.0	-33.7	0.0	0.0
AMBATO+C	5.0	21.2	0.0	0.0	0.0	-16.2	0.0	
6	26.0	55.7	0.0	0.0	0.0	-29.7	0.0	0.0
EE C.SUR	2.2	11.3	0.0	0.0	0.0	-9.1	0.0	
7	0.0	81.0	0.0	0.0	0.0	-81.0	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	45.9	0.0	0.0	0.0	-45.9	0.0	
8	0.0	35.6	0.0	0.0	0.0	-35.6	0.0	0.0
EL ORO	0.0	17.2	0.0	0.0	0.0	-17.0	-0.2	
9	5.0	23.2	0.0	0.0	0.0	-18.2	0.0	0.0
EE NORTE	2.0	9.9	0.0	0.0	0.0	-7.9	0.0	
10	13.1	19.5	0.0	0.0	0.0	-6.4	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	3.8	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	
11	0.0	37.3	0.0	0.0	0.0	-37.3	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	15.9	0.0	0.0	0.0	-15.5	-0.4	
12	0.0	16.2	0.0	0.0	0.0	-16.2	0.0	0.0
EMELESA	0.0	6.9	0.0	0.0	0.0	-6.9	0.0	
13	0.0	16.8	0.0	0.0	0.0	-16.8	0.0	0.0
S.ELENA	0.0	6.6	0.0	0.0	0.0	-6.6	0.0	
14	0.0	14.8	0.0	0.0	0.0	-14.8	0.0	0.0
S.DOMTNG	0.0	6.3	0.0	0.0	0.0	-6.3	0.0	
15	0.0	21.8	0.0	0.0	0.0	-21.8	0.0	0.0
EMELRTOS	0.0	6.4	0.0	0.0	0.0	-6.3	-0.1	
16	2.0	11.4	0.0	0.0	0.0	-9.4	0.0	0.0
EE SUR	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	-4.1	0.0	
17	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0
CONSORCI	67.3	0.0	0.0	0.0	0.0	61.6	5.7	
TOTALS	1173.0	1126.5	0.0	0.0	0.0	0.0	46.5	0.0
	500.7	456.1	-111.2	0.0	407.6	0.0	563.4	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, NOV 14 1994 21:52
 MAY95D03 DEMANDA MEDIA ANILLO CERRADO GENERATING
 PAUTE CON CUAIRO CIRCUITOS PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.6	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
5	CUE	69.0	2	1	26.0	2.2	18.8	-5.7	1.0300	1.0300			
6	PAU-C	13.8	3	1	38.9	15.0	43.0	0.0	1.0000	1.0000			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	19.3	56.5	-40.0	1.0000	1.0000			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	19.3	56.5	-40.0	1.0000	1.0000			
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	19.3	56.5	-40.0	1.0000	1.0000			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9860			
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.6	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.6	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
13	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.6	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0004			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0176			
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9955			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0237			
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0044			
35	Y#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9333			
36	Y#3	13.2	-2	1	60.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	0.9928			
37	G#4	13.8	-2	1	0.0	20.0	20.0	-10.0	1.0500	1.0095			
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	0.9981			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9453			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0017			
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	18.1	24.0	-11.0	1.0150	1.0150			
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	18.1	24.0	-11.0	1.0150	1.0150			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9313			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9391			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9888			
79	IBA	34.5	-2	1	5.0	2.0	2.0	-1.5	1.0000	0.9996			
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0300	1.0223			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0264			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	18.8	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0234			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	18.8	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9592			
150	EQG1	13.8	2	1	0.0	44.3	50.0	-20.0	1.0200	1.0200			
151	EQG2	13.8	2	1	25.0	23.0	25.0	-10.0	1.0200	1.0200			
152	Y#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	0.9851			
153	YGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	0.9812			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9584			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9584			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9584			
170	CUM	46.0	2	1	20.0	20.4	20.9	0.0	1.0500	1.0500			
171	NAY	46.0	-2	1	15.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0410			
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0342			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9973			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 MAY95D02 DEMANDA MEDIA GD95 PAUTE 4 CIRCUITOS
 ANILLO ABIERTO EN QUE-PAS CB

MON, NOV 14 1994 21:03
 AREA TOTALS
 IN MW/MYAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGTNG	NET	TO INT	DESIR ED LOSSES	NET INT
1	990.6	0.0	0.0	0.0	0.0	946.4	44.2	0.0	
INECEL	369.2	0.0	-110.0	0.0	393.2	353.5	519.0		
2	50.0	419.7	0.0	0.0	0.0	-370.5	0.8	0.0	
EMELEC	18.0	160.0	0.0	0.0	0.0	-167.4	25.4		
3	48.0	264.8	0.0	0.0	0.0	-216.8	0.0	0.0	
EE QUITO	42.9	112.8	0.0	0.0	0.0	-78.0	8.1		
4	0.0	61.0	0.0	0.0	0.0	-63.2	2.2	0.0	
MANABI	0.0	27.8	0.0	0.0	13.1	-27.1	12.4		
5	14.0	47.7	0.0	0.0	0.0	-33.7	0.0	0.0	
AMBATD+C	5.0	21.2	0.0	0.0	0.0	-16.2	0.0		
6	26.0	55.7	0.0	0.0	0.0	-29.7	0.0	0.0	
EE C.SUR	2.7	11.3	0.0	0.0	0.0	-8.6	0.0		
7	0.0	81.0	0.0	0.0	0.0	-81.0	0.0	0.0	
EMELGUR	0.0	45.9	0.0	0.0	0.0	-45.9	0.0		
8	0.0	35.6	0.0	0.0	0.0	-35.6	0.0	0.0	
EL ORO	0.0	17.2	0.0	0.0	0.0	-17.0	-0.2		
9	5.0	23.2	0.0	0.0	0.0	-18.2	0.0	0.0	
EE NORTE	1.9	9.9	0.0	0.0	0.0	-8.0	0.0		
10	13.1	19.5	0.0	0.0	0.0	-6.4	0.0	0.0	
RIOBAMBA	6.0	3.8	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0		
11	0.0	37.3	0.0	0.0	0.0	-37.3	0.0	0.0	
MILAGRO	0.0	15.9	0.0	0.0	0.0	-15.5	-0.4		
12	0.0	16.2	0.0	0.0	0.0	-16.2	0.0	0.0	
EMELESA	0.0	6.9	0.0	0.0	0.0	-6.9	0.0		
13	0.0	16.8	0.0	0.0	0.0	-16.8	0.0	0.0	
S.ELENA	0.0	6.6	0.0	0.0	0.0	-6.6	0.0		
14	0.0	14.8	0.0	0.0	0.0	-14.8	0.0	0.0	
S.DOMING	0.0	6.3	0.0	0.0	0.0	-6.3	0.0		
15	0.0	21.8	0.0	0.0	0.0	-21.8	0.0	0.0	
EMELRIOS	0.0	6.4	0.0	0.0	0.0	-6.3	-0.1		
16	2.0	11.4	0.0	0.0	0.0	-9.4	0.0	0.0	
EE SUR	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	-4.1	0.0		
17	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	
CONSORCI	64.0	0.0	0.0	0.0	0.0	58.2	5.8		
TOTALS	1173.7	1126.5	0.0	0.0	0.0	0.0	47.2	0.0	
	509.7	456.1	-110.0	0.0	406.3	0.0	570.0		

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, NOV 14 1994 21:03
 MAY95D02 DEMANDA MEDIA GD95 PAUTE 4 CIRCUITOS GENERATING
 ANILLO ABIERTO EN QUE-PAS CB PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	32.3	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
5	CUE	69.0	2	1	26.0	2.7	18.8	-5.7	1.0300	1.0300			
6	PAU-C	13.8	3	1	39.6	16.1	43.0	0.0	1.0000	1.0000			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	20.3	56.5	-40.0	1.0000	1.0000			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	20.3	56.5	-40.0	1.0000	1.0000			
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	20.3	56.5	-40.0	1.0000	1.0000			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9850			
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	32.3	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	32.3	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
13	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	32.3	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0001			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0130			
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0036			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0229			
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9959			
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9237			
36	V#3	13.2	-2	1	60.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	0.9837			
37	G#4	13.8	-2	1	0.0	20.0	20.0	-10.0	1.0500	1.0006			
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	0.9988			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9429			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9991			
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	18.9	24.0	-11.0	1.0150	1.0150			
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	18.9	24.0	-11.0	1.0150	1.0150			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9276			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9352			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9855			
79	18A	34.5	2	1	5.0	1.9	2.0	-1.5	1.0000	1.0000			
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0300	1.0190			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0220			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	20.0	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0203			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	20.0	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9476			
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	50.0	50.0	-20.0	1.0500	1.0165			
151	EQG2	13.8	-2	1	25.0	14.0	14.0	-10.0	1.0200	0.9848			
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	0.9755			
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	0.9698			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9486			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9486			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9486			
170	CUM	46.0	-2	1	20.0	20.9	20.9	0.0	1.0500	1.0478			
171	NAY	46.0	-2	1	15.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0374			
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0305			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9936			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 MAY95D01 DEMANDA MEDIA GD95
 PAUTE CUATRO CIRCUITOS ANILLO ABIERTO EN SD-QUE

MON, NOV 14 1994 21:08

AREA TOTALS

IN MW/MVAR

FROM AREA	TO GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INTI	LOSSES	DESIRED NET INT
1 INECEL	903.2 299.8	0.0 0.0	0.0 -111.7	0.0 403.8	0.0 376.7	865.7 438.7	37.5	0.0
2 EMELEC	60.0 30.0	419.7 160.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-359.7 -153.9	0.0 23.9	0.0
3 EE QUITO	48.0 34.5	264.8 112.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-216.8 -85.3	0.0 6.9	0.0
4 MANABI	0.0 0.0	61.0 27.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 12.8	-63.3 -27.8	2.3 12.8	0.0
5 AMBATO+C	14.0 1.7	47.7 21.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-33.7 -19.5	0.0 0.0	0.0
6 EE C.SUR	26.0 2.4	55.7 11.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-29.7 -8.9	0.0 0.0	0.0
7 EMELGUR	0.0 0.0	81.0 45.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-81.0 -45.9	0.0 0.0	0.0
8 EL ORO	0.0 0.0	35.6 17.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-35.6 -17.0	0.0 -0.2	0.0
9 EE NORTE	5.0 -0.3	23.2 9.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-18.2 -10.2	0.0 0.0	0.0
10 RIOBAMBA	13.1 -1.8	19.5 3.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-6.4 -5.6	0.0 0.0	0.0
11 MILAGRO	0.0 0.0	37.3 15.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-37.3 -15.5	0.0 -0.4	0.0
12 EMELESA	0.0 0.0	16.2 6.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-16.2 -6.9	0.0 0.0	0.0
13 S.ELENA	0.0 0.0	16.8 6.6	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-16.8 -6.6	0.0 0.0	0.0
14 S.DOMING	0.0 0.0	14.8 6.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-14.8 -6.3	0.0 0.0	0.0
15 EMELRIOS	0.0 0.0	21.8 6.4	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-21.8 -6.3	0.0 -0.1	0.0
16 EE SUR	2.0 0.0	11.4 4.1	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-9.4 -4.1	0.0 0.0	0.0
17 CONSORCI	95.0 54.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	95.0 43.2	0.0 11.0	0.0
TOTALS	1166.3 420.4	1126.5 456.1	0.0 -111.7	0.0 0.0	0.0 416.6	0.0 0.0	39.8 492.6	0.0

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, NOV 14 1994 21:08
 MAY95D01 DEMANDA MEDIA GD95 GENERATING
 PAUTE CUATRO CIRCUITOS ANILLO ABIERTO EN SD-QUE PLANT DATA
 BUS# NAME 8SKY COD MCNS PGEN QGEN QMAX QMIN VSCHED VACT. REMOT PCT Q

1	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.8	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
5	CUE	69.0	2	1	26.0	2.4	18.8	-5.7	1.0300	1.0300
6	PAU-C	13.8	3	1	67.2	15.1	43.0	0.0	1.0000	1.0000
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	17.9	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	17.9	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	17.9	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9874
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.8	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.8	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0234
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0003
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0192
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9973
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0234
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0021
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9401
36	V#3	13.2	-2	1	45.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0005
37	G#4	13.8	-2	1	0.0	20.0	20.0	-10.0	1.0500	1.0158
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	0.9843
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9843
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0001
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	12.4	24.0	-11.0	1.0150	1.0150
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	12.4	24.0	-11.0	1.0150	1.0150
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9576
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9615
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0019
79	IBA	34.5	2	1	5.0	-0.3	2.0	-1.5	1.0000	1.0000
81	PUC1	13.8	2	1	35.0	12.9	15.0	-5.0	1.0300	1.0300
87	R10	69.0	-2	1	13.1	-1.8	6.0	-1.8	1.0300	1.0303
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	13.9	36.5	-16.2	1.0300	1.0300
90	AMB-L	69.0	2	1	14.0	1.7	5.0	-0.6	1.0300	1.0300
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	13.9	36.5	-16.2	1.0300	1.0300
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9698
150	EQG1	13.8	-2	1	70.0	35.0	35.0	-20.0	1.0200	1.0133
151	EQG2	13.8	2	1	25.0	19.2	25.0	-10.0	1.0200	1.0200
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	0.9920
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	0.9916
154	G#23	13.8	-2	1	10.0	12.0	12.0	-3.7	1.0500	1.0199
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9655
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9655
170	CUM	46.0	2	1	20.0	14.6	20.9	0.0	1.0500	1.0500
171	NAY	46.0	2	1	15.0	13.6	15.7	0.0	1.0500	1.0500
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0490
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0126

