

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO CON EL ANILLO DE 230 kV Y LA LINEA  
DE TRANSMISION PAUTE-PASCUALES TRINITARIA**

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero en  
Sistemas Eléctricos de Potencia

**Luis Eduardo Amores Amores**

Quito, Marzo de 1999

Este trabajo esta dedicado especialmente  
a la memoria de mi Padre y a mi Familia

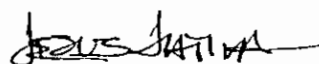
### **AGRADECIMIENTO:**

Al Dr. Jesús A. Játiva Ibarra por su acertada y dedicada dirección.

A mis compañeros del CENACE que siempre confiaron en la culminación de esta tarea, especialmente al Ing. José Medina Romo.

## **CERTIFICACION**

Certifico que este trabajo de tesis ha sido realizado en su totalidad por el Señor Luis Eduardo Amores Amores.



Dr. Jesús A. Játiva Ibarra  
DIRECTOR DE TESIS

# CONTENIDO

	Página
<b>CAPITULO 1</b>	
<b>INTRODUCCION</b>	
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 OBJETIVO	1
1.3 ALCANCE	2
1.4 JUSTIFICACION	2
1.5 DESCRIPCION DEL TRABAJO DE TESIS	3
<b>CAPITULO 2</b>	
<b>ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA EL ANALISIS DE ESTABILIDAD</b>	
2.1 INTRODUCCION	5
2.2 ECUACIONES DE VOLTAJE	5
2.3 ECUACION DE OSCILACION	8
2.4 ECUACIONES FUNDAMENTALES NORMALIZADAS	9
2.4.1 Ecuaciones Normalizadas de las Concatenaciones de Flujo	9
2.4.2 Ecuaciones Normalizadas de Voltaje	11
2.4.3 Ecuación Normalizada de Oscilación	11
2.5 CONSTANTES DE LAS MAQUINAS	12
2.5.1 Inductancias	13
2.5.2 Constantes de Tiempo	14
2.6 ECUACIONES MODIFICADAS DE PARK UTILIZANDO CONSTANTES DE MAQUINA Y CIRCUITOS EQUIVALENTES	16
2.7 ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA LOS ESTADOS INTERNOS DEL GENERADOR	19
2.8 CARACTERISTICAS DE LAS ECUACIONES FUNDAMENTALES	21
2.8.1 Ecuación de Voltaje con solamente la Componente DC del Flujo Concatenado	21
2.8.2 Voltaje detrás de la Reactancia Subtransitoria	22
2.9 SECUENCIA COMPUTACIONAL	24

**CAPITULO 3****MODELACION DE COMPONENTES DINAMICOS DEL SISTEMA  
ELECTRICO DE POTENCIA**

<b>3.1 INTRODUCCION</b>	27
<b>3.2 MODELACION DE GENERADORES</b>	27
3.2.1 Impedancia de Fuente	27
3.2.2 Modelación del Rotor	28
3.2.3 Saturación Magnética	28
3.2.4 Amortiguamiento del Rotor	29
3.2.5 Diagrama de Bloques	30
<b>3.3 MODELACION DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN</b>	32
3.3.1 Excitatrices de Corriente Continua	33
3.3.2 Sistemas de Excitación AC	39
3.3.3 Elementos de Control y Regulación de Voltaje	44
3.3.4 Sistemas de Excitación empleados en la Simulación	45
<b>3.4 MODELACION DE TURBINAS Y REGULADORES DE VELOCIDAD</b>	47
3.4.1 Modelos de Gobernadores de Turbinas Hidráulicas	48
3.4.2 Modelos de Gobernadores de Turbinas a Vapor	52
3.4.3 Modelos de Gobernadores de Turbinas a Gas	52

**CAPITULO 4****ANALISIS DEL SNI EN ESTADO ESTACIONARIO**

<b>4.1 TOPOLOGIA DE LA RED DEL SNI PARA EL AÑO 1997</b>	55
<b>4.2 DEMANDAS DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA PARA EL AÑO 1997</b>	57
<b>4.3 PARQUE GENERADOR DISPONIBLE</b>	59
<b>4.4 CRITERIOS UTILIZADOS</b>	59
<b>4.5 FLUJOS DE POTENCIA UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO</b>	61
4.5.1 Voltajes de Entrega a las Empresas Eléctricas	61
4.5.2 Perfiles de Voltaje	68
4.5.3 Pérdidas de Potencia del Sistema de Transmisión de 230 kV y 138 kV	80
4.5.4 Posición de Taps de los LTC's del SNI	85
4.5.5 Sobrecarga en Líneas y Transformadores del SNI	85

## CAPITULO 5

ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO

5.1	CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	92
5.2	CONTINGENCIAS ANALIZADAS	94
5.3	ESQUEMA DE SECCIONAMIENTO DE CARGA	94
5.4	FRECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO	94
5.5	CONTINGENCIAS SIMULADAS EN CONDICIONES DE DEMANDA MAXIMA EN JULIO DE 1997	97
	5.5.1 Salida Forzada de Unidades de Generación	97
	5.5.2 Falla Trifásica en Líneas de Transmisión de la Red Troncal de 230 kV y en 138 kV	97
	5.5.3 Falla Trifásica en Transformadores del Sistema Troncal	98
5.6	CONTINGENCIAS SIMULADAS EN CONDICIONES DE DEMANDA MAXIMA EN DICIEMBRE DE 1997	98
	5.6.1 Salida Forzada de Unidades de Generación	98
	5.6.2 Falla Trifásica en Líneas de Transmisión de la Red Troncal de 230 kV y en 138 kV	99
	5.6.3 Falla Trifásica en Transformadores del Sistema Troncal	99
	5.6.4 Límites Operativos y Variables Consideradas en el Análisis	99
5.7	ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN DEMANDA MÁXIMA DE JULIO DE 1997	101
	5.7.1 Salida Forzada de Unidades Generadoras	101
	5.7.2 Falla Trifásica en Líneas de Transmisión	122
	5.7.3 Falla Trifásica en Transformadores	167
5.8	ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN DEMANDA MÁXIMA DE DICIEMBRE DE 1997	186
	5.8.1 Salida Forzada de Unidades Generadoras	186
	5.8.2 Falla Trifásica en Líneas de Transmisión	210
	5.8.3 Falla Trifásica en Transformadores	252

**CAPITULO 6**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

<b>6.1 CONCLUSIONES</b>	271
6.1.1 Conclusiones Generales	271
6.1.2 Conclusiones Particulares	272
<b>6.2 RECOMENDACIONES</b>	273

<b>BIBLIOGRAFIA</b>	275
---------------------	-----

**APENDICES**

<b>APENDICE 1</b>	277
-------------------	-----

Salida del Programa Power System Simulator PSS/E de la PTI  
Resultados de la Salida Forzada de Una Unidad de Paute en  
Demanda Máxima de Julio

<b>APENDICE 2</b>	313
-------------------	-----

Resumen de Resultados de las Simulaciones del Estudio de Estabilidad  
Transitoria para los meses de Julio y Diciembre



# CAPITULO 1

## INTRODUCCION

### 1.1 ANTECEDENTES

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano estuvo trabajando como un sistema eléctrico radial hasta abril de 1997, con su principal centro de generación en la central hidroeléctrica Paute y sus principales centros de carga en Quito y Guayaquil. Además, no era posible aprovechar toda la potencia de generación instalada en Paute, debido a la cargabilidad y estabilidad de la línea Paute-Milagro-Pascuales lo que creaba grandes dificultades en la operación del sistema.

En el año de 1992 se completó el anillo de 230 kV con la puesta en operación de la línea Paute-Riobamba-Ambato, sin que ésta haya sido una solución global para los problemas anotados. Con esta configuración no se pudo trabajar con el anillo cerrado en algunas condiciones de demanda, porque la presencia de una falla en cualquiera de los circuitos que salen de la central Paute hacia el norte o al sur del país, podía ocasionar la sobrecarga de los circuitos Paute-Milagro y su disparo inmediato, provocado serios problemas de voltaje en el SNI e incluso el colapso total, por lo que se venía operando con el anillo abierto en la subestación Quevedo.

Paralelamente a la construcción de la Fase C de la central Paute se debió construir la línea de transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria, que constituye una alternativa de solución para operar el SNI con el anillo de 230 kV cerrado. Con la entrada en operación de este sistema de transmisión y las nuevas obras contempladas en la expansión del SNI, como también las obras consideradas emergentes: subestaciones Latacunga, Tulcán, Babahoyo, ampliación en capacidad de las subestaciones Vicentina, Milagro y Quevedo y entrada en operación de nuevas centrales de generación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL): Trinitaria y gas Pascuales; y, otras de carácter privado: Electroquil 3, Ecuapower Santa. Elena y Ecuapower Santo. Domingo es necesario la realización de un estudio de estabilidad transitoria bajo condiciones de carga proyectadas.

### 1.2 OBJETIVO

El propósito de este trabajo de tesis es realizar los estudios de estado estable y estabilidad transitoria en demanda máxima del SNI, tanto para los meses de julio y diciembre, meses representativos de lluvia y estiaje en Ecuador, considerando el ingreso de la línea de transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria, el anillo troncal de 230 kV cerrado, el equipamiento proyectado y emergente.

### 1.3 ALCANCE

Se realiza el análisis en estado estable para condiciones de demanda máxima de julio y diciembre tomando como base la configuración del SNI, demandas de potencia activa y reactiva, parque generador disponible en los meses de julio y diciembre de 1997. Se efectúa un análisis de perfiles de voltaje desde Paute a diferentes puntos alejados del mismo, como también se calcula las pérdidas del sistema, el porcentaje de carga en líneas y transformadores en los casos considerados para el estudio.

En este trabajo se realiza el análisis de estabilidad transitoria del SNI en demanda máxima, de los meses de julio y diciembre para perturbaciones que tienen mayor efecto en el comportamiento y en las características operativas del sistema. Dentro de estas perturbaciones se considera los siguientes casos: fallas trifásicas en líneas de transmisión que conforman el anillo de 230 kV, transformadores de áreas estratégicas del SNI y salida forzada de unidades generadoras.

El análisis de estabilidad transitoria y estado estable se realiza mediante la utilización del programa computacional Power System Simulator (PSS/E) de la Power Technology Inc., disponible en el Centro Nacional de Energía (CENACE) del INECEL.

En la modelación de las unidades de generación se considera un equivalente de inercia del sistema motriz y el generador eléctrico así como su sistema de excitación mediante la utilización de la biblioteca existente en el PSS/E. Los datos requeridos para la modelación de los generadores, excitatrices, estabilizadores de potencia y máquinas motrices fueron tomados de la información dada por los fabricantes. Algunos parámetros que no fueron proporcionados por los fabricantes ni determinados mediante pruebas de campo, se tomaron valores típicos de acuerdo a las características de las unidades generadoras. La carga se modela como porcentajes de potencia constante, corriente constante, impedancia constante; con el fin de obtener resultados aproximados a la respuesta real del sistema. En la modelación del sistema de protecciones se modelan los relés de baja frecuencia y se considera el efecto de los relés de sobrecorriente y sobrevoltaje.

### 1.4 JUSTIFICACION

Las simulaciones de estabilidad sirven para determinar la capacidad de soporte a contingencias de los sistemas de potencia, a la vez que anticipar medidas de control para evitar la pérdida total del suministro de energía. En el caso del SNI se simula el disparo de 1, 2 y 4 unidades de la fase C de la central Paute, así como también el disparo de 3 unidades de la fase AB, el disparo de las 2 unidades de la central Agoyán, el disparo de una unidad a vapor en la central Gonzalo Zevallos, el disparo de la central Trinitaria, disparo de la central Esmeraldas y el disparo de la central a gas Pascuales, lo cual permitirá emprender la revisión del esquema de seccionamiento de carga (EAC) vigente y analizar si frente a este tipo de perturbaciones las condiciones de voltaje y frecuencia son adecuadas para la operación del sistema.

También se simulan fallas trifásicas en líneas consideradas críticas en el anillo de 230 kV y en algunos circuitos de 138 kV. En 230 kV se simulan fallas en la líneas Paute-Milagro, Milagro-Pascuales, Paute-Pascuales, Paute-Totoras, Totoras-Sta. Rosa; y, en 138 kV se simulan fallas en las líneas Agoyán-Totoras, Latacunga-Vicentina, Machala-Milagro y Esmeraldas-Sto. Domingo. Para este tipo de contingencia es necesario analizar si después del accionamiento de las protecciones el resto de elementos del sistema no presentan sobrecarga y además observar si frecuencia y voltajes permanecen dentro del rango aceptable de operación del sistema.

Es importante simular fallas que involucren la salida de transformadores importantes dentro del sistema, ya que la salida de uno de ellos ocasiona la separación del sistema en islas o el colapso total del mismo. Se consideran fallas en los siguientes transformadores: Pascuales 230/138 kV, Sta. Rosa 230/138 kV y Totoras 230/138 kV. En este tipo de contingencia se analiza si las islas formadas después de la falla pueden mantener su sincronismo independientemente así como también si la frecuencia en cada área y los voltajes permanecen dentro de los límites aceptables de operación.

Con el estudio de las contingencias antes descritas se trata de demostrar que la entrada de la línea Paute-Pascuales-Trinitaria ha constituido una solución para los problemas de estabilidad que presentaba el SNI.

## **1.5 DESCRIPCION DEL TRABAJO DE TESIS**

En el capítulo 1 se realiza una descripción de los antecedentes de la tesis, se señala el objetivo y el alcance, además se presenta la justificación por la cual es necesario la ejecución de este trabajo.

En el capítulo 2 se hace una descripción de la ecuaciones electromecánicas del movimiento utilizadas en los estudios de estabilidad transitoria, para una correcta comprensión de los modelos matemáticos que representan de forma adecuada cada una de los componentes seleccionados en la modelación del sistema de potencia.

En el capítulo 3 se describen los modelos de generadores, sistemas de excitación, reguladores de velocidad y relés utilizados del PSS/E para la modelación de los componentes existentes en el SNI.

En el capítulo 4 se hace un análisis del SNI en estado estacionario, a partir de la descripción de la topología de la red, las demandas de potencia activa y reactiva consideradas en el análisis, el parque generador disponible, se realiza estudios de los flujos de potencia para demanda máxima en los meses de julio y diciembre.

En el capítulo 5 se realiza el análisis de estabilidad transitoria del SNI, frente a diferentes perturbaciones consideradas críticas en la operación del mismo, como son: salida forzada de unidades de generación, falla trifásica a tierra en caso de líneas de transmisión y falla trifásica en transformadores del SNI.

En el capítulo 6 se indican las conclusiones y recomendaciones producto del análisis de la simulación dinámica del SNL.

## CAPITULO 2

### ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA EL ANALISIS DE ESTABILIDAD [1]

#### 2.1 INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de la mayoría de los países en desarrollo se caracterizan por su debilidad eléctrica: muy sensibles a cambios de potencia activa y reactiva de carga o generación así como a cambios de configuración. Los problemas técnicos más relevantes en la operación de sistemas eléctricos débiles o longitudinales, están relacionados con problemas de naturaleza dinámica tales como: pérdida de sincronismo de generadores, separación de sistemas (formación de islas eléctricas), control y colapso de voltaje, y control dinámico de la frecuencia.

Un sistema eléctrico esta formado por centrales generadoras, líneas de transmisión, cargas eléctricas, subsistemas de control y otros equipos interconectados mecánica o eléctricamente. Las centrales generadoras hidroeléctricas generalmente se localizan alejadas de los centros de carga; por la disponibilidad del energético primario, mientras que las térmicas se construyen junto a los centros de carga, o donde se dispone del combustible necesario.

Las dimensiones de los sistemas eléctricos son muy grandes; sobre todo al considerar, como en realidad ocurre en todo el mundo, las interconexiones entre sistemas de un mismo país o de varios países.

La respuesta dinámica del sistema eléctrico ante perturbaciones se obtiene de las ecuaciones de movimiento de los componentes. En los estudios de estabilidad transitoria el interés se centra en las ecuaciones electromecánicas del movimiento. El problema se simplifica clasificando el comportamiento dinámico en rangos de frecuencia, y seleccionando los modelos matemáticos que representen de manera adecuada la respuesta de los componentes.

#### 2.2 ECUACIONES DE VOLTAJE

En la figura 2.5 se muestra una sección de una máquina sincrónica trifásica elemental, que sirve de base para los análisis posteriores.

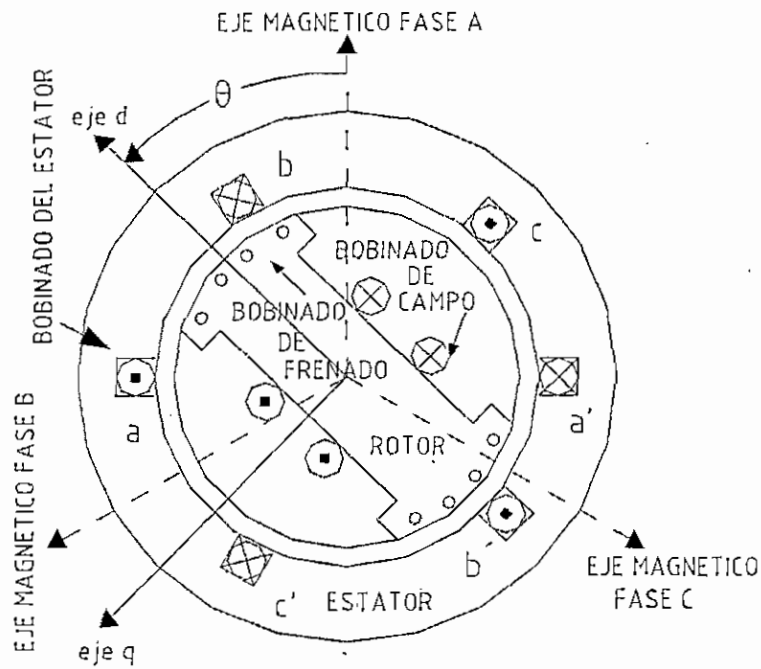


Figura 2.1 Sección Transversal de una Máquina Síncrona Trifásica Elemental con un Rotor de Dos Polos Salientes.

Con el fin de relacionar las concatenaciones de flujo ( $\Psi$ ) con el voltaje resultante de la variación en el tiempo del flujo magnético, en la figura 2.2 se establecen las convenciones, relacionadas al signo del voltaje inducido con respecto a la dirección asumida de la corriente y a la fase de la concatenación de flujo. Los voltajes terminales instantáneos pueden ser expresados por la ecuación matricial (2.1):

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ v_{fd} \\ v_{kd} \\ v_{sq} \\ v_{kq} \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_a \\ \Psi_b \\ \Psi_c \\ \Psi_{fd} \\ \Psi_{kd} \\ \Psi_{sq} \\ \Psi_{kq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_c & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -R_{fd} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -R_{kd} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -R_{sq} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -R_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_{fd} \\ i_{kd} \\ i_{sq} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

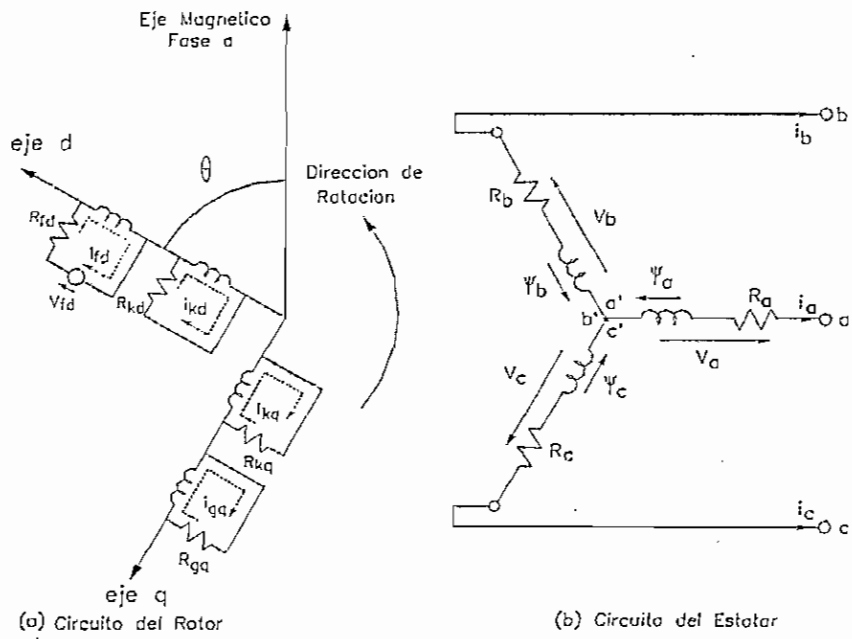


Figura 2.2 Circuitos del Rotor y del Estator

en forma matricial compacta:

$$v = \frac{d}{dt} \Psi - [R]i \quad (2.2)$$

La ecuación (2.2) puede ser reescrita después de realizar la transformación de Park como:

$$v_{dr} = \left( \frac{d}{dt} [\Theta] \right) \Psi_{dr} + \frac{d}{dt} \Psi_{dr} - [R]i_{dr} \quad (2.3)$$

donde:

$$\frac{d}{dt} [\Theta] = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{d\theta}{dt} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{d\theta}{dt} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

o en forma extendida:

$$\begin{aligned}
v_d &= \frac{d}{dt} \Psi_d - \Psi_q \frac{d}{dt} \theta - R_a \cdot i_d \\
v_q &= \frac{d}{dt} \Psi_q - \Psi_d \frac{d}{dt} \theta - R_a \cdot i_q \\
v_0 &= \frac{d}{dt} \Psi_0 - R_a \cdot i_0 \\
v_{fd} &= \frac{d}{dt} \Psi_{fd} - R_{fd} \cdot i_{fd} \\
v_{kd} &= \frac{d}{dt} \Psi_{kd} - R_{kd} \cdot i_{kd} \\
v_{gq} &= \frac{d}{dt} \Psi_{gq} - R_{gq} \cdot i_{gq} \\
v_{kq} &= \frac{d}{dt} \Psi_{kq} - R_{kq} \cdot i_{kq}
\end{aligned} \tag{2.5}$$

donde en el circuito del estator se asume que:  $R_a = R_b = R_c$ .

### 2.3 ECUACION DE OSCILACION

La ecuación de oscilación que gobierna el movimiento del rotor de una máquina síncrona esta basado en el principio elemental de dinámica

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \tag{2.6}$$

donde

- J : momento de inercia de todas las masas rotativas [ Kg. m<sup>2</sup> ]
- $\theta_m$  : ángulo mecánico del rotor con respecto a la referencia acordada [ rad ]
- t : tiempo [ s ]
- $T_a$  : torque de aceleración [ N.m ]
- $T_m$  : torque mecánico producido por la turbina [ N.m ]
- $T_e$  : torque eléctrico [ N.m ]

En un generador síncrono un  $T_m$  positivo acelera el eje, mientras que un  $T_e$  positivo es un torque desacelerante. Es conveniente medir la posición angular del rotor  $\theta$  con respecto al eje de referencia el cual rota a la velocidad angular síncrona  $\omega_{mo}$ , entonces

$$\theta_m = \omega_{m0} t + \delta_m \tag{2.7}$$



donde  $\delta_m$  es el ángulo mecánico del rotor con respecto al eje de referencia que rota sincrónicamente. Puesto que  $\delta^2\theta_m / dt^2 = d^2\delta_m / dt^2$  de (2.7) y (2.6) puede ser escrita como

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.8)$$

Multiplicando ambos miembros de (2.8) por  $\omega_m$  velocidad angular del rotor en radianes mecánicos por segundo, se obtiene

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.9)$$

donde  $P_m$  es la potencia de entrada a la máquina,  $P_e$  es la potencia eléctrica que cruza el entrehierro, y  $P_a$  es la potencia de aceleración resultante de algún desbalance entre estas dos cantidades.

La ecuación de oscilación puede ser expresada de otra manera, considerando que  $M = J\omega_m$ . En estado estable  $\omega_m \approx \omega_{m0}$  donde  $\omega_{m0}$  es la velocidad sincrónica del rotor, entonces  $M \approx J\omega_{m0}$  que se encuentra relacionada con la energía cinética de las masas rotativas  $W_k = \frac{1}{2} J\omega_{m0}^2$ . Definiendo  $H$  y  $T_0$  como:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J\omega_{m0}}{S_{B3}} \quad (2.10) \quad , \quad T_0 = \frac{S_{B3}}{\omega_{m0}} \quad (2.11)$$

y además, con el fin de relacionar el comportamiento inercial de la máquina a la red eléctrica es conveniente escribir la ecuación de oscilación en términos de ángulos eléctricos, por lo tanto la ecuación se transforma en

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_a = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (2.12)$$

donde  $\delta$  y  $\omega$  se usan para el ángulo y la velocidad eléctrica sin ningún subíndice.

## 2.4 ECUACIONES FUNDAMENTALES NORMALIZADAS

### 2.4.1 Ecuaciones Normalizadas de las Concatenaciones de Flujo

Las ecuaciones de las concatenaciones de flujo ( $\Psi$ ) de los polos, campo y amortiguamiento se determinan a través de la ecuación matricial (2.13), que relaciona las inductancias propias y mutuas de estator y rotor con las corrientes de fase, campo y amortiguamiento.

$$\begin{bmatrix} \Psi_a \\ \Psi_b \\ \Psi_c \\ \Psi_{fd} \\ \Psi_{kd} \\ \Psi_{gq} \\ \Psi_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_{aa} & -L_{ab} & -L_{ac} & L_{afd} & L_{akd} & L_{agq} & L_{akq} \\ -L_{ba} & -L_{bb} & -L_{bc} & L_{bfd} & L_{bkd} & L_{bgq} & L_{bkq} \\ -L_{ca} & -L_{cb} & -L_{cc} & L_{cfd} & L_{ckd} & L_{cgq} & L_{ckq} \\ -L_{fda} & -L_{fdb} & -L_{fdc} & L_{fdfd} & L_{fdkd} & L_{fdgq} & L_{fdkq} \\ -L_{kda} & -L_{kdb} & -L_{kdc} & L_{kdfd} & L_{kdkd} & L_{kdgq} & L_{kdkq} \\ -L_{gqa} & -L_{gqb} & -L_{gqc} & L_{gqfd} & L_{gqkd} & L_{gqgq} & L_{gqkq} \\ -L_{kda} & -L_{kqb} & -L_{kqc} & L_{kqfd} & L_{kqkd} & L_{kqgq} & L_{kqkq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_{fd} \\ i_{kd} \\ i_{gq} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Después de realizar la transformación de Park y la normalización definida como sistema recíproco basado en  $L_{ad}$  en p.u, la matriz anterior puede ser reescrita en términos de las concatenaciones de flujo de los ejes dq0, campo y amortiguamiento; inductancias de eje directo, cuadratura y cero, inductancia mutuas entre estator y rotor; e inductancias mutuas de eje directo, cuadratura, cero, campo y amortiguamiento; ecuación (2.14). Este procedimiento se realiza por el principio de que para dos circuitos acoplados mutuamente, cualquier cantidad en p.u. debe tener el mismo valor físico sin importar el circuito referido y usado para la evaluación y normalización.

$$\begin{bmatrix} \bar{\Psi}_d \\ \bar{\Psi}_q \\ \bar{\Psi}_0 \\ \bar{\Psi}_{fd} \\ \bar{\Psi}_{kd} \\ \bar{\Psi}_{gq} \\ \bar{\Psi}_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\bar{L}_d & 0 & 0 & \bar{M}_{afd} & \bar{M}_{akd} & 0 & 0 \\ 0 & -\bar{L}_q & 0 & 0 & 0 & \bar{M}_{agq} & \bar{M}_{akq} \\ 0 & 0 & -\bar{L}_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\bar{M}_{afd} & 0 & 0 & \bar{L}_{fdfd} & \bar{M}_{fdkd} & 0 & 0 \\ -\bar{M}_{akd} & 0 & 0 & \bar{M}_{kdfd} & \bar{L}_{kdkd} & 0 & 0 \\ 0 & -\bar{M}_{agq} & 0 & 0 & 0 & \bar{L}_{gqgq} & \bar{M}_{gqkq} \\ 0 & -\bar{M}_{akq} & 0 & 0 & 0 & \bar{M}_{kqgq} & \bar{L}_{kqkq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{i}_d \\ \bar{i}_q \\ \bar{i}_0 \\ \bar{i}_{fd} \\ \bar{i}_{kq} \\ \bar{i}_{gq} \\ \bar{i}_{kq} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

donde

$$\bar{M}_{fdkd} = \bar{M}_{kdfd} \quad \text{y} \quad \bar{M}_{kqkq} = \bar{M}_{kqgq}$$

De la ecuación matricial (2.14) se tiene:

$$\begin{aligned} \bar{\Psi}_d &= -\bar{L}_d \bar{i}_d + \bar{M}_{afd} \bar{i}_{fd} + \bar{M}_{akd} \bar{i}_{kd} \\ \bar{\Psi}_q &= -\bar{L}_q \bar{i}_q + \bar{M}_{agq} \bar{i}_{gq} + \bar{M}_{akq} \bar{i}_{kq} \end{aligned} \quad (2.15)$$

$$\bar{\Psi}_0 = -\bar{L}_0 \bar{i}_0$$

$$\bar{\Psi}_{fd} = -\bar{M}_{afd} \bar{i}_d + \bar{L}_{fdfd} \bar{i}_{fd} + \bar{M}_{fdkd} \bar{i}_{kd}$$

$$\bar{\Psi}_{kd} = -\bar{M}_{akd} \bar{i}_d + \bar{M}_{kdfd} \bar{i}_{fd} + \bar{L}_{kdkd} \bar{i}_{kd}$$

$$\bar{\Psi}_{gq} = -\bar{M}_{agq} \bar{i}_q + \bar{L}_{gqgq} \bar{i}_{gq} + \bar{M}_{gqkq} \bar{i}_{kq} \quad (2.16)$$

$$\bar{\Psi}_{kq} = -\bar{M}_{akq} \bar{i}_q + \bar{M}_{kqgq} \bar{i}_{gq} + \bar{L}_{kqkq} \bar{i}_{kq}$$

## 2.4.2 ECUACIONES NORMALIZADAS DE VOLTAJE

Tomando como base  $V_{a0} = \omega_0$ ,  $\Psi_{a0} = R_{a0} i_{a0}$ ; entonces, la ecuación (2.5) de voltaje del estator se normaliza como:

$$\frac{v_d}{v_{a0}} = \frac{v_d}{\omega_0 \Psi_{a0}} = \frac{d}{d(\omega_0 t)} \frac{\Psi_d}{\Psi_{a0}} - \frac{\Psi_q}{\Psi_{a0}} \frac{d\theta}{d(\omega_0 t)} - \frac{R_a}{R_{a0}} \frac{i_d}{i_{a0}} \quad (2.17)$$

en por unidad (p.u.):

$$\bar{v}_d = \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\Psi}_d - \bar{\Psi}_q \frac{d\theta}{d\bar{t}} - \bar{R}_a \bar{i}_d \quad (2.18)$$

donde  $\bar{t} = \omega_0 t$  es el tiempo en p.u.

Con el mismo procedimiento, se normaliza el resto de ecuaciones en (2.5), obteniendo:

$$\begin{aligned} \bar{v}_d &= \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\Psi}_d - \bar{\Psi}_q \frac{d\theta}{d\bar{t}} - \bar{R}_a \bar{i}_d \\ \bar{v}_q &= \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\Psi}_q + \bar{\Psi}_d \frac{d\theta}{d\bar{t}} - \bar{R}_a \bar{i}_q \\ \bar{v}_0 &= \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\Psi}_0 - \bar{R}_a \bar{i}_0 \end{aligned} \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} \bar{v}_{fd} &= \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\Psi}_{fd} + \bar{R}_{fd} \bar{i}_{fd} \\ \bar{v}_{kd} &= \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\Psi}_{kd} + \bar{R}_{kd} \bar{i}_{kd} \\ \bar{v}_{sq} &= \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\Psi}_{sq} + \bar{R}_{sq} \bar{i}_{sq} \\ \bar{v}_{kq} &= \frac{d}{d\bar{t}} \bar{\Psi}_{kq} + \bar{R}_{kq} \bar{i}_{kq} \end{aligned} \quad (2.20)$$

## 2.4.3 Ecuación Normalizada de Oscilación

La ecuación (2.12) no es completamente normalizada porque la velocidad angular  $\omega$  y el tiempo son dados en unidades MKS. La ecuación de oscilación puede ser escrita como

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \tag{2.21}$$

Definiendo el tiempo en pu  $\bar{t}$  y la velocidad angular en pu  $\bar{\omega}$  como

$$\bar{t} = \omega_0 t \qquad \bar{\omega} \equiv \frac{\omega}{\omega_0} \tag{2.22}$$

y por sustitución en 2.21, la ecuación normalizada de oscilación esta dada como

$$2H\omega_0 \frac{d\bar{\omega}}{d\bar{t}} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \tag{2.23}$$

o

$$2\bar{H} \frac{d\bar{\omega}}{d\bar{t}} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \tag{2.24}$$

donde  $\bar{H} = \omega_0 H$

Usando cantidades de potencia, la ecuación de oscilación se escribe como:

$$2\bar{H} \bar{\omega} \frac{d\bar{\omega}}{d\bar{t}} = \bar{P}_m - \bar{P}_e \tag{2.25}$$

## 2.5 CONSTANTES DE LAS MAQUINAS

En las ecuaciones fundamentales (2.15), (2.16), (2.19) y (2.20), el circuito de secuencia cero es completamente desacoplado de los otros circuitos y pueden ser tratados separadamente. Las ecuaciones de las concatenaciones de flujo y de voltaje, excepto el grupo de ecuaciones de secuencia cero, se expresan con diecisiete constantes de la máquina:

$$\text{Cinco resistencias} \quad R_a, R_{fd}, R_{kd}, R_{gq}, R_{kq} \tag{2.26}$$

$$\text{Doce inductancias} \quad L_d, L_q, L_{fdfd}, L_{kdkd}, L_{gqgq}, L_{kqkq} \tag{2.27}$$

$$M_{afd}, M_{akd}, M_{aggq}, M_{akq}, M_{fdkq}, M_{gqkq}$$

Desafortunadamente, solo once datos relacionados con los diecisiete constantes pueden ser obtenidos mediante pruebas:

- Una resistencia  $R_a$
- Seis inductancias  $L_d, L_d', L_d'', L_q, L_q', L_q''$
- Cuatro constantes de tiempo  $T_{d0}', T_{d0}'', T_{q0}', T_{q0}''$

En las secciones siguientes, se explican las relaciones entre los datos requeridos para la modelación de la máquina y los datos disponibles, así como también las aproximaciones para los cálculos de los datos desconocidos.

### 2.5.1 Inductancias

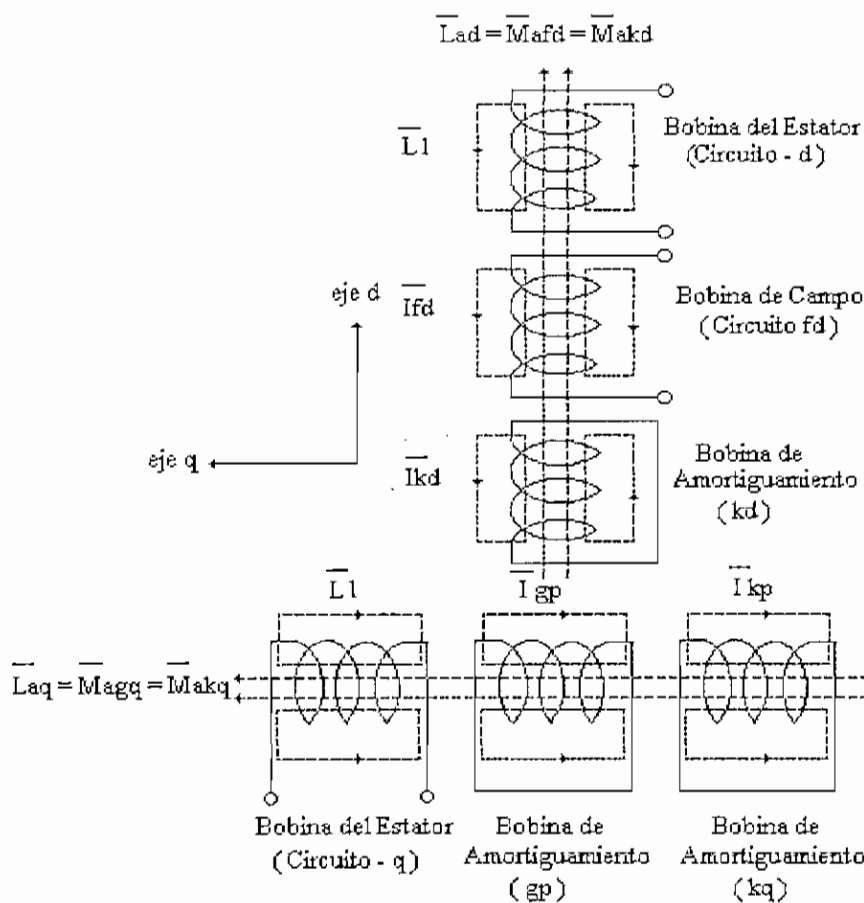


Figura 2.3 Inductancias Mutuas en el Sistema Recíproco Basado en  $L_{ad}$  en p.u.

En el eje directo, el circuito d, el circuito de campo (fd) y el circuito de amortiguamiento (kd) tienen el flujo magnético común como se muestra en la figura 2.3. Asumiendo  $R_{fd} = 0$ , las siguientes ecuaciones de flujo pueden obtenerse de (2.15) y (2.16) cortocircuitando los devanados de campo fd y abriendo el devanado de amortiguamiento kd.

$$\begin{aligned}\Psi_d &= -L_d i_d + M_{afd} i_{fd} \\ \Psi_{fd} &= -M_{afd} i_d + L_{fefd} i_{fd} = 0\end{aligned}\quad (2.28)$$

Entonces, la reactancia  $L_d'$  se define:

$$L_d' \equiv -\frac{\Psi_d}{i_d} = L_d - \frac{M_{afd}^2}{L_{fefd}}\quad (2.29)$$

Asumiendo  $R_{fd} = R_{kd} = 0$ , las siguientes ecuaciones de flujos se obtienen cortocircuitando los circuitos de campo  $f_d$  y de amortiguamiento  $k_d$

$$\begin{aligned}\Psi_d &= -L_d i_d + M_{afd} i_{fd} + M_{akd} i_{kd} \\ \Psi_{fd} &= -M_{afd} i_d + L_{ffd} i_{fd} + M_{fdkd} i_{kd} = 0 \\ \Psi_{kd} &= -M_{akd} i_d + L_{fdkd} i_{fd} + L_{kdkd} i_{kd} = 0\end{aligned}\quad (2.30)$$

Entonces, la reactancia  $L_d''$  se obtiene como

$$L_d'' \equiv -\frac{\Psi_d}{i_d} = L_d - \frac{M_{akd}^2}{L_{kdkd}} - \frac{(L_{kdkd} M_{afd} - M_{akd} M_{fdkd})^2}{L_{kdkd} (L_{ffd} L_{kdkd} - M_{fdkd}^2)} \quad (2.31)$$

Con el mismo procedimiento se obtienen  $L_q'$  y  $L_q''$ .

Generalmente en una máquina sincrónica se tiene  $M_{agq}$  muy pequeña, por lo que  $L_q' \approx L_q$ .

## 2.5.2 Constantes de Tiempo

El circuito de campo de una máquina sincrónica tiene la inductancia de campo  $L_{ffd}$  muy grande para excitar el rotor mientras que la resistencia de campo  $R_{fd}$  es pequeña para reducir las pérdidas. Por el contrario la bobina de amortiguamiento  $k_d$ , que representa el efecto de las corrientes de Eddy en el rotor, tiene una inductancia  $L_{kdkd}$  relativamente pequeña. Por lo tanto, la constante de tiempo ( $L/R$ ) del circuito de campo es más grande que la del circuito de amortiguamiento. En otras palabras el fenómeno transitorio disminuye más rápido en el circuito de amortiguamiento que en el circuito de campo.

$T_{do}'$  se define como la constante de tiempo de  $i_{fd}$ , con el circuito de campo  $fd$  y el circuito del estator en el eje directo abiertos. Así que:

$$T_{do}' = \frac{L_{ffd}}{R_{fd}} \quad (2.32)$$

$T_{do}''$  se define como la constante de tiempo de  $i_{kd}$ , con el circuito del estator en el eje directo abierto y el circuito de campo  $fd$  cortocircuitado y asumiendo que  $R_{fd} \approx 0$ , entonces a partir de las ecuaciones (2.16) y (2.20) se tiene:

$$\Psi_{fd} = L_{ffd} i_{fd} + M_{fdkd} i_{kd} = 0 \quad (2.33)$$

$$v_{kd} = R_{kd} i_{kd} + L_{kdkd} \frac{di_{kd}}{dt} + M_{fdkd} \frac{di_{fd}}{dt} \quad (2.34)$$

De (2.33) y (2.34):

$$T_{d0}^* = (L_{kdkd} - \frac{M_{fdkd}^2}{L_{fldf}}) / R_{fd} \quad (2.35)$$

Además las constantes  $T_{d0}'$  y  $T_{d0}''$ ,  $T_d'$  y  $T_d''$  se definen y utilizan en la modelación de la máquina sincrónica de la siguiente manera:

$T_d'$   $\equiv$  constante de tiempo de la corriente de campo  $i_{fd}$  con el circuito de eje directo cortocircuitado y el circuito de amortiguamiento  $k_d$  abierto.

$T_d''$   $\equiv$  constante de tiempo de la corriente de amortiguamiento  $i_{kd}$  con el circuito de eje directo y de amortiguamiento  $k_d$  en cortocircuito.

De acuerdo a la definición de  $T_d'$  las ecuaciones (2.36) y (2.37) se obtienen:

$$\begin{aligned} i_{kd} &= 0 \\ \Psi_d &= -L_d i_d + M_{afd} i_{fd} = 0 \\ v_{fd} &= R_{fd} i_{fd} + \frac{d}{dt} (-M_{afd} i_d + L_{afd} i_{fd}) \end{aligned} \quad (2.36)$$

De (2.36)  $T_d'$ , se calcula como

$$T_d' = \frac{1}{R_{fd}} \frac{L_d L_{afd} - M_{afd}^2}{L_d} = T_{d0}' \frac{L_d'}{L_d} \quad (2.37)$$

donde  $L_d'$  y  $T_{d0}'$  se obtienen de (2.29) y (2.32), respectivamente.

Con respecto a  $T_d''$ , las siguientes ecuaciones se obtienen ignorando las resistencias en los circuitos de eje directo y de campo:

$$\begin{aligned} \Psi_d &= -L_d i_d + M_{afd} i_{fd} + M_{akd} i_{kd} = 0 \\ \Psi_{fd} &= -M_{afd} i_d + L_{afd} i_{fd} + M_{fdkd} i_{kd} = 0 \\ v_{kd} &= R_{kd} i_{kd} + \frac{d}{dt} (-M_{akd} i_d + M_{fdkd} i_{fd} + L_{kdkd} i_{kd}) \end{aligned} \quad (2.38)$$

De (2.38),  $T_d''$  se calcula como

$$T_d'' = T_{d0}'' \frac{L_d''}{L_d'} \quad (2.39)$$

donde  $L_d'$  y  $T_{do}''$  se obtienen de (2.31) y (2.35) respectivamente.

Consecuentemente,  $T_d'$  y  $T_{do}''$  se calculan a partir de  $T_{do}'$ ,  $T_{do}''$ ,  $L_d$ ,  $L_d'$ , y  $L_d''$  como en (2.37) y (2.39).

### 2.6 ECUACIONES MODIFICADAS DE PARK UTILIZANDO CONSTANTES DE MÁQUINA Y CIRCUITOS EQUIVALENTES

Con el fin de superar la deficiencia de datos requeridos en el modelo de la máquina síncrona, se realizan algunas asunciones razonablemente aceptables.

Considerando el sistema en por unidad de base recíproca  $L_{ad}$  indicado en la figura 2.3, el circuito equivalente de las ecuaciones de Park, visto desde el estator, se muestra en la figura 2.4. En la figura 2.5 se muestra el circuito equivalente para las ecuaciones de Park, donde se utilizan solamente constantes de máquina medibles.

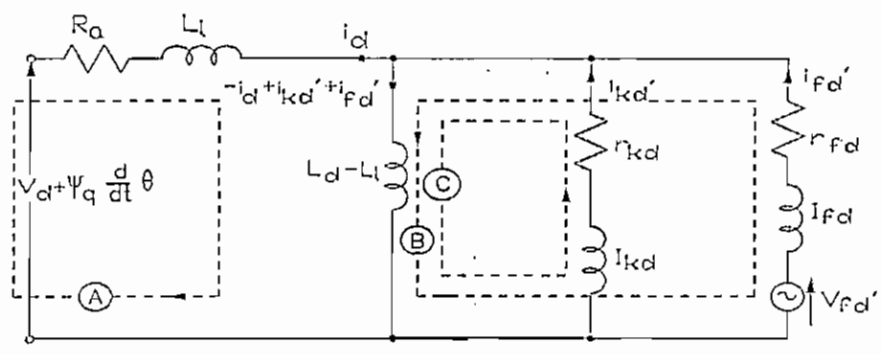


Figura 2.4 Circuito Equivalente del Eje d



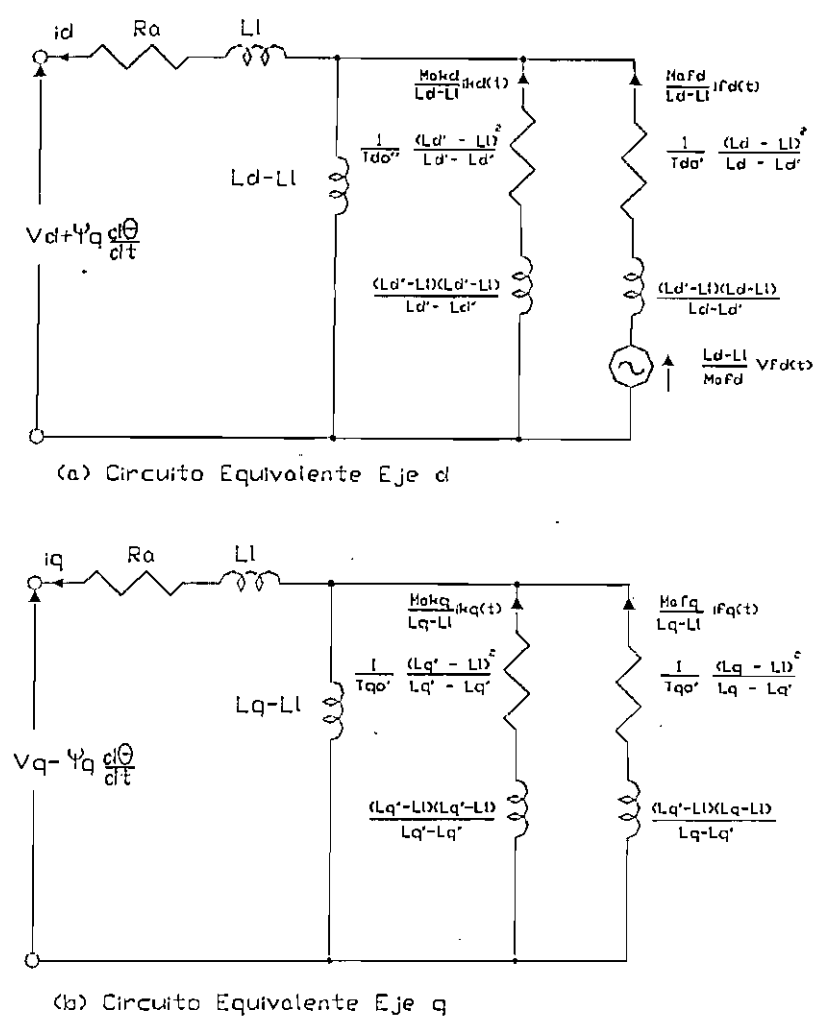


Figura 2.5 Circuitos Equivalentes de una Máquina Síncrona con Constantes Medibles

Adicionalmente, con el fin de reducir los cálculos, se definen cuatro variables correspondientes a voltajes ficticios proporcionales a las corrientes del rotor:

$$\begin{aligned}
 e_{q1}(t) &\equiv \omega_0 M_{afd} i_d(t) \\
 e_{q2}(t) &\equiv \omega_0 M_{akd} i_{kd}(t) \\
 e_{d1}(t) &\equiv \omega_0 M_{agq} i_{gq}(t) \\
 e_{d2}(t) &\equiv \omega_0 M_{akq} i_{kq}(t)
 \end{aligned}
 \tag{2.40}$$

También se definen cuatro variables relacionadas con los flujos  $\Psi_{fd}$ ,  $\Psi_{kd}$ ,  $\Psi_{gq}$  y  $\Psi_{kq}$  para completar las denominadas ecuaciones modificadas de Park:

$$\begin{aligned}
e_q'(t) &\equiv \frac{\omega_0 M_{afd}}{L_{fdfd}} \Psi_{fd}(t) \\
e_q''(t) &\equiv \frac{\omega_0 M_{akd}}{L_{gqgq}} \Psi_{kd}(t) \\
e_d'(t) &\equiv \frac{\omega_0 M_{drg}}{L_{gqgq}} \Psi_{gq}(t) \\
e_d''(t) &\equiv \frac{\omega_0 M_{akq}}{L_{kqkq}} \Psi_{kq}(t)
\end{aligned} \tag{2.41}$$

Finalmente, las ecuaciones modificadas de Park usando las constantes de la máquina, correspondientes a la figura 2.4 son:

(1) Flujos concatenados en el devanado del estator

$$\begin{aligned}
\omega_0 \Psi_d(t) &= -\omega_0 L_d i_d(t) + e_{q1}(t) + e_{q2}(t) \\
\omega_0 \Psi_q(t) &= -\omega_0 L_q i_q(t) - e_{d1}(t) - e_{d2}(t) \\
\omega_0 \Psi_0(t) &= -\omega_0 L_0 i_0(t)
\end{aligned} \tag{2.42}$$

(2) Concatenaciones de flujo en el devanado del rotor

$$\begin{aligned}
e_q'(t) &= -\omega_0 (L_d - L_d') i_d(t) + e_{q1}(t) + \frac{L_d - L_d'}{L_d - L_1} e_{q2}(t) \\
e_d'(t) &= -\omega_0 (L_q - L_q') i_q(t) + e_{d1}(t) + \frac{L_q - L_q'}{L_q - L_1} e_{d2}(t) \\
e_q''(t) &= -\frac{\omega_0 (L_d - L_1)}{K_d} i_d(t) + \frac{1}{K_d} e_{q1}(t) + e_{q2}(t) \\
e_d''(t) &= -\frac{\omega_0 (L_q - L_1)}{K_q} i_q(t) + \frac{1}{K_q} e_{d1}(t) + e_{d2}(t)
\end{aligned} \tag{2.43}$$

donde:

$$\begin{aligned}
K_d &= 1 + \frac{(L_d' - L_1)(L_d'' - L_1)}{(L_d' - L_d'')(L_d - L_1)} \\
K_q &= 1 + \frac{(L_q' - L_1)(L_q'' - L_1)}{(L_q' - L_q'')(L_q - L_1)}
\end{aligned} \tag{2.44}$$

(3) Voltaje en el devanado del estator

$$\begin{aligned} v_d(t) &= \frac{d}{dt} \Psi_d(t) - \Psi_q \frac{d}{dt} \Theta(t) - R_a i_d(t) \\ v_q(t) &= \frac{d}{dt} \Psi_q(t) - \Psi_d \frac{d}{dt} \Theta(t) - R_a i_q(t) \\ v_0(t) &= \frac{d}{dt} \Psi_0(t) - R_a i_d(t) \end{aligned} \quad (2.45)$$

(4) Voltaje en el devanado del rotor

$$\begin{aligned} \frac{N_{fd}}{N_a} \frac{\omega_0 (L_d - L_1)}{R_{fd}} v_{fd}(t) &= T_{do} \frac{d}{dt} e_{q1}'(t) + e_{q1}(t) \\ T_{qo} \frac{d}{dt} e_d'(t) + e_{d1}(t) &= 0 \\ T_{do} \frac{d}{dt} e_{q1}''(t) + \frac{(L_d' - L_1)^2}{K_d (L_d' - L_d'')(L_d - L_1)} e_{q2}(t) &= 0 \\ T_{qo} \frac{d}{dt} e_d''(t) + \frac{(L_q' - L_1)^2}{K_q (L_q' - L_q'')(L_q - L_1)} e_{d2}(t) &= 0 \end{aligned} \quad (2.46)$$

donde  $N_a$  y  $N_{fd}$  son el número de vueltas de los devanados del estator y rotor, respectivamente.

## 2.7 ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA LOS ESTADOS INTERNOS DEL GENERADOR

(a) La ecuación de oscilación (2.24) se modifica para incluir el coeficiente de amortiguamiento (damping)  $D$ :

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - 1 \quad (2.47)$$

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{1}{2H} [T_m(t) - T_e(t) - D\{\omega(t) - 1\}] \quad (2.48)$$

donde todas las unidades en (2.47) están en por unidad.

(b) Las ecuaciones de concatenaciones de flujo del rotor (2.46) se modifican:

( $e_{q1}$ ,  $e_{q2}$ ,  $e_{d1}$  y  $e_{d2}$  de (2.4) se sustituyen por  $e_{q1}'(t)$ ,  $e_d'(t)$ ,  $e_{q1}''(t)$  y  $e_d''(t)$ )

. Devanado fd en el eje d

$$\begin{aligned} \frac{de_{dq}'(t)}{dt} &= \frac{1}{T_{do}'} [e_{fd}(t) - e_{q1}(t)] \\ &= \frac{1}{T_{do}'} \left[ e_{fd}(t) + \frac{(L_d - L_d')(L_d' - L_d'')}{(L_d' - L_1)^2} K_d e_q''(t) - \left\{ 1 + \frac{(L_d - L_d')(L_d' - L_d'')}{(L_d' - L_1)^2} \right\} e_q'(t) \right. \\ &\quad \left. - \omega(t) \frac{(L_d - L_d')(L_d' - L_d'')}{L_d' - L_1} i_d(t) \right] \end{aligned} \quad (2.49)$$

donde

$$e_{fd}(t) \equiv \frac{N_{fd}}{N_a} \frac{\omega_0 (L_d - L_1)}{R_{fd}}$$

. Devanado kd en el eje d

$$\begin{aligned} \frac{de_q''(t)}{dt} &= \frac{1}{T_{do}''} \frac{(L_d' - L_1)^2}{K_d (L_d' - L_d'')(L_d - L_1)} e_{q2}(t) \\ &= -\frac{1}{T_{do}'' K_d} \left[ K_d e_q''(t) - e_q'(t) + \omega(t) (L_d' - L_1) i_d(t) \right] \end{aligned} \quad (2.50)$$

. Devanado gq en el eje q

$$\begin{aligned} \frac{de_d'(t)}{dt} &= -\frac{1}{T_{qo}'} e_{d1}(t) \\ &= \frac{1}{T_{qo}'} \left[ \frac{(L_q - L_q')(L_q' - L_q'')}{(L_q' - L_1)^2} K_q e_d''(t) + \left\{ 1 + \frac{(L_q - L_q')(L_q' - L_q'')}{(L_q' - L_1)^2} \right\} e_d'(t) \right. \\ &\quad \left. - \omega(t) \frac{(L_q - L_q')(L_q' - L_q'')}{L_q' - L_1} i_q(t) \right] \end{aligned} \quad (2.51)$$

. Devanado kq en el eje q

$$\begin{aligned} \frac{de_d''(t)}{dt} &= \frac{1}{T_{qo}''} \frac{(L_q' - L_1)^2}{K_q (L_q' - L_q'')(L_q - L_1)} e_{d2}(t) \\ &= -\frac{1}{T_{qo}'' K_q} \left[ K_q e_d''(t) - e_d'(t) + \omega(t) (L_q' - L_1) i_q(t) \right] \end{aligned} \quad (2.52)$$

donde  $K_d$  y  $K_q$  están definidas en (2.44).

## 2.8 CARACTERÍSTICAS DE LAS ECUACIONES FUNDAMENTALES

### 2.8.1 Ecuaciones de Voltaje con solamente la componente dc del Flujo Concatenado

Considerando estado estable:

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \omega(t) = \omega_0 = \text{constante} \quad (2.53)$$

$v_d(t)$ , la componente en el eje d del voltaje terminal del generador puede ser escrita a partir de (2.42) y (2.45), como:

$$\begin{aligned} v_d(t) &= \frac{d\Psi_d(t)}{dt} - \omega_0 \Psi_q(t) - R_a i_d(t) \\ &= \frac{d\Psi_d(t)}{dt} + \omega_0 L_q i_q(t) + e_{d1}(t) + e_{d2}(t) - R_a i_d(t) \end{aligned} \quad (2.54)$$

Esta ecuación, al sustituir utilizando la ecuación (2.43),  $e_{d1}(t)$  y  $e_{d2}(t)$  por  $e_d'(t)$  y  $e_d''(t)$ , se escribe como:

$$v_d(t) = \frac{d\Psi_d(t)}{dt} + \left\{ K_q \frac{L_q' - L_q''}{L_q' - L_1} e_d''(t) + \frac{L_q'' - L_1}{L_q' - L_1} e_d'(t) \right\} + \omega_0 L_q i_q(t) - R_a i_d(t) \quad (2.55)$$

Similarmente,  $v_q(t)$ , la componente en el eje q del voltaje terminal del generador, puede ser expresada como:

$$v_q(t) = \frac{d\Psi_q(t)}{dt} + \left\{ K_d \frac{L_d' - L_d''}{L_d' - L_1} e_q''(t) + \frac{L_d'' - L_1}{L_d' - L_1} e_q'(t) \right\} + \omega_0 L_d i_d(t) - R_a i_q(t) \quad (2.56)$$

Ya que  $e_d'(t)$ ,  $e_d''(t)$ ,  $e_q'(t)$  y  $e_q''(t)$  al ser variables proporcionales a las concatenaciones de flujo  $\Psi_{\theta d}(t)$ ,  $\Psi_{kq}(t)$ ,  $\Psi_{fd}(t)$  y  $\Psi_{kd}(t)$  cambian continuamente.  $\Psi_d(t)$  y  $\Psi_q(t)$ , las concatenaciones de flujo del estator en los ejes d y q respectivamente, también varían continuamente, mientras que las corrientes del estator  $i_d(t)$  e  $i_q(t)$  cambian instantáneamente con los cambios del sistema.

Para una falla balanceada en el sistema,  $v_d(t)$  y  $v_q(t)$  tienen casi siempre una componente DC antes o después de la contingencia. Con esta asunción, se puede demostrar que  $\Psi_d(t)$  y  $\Psi_q(t)$  tienen una componente dc y otra ac con velocidad angular  $\omega_0$ . Considerando solamente las componentes dc de  $\Psi_d(t)$  y  $\Psi_q(t)$ ,

$$\frac{d}{dt} \Psi_d(t) = 0 \quad \text{y} \quad \frac{d}{dt} \Psi_q(t) = 0 \quad (2.57)$$

entonces (2.55) y (2.56) quedan:

$$v_d(t) = e_{gd}(t) + \omega_0 L_q'' i_q(t) - R_a i_d(t) \quad (2.58)$$

$$v_q(t) = e_{gq}(t) - \omega_0 L_d'' i_d(t) - R_a i_q(t) \quad (2.59)$$

donde

$$e_{gd}(t) = K_d \frac{L_q' - L_q''}{L_q' - L_1} e_d''(t) + \frac{L_q'' - L_1}{L_q' - L_1} e_d'(t) \quad (2.60)$$

$$e_{gq}(t) = K_d \frac{L_d' - L_d''}{L_d' - L_1} e_q''(t) + \frac{L_d'' - L_1}{L_d' - L_1} e_q'(t) \quad (2.61)$$

### 2.8.2 Voltaje detrás de la Reactancia Subtransitoria

En (2.58) y (2.59), donde  $\Psi_d(t)$  y  $\Psi_q(t)$  se asumen como componentes dc,  $e_d(t)$  y  $e_q(t)$  son también voltajes dc ya que  $v_d(t)$ ,  $v_q(t)$ ,  $i_d(t)$  e  $i_q(t)$  pueden considerarse siempre como cantidades dc. Por tanto, éstos pueden escribirse como:

$$\begin{aligned} v_d(t) &= V_d & e_{gd}(t) &= E_d & i_d(t) &= I_d \\ v_q(t) &= V_q & e_{gq}(t) &= E_q & i_q(t) &= I_q \end{aligned} \quad (2.62)$$

entonces, (2.58) y (2.59) quedan:

$$\begin{aligned} V_d &= E_{gd} + \omega_0 L_q'' I_q - R_a I_d \\ V_q &= E_{gq} - \omega_0 L_d'' I_d - R_a I_q \end{aligned} \quad (2.63)$$

o en forma vectorial:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{gd} \\ E_{gq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_a & -\omega_0 L_q'' \\ \omega_0 L_d'' & R_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (2.64)$$

En estado estable, voltaje y corriente del generador se describen fasorialmente como:

$$\text{. voltaje terminal del generador: } \tilde{V}_t = V_d + jV_q \quad (2.65)$$

$$\text{. corriente terminal del generador: } \tilde{I}_t = I_d + jI_q \quad (2.66)$$

voltaje interno del generador:  $\tilde{E}_g = E_{gd} + jE_{gq}$  (2.67)

Generalmente,  $L_q'' > L_d''$ , pero para muchos generadores es bastante razonable considerar que  $L_q'' = L_d''$ , y escribir el voltaje terminal del generador como:

$$\tilde{V}_t = \tilde{E}_g - R_a \tilde{I}_t - j\omega_0 L_d'' \tilde{I}_t \quad (2.68)$$

cuyo diagrama fasorial se presenta en la figura 2.6.

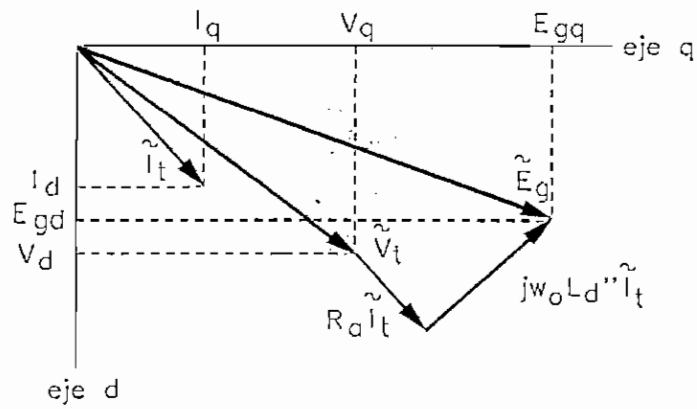


Figura 2.6 Diagrama Fasorial Voltaje y Corriente del Generador cuando  $L_d'' = L_q''$

El circuito equivalente de (2.68) se indica en la figura 2.7, donde  $\tilde{E}_g$  es llamado el voltaje interno detrás de la reactancia subtransitoria  $x_d''$  la cual es igual a  $\omega_0 L_d''$  u  $\omega_0 L_q''$ .

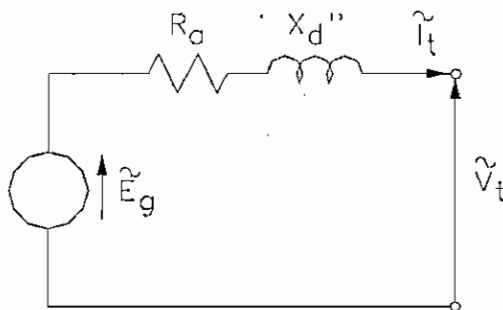


Figura 2.7 Circuito Equivalente de un Generador.

## 2.9 SECUENCIA COMPUTACIONAL

(1) Obtener los estados iniciales del sistema

Con el fin de posibilitar la resolución de las ecuaciones fundamentales, es necesario determinar las condiciones iniciales del generador en estado de prefalla. De la solución del flujo de potencia se obtienen los siguientes valores iniciales:

. Voltaje terminal del generador,  $\tilde{V}_G = V_D + jV_Q$  (2.69)

. Corriente del generador,  $\tilde{I}_G = I_D + jI_Q$  (2.70)

. Voltaje en el eje q del generador,  $\tilde{E}_q = V_G + (R + j\omega_0 L_q) \tilde{I}_G$  (2.71)

. Posición angular inicial relativa a la referencia,  $\delta_0 = \angle \tilde{E}_q$  (2.72)

Así, el ángulo del rotor de cada generador será determinado por la fase del voltaje  $\tilde{E}_q$ , el mismo que está sobre el eje q según se indica en la figura 2.8.

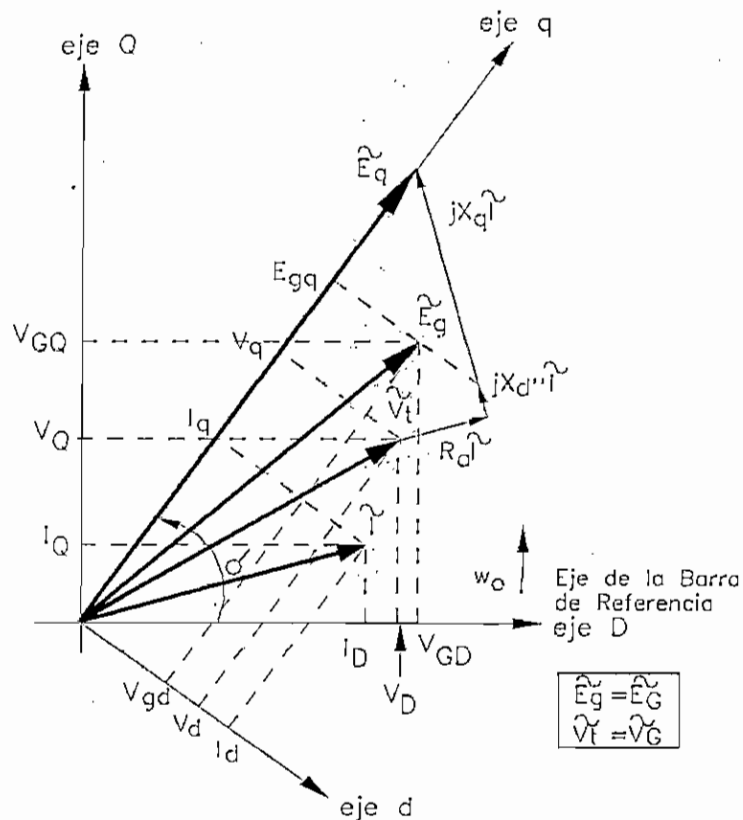


Figura 2.8 Diagrama Fasorial de Voltaje y Corriente del Generador en los Ejes de Referencia (Estado Estable)



(2) Calcular los estados iniciales del generador

Basados en los ejes d, q en el lado del rotor, la corriente y el voltaje del generador se calculan como:

· Corriente inicial del generador,  $i_{d0} = \text{Re}\{\tilde{I}_G e^{j(\pi/2-\delta_0)}\}$  (2.73)

$$i_{q0} = \text{Im}\{\tilde{I}_G e^{j(\pi/2-\delta_0)}\}$$
 (2.74)

· Voltaje inicial del generador,  $v_{d0} = \text{Re}\{\tilde{V}_G e^{j(\pi/2-\delta)}\}$  (2.75)

$$v_{q0} = \text{Im}\{\tilde{V}_G e^{j(\pi/2-\delta_0)}\}$$
 (2.76)

Ya que en estado estable no existe corriente damping inducida en los circuitos kd, gq y kq

· Corrientes por devanados damping,  $e_{d10} = e_{d20} = e_{q20} = 0$  (2.77)

El miembro izquierdo de (2.49) es cero antes de la falla. Utilizando (2.42), (2.45) y  $e_{q20} = 0$

· Corriente de campo,  $e_{fd0} = e_{q10} = v_{q0} + \omega_0 L_d i_{d0} + R i_{q0}$  (2.78)

· Potencia eléctrica,  $P_{e0} = v_{d0} i_{d0} + v_{q0} i_{q0} + R(i_{d0}^2 + i_{q0}^2)$  (2.79)

Utilizando (2.43), (2.77) y (2.79) los voltajes iniciales asociados con las concatenaciones de flujo del rotor son:

· En el devanado fd,  $e_{q0'} = v_{q0} + \omega_0 L_d' i_{d0} + R i_{q0}$  (2.80)

· En el devanado kd,  $e_{q0}'' = \frac{1}{K_d} \{e_{q0}' - \omega_0 (L_d' - L_l) i_{d0}\}$  (2.81)

· En el devanado gq,  $e_{d0}' = \omega_0 (L_q - L_q') i_{q0}$  (2.82)

· Flujo del devanado kq,  $e_{d0}'' = \frac{1}{K_d} \omega_0 (L_q - L_l) i_{q0}$  (2.83)

Las condiciones iniciales para resolver las ecuaciones diferenciales en (2.47)-(2.52) se obtienen de (2.77)-(2.83).

El voltaje interno para la ecuación de red se obtiene de (2.60) y (2.61):

· Voltaje interno del generador,

$$e_{gd0} = K_q \frac{L_q' - L_q''}{L_q' - L_l} e_{d0}'' + \frac{L_q'' - L_l}{L_q' - L_l} e_{d0}'$$
 (2.84)

$$e_{gd0} = K_q \frac{L_q' - L_q''}{L_q' - L_l} e_{d0}'' + \frac{L_q'' - L_l}{L_q' - L_l} e_{d0}'$$
 (2.85)

(3) Modificar la matriz de admitancias para cambios en la red

La matriz de impedancia o matriz de admitancia de la red tiene que ser modificada cuando existen cambios topológicos en ésta. Cabe indicar que la impedancia interna del generador, está incluida en la matriz impedancia y en la matriz admitancia.

(4) Resolver las ecuaciones de red

Con el fin de resolver las ecuaciones de red y obtener los voltajes y corrientes del sistema, es necesario evaluar el voltaje interno del generador  $\tilde{E}_G$ , el cual es  $E_{GD} + jE_{GQ}$ , siendo:

$$E_{GD} = e_{gd} \text{sen}\delta + e_{gq} \text{cos}\delta \tag{2.86}$$

$$E_{GQ} = -e_{gd} \text{cos}\delta + e_{gq} \text{sen}\delta \tag{2.87}$$

Por tanto, en el k-ésimo paso de computación, cuando  $t = k\Delta t$ , es posible calcular todos los voltaje y corrientes del sistema, incluyendo el voltaje interno del generador  $\tilde{V}_G^{(k)}$  y su corriente  $\tilde{I}_G^{(k)}$ .

(5) Resolver las ecuaciones diferenciales de los generadores

Resolviendo las ecuaciones (2.47)-(2.52), las variables de estado al tiempo  $t=(k+1)\Delta t$ , se actualizan.

$$\delta^{(k+1)}, \omega^{(k+1)}, e_q^{(k+1)}, e_q'^{(k+1)}, e_d^{(k+1)}, e_d'^{(k+1)} \tag{2.88}$$

(6) Actualizar el voltaje interno del generador  $\tilde{E}_G^{(k+1)}$

Sustituyendo  $e_q^{(k+1)}$ ,  $e_q'^{(k+1)}$ ,  $e_d^{(k+1)}$ ,  $e_d'^{(k+1)}$  obtenidos de (2.88), en (2.60) y (2.61), se obtienen  $e_{gd}^{(k+1)}$  y  $e_{gq}^{(k+1)}$ .

De (2.86) y (2.87),

$$E_{GD}^{(k+1)} = e_{gd}^{(k+1)} \text{sen}\delta^{(k+1)} + e_{gq}^{(k+1)} \text{cos}\delta^{(k+1)} \tag{2.89}$$

$$E_{GQ}^{(k+1)} = -e_{gd}^{(k+1)} \text{cos}\delta^{(k+1)} + e_{gq}^{(k+1)} \text{sen}\delta^{(k+1)} \tag{2.90}$$

Entonces, se puede calcular  $\tilde{E}_G^{(k+1)}$ . Mientras el sistema no cambie, se debe regresar al paso (4) y repetir las rutinas. En caso de que el sistema haya cambiado, la rutina tiene que incluir el paso (2).

## CAPITULO 3

### MODELACION DE COMPONENTES DINAMICOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA [3]

#### 3.1 INTRODUCCION

En este capítulo se realiza una descripción de los módulos seleccionados del Power System Simulator (PSS/E) para la modelación de generadores, sistemas de excitación, reguladores de velocidad y relés existentes en el Sistema Nacional Interconectado.

#### 3.2 MODELACION DE GENERADORES

##### 3.2.1 Impedancia de Fuente

Los generadores son representados en la red de transmisión eléctrica como un voltaje de secuencia positiva, cuya amplitud y fase instantáneas son conocidas, lo que permite determinar la corriente. Aunque la mejor idea física de un generador es representarlo a través de una fuente de voltaje atrás de un transformador y una impedancia dinámica. En el PSS/E el generador es representado por un equivalente Norton, en el cual la fuente de voltaje es reemplazada por una fuente de corriente  $I_{source}$ .

La magnitud y fase de la fuente de corriente se determinan en algún instante de tiempo, como una función de los valores instantáneos de las variables de estado del generador; es decir a través de las concatenaciones de flujo del rotor, velocidad del eje y ángulo del rotor. El valor de la impedancia dinámica del generador  $Z_{source}$ , puede ser la impedancia transitoria o subtransitoria dependiendo del modelo dinámico escogido para representar el comportamiento de las concatenaciones de flujo del rotor. La determinación de la fuente de corriente en el modelo principal del generador se indica en la figura 3.1.

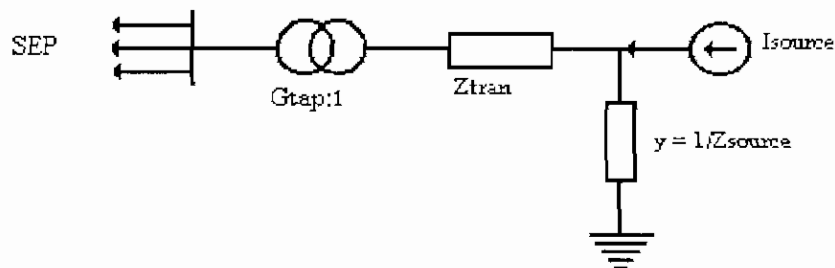


Figura 3.1 Modelo de Fuente de Corriente del Generador.

$$I_{source} = (i_q - j i_d)_{source} * (\cos \delta + j \sin \delta) \quad (3.1)$$

para los modelos utilizados:

$$(i_d + j i_q)_{source} = \frac{(\Psi_d'' + j \Psi_q'') \omega / \omega_o}{Z_{source}} \quad (3.2)$$

### 3.2.2 Modelación del Rotor

Los principales factores que afectan el comportamiento dinámico de una máquina síncrona en el ancho de banda de frecuencia (0 a 10 Hz) correspondiente a las perturbaciones de estabilidad transitoria son las concatenaciones de flujo transitorias y la saturación magnética.

Los modelos electromagnéticos del rotor representan las propiedades del generador en estados estables y dinámicos. Las propiedades de mayor importancia en estado estable son las condiciones iniciales de las concatenaciones de flujo y el valor del voltaje de campo  $E_{fd}$  en p.u, requeridos para mantener una potencia activa y reactiva de carga. Estas se determinan a partir de las reactancias de los generadores y la modelación de la saturación. Los efectos dinámicos de más importancia son los creados por los torques de sincronización y amortiguamiento, cuyas magnitudes instantáneas durante una perturbación son diferentes de los valores existentes en estado estable. Estos efectos se determinan por medio de los valores de las reactancias síncrona, transitoria y subtransitoria, y además de las constantes de tiempo del circuito rotórico.

Las bibliotecas del PSS/E incluyen una familia de modelos de generadores que permiten modelar los efectos del rotor del generador en diferentes niveles de detalle, dependiendo de la disponibilidad de datos y los requerimientos del estudio. Tomando en cuenta estos criterios los modelos que más se ajustan a los generadores existentes en Sistema Nacional Interconectado son GENSAL y GENROU.

### 3.2.3 Saturación Magnética

La mayoría de modelos del PSS/E reconocen el efecto de la saturación magnética en las inductancias mutuas y de dispersión dentro de la máquina. Además, el efecto de saturación en cada inductancia es diferente dependiendo del modelo del rotor que se utilice: rotor cilíndrico o de polos salientes.

El modelo Gensal asume que la saturación afecta solamente a las inductancias de eje directo y que las inductancias mutuas varían en función de las concatenaciones de flujo,  $E_q'$ ; detrás de la reactancia transitoria.

El modelo Genrou asume que la saturación afecta tanto a las inductancias de eje directo y en cuadratura, y las inductancias mutuas varían en función de las concatenaciones de flujo detrás de la reactancia subtransitoria.

Estos modelos reconocen que la magnitud del efecto de saturación depende de las corrientes del rotor (campo) y del estator, lo que conduce a tener parámetros saturados en la máquina a cada instante, los cuales

se calculan a partir de los valores de reactancias no saturadas y el flujo instantáneo interno de la máquina.

En la figura 3.2 se define los parámetros de saturación empleados en la modelación de las curvas de magnetización.

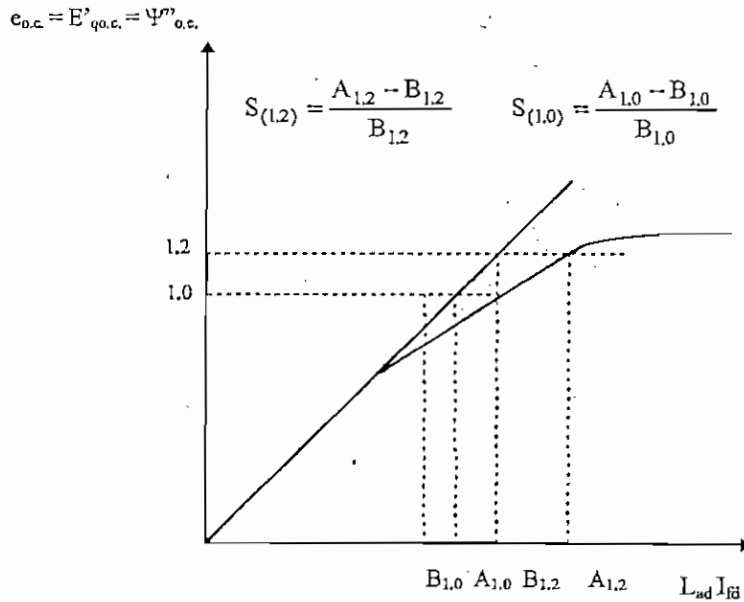


Figura 3.2 Modelo de Saturación Magnética

### 3.2.4 Amortiguamiento del Rotor

Todos los modelos del PSS/E calculan la aceleración de rotor a través de la ecuación:

$$2H \frac{dn}{dt} = \frac{P_{mech} - D_e n}{1+n} - T_{elec} \quad (3.3)$$

donde

$P_{mech}$  =  $(p_{mech})$  velocidad nominal -  $D_t n$

$T_{elec}$  = torque eléctrico del rotor del generador

$n$  = desviación de la velocidad en pu del generador

$D_e = \frac{\partial P_c}{\partial n}$  representa la variación de la carga con la frecuencia vista desde el generador

$D_t = \frac{\partial P_t}{\partial n}$  representa la variación de la potencia de la turbina con la velocidad del eje

$D_c$  es especificado en los datos del generador y  $D_t$  es parte de los datos del modelo de la turbina.

$D_c$  no es usado para representar el efecto del amortiguamiento de los torques creados dentro de la máquina síncrona; los que se modelan se incluyen en el término  $P_{elec}$  de la ecuación (3.3).

### 3.2.5 Diagramas de Bloques

#### 3.2.5.1 Modelo Gensal

El modelo Gensal se utiliza para representar una máquina síncrona de polos salientes, su diagrama de bloques se muestra en la figura 3.3.

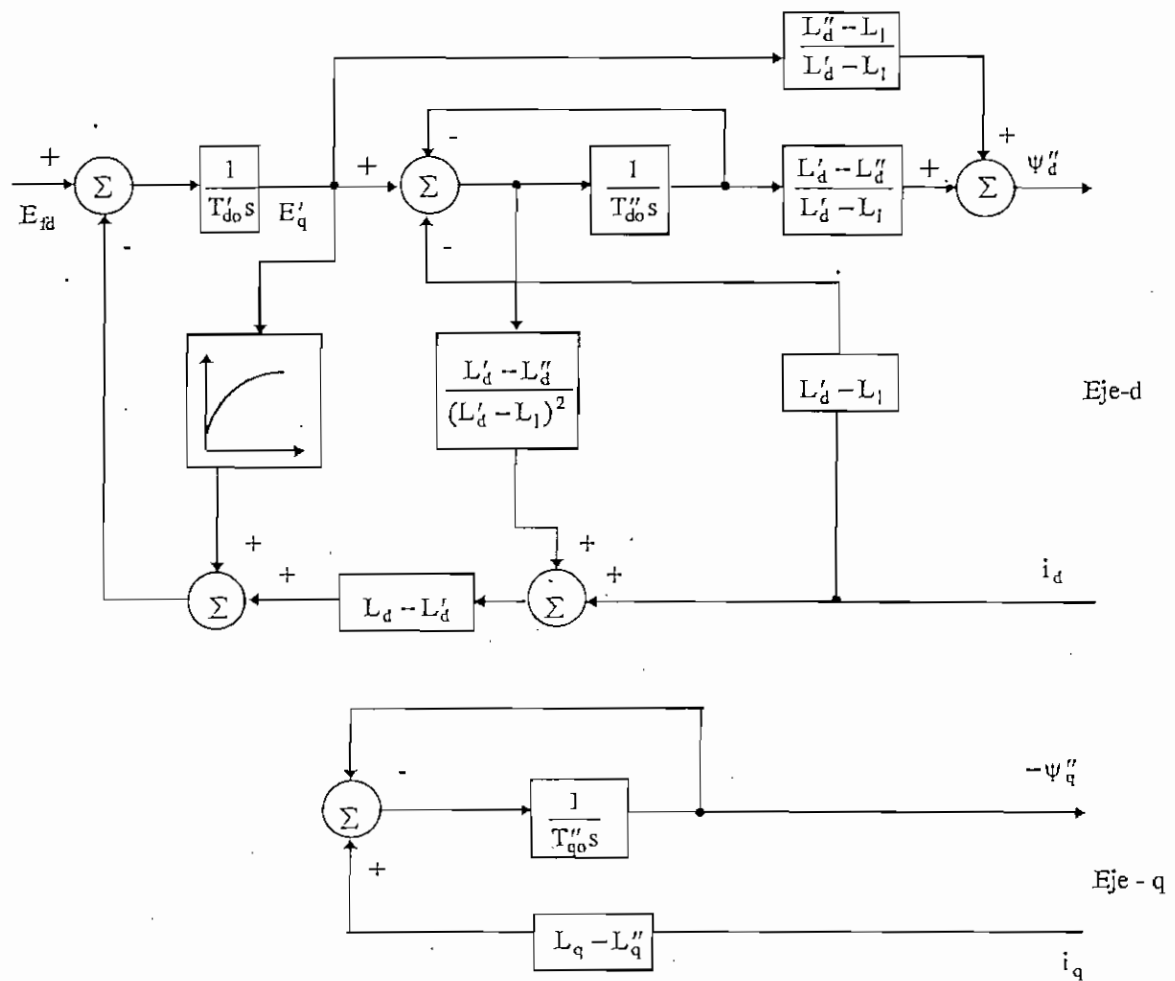


Figura 3.3 Modelo del Generador de Polos Salientes (Gensal)

## 3.2.5.2 Modelo Genrou

El modelo Genrou se utiliza para representar un generador de rotor cilíndrico, su diagrama de bloques se muestra en la figura 3.4.

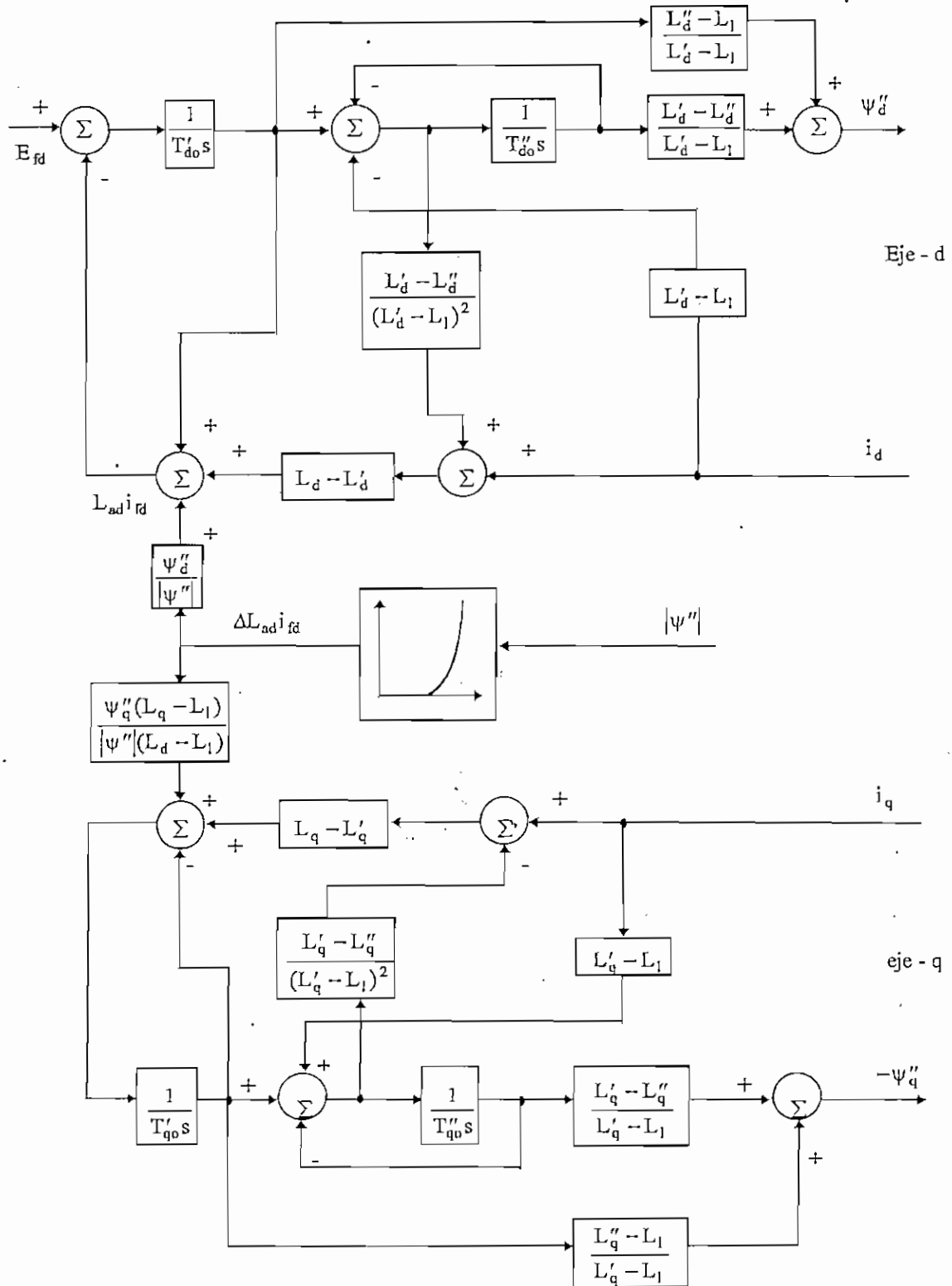


Figura 3.4 Modelo del Generador de Rotor Cilíndrico (Genrou).

### 3.3 MODELACION DE LOS SISTEMAS DE EXCITACION

En el diagrama de bloques de la figura 3.5 se indica un diagrama funcional del sistema de excitación, representado usualmente en estudios de sistemas eléctricos de potencia. El sistema de excitación incluye un transductor de voltaje terminal, y un compensador de carga, un regulador de voltaje, una excitatriz, un elemento estabilizador del sistema de excitación y opción para un sistema estabilizador de potencia (PSS).

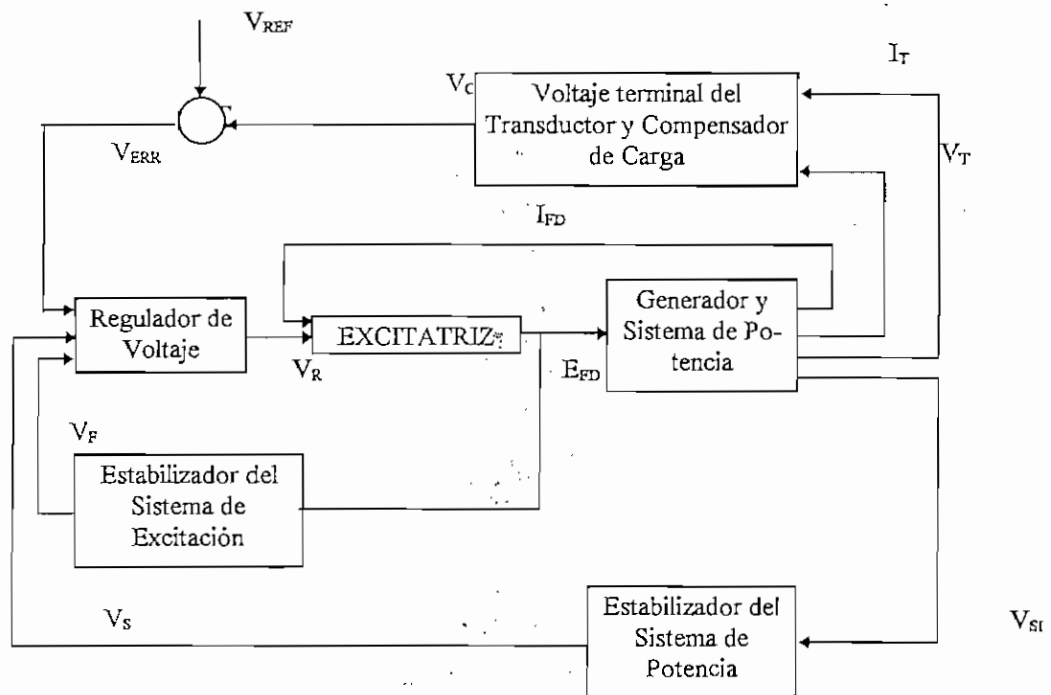


Figura 3.5 Diagrama Funcional del Sistema de Excitación

En la figura 3.6 se presentan los esquemas básicos de los sistemas de excitación de generadores síncronos.



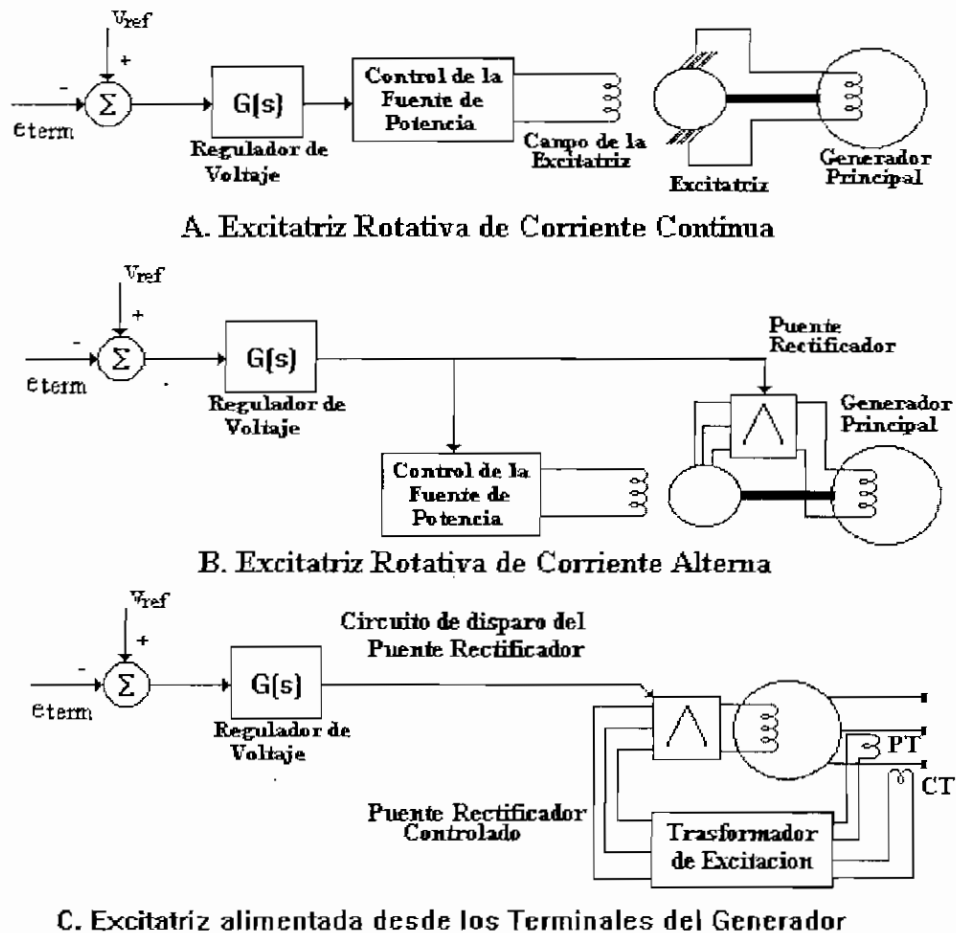


Figura 3.6 Esquemas Básicos de Sistemas de Excitación.