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 MAY95N01 DEMANDA MINIMA ANILLO CERRADO
 S/C DG

TUE, NOV 15 1994 19:07

AREA TOTALS
IN MW/MYAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	702.9	0.0	0.0	0.0	0.0	678.4	24.6	0.0
TNECEL	186.6	0.0	27.7	0.0	388.4	250.8	296.4	
2	25.0	244.1	0.0	0.0	0.0	-219.6	0.5	0.0
EMELEC	18.0	90.0	0.0	0.0	0.0	-81.1	9.1	
3	30.5	147.7	0.0	0.0	0.0	-117.2	0.0	0.0
EE QUITO	11.0	50.0	0.0	0.0	0.0	-41.7	2.7	
4	0.0	56.4	0.0	0.0	0.0	-58.2	1.8	0.0
MANABI	0.0	25.7	0.0	0.0	13.4	-22.6	10.3	
5	6.0	34.6	0.0	0.0	0.0	-28.6	0.0	0.0
AMBATO±C	0.0	15.4	0.0	0.0	0.0	-15.4	0.0	
6	13.0	39.4	0.0	0.0	0.0	-26.4	0.0	0.0
EE C.SUR	1.4	8.0	0.0	0.0	0.0	-6.6	0.0	
7	0.0	67.4	0.0	0.0	0.0	-67.4	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	38.2	0.0	0.0	0.0	-38.2	0.0	
8	0.0	28.9	0.0	0.0	0.0	-28.9	0.0	0.0
EL ORO	0.0	14.0	0.0	0.0	0.0	-13.9	-0.1	
9	5.0	26.2	0.0	0.0	0.0	-21.2	0.0	0.0
EE NORTE	1.6	11.1	0.0	0.0	0.0	-9.5	0.0	
10	13.1	19.4	0.0	0.0	0.0	-6.3	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	3.9	0.0	0.0	0.0	2.1	0.0	
11	0.0	33.0	0.0	0.0	0.0	-33.0	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	14.0	0.0	0.0	0.0	-13.7	-0.3	
12	0.0	13.8	0.0	0.0	0.0	-13.8	0.0	0.0
EMELESA	0.0	5.9	0.0	0.0	0.0	-5.9	0.0	
13	0.0	20.6	0.0	0.0	0.0	-20.6	0.0	0.0
S.ELENA	0.0	8.2	0.0	0.0	0.0	-8.2	0.0	
14	0.0	12.7	0.0	0.0	0.0	-12.7	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	5.4	0.0	0.0	0.0	-5.4	0.0	
15	0.0	16.4	0.0	0.0	0.0	-16.4	0.0	0.0
EMELRIOS	0.0	4.8	0.0	0.0	0.0	-4.8	0.0	
16	2.0	10.0	0.0	0.0	0.0	-8.0	0.0	0.0
EE SUR	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0	-3.6	0.0	
17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CONSORCI	18.5	0.0	0.0	0.0	0.0	17.6	1.0	
TOTALS	797.5	770.6	0.0	0.0	0.0	0.0	26.9	0.0
	243.1	298.2	27.7	0.0	401.7	0.0	318.9	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 19:07
MAY95N01 DEMANDA MINIMA ANILLO CERRADO GENERATING
S/C DG PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKY	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	15.4	55.9	-40.0	1.0000	1.0000			
5	CUE	69.0	2	1	13.0	1.4	18.8	-5.7	1.0000	1.0000			
6	PAU-C	13.8	3	1	61.9	13.5	43.0	0.0	0.9700	0.9700			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	16.8	56.5	-40.0	0.9700	0.9700			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	16.8	56.5	-40.0	0.9700	0.9700			
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9584			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9584			
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	15.4	55.9	-40.0	1.0000	1.0000			
12	PAU-AB	13.8	2	1	60.0	12.1	55.9	-40.0	1.0000	1.0000			
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9895			
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0026			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9847			
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0007			
23	PAU-A8	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	0.9895			
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0041			
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9330			
36	V#3	13.2	-2	1	25.0	50.0	50.0	-10.0	1.0000	0.9949			
37	G#4	13.8	2	1	0.0	17.4	20.0	-10.0	1.0000	1.0000			
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0132			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9481			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0001			
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	0.8	24.0	-11.0	0.9400	0.9400			
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	0.8	24.0	-11.0	0.9400	0.9400			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9360			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9451			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9631			
79	IBA	34.5	2	1	5.0	1.6	2.0	-1.5	1.0000	1.0000			
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9631			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9688			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	13.8	36.5	-16.2	1.0000	1.0000			
90	AM8-L	69.0	2	1	6.0	0.0	4.0	-0.6	1.0000	1.0000			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	13.8	36.5	-16.2	1.0000	1.0000			
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9481			
150	E0G1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9481			
151	E0G2	13.8	2	1	0.0	18.5	25.0	-10.0	1.0000	1.0000			
152	V#1	13.8	-2	1	15.0	12.0	12.0	-5.0	1.0000	0.9869			
153	VGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-5.0	1.0000	0.9732			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9581			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9581			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9581			
170	CUM	46.0	2	1	10.0	2.4	10.0	0.0	1.0100	1.0100			
171	NAY	46.0	2	1	7.5	2.2	15.7	0.0	1.0100	1.0100			
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0403			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0037			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 19:13
 MAY95N00 DEMANDA MINIMA ANILLO ABIERTO EN QUE-S.DOM AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	DESIRERD LOSSES	NET INT
I	704.8	0.0	0.0	0.0	0.0	678.3	26.5	0.0
TNECEL	201.7	0.0	28.7	0.0	400.7	258.9	314.7	
2	25.0	244.1	0.0	0.0	0.0	-219.6	0.5	0.0
EMELEC	18.0	90.0	0.0	0.0	0.0	-81.0	9.0	
3	30.5	147.7	0.0	0.0	0.0	-117.2	0.0	0.0
EE QUITO	6.3	50.0	0.0	0.0	0.0	-46.3	2.6	
4	0.0	56.4	0.0	0.0	0.0	-58.2	1.8	0.0
MANABI	0.0	25.7	0.0	0.0	13.8	-21.8	9.9	
5	6.0	34.6	0.0	0.0	0.0	-28.6	0.0	0.0
AMBATO+C	-0.6	15.4	0.0	0.0	0.0	-16.0	0.0	
6	13.0	39.4	0.0	0.0	0.0	-26.4	0.0	0.0
EE C.SUR	-5.7	8.0	0.0	0.0	0.0	-13.7	0.0	
7	0.0	67.4	0.0	0.0	0.0	-67.4	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	38.2	0.0	0.0	0.0	-38.2	0.0	
8	0.0	28.9	0.0	0.0	0.0	-28.9	0.0	0.0
EL ORO	0.0	14.0	0.0	0.0	0.0	-13.9	-0.1	
9	5.0	26.2	0.0	0.0	0.0	-21.2	0.0	0.0
EE NORTE	-0.9	11.1	0.0	0.0	0.0	-12.0	0.0	
10	13.1	19.4	0.0	0.0	0.0	-6.3	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	3.9	0.0	0.0	0.0	2.1	0.0	
11	0.0	33.0	0.0	0.0	0.0	-33.0	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	14.0	0.0	0.0	0.0	-13.7	-0.3	
12	0.0	13.8	0.0	0.0	0.0	-13.8	0.0	0.0
EMELESA	0.0	5.9	0.0	0.0	0.0	-5.9	0.0	
13	0.0	20.6	0.0	0.0	0.0	-20.6	0.0	0.0
S.ELENA	0.0	8.2	0.0	0.0	0.0	-8.2	0.0	
14	0.0	12.7	0.0	0.0	0.0	-12.7	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	5.4	0.0	0.0	0.0	-5.4	0.0	
15	0.0	16.4	0.0	0.0	0.0	-16.4	0.0	0.0
EMELRIOS	0.0	4.8	0.0	0.0	0.0	-4.8	0.0	
16	2.0	10.0	0.0	0.0	0.0	-8.0	0.0	0.0
EE SUR	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0	-3.6	0.0	
17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CONSORCI	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.3	1.7	
TOIALS	799.4	770.6	0.0	0.0	0.0	0.0	28.8	0.0
	249.7	298.2	28.7	0.0	414.5	0.0	337.3	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 19:13
 MAY95N00 DEMANDA MINIMA ANILLO ABIERTO EN QUE-S.DDM
 GENERATING
 PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCHS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	7.5	55.9	-40.0	1.0100	1.0100			
5	CUE	69.0	-2	1	13.0	-5.7	18.8	-5.7	1.0000	1.0074			
6	PAU-C	13.8	3	1	63.8	34.3	43.0	0.0	1.0100	1.0100			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	37.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	37.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9788			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9788			
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	7.5	55.9	-40.0	1.0100	1.0100			
12	PAU-AB	13.8	2	1	60.0	4.2	55.9	-40.0	1.0100	1.0100			
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0076			
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0033			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9948			
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9974			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0076			
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0045			
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9430			
36	V#3	13.2	2	1	25.0	46.3	50.0	-10.0	1.0000	1.0000			
37	G#4	13.8	2	1	0.0	14.8	20.0	-10.0	1.0000	1.0000			
48	MAH	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0316			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9673			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0022			
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	-2.5	24.0	-11.0	0.9400	0.9400			
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	-2.5	24.0	-11.0	0.9400	0.9400			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9523			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9589			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9763			
79	IBA	34.5	2	1	5.0	-0.9	2.0	-1.5	1.0000	1.0000			
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9763			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9897			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	8.8	36.5	-16.2	1.0000	1.0000			
90	AMB-L	69.0	-2	1	6.0	-0.6	4.0	-0.6	1.0000	1.0119			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	8.8	36.5	-16.2	1.0000	1.0000			
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9615			
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9615			
151	EQG2	13.8	-2	1	0.0	25.0	25.0	-10.0	1.0300	1.0295			
152	V#1	13.8	-2	1	15.0	12.0	12.0	-5.0	1.0000	0.9969			
153	VGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-5.0	1.0000	0.9863			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9684			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9684			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9684			
170	CUM	46.0	-2	1	10.0	0.0	10.0	0.0	1.0100	1.0124			
171	NAY	46.0	-2	1	7.5	0.0	15.7	0.0	1.0100	1.0126			
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0492			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0128			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 MAY95N02 DEMANDA MINIMA ANILLO ABIERTO EN QUE-PAS
 TUE, NOV 15 1994 19:01
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	702.4	0.0	0.0	0.0	0.0	678.3	24.1	0.0
1HECEL	196.2	0.0	38.6	0.0	400.1	264.3	293.4	
2	25.0	244.1	0.0	0.0	0.0	-219.6	0.5	0.0
EMELEC	18.0	90.0	0.0	0.0	0.0	-81.0	9.0	
3	30.5	147.7	0.0	0.0	0.0	-117.2	0.0	0.0
EE QUITO	7.7	50.0	0.0	0.0	0.0	-44.9	2.6	
4	0.0	56.4	0.0	0.0	0.0	-58.2	1.8	0.0
MANABI	0.0	25.7	0.0	0.0	13.8	-21.9	10.0	
5	6.0	34.6	0.0	0.0	0.0	-28.6	0.0	0.0
AMBATO+C	-0.6	15.4	0.0	0.0	0.0	-16.0	0.0	
6	13.0	39.4	0.0	0.0	0.0	-26.4	0.0	0.0
EE C.SUR	-5.7	8.0	0.0	0.0	0.0	-13.7	0.0	
7	0.0	67.4	0.0	0.0	0.0	-67.4	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	38.2	0.0	0.0	0.0	-38.2	0.0	
8	0.0	28.9	0.0	0.0	0.0	-28.9	0.0	0.0
EL ORO	0.0	14.0	0.0	0.0	0.0	-13.9	-0.1	
9	5.0	26.2	0.0	0.0	0.0	-21.2	0.0	0.0
EE NORTE	0.1	11.1	0.0	0.0	0.0	-11.0	0.0	
10	13.1	19.4	0.0	0.0	0.0	-6.3	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	3.9	0.0	0.0	0.0	2.1	0.0	
11	0.0	33.0	0.0	0.0	0.0	-33.0	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	14.0	0.0	0.0	0.0	-13.7	-0.3	
12	0.0	13.8	0.0	0.0	0.0	-13.8	0.0	0.0
EMELESA	0.0	5.9	0.0	0.0	0.0	-5.9	0.0	
13	0.0	20.6	0.0	0.0	0.0	-20.6	0.0	0.0
S.ELENA	0.0	8.2	0.0	0.0	0.0	-8.2	0.0	
14	0.0	12.7	0.0	0.0	0.0	-12.7	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	5.4	0.0	0.0	0.0	-5.4	0.0	
15	0.0	16.4	0.0	0.0	0.0	-16.4	0.0	0.0
EMELRIOS	0.0	4.8	0.0	0.0	0.0	-4.8	0.0	
16	2.0	10.0	0.0	0.0	0.0	-8.0	0.0	0.0
EE SUR	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0	-3.6	0.0	
17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CONSORCI	16.4	0.0	0.0	0.0	0.0	15.6	0.7	
TOTALS	797.0	770.6	0.0	0.0	0.0	0.0	26.4	0.0
	238.1	298.2	38.6	0.0	413.9	0.0	315.2	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 19:01
 MAY95N02 DEMANDA MINIMA ANILLO ABIERTO EN QUE-PAS GENERATING
 PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCHS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	1.0	55.9	-40.0	1.0000	1.0000		
5	CUE	69.0	-2	1	13.0	-5.7	18.8	-5.7	1.0000	1.0038		
6	PAU-C	13.8	3	1	61.4	35.6	43.0	0.0	1.0100	1.0100		
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	38.7	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	38.7	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9774		
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9774		
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	1.0	55.9	-40.0	1.0000	1.0000		
12	PAU-AB	13.8	2	1	60.0	-2.3	55.9	-40.0	1.0000	1.0000		
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0043		
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0057		
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9993		
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9966		
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0043		
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0049		
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9398		
36	V#3	13.2	2	1	25.0	48.9	50.0	-10.0	1.0000	1.0000		
37	G#4	13.8	2	1	0.0	15.7	20.0	-10.0	1.0000	1.0000		
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0297		
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9629		
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0038		
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	-1.2	24.0	-11.0	0.9400	0.9400		
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	-1.2	24.0	-11.0	0.9400	0.9400		
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9460		
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9531		
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9707		
79	IBA	34.5	2	1	5.0	0.1	2.0	-1.5	1.0000	1.0000		
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9707		
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9825		
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	10.6	36.5	-16.2	1.0000	1.0000		
90	AMB-L	69.0	-2	1	6.0	-0.6	4.0	-0.6	1.0000	1.0069		
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	10.6	36.5	-16.2	1.0000	1.0000		
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9542		
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9542		
151	EQG2	13.8	2	1	0.0	16.4	25.0	-10.0	1.0000	1.0000		
152	V#1	13.8	-2	1	15.0	12.0	12.0	-5.0	1.0000	0.9937		
153	VGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-5.0	1.0000	0.9792		
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9651		
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9651		
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9651		
170	CUM	46.0	2	1	10.0	0.8	10.0	0.0	1.0100	1.0100		
171	NAY	46.0	2	1	7.5	0.7	15.7	0.0	1.0100	1.0100		
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0448		
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0083		