### 3.3.1 Excitatrices de Corriente Continua

Los sistemas de excitación utilizados en generadores antiguos utilizan un generador de corriente continua como excitatriz, instalado en el eje del generador. La excitatriz DC puede ser excitada en forma independiente como es muestra en la figura 3.7A, o excitada en forma paralela como se muestra en la figura 3.7B. En ambos casos de sistemas de excitación la IEEE recomienda el diagrama de bloques y la función no lineal,  $S_e$  indicada en la figura 3.8.

La función de saturación  $S_e$  es una característica de diseño de la excitatriz, la que es simulada por medio de los valores de  $S_e(E_2)$  y  $S_e(E_1)$ . La curva de  $S_e$  versus  $E_{fd}$  en el PSS/E, tiene la forma:

$$S_e = \frac{B(E_{fd} - A^2)}{E_{fd}} \quad (3.4)$$

y pasa por los puntos definidos en la figura 3.8. Los valores de voltaje de campo  $E_1$  y  $E_2$  para los cuales la función de saturación es especificada, se escogen normalmente cerca al codo de la curva de magnetización de la excitatriz y cerca al límite de techo de excitación respectivamente.

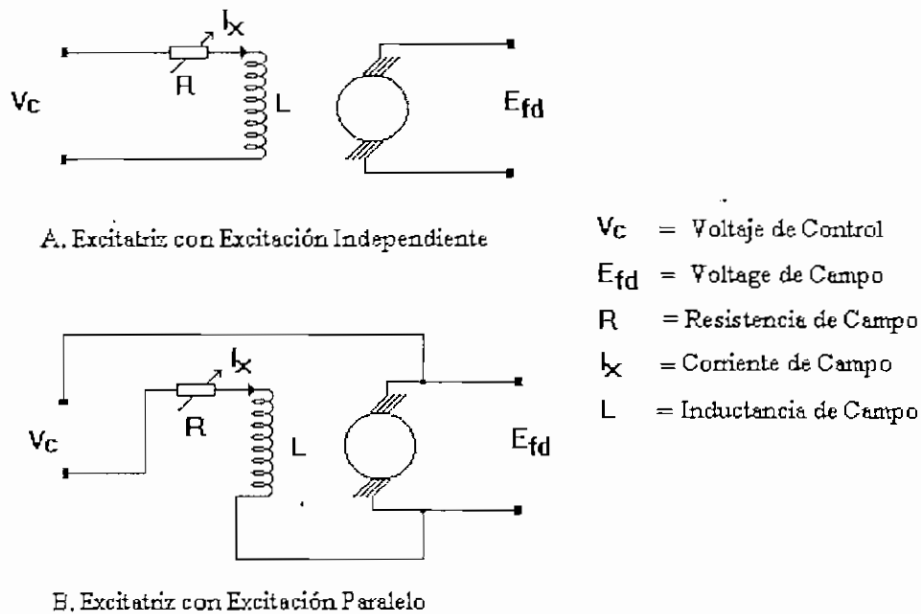


Figura 3.7 Disposición de la Excitatriz de Corriente Continua

Debido a que la curva de saturación es una característica de diseño de la excitatriz, los parámetros  $S_c(E_2)$  y  $S_c(E_1)$  son constantes. Los parámetros de la excitatriz  $T_c$  y  $K_c$  no son necesariamente constantes, sin embargo, en el caso de la excitatriz con excitación en paralelo, estos parámetros deben ser ajustados en concordancia con las condiciones iniciales.

### 3.3.1.1 Excitrices con Excitación Independiente

En el caso de excitatrices con excitación independiente, utilizando las variables en p.u, el voltaje de salida  $E_{fd}$  se relaciona con la corriente de campo  $I_x$  a través de la característica de circuito abierto mostrado en la figura 3.8C. Esta característica de circuito abierto puede expresarse por medio de la ecuación:

$$E_{fd} = (I_x - \Delta I) \quad (3.5)$$

y

$$\frac{\Delta I}{E_{fd}} = S_c \quad (3.6)$$

de donde

$$E_{fd}(1 + S_e) = I_x \quad (3.7)$$

La corriente de campo de la excitatriz y el voltaje de salida  $V_c$  de la fuente de control se relacionan a través de la ecuación:

$$RI_x + L' \frac{dI_x}{dt} = V_c \quad (3.8)$$

donde  $L'$  es el valor saturado de la inductancia de campo de la excitatriz. Esta inductancia en la práctica se calcula a través de:

$$L' = \frac{L}{1 + S_e} \quad (3.9)$$

donde  $L$  es la inductancia de campo no saturada de la excitatriz. Combinando las ecuaciones (3.7) a (3.9) se obtiene:

$$RE_{fd}(1 + S_e) + L \frac{dE_{fd}}{dt} = V_c \quad (3.10)$$

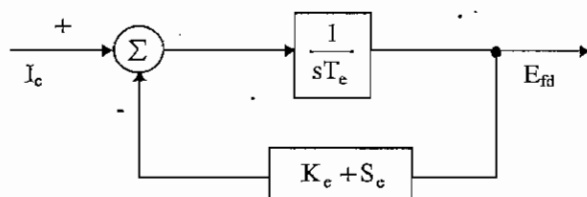
Reescribiendo la ecuación

$$\frac{L}{R} \frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{V_c}{R} - E_{fd} - S_e E_{fd} \quad (3.11)$$

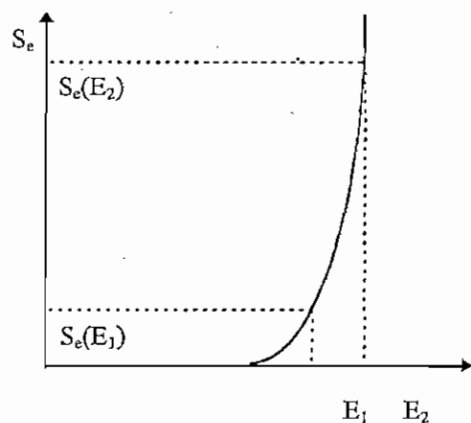
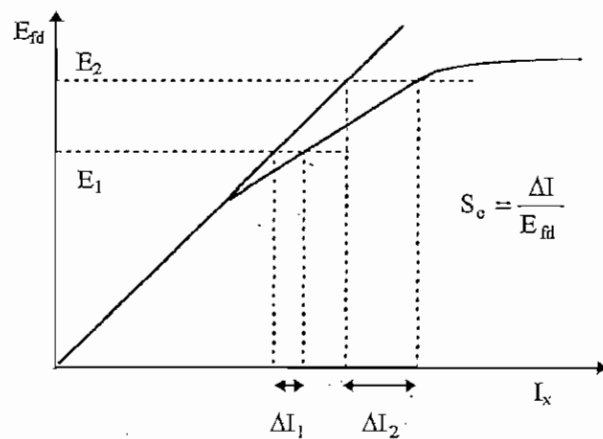
Esta ecuación es representada en el diagrama de bloques de la figura 3.8, si la resistencia de campo  $R$  es constante. En este caso la cantidad  $(V_c/R)$  es reemplazada por una nueva variable normalizada  $I_c$ , entonces la función de transferencia se ajusta definiendo:

$$T_c = L/R \quad (3.12)$$

$$K_c = 1 \quad (3.13)$$



A. Diagrama de bloques de una Excitación Rotativa.

B. Factor de Saturación,  $S_e$ .

(La Corriente de Campo está en p.u.)

C. Relación entre el Factor de Saturación y la Curva de Magnetización de la Excitatriz.

Figura 3.8 Función de Transferencia No Lineal para una Excitación Rotativa DC

### 3.3.1.2 Excitatrices con Excitación en Paralelo

Las ecuaciones (3.5), (3.6) y (3.7) se aplican también a las excitatrices con excitación en paralelo. En la figura 3.7 se muestra que en este tipo de excitatrices el voltaje de control  $V_c$  se aplica al devanado de campo en adición con el voltaje de salida de la excitatriz. La ecuación (3.8) debe ser reemplazada por:

$$R I_x + L' \frac{dI_x}{dt} = E_{fd} + V_c \quad (3.14)$$

La inductancia de campo de la excitatriz se calcula por la ecuación (3.9). Combinando (3.7), (3.9) y (3.14) se obtiene:

$$\frac{L}{R} \frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{R} V_c - \left(1 - \frac{1}{R}\right) E_{fd} - S_c E_{fd} \quad (3.15)$$

Esto sugiere que el diagrama de bloques de la figura 3.8 sea ajustado de acuerdo con los siguientes parámetros de excitatrices con excitación en paralelo

$$T_c = L/R \quad (3.16)$$

$$K_c = (1 - 1/R) \quad (3.17)$$

$$(V_c/R) = I_c \quad (3.18)$$

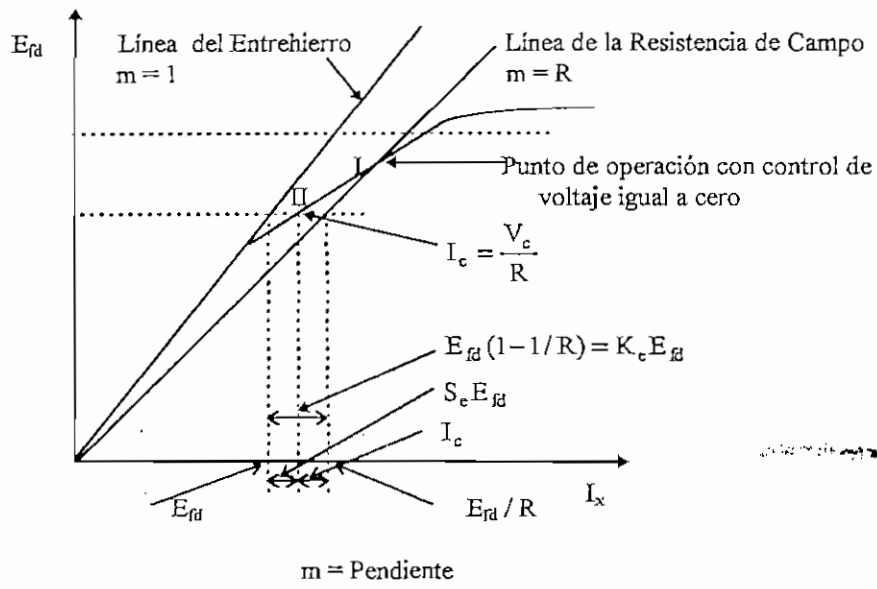
### 3.3.1.3 Ajuste Práctico de las Excitatrices

La especificación de las constantes  $K_c$  y  $T_c$  deben ser manejadas con cuidado, porque la resistencia de campo de la excitatriz es una cantidad ajustable mucho más grande que la constante de diseño. Es una práctica común que el valor de la resistencia de campo de las excitatrices en paralelo, sea ajustada de tal forma que el voltaje de control  $V_c$  sea cercano a cero en condiciones de operación de estado estable.

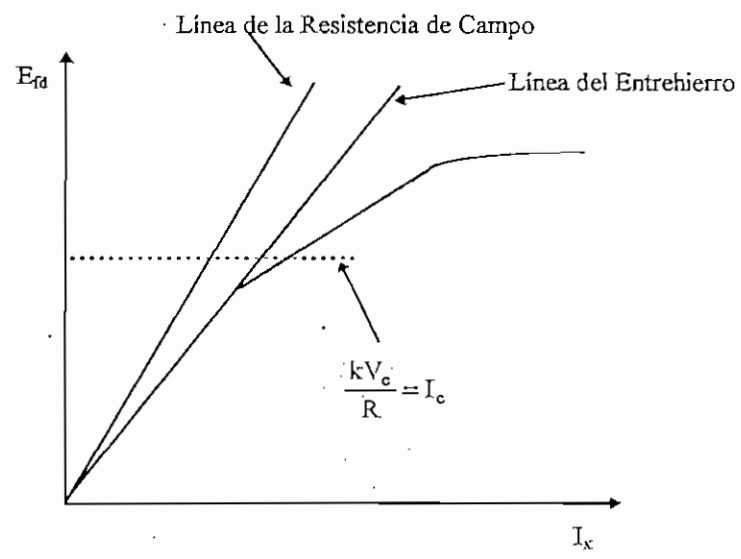
La solución en estado estable de (3.15) es:

$$\frac{V_c}{R} = E_{fd} - \frac{E_{fd}}{R} + S_c E_{fd} \quad (3.19)$$

En la práctica se asigna un valor de resistencia de campo en p.u, de tal forma que este valor sea ajustado alrededor del valor nominal cercano a la unidad. Cuando el valor en pu de  $R$  es menor que la unidad, la solución de (3.19) se ilustra en la figura 3.9A. En el punto de operación I, la excitatriz puede mantener exactamente su propia corriente de campo y opera en estado estado estable con cero de salida desde la fuente de control de excitación. En el punto de operación II, el voltaje de control debe mantener una salida continua  $V_c$ , para mantener la corriente de campo de la excitatriz en la cantidad  $I_c$ .



A. Resistencia de Campo Bajo el Valor Crítico



B. Resistencia de Campo Sobre el Valor Crítico

Fig 3.9 Efecto de la Resistencia de Campo en la salida de una Excitatriz con Excitación en Paralelo.

Cambiando el valor en p.u. de  $R$  a un valor más grande que la unidad, se produce la situación mostrada en la figura 3.9B, donde  $V_c$  debe tener un valor diferente de cero en su salida en todos los puntos de operación para compensar parte de la corriente de campo requerida por la excitatriz.

Varios de los sistemas de excitación utilizados, aprovechan la habilidad del campo paralelo de la excitatriz para producir toda la corriente requerida a partir de una pequeña corriente de la fuente de control. Estos sistemas están provistos de un ajuste lento automático y/o manual de la resistencia de campo, para llevar durante el estado de operación normal, el punto de operación hacia el punto I de la figura 3.9A, de tal manera que la capacidad total positiva o negativa de la fuente de control puede ser utilizada para dar un ajuste rápido de la salida de la excitatriz en situaciones transitorias. En estos sistemas, la resistencia de la excitatriz  $R$  puede asumirse constante durante unos pocos segundos en la simulación, pero debe ser ajustada lentamente a un nuevo valor para cada nueva pre-condición de estado estable.

### 3.3.2 Sistemas de Excitación AC

En la actualidad todos los sistemas de excitación modernos utilizan una fuente de corriente alterna como potencia de excitación y un puente rectificador en lugar de una máquina de corriente continua. La fuente de potencia AC, puede ser de dos tipos: un alternador con un transformador conectado a los terminales del generador principal o devanados auxiliares del generador principal. El puente rectificador puede ser controlado con SCR's o no controlado con diodos.

#### 3.3.2.1 Excitrices de Corriente Alterna

Las excitrices de corriente alterna son normalmente excitadas en forma independiente, porque su carga es únicamente un rectificador. Su comportamiento magnético se representa con aceptable precisión por el mismo diagrama de bloques y curva característica de la figura 3.8. Los valores de  $K_e$  y  $T_e$  en la figura 3.8 pueden ser tomados como constantes, independientemente de las condiciones de operación.

En el diagrama de bloques de la figura 3.8, el voltaje de salida de la excitatriz es independiente de su corriente de carga (corriente de campo del generador principal). Esto es bastante razonable en el caso de las excitrices DC las cuales son normalmente de corriente compuesta, pero menos cierto en el caso de las excitrices de corriente alterna que al igual que todos los generadores tienen una considerable reactancia sincrónica, y por lo tanto una importante caída en el voltaje terminal cuando la corriente se incrementa. Las recomendaciones hechas por la IEEE en 1969 con respecto a la modelación de sistemas de excitación desprecian el efecto de la reacción de armadura dentro de la excitatriz AC. Las nuevas recomendaciones de la IEEE presentadas en 1980, ya no desprecian este efecto. La reacción de armadura en las excitrices AC se añade en el diagrama de bloques a través de un nuevo bloque mostrado en la figura 3.10.

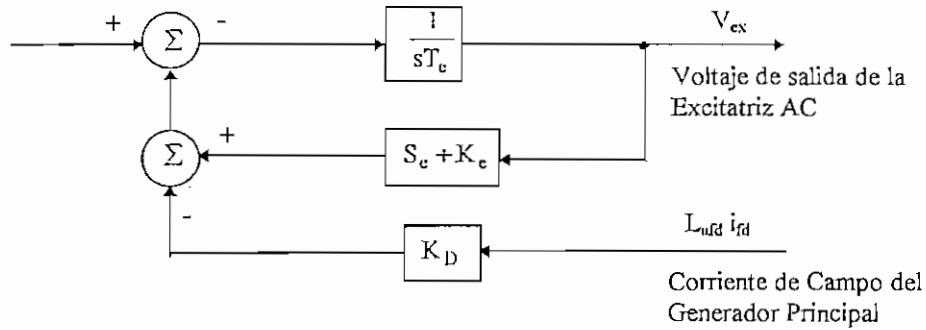


Figura 3.10 Función de Transferencia de una Excitatriz AC incluyendo el Efecto Desmagnetizante de la Corriente de Carga.

### 3.3.2.2 Excitación Paralela Compuesta de AC

La alternativa para una excitatriz de corriente alterna rotativa es un transformador conectado a los terminales del generador principal. Este puede ser un simple transformador de potencia o un transformador elaborado de corriente compuesta, en el cual el voltaje en el secundario depende de la corriente y el voltaje del generador principal.

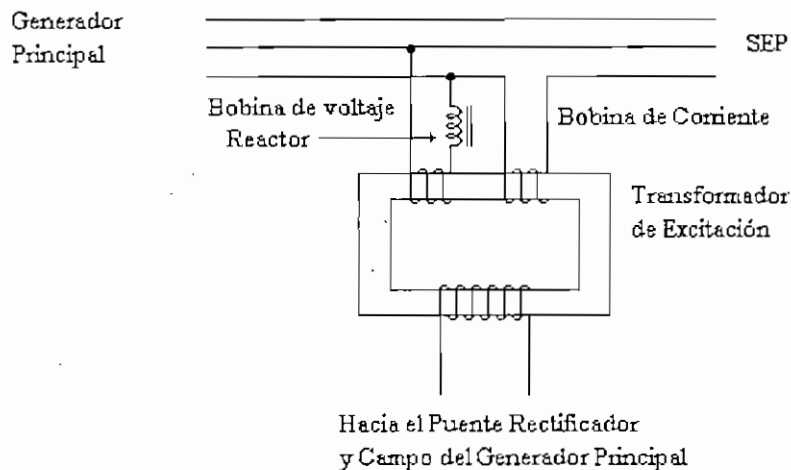


Figura 3.11 Transformador de Excitación de Corriente Compuesta

El transformador de corriente compuesta se construye de la forma indicada en la figura 3.11. El devanado convencional primario, es conectado en paralelo entre las fases del generador principal y es aumentado por un devanado conectado en serie con el estator del generador principal. Es común conectar un reactor lineal en serie con el devanado de voltaje, para limitar su corriente y por lo tanto su fuerza magnetomotriz  $f_{mm}$  en proporción a aquella del devanado de corriente. La  $f_{mm}$  total primaria en el núcleo del transformador es determinada por:



$$f_{mm} = k_I i_{gen} \pm j \frac{e_{term}}{x} \quad (3.20)$$

donde  $x$  es la reactancia total en el circuito de voltaje debido a la reactancia de magnetización del transformador y al reactor lineal. (El signo puede ser mas o menos dependiendo de la dirección del devanado). El flujo en el transformador y por lo tanto el voltaje secundario son proporcionales a esta  $f_{mm}$ .

$$V_{EX} = K_p e_{term} + j K_I i_{gen} \quad (3.21)$$

donde

$V_{EX}$  es el voltaje en el secundario del transformador

$K_p$  y  $K_I$  son constantes que dependen de la relación de vueltas y de la impedancia del reactor lineal

La excitación requerida para el generador se calcula aproximadamente mediante:

$$E_{fd} = e_{term} + j x_q i_{gen} \quad (3.22)$$

Por lo tanto los valores de  $K_p$  y  $K_I$  aproximadamente son:

$$K_p = 1.0$$

$$K_I = x_q$$

Estos valores hacen que la salida del transformador compuesto sea aproximadamente proporcional al voltaje de excitación, que necesita el generador principal.  $K_p$  es un valor ligeramente mayor que la unidad.

La aproximación realizada en la ecuación (3.21) no incluye la saturación del generador principal, así como también la caída de voltaje en el rectificador producida por el efecto de conmutación, de tal manera que la excitación debe ser ajustada por algún medio de realimentación. Esta realimentación puede ser aplicada al control de saturación de un transformador compuesto el cual alimenta un rectificador no controlado, o al utilizar un puente rectificador controlado, que recibe la salida de un transformador no modulado.

El uso de la corriente compuesta tiene la ventaja de que la fuente de voltaje de excitación  $V_{ex}$  es fuerte durante fallas, ya que el bajo voltaje terminal es asociado con una alta corriente. Su uso no es universal, sin embargo, muchos sistemas de excitación usan un transformador simple y puentes rectificadores con la suficiente capacidad para producir una adecuada excitación cuando el voltaje terminal del generador principal se disminuye durante una falla.

### 3.3.2.3 Rectificadores de la Corriente de Campo

La salida del alternador o del transformador utilizados como fuentes de excitación se conectan directamente a un puente rectificador que provee la corriente de campo requerida por el generador principal. El puente rectificador en muchos sistemas es rotativo ensamblado en el eje de la excitatriz; este tipo de rectificador evita la necesidad de anillos rozantes con una alta capacidad de corriente. Este tipo de rectificadores instalados en el eje son del tipo no controlados, entonces su salida depende del voltaje alterno proporcionado por la excitatriz y de la caída de voltaje debido a la conmutación.

El efecto de conmutación reduce el voltaje de salida continuo por un factor que depende de la corriente continua de salida y del nivel de voltaje de la excitatriz del alternador como se muestra en el diagrama de bloques de la figura 3.12. Este modelo de la caída debido a la conmutación, se aplica a un amplio rango de la corriente de carga del rectificador. Esta consideración es necesaria tomarla en cuenta cuando se modela rectificadores no controlados. La mayoría de rectificadores controlados operan con corrientes en un rango bajo indicado en la figura 3.12 y que puede ser modelado por una relación lineal.

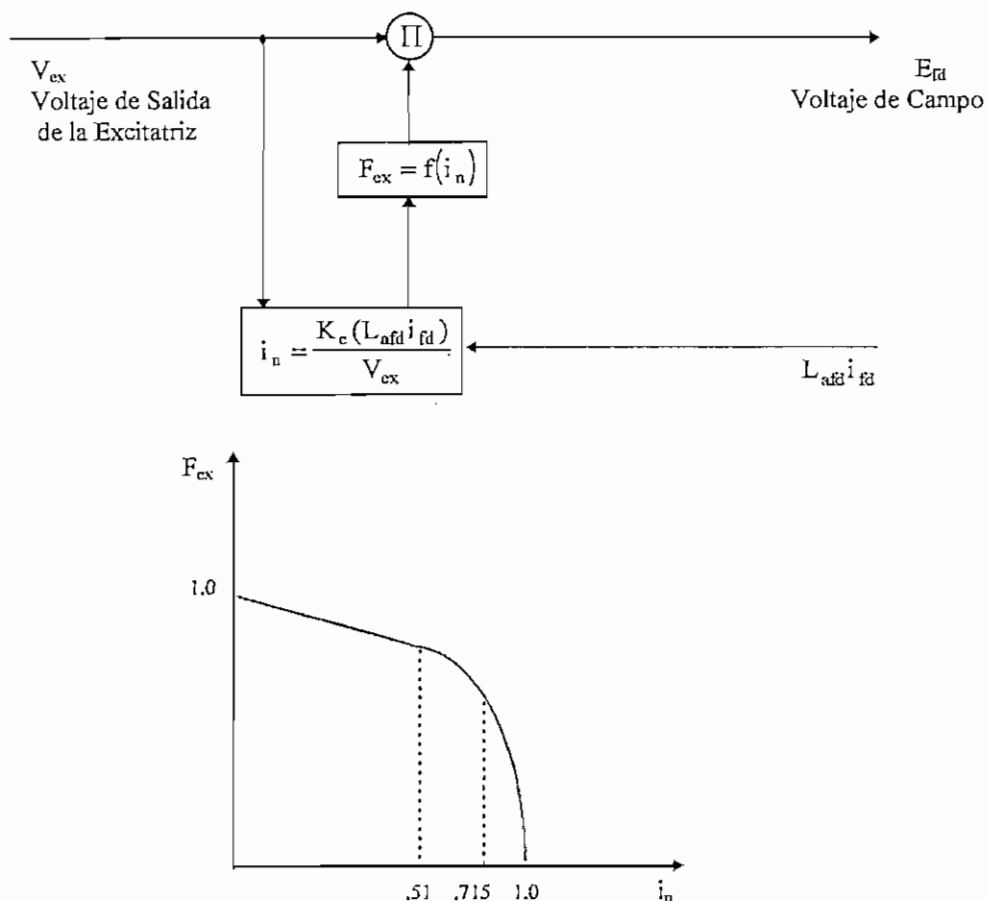


Figura 3.12 Caracterización de la Caída de Voltaje de Conmutación en el Rectificador de Excitación

El modelo que corrige la caída debido a la conmutación en la figura 3.12 se combina con el modelo de la excitatriz que utiliza un generador de corriente alterna de la figura 3.10, el cual da como resultado el modelo mostrado en la figura 3.13, que corresponde a una excitatriz de corriente alterna con un puente rectificador no controlado a la salida de un alternador. Mientras que al combinarlo con el modelo del transformador compuesto da como resultado el diagrama de bloques de la figura 3.14, que representa un sistema de excitación de corriente alterna con rectificador y transformador compuesto combinado.

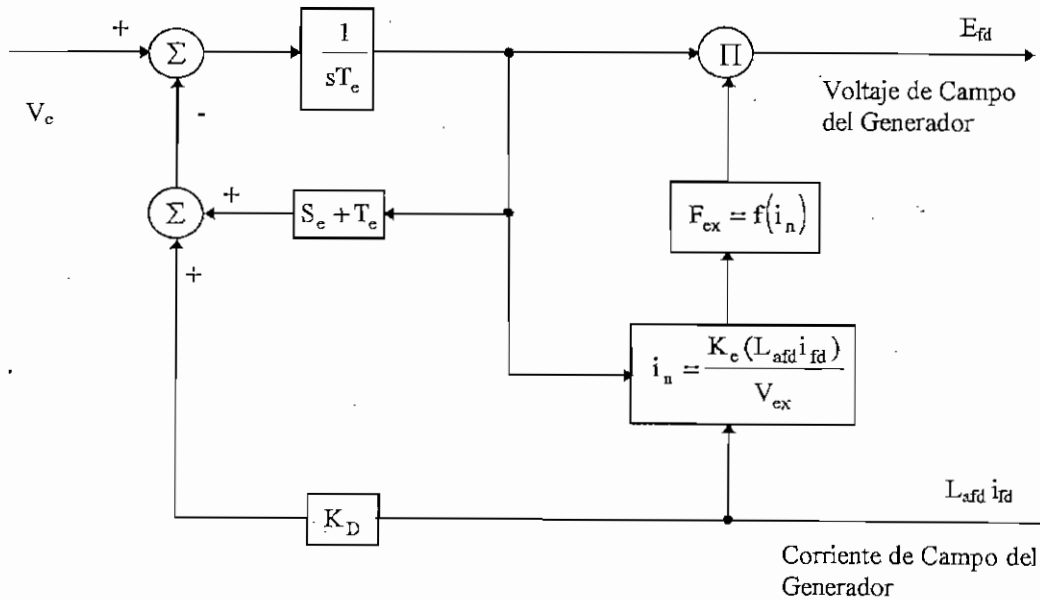


Figura 3.13 Modelo Rectificador - Alternador Combinados para Representación de una Excitatriz AC con un Puente Rectificador No Controlado en la Salida

Los parámetros  $T_c$ ,  $K_c$ ,  $S_c(E_1)$ ,  $S_c(E_2)$ ,  $K_D$  y  $K_e$  en la figura 3.13 se determinan a partir de las características de diseño de la máquina y no cambian con las condiciones de operación de la planta.

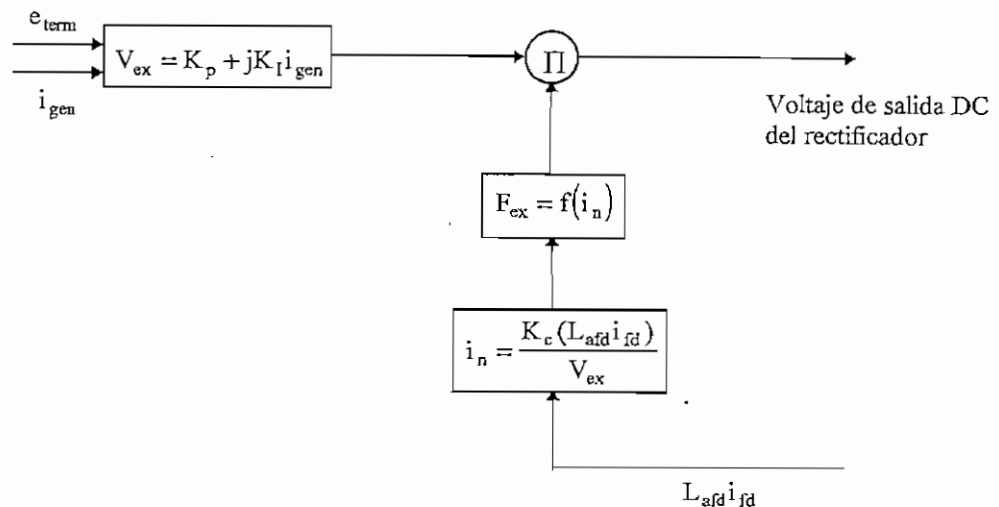


Figura 3.14 Modelo Rectificador - Transformador Compuesto Combinado para representar un Sistema de Excitación AC

El parámetro  $K_c$  de la figura 3.14 es un parámetro de diseño del equipo, independiente de las condiciones de operación del generador. Los parámetros  $K_p$  y  $K_i$  no son estrictamente constantes en algunos sistemas de excitación que dependen de la saturación controlada del transformador de excitación. Estos parámetros son tratados como constantes para cada unidad de generación individual y condición de operación inicial.

### 3.3.3 Elementos de Control y Regulación de Voltaje

#### 3.3.3.1 Funciones de Transferencia

Los elementos del sistema de excitación descritos en las secciones 3.3.1 y 3.3.2 son controlados por el regulador de voltaje para formar un lazo de realimentación alrededor del generador principal. El regulador de voltaje está normalmente compuesto por elementos de baja potencia; estos usualmente son dispositivos mecánicos o amplificadores magnéticos en sistemas antiguos y son electrónicos en sistemas modernos.

El regulador de voltaje responde a un error en el voltaje terminal como se muestra en la figura 3.15. La función de transferencia completa del sistema de excitación incluye las características dinámicas de los elementos de la excitatriz y la función de transferencia del regulador de voltaje. Los elementos  $G_{cc}(s)$ ,  $G_{ci}(s)$  y  $G_{cf}(s)$  dependen de los detalles involucrados en la fuente de excitación como los mostrados en las figuras 3.10, 3.13 y 3.14 (estas funciones de transferencia se calculan por manipulación algebraica de cada figura). La función de transferencia del generador varía con las condiciones de carga y del sistema de impedancias.  $K_{gc}(s)$  es una función de transferencia simple  $[1/(1+sT_{do})]$  cuando el generador está siendo sincronizado y una función de transferencia de un orden alto con polos complejos cuando el generador está sincronizado y con carga.

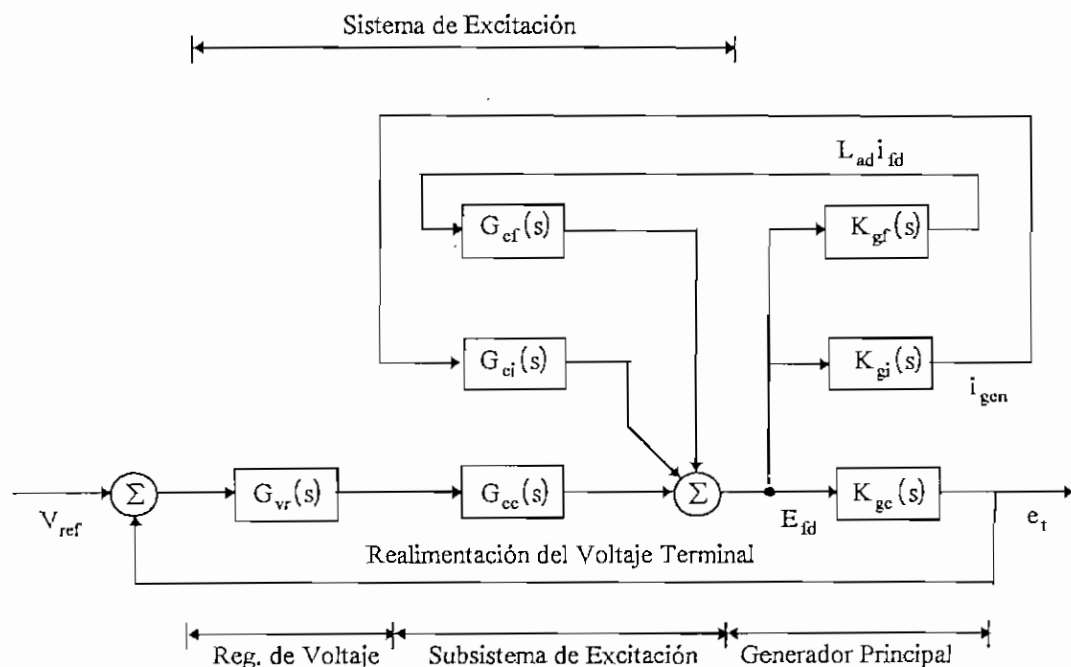


Figura 3.15 Función de Transferencia Completa del Sistema de Excitación

La ganancia de estado estable del regulador de voltaje debería ser alta de tal forma de mantener el error de voltaje tan pequeño como sea posible en estado estable. Aunque valores altos de ganancia en  $G_w(s)$  no son tolerables durante el estado dinámico de la máquina, porque la constante de tiempo del campo del generador asegura la presencia de suficiente retardo en fase para producir el comportamiento oscilatorio del lazo principal de realimentación. Es común diseñar el regulador de voltaje con una alta ganancia en estado estable y con una ganancia relativamente baja en condiciones transitorias. La característica deseada para el regulador de voltaje se muestra en el diagrama de Bode de la figura 3.16.

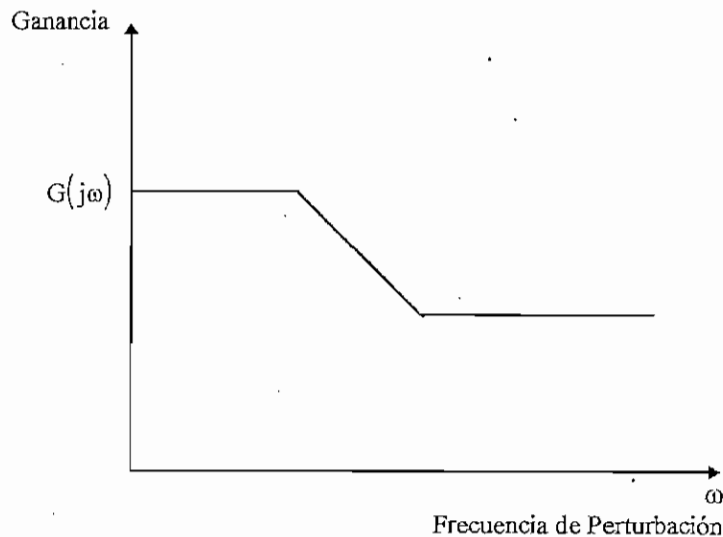


Figura 3.16 Diagrama de Bode de la Función de Transferencia del Regulador de Voltaje

### 3.3.4 Sistemas de Excitación empleados en la Simulación

#### 3.3.4.1 Modelo Sexs

El modelo Sexs representa un tipo de sistema de excitación no específico. Representa la característica general de una amplia variedad de sistemas de excitación apropiadamente calibrados. Este modelo de sistema de excitación es utilizado en casos donde los detalles de diseño no se conocen.

La ganancia  $K$ , la constante de tiempo  $T_E$  y los límites  $E_{MAX}$ ,  $E_{MIN}$  son una representación básica de la fuente de excitación. Las constantes de tiempo  $T_A$  y  $T_B$  proveen la reducción necesaria de la ganancia transitoria para permitir un comportamiento dinámico satisfactorio con una alta ganancia en estado estable.

Los valores típicos para el modelo SEXS son:

$$\begin{aligned} T_A &= 1 \text{ s} \\ T_B &= 10 \text{ s} \\ K &= 200 \text{ a } 400 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_E &= 0.05 \text{ s} \\
 E_{\text{MIN}} &= 0 \\
 E_{\text{MAX}} &= 2.5 \text{ a } 6 \text{ p.u.}
 \end{aligned}$$

El diagrama de bloques se presenta en la figura 3.17.

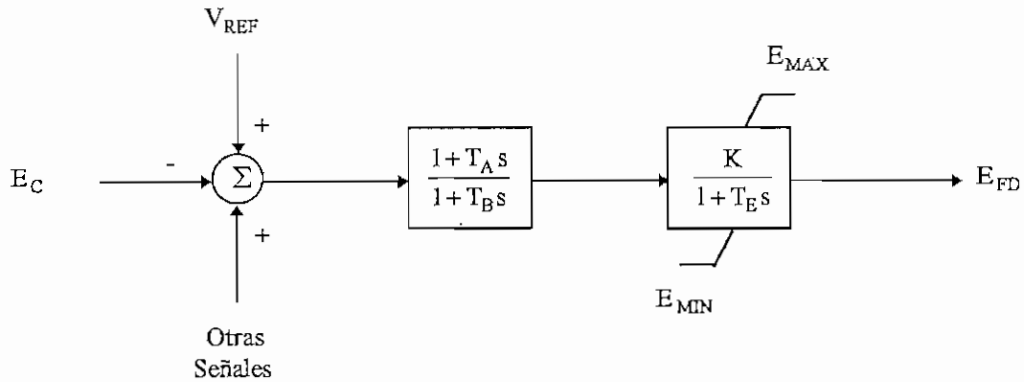


Figura 3.17 Diagrama de Bloques del Modelo Sixs

### 3.3.4.2 Modelo Exst1

Este modelo de sistema de excitación con excitatriz de fuente de potencial de rectificadores controlados se utiliza para representar todos los sistemas en los cuales la potencia de excitación es obtenida a través de un transformador conectado a los terminales del generador y el voltaje de salida de este es regulado por un rectificador controlado. El máximo voltaje disponible en la excitatriz está directamente relacionado al voltaje terminal del generador.

En este tipo de sistemas las constantes de tiempo de la excitatriz son muy pequeñas y un estabilizador de la misma no es necesario. El diagrama de bloques correspondiente a este sistema de excitación se muestra en la figura 3.18

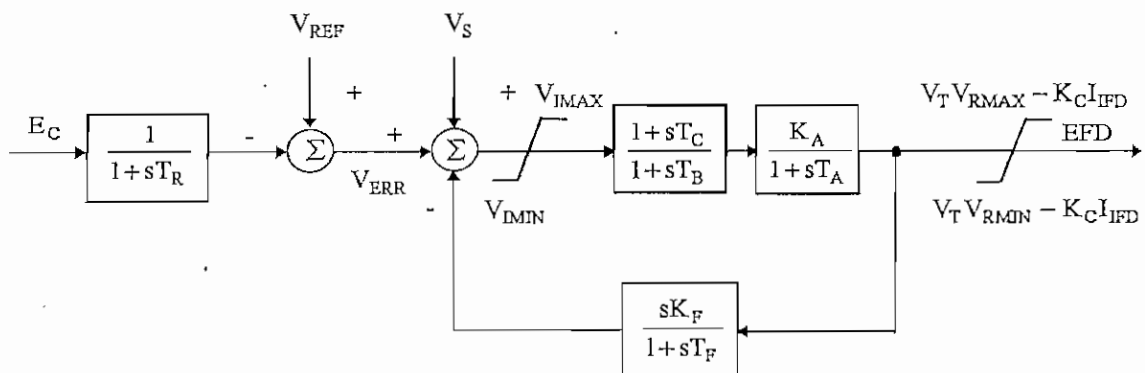


Figura 3.18 Diagrama de Bloques del Modelo Exst1

### 3.3.4.3 Modelo Exst3

Algunos sistemas estáticos utilizan variables internas del generador para formar la fuente de potencia de excitación, tal sistema de excitación de fuente compuesta de rectificadores controlados emplea rectificadores controlados en la salida del circuito de la excitatriz. El diagrama de bloques correspondiente a este sistema de excitación se representa en la figura 3.19.

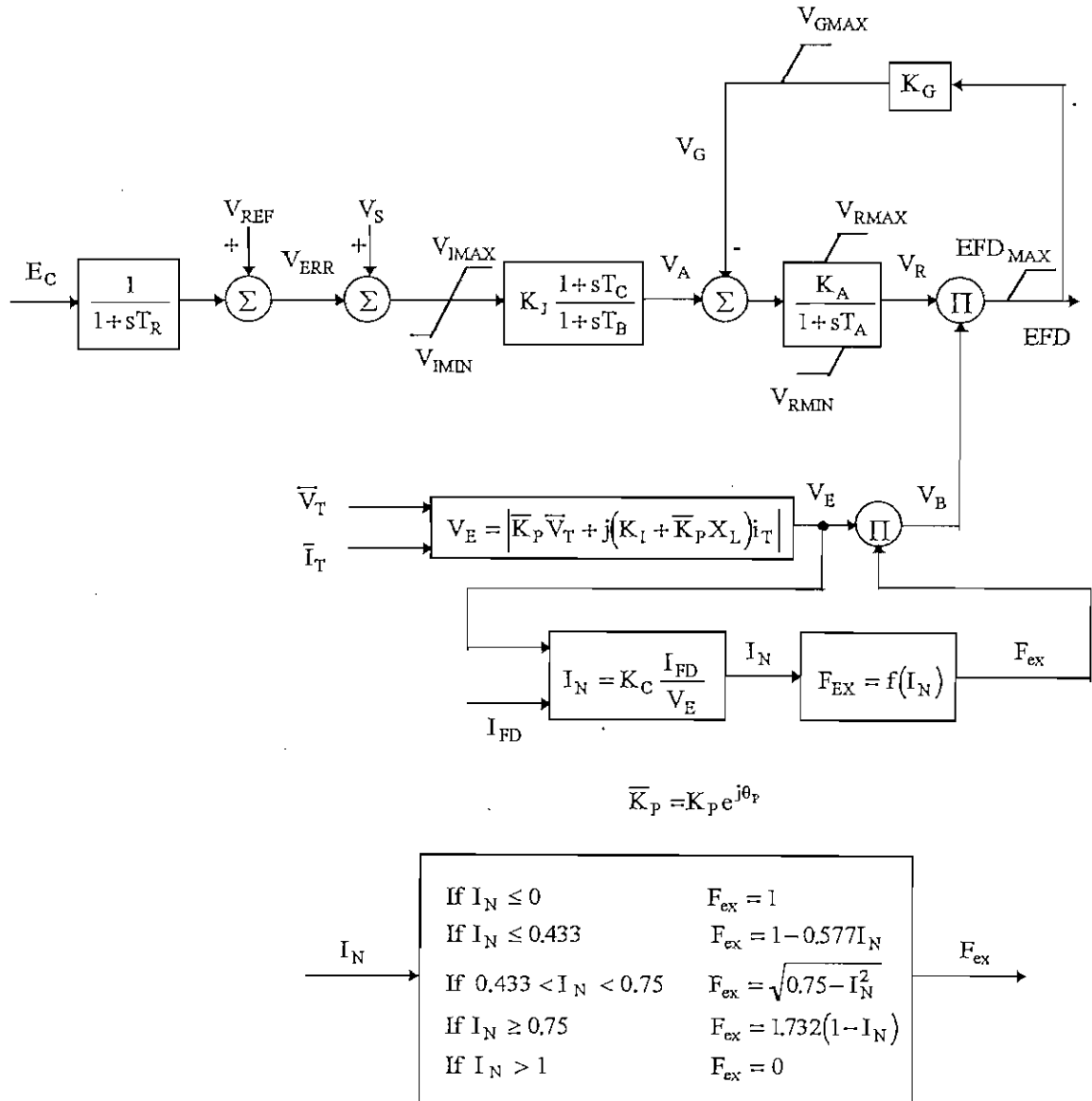


Figura 3.19 Diagrama de Bloques del Modelo Exst3

### 3.4 MODELACION DE TURBINAS Y REGULADORES DE VELOCIDAD

Los modelos de gobernadores (reguladores de velocidad) de las turbinas se diseñan para representar los efectos de las plantas de potencia en los estudios de estabilidad. Sin embargo, estos modelos no se utilizan en estudios más detallados del comportamiento individual de cada planta. En la figura 3.20 se encuentra un

diagrama funcional que nos muestra las relaciones existentes entre generador, turbina y su regulador de velocidad.

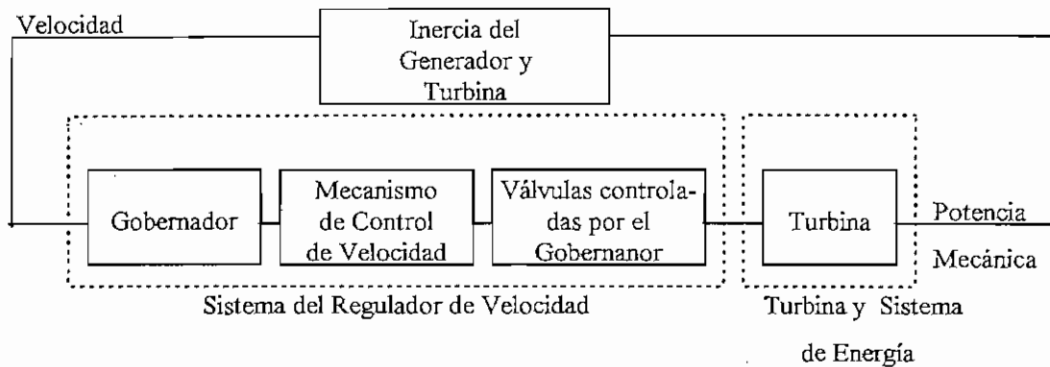


Figura 3.20 Diagrama Funcional de Generador, Turbina y Regulador de Velocidad

### 3.4.1 Modelos de Gobernadores de Turbinas Hidráulicas

Muchos modelos de plantas hidroeléctricas están disponibles para la simulación en el PSS/E; aunque todos tienen gobernadores similares, difieren unos de otros en la representación del sistema hidráulico.

#### 3.4.1.1 Modelos Lineales (Ieeeg3)

Los modelos lineales del PSS/E asumen la siguiente función de transferencia turbina - tubería de presión para la simulación de turbinas hidráulicas:

$$\frac{p}{g} = \frac{1 - T_w * s}{1 + T_w * \frac{s}{2}} \quad (3.23)$$

donde  $p$  y  $g$  son la potencia mecánica y la posición de la compuerta en p.u., respectivamente.

La constante de la columna de agua  $T_w$  se calcula en forma aproximada por:

$$T_w = \frac{L * Q}{g_v * A * H} \quad (3.24)$$

donde

$Q$  = Flujo en la condición inicial de carga

$H$  = Altura del nivel inicial de toma de agua

$L$  = Longitud de la línea central de la tubería de presión más la carcaza del caracol y el tubo.

$g_v$  = Aceleración gravitacional

$A$  = Area de la sección transversal de la tubería de presión.



Q a media carga es aproximadamente la mitad del valor de plena carga, mientras H permanece constante,  $T_w$  varía significativamente con el nivel de carga.

Estos modelos son válidos solamente para pequeñas desviaciones de frecuencia y de posición de compuerta, típicos en sistemas de potencia grandes. Además estos modelos requieren que el usuario recalculé el valor de  $T_w$  para cada nueva condición de carga.

El Modelo Ieeeg3 es una alternativa de representación del gobernador de una turbina hidráulica, donde los datos pueden ser obtenidos muy fácilmente y con exactitud. Los valores típicos para este modelo son:

$$\begin{aligned} T_R &= 5.0 \text{ s} \\ T_G &= 0.5 \text{ s} \\ T_p &= 0.04 \text{ s} \\ \delta &= 0.3 \\ \sigma &= 0.05 \end{aligned}$$

$T_w$  está típicamente en el rango de 1 a 3 segundos.

El diagrama de bloques del modelo Ieeeg3 se muestra en la figura 3.21

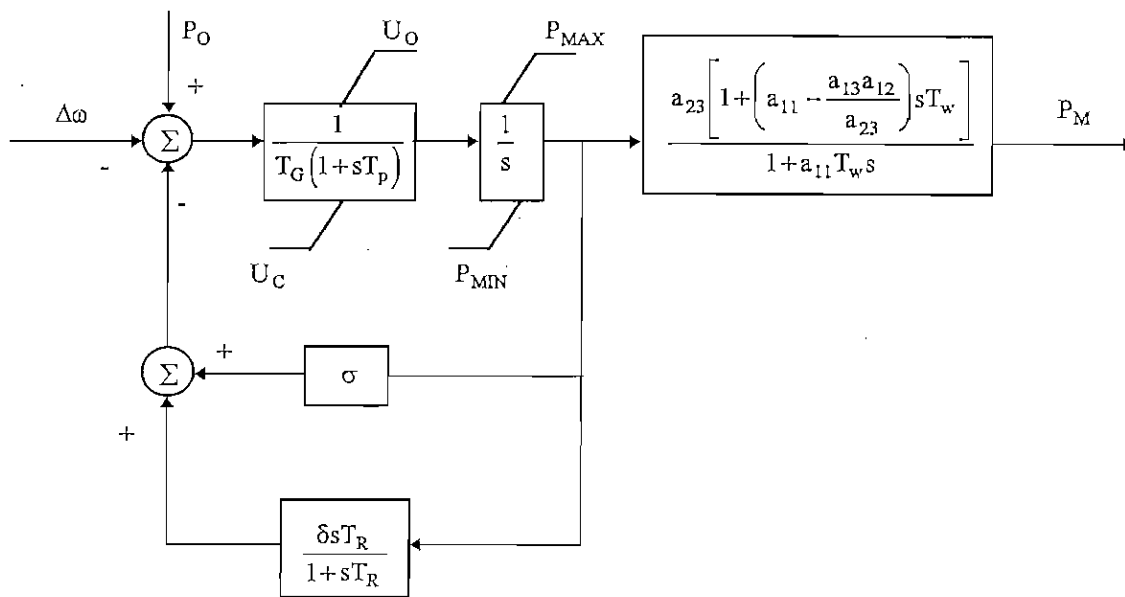


Figura 3.21 Diagrama de Bloques del Modelo Lineal Ieeeg3

### 3.4.1.2 Modelos No Lineales (Hygov)

El modelo Hygov representa el gobernador de una planta hidro-eléctrica directamente por una simple

representación hidráulica de la tubería de presión con movimientos de altura y cola sin restricción y sin tanque de desfogue. Los modelos de la turbina hidráulica y gobernador se muestran en la figura 3.22.

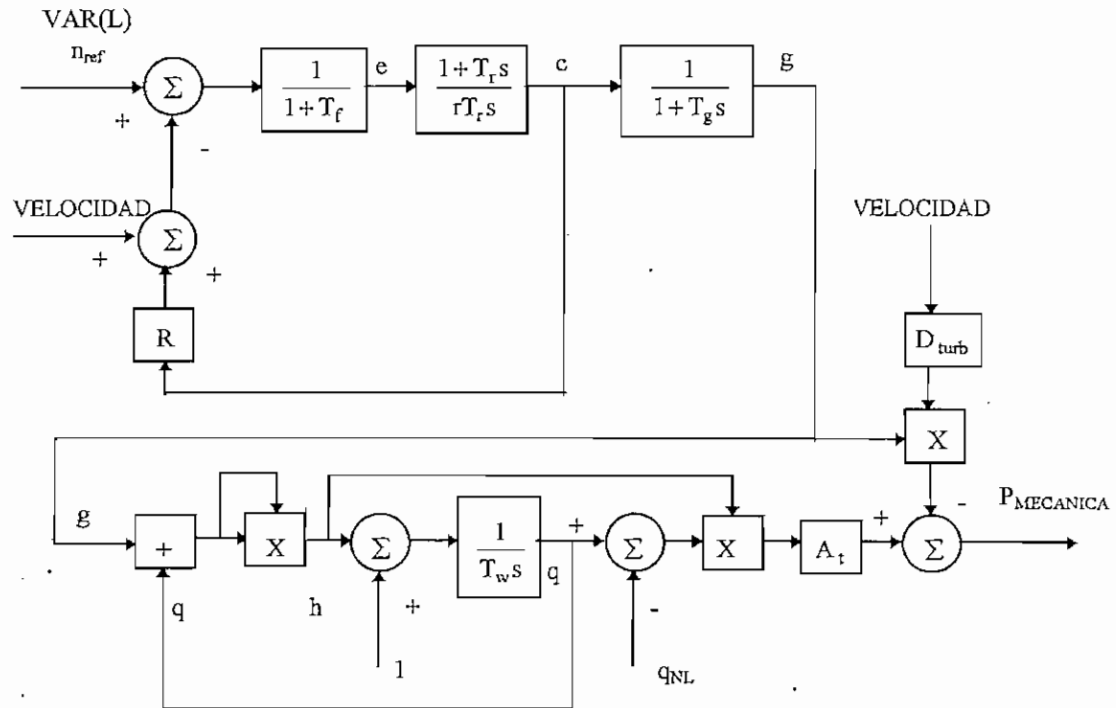


Figura 3.22 Diagrama de Bloques del Modelo No Lineal (Hygov)

La linealización de la función de transferencia de turbina - tubería de alta presión para pequeñas perturbaciones alrededor del punto de operación  $Q_0, H_0$  resulta:

$$\frac{p}{g} = \frac{1 - \bar{T}_w * s}{1 + \bar{T}_w * s/2} \quad (3.25)$$

donde

$$\bar{T}_w = T_w * Q_0 / H_0 \quad (3.26)$$

$T_w$  se calcula con la ecuación (3.24) pero usando el flujo base y alturas en p.u., los cuales son independientes de la condición inicial de carga. El flujo base es el flujo de la turbina cuando las compuertas se encuentran completamente abiertas ( $g=1$  p.u.). La altura base es la altura en la turbina, cuando el flujo es el base.  $Q_0$  y  $H_0$  están en p.u. en relación al flujo y altura base, respectivamente.

Al multiplicar la constante de la columna de agua por  $Q_0$  y  $1/H_0$ , el modelo responde automáticamente a cambios dinámicos. El modelo turbina - tubería de presión es válido para todo el rango de operación de una turbina hidráulica, es decir, desde la velocidad con cero carga hasta la velocidad con la compuerta

completamente abierta. Además el modelo es válido para desviaciones grandes de velocidad usadas para simular condiciones de rechazo de carga.

La característica de regulación permanente  $R$  y la temporal  $r$  se especifican en p.u. El límite de velocidad VELM es el recíproco del tiempo tomado por las compuertas para moverse desde cuando están totalmente abiertas a cerradas. El máximo límite de apertura de la compuerta GMAX es el valor que establece el operador en la consola del gobernador; este valor no puede ser mayor que 1.0 p.u. La mínima posición de la compuerta es normalmente 0.0.

El flujo sin carga  $q_{NL}$  es el flujo requerido para mantener a la unidad fuera de línea a velocidad nominal; este valor se calcula en p.u. en relación al flujo base.

La ganancia de la turbina  $A_t$  esta dada por:

$$A_t = \frac{1}{g_{f.l.} - g_{n.l.}} \quad (3.27)$$

donde:

$g_{f.l.}$  = posición de la compuerta a plena carga ( $0 < g_{f.l.} < 1$ )

$g_{n.l.}$  = posición de la compuerta sin carga ( $0 < g_{n.l.} < 1$ )

Los valores representativos para este tipo de plantas son:

R	Regulación permanente	0.05 p.u.
r	Regulación transitoria	0.1 - 1.0 p.u.
$T_r$	Constante de tiempo del gobernador	2 - 20 s
$T_f$	Constante de tiempo del filtro	0.05 s
$T_g$	Constante de tiempo del servomotor de compuerta	0.5 s
VELM	Límite de velocidad de compuerta	0.167 p.u./s
GMAX	Máxima apertura de la compuerta	1.0 p.u.
GMIN	Mínima apertura de la compuerta	0.0 p.u.
$T_w$	Constante de tiempo de la columna de agua	1.0 - 3.0 s
$A_t$	Ganancia de la turbina	1.2
$D_{turb}$	Coeficiente de amortiguamiento de la turbina	1.5 → 2.0 Pelton
		0.0 Kaplan
		0.5 Francis
$q_{NL}$	Flujo sin carga	0.08 p.u.

Los valores de  $r$  y  $T_r$  deben calcularse de tal forma que se presente una regulación estable de carga:

$$T_r = 4T_w \qquad r = \frac{T_w}{H} \qquad (3.28)$$

### 3.4.2 Modelación de Gobernadores de Turbinas a Vapor

#### 3.4.2.1 Modelo Ieeeg1

Este modelo es generalmente recomendado por la IEEE para turbinas a vapor. El Ieeeg1 también puede aproximar el comportamiento de una turbina hidráulica.

El diagrama de bloques correspondiente a este modelo se presenta en la figura 3.23.

### 3.4.3 Modelación de Gobernadores de Turbinas a Gas

#### 3.4.3.1 Modelo Gast

Gast representa la característica dinámica de las turbinas a gas industriales conectadas a un sistema de potencia. El modelo contiene un bloque de adelanto con la constante de tiempo del gobernador  $T_1$  y la constante  $T_2$  que corresponde a la cámara de combustión junto a un limitador de carga en realimentación. El limitador de carga es sensible a la temperatura de escape de la turbina y  $T_3$  representa la constante de tiempo del sistema de medición del gas de escape.

El límite de carga a la temperatura ambiente debe ser 1,0 cuando la turbina opera a la temperatura ambiente de diseño. Cuando la temperatura ambiente es más alta, el valor debe ser más bajo. El comportamiento dinámico de la turbina cambia con la temperatura ambiente. La constante  $K_T$  se utiliza para ajustar la ganancia del limitador de carga en el lazo de realimentación.

La carga de referencia debe ser igual a la potencia mecánica en el eje P<sub>MECH</sub>. El limitador de carga en el lazo de realimentación controla el flujo de combustible a la turbina a través de una válvula cuando su salida es menor que la carga de referencia (reducida en 1/R).  $D_{urb}$  es un coeficiente de amortiguamiento utilizado para representar el amortiguamiento de velocidad introducido por el rotor de la turbina.

El diagrama de bloques correspondiente a este modelo se presenta en la figura 3.24.

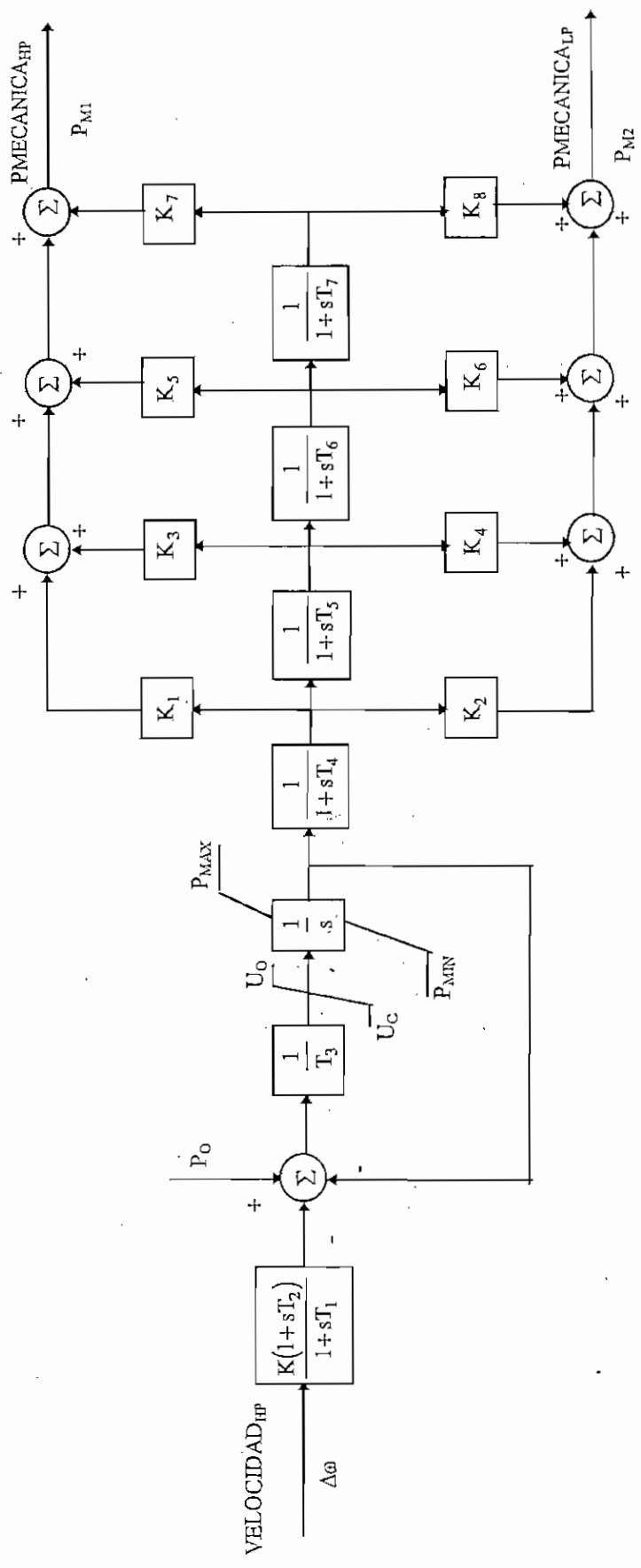


Figura 3.23 Diagrama de Bloques del Modelo Iteeg1

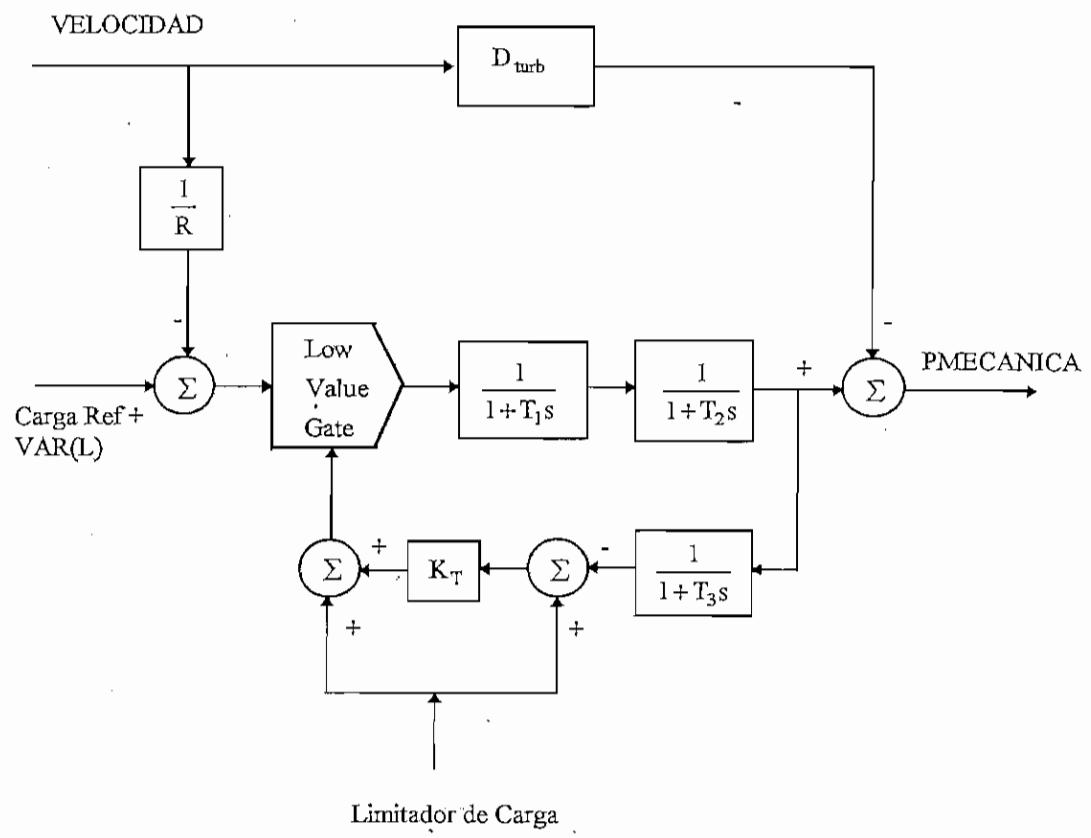


Figura 3.24 Diagrama de Bloques del Modelo Gast

## CAPITULO 4

### ANALISIS DEL SNI EN ESTADO ESTACIONARIO

#### 4.1 TOPOLOGIA DE LA RED DEL SNI PARA EL AÑO 1997

El constante desfinanciamiento sufrido por el sector eléctrico en los últimos años ha acarreado una serie de retrasos en la construcción de obras que han sido consideradas prioritarias para el desarrollo eléctrico Ecuatoriano, principalmente en el campo de transmisión y generación, lo que ha llevado a operar el sistema en condiciones críticas. Hasta el año 1996 la configuración de la red eléctrica del Sistema Nacional Interconectado se podía considerar como un sistema eléctrico longitudinal. En el caso del SNI existen dos centros de consumo importantes que son Quito y Guayaquil que se encuentran a unos 300 km y 200 km de la mayor central hidroeléctrica, Paute.

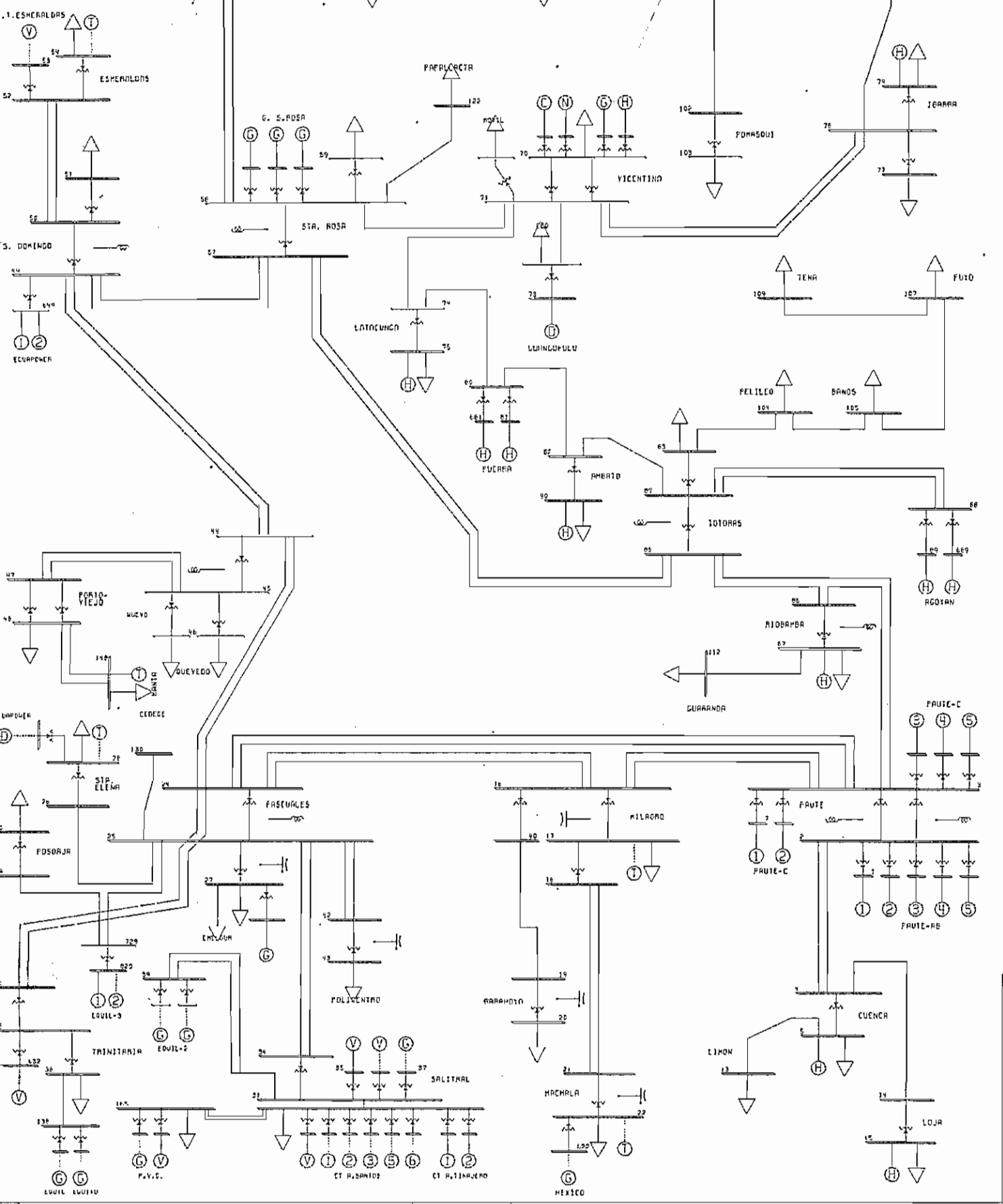
La central Paute fue construida en dos etapas, la primera etapa, la fase AB que consta de 5 unidades de 100 MW y la segunda consta de 5 unidades de 115 MW denominada fase C. La potencia instalada en esta central es de 1075 MW, que hasta el año 1996 no podía ser evacuada en su totalidad debido a que paralelamente a la construcción de la fase C no se construyó la línea de transmisión Paute-Pascuales- Trinitaria a 230 kV.

Gracias a la entrada en operación de ésta línea de transmisión, al proyecto de aumento de capacidad de las subestaciones Vicentina, Quevedo y Milagro y reubicación de los bancos de capacitores de las subestaciones Milagro y Santa Rosa, de acuerdo al Plan de Expansión Emergente del SNI para el periodo 1997 y 1998, a la construcción de obras que han sido planificadas a mediano y largo plazo para la expansión del SNI como son: la construcción de las subestaciones Tulcán, Latacunga y Babahoyo y la entrada en operación de la turbina a gas en la S/E Pascuales y la central a vapor Trinitaria de propiedad de INECEL, se efectúa el presente trabajo de tesis. Además, se toma en consideración las nuevas centrales de generación construidas por las empresas privadas existentes hasta el momento de la elaboración de este trabajo como son Electroquil 2 , Electroquil 3, las turbinas a gas Alvaro Tinajero de Emelec y Ecuapower de Santo Domingo y Santa. Elena.

De las obras consideradas en el estudio, la S/E Latacunga hasta el momento no se ha integrado al sistema de transmisión.

La configuración topológica de la red del SNI considerada para el estudio de julio y diciembre de 1997 es la considerada en el Plan de Expansión Emergente del SNI para el período 1997 - 1998 [17] y se muestra en la figura 4.1.

1. SISTEMA DE POTENCIA  
 QUE ELEGE A LA BARRA  
 NUMERO DE LA BARRA  
 VOLTAJE EN P.U.  
 EN FLUJO (MAYOR PARA CIRCUITO)



FLUJO DE POTENCIA DEL SMI «1997 JULIO» DEMANDA MAXIMA  
 CASO 1 F0797001 G97N-MC  
 FIGURA 4.1 Mon. Mar 22 1999 14:31

BUS NONE  
 BRANCH - NO ANNOTATION  
 EQUIPMENT - NONE



## 4.2 DEMANDAS DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA PARA EL AÑO 1997

La proyección de las demandas mensuales de potencia de las empresas eléctricas para el año de 1997 fue proporcionado por la Unidad de Planificación Operativa Energética del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) [13]. Estas previsiones se las efectúa en base de métodos de proyección de demanda a corto plazo. El cuadro con las demandas proyectadas para cada empresa se encuentra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Previsión de Consumos de Potencia de las Empresas Eléctricas

EMPRESAS	ene/97	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
<b>1. ZONA NORTE</b>	676	669	677	676	688	691	689	686	686	718	729	737
1.1 E.E. Quito	411.3	405.0	409.8	410.7	415.3	415.3	414.4	411.5	409.0	434.7	442.4	447.8
1.2 E.E. Ambato	53.8	54.0	54.1	53.5	55.1	55.1	55.0	54.4	55.7	55.9	56.9	57.1
1.3 E.E. Cotopaxi	31.1	30.9	31.6	32.2	32.7	33.2	32.5	32.6	32.2	33.0	33.3	33.4
1.4 E.E. Riobamba	36.0	36.9	37.6	37.5	37.9	38.7	38.0	38.6	37.9	39.2	39.8	40.1
1.5 E.R. Norte	57.2	57.1	58.0	57.4	59.2	61.0	60.8	60.6	61.9	63.9	63.9	63.9
1.6 E.E. Esmeraldas	38.2	37.7	38.3	37.2	37.6	38.8	38.9	39.6	39.6	40.6	41.2	42.0
1.7 E.E. Sto Domingo	38.5	37.1	36.8	37.1	38.9	38.9	39.5	39.7	40.4	40.8	40.8	42.0
1.8 E.E. Bolívar	9.4	10.3	10.3	10.3	11.4	9.5	9.6	9.3	9.6	9.9	10.5	10.5
<b>2. ZONA SUR</b>	1081	1073	1085	1096	1101	1073	1081	1071	1093	1110	1132	1184
2.1 Emelec	523.1	515.3	525.4	530.0	531.7	510.3	513.6	506.2	515.1	525.6	539.5	564.1
2.2 Ernelgur	111.9	109.8	110.0	114.1	119.4	117.5	116.2	117.2	121.8	125.1	126.5	130.8
2.3 E.R. Manabi	112.6	110.8	111.5	111.7	111.3	111.7	112.1	113.4	115.3	116.2	116.0	122.7
2.4 E.E. Milagro	49.8	48.3	49.3	49.3	50.5	49.6	52.1	52.8	52.6	50.6	52.5	55.1
2.5 E.E.R. Centro Sur	89.8	87.9	90.5	90.2	92.0	94.3	96.3	92.2	94.3	97.1	97.2	101.8
2.6 E.E. Los Ríos	35.1	33.7	33.9	35.6	37.0	36.6	37.0	36.1	38.0	39.0	39.6	39.8
2.7 E.E. El Oro	72.6	74.4	74.1	75.5	75.4	73.0	72.2	71.8	72.3	73.1	74.0	77.5
2.8 E.E. Península	44.8	51.3	49.2	48.4	41.8	38.4	40.2	39.5	40.5	39.8	43.2	46.7
2.9 E.E.R. Sur	32.1	31.6	31.4	31.6	32.3	32.2	32.5	32.8	33.5	34.2	34.2	35.3
2.10 E.E. Azogues	9.4	9.4	9.6	9.1	9.2	9.1	9.1	8.6	9.7	9.6	9.5	9.9
<b>3. TOTAL PAIS</b>	1757	1742	1761	1771	1789	1763	1770	1757	1779	1828	1861	1921
<b>4. POT. COINCIDENTE</b>	1713	1699	1718	1728	1745	1720	1726	1714	1736	1783	1815	1873
<b>5. DEM. DE POTENCIA</b>	1828	1813	1833	1844	1862	1835	1842	1829	1852	1903	1937	1999

El cálculo de la potencia reactiva de cada hora se efectuó a partir de los factores de potencia presentados por las empresas eléctricas el día 13 de noviembre de 1996, y los datos estadísticos proporcionados por el departamento de Estadísticas del CENACE [14] (estos datos no consideran cortes de energía por el estiaje). Los factores de potencia se presentan en el tabla 4.2. Cabe mencionar que estos factores de potencia son los datos iniciales para el estudio, pero luego fueron modificados en el PSS/E, mediante la inyección de MVAR en los puntos de entrega de las empresas eléctricas, en las cuales se efectúa la reubicación de 72 MVAR ubicados en la S/E Milagro y Santa Rosa, de acuerdo al Plan de Expansión Emergente del SNI para el período 1997 - 1998 [17]. Las empresas consideradas en la reubicación de estos 72 MVAR son:

Tabla 4.2 Factores de Potencia del Miéroleles 13 de Noviembre de 1996

HORA	EEQ	EEE	EMELGUR	EMEPE	AMBATO	EIBSUR	LATACU	NORTE	RIOBAM	CUENCA	EMELBO	MANABI	ORO	RIOS	S.DOM	EMELESA	MILAG
00:00	0.95	0.93	0.93	0.91	0.97	0.95	0.95	0.91	0.94	0.96	0.77	0.91	0.91	0.95	0.94	0.88	0.92
01:00	0.95	0.93	0.93	0.91	0.97	0.93	0.96	0.92	0.93	0.96	0.72	0.91	0.91	0.94	0.95	0.88	0.92
03:00	0.95	0.92	0.93	0.91	0.98	0.92	0.96	0.91	0.91	0.96	0.74	0.91	0.91	0.96	0.94	0.90	0.92
05:00	0.96	0.93	0.93	0.91	0.98	0.94	0.97	0.92	0.93	0.96	0.82	0.91	0.92	0.95	0.94	0.88	0.93
06:00	0.97	0.95	0.94	0.91	1.00	0.97	0.94	0.95	0.97	0.98	0.98	0.94	0.94	0.97	0.97	0.89	0.93
07:00	0.96	0.95	0.94	0.93	0.99	0.97	0.98	0.93	0.99	0.97	0.97	0.94	0.94	0.96	0.97	0.90	0.93
08:00	0.95	0.96	0.93	0.92	0.98	0.96	0.96	0.92	0.98	0.96	0.95	0.92	0.94	0.94	0.97	0.89	0.92
09:00	0.93	0.97	0.93	0.92	0.96	0.95	0.94	0.91	0.97	0.94	0.94	0.91	0.92	0.93	0.95	0.88	0.91
10:00	0.93	0.96	0.91	0.90	0.96	0.92	0.96	0.89	0.95	0.93	0.94	0.92	0.90	0.92	0.94	0.88	0.90
11:00	0.92	0.95	0.92	0.92	0.96	0.92	0.95	0.89	0.96	0.93	0.95	0.91	0.91	0.93	0.93	0.90	0.90
12:00	0.92	0.95	0.92	0.90	0.97	0.90	0.93	0.88	0.95	0.94	0.95	0.91	0.91	0.92	0.94	0.90	0.89
13:00	0.92	0.95	0.92	0.91	0.96	0.95	0.98	0.88	0.96	0.95	0.93	0.91	0.91	0.92	0.94	0.90	0.90
14:00	0.93	0.95	0.91	0.93	0.97	0.94	0.94	0.90	0.97	0.95	0.95	0.91	0.91	0.93	0.93	0.90	0.90
15:00	0.92	0.96	0.91	0.92	0.96	0.93	0.94	0.89	0.96	0.93	0.86	0.90	0.91	0.92	0.93	0.90	0.91
16:00	0.93	0.95	0.92	0.91	0.96	0.94	0.94	0.88	0.96	0.93	0.87	0.91	0.90	0.91	0.93	0.90	0.89
17:00	0.93	0.94	0.92	0.90	0.97	0.93	0.95	0.85	0.97	0.94	0.89	0.91	0.90	0.92	0.93	0.90	0.89
18:00	0.94	0.95	0.93	0.92	0.98	0.96	0.96	0.94	0.99	0.96	0.94	0.93	0.94	0.92	0.96	0.92	0.92
19:00	0.93	0.96	0.94	0.94	0.97	0.97	0.97	0.95	0.99	0.95	0.96	0.95	0.95	0.91	0.97	0.93	0.94
19:30	0.93	0.95	0.94	0.94	0.97	0.97	0.98	0.96	0.99	0.95	0.96	0.95	0.94	0.92	0.97	0.90	0.94
20:00	0.93	0.95	0.94	0.94	0.98	0.96	0.98	0.96	0.99	0.95	0.95	0.95	0.94	0.93	0.97	0.93	0.94
21:00	0.94	0.95	0.94	0.94	0.98	0.96	0.97	0.94	0.99	0.96	0.93	0.94	0.95	0.93	0.96	0.93	0.93
22:00	0.94	0.95	0.93	0.93	0.98	0.96	0.96	0.93	0.95	0.97	0.94	0.93	0.94	0.94	0.95	0.91	0.92
23:00	0.95	0.94	0.93	0.93	0.97	0.95	0.98	0.90	0.93	0.95	0.89	0.92	0.91	0.93	0.95	0.89	0.91
24:00	0.95	0.94	0.93	0.92	0.97	0.94	0.96	0.89	0.93	0.95	0.78	0.91	0.91	0.95	0.94	0.88	0.92

EMELESA	6 MVAR
EMELGUR	6 MVAR
EMEPE (Santa Elena)	6 MVAR
EMELSAD	6 MVAR
EMELORO	12 MVAR
EMELMANABI	24 MVAR
RESERVA	12 MVAR

Actualmente de estos 72 MVAR considerados en este estudio solo 54 MVAR han sido reubicados de la siguiente forma; en Emelmanabi 24 MVAR, en Emeloro 6 MVAR, en Emelnorte 6 MVAR, en Emelesa 4.2 MVAR, en Emelsad 4.2 MVAR, en EE. Milagro 2.4 MVAR y en EE. SUR 4.8 MVAR, quedando 2.4 MVAR de reserva; 18 MVAR se mantienen en Milagro.

#### 4.3 PARQUE GENERADOR DISPONIBLE

La disponibilidad de potencia de las centrales de generación existentes en el país, se muestra en la tabla 4.3, considerando una hidrología seca tanto para julio como para diciembre y el programa de mantenimiento de las principales unidades de generación del sistema. Además se presenta en este cuadro la generación disponible de las diferentes empresas privadas que venden su energía al INECEL, información proporcionada por la Unidad de Planificación Operativa Energética del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) [13].

#### 4.4 CRITERIOS UTILIZADOS [16]

En base a los compromisos contractuales con las empresas eléctricas que conforman el SNI, a la experiencia adquirida, los criterios utilizados son los siguientes:

- Los límites de voltajes en operación normal, para los diferentes periodos y condiciones de demanda en las barras de entrega de energía a las empresas eléctrica que conforman el SNI deben mantenerse entre 0.97 y 1.03 p.u. del voltaje nominal.
- 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 periodos de demanda en estado estable deben mantenerse entre 0.95 y 1.05 p.u. del voltaje nominal.
- El rango de variación de voltajes en barras de generación deberá estar entre 0.95 y 1.05 p.u. del voltaje nominal.
- La cargabilidad de los transformadores está restringida a su máxima capacidad (FOA).

Tabla 4.3

**UNIDAD DE PLANIFICACION OPERATIVA ENERGETICA**  
**PROGRAMA DE OPERACION: 1997**  
**HIDROLOGIA SECA**

**GENERACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMOELECTRICAS**

NOMBRE CENTRAL	POTENCIA (MW)													
	gen	comb	ene/97	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
<b>1. G. HIDROELECTRICAS</b>			<b>932</b>	<b>876</b>	<b>919</b>	<b>1177</b>	<b>1147</b>	<b>1195</b>	<b>1280</b>	<b>1106</b>	<b>1013</b>	<b>965</b>	<b>896</b>	<b>875</b>
<b>1.1 E. ELECTRICAS</b>			<b>129</b>	<b>133</b>	<b>137</b>	<b>150</b>	<b>146</b>	<b>140</b>	<b>139</b>	<b>134</b>	<b>134</b>	<b>136</b>	<b>128</b>	<b>129</b>
Quito	H		78	82.3	82.8	86.3	82.9	77.8	76.8	71.6	71.4	76.9	77.3	77.9
Ambato	H		1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.9	1.5	1.6
Cotopaxi	H		5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	5	5
Riobamba	H		6.4	6.4	6.4	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	6.4	6.4
Norte	H		10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	9.5	9.6	9.6	10	10	10.4	10.4
Centro Sur	H		26	26	28	32	32	32	32	32	32	28	26	26
Sur	H		1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8
<b>1.2 INECEL</b>			<b>803</b>	<b>742</b>	<b>782</b>	<b>1028</b>	<b>1001</b>	<b>1055</b>	<b>1141</b>	<b>972</b>	<b>879</b>	<b>829</b>	<b>767</b>	<b>746</b>
Pucara	H		70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Molino	H		655.2	594.1	633.5	801.7	775.1	829.1	914.6	746.1	652.6	603.4	541.2	520.3
Agoyan	H		78	78	78	156	156	156	156	156	156	156	156	156
<b>2. G. TERMOELECTRICAS</b>			<b>802</b>	<b>938</b>	<b>915</b>	<b>667</b>	<b>715</b>	<b>640</b>	<b>562</b>	<b>723</b>	<b>839</b>	<b>938</b>	<b>1041</b>	<b>1123</b>
<b>2.1 E. ELECTRICAS</b>			<b>339</b>	<b>339</b>	<b>315</b>	<b>282</b>	<b>238</b>	<b>241</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>226</b>	<b>300</b>	<b>300</b>
Vapor Electroecuator	V	b	57	57	57	30	30	52	42	47	47	52	57	57
<b>Bunker:</b>			<b>36.5</b>	<b>36.5</b>	<b>36.5</b>	<b>34.5</b>	<b>25</b>	<b>31.5</b>	<b>27.5</b>	<b>23.5</b>	<b>36.5</b>	<b>32.5</b>	<b>36.5</b>	<b>36.5</b>
Quito	D	b	15	15	15	15	15	10	10	10	15	15	15	15
Manabi	D	b	5.5	5.5	5.5	3.5	2	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
El Oro	D	b	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C. Sur	D	b	16	16	16	16	8	16	12	8	16	12	16	16
<b>Diesel:</b>			<b>79.4</b>	<b>79.4</b>	<b>73.4</b>	<b>71.6</b>	<b>75.4</b>	<b>49.8</b>	<b>40.2</b>	<b>39.7</b>	<b>43.6</b>	<b>48.7</b>	<b>60.4</b>	<b>60.4</b>
Quito	D	d	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	6.4	6.4
Norte	D	d	1.1	1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ambato	D	d	5.5	5.5	3	4	4	4	4	2	0	0	0	0
Riobamba	D	d	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Bolivar	D	d	0.9	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esmeraldas	D	d	2	2	5	5	8	0	0	0	0	0	0	0
Milagro	D	d	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	2.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Centro Sur	D	d	7.5	7.5	7.5	5	7.5	0	0	0	0	0	0	0
El Oro	D	d	12	12	10	10	8	8	8	6	8	10	10	10
Manabi	D	d	16	16	16	16	16	12	10	10	10	10	16	16
Peninsula	D	d	10.3	10.3	9.5	9.5	9.5	7.5	8.5	7	8.5	12	12	12
Sur	D	d	9.2	9.2	9.5	9.2	9.5	8.6	0	7	7.4	7	9.5	9.5
Sto. Domingo	D	d	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas: Electroecuator	G	d	166	166	148	146	108	108	110	110	93	93	146	146
<b>2.2 E. PARTICULARES</b>			<b>129</b>	<b>259</b>	<b>284</b>	<b>154</b>	<b>154</b>	<b>119</b>	<b>173</b>	<b>265</b>	<b>251</b>	<b>169</b>	<b>217</b>	<b>299</b>
<b>Diesel:</b>														
Electroquil	D	d	22	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electroquito	D	d	23	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electroquil II	D	d	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	42.2	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3
Ecuapower Sta. Dgo. (2)	D	d	0	96	96	0	0	0	96	96	82	0	48	96
Ecuapower Sta. Elena (2)	D	d	0	34	34	0	0	0	0	0	0	0	0	34
Electroquil III (3)	D	d	0	0	70	70	70	35	35	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3
<b>2.3 INECEL</b>			<b>334</b>	<b>339</b>	<b>315</b>	<b>230</b>	<b>322</b>	<b>279</b>	<b>169</b>	<b>238</b>	<b>368</b>	<b>543</b>	<b>525</b>	<b>525</b>
<b>Vapor:</b>			<b>261</b>	<b>261</b>	<b>261</b>	<b>188</b>	<b>188</b>	<b>261</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	<b>266</b>	<b>391</b>	<b>391</b>	<b>391</b>
G. Zevallos	V	b	146	146	146	73	73	146	73	73	146	146	146	146
Esmeraldas	V	b	115	115	115	115	115	115	0	0	0	125	125	125
Trinitaria (1)	V	b	0	0	0	0	0	0	0	0	120	120	120	120
<b>Bunker: Guangopolo</b>	D	b	<b>19.2</b>	<b>24.3</b>	<b>24.3</b>	<b>24.3</b>	<b>24.3</b>	<b>0</b>	<b>19.2</b>	<b>19.2</b>	<b>24.3</b>	<b>24.3</b>	<b>24.3</b>	<b>24.3</b>
<b>Gas:</b>			<b>54</b>	<b>54</b>	<b>30</b>	<b>18</b>	<b>109.5</b>	<b>18</b>	<b>96</b>	<b>145.5</b>	<b>78</b>	<b>127.5</b>	<b>109.5</b>	<b>109.5</b>
G. Zevallos # 4	G	d	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santa Rosa	G	d	45	45	30	18	18	18	36	54	18	36	18	18
Mexico	G	d	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pascuales (4)	G	d	0	0	0	0	91.5	0	60	91.5	60	91.5	91.5	91.5
<b>3. GEN. TOTAL (1.+2.)</b>			<b>1735</b>	<b>1813</b>	<b>1833</b>	<b>1844</b>	<b>1862</b>	<b>1835</b>	<b>1842</b>	<b>1829</b>	<b>1852</b>	<b>1903</b>	<b>1937</b>	<b>1999</b>
<b>4. DEFICIT</b>			<b>-94</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>5. DEMANDA</b>			<b>1828</b>	<b>1813</b>	<b>1833</b>	<b>1844</b>	<b>1862</b>	<b>1835</b>	<b>1842</b>	<b>1829</b>	<b>1852</b>	<b>1903</b>	<b>1937</b>	<b>1999</b>

**Notas**

(1) Central a vapor Trinitaria en operación comercial desde septiembre/97

(2) Central a gas Ecuapower en operación desde fines de enero de 1997

(3) En operación comercial desde marzo de 1997 (70 MW los primeros cinco meses y 84.30 MW a partir del sexto mes)

(4) Se estima que entraría en operación comercial desde mayo de 1997

- La cargabilidad de líneas de transmisión está dada por el límite térmico continuo proporcionado por la Dirección de Ingeniería y Construcción (DEIC) del INECEL.
- El factor de potencia base para demandas máxima son considerados de acuerdo a los datos registrados el día 13 de noviembre de 1996.
- Se considera también la ubicación de bancos de capacitores de ser necesarios.

#### **4.5 FLUJOS DE POTENCIA CONSIDERADOS PARA EL ESTUDIO**

Los flujos de potencia considerados para el estudio son los de demanda máxima para los meses julio y diciembre del año 1997, se toman estos meses ya que son los meses representativos de los períodos de lluvia y estiaje.