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 DICOOOMO DEMANDA 1600 MW GD95
 DEMANDA MAXIMA ANILLO CERRADO

TUE, NOV 15 1994 19:45
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT CHARGING	FROM NET INT	TO LOSSES	DESIRED NET INT
1	1205.3	0.0	0.0	0.0	1162.0	43.3	0.0
INECEL	355.9	0.0	-59.0	0.0	399.3	342.8	471.5
2	115.0	481.2	0.0	0.0	0.0	-366.2	0.0
EMELEC	61.2	130.0	0.0	0.0	0.0	-102.5	33.7
3	105.0	361.2	0.0	0.0	0.0	-256.2	0.0
EE QUITO	52.0	127.0	0.0	0.0	0.0	-93.9	19.0
4	16.0	111.2	0.0	0.0	0.0	-99.8	4.6
MANABI	5.6	12.6	0.0	0.0	13.5	-19.0	25.5
5	14.0	78.7	0.0	0.0	0.0	-64.7	0.0
AMBATOC	1.6	21.8	0.0	0.0	0.0	-20.2	0.0
6	26.0	98.0	0.0	0.0	0.0	-72.0	0.0
EE C.SUR	18.8	13.9	0.0	0.0	0.0	4.9	0.0
7	0.0	91.6	0.0	0.0	0.0	-91.6	0.0
EMELGUR	0.0	44.4	0.0	0.0	0.0	-44.4	0.0
8	8.7	62.7	0.0	0.0	0.0	-54.0	0.0
EL ORO	0.4	26.7	0.0	0.0	0.0	-25.9	-0.5
9	12.0	53.0	0.0	0.0	0.0	-41.0	0.0
EE NORTE	2.2	7.3	0.0	0.0	0.0	-5.1	0.0
10	13.1	44.5	0.0	0.0	0.0	-31.4	0.0
RIOBAMBA	6.0	10.7	0.0	0.0	0.0	-4.7	0.0
11	0.0	60.3	0.0	0.0	0.0	-60.3	0.0
MILAGRO	0.0	21.9	0.0	0.0	0.0	-20.8	-1.1
12	10.0	31.1	0.0	0.0	0.0	-21.1	0.0
EMELESA	3.0	11.3	0.0	0.0	0.0	-8.3	0.0
13	21.0	37.2	0.0	0.0	0.0	-16.2	0.0
S.ELENA	8.9	12.2	0.0	0.0	0.0	-3.3	0.0
14	0.0	31.7	0.0	0.0	0.0	-31.7	0.0
S.DOMING	0.0	9.3	0.0	0.0	0.0	-9.3	0.0
15	0.0	29.5	0.0	0.0	0.0	-29.5	0.0
EMELRIOS	0.0	8.6	0.0	0.0	0.0	-8.5	-0.1
16	2.0	28.3	0.0	0.0	0.0	-26.3	0.0
EE SUR	1.0	8.3	0.0	0.0	0.0	-7.3	0.0
17	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0
CONSORCI	36.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.6	10.4
TOTALS	1648.1	1600.2	0.0	0.0	0.0	47.9	0.0
	552.6	466.0	-59.0	0.0	412.8	0.0	558.4

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 19:46
 DIC00M00 DEMANDA 1600 MW GD95 GENERATING
 DEMANDA MAXIMA ANILLO CERRADO PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT Q
1	PAU-A8	13.8	2	1	100.0	15.8	55.9	-40.0	1.0300	1.0300		
5	CUE	69.0	-2	1	26.0	18.8	18.8	-5.7	1.0300	1.0144		
6	PAU-C	13.8	3	1	61.3	25.1	43.0	0.0	1.0100	1.0100		
7	PAU-C	13.8	2	1	90.0	27.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
8	PAU-C	13.8	2	1	90.0	27.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
9	PAU-C	13.8	2	1	90.0	27.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9875		
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	15.8	55.9	-40.0	1.0300	1.0300		
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	15.8	55.9	-40.0	1.0300	1.0300		
13	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	15.8	55.9	-40.0	1.0300	1.0300		
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	1.0	1.0	0.0	1.0000	0.9978		
17	MTL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0035		
22	MAC	69.0	2	1	8.7	0.4	4.0	0.0	1.0000	1.0000		
23	PAU-A8	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0191		
28	ELE	69.0	2	1	21.0	8.9	10.0	0.0	1.0000	1.0000		
35	V#2	13.2	2	1	60.0	26.0	50.0	-10.0	1.0000	1.0000		
36	V#3	13.2	2	1	60.0	26.0	50.0	-10.0	1.0000	1.0000		
37	G#4	13.8	2	1	20.0	13.9	14.0	-10.0	1.0200	1.0200		
48	MAN	69.0	2	1	16.0	5.6	6.0	-1.1	1.0250	1.0250		
53	CTE	13.8	2	1	110.0	15.5	75.0	-30.0	1.0200	1.0200		
54	ESM	69.0	-2	1	10.0	3.0	3.0	-3.0	1.0000	0.9950		
64	GSR1	13.8	2	1	15.0	19.4	24.0	-11.0	1.0200	1.0200		
65	GSR3	13.8	2	1	15.0	19.4	24.0	-11.0	1.0200	1.0200		
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9334		
73	GUA	6.60	-2	1	24.0	12.0	12.0	0.0	1.0000	0.9781		
76	PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0477		
79	I8A	34.5	2	1	12.0	2.2	6.0	-1.5	1.0000	1.0000		
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0477		
87	R10	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0143		
89	AG01	13.8	2	1	50.0	11.9	36.5	-16.2	1.0300	1.0300		
90	AMB-L	69.0	2	1	14.0	1.6	5.0	-0.6	1.0300	1.0300		
91	AG02	13.8	2	1	50.0	11.9	36.5	-16.2	1.0300	1.0300		
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0301		
150	EQG1	13.8	2	1	75.0	20.0	35.0	-20.0	1.0200	1.0200		
151	EQG2	13.8	-2	1	25.0	16.0	16.0	-10.0	1.0400	1.0388		
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0300	1.0226		
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0194		
154	G#23	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0485		
155	G#5	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0368		
156	G#6	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0368		
170	CUM	46.0	2	1	38.0	18.6	20.9	0.0	1.0500	1.0500		
171	NAY	46.0	-2	1	30.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0466		
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0424		
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	11.5	13.0	0.0	1.0500	1.0500		

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 19:52
 DICOOM02 DEMANDA 1600 MW GD95 AREA TOTALS
 DEMANDA MAXIMA ANILLO ABIERTO EN QUEVEDO IN MW/MVAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	CHARGING	FROM NET INT	TO NET INT	DESIRERD LOSSES
1	1207.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1162.1	45.0	0.0
INECEL	352.9	0.0	-70.5	0.0	397.1	337.4	483.2	
2	115.0	481.2	0.0	0.0	0.0	-366.2	0.0	0.0
EMELEC	60.8	130.0	0.0	0.0	0.0	-102.6	33.4	
3	105.0	361.2	0.0	0.0	0.0	-256.2	0.0	0.0
EE QUITO	55.8	127.0	0.0	0.0	0.0	-90.8	19.6	
4	16.0	111.2	0.0	0.0	0.0	-99.9	4.7	0.0
MANABI	6.0	12.6	0.0	0.0	13.3	-19.3	25.9	
5	14.0	78.7	0.0	0.0	0.0	-64.7	0.0	0.0
AMBATO+C	5.0	21.8	0.0	0.0	0.0	-16.8	0.0	
6	26.0	98.0	0.0	0.0	0.0	-72.0	0.0	0.0
EE C.SUR	18.8	13.9	0.0	0.0	0.0	4.9	0.0	
7	0.0	91.6	0.0	0.0	0.0	-91.6	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	44.4	0.0	0.0	0.0	-44.4	0.0	
8	8.7	62.7	0.0	0.0	0.0	-54.0	0.0	0.0
EL ORO	3.0	26.7	0.0	0.0	0.0	-23.3	-0.5	
9	12.0	53.0	0.0	0.0	0.0	-41.0	0.0	0.0
EE NORTE	4.1	7.3	0.0	0.0	0.0	-3.2	0.0	
10	13.1	44.5	0.0	0.0	0.0	-31.4	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	10.7	0.0	0.0	0.0	-4.7	0.0	
11	0.0	60.3	0.0	0.0	0.0	-60.3	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	21.9	0.0	0.0	0.0	-20.9	-1.0	
12	10.0	31.1	0.0	0.0	0.0	-21.1	0.0	0.0
EMELESA	3.0	11.3	0.0	0.0	0.0	-8.3	0.0	
13	21.0	37.2	0.0	0.0	0.0	-16.2	0.0	0.0
S.ELENA	6.2	12.2	0.0	0.0	0.0	-6.0	0.0	
14	0.0	31.7	0.0	0.0	0.0	-31.7	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	9.3	0.0	0.0	0.0	-9.3	0.0	
15	0.0	29.5	0.0	0.0	0.0	-29.5	0.0	0.0
EMELRIOS	0.0	8.6	0.0	0.0	0.0	-8.5	-0.1	
16	2.0	28.3	0.0	0.0	0.0	-26.3	0.0	0.0
EE SUR	0.6	8.3	0.0	0.0	0.0	-7.7	0.0	
17	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
CONSORCI	33.8	0.0	0.0	0.0	0.0	23.5	10.3	
TOTALS	1649.8	1600.2	0.0	0.0	0.0	0.0	49.6	0.0
	556.0	466.0	-70.5	0.0	410.4	0.0	570.9	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 19:52
 D1C00M02 DEMANDA 1600 MW GD95 GENERATING
 DEMANDA MAXIMA ANILLO ABIERTO EN QUEVEDO PLANT DATA
 BUS# NAME BSKV COD MCNS PGEN QGEN QMAX QMIN VSCHED VACT. REMOT PCT Q