Para el mes de julio el despacho de generación se lo efectuó considerando que la mayor potencia de la Central Paute tiene que ser evacuada, debido a que la línea Paute-Pascuales-Trinitaria ya se encuentra en operación. La potencia evacuada de la Central Paute es de 970 MW que satisface el 54.9% de la demanda (1768 MW).

El despacho de generación y entrega de potencia a las empresas eléctricas de este mes se muestra en las tablas 4.4 y 4.5 respectivamente.

Mientras que el despacho de generación para el mes de diciembre se lo efectuó considerando que para este mes el problema es la falta de buenos caudales en la cuenca del río Paute, por lo tanto se recurre a la mayor cantidad de energía producida por las centrales térmicas del país. La potencia evacuada de la central Paute es de 497 MW que satisface el 25.9% de la demanda (1920.5 MW).

El despacho de generación y entrega de potencia a las empresas eléctricas de este mes se muestra en las tablas 4.6 y 4.7 respectivamente

En las figuras 4.2 y 4.3, se muestran los resultados de los flujos de potencia para los meses de julio y diciembre respectivamente.

##### **4.5.1 Voltajes de Entrega a las Empresas Eléctricas**

En el mes de julio y diciembre como se puede observar en la figura 4.2 y 4.3, los voltajes de entrega a las empresas eléctricas se encuentran dentro de los límites previstos.

Tabla 4.4 Despacho de Generación en Demanda Máxima de Julio de 1997

BUS#	NAME BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.
1	PAUTE-AB13.8	3	1	70	22.4	60	-65	1.04	1.04
5	CUENCA 69.0	-2	1	16	7	7	-9	1.02	0.9935
7	PAUTE-C 13.8	2	1	100	21.5	60	-65	1.05	1.05
15	LOJA 69.0	2	1	2.5	-0.4	1	-1	1	1
17	MILAGRO 69.0	-2	1	0	0	0	0	1	0.9672
22	MACHALA169.0	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.995
28	S.ELENA 69.0	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.9966
35	V-INEC-213.8	-2	1	73	42	42	-10	1.04	1.0218
36	V-INEC-313.8	-2	1	0	0	0	0	1.04	0.9702
37	G-INEC-413.8	-2	1	0	0	0	0	1.04	0.9702
53	C.T.ESME13.8	-2	1	0	0	0	0	1.05	0.9406
54	ESMERALD69.0	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.9967
64	G-S.ROSA13.8	2	1	18	19.2	24	-11	1.05	1.05
73	GUANGOPO6.60	-2	1	19	14	14	0	1.02	0.9537
75	LATAC-BA69.0	-2	1	8	2.4	2.4	-2.4	1.02	1.0161
79	IBARRABA34.5	-2	1	7	4	4	-4	1.02	0.997
81	PISAYAMB13.8	-2	1	33.3	15	15	-15	1.05	1.0211
87	RIOBA-6969.0	-2	1	2	4	4	-4	1	0.9998
89	AGOYAN 13.8	2	1	75	18.9	36.1	-32	1.05	1.05
90	AMBAT-BA69.0	-2	1	5	-1	1	-1	1.02	1.0255
92	TULCA-BA69.0	-2	1	2	1	1	-2	1.022	0.9988
148	MANTA 69.0	-2	1	8	6	6	-1	1.02	0.9728
600	G-ELQL-213.8	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.9703
601	PAUTE-AB13.8	2	1	100	24.9	60	-65	1.04	1.04
607	PAUTE-C 13.8	2	1	100	21.5	60	-65	1.05	1.05
622	MEXICO 13.8	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.995
627	G-PASCUA13.8	2	1	92	28.8	65	-20	1.02	1.02
628	E.POWER-ELE13.8	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.9966
631	V-EMEL-113.8	-2	1	20	20	20	-10	1.02	1.0167
632	V-TRIN-113.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9656
638	ELE-QUIL13.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9965
649	E.POWER-DOM13.8	-2	2	100	66	66	-70	1.05	1.0479
664	G-S.ROSA13.8	2	1	18	19.2	24	-11	1.05	1.05
665	GPVG-EME13.8	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.9731
670	CUMBA13.46.0	-2	1	38	18	18	-40	1.05	1.0287
681	PISAYAMB13.8	-2	1	33.3	15	15	-15	1.05	1.0211
689	AGOYAN 13.8	2	1	75	18.9	36.1	-32	1.05	1.05
700	G-ELQL-213.8	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.9703
701	PAUTE-AB13.8	2	1	100	24.9	60	-65	1.04	1.04
707	PAUTE-C 13.8	2	1	100	21.5	60	-65	1.05	1.05
731	G-EMEL-113.8	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.9702
738	EL-QUITO13.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9965
764	G-S.ROSA13.8	2	1	18	19.2	24	-11	1.05	1.05
765	VPVG-EME13.8	2	1	30	13.2	20	-10	1.02	1.02
770	NAYON13.46.0	-2	1	29	15	15	-10	1.05	1.025
801	PAUTE-AB13.8	2	1	100	24.9	60	-65	1.04	1.04
807	PAUTE-C 13.8	2	1	100	21.5	60	-65	1.05	1.05
829	ELQ3 13.8	2	2	42	9.3	40	-20	1	1
831	G-EMEL-213.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9702
870	GUAN+CHI46.0	-2	1	10	8.5	8.5	-4	1.04	1.0374
901	PAUTE-AB13.8	2	1	100	24.9	60	-65	1.04	1.04
907	PAUTE-C 13.8	2	1	100	21.5	60	-65	1.05	1.05
931	G-EMEL-313.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9702
970	GUALB-HE46.0	2	1	15	13	14.5	-40	1.04	1.04
1031	G-EMEL-513.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9702
1131	G-EMEL-613.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9702
1231	G-ALTI-113.8	-2	1	36	20	20	-10	1	0.997
1331	G-ALTI-213.8	2	1	36	16.6	20	-10	1	1

Tabla 4.5 Entregas a Empresas Eléctricas en Demanda Máxima de Julio de 1997

AREA		FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES
1 S.N.L.	Mw	1566.6	0	0	0	1505.3	61.3
	Mvar	514.7	0	-71.4	491	405.4	671.8
2 EMELEC	Mw	122	513.6	0	0	-391.7	0
	Mvar	69.8	169	0	0.3	-110.6	11.8
3 EEQUIT-Q	Mw	92	413	0	0	-321	0
	Mvar	54.5	156	0	3.6	-110.3	12.4
4 EEMANABI	Mw	8	112.1	0	0	-104.9	0.8
	Mvar	6	12.9	0	1.5	-6.8	1.4
5 EEAMBA-A	Mw	5	46	0	0	-41.2	0.2
	Mvar	-1	11.5	0	0.4	-12.2	0.1
6 EECSUR-C	Mw	16	101.8	0	0	-85.8	0
	Mvar	7	33.5	0	0	-25.7	-0.8
7 EMLGUR-Q	Mw	0	33.5	0	0	-33.5	0
	Mvar	0	6.1	0	0	-6.4	0.3
8 EMELORO	Mw	0	72.2	0	0	-72.2	0
	Mvar	0	14	0	0	-14	0
9 EENORT-I	Mw	7	41.7	0	0	-34.7	0
	Mvar	4	12.1	0	0	-8.1	0
10 EERIOBAM	Mw	2	38	0	0	-36	0
	Mvar	4	5.4	0	0	-1.4	0
11 EEMLAGR	Mw	0	52.1	0	0	-52.1	0
	Mvar	0	18.9	0	0	-17.2	-1.7
12 EMELESA	Mw	0	38.9	0	0	-38.9	0
	Mvar	0	12.8	0	0	-12.8	0
13 EESELE-E	Mw	0	31.6	0	0	-31.6	0
	Mvar	0	5.5	0	0	-5.5	0
14 EESDOMIN	Mw	0	39.5	0	0	-39.5	0
	Mvar	0	3.9	0	0	-3.7	-0.2
15 EMELRIOS	Mw	0	37	0	0	-37	0
	Mvar	0	15.8	0	0	-15.8	0
16 EESUR-L	Mw	2.5	32.5	0	0	-30	0
	Mvar	-0.4	8.1	0	0	-8.6	0
18 EECOTOPA	Mw	8	32.5	0	0	-24.5	0
	Mvar	2.4	6.6	0	0	-4.2	0
20 EMELBO	Mw	0	9.6	0	0	-9.8	0.2
	Mvar	0	2.8	0	0.6	-2.6	0.3
21 EENORT-T	Mw	2	19.1	0	0	-17.1	0
	Mvar	1	5.6	0	0	-4.6	0
22 EEAMBA-P	Mw	0	4.8	0	0	-5	0.2
	Mvar	0	1.9	0	0.8	-1.6	0.5
23 EEAMBA-T	Mw	0	3.8	0	0	-3.9	0
	Mvar	0	1.6	0	0.9	-0.8	0.1
24 EESELE-P	Mw	0	8.6	0	0	-8.6	0
	Mvar	0	3.1	0	0	-3.1	0
25 EECSUR-L	Mw	0	3.6	0	0	-3.7	0
	Mvar	0	1.2	0	1	-0.3	0.1
27 EMLGUR-P	Mw	0	82.7	0	0	-82.7	0
	Mvar	0	30	0	0.8	-29.2	0
TOTALS	Mw	1831.1	1768.3	0	0	0	62.8
	Mvar	662	538.3	-71.4	500.9	0	696.1

Tabla 4.6 Despacho de Generación en Demanda Máxima de Diciembre de 1997

BUS#	NAME BSKV	COD	MCNS	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN	VSCHED	VACT.
1	PAUTE-AB13.8	3	1	96.8	15.6	60	-65	1.04	1.04
5	CUENCA 69.0	2	1	35	8.7	15	-9	1.02	1.02
7	PAUTE-C 13.8	2	1	100	9.6	60	-65	1.05	1.05
15	LOJA 69.0	-2	1	10	2	2	-2	1	0.9987
17	MILAGRO 69.0	-2	1	5	-1	1	-1	1	1.0092
22	MACHALA169.0	-2	1	8	3	3	-1	1.02	0.9986
28	S.ELENA 69.0	-2	1	15.5	5	5	-1	1.02	1.0101
35	V-INEC-213.8	2	1	73	35.5	42	-10	1.04	1.04
36	V-INEC-313.8	2	1	73	35.5	42	-10	1.04	1.04
37	G-INEC-413.8	-2	1	0	0	0	0	1.04	0.9977
53	Ć.T.ESME13.8	2	1	120	14.3	75	-30	1.05	1.05
54	ESMERALD69.0	-2	1	5	1	1	-1	1.02	1.0017
64	G-S.ROSA13.8	2	1	18	17.3	24	-11	1.05	1.05
73	GUANGOPO6.60	-2	1	24.3	14	14	0	1.03	0.96
75	LATAC-BA69.0	2	1	8	0.6	2.4	-2.4	1.02	1.02
79	IBARRABA34.5	-2	1	7	4	4	-4	1.02	1.0013
81	PISAYAMB13.8	-2	1	33.3	15	15	-15	1.05	1.0275
87	RIOBA-6969.0	2	1	8	-0.5	4	-4	1	1
89	AGOYAN 13.8	2	1	75	15.6	36.1	-32	1.05	1.05
90	AMBAT-BA69.0	-2	1	2	-1	3	-1	1.02	1.0323
92	TULCA-BA69.0	-2	1	2	1	1	-2	1.022	1.002
148	MANTA 69.0	-2	1	17.5	6	6	-1	1.02	0.9805
600	G-ELQL-213.8	2	1	36	6.3	20	-10	1.02	1.02
601	PAUTE-AB13.8	2	1	100	26.1	60	-65	1.05	1.05
607	PAUTE-C 13.8	2	1	100	9.6	60	-65	1.05	1.05
622	MEXICO 13.8	-2	1	0	0	0	0	1.02	0.9986
627	G-PASCUA13.8	2	1	92	40	65	-20	1.04	1.04
628	E.POWER-ELE13.8	2	1	33	7.4	37.5	-40	1.02	1.02
631	V-EMEL-113.8	2	1	20	9.9	20	-10	1.02	1.02
632	V-TRIN-113.8	2	1	120	22.5	75	-30	1.02	1.02
638	ELE-QUIL13.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9129
649	E.POWER-DOM13.8	2	2	100	50.6	66	-70	1.05	1.05
664	G-S.ROSA13.8	-2	1	0	0	0	0	1.05	0.9761
665	GPVG-EME13.8	2	1	10	3.9	6	-10	1.02	1.02
670	CUMBA13.46.0	-2	1	38	18	18	-40	1.05	1.041
681	PISAYAMB13.8	-2	1	33.3	15	15	-15	1.05	1.0275
689	AGOYAN 13.8	2	1	75	15.6	36.1	-32	1.05	1.05
700	G-ELQL-213.8	2	1	36	6.3	20	-10	1.02	1.02
701	PAUTE-AB13.8	-2	1	0	0	0	0	1.05	1.029
707	PAUTE-C 13.8	2	1	100	9.6	60	-65	1.05	1.05
731	G-EMEL-113.8	2	1	10	5.7	20	-10	1.02	1.02
738	EL-QUITO13.8	-2	1	0	0	0	0	1	0.9129
764	G-S.ROSA13.8	-2	1	0	0	0	0	1.05	0.9761
765	VPVG-EME13.8	2	1	30	6.6	20	-10	1.02	1.02
770	NAYON13.46.0	-2	1	29	15	15	-10	1.05	1.0373
801	PAUTE-AB13.8	-2	1	0	0	0	0	1.04	1.029
807	PAUTE-C 13.8	-2	1	0	0	0	0	1.05	1.0452
829	ELQ3 13.8	2	2	84	-10.7	40	-20	1	1
831	G-EMEL-213.8	2	1	20	1.4	20	-10	1	1
870	GUAN+CHI46.0	-2	1	10	8.5	8.5	-4	1.05	1.0496
901	PAUTE-AB13.8	-2	1	0	0	0	0	1.04	1.029
907	PAUTE-C 13.8	-2	1	0	0	0	0	1.05	1.0452
931	G-EMEL-313.8	2	1	20	1.4	20	-10	1	1
970	GUALB-HE46.0	2	1	20	12.9	14.5	-40	1.05	1.05
1031	G-EMEL-513.8	2	1	20	1.4	20	-10	1	1
1131	G-EMEL-613.8	2	1	20	1.4	20	-10	1	1
1231	G-ALTI-113.8	2	1	36	2.6	20	-10	1	1
1331	G-ALTI-213.8	2	1	36	2.4	20	-10	1	1



Tabla 4.7 Entregas a Empresas Eléctricas en Demanda Máxima de Diciembre de 1997

AREA		FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES
1	Mw	1522.7	0	0	0	1479.8	42.9
	Mvar	1371	0	-32.4	516	447.3	472
2	Mw	222	564.1	0	0	-342.2	0.1
	Mvar	36.6	185.6	0	0	-165.7	17.1
3	Mw	97	447.8	0	0	-350.8	0
	Mvar	54.4	129.2	0	3.6	-84.3	13.1
4	Mw	17.3	122.7	0	0	-105.7	0.5
	Mvar	6	14.1	0	1.5	-7.5	0.9
5	Mw	2	48.1	0	0	-46.3	0.2
	Mvar	-1	12	0	0.4	-12.7	0.1
6	Mw	35	107.9	0	0	-72.9	0
	Mvar	8.7	35.5	0	0	-26.2	-0.6
7	Mw	0	37.7	0	0	-37.7	0
	Mvar	0	6.9	0	0	-7.3	0.4
8	Mw	8	77.5	0	0	-69.5	0
	Mvar	3	15	0	0	-12	0
9	Mw	7	43.8	0	0	-36.8	0
	Mvar	4	12.8	0	0	-8.8	0
10	Mw	8	40.1	0	0	-32.1	0
	Mvar	-0.5	5.7	0	0	-6.2	0
11	Mw	5	55.1	0	0	-50.1	0
	Mvar	-1	20	0	0	-19.6	-1.4
12	Mw	5	42	0	0	-37	0
	Mvar	1	13.8	0	0	-12.8	0
13	Mw	15.5	36.8	0	0	-21.3	0
	Mvar	5	6.4	0	0	-3.1	1.7
14	Mw	0	42	0	0	-42	0
	Mvar	0	4.1	0	0	-4	-0.2
15	Mw	0	39.8	0	0	-39.8	0
	Mvar	0	17	0	0	-17	0
16	Mw	10	35.3	0	0	-25.3	0
	Mvar	2	8.8	0	0	-6.8	0
18	Mw	8	33.4	0	0	-25.4	0
	Mvar	6	6.8	0	0	-6.1	0
20	Mw	0	10.5	0	0	-10.7	0.2
	Mvar	0	3.1	0	0.6	-2.9	0.4
21	Mw	2	20.1	0	0	-18.1	0
	Mvar	1	5.9	0	0	-4.9	0
22	Mw	0	5	0	0	-5.3	0.2
	Mvar	0	2	0	0.8	-1.7	0.5
23	Mw	0	4	0	0	-4.1	0
	Mvar	0	1.6	0	0.9	-0.8	0.1
24	Mw	0	9.9	0	0	-9.9	0
	Mvar	0	3.6	0	0	-3.6	0
25	Mw	0	3.8	0	0	-3.9	0.1
	Mvar	0	1.2	0	1.1	-0.3	0.1
27	Mw	0	93.1	0	0	-93.1	0
	Mvar	0	33.8	0	0.8	-33	0
TOTALS	Mw	1964.7	1920.5	0	0	0	44.2
	Mvar	490.8	544.9	-32.4	526	0	504.3

FLUJO DE POTENCIA QUE LLEGA A LA BARRA  
 VOLTAGE EN P.U.  
 A FLUJO (M/MVAR) POR EQUIVOTO

T. ESMERALDAS

ESMERALDAS

S. DOMINGO

LCUAPDWER

LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

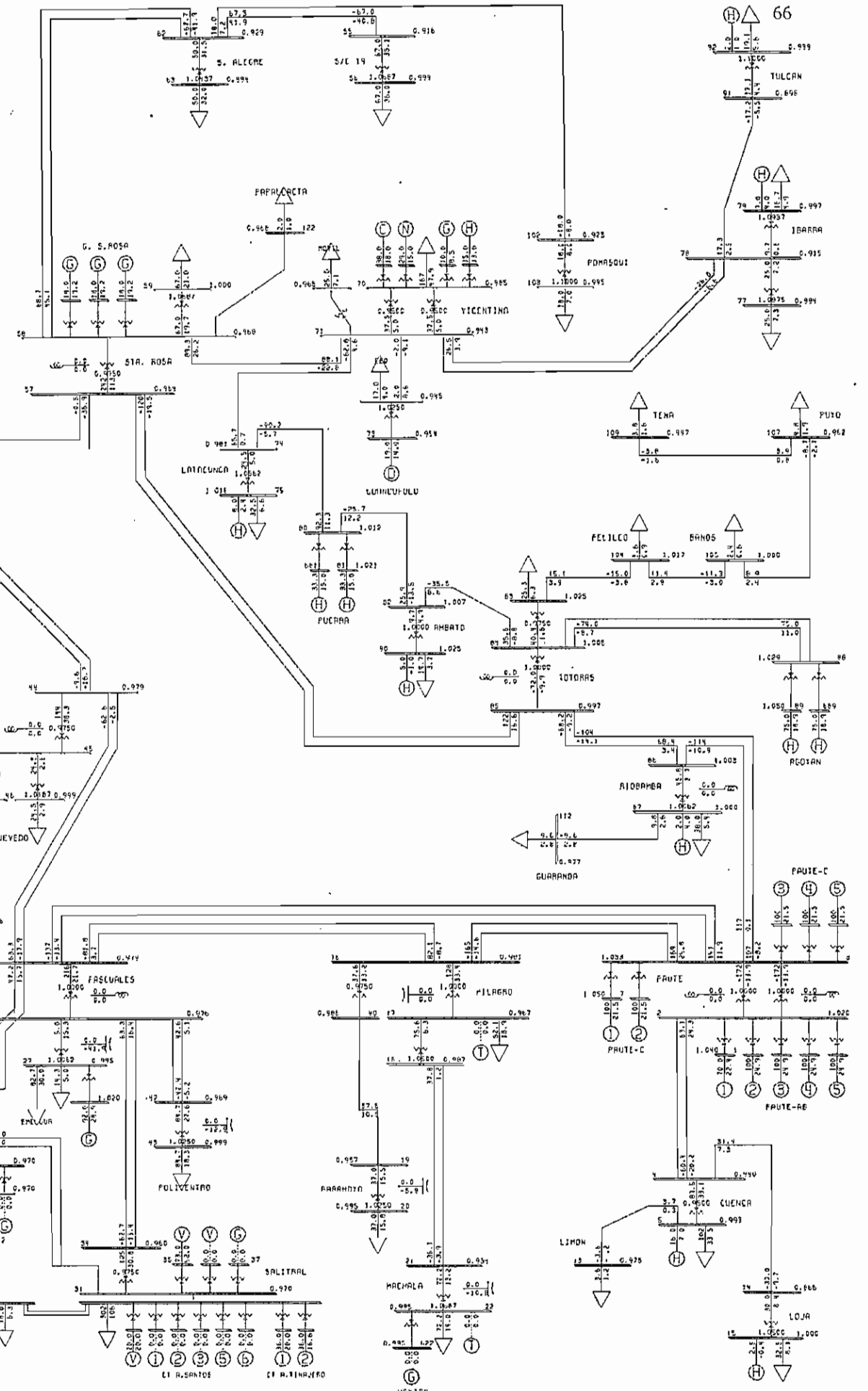
LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

LAJUNCA

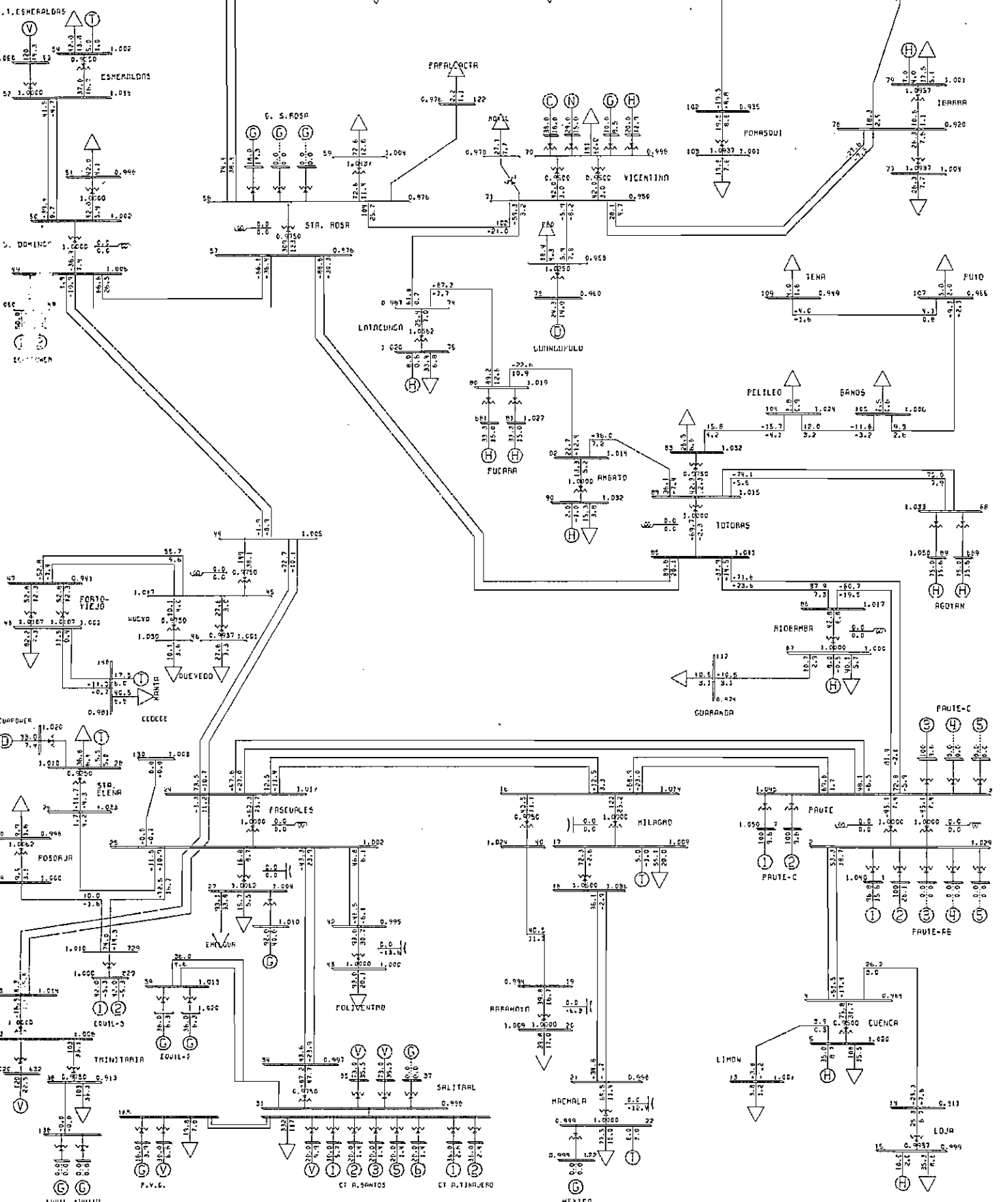
LAJUNCA



FLUJO DE POTENCIA DEL SNI >> 1997 JULIO >> DEMANDA MAXIMA  
 CASO 1 F0797001 G97N-MG  
 16UHH 4.2 MON. MAR 22 1999 14:24

BUS VOLTAGE (P.U.)  
 BRANCH - MW/MVAR  
 EQUIPMENT - MW/MVAR

FIN DE POTENCIA  
 QUE LLEGA A LA BARRA  
 NUMERO DE LA BARRA  
 VOLTAGE EN P.U.  
 PA FLUJO (MW/MVA) FOR EXCLUIDO



FLUJOS DE POTENCIA DEL SMI >> 1997 DICIEMBRE >> DEMANDA MAXIMA  
 CASO 2 F1297001 G97N-M6  
 FIGURA 4.3 Nov, Mar 22 1999 14:38

BUS VOLTAGE (P.U.)  
 BRANCH = MW/MVAR  
 EQUIPMENT = MW/MVAR

## 4.5.2 Perfiles de Voltaje

En las figuras 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11 se muestran los voltaje de barra versus la distancia eléctrica en p.u, para los meses de julio y diciembre, partiendo del voltaje de la unidad 1 de la central Paute (Barra oscilante), hasta los puntos de entrega que se encuentran a distancias grandes de la Central Paute.

### 4.5.2.1 Perfil de Voltaje Paute-Salitral

El perfil de voltaje Paute-Salitral con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de julio se presenta de la siguiente forma en la figura 4.4, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute ): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3(Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 16 (Milagro): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Milagro, de barra 16 a barra 24(Pascuales): caída de voltaje por el flujo de la línea Milagro-Pascuales, de barra 24 a barra 25 (Pascuales): caída de voltaje en transformador de 230/138 kV por la cantidad de flujo que lo atraviesa, de barra 25 a barra 34 (Salitral): caída de voltaje por flujo en la línea Pascuales-Salitral y de barra 34 a barra 31(Salitral): subida de voltaje porque el tap fijo del transformador de Salitral 138/69 kV se encuentra en el lado de alta en una posición menor a la nominal y además del aporte de potencia reactiva de unidades de generación que están en línea en Salitral.

El perfil de voltaje para el mes de diciembre sigue la misma tendencia que aquel del mes de julio como se observa en la figura 4.4 con la diferencia de que las caídas de voltaje son menores debido a que los flujos de potencia desde Paute que atraviesan las líneas y transformadores son bastante menores en época de estiaje.

### 4.5.2.2 Perfil de Voltaje Paute-Machala

El perfil de voltaje Paute-Machala con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de julio se presenta de la siguiente forma en la figura 4.5, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute ): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3 (Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 16 (Milagro): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Milagro, de barra 16 a barra 17 (Milagro): caída de voltaje en transformador de 230/69 kV por la cantidad de flujo que lo atraviesa, de barra 17 a barra 18 (Milagro): subida de voltaje en transformador de 69/138 kV debido a la posición del tap fijo en el lado de alta es mayor a la nominal, de barra 18 a barra 21 (Machala): caída de voltaje por flujo en la línea Milagro-Machala y de barra 21 a barra 22 (Machala): subida de voltaje por la actuación del LTC del transformador de 138/69 en la S/E Machala. El perfil de voltaje para el mes de diciembre sigue la misma tendencia que aquel del mes de julio como se observa en la figura 4.5 con la diferencia de que las caídas de voltaje son menores debido a que los flujos de potencia desde Paute que atraviesan las líneas y transformadores son menores en época de estiaje.

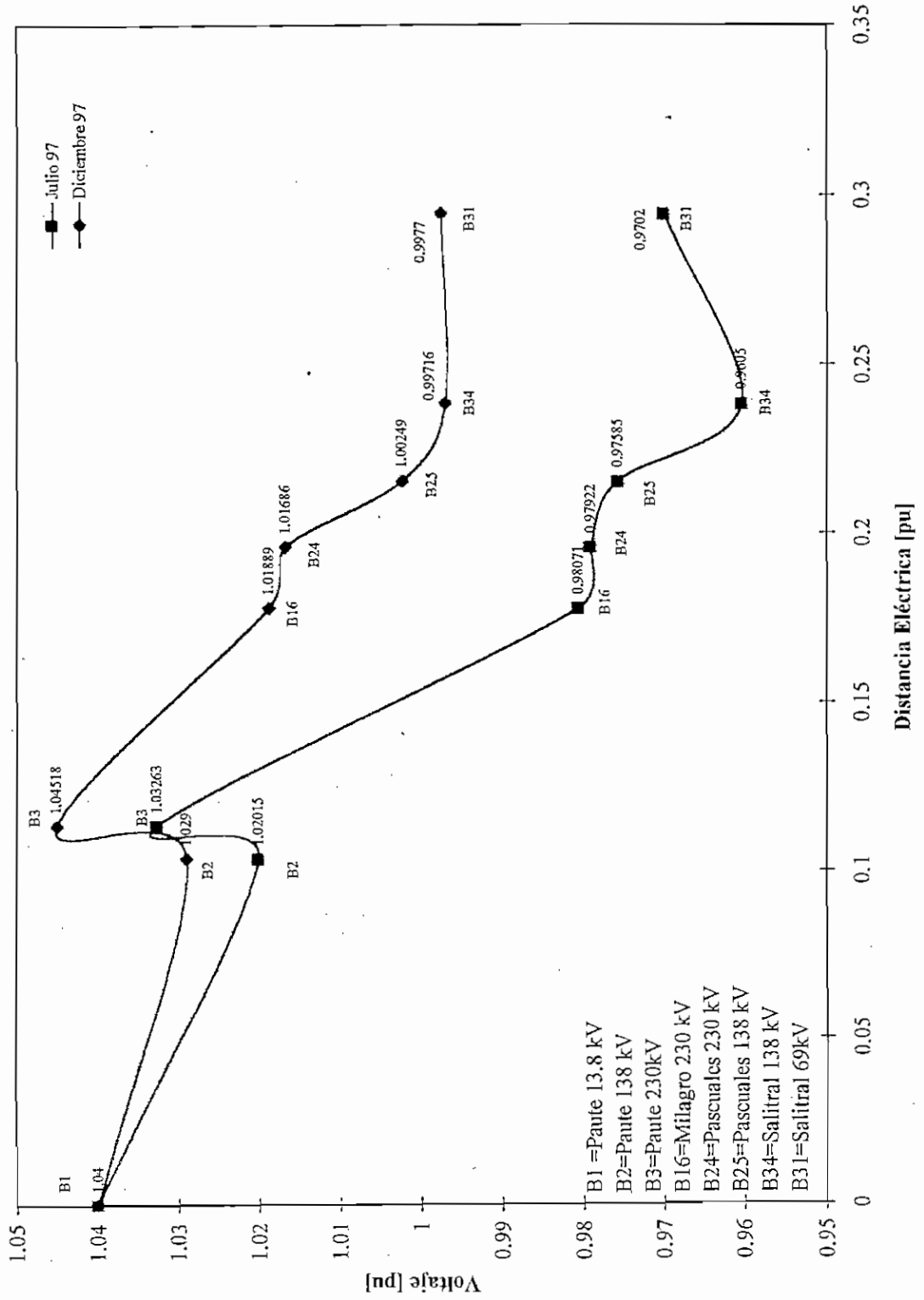


Figura 4.4 Perfil de Voltaje Paute-Salitral para Demanda Máxima de Julio y Diciembre 1997

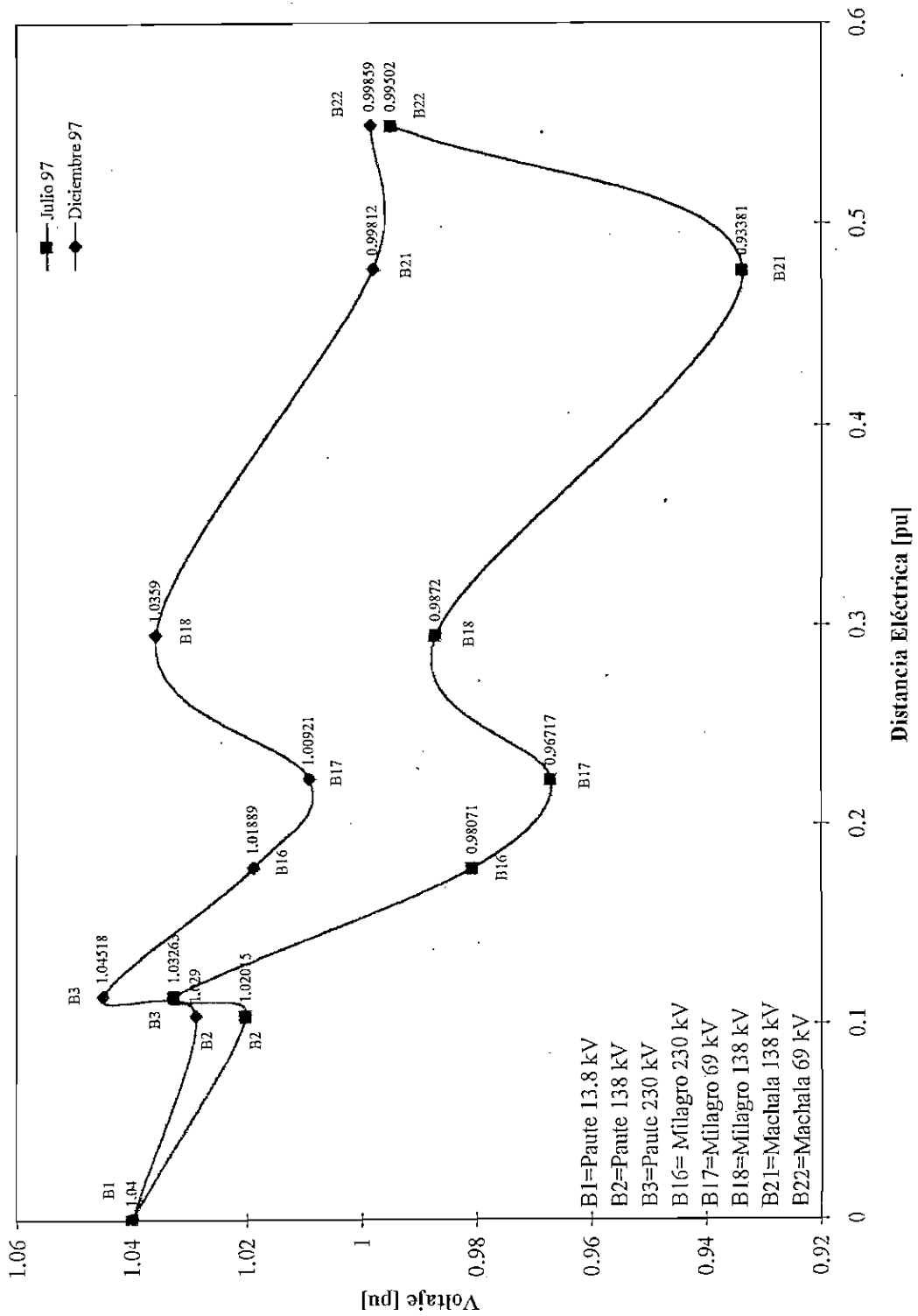


Figura 4.5 Perfil de Voltaje Paute-Machala para Demanda Máxima de Julio y Diciembre 1997

#### 4.5.2.3 Perfil de Voltaje Paute-Santa Elena

El perfil de voltaje Paute-Santa Elena con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de julio se presenta de la siguiente forma en la figura 4.6, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3 (Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 16 (Milagro): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Milagro, de barra 16 a barra 24 (Pascuales): caída de voltaje por el flujo de la línea Milagro-Pascuales, de barra 24 a barra 25 (Pascuales): caída de voltaje en transformador de 230/138 kV por la cantidad de flujo que lo atraviesa, de barra 25 a barra 26 (Santa Elena): caída de voltaje por flujo en la línea Pascuales-Santa Elena y de barra 26 a barra 28 (Santa Elena): subida de voltaje por actuación del LTC en la S/E Santa Elena.

El perfil de voltaje Paute-Santa Elena con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de diciembre se presenta de la siguiente forma en la figura 4.6, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3 (Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 16 (Milagro): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Milagro, de barra 16 a barra 24 (Pascuales): caída de voltaje por el flujo de la línea Milagro-Pascuales, de barra 24 a barra 25 (Pascuales): caída de voltaje en transformador de 230/138 kV por la cantidad de flujo que lo atraviesa, de barra 25 a barra 26 (Santa Elena): subida de voltaje debido a que para este mes entra en el despacho la generación Ecuapower Santa Elena lo que permite cambiar el sentido del flujo por la línea Pascuales-Santa Elena y disminuirlo; el aporte de potencia reactiva de la línea sumado al aporte de la potencia reactiva de la unidad permite subir los voltajes en Santa Elena, y de barra 26 a barra 28 (Santa Elena): caída de voltaje por actuación del LTC en la S/E Santa Elena.

Cabe mencionar que el perfil de voltaje para el mes de diciembre presenta menores caídas de voltaje debido a que los flujos de potencia desde Paute que atraviesan las líneas y transformadores son menores en época de estiaje.

#### 4.5.2.4 Perfil de Voltaje Paute-Quevedo

El perfil de voltaje Paute-Quevedo con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de julio se presenta de la siguiente forma en la figura 4.7, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3 (Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 16 (Milagro): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Milagro, de barra 16 a barra 24 (Pascuales): caída de voltaje por el flujo de la línea Milagro-Pascuales, de barra 24 a barra 44 (Quevedo) caída de voltaje por la cantidad de flujo que atraviesa la línea Pascuales-Quevedo, de barra 44 a barra 45 (Quevedo): subida de voltaje debido a que el tap

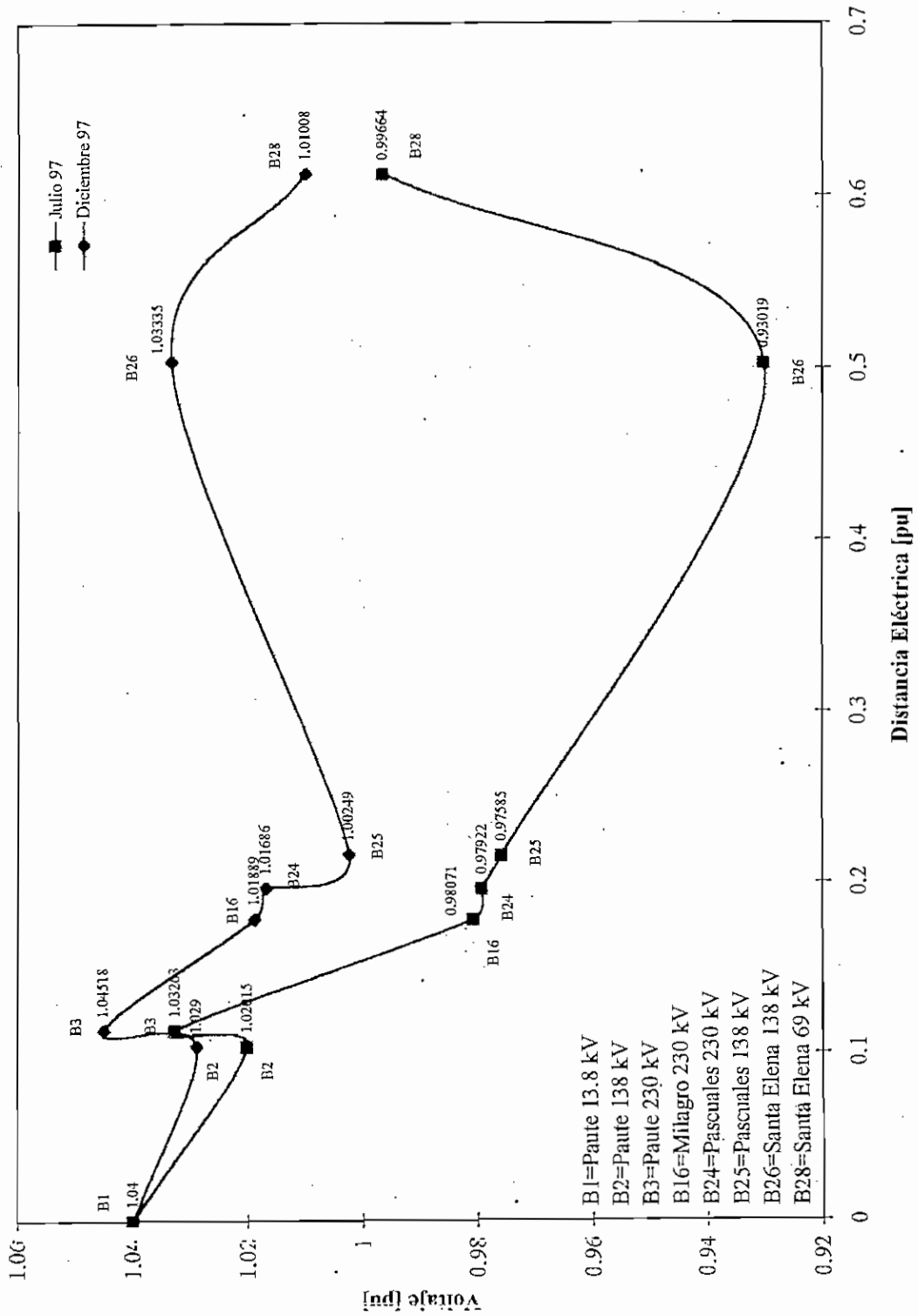


Figura 4.6 Perfil de Voltaje Paute-Santa Elena para Demanda Máxima de Julio y Diciembre 1997



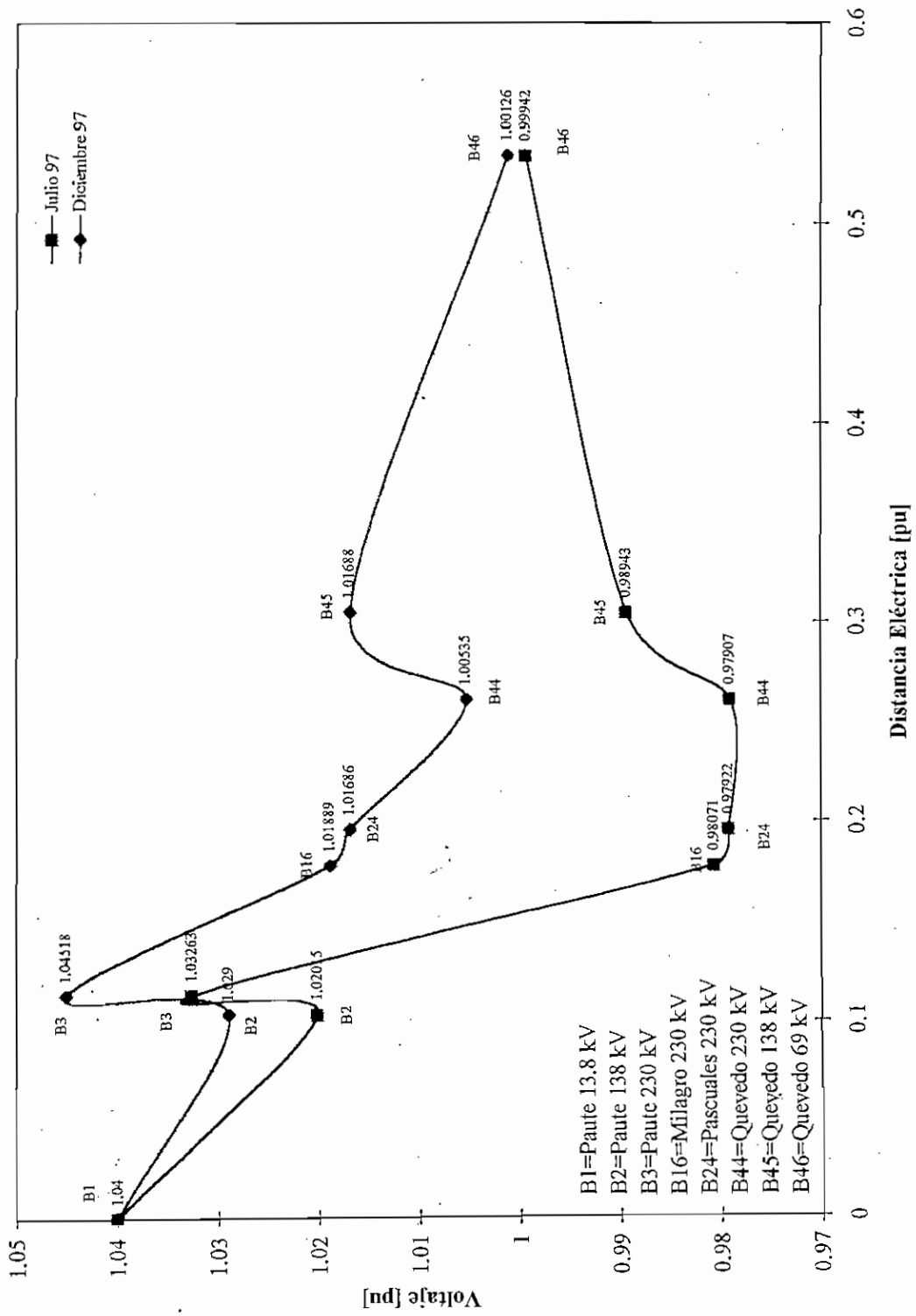


Figura 4.7 Perfil de Voltaje Paute-Quevedo para Demanda Máxima de Julio y Diciembre 1997

fijo del transformador de 230/138 kV se encuentra en el lado de alta en una posición menor a la nominal y de barra 45 a barra 46 (Quevedo): subida de voltaje por actuación del LTC en la S/E Quevedo.