1 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	16.1	55.9	-40.0	1.0300	1.0300
5 CUE	69.0	-2	1	26.0	18.8	18.8	-5.7	1.0300	1.0136
6 PAU-C	13.8	3	1	63.0	17.0	43.0	0.0	1.0000	1.0000
7 PAU-C	13.8	2	1	90.0	19.0	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
8 PAU-C	13.8	2	1	90.0	19.0	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
9 PAU-C	13.8	2	1	90.0	19.0	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
10 PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9854
11 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	16.1	55.9	-40.0	1.0300	1.0300
12 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	16.1	55.9	-40.0	1.0300	1.0300
13 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	36.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
15 LOJ	69.0	2	1	2.0	0.6	1.0	0.0	1.0000	1.0000
17 MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0172
22 MAC	69.0	2	1	8.7	3.0	4.0	0.0	1.0000	1.0000
23 PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0188
28 ELE	69.0	2	1	21.0	6.2	10.0	0.0	1.0000	1.0000
35 V#2	13.2	2	1	60.0	23.3	50.0	-10.0	1.0000	1.0000
36 V#3	13.2	2	1	60.0	23.3	50.0	-10.0	1.0000	1.0000
37 G#4	13.8	2	1	20.0	13.0	14.0	-10.0	1.0200	1.0200
48 MAN	69.0	-2	1	16.0	6.0	6.0	-1.1	1.0250	1.0170
53 CTE	13.8	2	1	110.0	19.6	75.0	-30.0	1.0200	1.0200
54 ESM	69.0	-2	1	10.0	3.0	3.0	-3.0	1.0000	0.9987
64 GSR1	13.8	2	1	15.0	21.9	24.0	-11.0	1.0200	1.0200
65 GSR3	13.8	2	1	15.0	21.9	24.0	-11.0	1.0200	1.0200
66 GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9218
73 GUA	6.60	-2	1	24.0	12.0	12.0	0.0	1.0000	0.9687
76 PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0409
79 IBA	34.5	2	1	12.0	4.1	6.0	-1.5	1.0000	1.0000
81 PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0409
87 RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0017
89 AG01	13.8	2	1	50.0	14.5	36.5	-16.2	1.0300	1.0300
90 AM8-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0293
91 AG02	13.8	2	1	50.0	14.5	36.5	-16.2	1.0300	1.0300
149 GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0324
150 EQG1	13.8	2	1	75.0	18.2	35.0	-20.0	1.0200	1.0200
151 EQG2	13.8	2	1	25.0	15.6	16.0	-10.0	1.0400	1.0400
152 V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0300	1.0260
153 YGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0217
154 G#23	13.8	2	1	20.0	12.0	12.4	-3.7	1.0500	1.0500
155 G#5	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0401
156 G#6	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0401
170 CUM	46.0	-2	1	38.0	20.9	20.9	0.0	1.0500	1.0500
171 MAY	46.0	-2	1	30.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0406
172 GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0363
173 GUA-D	46.0	2	1	24.0	12.9	13.0	0.0	1.0500	1.0500

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 DICOODOO DEMANDA MEDIA 1160 MW GD95
 ANILLO CERRADO

TUE, NOV 15 1994 20:06

AREA TOTALS
IN MW/MVAR

FROM AREA	TO GENERATION	TO BUS LOAD	TO LINE SHUNT	FROM SHUNT CHARGING	TO NET INT	DESIRERED LOSSES	NET INT
1 INECEL	827.8 126.1	0.0 0.0	0.0 -23.5	0.0 407.3	806.5 329.1	21.2 227.8	0.0
2 EMELEC	55.0 24.0	426.8 170.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-371.8 -170.0	0.0 24.0	0.0
3 EE QUITO	77.0 15.4	268.0 65.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-191.0 -58.5	0.0 8.9	0.0
4 MANABI	16.0 -1.1	65.5 27.9	0.0 0.0	0.0 0.0	-51.0 13.8	1.5 -24.2	0.0 8.9
5 AMBATO+C	14.0 -0.6	46.2 12.1	0.0 0.0	0.0 0.0	-32.2 -12.7	0.0 0.0	0.0
6 EE C.SUR	26.0 12.5	59.7 8.5	0.0 0.0	0.0 0.0	-33.7 4.0	0.0 0.0	0.0
7 EMELGUR	0.0 0.0	87.0 42.1	0.0 0.0	0.0 0.0	-87.0 -42.1	0.0 0.0	0.0
8 EL ORO	8.7 0.7	35.8 18.4	0.0 0.0	0.0 0.0	-27.1 -17.5	0.0 -0.1	0.0
9 EE NORTE	12.0 3.0	24.3 8.0	0.0 0.0	0.0 0.0	-12.3 -5.0	0.0 0.0	0.0
10 RIOBAMBA	13.1 0.5	20.1 5.9	0.0 0.0	0.0 0.0	-7.0 -5.4	0.0 0.0	0.0
11 MILAGRO	0.0 0.0	41.0 16.2	0.0 0.0	0.0 0.0	-41.0 -15.8	0.0 -0.4	0.0
12 EMELESA	10.0 3.0	17.9 7.6	0.0 0.0	0.0 0.0	-7.9 -4.6	0.0 0.0	0.0
13 S.ELENA	21.0 10.0	18.6 6.8	0.0 0.0	0.0 0.0	2.4 3.2	0.0 0.0	0.0
14 S.DOMING	0.0 0.0	15.4 7.5	0.0 0.0	0.0 0.0	-15.4 -7.5	0.0 0.0	0.0
15 EMELRIOS	0.0 0.0	21.5 5.4	0.0 0.0	0.0 0.0	-21.5 -5.3	0.0 -0.1	0.0
16 EE SUR	2.0 1.0	12.0 3.9	0.0 0.0	0.0 0.0	-10.0 -2.9	0.0 0.0	0.0
17 CONSORCI	100.0 46.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	100.0 35.2	0.0 11.2	0.0
TOTALS	1182.6 240.9	1159.8 405.3	0.0 -23.5	0.0 0.0	421.1	0.0 280.2	22.8 0.0

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 20:07
 D1C00D00 DEMANDA MEDIA 1160 MW GD95 GENERATING
 ANILLO CERRADO PLANT DATA

BUSH#	NAME	BSKY	COD	MCHS	PGEN	QGEN	QMAX	QM1H VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	%
1	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-1.5	55.9	-40.0	1.0000	1.0000		
5	CUE	69.0	2	1	26.0	12.5	18.8	-5.7	1.0300	1.0300		
6	PAU-C	13.8	3	1	58.8	6.8	43.0	0.0	0.9800	0.9800		
7	PAU-C	13.8	2	1	60.0	6.8	56.5	-40.0	0.9800	0.9800		
8	PAU-C	13.8	2	1	60.0	6.8	56.5	-40.0	0.9800	0.9800		
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9750		
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9750		
11	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-1.5	55.9	-40.0	1.0000	1.0000		
12	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-1.5	55.9	-40.0	1.0000	1.0000		
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0041		
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	1.0	1.0	0.0	1.0000	0.9965		
17	M1L	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0207		
22	MAC	69.0	2	1	8.7	0.7	4.0	0.0	1.0000	1.0000		
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0041		
28	ELE	69.0	-2	1	21.0	10.0	10.0	0.0	1.0000	0.9967		
35	V#2	13.2	2	1	60.0	38.7	50.0	-10.0	1.0000	1.0000		
36	V#3	13.2	2	1	60.0	38.7	50.0	-10.0	1.0000	1.0000		
37	G#4	13.8	-2	1	20.0	14.0	14.0	-10.0	1.0200	1.0054		
48	MAN	69.0	-2	1	16.0	-1.1	6.0	-1.1	1.0250	1.0257		
53	CTE	13.8	2	1	110.0	-8.1	75.0	-30.0	0.9700	0.9700		
54	ESM	69.0	-2	1	10.0	3.0	3.0	-3.0	1.0000	0.9975		
64	GSR1	13.8	2	1	15.0	1.5	24.0	-11.0	0.9700	0.9700		
65	GSR3	13.8	2	1	15.0	1.5	24.0	-11.0	0.9700	0.9700		
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9657		
73	GUA	6.60	2	1	24.0	7.0	12.0	0.0	1.0000	1.0000		
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0061		
79	IBA	34.5	2	1	12.0	3.0	6.0	-1.5	1.0000	1.0000		
81	PUC1	13.8	2	1	35.0	-0.8	15.0	-5.0	1.0000	1.0000		
87	RIO	69.0	2	1	13.1	0.5	6.0	-1.8	1.0300	1.0300		
89	AGO1	13.8	2	1	50.0	8.8	36.5	-16.2	1.0300	1.0300		
90	AM8-L	69.0	-2	1	14.0	-0.6	5.0	-0.6	1.0300	1.0435		
91	AGO2	13.8	2	1	50.0	8.8	36.5	-16.2	1.0300	1.0300		
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0164		
150	EQG1	13.8	2	1	75.0	30.3	35.0	-20.0	1.0200	1.0200		
151	EQG2	13.8	-2	1	25.0	16.0	16.0	-10.0	1.0400	1.0251		
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0300	1.0068		
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0054		
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9806		
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9806		
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9806		
170	CUM	46.0	2	1	25.0	5.1	20.9	0.0	1.0500	1.0500		
171	NAY	46.0	2	1	19.0	4.5	15.7	0.0	1.0500	1.0500		
172	GUA	46.0	2	1	9.0	2.0	4.0	0.0	1.0500	1.0500		
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	3.8	13.0	0.0	1.0500	1.0500		