El perfil de voltaje para el mes de diciembre sigue la misma tendencia que aquel del mes de julio excepto en lo que corresponde al tramo de la barra 45 a 46 en que el LTC de la S/E Quevedo baja el voltaje, como se observa en la figura 4.7. Además las caídas de voltaje son menores debido a que los flujos de potencia desde Paute que atraviesan las líneas y transformadores son menores en época de estiaje.

#### 4.5.2.5 Perfil de Voltaje Paute-Manta

El perfil de voltaje Paute-Manta con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de julio se presenta de la siguiente forma en la figura 4.8, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3 (Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 16 (Milagro): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Milagro, de barra 16 a barra 24 (Pascuales): caída de voltaje por el flujo de la línea Milagro-Pascuales, de barra 24 a barra 44 (Quevedo): caída de voltaje por la cantidad de flujo que atraviesa la línea Pascuales-Quevedo, y de barra 44 a barra 45 (Quevedo): subida de voltaje debido a que el tap fijo del transformador de 230/138 kV se encuentra en el lado de alta en una posición menor a la nominal, de barra 45 a barra 47 (Portoviejo): caída de voltaje por el flujo que atraviesa la línea Quevedo-Portoviejo, de barra 47 a barra 48 (Portoviejo): subida de voltaje por actuación de los LTC's de los transformadores en la S/E Portoviejo y de barra 48 a barra 148 (Manta): caída de voltaje por el flujo que atraviesa por la línea Portoviejo-Manta.

El perfil de voltaje para el mes de diciembre presenta una forma similar al mes de julio como se observa en la figura 4.8 con la diferencia de que las caídas de voltaje son menores debido a que los flujos de potencia desde Paute que atraviesan las líneas y transformadores son menores en época de estiaje.

#### 4.5.2.6 Perfil de Voltaje Paute-Santa Rosa

El perfil de voltaje Paute-Santa Rosa con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de julio se presenta de la siguiente forma en la figura 4.9, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3 (Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 85 (Totoras): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Totoras, de barra 85 a barra 57 (Santa Rosa): caída de voltaje por el flujo de la línea Totoras-Santa Rosa, de barra 57 a barra 58 (Santa Rosa): subida de voltaje debido a que el tap fijo del transformador de 230/138 kV se encuentra en el lado de alta en una posición menor a la nominal y de barra 58 a barra 59 (Santa Rosa): subida de voltaje debido a la actuación del LTC y a que el tap fijo del transformador de 138/46 kV se encuentra en el lado de alta en una posición menor a la nominal.

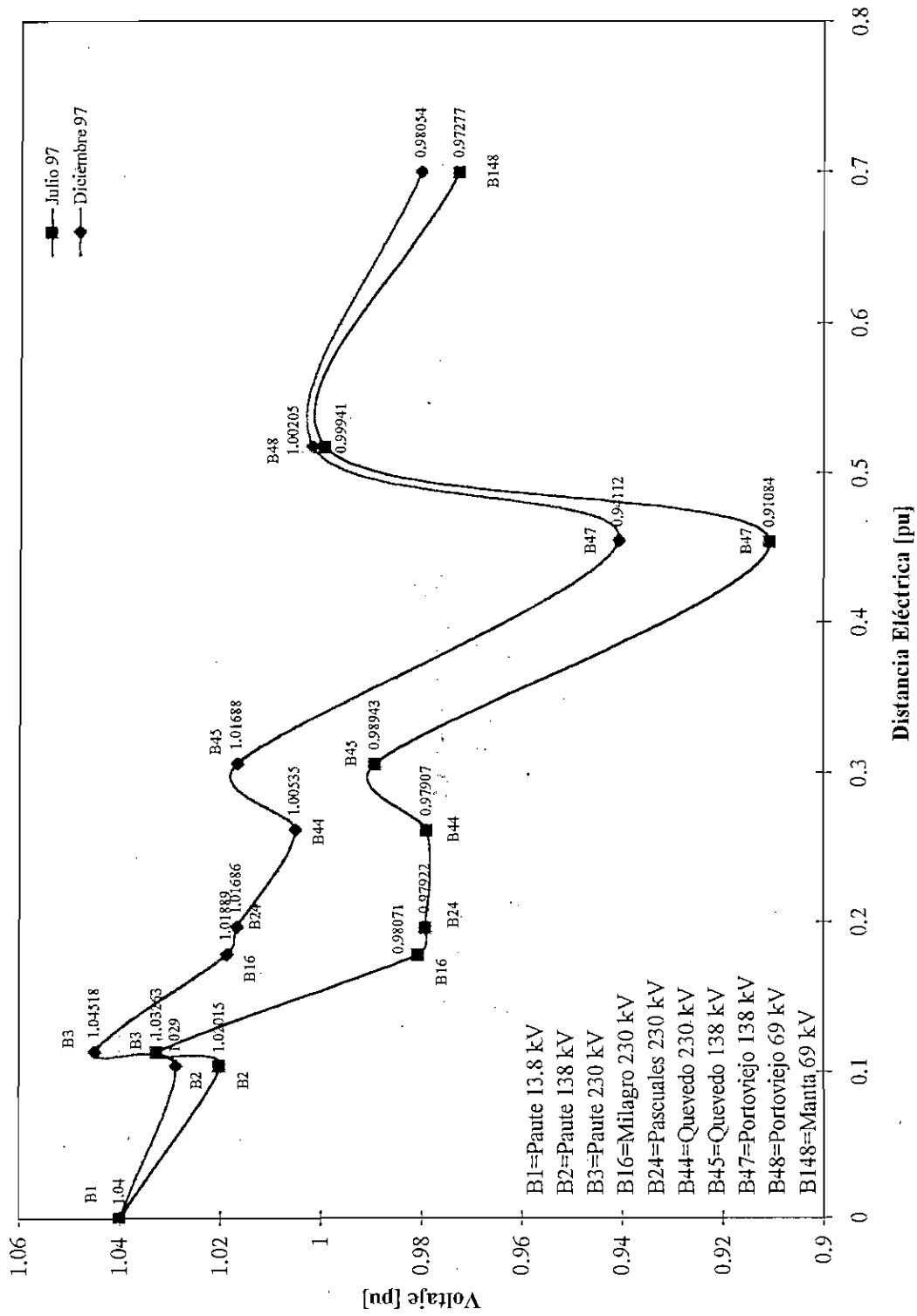


Figura 4.8 Perfil de Voltaje Paute-Mantia para Demanda Máxima de Julio y Diciembre

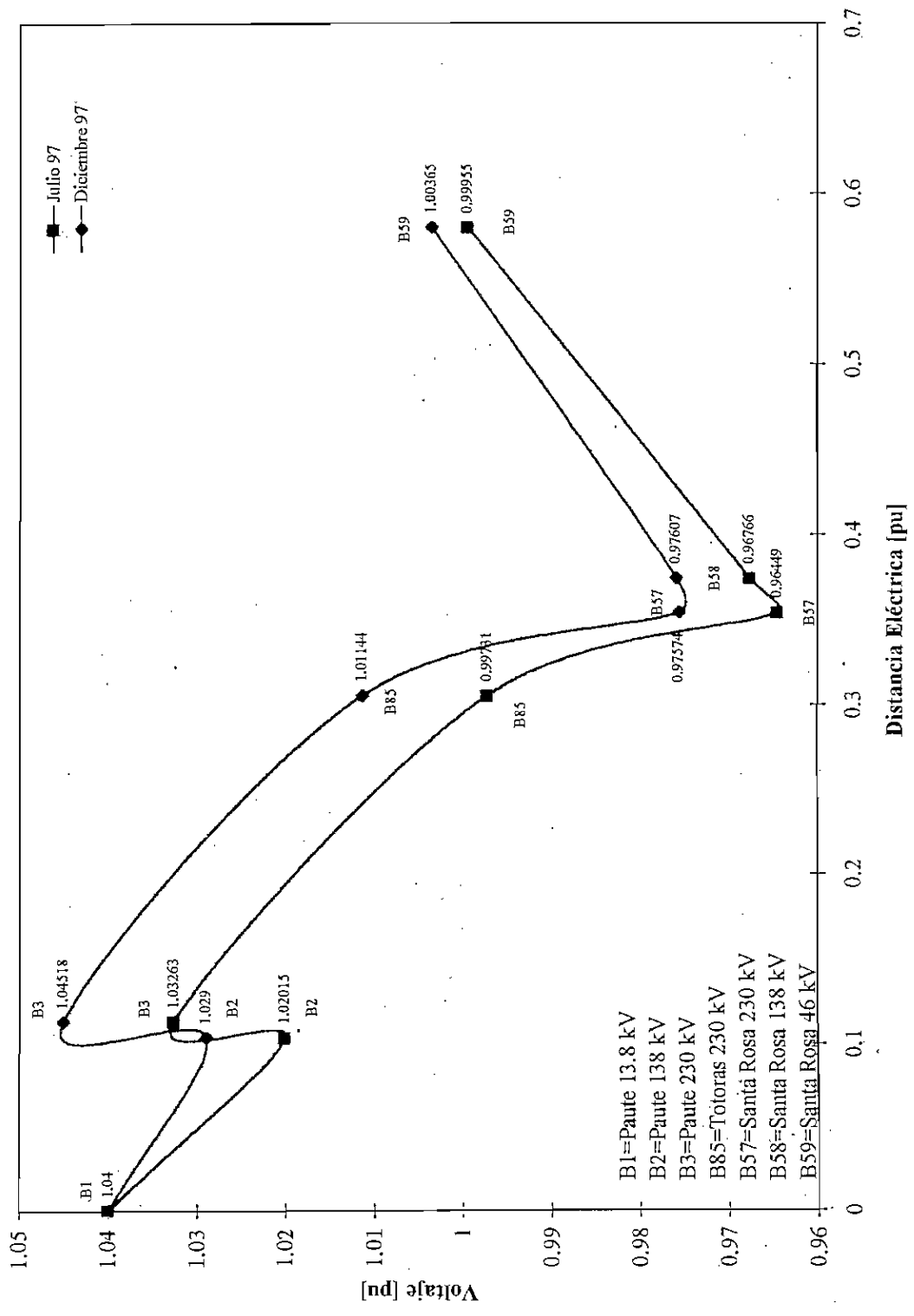


Figura 4.9 Perfil de Voltaje Paute-Santa Rosa para Demanda Máxima de Julio y Diciembre 1997

El perfil de voltaje para el mes de diciembre presenta una forma similar al mes de julio como se observa en la figura 4.9 con la diferencia de que las caídas de voltaje son algo menores debido a que los flujos de potencia desde Paute que atraviesan las líneas y transformadores son menores en la época de estiaje.

**4.5.2.7 Perfil de Voltaje Paute-Vicentina**

El perfil de voltaje Paute-Vicentina con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de julio se presenta de la siguiente forma en la figura 4.10, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3 (Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 85 (Totoras): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Totoras, de barra 85 a barra 57 (Santa Rosa): caída de voltaje por el flujo de la línea Totoras-Santa Rosa, de barra 57 a barra 58 (Santa Rosa): subida de voltaje debido a que el tap fijo del transformador de 230/138 kV se encuentra en el lado de alta en una posición menor a la nominal, de barra 58 a barra 71 (Vicentina): caída de voltaje por el flujo que atraviesa la línea Santa Rosa-Vicentina, y de barra 71 a barra 70 (Vicentina): subida de voltaje debido a que los taps fijos de los transformadores de 138/46 kV se encuentran en el lado de alta en una posición menor a la nominal.

El perfil de voltaje para el mes de diciembre presenta una forma similar al mes de julio como se observa en la figura 4.10 con la diferencia de que las caídas de voltaje son algo menores debido a que los flujos de potencia desde Paute que atraviesan las líneas y transformadores son menores en época de estiaje.

**4.5.2.8 Perfil de Voltaje Paute-Tulcán**

El perfil de voltaje Paute-Tulcán con los voltajes en p.u. de cada barra para el mes de julio se presenta de la siguiente forma en la figura 4.11, de barra 1 (Paute) a barra 2 (Paute): caída de voltaje debido a la cantidad de potencia que es evacuada de la fase AB de Paute, de barra 2 a barra 3 (Paute): subida de voltaje debido al aporte directo de potencia reactiva de las unidades de la fase C de Paute, de barra 3 a barra 85 (Totoras): caída de voltaje por el flujo en la línea Paute-Totoras, de barra 85 a barra 57 (Santa Rosa): caída de voltaje por el flujo de la línea Totoras-Santa Rosa, de barra 57 a barra 58 (Santa Rosa): subida de voltaje debido a que el tap fijo del transformador de 230/138 kV se encuentra en el lado de alta en una posición menor a la nominal, de barra 58 a barra 71 (Vicentina): caída de voltaje por el flujo que atraviesa la línea Santa Rosa-Vicentina, de barra 71 a barra 78 (Ibarra): caída de voltaje por el flujo en la línea Vicentina-Ibarra, de barra 78 a barra 91 (Tulcán): caída de voltaje debido al flujo de la línea Ibarra-Tulcán, y de barra 91 a barra 92 (Tulcán): subida de voltaje por la operación del LTC de la S/E Tulcán.

El perfil de voltaje para el mes de diciembre sigue una misma tendencia que aquel del mes de julio como se observa en la figura 4.11, las caídas de voltaje son muy parecidas debido a que los flujos que atraviesan las líneas y transformadores tienen valores cercanos.

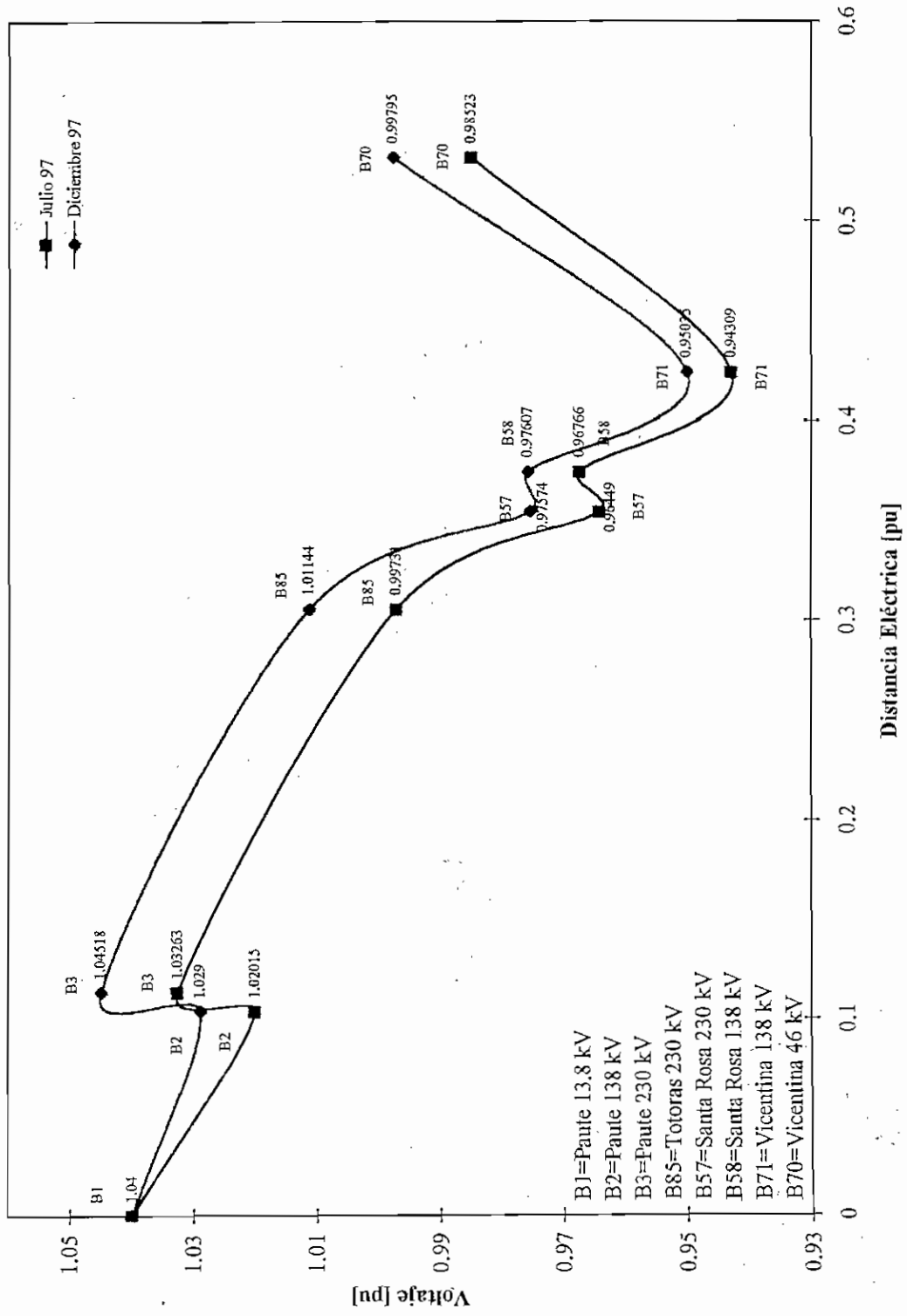


Figura 4.10 Perfil de Voltaje Paute-Vicentina para Demanda Máxima de Julio y Diciembre 1997

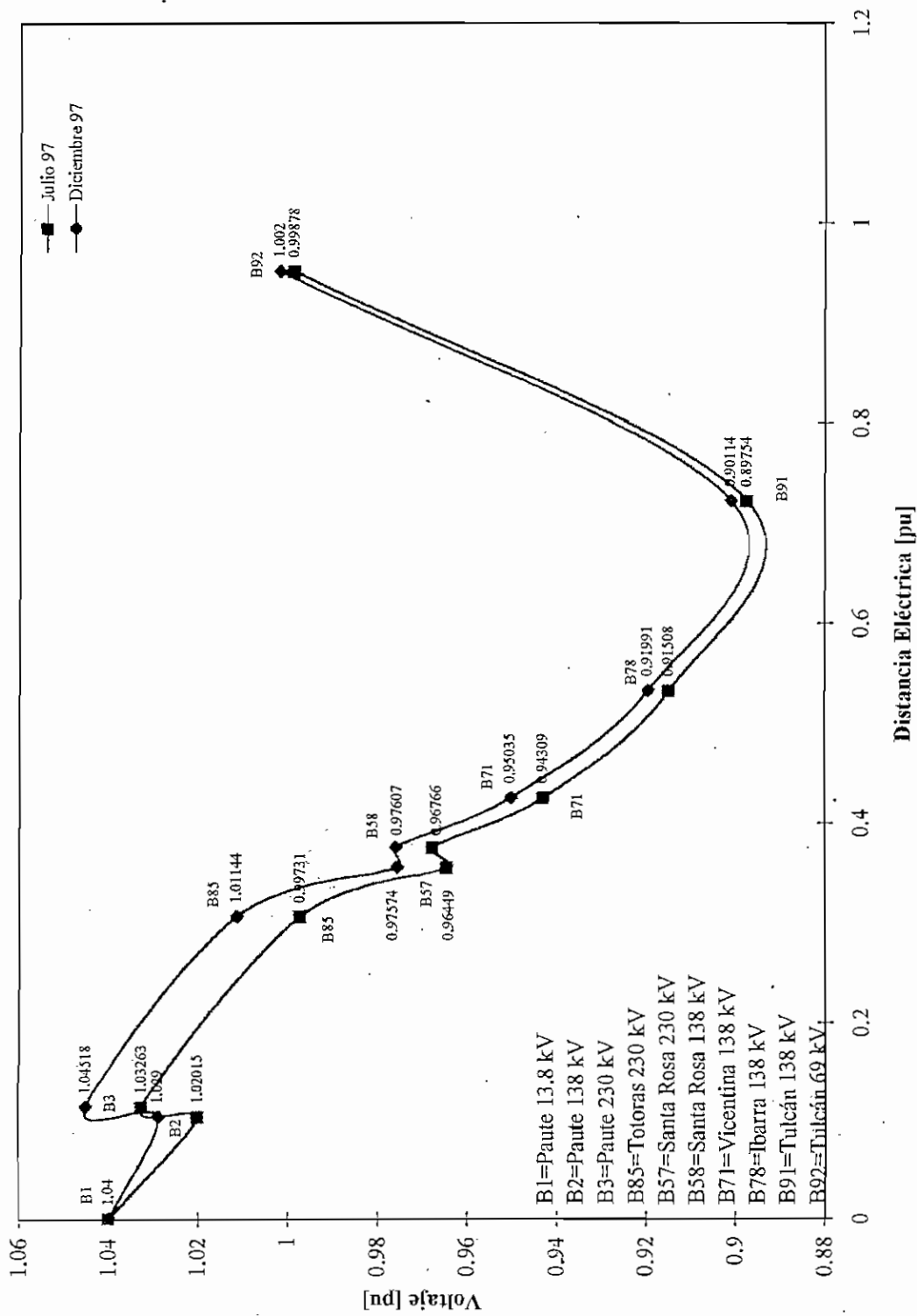


Figura 4.11 Perfil de Voltaje Paute-Tulcán para Demanda Máxima de Julio y Diciembre 1997

#### 4.5.2.9 Perfiles de Voltaje en la Red

En la figura 4.12 y 4.13 se muestran todos los perfiles de voltaje para el mes de julio y diciembre, respectivamente.

En los perfiles del mes de julio se puede observar que el perfil que tiene la caída más brusca de voltaje en la región Costa, es el Paute-Manta en lo que corresponde a la línea Quevedo-Portoviejo en 138 kV, debido a la cantidad de potencia que es suministrada a Manabí y además porque la distancia eléctrica hacia la S/E Portoviejo es grande. También se observa que para todos los perfiles de voltaje que corresponden a esta región la caída de voltaje en la línea Paute-Milagro es muy fuerte, por la cantidad de flujo que esta línea transmite a la zona sur del país.

En lo que corresponde a los perfiles de la región Sierra para el mes de julio la caída más severa de voltaje se presenta en el perfil Paute-Tulcán, este descenso de voltaje inicia en la S/E Santa Rosa con la caída de voltaje en la línea Santa Rosa-Vicentina de 138 kV debido al gran flujo que está transporta y luego continua descendiendo el voltaje hasta llegar a la S/E Tulcán debido básicamente a que la distancia eléctrica a este punto es muy grande. También se observa que en todos los perfiles de voltaje que corresponden a esta región la caída de voltaje en las líneas Paute-Totoras y Totoras-Santa Rosa son también apreciables por la cantidad de potencia que transmiten a la zona norte del país.

En los perfiles que corresponden al mes de diciembre se observa que se presenta situaciones similares que en el mes de julio, con respecto a la caídas de voltaje en las diferentes regiones del país, pero difieren debido a que las caídas de voltaje en el mes de diciembre son menores ya que los flujos por las líneas y transformadores disminuyen debido a que gran parte de la generación en estiaje se tiene cerca a los centros de carga.

#### 4.5.3 Pérdidas de Potencia del Sistema de Transmisión de 230 kV y 138 kV

En las tablas 4.8 y 4.9 se presenta las pérdidas de potencia activa y reactiva tanto de líneas de transmisión como transformadores que forman parte del SNI, respectivamente.

La potencia total de generación del sistema para julio de 1997, incluyendo el aporte de generación de las empresas interconectadas, es de 1831.1 MW, que satisface una demanda total de 1768.3 MW. En esta condición de generación y demanda del sistema se tienen pérdidas totales de 62.8 MW que equivale al 3.6% de la demanda total del país en este mes, mientras que para diciembre de 1997 la potencia total de generación del sistema, incluyendo el aporte de generación de las empresas interconectadas, es de 1964.7 MW, que satisface una demanda total de 1920.5 MW. En esta condición de generación y demanda del sistema se tienen pérdidas totales de 44.1 MW que equivale al 2.3% de la demanda total del país en el mes de diciembre.



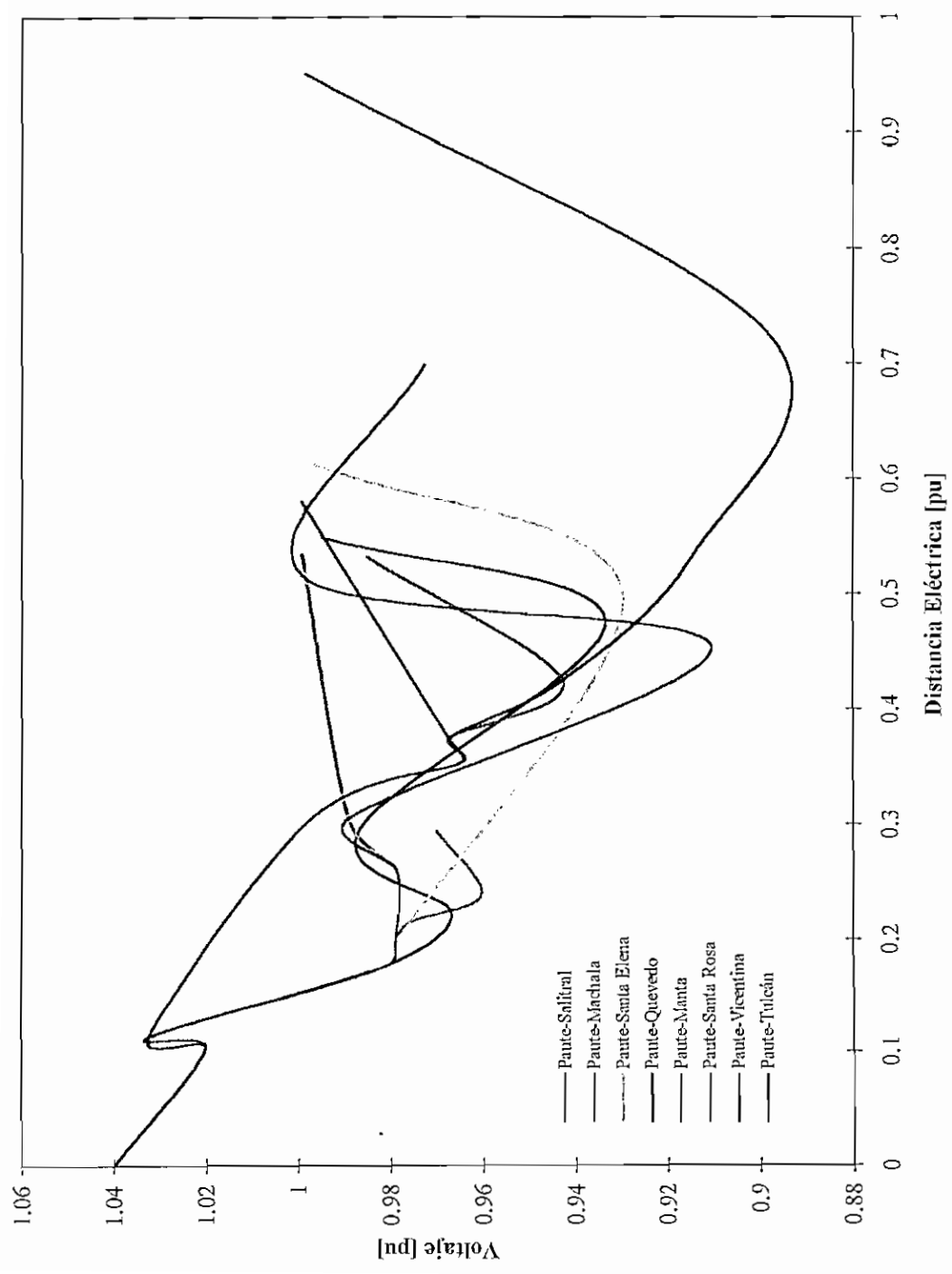


Figura 4.12 Perfiles de Voltaje Julio 1997

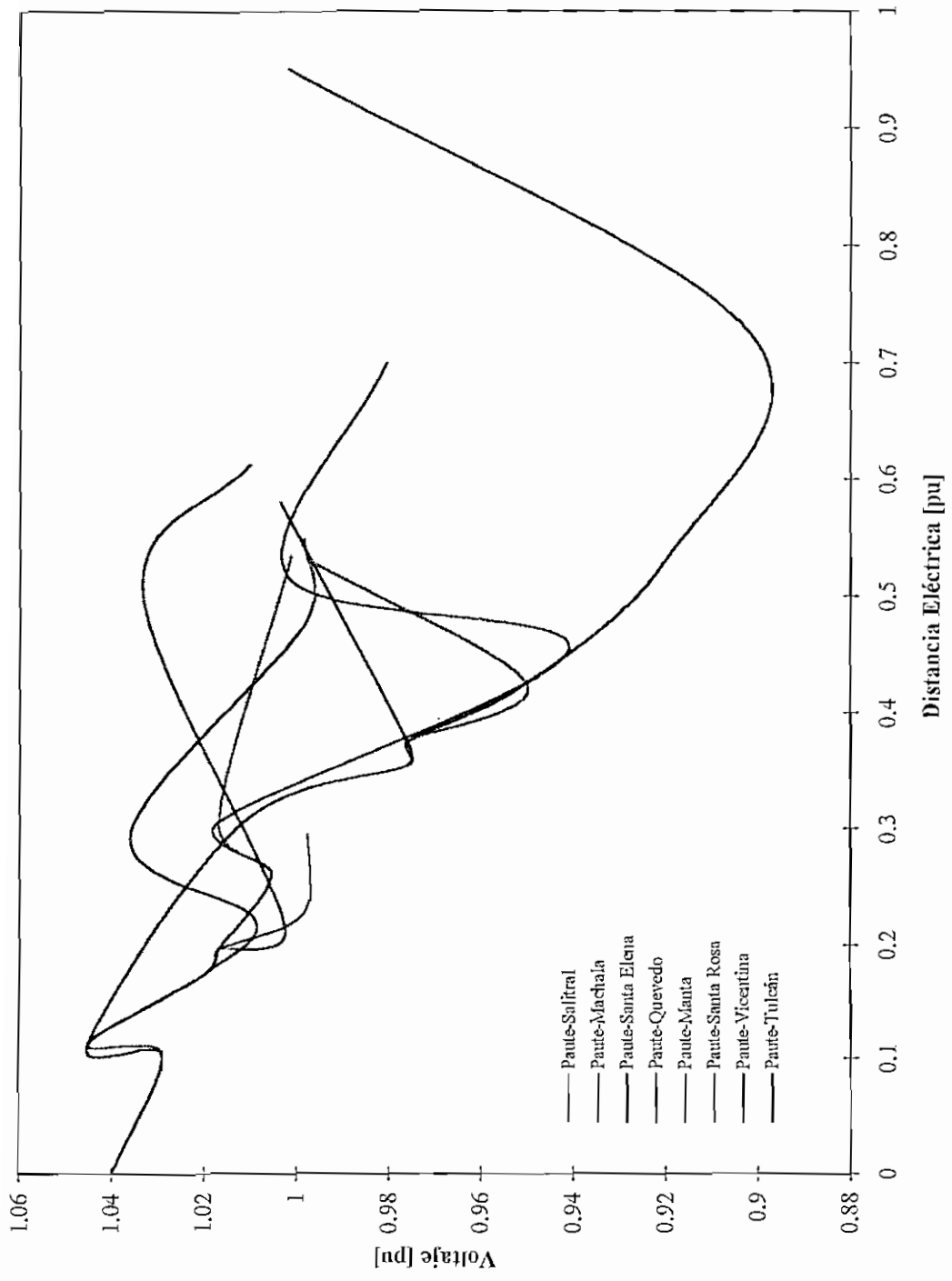


Figura 4.13 Perfiles de Voltaje Diciembre 1997

Tabla 4.8 Pérdidas en Líneas de Transmisión para Demanda  
Máxima de Julio y Diciembre 1997

Elemento	Julio		Diciembre	
	Pérdidas P	Pérdidas Q	Pérdidas P	Pérdidas Q
	(Mw)	(Mvar)	(Mw)	(Mvar)
Líneas de Transmisión				
Paute-Totoras	2.5	-17.3	1.2	-29.5
Paute-Riobamba	2.4	-10.8	1.2	-21.6
Paute-Pascuales	8.4	-3.0	1.0	-67.0
Paute-Milagro	8.8	20.4	1.4	-42.6
Paute-Cuenca	5.4	8.2	3.6	2.6
Cuenca-Loja	1.4	-2.4	0.9	-4.6
Cuenca-Limón	0.1	-0.9	0.1	-0.9
Milagro-Pascuales	0.6	-10.0	0.0	-16.2
Milagro-Babahoyo	0.6	-1.0	0.7	-1.1
Milagro-Machala	3.4	-5.4	2.6	-9.2
Pascuales-Trinitaria	0.2	-7.4	0.0	-9.2
Pascuales-Quevedo	1.4	-40.8	1.6	-41.6
Pascuales-Santa Elena	1.1	-3.2	0.2	-6.7
Pascuales-Equil3	0.4	-1.0	1.5	2.4
Equil3-Posorja	0.0	-5.3	0.1	-5.5
Pascuales-Salítral	1.2	2.0	0.6	0.0
Pascuales-Policentro	0.4	-0.2	0.6	0.0
Salítral-Equil2	0.0	-0.4	0.8	2.2
Salítral-P.V.G.	0.0	-0.2	0.0	0.0
Quevedo-Santo Domingo	0.0	-37.6	0.0	-39.6
Quevedo-Portoviejo	6.2	6.2	5.8	4.4
Portoviejo-Manta	0.7	-0.1	0.4	-0.6
Santo Domingo-Santa Rosa	0.2	-25.4	1.0	-19.8
Santo Domingo Esmeraldas	1.0	-14.8	4.2	-8.0
Santa Rosa-Totoras	3.8	-5.8	2.0	-20.4
Santa Rosa-Selva Alegre	2.0	6.4	2.0	6.4
Santa Rosa-Papallacta	0.0	-3.1	0.0	-3.2
Santa Rosa-Vicentina	1.2	3.4	1.6	4.7
Selva Alegre-S/E 19	0.3	1.1	0.4	1.1
Selva Alegre-Pomasqui	0.0	-0.8	0.1	-0.8
Vicentina-Latacunga	2.9	5.3	2.5	3.9
Vicentina-Guangopolo	0.0	-0.5	0.0	-0.4
Vicentina-Ibarra	1.0	-5.4	1.0	-5.2
Ibarra-Tulcán	0.1	-3.0	0.2	-2.9
Latacunga-Pucará	2.1	5.6	2.0	4.9
Pucará-Ambato	0.2	-1.3	0.1	-1.5
Ambato-Totoras	0.1	-0.2	0.1	-0.2
Totoras-Agoyán	2.0	4.6	1.8	4.6
Totoras-Riobamba	0.2	-5.8	0.0	-7.2
Totoras-Pelileo	0.1	0.1	0.1	0.1
Pelileo-Baños	0.1	-0.1	0.2	0.0
Baños-Puyo	0.2	-0.3	0.2	-0.2
Puyo-Tena	0.1	-0.8	0.1	-0.8
Riobamba-Guaranda	0.2	-0.2	0.2	-0.2
<b>Total Pérdidas Líneas</b>	<b>62.8</b>	<b>-151.2</b>	<b>44.1</b>	<b>-329.4</b>

Tabla 4.9 Pérdidas en Transformadores para Demanda  
Máxima de Julio y Diciembre 1997

Elemento	Julio		Diciembre	
	Pérdidas P (Mw)	Pérdidas Q (Mvar)	Pérdidas P (Mw)	Pérdidas Q (Mvar)
Unidades Fase AB		46		19.2
Unidades Fase C		53.5		30.6
Leja 138/69		1.1		0.8
Cuenca 138/69		6.4		4.6
Milagro 230/69		8.2		6.8
Milagro 69/138		3.9		3.2
Movil Milagro 230/138		2.7		2.8
Machala 138/69		-6.3		-8.7
Pascuales 230/138		9.5		1.8
Pascuales 138/69		-38.1		0.2
Pante A11 138/230		5.6		0.4
Pante A11 138/230		5.6		0.4
Policentro 138/69		-7.9		-8
Salitral 138/69		9.6		5.3
TV2 13.8/69		9.3		3.4
TV3 13.8/69		0		8.4
TV1 13.8/69		1.9		1.2
TG1 13.8/69		0		0.5
TO2 13.8/70		0		1.9
TG3 13.8/69		0		1.7
TG5 13.8/69		0		1.5
TG6 13.8/69		0		1.5
AT1 13.8/69		2.4		1.9
AT2 13.8/69		3		2.5
GPVG 13.8/69		0		0.6
VPVG 13.8/69		4.4		3.8
G. Pascuales 13.8/69		9.3		9.6
Trinitaria 230/138		2.2		0.2
U1 Equil2 13.8/69		0		1.7
U2 Equil2 13.8/69		0		1.7
Trinitaria 138/69		5.6		7.7
C. Trinitaria 13.8/138		0		9.8
U3 Equil3 13.8/138		1.4		2.6
U4 Equil3 13.8/138		0		2.6
Posoña 138/69		0.2		0.3
Santa Elena 138/69		1.2		0.1
E. Power Santa Elena 13.8/69		0		1.7
Quevedo 230/138		9.8		9.9
Quevedo 138/69		1.4		1.7
Nuevo Quevedo 138/69		0.3		0.4
Portoviejo 138/69		7.6		7.2
Santo Domingo 230/138		2.9		0.6
Santo Domingo 138/69		1.1		1.3
E. Power Santo Domingo 13.8/230		15.6		11.9
Esmeraldas 138/69		2.2		1.7
Esmeraldas 13.8/138		0		9.2
Santa Rosa 230/138		14.5		22.7
Santa Rosa 138/46		11.6		12.1
Central Santa Rosa		8.7		2.6
Silva Alegre 138/46		2.8		2.7
S/E 19 138/46		4.8		4.8
Pomasqui 138/73		1		1.2
Vicentina 138/46		6.2		7.6
Movil Vicentina 138/46		2.4		2.7
C. Guangopolo 5,6/138		1.4		1.9
Cumbaya 13,8/46		4.7		4.6
Nayón 13.8/46		3		2.9
Guangopolo+Chillos 13.8/46		1.1		1
Guillermo Hernández		1.6		2.3
Ibarrá 138/69		2.2		2.4
Ibarrá 138/34,5		0.3		0.4
Tuleán 138/69		0.9		0.9
Latacunga 138/69		0.8		0.9
U1 Pucará 13.8/138		3.2		3.2
U2 Pucará 13.8/138		3.2		3.2
Ambato 138/69		0.2		0.4
Totoras 230/138		4.6		4.1
Totoras 138/69		1.4		1.5
Riobamba 230/69		3.5		3.2
U1 Agoyán 13.8/138		7.9		7.7
U2 Agoyán 13.8/138		7.9		7.7
Babahoyo 138/69		-4.3		-4.6
<b>Total Pérdidas Transformadores</b>		<b>275.2</b>		<b>275.3</b>
<b>Total Pérdidas S.N.I</b>	<b>62.8</b>	<b>124</b>	<b>44.1</b>	<b>-54.1</b>

Se puede observar que las pérdidas en el mes de diciembre son menores a las del mes de julio debido a que en este mes el sistema de transmisión se encuentra más cargado.

Las pérdidas de potencia reactiva en el mes de julio son de 124 MVAR, este valor indica que el aporte de reactivos capacitivos de las líneas de transmisión es menor que las pérdidas de reactivos en transformadores e inductancias de las líneas de transmisión. Mientras que en el mes de diciembre las pérdidas de potencia reactiva son de -54.1 MVAR indicando que existe un mayor aporte de reactivos capacitivos por parte de las líneas que pérdidas en transformadores e inductancias de las líneas de transmisión, por estar menos cargadas, de ahí que se tengan en general mejores perfiles de voltaje en época de estiaje que en época de lluvia.

#### **4.5.4 Posición de Taps de los LTC'S del SNI**

En el tabla 4.10 se presenta la posición en la que quedan los taps de los LTC'S después de la simulación para el mes de julio de 1997. Se puede ver que algunos taps se encuentran cerca ó en el límite máximo de operación, como los de la subestaciones Tulcán, Pomasqui (EEQ), Ibarra, en sus dos niveles de voltaje, Machala, S/E 19 (EEQ) y Santa Rosa. Mientras que los otros se puede considerar que están dentro del rango de operación normal. Cabe recalcar que todos los taps de los LTC'S para este mes se encuentran en el rango positivo de operación.

En el tabla 4.11 se presenta la posición en la que quedan los taps de los LTC'S después de la simulación para el mes de diciembre de 1997. Se puede ver que algunos taps se encuentran cerca ó en el límite máximo de operación, como los de la subestaciones Tulcán, Pomasqui (EEQ), Ibarra 69 kV, Selva Alegre (EEQ) y Santa Rosa. Otros se encuentran cerca del límite de operación negativo como los de las subestaciones Pascuales, Quevedo e Ibarra 34.5 kV; el resto de taps se puede considerar dentro del rango de operación normal.

Existen LTC'S que para los meses analizados operan muy cerca del límite máximo como son los de Tulcán, Pomasqui (EEQ), Ibarra 69 kV y Santa Rosa lo que implicaría que en estos puntos se requeriría compensación de potencia reactiva capacitiva.

#### **4.5.5 Sobrecarga en Líneas y Transformadores del SNI**

En las tablas 4.12 y 4.13 se presenta el porcentaje de carga de las líneas de transmisión existentes en el SNI para los meses de julio y diciembre, respectivamente, con respecto al valor del límite térmico continuo proporcionado por la DEIC. Se puede observar que no existen líneas cargadas más allá de un 70% de su límite térmico continuo para las condiciones de demanda de julio y diciembre, por lo que se concluye que no existen líneas sobrecargadas

Tabla 4.10 Posición de Taps de los LTC'S  
Demanda Máxima en Julio 1997

SUBESTACION	RESULTADO DEL FLUJO	POSICION LTC
LOJA	1.05	8
BABAHOYO	1.025	4
MACHALA	1.06875	11
PASCUALES	1.00625	1
STA. ELENA	1.025	4
POSORJA	1.01875	3
TRINITARIA	1	0
POLICENTRO	1.025	4
QUEVEDO	1.01875	3
PORTOVIEJO	1.05	8
ESMERALDAS	1.025	4
S/E 19 (EEQ)	1.06875	11
STA. ROSA	1.06875	11
SELVA ALEGRE (EEQ)	1.04375	7
IBARRA 69	1.0875	14
IBARRA 34,5	1.09375	15
RIOBAMBA	1.00625	1
TULCAN	1.1	16
POMASQUI (EEQ)	1.1	16

Tabla 4.11 Posición de Taps de los LTC'S  
Demanda Máxima en Diciembre 1997

SUBESTACION	RESULTADO DEL FLUJO	POSICION LTC
LOJA	0.9937	-1
BABAHOYO	1	0
MACHALA	1.0063	1
PASCUALES	0.925	-12
STA. ELENA	1.0063	1
POSORJA	1	0
TRINITARIA	0.9937	-1
POLICENTRO	1.0187	3
QUEVEDO	0.925	-12
PORTOVIEJO	1.05	8
ESMERALDAS	1.0438	7
S/E 19 (EEQ)	1.0313	5
STA. ROSA	1.0938	15
SELVA ALEGRE (EEQ)	1.0938	15
IBARRA 69	1.0875	14
IBARRA 34,5	0.92	-13
RIOBAMBA	1	0
TULCAN	1.1	16
POMASQUI (EEQ)	1.0938	15

Tabla 4.12 Tabla de Carga en Líneas de Transmisión para Demanda Maxima Julio 1997

LINEAS DE TRANSMISION	VOLTAJE kV	FLUJO			LIMITE TERMICO CONTINUO [MVA]	PORCENTAJE DE CARGA %
		MW	MVAR	MVA		
Pascuales - Santa Elena	138	32.7	3.50	32.9	112	29.4
Pascuales- Salitral	138	63.3	16.4	65.4	126	51.9
Quevedo - Portoviejo	138	55.5	10.3	56.4	112	50.4
Santo Domingo - Esmeraldas	138	20.0	0.10	20.0	112	17.9
Milagro - Machala	138	37.8	1.20	37.8	112	33.8
Vicentina - Ibarra	138	26.5	3.90	26.8	111	24.1
Ibarra - Tulcán	138	17.3	2.50	17.5	111	15.7
Cuenca - Loja	138	31.4	7.30	32.2	99	32.6
Paute - Cuenca	138	63.1	24.3	67.6	99	68.3
Agoyán - Totoras	138	75.0	11.0	75.8	133	57.0
Paute - Milagro	230	169	24.8	170.8	312	54.7
Pascuales - Quevedo	230	63.3	-17.9	65.8	353	18.6
Quevedo - Santo Domingo	230	9.6	16.7	19.3	353	5.46
Santo Domingo - Santa Rosa	230	0.6	24.2	24.2	353	6.86
Milagro - Pascuales	230	82.1	-8.70	82.6	353	23.4
Paute - Pascuales	230	141	11.9	141.5	312	45.4
Pascuales - Trinitaria	230	47.2	16.7	50.1	353	14.2
Paute - Totoras	230	107	-3.20	107.0	312	34.3
Totoras - Santa Rosa	230	122	16.6	123.1	312	39.5

Tabla 4.13 Tabla de Carga de Líneas de Transmisión para Demanda Máxima Diciembre 1997

LINEAS DE TRANSMISION	VOLTAJE kV	FLUJO			LIMITE TERMICO CONTINUO [MVA]	PORCENTAJE DE CARGA %
		MW	MVAR	MVA		
Pascuales - Santa Elena	138	11.7	4.20	12.4	112	11.1
Pascuales- Salitral	138	43.3	23.9	49.5	126	39.3
Quevedo - Portoviejo	138	55.7	9.60	56.5	112	50.5
Santo Domingo - Esmeraldas	138	41.5	-4.70	41.8	112	37.3
Milagro - Machala	138	36.1	-2.90	36.2	112	32.3
Vicentina - Ibarra	138	28.1	4.70	28.5	111	25.7
Ibarra - Tulcán	138	18.3	2.90	18.5	111	16.7
Cuenca - Loja	138	26.2	3.00	26.4	99	26.6
Paute - Cuenca	138	53.3	18.70	56.5	99	57.1
Agoyán - Totoras	138	75.0	7.90	75.4	133	56.7
Paute - Milagro	230	69.6	1.70	69.6	312	22.3
Pascuales - Quevedo	230	73.5	-10.7	74.3	353	21.0
Quevedo - Santo Domingo	230	1.90	-10.9	11.1	353	3.13
Santo Domingo - Santa Rosa	230	66.6	26.50	71.7	353	20.3
Milagro - Pascuales	230	12.5	-11.40	16.9	353	4.79
Paute - Pascuales	230	48.1	-6.50	48.5	312	15.6
Pascuales - Trinitaria	230	8.30	-15.8	17.8	353	5.06
Paute - Totoras	230	72.8	5.90	73.0	312	23.4
Totoras - Santa Rosa	230	89.6	20.10	91.8	312	29.4



En las tablas 4.14 y 4.15 se presenta el porcentaje de carga de los transformadores del SNI para los meses considerados, con respecto a su capacidad máxima (FOA). La capacidad máxima fue sacada del Avance del Informe de Resultados de Operación del Sistema Eléctrico del INECEL de 1996 [18] y de datos proporcionados por el área de Estudios Eléctricos del CENACE. Como se puede observar en estas tablas existen transformadores que tienen un porcentaje de carga de más del 80%, los cuales se consideran que están llegando a su límite de carga.