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E					TUE, NOV 15 1994 20:10			
DIC00001	DEMANDA MEDIA	1160	GD95		AREA TOTALS IN MW/MVAR			
ANILLO ABIERTO EN QUEVEDO								
AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT CHARGING	FROM NET INT	TO NET INT	DESIRED LOSSES	DESIRED NET INT
1	827.7	0.0	0.0	0.0	806.4	21.3	0.0	0.0
INECEL	121.0	0.0	-24.1	0.0	408.5	325.4	228.3	
2	55.0	426.8	0.0	0.0	0.0	-371.8	0.0	0.0
EMELEC	24.0	170.0	0.0	0.0	0.0	-169.8	23.8	
3	77.0	268.0	0.0	0.0	0.0	-191.0	0.0	0.0
EE QUITO	16.7	65.0	0.0	0.0	0.0	-57.2	8.9	
4	16.0	65.5	0.0	0.0	0.0	-50.9	1.4	0.0
MANAB1	5.1	27.9	0.0	0.0	13.5	-17.7	8.4	
5	14.0	46.2	0.0	0.0	0.0	-32.2	0.0	0.0
AMBATO+C	-0.6	12.1	0.0	0.0	0.0	-12.7	0.0	
6	26.0	59.7	0.0	0.0	0.0	-33.7	0.0	0.0
EE C.SUR	12.0	8.5	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	
7	0.0	87.0	0.0	0.0	0.0	-87.0	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	42.1	0.0	0.0	0.0	-42.1	0.0	
8	8.7	35.8	0.0	0.0	0.0	-27.1	0.0	0.0
EL ORO	0.0	18.4	0.0	0.0	0.0	-18.3	-0.1	
9	12.0	24.3	0.0	0.0	0.0	-12.3	0.0	0.0
EE NORTE	3.5	8.0	0.0	0.0	0.0	-4.5	0.0	
10	13.1	20.1	0.0	0.0	0.0	-7.0	0.0	0.0
RIOBAMBA	1.0	5.9	0.0	0.0	0.0	-4.9	0.0	
11	0.0	41.0	0.0	0.0	0.0	-41.0	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	16.2	0.0	0.0	0.0	-15.8	-0.4	
12	10.0	17.9	0.0	0.0	0.0	-7.9	0.0	0.0
EMELESA	3.0	7.6	0.0	0.0	0.0	-4.6	0.0	
13	21.0	18.6	0.0	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0
S.ELENA	8.2	6.8	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	
14	0.0	15.4	0.0	0.0	0.0	-15.4	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	7.5	0.0	0.0	0.0	-7.5	0.0	
15	0.0	21.5	0.0	0.0	0.0	-21.5	0.0	0.0
EMELRIOS	0.0	5.4	0.0	0.0	0.0	-5.3	-0.1	
16	2.0	12.0	0.0	0.0	0.0	-10.0	0.0	0.0
EE SUR	1.0	3.9	0.0	0.0	0.0	-2.9	0.0	
17	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
CONSORCI	44.1	0.0	0.0	0.0	0.0	33.2	11.0	
TOTALS	1182.5	1159.8	0.0	0.0	0.0	22.7	0.0	
	239.0	405.3	-24.1	0.0	422.0	0.0	279.8	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 20:11
 DICO00D1 DEMANDA MEDIA 1160 GD95 GENERATING
 ANILLO ABIERTO EN QUEVEDO PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-2.3	55.9	-40.0	1.0000	1.0000			
5	CUE	69.0	2	1	26.0	12.0	18.8	-5.7	1.0300	1.0300			
6	PAU-C	13.8	3	1	58.7	5.6	43.0	0.0	0.9800	0.9800			
7	PAU-C	13.8	2	1	60.0	5.7	56.5	-40.0	0.9800	0.9800			
8	PAU-C	13.8	2	1	60.0	5.7	56.5	-40.0	0.9800	0.9800			
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9762			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9762			
11	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-2.3	55.9	-40.0	1.0000	1.0000			
12	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-2.3	55.9	-40.0	1.0000	1.0000			
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0050			
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	1.0	1.0	0.0	1.0000	0.9969			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0292			
22	MAC	69.0	2	1	8.7	0.0	4.0	0.0	1.0000	0.9999			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0050			
28	ELE	69.0	2	1	21.0	8.2	10.0	0.0	1.0000	1.0000			
35	V#2	13.2	2	1	60.0	35.5	50.0	-10.0	1.0000	1.0000			
36	V#3	13.2	2	1	60.0	35.5	50.0	-10.0	1.0000	1.0000			
37	G#4	13.8	-2	1	20.0	14.0	14.0	-10.0	1.0200	1.0091			
48	MAN	69.0	2	1	16.0	5.1	6.0	-1.1	1.0250	1.0250			
53	CTE	13.8	2	1	110.0	-5.1	75.0	-30.0	0.9700	0.9700			
54	ESM	69.0	-2	1	10.0	3.0	3.0	-3.0	1.0000	0.9953			
64	GSR1	13.8	2	1	15.0	2.3	24.0	-11.0	0.9700	0.9700			
65	GSR3	13.8	2	1	15.0	2.3	24.0	-11.0	0.9700	0.9700			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9617			
73	GUA	6.60	2	1	24.0	8.1	12.0	0.0	1.0000	1.0000			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0050			
79	IBA	34.5	2	1	12.0	3.5	6.0	-1.5	1.0000	1.0000			
81	PUC1	13.8	2	1.	35.0	-0.4	15.0	-5.0	1.0000	1.0000			
87	RIO	69.0	2	1	13.1	1.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0300			
89	AGO1	13.8	2	1	50.0	9.4	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	-0.6	5.0	-0.6	1.0300	1.0422			
91	AGO2	13.8	-2	1	50.0	9.4	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0193			
150	EQG1	13.8	2	1	75.0	28.1	35.0	-20.0	1.0200	1.0200			
151	EQG2	13.8	-2	1	25.0	16.0	16.0	-10.0	1.0400	1.0280			
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0300	1.0107			
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0084			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9846			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9846			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9846			
170	CUM	46.0	2	1	25.0	5.5	20.9	0.0	1.0500	1.0500			
171	NAY	46.0	2	1	19.0	4.9	15.7	0.0	1.0500	1.0500			
172	GUA	46.0	2	1	9.0	2.2	4.0	0.0	1.0500	1.0500			
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	4.1	13.0	0.0	1.0500	1.0500			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E						TUE, NOV 15 1994 20:24		
DICOON01 DEMANDA MINIMA GB			AREA TOTALS IN MW/MVAR					
AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	716.2	0.0	0.0	0.0	0.0	698.3	17.9	0.0
INECEL	70.7	0.0	38.8	0.0	407.2	246.3	192.8	
2	40.0	248.2	0.0	0.0	0.0	-208.5	0.3	0.0
EMELEC	14.9	100.0	0.0	0.0	0.0	-95.0	10.0	
3	9.0	149.7	0.0	0.0	0.0	-140.7	0.0	0.0
EE QUITO	3.2	35.0	0.0	0.0	0.0	-32.9	1.1	
4	0.0	60.5	0.0	0.0	0.0	-62.6	2.1	0.0
MANABI	0.0	25.8	0.0	0.0	13.6	-23.7	11.4	
5	6.0	33.6	0.0	0.0	0.0	-27.6	0.0	0.0
AMBATO+C	-0.6	13.3	0.0	0.0	0.0	-13.9	0.0	
6	26.0	42.2	0.0	0.0	0.0	-16.2	0.0	0.0
EE C.SUR	10.3	6.0	0.0	0.0	0.0	4.3	0.0	
7	0.0	72.4	0.0	0.0	0.0	-72.4	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	35.1	0.0	0.0	0.0	-35.1	0.0	
8	0.0	29.1	0.0	0.0	0.0	-29.1	0.0	0.0
EL DRO	0.0	14.9	0.0	0.0	0.0	-14.8	-0.1	
9	5.0	27.3	0.0	0.0	0.0	-22.3	0.0	0.0
EE NORTE	3.0	9.0	0.0	0.0	0.0	-6.0	0.0	
10	13.1	19.9	0.0	0.0	0.0	-6.8	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	
11	0.0	36.2	0.0	0.0	0.0	-36.2	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0	-14.0	-0.3	
12	0.0	15.3	0.0	0.0	0.0	-15.3	0.0	0.0
EMELESA	0.0	6.5	0.0	0.0	0.0	-6.5	0.0	
13	0.0	22.9	0.0	0.0	0.0	-22.9	0.0	0.0
S.ELENA	0.0	8.3	0.0	0.0	0.0	-8.3	0.0	
14	0.0	13.2	0.0	0.0	0.0	-13.2	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	6.4	0.0	0.0	0.0	-6.4	0.0	
15	0.0	16.1	0.0	0.0	0.0	-16.1	0.0	0.0
EMELRIOS	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	-4.0	0.0	
16	2.0	10.5	0.0	0.0	0.0	-8.5	0.0	0.0
EE SUR	0.8	3.4	0.0	0.0	0.0	-2.6	0.0	
17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CONSORCI	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	0.5	
TOTALS	817.3	797.1	0.0	0.0	0.0	0.0	20.2	0.0
	121.1	287.8	38.8	0.0	420.8	0.0	215.2	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 20:25
 DICOONH01 DEMANDA MINIMA GB GENERATING
 ANILLO CERRADO PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-12.9	55.9	-40.0	0.9800	0.9800			
5	CUE	69.0	2	1	26.0	10.3	18.8	-5.7	1.0300	1.0300			
6	PAU-C	13.8	3	1	56.2	11.0	43.0	0.0	0.9800	0.9800			
7	PAU-C	13.8	2	1	60.0	11.2	56.5	-40.0	0.9800	0.9800			
8	PAU-C	13.8	2	1	60.0	11.2	56.5	-40.0	0.9800	0.9800			
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9707			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9707			
11	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-12.9	55.9	-40.0	0.9800	0.9800			
12	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-12.9	55.9	-40.0	0.9800	0.9800			
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9964			
15	LOJ	69.0	2	1	2.0	0.8	1.0	0.0	1.0000	1.0000			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0223			
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0029			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	0.9964			
28	ELE	69.0	1	1	21.0	10.0	10.0	0.0	1.0000	1.0050			
35	V#2	13.2	2	1	50.0	19.0	50.0	-10.0	0.9700	0.9700			
36	V#3	13.2	2	1	50.0	19.0	50.0	-10.0	0.9700	0.9700			
37	G#4	13.8	-2	1	0.0	14.0	14.0	-10.0	1.0200	1.0016			
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0179			
53	CTE	13.8	2	1	100.0	-4.0	75.0	-30.0	0.9700	0.9700			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9976			
64	GSR1	13.8	2	1	15.0	2.0	24.0	-11.0	0.9700	0.9700			
65	GSR3	13.8	2	1	15.0	2.0	24.0	-11.0	0.9700	0.9700			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9629			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9720			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9935			
79	IBA	34.5	-2	1	5.0	3.0	3.0	-1.5	1.0000	0.9983			
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9935			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0112			
89	AGO1	13.8	2	1	50.0	12.1	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AMB-L	69.0	-2	1	6.0	-0.6	3.0	-0.6	1.0300	1.0327			
91	AGO2	13.8	2	1	50.0	12.1	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	0.9977			
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9645			
151	EQG2	13.8	2	1	0.0	12.7	16.0	-10.0	1.0000	1.0000			
152	V#1	13.8	2	1	15.0	2.9	12.0	-5.0	0.9800	0.9800			
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	0.9864			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9735			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9735			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9735			
170	CUM	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0313			
171	NAY	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0313			
172	GUA	46.0	2	1	9.0	3.2	4.0	0.0	1.0500	1.0500			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0313			

DEMANDAS Y ENTREGAS A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

PT1 INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 20:29
 DICOONOO DEMANDA MINIMA GD95M AREA TOTALS
 ANILLO CERRADO IN MW/MVAR

AREA	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	716.3	0.0	0.0	0.0	0.0	698.3	18.0	0.0
INECEL	81.1	0.0	49.4	0.0	405.1	242.6	194.3	
2	40.0	248.2	0.0	0.0	0.0	-208.5	0.3	0.0
EMELEC	16.7	100.0	0.0	0.0	0.0	-93.4	10.1	
3	9.0	149.7	0.0	0.0	0.0	-140.7	0.0	0.0
EE QUITO	2.7	35.0	0.0	0.0	0.0	-33.4	1.1	
4	0.0	60.5	0.0	0.0	0.0	-62.5	2.0	0.0
MANABIDI	0.0	25.8	0.0	0.0	13.8	-23.2	11.2	
5	6.0	33.6	0.0	0.0	0.0	-27.6	0.0	0.0
AMBAZO+C	-0.6	13.3	0.0	0.0	0.0	-13.9	0.0	
6	26.0	42.2	0.0	0.0	0.0	-16.2	0.0	0.0
EE C.SUR	11.0	6.0	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	
7	0.0	72.4	0.0	0.0	0.0	-72.4	0.0	0.0
EMELGUR	0.0	35.1	0.0	0.0	0.0	-35.1	0.0	
8	0.0	29.1	0.0	0.0	0.0	-29.1	0.0	0.0
EL ORO	0.0	14.9	0.0	0.0	0.0	-14.8	-0.1	
9	5.0	27.3	0.0	0.0	0.0	-22.3	0.0	0.0
EE NORTE	3.0	9.0	0.0	0.0	0.0	-6.0	0.0	
10	13.1	19.9	0.0	0.0	0.0	-6.8	0.0	0.0
RIOBAMBA	6.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	
11	0.0	36.2	0.0	0.0	0.0	-36.2	0.0	0.0
MILAGRO	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0	-14.0	-0.3	
12	0.0	15.3	0.0	0.0	0.0	-15.3	0.0	0.0
EMELESA	0.0	6.5	0.0	0.0	0.0	-6.5	0.0	
13	0.0	22.9	0.0	0.0	0.0	-22.9	0.0	0.0
S.ELENA	0.0	8.3	0.0	0.0	0.0	-8.3	0.0	
14	0.0	13.2	0.0	0.0	0.0	-13.2	0.0	0.0
S.DOMING	0.0	6.4	0.0	0.0	0.0	-6.4	0.0	
15	0.0	16.1	0.0	0.0	0.0	-16.1	0.0	0.0
EMELRIOS	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	-4.0	0.0	
16	2.0	10.5	0.0	0.0	0.0	-8.5	0.0	0.0
EE SUR	1.0	3.4	0.0	0.0	0.0	-2.4	0.0	
17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CONSORCI	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	0.6	
TOTALS	817.4	797.1	0.0	0.0	0.0	0.0	20.3	0.0
	134.9	287.8	49.4	0.0	418.9	0.0	216.7	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E TUE, NOV 15 1994 20:29
 DICOONOO DEMANDA MINIMA GD95M GENERATING
 ANILLO CERRADO PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-11.7	55.9	-40.0	0.9800	0.9800			
5	CUE	69.0	2	1	26.0	11.0	18.8	-5.7	1.0300	1.0300			
6	PAU-C	13.8	3	1	56.3	12.7	43.0	0.0	0.9800	0.9800			
7	PAU-C	13.8	2	1	60.0	12.9	56.5	-40.0	0.9800	0.9800			
8	PAU-C	13.8	2	1	60.0	12.9	56.5	-40.0	0.9800	0.9800			
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9690			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9690			
11	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-11.7	55.9	-40.0	0.9800	0.9800			
12	PAU-AB	13.8	2	1	70.0	-11.7	55.9	-40.0	0.9800	0.9800			
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9950			
15	LOJ	69.0	2	1	2.0	1.0	1.0	0.0	1.0000	1.0000			
17	MTL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0110			
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0035			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	0.9950			
28	ELE	69.0	1	1	21.0	10.0	10.0	0.0	1.0000	0.9977			
35	V#2	13.2	2	1	50.0	22.3	50.0	-10.0	0.9700	0.9700			
36	V#3	13.2	2	1	50.0	22.3	50.0	-10.0	0.9700	0.9700			
37	G#4	13.8	-2	1	0.0	14.0	14.0	-10.0	1.0200	0.9976			
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0281			
53	CTE	13.8	2	1	100.0	-6.4	75.0	-30.0	0.9700	0.9700			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9994			
64	GSR1	13.8	2	1	15.0	1.2	24.0	-11.0	0.9700	0.9700			
65	GSR3	13.8	2	1	15.0	1.2	24.0	-11.0	0.9700	0.9700			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9670			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9758			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9955			
79	TBA	34.5	-2	1	5.0	3.0	3.0	-1.5	1.0000	0.9964			
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9955			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0123			
89	AG01	13.8	2	1	50.0	11.4	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AMB-L	69.0	-2	1	6.0	-0.6	3.0	-0.6	1.0300	1.0344			
91	AG02	13.8	2	1	50.0	11.4	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	0.9940			
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9607			
151	EQG2	13.8	2	1	0.0	14.0	16.0	-10.0	1.0000	1.0000			
152	V#1	13.8	2	1	15.0	4.7	12.0	-5.0	0.9800	0.9800			
153	YGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	0.9826			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9691			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9691			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9691			
170	CUM	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0348			
171	NAY	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0348			
172	GUA	46.0	2	1	9.0	2.7	4.0	0.0	1.0500	1.0500			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0348			

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E FRI, NOV 25 1994 08:27
 MAY00M03
 DEAMANDA MAXIMA ANILLO CERRAO V1 F/S CONSORCIO 99 MW
 GENERATING PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	90.0	30.1	55.9	-40.0	1.0500	1.0500		
5	CUE	69.0	-2	1	26.0	18.8	18.8	-5.7	1.0300	1.0257		
6	PAU-C	13.8	3	1	49.0	23.2	43.0	0.0	1.0100	1.0100		
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	26.9	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	26.9	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	26.9	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
10	PAU-C	13.8	2	1	100.0	26.9	56.5	-40.0	1.0100	1.0100		
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500		
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500		
13	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	31.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500		
15	LOJ	69.0	2	1	2.0	0.3	1.0	0.0	1.0000	1.0000		
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9989		
22	MAC	69.0	2	1	8.7	3.8	4.0	0.0	1.0000	1.0000		
23	PAU-A8	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0242		
28	ELE	69.0	1	1	10.0	6.0	10.0	0.0	1.0000	0.9953		
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9496		
36	V#3	13.2	-2	1	60.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0083		
37	G#4	13.8	-2	1	20.0	15.0	15.0	-10.0	1.0500	1.0039		
48	MAN	69.0	2	1	12.0	0.3	6.0	-1.1	1.0250	1.0250		
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9174		
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0010		
64	GSR1	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0357		
65	GSR3	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0357		
66	GSR2	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0357		
73	GUA	6.60	-2	1	12.0	6.0	6.0	0.0	1.0000	0.9561		
76	PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0346		
79	IBA	34.5	2	1	12.0	-1.2	6.0	-1.5	1.0000	1.0000		
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0346		
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0019		
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	19.9	36.5	-16.2	1.0300	1.0300		
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0201		
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	19.9	36.5	-16.2	1.0300	1.0300		
149	GGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0158		
150	EQG1	13.8	-2	1	74.0	35.0	35.0	-20.0	1.0300	1.0269		
151	EQG2	13.8	-2	1	25.0	16.0	16.0	-10.0	1.0400	1.0257		
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	1.0015		
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0060		
154	G#23	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0278		
155	G#5	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0160		
156	G#6	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0160		
170	CUM	46.0	-2	1	38.0	20.3	20.9	0.0	1.0500	1.0500		
171	NAY	46.0	-2	1	30.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0420		
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0378		
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	12.6	13.0	0.0	1.0500	1.0500		

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E								FRI, NOV 25 1994 11:21			
MAY00002								GENERATING			
ANILLO CERRADO PAUTE 3 CIRCUITOS V1 F/S CONSORCIO								PLANT DATA			
BUS#	NAME	BSKV	COD	MCHS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT PCT Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	32.1	55.9	-40.0	1.0500	1.0500	
5	CUE	69.0	2	1	26.0	2.5	18.8	-5.7	1.0300	1.0300	
6	PAU-C	13.8	3	1	67.0	17.4	43.0	0.0	1.0000	1.0000	
7	PAU-C	13.8	2	1	90.0	19.2	56.5	-40.0	1.0000	1.0000	
8	PAU-C	13.8	2	1	90.0	19.2	56.5	-40.0	1.0000	1.0000	
9	PAU-C	13.8	2	1	90.0	19.2	56.5	-40.0	1.0000	1.0000	
10	PAU-C	13.8	2	1	60.0	17.0	56.5	-40.0	1.0000	1.0000	
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	32.1	55.9	-40.0	1.0500	1.0500	
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	32.1	55.9	-40.0	1.0500	1.0500	
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0232	
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0002	
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0185	
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0026	
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0232	
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0012	
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9330	
36	V#3	13.2	-2	1	60.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	0.9925	
37	G#4	13.8	-2	1	0.0	20.0	20.0	-10.0	1.0500	1.0092	
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0036	
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9508	
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0016	
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	17.2	24.0	-11.0	1.0150	1.0150	
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	17.2	24.0	-11.0	1.0150	1.0150	
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9357	
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9424	
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9915	
79	IBA	34.5	2	1	5.0	-0.3	2.0	-1.5	1.0000	1.0000	
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0300	1.0248	
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0196	
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	18.1	36.5	-16.2	1.0300	1.0300	
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0252	
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	18.1	36.5	-16.2	1.0300	1.0300	
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9609	
150	EQG1	13.8	-2	1	40.0	35.0	35.0	-20.0	1.0200	1.0079	
151	EQG2	13.8	2	1	25.0	22.4	25.0	-10.0	1.0200	1.0200	
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	0.9848	
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	0.9828	
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9581	
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9581	
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9581	
170	CUM	46.0	2	1	20.0	19.4	20.9	0.0	1.0500	1.0500	
171	NAY	46.0	-2	1	15.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0434	
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0366	
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9998	

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:44
 MAY00M06 ANILLO ABIERTO EN QUEVEDO GENERATING
 L/T TOTORAS STA. ROSA 1 CK DEMANDA MAXIMA PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	90.0	34.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
5	CUE	69.0	2	1	26.0	4.4	18.8	-5.7	1.0000	1.0000			
6	PAU-C	13.8	3	1	48.2	22.7	43.0	0.0	1.0100	1.0100			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	26.5	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	26.5	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	26.5	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
10	PAU-C	13.8	2	1	100.0	26.5	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	35.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	35.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
13	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	35.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	3.6	1.0	0.0	1.0000	1.0000			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9885			
22	MAC	69.0	-2	1	8.7	5.1	4.0	0.0	1.0000	1.0000			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0198			
28	ELE	69.0	1	1	10.0	6.0	10.0	0.0	1.0000	0.9974			
35	Y#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9737			
36	Y#3	13.2	2	1	60.0	48.9	50.0	-10.0	1.0300	1.0300			
37	G#4	13.8	-2	1	20.0	21.6	20.0	-10.0	1.0500	1.0500			
48	MAN	69.0	-2	1	12.0	8.1	6.0	-1.1	1.0250	1.0250			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9382			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0008			
64	GSR1	13.8	-2	1	15.0	25.1	24.0	-11.0	1.0500	1.0500			
65	GSR3	13.8	-2	1	15.0	25.1	24.0	-11.0	1.0500	1.0500			
66	GSR2	13.8	-2	1	15.0	25.1	24.0	-11.0	1.0500	1.0500			
73	GUA	6.60	-2	1	24.0	18.5	12.0	0.0	1.0000	1.0000			
76	PUC2	13.8	-2	1	35.0	16.4	15.0	-5.0	1.0500	1.0500			
79	IBA	34.5	2	1	12.0	2.7	6.0	-1.5	1.0000	1.0000			
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	16.4	15.0	-5.0	1.0500	1.0500			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	9.9	6.0	-1.8	1.0300	1.0300			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	14.3	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AM8-L	69.0	2	1	14.0	2.9	5.0	-0.6	1.0300	1.0300			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	14.3	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	8.5	6.0	-1.8	1.0500	1.0500			
150	EQG1	13.8	2	1	74.0	21.9	35.0	-20.0	1.0300	1.0300			
151	EQG2	13.8	2	1	25.0	13.7	16.0	-10.0	1.0400	1.0400			
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	22.7	12.0	-5.0	1.0500	1.0500			
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	11.9	6.0	-5.0	1.0500	1.0500			
154	G#23	13.8	2	1	20.0	12.0	12.4	-3.7	1.0500	1.0500			
155	G#5	13.8	-2	1	18.0	15.3	12.4	-3.7	1.0500	1.0500			
156	G#6	13.8	-2	1	20.0	15.5	12.4	-3.7	1.0500	1.0500			
170	CUM	46.0	2	1	38.0	16.6	20.9	0.0	1.0500	1.0500			
171	NAY	46.0	2	1	30.0	15.1	15.7	0.0	1.0500	1.0500			
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.7	6.3	0.0	1.0500	1.0500			
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	10.3	13.0	0.0	1.0500	1.0500			

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:43
 MAY95M02 DEMANDA MAXIMA PAUTE-MTL 1CK GENERATING
 SE SECCIONA 120 MW PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKY	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	90.0	18.1	55.9	-40.0	1.0300	1.0300			
5	CUE	69.0	-2	1	26.0	18.8	18.8	-5.7	1.0300	1.0293			
6	PAU-C	13.8	3	1	74.0	20.4	43.0	0.0	1.0000	1.0000			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	22.7	56.5	-40.0	1.0000	1.0000			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	22.7	56.5	-40.0	1.0000	1.0000			
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	33.2	56.5	-40.0	1.0100	1.0100			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9827			
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	19.1	55.9	-40.0	1.0300	1.0300			
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	19.1	55.9	-40.0	1.0300	1.0300			
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0158			
15	LOJ	69.0	2	1	2.0	0.7	1.0	0.0	1.0000	1.0000			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0069			
22	MAC	69.0	2	1	8.7	0.2	4.0	0.0	1.0000	1.0000			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0158			
28	ELE	69.0	-2	1	16.0	10.0	10.0	0.0	1.0000	0.9957			
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9663			
36	V#3	13.2	2	1	60.0	29.4	50.0	-10.0	1.0000	1.0000			
37	G#4	13.8	2	1	20.0	9.6	20.0	-10.0	1.0000	1.0000			
48	MAN	69.0	2	1	12.0	-0.8	6.0	-1.1	1.0250	1.0250			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9289			
54	ESM	69.0	2	1	9.0	2.2	3.0	-3.0	1.0000	1.0000			
64	GSR1	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0298			
65	GSR3	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0298			
66	GSR2	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0298			
73	GUA	6.60	-2	1	24.0	12.0	12.0	0.0	1.0000	0.9679			
76	PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0309			
79	IBA	34.5	2	1	12.0	5.1	6.0	-1.5	1.0000	1.0000			
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0309			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9997			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	21.1	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0168			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	21.1	36.5	-16.2	1.0300	1.0300			
149	GGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0323			
150	EQG1	13.8	2	1	74.0	24.9	35.0	-20.0	1.0300	1.0300			
151	EQG2	13.8	2	1	25.0	15.2	16.0	-10.0	1.0400	1.0400			
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	1.0184			
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0227			
154	G#23	13.8	-2	1	30.0	24.0	24.0	-3.7	1.0500	1.0443			
155	G#5	13.8	-2	1	18.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0331			
156	G#6	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0326			
170	CUM	46.0	-2	1	38.0	20.9	20.9	0.0	1.0500	1.0458			
171	NAY	46.0	-2	1	30.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0363			
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0321			
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	9.2	12.0	0.0	1.0300	1.0300			

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:30
 MAY0003 GM95 GENERATING
 DEMANDA MEDIA ANILLO ABIERTO Y1 F/S CONSORCIO PLANT DATA
 BUS# NAME BSKV COD MCNS PGEN QGEN QMAX QMIN VSCHED VACT. REMOT PCT Q

1 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	30.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
5 CUE	69.0	2	1	26.0	1.5	18.8	-5.7	1.0300	1.0300
6 PAU-C	13.8	3	1	63.4	17.1	43.0	0.0	1.0000	1.0000
7 PAU-C	13.8	2	1	100.0	20.0	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
8 PAU-C	13.8	2	1	100.0	20.0	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
9 PAU-C	13.8	2	1	100.0	20.0	56.5	-40.0	1.0000	1.0000
10 PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9853
11 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	30.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
12 PAU-AB	13.8	2	1	100.0	30.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
13 PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0247
15 LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0008
17 MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0274
22 MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0041
23 PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0247
28 ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9961
35 Y#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9482
36 Y#3	13.2	-2	1	60.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0070
37 G#4	13.8	-2	1	0.0	20.0	20.0	-10.0	1.0300	1.0234
48 MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0022
53 CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9587
54 ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9979
64 GSR1	13.8	2	1	0.0	15.7	24.0	-11.0	1.0150	1.0150
65 GSR3	13.8	2	1	0.0	15.7	24.0	-11.0	1.0150	1.0150
66 GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9427
73 GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9485
76 PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9969
79 IBA	34.5	2	1	5.0	-1.4	2.0	-1.5	1.0000	1.0000
81 PUC1	13.8	2	1	35.0	14.9	15.0	-5.0	1.0300	1.0300
87 R10	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0280
89 AG01	13.8	2	1	78.0	16.0	36.5	-16.2	1.0300	1.0300
90 AMB-L	69.0	2	1	14.0	4.7	5.0	-0.6	1.0300	1.0300
91 AG02	13.8	2	1	78.0	16.0	36.5	-16.2	1.0300	1.0300
149 GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9765
150 EQG1	13.8	2	1	65.0	34.7	35.0	-20.0	1.0200	1.0200
151 EQG2	13.8	2	1	25.0	16.7	25.0	-10.0	1.0200	1.0200
152 Y#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	1.0002
153 VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	0.9982
154 G#23	13.8	-2	1	5.0	12.0	12.0	-3.7	1.0300	1.0286
155 G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9738
156 G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9738
170 CUM	46.0	2	1	20.0	17.6	20.9	0.0	1.0500	1.0500
171 NAY	46.0	-2	1	15.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0480
172 GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0412
173 GUA-O	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0045