Para el mes de julio en demanda máxima se tiene los siguientes transformadores: TRN (138/46 kV) en S/E Santa Rosa, T1 y T2 (138/46 kV) en S/E Vicentina, ATT (230/138 kV) en S/E Quevedo y Móvil (138/46 kV) en S/E Vicentina.

Para el mes de diciembre en demanda máxima se tiene los siguientes transformadores: ATQ (138/69 kV) en S/E Ibarra, ATU (230/138 kV) y TRN (138/46 kV) en S/E Santa Rosa, T1 y T2 (138/46 kV) en S/E Vicentina, ATT (230/138kV) y TRR (138/69 kV) en S/E Quevedo y Móvil (138/46 kV) en S/E Vicentina.

Tabla 4.14 Tabla de Carga en Transformadores del SNI en Demanda Máxima Julio 1997

SUBESTACION	TRAFO. DENOMINAC.	FLUJO			CAPACIDAD [MVA]			PORCENTAJE DE CARGA RESPECTO A FOA
		MW	MVAR	MVA	OA	FA	FOA	
IBARRA	ATQ	25.0	7.2	26.0	20.0	27.0	33.3	78.1
	T1	9.7	0.8	9.7	30.0	40.0	50.0	19.5
STA. ROSA	ATU	242.0	113.0	267.1	225.0	300.0	375.0	71.2
	TRN	67.0	19.7	69.8	45.0	60.0	75.0	93.1
VICENTINA	T1	37.5	5.0	37.8	33.0	44.0	44.0	86.0
	T2	37.5	5.0	37.8	33.0	44.0	44.0	86.0
	MOVIL	25.0	9.5	26.7	30.0	30.0	30.0	89.1
AMBATO	T1	9.7	4.9	10.9	33.0	44.0	44.0	24.7
TOTORAS	ATT	72.0	9.9	72.7	60.0	80.0	100.0	72.7
	ATQ	40.4	11.6	42.0	60.0	80.0	100.0	42.0
RIOBAMBA	TRK	45.8	3.7	45.9	60.0	80.0	100.0	45.9
STO. DOMINGO	ATU	79.5	8.2	79.9	100.0	133.0	167.0	47.9
	ATR	39.5	5.0	39.8	60.0	80.0	100.0	39.8
PORTOVIEJO	AA1	52.4	12.4	53.8	45.0	60.0	75.0	71.8
	AA2	52.4	12.4	53.8	45.0	60.0	75.0	71.8
QUEVEDO	ATT	144.0	38.3	149.0	100.0	133.0	167.0	89.2
	TRR	24.5	2.6	24.6	20.0	27.0	33.0	74.7
	MOVIL (Nuevo)	9.0	3.5	9.7	50.0	50.0	50.0	19.3
PASCUALES	ATU	216.0	21.7	217.1	225.0	300.0	375.0	57.9
	ATR	5.0	15.3	16.1	90.0	120.0	150.0	10.7
MILAGRO	ATK	128.0	33.4	132.3	100.0	133.0	167.0	79.2
	ATQ	75.6	6.3	75.9	60.0	80.0	100.0	75.9
	MOVIL (Nuevo)	37.6	13.2	39.8	50.0	50.0	50.0	79.7
BABAHOYO	ATQ	37.0	15.5	40.1	40.0	53.0	66.7	60.1
SALITRAL	ATQ	125.0	30.8	128.7	90.0	120.0	150.0	85.8
POLICENTRO	ATQ	84.7	27.6	89.1	90.0	120.0	150.0	59.4
STA. ELENA	ATQ	31.6	5.3	32.0	40.0	53.0	66.0	48.5
POSORJA	ATQ	8.6	3.1	9.1	20.0	27.0	33.3	27.5
MACHALA	ATQ	72.2	19.2	74.7	60.0	80.0	100.0	74.7
LOJA	ATQ	30.0	8.4	31.2	40.0	53.0	66.7	46.7
CUENCA	ATQ	73.4	33.1	80.5	60.0	80.0	100.0	80.5
ESMERALDAS	AA1	38.9	18.0	42.9	45.0	60.0	75.0	57.2
TRINITARIA	ATT	94.2	40.9	102.7	225.0	300.0	375.0	27.4
	ATQ	94.2	38.7	101.8	90.0	120.0	150.0	67.9
TULCAN	ATQ	17.2	5.5	18.1	20.0	27.0	33.3	54.2

Tabla 4.15 Tabla de Carga en Transformadores del SNI en Demanda Máxima Diciembre 1997

SUBESTACION	TRAFO. DENOMINAC.	FLUJO			CAPACIDAD [MVA]			PORCENTAJE DE CARGA RESPECTO A FOA
		MW	MVAR	MVA	OA	FA	FOA	
IBARRA	ATQ	26.0	7.6	27.1	20.0	27.0	33.3	81.3
	T1	10.5	1.1	10.6	30.0	40.0	50.0	21.1
STA. ROSA	ATU	309.0	133.0	336.4	225.0	300.0	375.0	89.7
	TRN	72.6	11.4	73.5	45.0	60.0	75.0	98.0
VICENTINA	T1	42.0	3.0	42.1	33.0	44.0	44.0	95.7
	T2	42.0	3.0	42.1	33.0	44.0	44.0	95.7
	MOVIL	27.1	10.4	29.0	30.0	30.0	30.0	96.8
AMBATO	T1	13.3	5.2	14.3	33.0	44.0	44.0	32.5
TOTORAS	ATT	69.7	2.3	69.7	60.0	80.0	100.0	69.7
	ATQ	42.3	12.3	44.1	60.0	80.0	100.0	44.1
RIOBAMBA	TRK	42.8	8.8	43.7	60.0	80.0	100.0	43.7
STO. DOMINGO	ATU	36.9	7.4	37.6	100.0	133.0	167.0	22.5
	ATR	42.0	5.4	42.3	60.0	80.0	100.0	42.3
PORTOVIEJO	AA1	52.8	12.3	54.2	45.0	60.0	75.0	72.3
	AA2	52.8	12.3	54.2	45.0	60.0	75.0	72.3
QUEVEDO	ATT	149.0	38.1	153.8	100.0	133.0	167.0	92.1
	TRR	27.6	3.0	27.8	20.0	27.0	33.0	84.1
	MOVIL (Nuevo)	10.1	4.0	10.9	50.0	50.0	50.0	21.7
PASCUALES	ATU	60.3	75.7	96.8	225.0	300.0	375.0	25.8
	ATR	16.8	8.7	18.9	90.0	120.0	150.0	12.6
MILAGRO	ATK	122.0	25.2	124.6	100.0	133.0	167.0	74.6
	ATQ	72.3	2.6	72.3	60.0	80.0	100.0	72.3
	MOVIL (Nuevo)	40.5	4.1	40.7	50.0	50.0	50.0	81.4
BABAHoyo	ATQ	39.8	16.7	43.2	40.0	53.0	66.7	64.7
SALITRAL	ATQ	87.2	47.7	99.4	90.0	120.0	150.0	66.3
POLICENTRO	ATQ	93.0	30.7	97.9	90.0	120.0	150.0	65.3
STA. ELENA	ATQ	11.7	4.3	12.5	40.0	53.0	66.0	18.9
POSORJA	ATQ	9.9	3.5	10.5	20.0	27.0	33.3	31.5
MACHALA	ATQ	69.5	11.4	70.4	60.0	80.0	100.0	70.4
LOJA	ATQ	25.9	6.7	26.8	40.0	53.0	66.7	40.1
CUENCA	ATQ	72.8	31.7	79.4	60.0	80.0	100.0	79.4
ESMERALDAS	AA1	37.0	16.7	40.6	45.0	60.0	75.0	54.1
TRINITARIA	ATT	16.5	31.6	35.6	225.0	300.0	375.0	9.5
	ATQ	103.5	44.0	112.5	90.0	120.0	150.0	75.0
TULCAN	ATQ	18.1	5.8	19.0	20.0	27.0	33.3	57.1

## CAPITULO 5

### ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

#### 5.1 CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Debido a la entrada en operación de la línea de transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria así como también de las nuevas centrales de generación del INECCEL y de empresas privadas, es necesario efectuar el análisis de estabilidad transitoria con las condiciones topológicas y de generación correspondientes. La entrada en operación de esta nueva línea permite cerrar el anillo troncal de 230 kV en forma permanente, estableciendo diferentes condiciones en el sistema a las que se operaba anteriormente.

Este análisis se realiza para los meses de julio y diciembre de 1997, períodos representativos de lluvia y estiaje, considerando demanda máxima. Bajo esta condición de carga la ocurrencia de una falla puede ocasionar graves impactos en la operación del SNI, en vista de que muchos elementos del sistema se encuentran cerca de sus límites operativos.

La demanda considerada en los estudios es la que consta en el plan de operación para el año 1997 realizado por el área de Planeamiento Operativo del CENACE.

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, dependiendo de las acciones de control tomadas por la persona encargada de la operación del sistema.

El período transitorio puede dividirse en tres intervalos de tiempo:

1. El período inicial que se extiende aproximadamente en el primer segundo después de la ocurrencia de la falla. Este intervalo incluye el comienzo y el 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 controles Pf (potencia activa-frecuencia) y de los controles QV (potencia reactiva-voltaje). El único mecanismo que se tiene está asociado con la operación del sistema de protecciones, que generalmente involucran desconexiones de líneas, transformador o generadores.
2. El período intermedio que dura aproximadamente 5 segundos, donde actúan controladores Pf y QV.

3. El período final que dura probablemente varios minutos, donde se sienten los efectos más largos, que incluyen constantes de tiempo térmicas de sistemas de vapor, salida del paralelo de equipos de generación, desconexión de cargas, y otros.

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

Si el sistema es capaz de soportar el impacto, 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. Una práctica utilizada en la recuperación del equilibrio generación - carga es mediante la desconexión de cargas de baja prioridad, con lo que se consigue invertir la tendencia decreciente de la frecuencia.

Los parámetros utilizados en la modelación de generadores, reguladores de velocidad, excitatrices, estabilizadores de potencia (PSS) y máquinas motrices han sido extraídos, en su gran mayoría, de pruebas de campo proporcionados por los fabricantes de los equipos, mientras que para el resto de parámetros se emplean valores típicos de acuerdo a sus características principales.

La modelación de la carga en demanda máxima se puede representar como potencia constante, impedancia constante y corriente constante. Para el análisis se consideraron los siguientes valores [16]:

Potencia Activa	I constante = 71%
	G constante = 29%

Potencia Reactiva	I constante = 80%
	B constante = 20%

Estos valores se determinaron mediante el análisis de la curva de carga diaria de potencia activa y reactiva de EMELEC y la EEQSA que son las más influyentes en el SNI. La dependencia de la carga con la frecuencia se la considera en 1%.

Es de importancia indicar que se efectuó simulaciones con el sistema existente hasta antes de la entrada en operación de la línea Paute-Pascuales-Trinitaria, con la finalidad de determinar si los porcentajes asumidos eran correctos y se compararon con los registros estadísticos, además se ajustaron parámetros de las unidades de generación que se encontraban fuera de los límites permitidos por el PSS/E, de tal forma de que los resultados sean los más cercanos posibles.

## 5.2 CONTINGENCIAS ANALIZADAS

Las contingencias analizadas en el presente trabajo de tesis corresponden a una contingencia simple en un elemento del SNI. Se simulan cortocircuitos trifásicos en el caso de líneas de transmisión y transformadores, y salida forzada de unidades generadoras.

El tiempo de despeje de la falla se asume en 5 ciclos, que simula el tiempo de actuación del relé más el tiempo de apertura del disyuntor. Este tiempo es utilizado tanto para los niveles de voltaje de 138 kV y 230 kV. El tiempo de simulación es de 10 segundos, los primeros 0.5 segundos garantiza que se tenga un equilibrio generación-demanda muy bueno, previo a la simulación de cualquier contingencia. Esta simulación es una prueba de la solidez de las condiciones iniciales, dada por el criterio de convergencia del flujo de potencia. Los 9.5 segundos restantes corresponden al tiempo post-falla que permite conocer si el sistema encuentra o no un nuevo punto de equilibrio.

Los tipos de contingencias que se simulan son la siguientes:

1. Salida forzada de unidades generadoras de importancia para el SNI.
2. Cortocircuito trifásico en un solo circuito en las líneas de transmisión de la red troncal 230 kV.
3. Cortocircuito trifásico en un solo circuito en las líneas de transmisión de la red troncal 230 kV que implica la salida del otro.
4. Cortocircuito trifásico en un solo circuito en las líneas de transmisión de 138 kV.
5. Cortocircuito trifásico en transformadores de la red troncal de 230 kV.

## 5.3 ESQUEMA DE SECCIONAMIENTO DE CARGA

El esquema de seccionamiento de carga tomado para este estudio ha sido proporcionado por la Unidad de Estudios Eléctricos del CENACE. Este esquema contempla siete pasos de desconexión. Los porcentajes de desconexión varían con el período de demanda, en las tablas 5.1 y 5.2 se muestran los valores de carga que se desconectan en cada empresa eléctrica en demanda máxima para los meses de julio y diciembre, respectivamente.

## 5.4 FRECUENCIA DE RESTABLECIMIENTO [16]

La frecuencia no necesariamente debe restaurarse hasta los 60 Hz inmediatamente después de una perturbación. Posteriormente a la desconexión automática de carga, se trata de llevar la frecuencia a su valor nominal mediante el equipo automático de control de velocidad de las unidades generadoras. La frecuencia de restablecimiento automático está cerca de la nominal, para el SNI se selecciona en 59.6 Hz, por cuanto este valor no afecta la operación del sistema.

Tabla 5.1 Esquema de Seccionamiento de Carga del Sistema Nacional Interconectado Demanda Máxima Julio de 1997

EMPRESA	CARGA (MW)	DESCONEXIONES PARCIALES EN CADA PASO							DESCONEXIONES ACUMULADAS LUEGO DE CADA PASO							PORCENTAJES DE DESCONECION EN CPASO							EMPRESA
		1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	
Emelec	513.6	62.4	62.8	23.2	61.6	135.9	65.0	21.5	62.4	125.2	148.4	210.0	346.0	411.0	432.5	12.2	13.9	6.0	16.9	44.78	38.8	21.0	Emelec
EE Quito S.A.	413.0	28.9	36.1	31.3	47.2	22.4	32.2	0.0	28.9	65.0	96.3	143.5	165.9	198.1	198.1	7.0	9.4	9.0	14.9	8.3	13.0	EE Quito S.A.	
Emelmanabi	112.1	4.0	17.3	4.1	6.2	0.0	0.0	0.0	4.0	21.3	25.4	31.6	31.6	31.6	31.6	3.6	16.0	4.5	7.1		Emelmanabi		
Emelgur-DD	82.7	5.9	10.1	7.3	25.0	0.0	0.0	0.0	5.9	16.0	23.3	48.4	48.4	48.4	48.4	7.1	13.2	11.0	42.2		Emelgur-DD		
Emelgur-QUEV	33.5	3.4	3.3	1.9	5.0	0.0	0.0	0.0	3.4	6.7	8.6	13.6	13.6	13.6	13.6	10.1	11.1	7.0	20.0		Emelgur-QUE		
EE Centro Sur	105.4	7.5	10.2	8.8	15.6	0.0	0.0	0.0	7.5	17.7	26.4	42.0	42.0	42.0	42.0	7.1	10.4	10.0	19.7		EE Centro Sur		
Emeloro	72.2	0.0	0.0	30.0	0.0	42.2	0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	30.0	72.2	72.2	72.2			41.6	100.0		Emeloro		
EE Ambato	54.6	4.3	6.4	4.7	11.7	0.0	0.0	0.0	4.3	10.7	15.4	27.1	27.1	27.1	27.1	7.8	12.8	10.6	29.9		EE Ambato		
Emelnorte	60.8	0.0	6.9	1.7	10.4	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	8.7	19.0	19.0	19.0	19.0	11.4	3.2	3.2	19.9		Emelnorte		
Emelosa	38.9	0.0	2.1	3.4	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	5.5	10.9	10.9	10.9	10.9	5.3	9.3	9.3	16.2		Emelosa		
EE Milagro	52.1	0.0	0.0	0.0	0.0	52.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52.1	52.1	52.1				100.0		EE Milagro		
EE Riobamba	38.1	5.1	5.8	5.8	5.4	16.0	0.0	0.0	5.1	10.9	16.7	22.1	38.1	38.1	38.1	13.4	17.7	21.2	25.1	100.0		EE Riobamba	
EEP Sta. Elena	31.6	0.0	6.3	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5			20.0	16.6		EEP Sta. Elena		
EEP Sta. Elena P	8.6	0.0	1.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7			15.3	5.4		EEP Sta. Elena		
EE Sto. Domingo	39.5	2.6	0.0	4.0	2.4	0.0	0.0	0.0	2.6	2.6	6.6	9.1	9.1	9.1	9.1	6.7		10.8	7.4		EE Sto. Domingo		
E.E.R. Sur	32.5	2.9	5.4	2.8	2.5	0.0	0.0	0.0	2.9	8.3	11.1	13.6	13.6	13.6	13.6	8.9	18.3	11.5	11.5		E.E.R. Sur		
Emelrios	37.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.0	37.0	37.0				100.0		Emelrios		
EE Cotopaxi	32.5	2.1	3.6	3.8	7.4	0.0	0.0	0.0	2.1	5.7	9.4	16.8	16.8	16.8	16.8	6.5	11.7	14.0	32.1		EE Cotopaxi		
EE Bolívar	9.6	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		
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						EE Azogues		
TOTAL	1768.3	129.1	171.7	137.3	205.8	305.6	97.2	21.5	129.1	306.8	444.1	649.9	955.5	1052.7	1074.2	59.2	59.0	58.8	58.6	58.4	58.2	58.0	< FRFC (Hz)
% de Carga Total		7.3	10.0	7.8	11.6	17.3	5.5	1.2	7.3	17.4	25.1	36.8	54.0	59.5	60.7	12	12	12	12	12	12	12	< t (ciclos)

Tabla 5.2. Esquema de Seccionamiento de Carga del Sistema Nacional Interconectado Demanda Maxima Diciembre de 1997

EMPRESA	CARGA (MW)	DESCONEXIONES PARCIALES EN CADA PASO							DESCONEXIONES ACUMULADAS LUEGO DE CADA PASO							PORCENTAJES DE DESCONEXION EN CPASO							EMPRESA
		1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7	
Emelec	564.1	68.5	68.9	25.5	67.7	149.3	71.4	23.6	68.5	137.5	163.0	230.7	380.0	451.4	475.0	12.2	13.9	6.0	16.9	44.78	38.8	21.0	Emelec
EE Quito S.A.	447.8	31.3	39.1	34.0	51.2	24.3	34.9	0.0	31.3	70.5	104.5	153.6	179.9	214.8	214.8	7.0	9.4	9.0	14.9	8.3	13.0	EE Quito S.A.	
Emelmarabi	122.7	4.4	18.9	4.5	6.7	0.0	0.0	0.0	4.4	23.3	27.8	34.6	34.6	34.6	34.6	3.6	16.0	4.5	7.1		Emelmarabi		
Emelgur-DD	93.1	6.6	11.4	8.3	28.2	0.0	0.0	0.0	6.6	18.0	26.3	34.5	34.5	34.5	34.5	7.1	13.2	11.0	42.2		Emelgur-DD		
Emelgur-QUEV	37.7	3.8	3.8	2.1	5.6	0.0	0.0	0.0	3.8	7.6	9.7	15.3	15.3	15.3	15.3	10.1	11.1	7.0	20.0		Emelgur-QUEV		
EER Centro Sur	111.7	7.9	10.8	9.3	16.5	0.0	0.0	0.0	7.9	18.7	28.0	44.5	44.5	44.5	44.5	7.1	10.4	10.0	19.7		EER Centro Sur		
Emeloro	77.5	0.0	0.0	32.2	0.0	45.3	0.0	0.0	0.0	0.0	32.2	32.2	77.5	77.5	7.1		41.6	100.0			Emeloro		
EE Ambato	57.1	4.5	6.7	4.9	12.3	0.0	0.0	0.0	4.5	11.2	16.1	28.3	28.3	28.3	28.3	7.8	12.8	10.6	29.9		EE Ambato		
Emelnorte	63.9	0.0	7.3	1.8	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	9.1	20.0	20.0	20.0	20.0	11.4	3.2	19.9			Emelnorte		
Emelosa	42.0	0.0	2.2	3.7	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	5.9	11.8	11.8	11.8	11.8	5.3	9.3	16.2			Emelosa		
EE Afilagro	55.1	0.0	0.0	0.0	0.0	55.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.1	55.1	55.1			100.0			EE Afilagro		
EE Riobamba	40.1	5.4	6.1	6.1	5.7	16.9	0.0	0.0	5.4	11.5	17.6	23.2	40.1	40.1	40.1	13.4	17.7	21.2	23.1	100.0		EE Riobamba	
EEP Sta. Elena	36.8	0.0	7.4	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	20.0	16.6				EEP Sta. Elena		
EEP Sta. Elena P	9.9	0.0	1.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	15.3	5.4				EEP Sta. Elena		
EE Sto. Domingo	42.0	2.8	0.0	4.2	2.6	0.0	0.0	0.0	2.8	2.8	7.0	9.6	9.6	9.6	9.6	6.7	10.8	7.4			EE Sto. Domingo		
E.E.R. Sur	35.3	3.1	5.9	3.0	2.7	0.0	0.0	0.0	3.1	9.0	12.0	14.7	14.7	14.7	14.7	8.9	18.3	11.5	11.5		E.E.R. Sur		
Emeliba	39.8	0.0	0.0	0.0	0.0	39.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	39.8	39.8	39.8			100.0			Emeliba		
EE Cotopaxi	33.4	2.2	3.7	3.9	7.6	0.0	0.0	0.0	2.2	5.8	9.7	17.3	17.3	17.3	17.3	6.5	11.7	14.0	32.1		EE Cotopaxi		
EE Bolivar	10.5	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 Bolivar		
EE Azuques	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 Azuques		
TOTAL	1920.5	140.6	193.8	148.7	223.4	330.6	106.3	23.6	140.6	334.4	483.1	706.6	1037.1	1143.5	1167.1	59.2	59.0	58.8	58.6	58.4	58.2	58.0	<FREC (Hz)
% de Carga Total		7.3	10.1	7.7	11.6	17.2	5.5	1.2	7.3	17.4	25.2	36.8	54.0	59.5	60.8	12	12	12	12	12	12	12	<t (ciclos)



## 5.5 CONTINGENCIAS SIMULADAS EN CONDICIONES DE DEMANDA MAXIMA EN JULIO DE 1997

Para analizar el comportamiento transitorio del SNI se realizan simulaciones de las siguientes contingencias consideradas como críticas en condiciones de demanda máxima en julio de 1997: salida forzada de unidades de generación, falla trifásica en líneas de transmisión y falla trifásica en transformadores de la red troncal.

### 5.5.1 Salida Forzada de Unidades de Generación

La salida de una o varias unidades de la central Paute, como también de la central Agoyán, Gonzalo Zevallos y de la nueva central a gas Pascuales, que pueden ocurrir con cierta frecuencia, provocan en la práctica la actuación de uno o más pasos de seccionamiento de carga. Se simula la salida de unidades de generación por la magnitud del impacto producido en el SNI.

- a) Una unidad de la fase C de Paute
- b) Tres unidades de la fase C de Paute
- c) Cuatro unidades de la fase C de Paute
- d) Tres unidades de la fase AB de Paute
- e) Dos unidades de Agoyán
- f) Una unidad de Gonzalo Zevallos TV2
- g) Central Gas Pascuales

### 5.5.2 Falla Trifásica en Líneas de Transmisión de la Red Troncal de 230 kV y en 138 kV

Se simula una falla trifásica en los siguientes circuitos de líneas de la red troncal de 230 kV y 138 kV, consideradas como críticas y su subsecuente apertura, ya que pueden ocasionar inestabilidad en el sistema por sobrecarga del otro circuito en operación. También se simula una falla trifásica en un circuito y la apertura del otro en algunas líneas de la red troncal de 230 kV ocasionando la apertura del anillo de 230 kV.

- a) Un circuito Paute - Milagro
- b) Dos circuitos Paute - Milagro
- c) Un circuito Milagro - Pascuales
- d) Un circuito Paute - Pascuales
- e) Circuito Paute - Totoras
- f) Un circuito Totoras - Santa Rosa
- g) Dos circuitos Tototas - Santa Rosa
- h) Un circuito Santa Rosa - SantoDomingó
- i) Circuito Agoyán - Totoras
- j) Circuito Latacunga - Viventina

- k) Circuito Machala - Milagro
- l) Un circuito Esmeraldas - Santo Domingo

### 5.5.3 Falla Trifásica en Transformadores del Sistema Troncal

Se simula una falla trifásica y su subsecuente apertura en los siguientes transformadores considerados críticos en el sistema, ya sea por la cantidad de potencia que transmiten a diferentes zonas del país o porque su apertura ocasiona la separación del sistema en zonas aisladas una de otra.

- a) Transformador de Pascuales 230/138 kV
- b) Transformador de Santa Rosa 230/138 kV
- c) Transformador de Santa Rosa 230/138 kV con apertura de la L/T Ambato - Totoras
- d) Transformador de Totoras 230/138 kV con apertura de la L/T Ambato - Totoras
- e) Transformador de Totoras 230/138 kV con disparo de una unidad de Agoyán

## 5.6 CONTINGENCIAS SIMULADAS EN CONDICIONES DE DEMANDA MAXIMA EN DICIEMBRE DE 1997

Para analizar el comportamiento transitorio del SNI se realiza simulaciones de las siguientes contingencias consideradas como críticas en condiciones de demanda máxima en diciembre de 1997: salida forzada de unidades de generación, falla trifásica en líneas de transmisión y falla trifásica en transformadores de la red troncal.

### 5.6.1 Salida Forzada de Unidades de Generación

La salida de una o varias unidades de la central Paute, como también de la central Agoyán, Esmeraldas, Gonzalo Zevallos y de las nuevas centrales Gas Pascuales y Vapor Trinitaria que pueden ocurrir con cierta frecuencia, provocan en la práctica la actuación de uno o varios pasos de seccionamiento de carga. Se simula la salida de las siguientes unidades de generación por la magnitud del impacto producido en el SNI.

- a) Una unidad de la fase C de Paute
- b) Tres unidades de la fase C de Paute
- c) Dos unidades Agoyán
- d) Central Esmeraldas
- e) Una unidad de Gonzalo Zevallos TV2
- f) Central Trinitaria
- g) Central Gas Pascuales

### 5.6.2 Falla Trifásica en Líneas de Transmisión de la Red Troncal de 230 kV y en 138 kV

Se simula una falla trifásica en los siguientes circuitos de líneas de la red troncal de 230 kV y 138 kV, consideradas como críticas y su subsecuente apertura, ya que pueden ocasionar inestabilidad en el sistema por sobrecarga del otro circuito en operación. También se simula una falla trifásica en un circuito y la apertura del otro en alguna líneas de la red troncal de 230 kV ocasionando la apertura del anillo de 230 kV.

- a) Un circuito Paute - Milagro
- b) Dos circuitos Paute - Milagro
- c) Un circuito Milagro - Pascuales
- d) Un circuito Paute - Pascuales
- e) Circuito Paute - Totoras
- f) Un circuito Totoras - Santa Rosa
- g) Dos circuitos Tototas - Santa Rosa
- h) Un circuito Santa Rosa - Santo Domingo
- i) Circuito Agoyán - Totoras
- j) Circuito Latacunga - Viventina
- k) Circuito Machala - Milagro
- l) Un circuito Esmeraldas - Santo Domingo

### 5.6.3 Falla Trifásica en Transformadores del Sistema Troncal

Se simula una falla trifásica y su subsecuente apertura en los siguientes transformadores considerados críticos en el sistema, ya sea por la cantidad de potencia que transmiten a diferentes zonas del país o porque su apertura ocasiona la separación del sistema en zonas aisladas una de otra.

- a) Transformador de Pascuales 230/138 kV
- b) Transformador de Santa Rosa 230/138 kV
- c) Transformador de Santa Rosa 230/138 kV con apertura de la L/T Ambato - Totoras
- d) Transformador de Totoras 230/138 kV con apertura de la L/T Ambato - Totoras
- e) Transformador de Totoras 230/138 kV con disparo de una unidad de Agoyán

### 5.6.4 Límites Operativos y Variables Consideradas en el Análisis

Es necesario definir límites operativos aceptables de voltaje y frecuencia que se deben tomar en cuenta cuando ocurre una contingencia en el sistema eléctrico. Los límites de voltaje en condiciones de emergencia en el sistema se deben mantener entre los 0.9 pu. y 1.1 pu. del voltaje nominal. La variación máxima de frecuencia se determina a partir de la frecuencia que puede causar daños a los equipos del sistema o de las empresas eléctricas, en el caso de turbinas a vapor no se puede operar con frecuencias muy bajas que lleguen a los 58

Hz ya que para este valor produce la resonancia subsincrónica que causa severos esfuerzos en los álabes de las turbinas.

La frecuencia no necesariamente debe restaurarse hasta los 60 Hz inmediatamente después de una contingencia, ya que posteriormente a la desconexión automática de carga, se trata de llevar la frecuencia a su valor nominal mediante el equipo automático de control de velocidad. Se considera una frecuencia de restablecimiento de 59.6 Hz para el SNI, por cuanto este valor no afecta la operación del sistema. Se considera que la frecuencia puede tener límites aceptables de operación que pueden alcanzar un valor máximo de 60.4 Hz y un valor mínimo de 59.6 Hz

De las variables de estado que se obtienen como resultado de las corridas del PSS/E se consideran solo tres, que son determinantes en un estudio de estabilidad transitoria: frecuencia, voltaje y ángulo de los generadores.

Para el caso de salida forzada de unidades generadoras se analiza un grupo de barras escogidas de acuerdo a su ubicación geográfica, en los resultados gráficos del PSS/E.

- Frecuencia: Totoras 230 kV, Paute 230 kV, Pascuales 230 kV y Santa Rosa 230 kV.
- Voltaje: Totoras 230 kV, Santa Rosa 230 kV, Paute 230 kV, Pascuales 230 kV, Milagro 230 kV y Quevedo 230 kV.
- Angulo: Cumbayá, Agoyán, Pucará, Santa Rosa, TV2 de Gonzalo Zevallos y unidad 1 de Paute.

Para el caso de falla en líneas de transmisión se analiza un grupo de barras escogidas de acuerdo a su ubicación geográfica, en los resultados gráficos del PSS/E, en la mayoría de simulaciones se escogen:

- Frecuencia: Totoras 230 kV, Paute 230 kV, Pascuales 230 kV y Santa Rosa 230 kV.
- Voltaje: Totoras 230 kV, Santa Rosa 230 kV, Paute 230 kV, Pascuales 230 kV, Milagro 230 kV y Quevedo 230 kV.
- Angulo: Cumbayá, Agoyán, Pucará, Santa Rosa, TV2 de Gonzalo Zevallos y unidad 1 de Paute.

En la falla de la línea Agoyán-Totoras en las figuras 5.47 y 5.119 de voltajes se considera la barra de Ambato 69 kV en lugar de Quevedo 230 kV.

En la falla de la línea Latacunga-Vicentina se considera en las figuras 5.50 y 5.122 de voltajes las barras siguientes: Totoras 230 kV, Santa Rosa 230 kV, Quevedo 230 kV, Vicentina 46 kV, Ambato 69 kV y Paute 230 kV.

Las barras consideradas en las figuras para el análisis de fallas en transformadores de la red troncal varían según el transformador en el que suceda la contingencia, por lo que se tiene lo siguiente:

Transformador de Pascuales:

- Frecuencia: Salitral 69 kV, Pascuales 69 kV, Pascuales 230 kV, Totoras 230 kV, Santa Rosa 230 kV y Paute 230 kV.
- Voltaje: Posorja 69 kV, Salitral 69 kV, Santa Rosa 230 kV, Paute 230 kV, Milagro 230 kV y Quevedo 230 kV.
- Angulo: Cumbayá, Agoyán, Alvaro Tinajero 1, Santa Rosa, TV2 de Gonzalo Zevallos y unidad 1 de Paute.

Transformador de Santa Rosa:

- Frecuencia: Ambato 69 kV, Vicentina 138 kV, Totoras 230 kV, Santa Rosa 230 kV y Paute 230 kV.
- Voltaje: Totoras 230 kV, Ambato 69 kV, Santa Rosa 230 kV, Ibarra 69 kV, Paute 230 kV y Vicentina 46 kV.
- Angulo: Cumbayá, Agoyán, Pucará, Santa Rosa, TV2 de Gonzalo Zevallos y unidad 1 de Paute.

Transformador de Totoras:

- Frecuencia: Totoras 69 kV, Agoyán 138 kV, Totoras 230 kV, Santa Rosa 230 kV y Paute 230 kV.
- Voltaje: Totoras 230 kV, Santa Rosa 230 kV, Paute 230 kV, Milagro 230 kV, Quevedo 230 kV y Pascuales 230 kV.
- Angulo: Cumbayá, Agoyán, Pucará, Santa Rosa, TV2 de Gonzalo Zevallos y unidad 1 de Paute.

## 5.7 ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN DEMANDA MAXIMA DE JULIO DE 1997

En el apéndice 1 se presenta la salida de resultados del programa PSS/E de la PTI para salida forzada de una unidad de Paute en demanda máxima de Julio.

### 5.7.1 Salida Forzada de Unidades Generadoras

#### a) Salida de 1 Unidad de Paute (Fase C)

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de una unidad de 100 MW de Paute ocasiona la operación de un paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59.19 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 60.1 Hz que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, con una oscilación máxima que va hasta los 60.13 Hz, como se observa en la figura 5.1. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.2, al momento de presentarse la desconexión de carga, tienen una variación máxima hasta el 106.2%, estabilizándose en un valor un poco más alto en un tiempo de 7 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. La carga desconectada en el primer paso es de 129.1 MW, mayor que la generación perdida, por lo que frecuencia y

FLUJO DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG



FILE: GOPO

TUE, JUL 15 1997 16:31  
R 1U PAU FREQ JUL

62.000	CHNL# 78: 60*(1+CFRO-TOTO-230J)	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: 60*(1+CFRQ-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL# 67: 60*(1+CFRO-PASCUALEJ)	^-----^	58.000
62.000	CHNL# 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALTJ)	□-----□	58.000

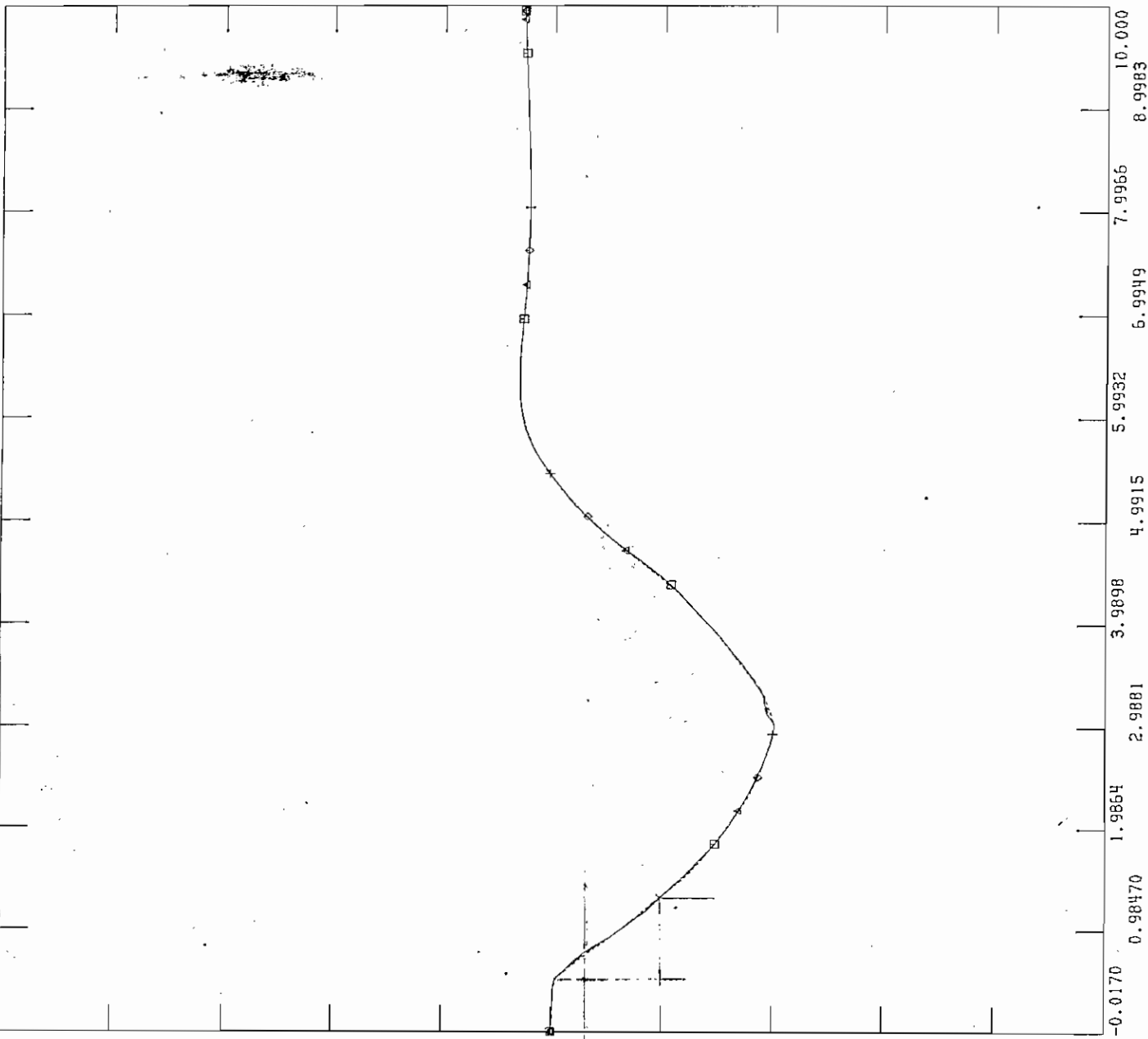
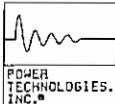
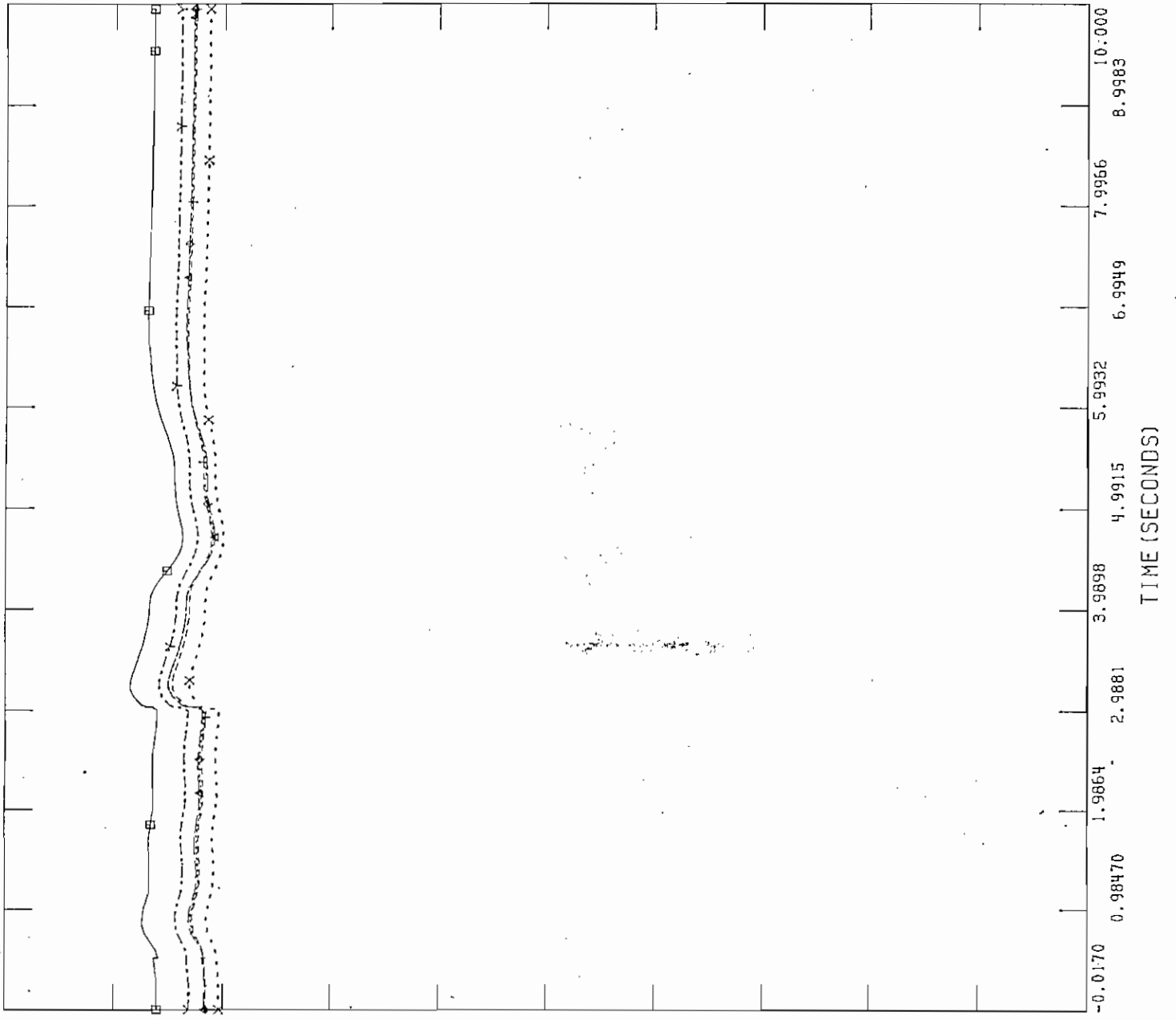


Figura 5.1 Frecuencia en Salida de 1 Unidad de Paute C, Julio



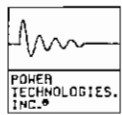
FILE: GOPO

1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-230J	Y-----Y	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ	X-----X	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDDJ	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALEJ	o-----o	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGROJ	^-----^	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTEJ	□-----□	0.0



TUE, JUL 15 1997 16:34  
R 1U PAU VOLT JUL

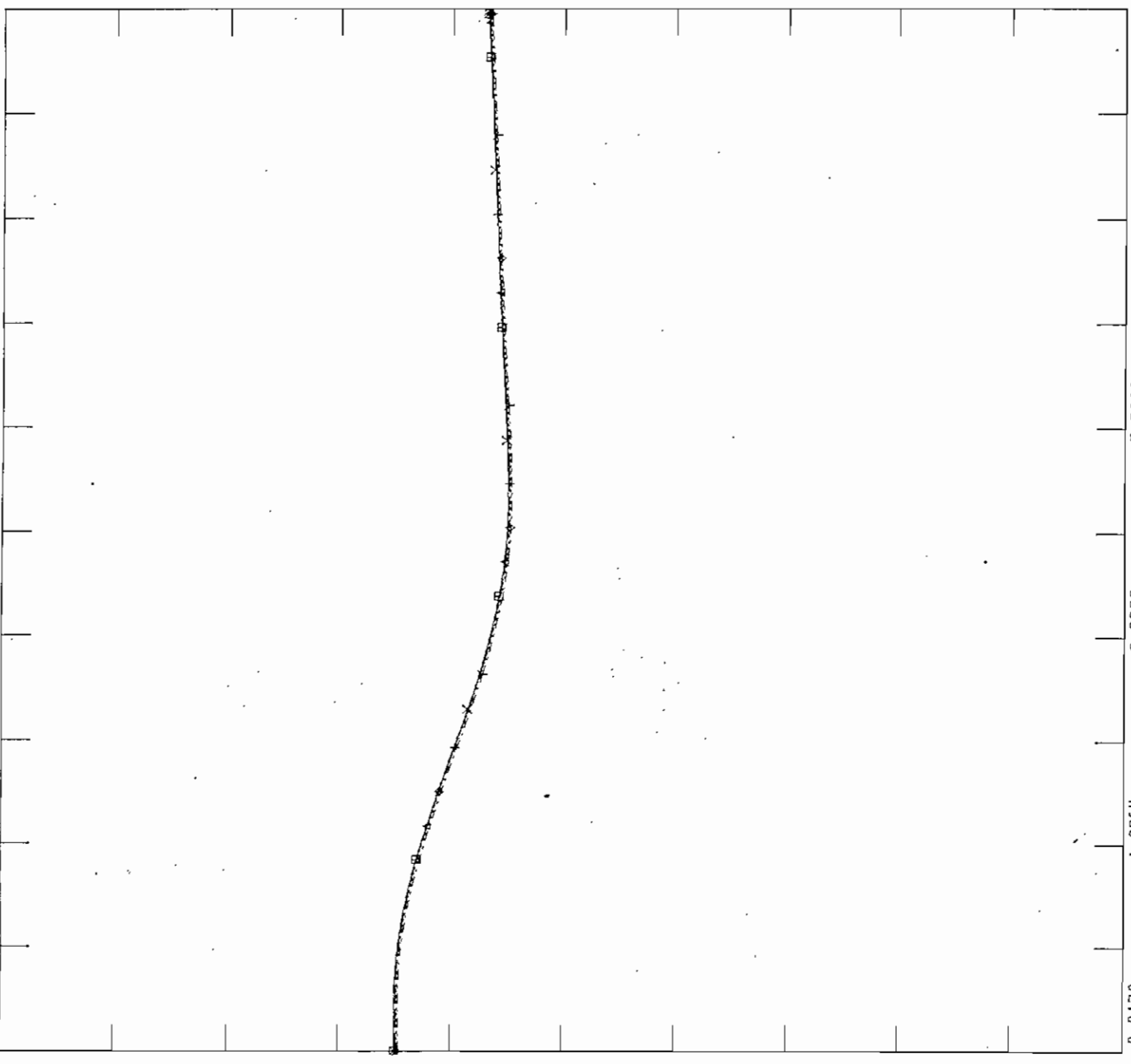
Figura 5.1 Frecuencia en Salida de 1 Unidad de Paute C, Julio



FLUJO DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG

FILE: GPO0  
 CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]  
 CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]  
 CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]  
 CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]  
 CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]  
 CHNL# 1: [ANG1PAUTE-AB]

3000.0	----->	-5500.
3000.0	X-----X	-5500.
3000.0	+-----+	-5500.
3000.0	o-----o	-5500.
3000.0	←-----←	-5500.
3000.0	□-----□	-5500.