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:26
 MAYO0002 DEMANDA DE 1551 PAUTE 3 CIRCUITOS GENERATING
 DEMANDA MAXIMA VAP INECEL 1/U FS -CONSORCIO 99MW- PLANT DATA
 BUS# NAME BSKV COD MCNS PGEN QGEN QMAX QMIN VSCHED VACT. REMOT PCT Q

1	PAU-AB	13.8	2	1	90.0	32.6	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
5	CUE	69.0	-2	1	26.0	18.8	18.8	-5.7	1.0300	1.0235
6	PAU-C	13.8	3	1	71.3	27.7	43.0	0.0	1.0100	1.0100
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	30.1	56.5	-40.0	1.0100	1.0100
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	30.1	56.5	-40.0	1.0100	1.0100
9	PAU-C	13.8	2	1	100.0	30.1	56.5	-40.0	1.0100	1.0100
10	PAU-C	13.8	2	1	100.0	30.1	56.5	-40.0	1.0100	1.0100
11	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	33.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
12	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	33.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
13	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	33.5	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
15	LOJ	69.0	2	1	2.0	0.8	1.0	0.0	1.0000	1.0000
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9823
22	MAC	69.0	2	1	8.7	3.6	4.0	0.0	1.0000	1.0000
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0217
28	ELE	69.0	1	1	10.0	6.0	10.0	0.0	1.0000	0.9985
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9547
36	V#3	13.2	-2	1	60.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0132
37	G#4	13.8	-2	1	20.0	14.0	14.0	-10.0	1.0100	1.0052
48	MAN	69.0	2	1	12.0	5.9	6.0	-1.1	1.0250	1.0250
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9219
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9945
64	GSR1	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0372
65	GSR3	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0372
66	GSR2	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0372
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9416
76	PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0342
79	18A	34.5	2	1	12.0	5.6	6.0	-1.5	1.0000	1.0000
81	PUC1	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0342
87	R1D	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0009
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	20.0	36.5	-16.2	1.0300	1.0300
90	AMB-L	69.0	-2	1	14.0	5.0	5.0	-0.6	1.0300	1.0197
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	20.0	36.5	-16.2	1.0300	1.0300
149	GGU	13.8	-2	1	5.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0211
150	EQG1	13.8	2	1	74.0	34.2	35.0	-20.0	1.0300	1.0300
151	EQG2	13.8	-2	1	25.0	16.0	16.0	-10.0	1.0400	1.0298
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	1.0067
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0102
154	G#23	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0400	1.0329
155	G#5	13.8	2	1	18.0	11.9	12.4	-3.7	1.0200	1.0200
156	G#6	13.8	2	1	20.0	12.1	12.4	-3.7	1.0200	1.0200
170	CUM	46.0	2	1	38.0	20.2	20.9	0.0	1.0500	1.0500
171	NAY	46.0	-2	1	30.0	15.7	15.7	0.0	1.0500	1.0423
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0381
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	12.5	13.0	0.0	1.0500	1.0500

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E FRI, NOV 25 1994 15:24
 MAY95D04 DEMANDA MEDIA PAUTE-RIOB F/S GENERATING
 ANILLO ABIERTO EN QUEVEDO PLANT DATA
 BUS# NAME BSKV COD MCNS PGEN QGEN QMAX QMIN VSCHED VACT. REMOT PCT Q
 1 PAU-AB 13.8 2 1 100.0 31.4 55.9 -40.0 1.0500 1.0500
 5 CUE 69.0 2 1 26.0 2.1 18.8 -5.7 1.0300 1.0300
 6 PAU-C 13.8 3 1 85.1 31.7 43.0 0.0 1.0150 1.0150
 7 PAU-C 13.8 2 1 100.0 33.1 56.5 -40.0 1.0150 1.0150
 8 PAU-C 13.8 2 1 100.0 33.1 56.5 -40.0 1.0150 1.0150
 9 PAU-C 13.8 2 1 100.0 17.4 56.5 -40.0 1.0000 1.0000
 10 PAU-C 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0000 0.9879
 11 PAU-AB 13.8 2 1 100.0 31.4 55.9 -40.0 1.0500 1.0500
 12 PAU-AB 13.8 2 1 100.0 31.4 55.9 -40.0 1.0500 1.0500
 13 PAU-AB 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0500 1.0238
 15 LOJ 69.0 -2 1 2.0 0.0 1.0 0.0 1.0000 1.0004
 17 MIL 69.0 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0000 1.0202
 22 MAC 69.0 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0000 1.0046
 23 PAU-AB 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0400 1.0238
 28 ELE 69.0 1 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0000 0.9989
 35 V#2 13.2 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0300 0.9313
 36 V#3 13.2 -2 1 60.0 50.0 50.0 -10.0 1.0300 0.9909
 37 G#4 13.8 -2 1 0.0 20.0 20.0 -10.0 1.0500 1.0076
 48 MAN 69.0 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0250 0.9643
 53 CTE 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0500 0.9184
 54 ESM 69.0 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0000 1.0017
 64 GSR1 13.8 -2 1 15.0 24.0 24.0 -11.0 1.0200 1.0166
 65 GSR3 13.8 2 1 15.0 24.8 25.0 -11.0 1.0200 1.0200
 66 GSR2 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0000 0.9086
 73 GUA 6.60 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0000 0.9172
 76 PUC2 13.8 -2 1 35.0 15.0 15.0 -5.0 1.0500 1.0198
 79 IBA 34.5 -2 1 5.0 2.0 2.0 -1.5 1.0000 0.9957
 81 PUC1 13.8 -2 1 25.0 15.0 15.0 -5.0 1.0300 1.0216
 87 RIO 69.0 -2 1 13.1 6.0 6.0 -1.8 1.0300 0.9858
 89 AG01 13.8 2 1 78.0 25.0 36.5 -16.2 1.0300 1.0300
 90 AMB-L 69.0 -2 1 14.0 5.0 5.0 -0.6 1.0300 1.0107
 91 AG02 13.8 2 1 78.0 25.0 36.5 -16.2 1.0300 1.0300
 149 GGU 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0500 0.9555
 150 EQG1 13.8 -2 1 0.0 50.0 50.0 -20.0 1.0500 1.0239
 151 EQG2 13.8 -2 1 25.0 14.0 14.0 -10.0 1.0200 0.9924
 152 V#1 13.8 -2 1 30.0 12.0 12.0 -5.0 1.0500 0.9831
 153 VGU 13.8 -2 1 20.0 6.0 6.0 -5.0 1.0500 0.9776
 154 G#23 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0500 0.9564
 155 G#5 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0500 0.9564
 156 G#6 13.8 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0500 0.9564
 170 CUM 46.0 -2 1 20.0 20.9 20.9 0.0 1.0500 1.0286
 171 NAY 46.0 -2 1 15.0 15.7 15.7 0.0 1.0500 1.0181
 172 GUA 46.0 -2 1 13.0 6.3 6.3 0.0 1.0500 1.0109
 173 GUA-D 46.0 -2 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0500 0.9734

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:45
 MAY95D06 DEMANDA MEDIA 1000 MW PAU-MIL 2CK F/S GENERATING
 SE SECCINA 120 MW PARA OBTENER CONVERGENCIA PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKY	COD	MCHS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.	REMOT	PCT Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	100.0	29.6	55.9	-40.0	1.0500	1.0500		
5	CUE	69.0	2	1	26.0	-1.9	18.8	-5.7	1.0300	1.0300		
6	PAU-C	13.8	3	1	95.1	11.1	43.0	0.0	1.0000	1.0000		
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	11.6	56.5	-40.0	1.0000	1.0000		
8	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9935		
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9935		
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9935		
11	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0256		
12	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0256		
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0256		
15	LOJ	69.0	2	1	2.0	0.1	1.0	0.0	1.0000	1.0000		
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0191		
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0002		
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0256		
28	ELE	69.0	1	1	16.0	6.0	10.0	0.0	1.0000	0.9976		
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	0.9732		
36	V#3	13.2	2	1	60.0	49.4	50.0	-10.0	1.0300	1.0300		
37	G#4	13.8	-2	1	20.0	14.0	14.0	-10.0	1.0500	1.0229		
48	MAN	69.0	2	1	12.0	4.9	6.0	-1.1	1.0250	1.0250		
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9460		
54	ESM	69.0	2	1	9.0	1.8	3.0	-3.0	1.0000	1.0000		
64	GSR1	13.8	2	1	15.0	18.1	24.0	-11.0	1.0150	1.0150		
65	GSR3	13.8	2	1	15.0	18.1	24.0	-11.0	1.0150	1.0150		
66	GSR2	13.8	-2	1	15.0	24.0	24.0	-11.0	1.0500	1.0395		
73	GUA	6.60	-2	1	24.0	12.0	12.0	0.0	1.0000	0.9831		
76	PUC2	13.8	-2	1	35.0	15.0	15.0	-5.0	1.0500	1.0380		
79	IBA	34.5	-2	1	5.0	-1.5	2.0	-1.5	1.0000	1.0030		
81	PUC1	13.8	2	1	35.0	11.7	15.0	-5.0	1.0300	1.0300		
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	1.0221		
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	18.3	36.5	-16.2	1.0300	1.0300		
90	AMB-L	69.0	2	1	14.0	4.8	5.0	-0.6	1.0300	1.0300		
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	18.3	36.5	-16.2	1.0300	1.0300		
149	GGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-1.8	1.0500	1.0374		
150	EQG1	13.8	2	1	75.0	36.3	50.0	-20.0	1.0500	1.0500		
151	EQG2	13.8	2	1	25.0	5.8	14.0	-10.0	1.0200	1.0200		
152	V#1	13.8	-2	1	30.0	12.0	12.0	-5.0	1.0500	1.0252		
153	VGU	13.8	-2	1	20.0	6.0	6.0	-5.0	1.0500	1.0279		
154	G#23	13.8	-2	1	40.0	24.0	24.0	-3.7	1.0500	1.0493		
155	G#5	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0394		
156	G#6	13.8	-2	1	20.0	12.4	12.4	-3.7	1.0500	1.0394		
170	CUM	46.0	2	1	20.0	12.9	20.9	0.0	1.0500	1.0500		
171	NAY	46.0	2	1	15.0	12.0	15.7	0.0	1.0500	1.0500		
172	GUA	46.0	2	1	13.0	5.8	6.3	0.0	1.0500	1.0500		
173	GUA-D	46.0	2	1	24.0	8.9	13.0	0.0	1.0500	1.0500		

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:45
 MAY00N03 DEMANDA MINIMA ANILLO CERRADD GENERATING
 GM95M VAPOR 2 F/S PAUTE 3 CIRCUITOS PLANT DATA
 BUS# NAME BSKV COD MCNS PGEN QGEN QMAX QMIN VSCHED VACT. REMOT PCT Q

1	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	26.4	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
5	CUE	69.0	-2	1	13.0	-5.7	18.8	-5.7	1.0000	1.0289
6	PAU-C	13.8	3	1	67.6	8.2	43.0	0.0	0.9700	0.9700
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	11.1	56.5	-40.0	0.9700	0.9700
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	11.1	56.5	-40.0	0.9700	0.9700
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9641
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9641
11	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	26.4	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
12	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	26.4	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0274
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0005
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0033
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9938
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0274
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0030
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9522
36	V#3	13.2	-2	1	25.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0130
37	G#4	13.8	2	1	0.0	18.0	20.0	-10.0	1.0200	1.0200
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0386
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9668
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9957
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	-2.0	24.0	-11.0	0.9400	0.9400
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	-2.0	24.0	-11.0	0.9400	0.9400
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9501
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9577
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9734
79	I8A	34.5	-2	1	5.0	2.0	2.0	-1.5	1.0000	0.9945
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9734
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9875
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	9.9	36.5	-16.2	1.0000	1.0000
90	AMB-L	69.0	-2	1	6.0	-0.6	4.0	-0.6	1.0000	1.0089
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	9.9	36.5	-16.2	1.0000	1.0000
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9698
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9698
151	EQG2	13.8	2	1	0.0	22.1	25.0	-10.0	1.0300	1.0300
152	V#1	13.8	2	1	15.0	9.4	12.0	-5.0	1.0000	1.0000
153	VGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-5.0	1.0000	0.9945
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9779
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9779
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9779
170	CUM	46.0	-2	1	10.0	0.0	10.0	0.0	1.0100	1.0111
171	NAY	46.0	-2	1	7.5	0.0	15.7	0.0	1.0100	1.0113
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0480
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0115

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:44
 MAYOON01 GM95M DEMANDA MINIMA V2 F/S GENERATING
 ANILLO ABIERTO PAUTE 3 CIRCUITOS PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKV	COD	MONS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VCHED	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	29.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
5	CUE	69.0	-2	1	13.0	-5.7	18.8	-5.7	1.0000	1.0261			
6	PAU-C	13.8	3	1	69.3	11.4	43.0	0.0	0.9700	0.9700			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	14.1	56.5	-40.0	0.9700	0.9700			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	14.1	56.5	-40.0	0.9700	0.9700			
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9611			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9611			
11	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	29.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
12	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	29.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0249			
15	LDJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0039			
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9903			
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9997			
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0249			
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0019			
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9458			
36	V#3	13.2	-2	1	25.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0070			
37	G#4	13.8	2	1	0.0	19.7	20.0	-10.0	1.0200	1.0200			
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0266			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9674			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9962			
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	-2.6	24.0	-11.0	0.9400	0.9400			
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	-2.6	24.0	-11.0	0.9400	0.9400			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9529			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9608			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9764			
79	1BA	34.5	-2	1	5.0	2.0	2.0	-1.5	1.0000	0.9982			
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9764			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9915			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	9.0	36.5	-16.2	1.0000	1.0000			
90	AMB-L	69.0	-2	1	6.0	-0.6	4.0	-0.6	1.0000	1.0116			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	9.0	36.5	-16.2	1.0000	1.0000			
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9641			
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9641			
151	EQG2	13.8	2	1	0.0	24.2	25.0	-10.0	1.0300	1.0300			
152	V#1	13.8	-2	1	15.0	12.0	12.0	-5.0	1.0000	0.9997			
153	VGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-5.0	1.0000	0.9889			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9713			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9713			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9713			
170	CUM	46.0	-2	1	10.0	0.0	10.0	0.0	1.0100	1.0144			
171	NAY	46.0	-2	1	7.5	0.0	15.7	0.0	1.0100	1.0145			
172	GUA	46.0	2	1	13.0	6.1	6.3	0.0	1.0500	1.0500			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0147			

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:28
 MAYOON03 DEMANDA MINIMA ANILLO CERRADO GENERATING
 GM95M VAPOR 2 F/S PAUTE 3 CIRCUITOS PLANT DATA
 BUS# NAME BSKV COD MCNS PGEN QGEN QMAX QMIN VSCHED VACT. REMOT PCT Q

1	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	26.4	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
5	CUE	69.0	-2	1	13.0	-5.7	18.8	-5.7	1.0000	1.0289
6	PAU-C	13.8	3	1	67.6	8.2	43.0	0.0	0.9700	0.9700
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	11.1	56.5	-40.0	0.9700	0.9700
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	11.1	56.5	-40.0	0.9700	0.9700
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9641
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9641
11	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	26.4	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
12	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	26.4	55.9	-40.0	1.0500	1.0500
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0274
15	LOJ	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0005
17	MIL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0033
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9938
23	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0274
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0030
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9522
36	V#3	13.2	-2	1	25.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0130
37	G#4	13.8	2	1	0.0	18.0	20.0	-10.0	1.0200	1.0200
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0386
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9668
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9957
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	-2.0	24.0	-11.0	0.9400	0.9400
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	-2.0	24.0	-11.0	0.9400	0.9400
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9501
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9577
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9734
79	IBA	34.5	-2	1	5.0	2.0	2.0	-1.5	1.0000	0.9945
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9734
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9875
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	9.9	36.5	-16.2	1.0000	1.0000
90	AMB-L	69.0	-2	1	6.0	-0.6	4.0	-0.6	1.0000	1.0089
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	9.9	36.5	-16.2	1.0000	1.0000
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9698
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9698
151	EQG2	13.8	2	1	0.0	22.1	25.0	-10.0	1.0300	1.0300
152	V#1	13.8	2	1	15.0	9.4	12.0	-5.0	1.0000	1.0000
153	VGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-5.0	1.0000	0.9945
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9779
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9779
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9779
170	CUM	46.0	-2	1	10.0	0.0	10.0	0.0	1.0100	1.0111
171	NAY	46.0	-2	1	7.5	0.0	15.7	0.0	1.0100	1.0113
172	GUA	46.0	-2	1	13.0	6.3	6.3	0.0	1.0500	1.0480
173	GUA-O	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0115

DESPACHOS DE GENERACION

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, MAR 19 1995 14:28
 MAYOON01 GM95M DEAMNDA MINIMA V2 F/S GENERATING
 ANILLO ABIERTO PAUTE 3 CIRCUITOS PLANT DATA

BUS#	NAME	BSKY	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHEd	VACT.	REMOT	PCT	Q
1	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	29.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
5	CUE	69.0	-2	1	13.0	-5.7	18.8	-5.7	1.0000	1.0261			
6	PAU-C	13.8	3	1	69.3	11.4	43.0	0.0	0.9700	0.9700			
7	PAU-C	13.8	2	1	100.0	14.1	56.5	-40.0	0.9700	0.9700			
8	PAU-C	13.8	2	1	100.0	14.1	56.5	-40.0	0.9700	0.9700			
9	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9611			
10	PAU-C	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0100	0.9611			
11	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	29.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
12	PAU-AB	13.8	2	1	85.0	29.0	55.9	-40.0	1.0500	1.0500			
13	PAU-AB	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0249			
15	L0J	69.0	-2	1	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0000	1.0039			
17	MTL	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9903			
22	MAC	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9997			
23	PAU-A8	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0400	1.0249			
28	ELE	69.0	1	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	1.0019			
35	V#2	13.2	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9458			
36	V#3	13.2	-2	1	25.0	50.0	50.0	-10.0	1.0300	1.0070			
37	G#4	13.8	2	1	0.0	19.7	20.0	-10.0	1.0200	1.0200			
48	MAN	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0250	1.0266			
53	CTE	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9674			
54	ESM	69.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9962			
64	GSR1	13.8	2	1	0.0	-2.6	24.0	-11.0	0.9400	0.9400			
65	GSR3	13.8	2	1	0.0	-2.6	24.0	-11.0	0.9400	0.9400			
66	GSR2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9529			
73	GUA	6.60	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9608			
76	PUC2	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9764			
79	IBA	34.5	-2	1	5.0	2.0	2.0	-1.5	1.0000	0.9982			
81	PUC1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9764			
87	RIO	69.0	-2	1	13.1	6.0	6.0	-1.8	1.0300	0.9915			
89	AGO1	13.8	2	1	78.0	9.0	36.5	-16.2	1.0000	1.0000			
90	AMB-L	69.0	-2	1	6.0	-0.6	4.0	-0.6	1.0000	1.0116			
91	AGO2	13.8	2	1	78.0	9.0	36.5	-16.2	1.0000	1.0000			
149	GGU	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9641			
150	EQG1	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0200	0.9641			
151	EQG2	13.8	2	1	0.0	24.2	25.0	-10.0	1.0300	1.0300			
152	V#1	13.8	-2	1	15.0	12.0	12.0	-5.0	1.0000	0.9997			
153	VGU	13.8	-2	1	10.0	6.0	6.0	-5.0	1.0000	0.9889			
154	G#23	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000	0.9713			
155	G#5	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9713			
156	G#6	13.8	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	0.9713			
170	CUM	46.0	-2	1	10.0	0.0	10.0	0.0	1.0100	1.0144			
171	NAY	46.0	-2	1	7.5	0.0	15.7	0.0	1.0100	1.0145			
172	GUA	46.0	2	1	13.0	6.1	6.3	0.0	1.0500	1.0500			
173	GUA-D	46.0	-2	1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0500	1.0147			

GLOSARIO

FLUJOS DE POTENCIA Y ANEXO 1

<u>BARRAS</u>	<u>CENTRAL</u>
PAU-AB	PAUTE AB-INECEL
CUE	CUENCA
PAU-C	PAUTE C-INECSEL
LOJ	LOJA
MIL	MILAGRO
MAC	MACHALA
ELE	STA. ELENA
V#2	GONZALO ZEVALLOS #2-INECEL
V#3	GONZALO ZEVALLOS #3-INECEL
G#4	GAS # 4-INECEL
MAN	MANABI
CTE	CENTRAL TERMICA ESMERALDAS-INECEL
ESM	ESMERALDAS
GSR1	GAS STA. ROSA #1-INECEL
GSR3	GAS STA. ROSA #3-INECEL
GSR2	GAS STA. ROSA #2-INECEL
GUA	GUANGOPOLLO-INECEL
PUC2	PUCARA #2-INECEL
PUC1	PUCARA #1-INECEL
IBA	IBARRA
RIO	RIOBAMBA
AGO1	AGOYAN #1-INECEL
AGO2	AGOYAN #2-INECEL
AMB-L	AMBATO-LATACUNGA
GGU	GAS-EMELEC
EQG1	CONSORCIO ELECTROQUIL-ELECTROQUITO
EQG2	CONSORCIO ELECTROQUIL-ELECTROQUITO
V#1	VAPOR #1-EMELEC
VGU	VAPOR GUAYAQUIL-EMELEC
G#23	GAS #2 Y #3-EMELEC
G#5	GAS #5-EMELEC
G#6	GAS #6-EMELEC
CUM	CUMBAYA-EEQ
NAY	NAYON-EEQ
GUA	GUANGOPOLLO-EEQ (HIDROELECTRICA)
GUA-D	GUANGOPOLLO-EEQ (DIESEL)

REPORTE DE FALLAS (GRAFICOS)

FRQ	FRECUENCIA
ANG	ANGULO
V	VOLTAJE

BIBLIOGRAFIA:

1. Arguello Gabriel, "PROBLEMAS OPERATIVOS EN SISTEMAS ELECTRICOS LONGITUNIALES. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO". Jornadas de Ingenieria Eléctrica -EPN, Mayo 1987.
2. Departamento de Estudios Eléctricos, "COMPORTAMIENTO TRANSITORIO DEL SNI CON LA ENTRADA EN OPERACION DE LA L/T PAUTE-RIOBAMBA-TOTORAS DE 230 KV Y DE LAS UNIDADES DE PAUTE FASE C", INECEL-DOSNI, Abril 1992.
3. Departamento de Programación Operativa, "PROGRAMA DE OPERACION PARA 1995", INECEL DOSNI, Noviembre 1994.
4. POWER TECHNOLOGIES Inc, "PSS/E", December 1992.
5. Unidad de Estudios y Tarifas, "PLIEGOS TARIFARIOS PARA EL SERVICIO ELECTRICO DEL ECUADOR", INECEL-UNIDAD DE TARIFAS, Noviembre 1988.
6. Departamento de Estadística, "ESTADISTICAS DE OPERACION DEL SNI", Octubre 1994.
7. Elgerd Olle, "ELECTRIC ENERGY SYSTEMS THEORY", McGraw Hill, 1970.
8. Di Caprio U., "EMERGENCY CONTROL", 7th Power System Computation Conference, July 1970.
9. B.P.A, "A SUMMARY OF STABILITY CONTROL SYSTEMS USED IN THE PACIFIC NORTHWEST", October 1979.
10. B.P.A., "FIRST CONTINGENCY FAILURE MODES IN STABILITY CONTROL AND PROTECTIVE RELAYING SYSTEMS", October 1975.

11. Departamento de Estudios Eléctricos, "NOTAS SOBRE ESQUEMAS DE SECCIONAMIENTO DE CARGA", INECEL-DOSNI, 1990.
12. SWEDPOWER, "DATA COLLECTED FOR INECEL SYSTEM STUDIES", August 1984.
13. Arroyo A. Gonzalo, "OPERACION DE LINEAS DE TRANSMISION", Comisión Federal de Electricidad, CENACE, Mexico, Septiembre 1979.

REFERENCIAS

14. Iván Rueda, " MODELACION DEL TURBOGENERADOR DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA PAUTE Y ANALISIS DE LA INFLUENCIA DE LA CALIBRACION DEL CONTROL DE LA EXCITACION DE SU ESTABILIDAD DINAMICA, INECEL-DOSNI, Septiembre 1985.
15. Roberto Manoel Guedes Alcoforado, "SEPARACAO DO SISTEMA INTERLIGADO EM SUBSISTEMAS ISOLADOS", Camboriú-Brasil, 1981.
16. Hugh Rudnick V.D.W., "FENOMENOS DINAMICOS EN SISTEMAS DE POTENCIA", Pontífica Universidad de Chile, 1987.
17. Departamento de Estudios Eléctricos, "ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA DEL SITEMA NACIONAL INTERCONECTADO", INECEL-DOSNI, Septiembre 1993.