TUE, JUL 15 1997 16:56  
R 1U PAU ANG .III

Figura 5.3 Angulo de Generadores en Salida de 1 Unidad de Paute C, Julio



voltaje son un poco más altos al final. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.3 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación, por lo cual se concluye que el sistema es estable.

b) Salida de 3 Unidades de Paute Fase C

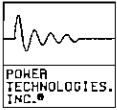
Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de tres unidades de Paute con 100 MW cada una ocasiona la operación de tres pasos de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 58.74 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 60.7 Hz, que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, con una oscilación máxima que va hasta los 61.07 Hz, como se observa en la figura 5.4. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.5, al momento de presentarse la desconexión de carga, tienen una variación máxima hasta el 111%, estabilizándose en un valor un poco más alto en un tiempo de 9 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. La carga desconectada hasta el tercer paso es de 444.1 MW mayor que la generación perdida, por lo que frecuencia y voltaje son más altos al final. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.6 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

c) Salida de 4 Unidades de Paute

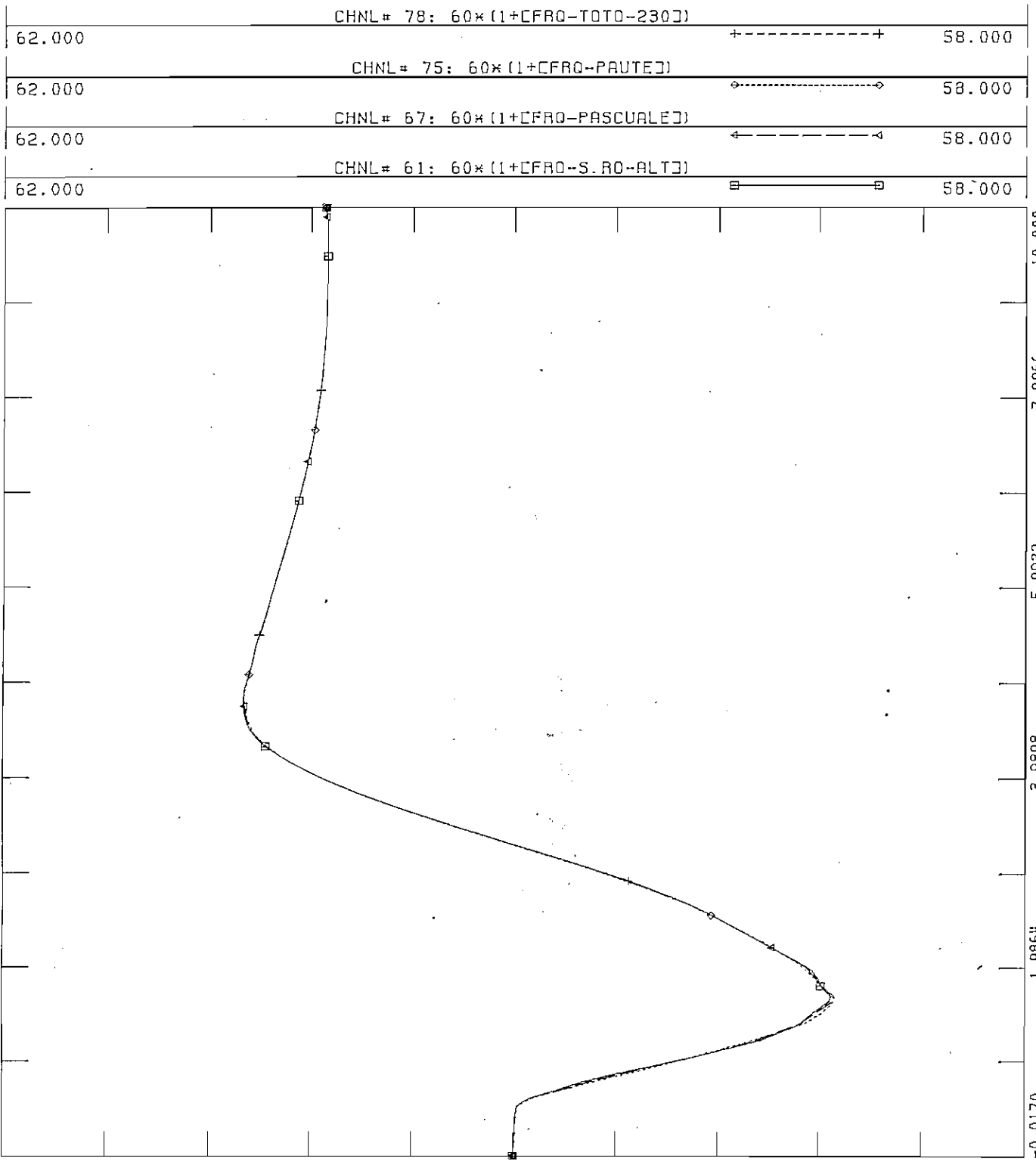
Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de cuatro unidades de Paute con 100 MW cada una ocasiona la operación de cuatro pasos de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 58.60 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10.5 segundos de simulación es 60.86 Hz, que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, con una oscilación máxima que va hasta los 61.22 Hz, como se observa en la figura 5.7. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.8, al momento de presentarse la desconexión de carga, tienen una variación máxima hasta el 112%, estabilizándose en un valor un poco más alto en un tiempo de 9 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. La carga desconectada hasta el cuarto paso es de 649.9 MW mayor que la generación perdida, por lo que frecuencia y voltaje son más altos al final. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.9 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

d) Salida de 3 Unidades de Paute Fase AB

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de tres unidades de la fase AB de Paute con 100 MW cada una ocasiona la operación de tres pasos de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 58.76 Hz. La frecuencia

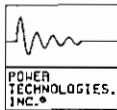


FILE: GOPO



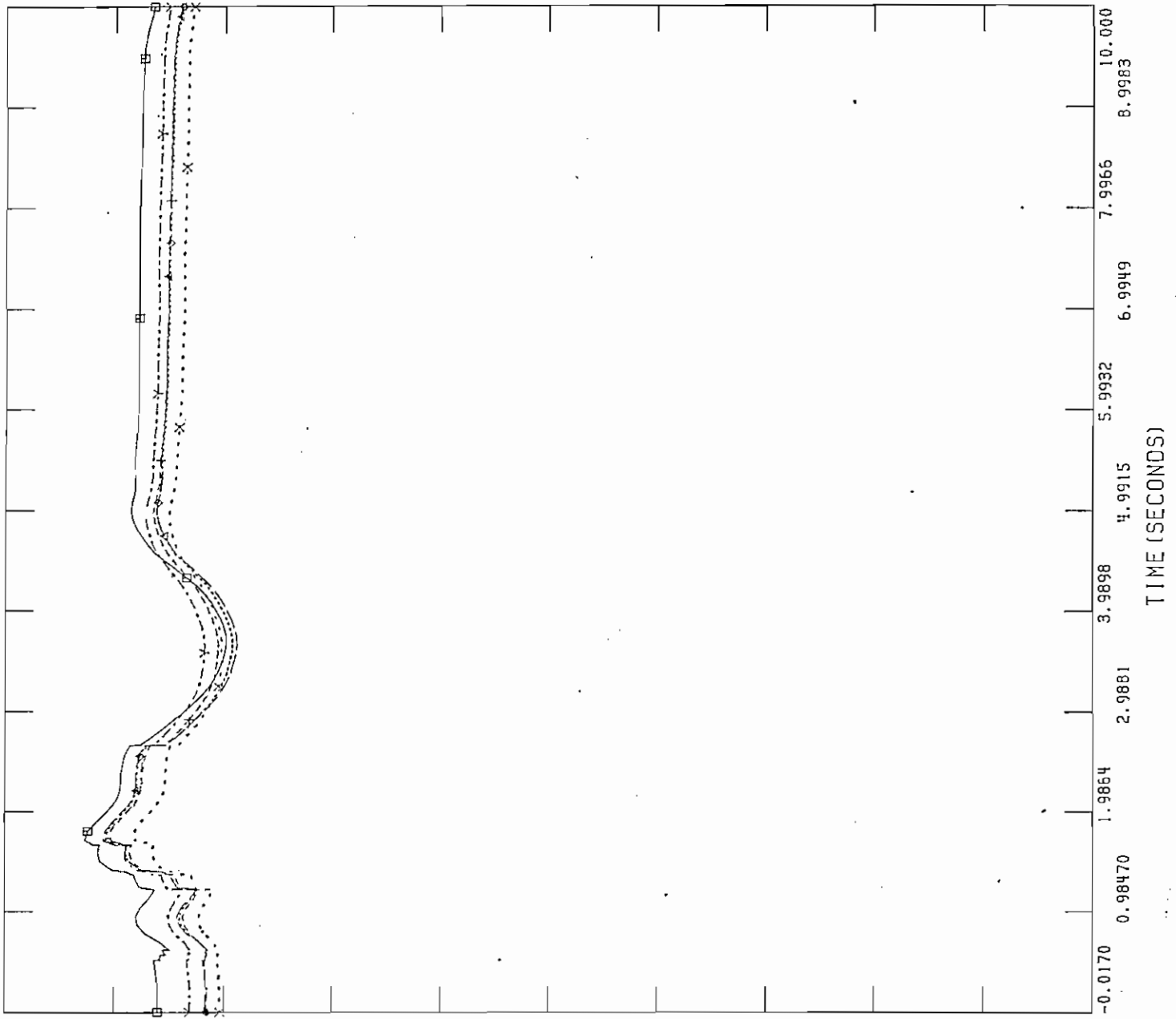
TUE, JUL 15 1997 17:09  
 R 311 PAI C FRFC IIII

Figura 5.4 Frecuencia en Salida de 3 Unidades de Paute C, Julio



FILE: GOPO

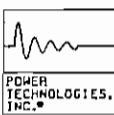
1.2000	CHNL# 89: [CV-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]	x-----x	0.0
1.2000	CHNL# 86: [CV-QUEVEDO]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: [CV-PASCUALE]	◆-----◆	0.0
1.2000	CHNL# 84: [CV-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: [CV-PAUTE]	□-----□	0.0



TUE, JUL 15 1997 17:15  
 R 311 PAU C VOUT .JII

Figura 5.5 Voltajes en Salida de 3 Unidades de Paute C, Julio

FLUJO DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG



FILE: GOP0

CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]

CHNL# 18: CANGHAGOYAN]

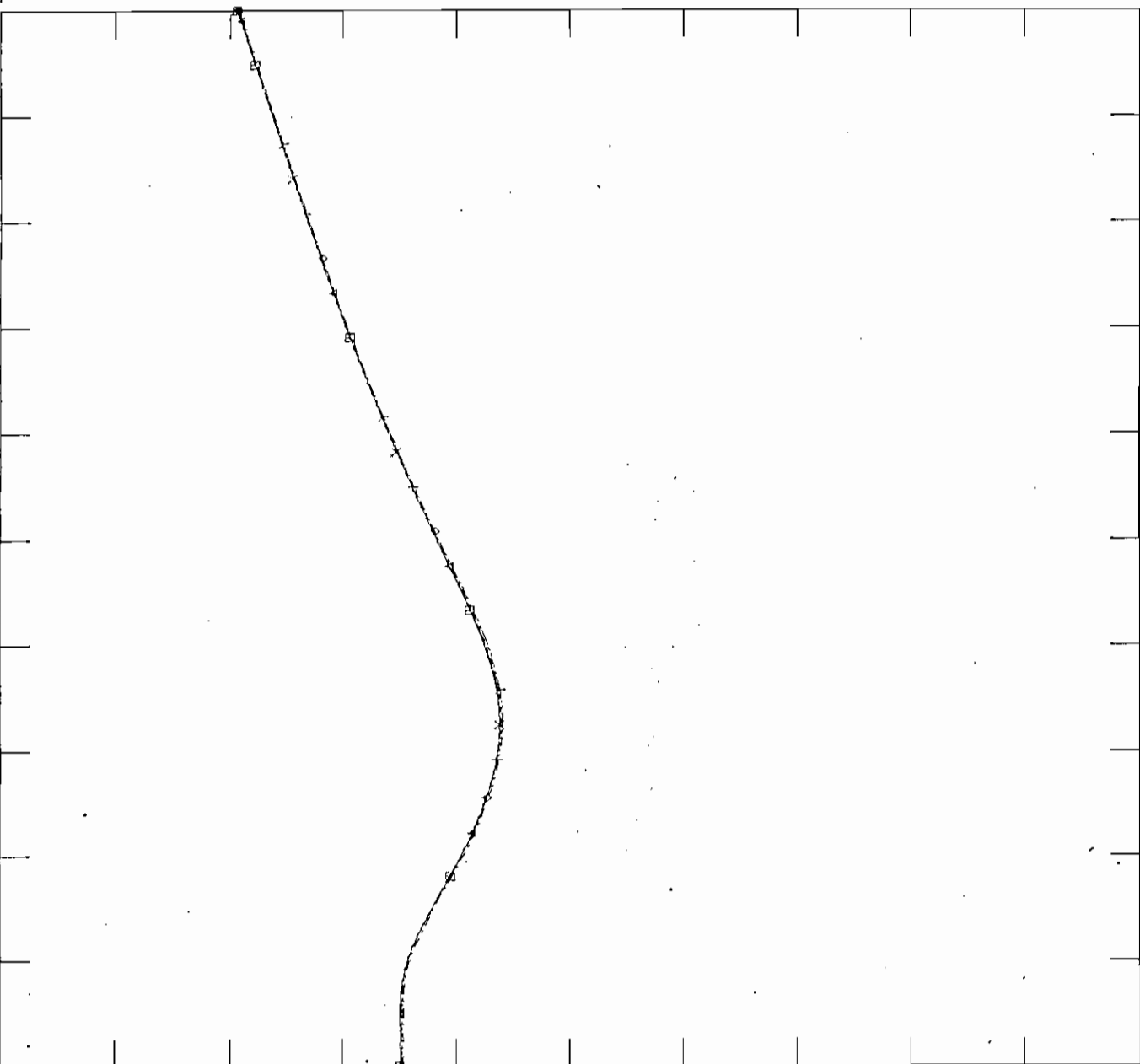
CHNL# 16: CANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: CANGVV--INEC-2]

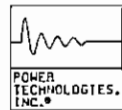
CHNL# 1: CANGIPAUTE-AB]

3000.0	→-----→	-5500.
3000.0	x-----x	-5500.
3000.0	+-----+	-5500.
3000.0	◇-----◇	-5500.
3000.0	←-----←	-5500.
3000.0	□-----□	-5500.



TUE. JUL 15 1997 17:13  
R 3U PAU C ANG JUL

Figura 5.6 Angulo de Generadores en Salida de 3 Unidades de Paute C, Julio



FILE: GOP0

TUE, JUL 15 1997 17:27  
R 4U PAU C FRFC JUL

62.000	CHNL# 78: $60 \times (1 + \text{CFRO} - \text{TOTO} - 230\text{J})$	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: $60 \times (1 + \text{CFRO} - \text{PAUTEJ})$	o-----o	58.000
62.000	CHNL# 67: $60 \times (1 + \text{CFRO} - \text{PASCUALEJ})$	^-----^	58.000
62.000	CHNL# 61: $60 \times (1 + \text{CFRO} - \text{S.RO} - \text{ALTJ})$	■-----■	58.000

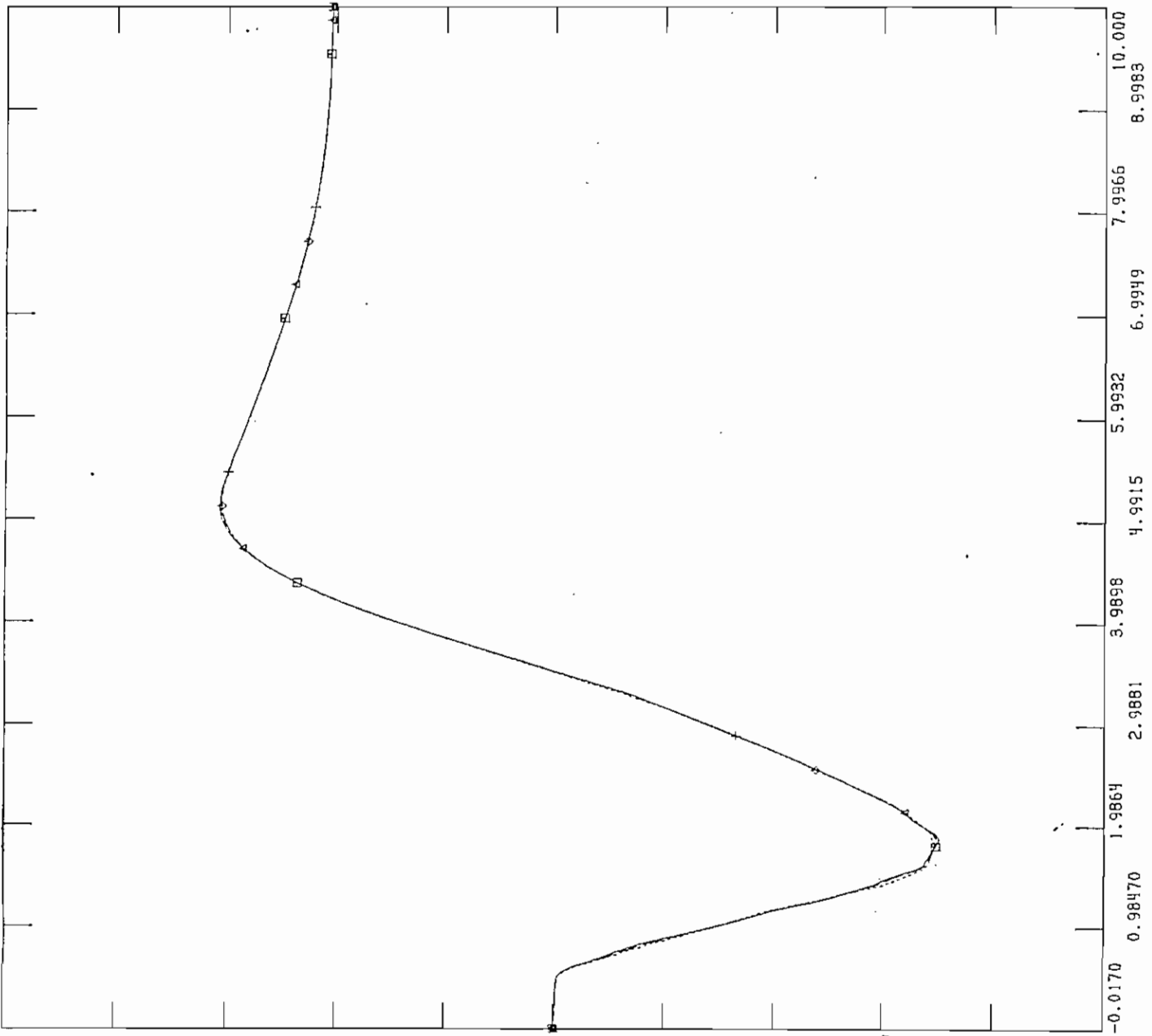
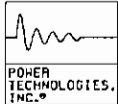


Figura 5.7 Frecuencia en Salida de 4 Unidades de Paute C, Julio



FLUJO DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG

FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000 <-----> 0.0

CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ

1.2000 x-----x 0.0

CHNL# 86: CV-QUEVE00J

1.2000 +-----+ 0.0

CHNL# 85: CV-PASCUALEJ

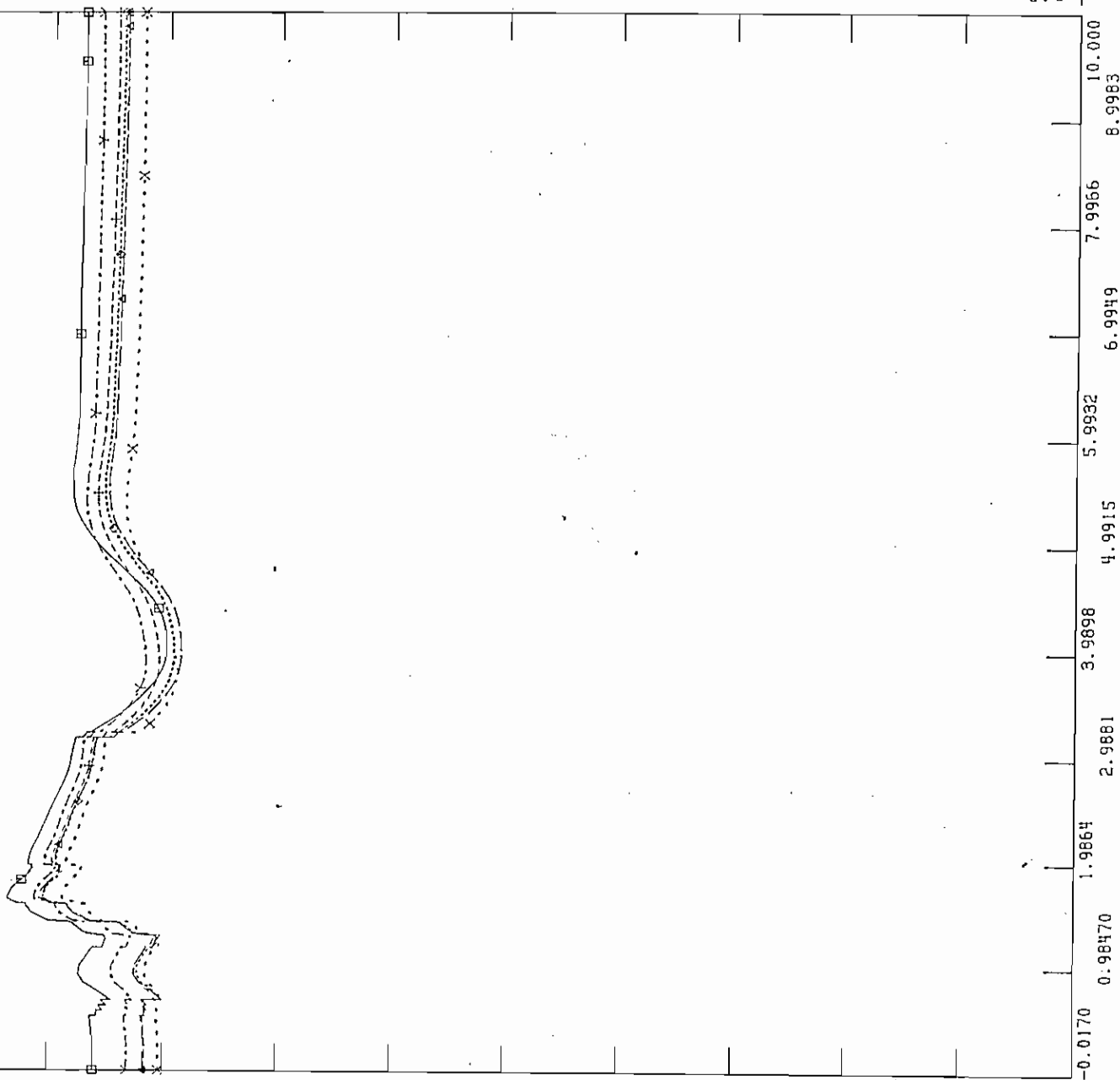
1.2000 o-----o 0.0

CHNL# 84: CV-MILAGROJ

1.2000 <-----> 0.0

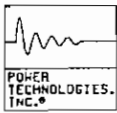
CHNL# 83: CV-PAUTEJ

1.2000 [-----] 0.0



TUE, JUL 15 1997 17:30  
R 4U PAU C VOLT JUL

Figura 5.8 Voltajes en Salida de 4 Unidades de Paute C, Julio



FILE: GOPO

CHNL# 33: CANGCCUMBA13.0

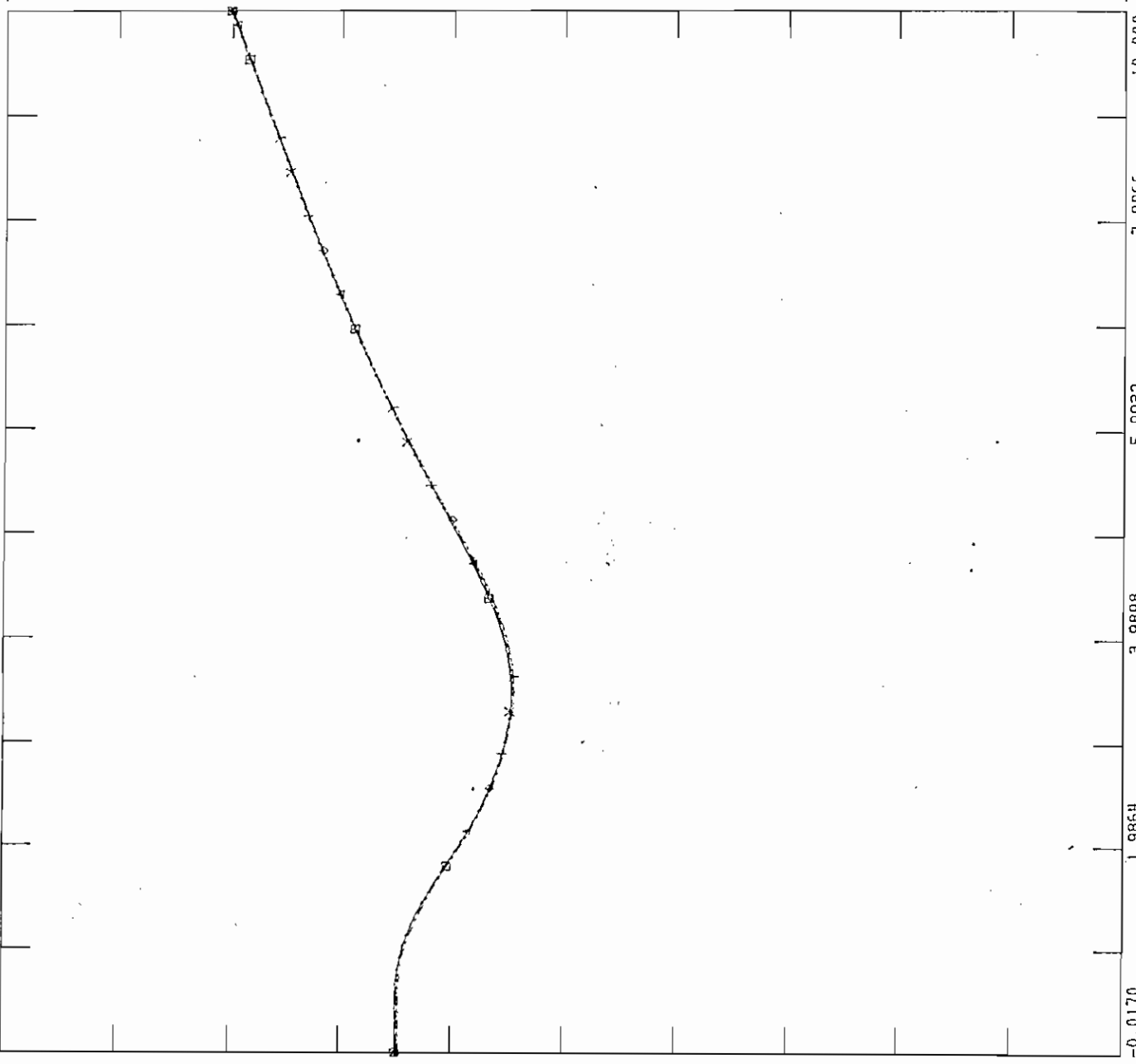
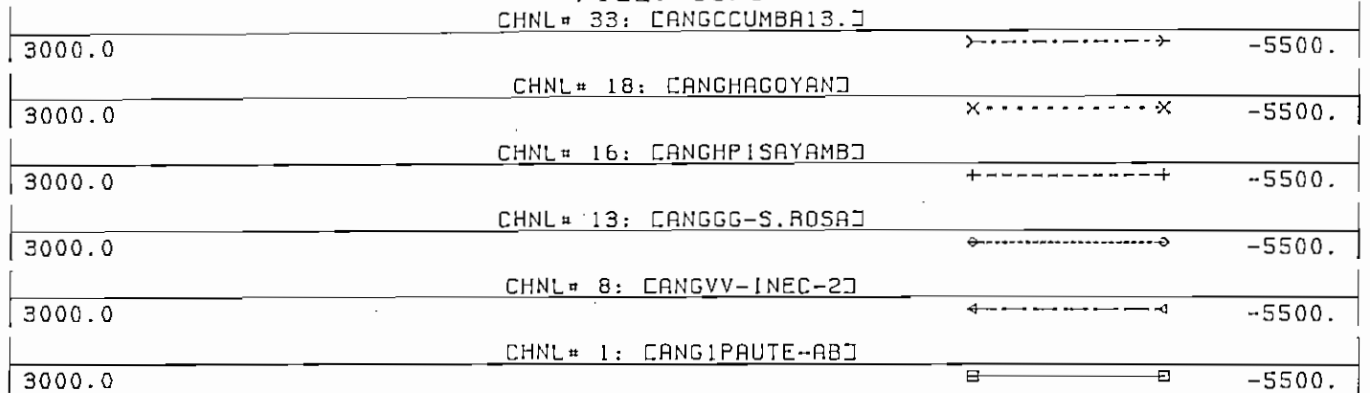
CHNL# 18: CANGHAGOYAN0

CHNL# 16: CANGHPISAYAMB0

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA0

CHNL# 8: CANGVV-INEC-20

CHNL# 1: CANG1PAUTE-AB0



TUE, JUL 15 1997 17:33  
 R HU PAU C ANG JUL

Figura 5.9 Angulo de Generadores en Salida de 4 Unidades de Paute C, Julio

de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 60.7 Hz, que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, con una oscilación máxima que va hasta los 60.99 Hz, como se observa en la figura 5.10. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.11; al momento de presentarse la desconexión de carga, tienen una variación máxima hasta el 109%, estabilizándose en un valor un poco más alto en un tiempo de 6 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. La carga desconectada hasta el tercer paso es de 444.1 MW mayor que la generación perdida, por lo que frecuencia y voltaje son más altos al final. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.12 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

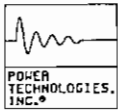
e) Salida de 2 Unidades de Agoyán

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de dos unidades de Agoyán con 75 MW cada una causa la operación del primer paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59.11 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 59.8 Hz, que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, con una oscilación máxima que va hasta los 59.73 Hz, como se observa en la figura 5.13. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.14, al momento de presentarse la desconexión de carga, tienen una variación máxima hasta el 106%, estabilizándose en un valor igual al que tenían al inicio en un tiempo de 6 segundos, manteniéndose dentro de los límites aceptables de operación. La carga desconectada en el primer paso es de 129.1 MW menor que la generación perdida, por lo que la frecuencia es más baja al final. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.15 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

f) Salida de 1 Unidad de Vapor de Gonzalo Zevallos

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de una unidad de Gonzalo Zevallos con 73 MW no causa la operación de ningún paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59.44 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 59.5 Hz que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.16. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.17, al momento de presentarse la salida de la unidad tienen una variación máxima hasta el 104%, estabilizándose en un valor igual al que tenían al inicio, en un tiempo de 4 segundos y se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.18 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.





FILE: GOPO

62.000	CHNL = 78: $60 \times (1 + \text{CFRO-TOTO-230J})$	+-----+	58.000
62.000	CHNL = 75: $60 \times (1 + \text{CFRO-PAUTEJ})$	o-----o	58.000
62.000	CHNL = 67: $60 \times (1 + \text{CFRO-PASCUALEJ})$	←-----→	58.000
62.000	CHNL = 61: $60 \times (1 + \text{CFRO-S.RO-ALTJ})$	□-----□	58.000

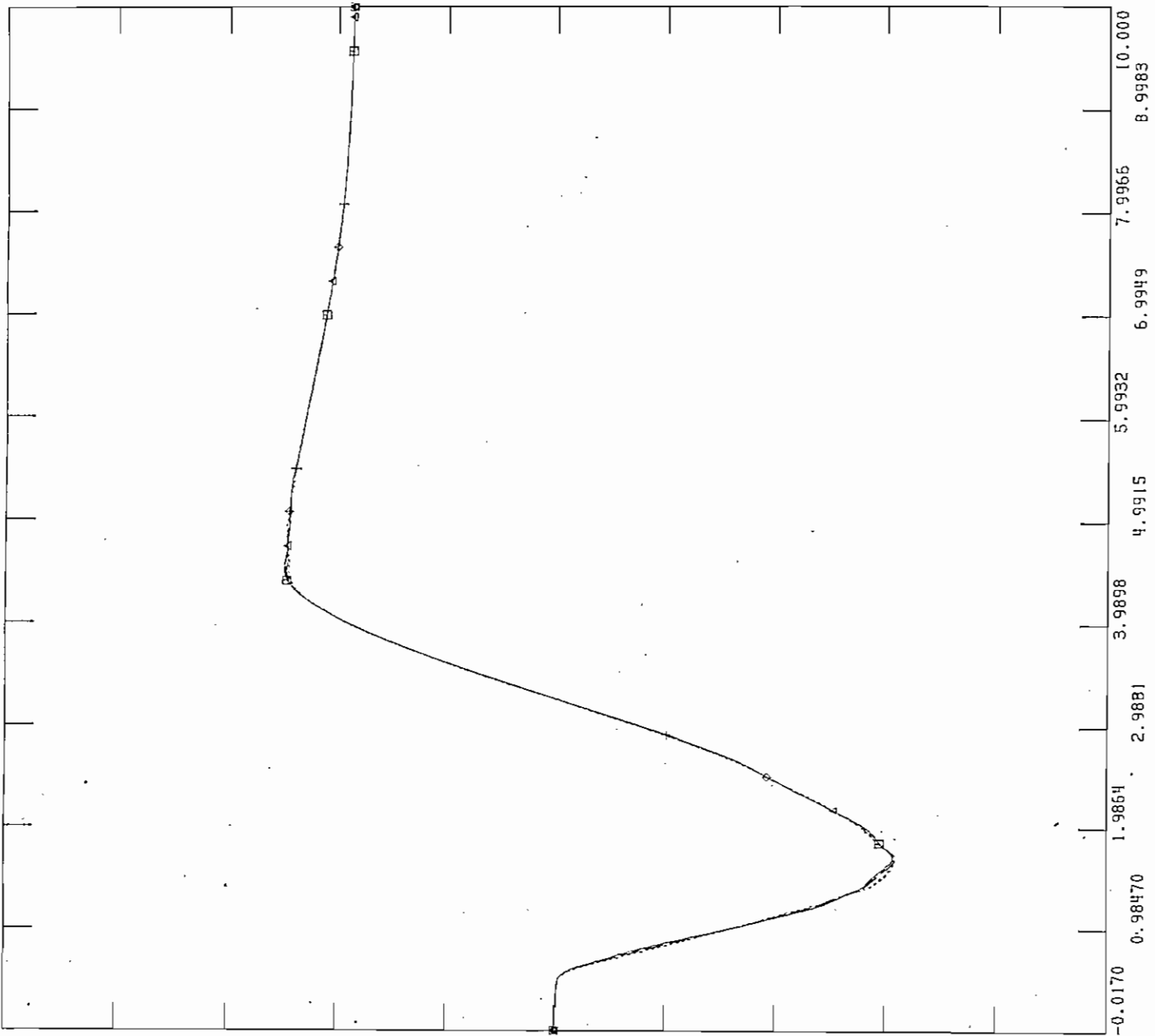
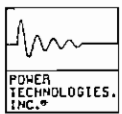


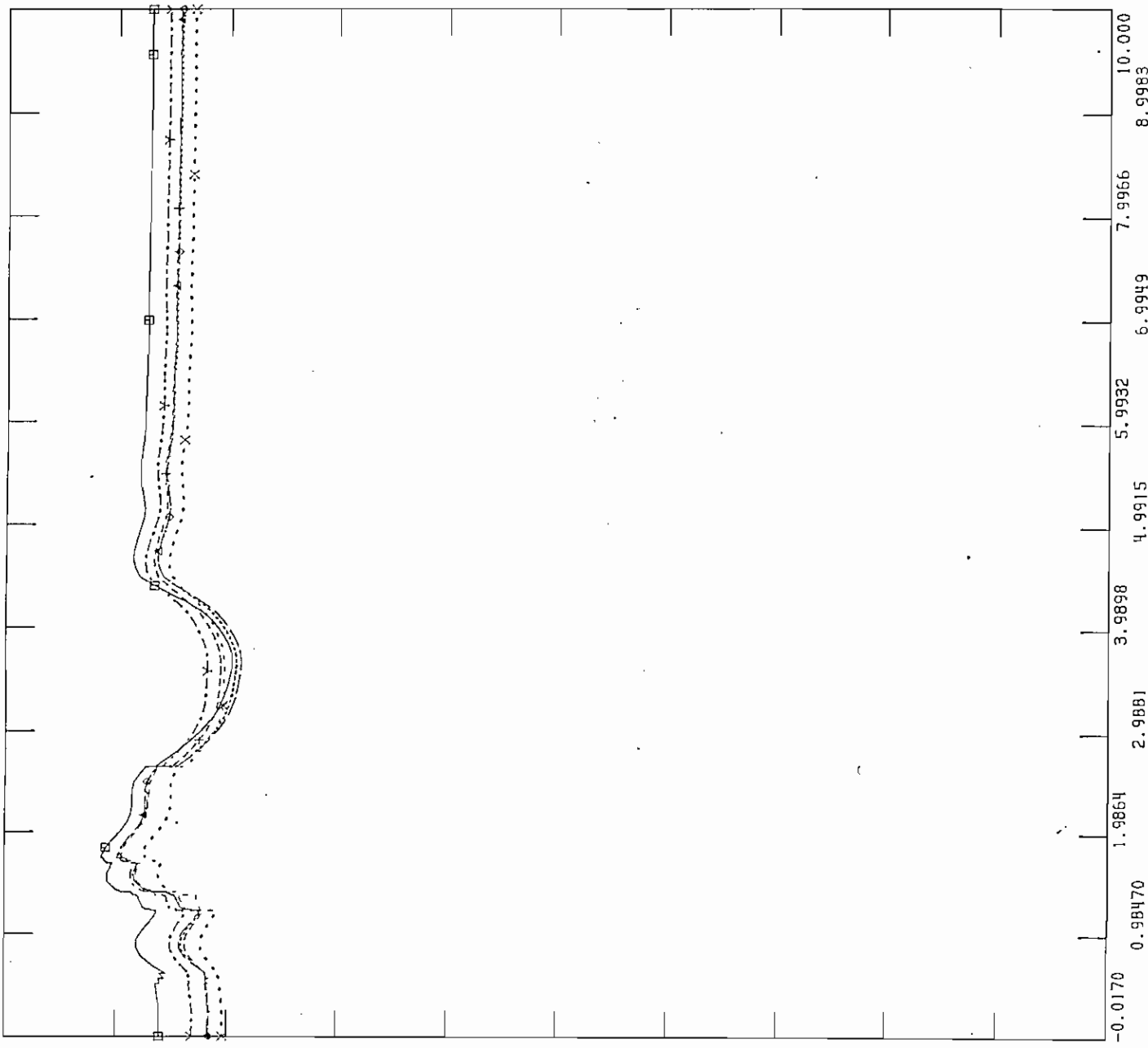
Figura 5.10 Frecuencia en Salida de 3 Unidades de Paute AB, Julio

TUE, JUL 15 1997 17:45  
R 311 PAI AR FRFC .III



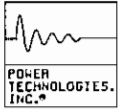
FILE: GOPO  
CHNL# 89: [V-TOTO-230]

1.2000	CHNL# 89: [V-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]	×-----×	0.0
1.2000	CHNL# 86: [V-OUEVE00]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: [V-PASCUALE]	◊-----◊	0.0
1.2000	CHNL# 84: [V-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: [V-PAUTE]	□-----□	0.0



TUE, JUL 15 1997 17:47  
R 311 PAU AR V01 T III

Figura 5.11 Voltajes en Salida de 3 Unidades de Paute AB, Julio



FLUJO DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MÁXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG

FILE: GOP0

CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

3000.0 <-----> -5500.

CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]

3000.0 x-----x -5500.

CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]

3000.0 +-----+ -5500.

CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]

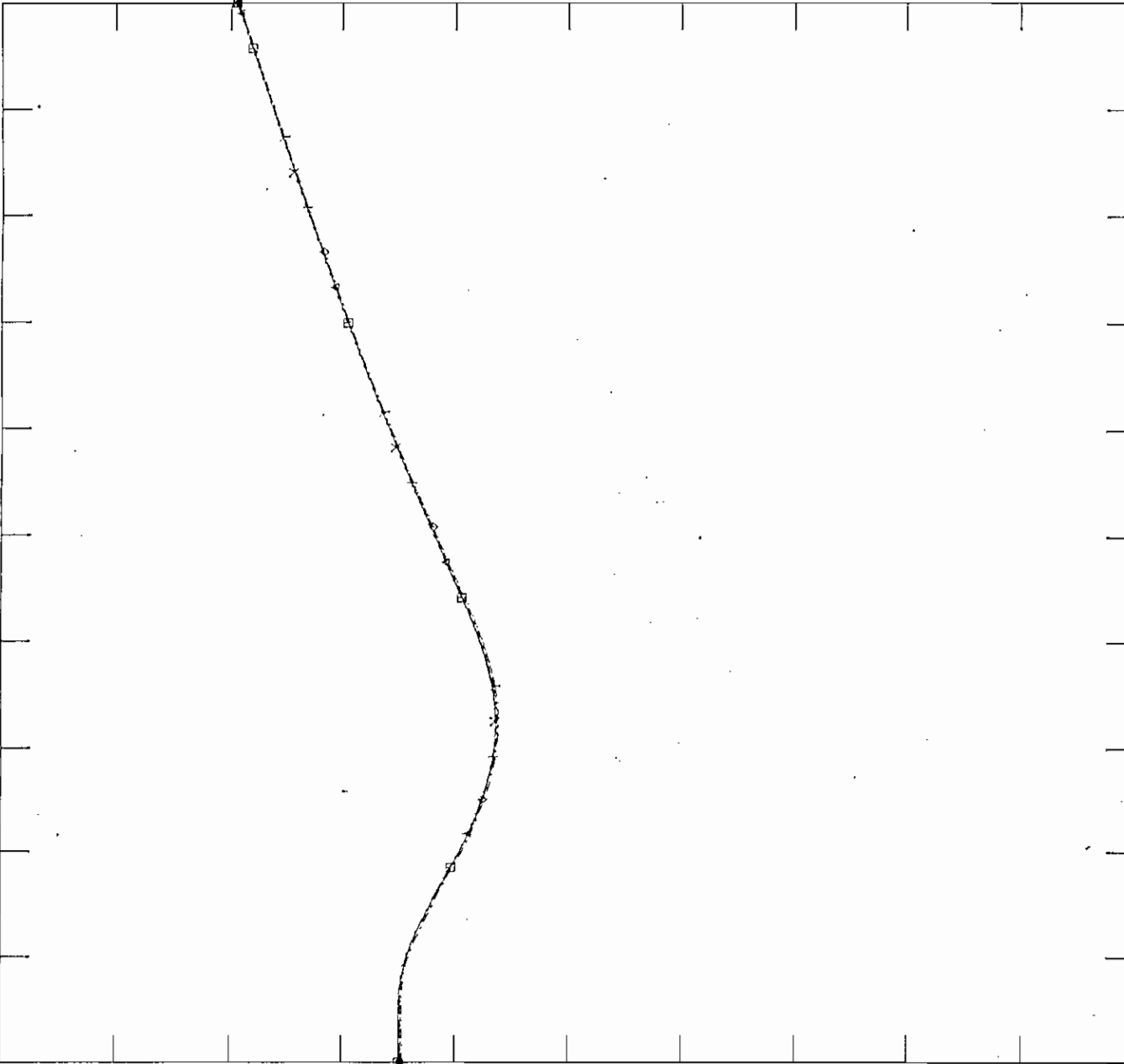
3000.0 o-----o -5500.

CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]

3000.0 <-----> -5500.

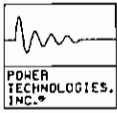
CHNL# 1: [ANG1PAUTE-AB]

3000.0 [ ]-----[ ] -5500.



TUE, JUL 15 1997 17:49  
R 3U PAU AB ANG JUL

Figura 5.12 Angulo de Generadores en Salida de 3 Unidades de Paute AB, Julio



FILE: GOPO

TUE, JUL 15 1997 18:10  
 R 2U AGOY FREC JUL

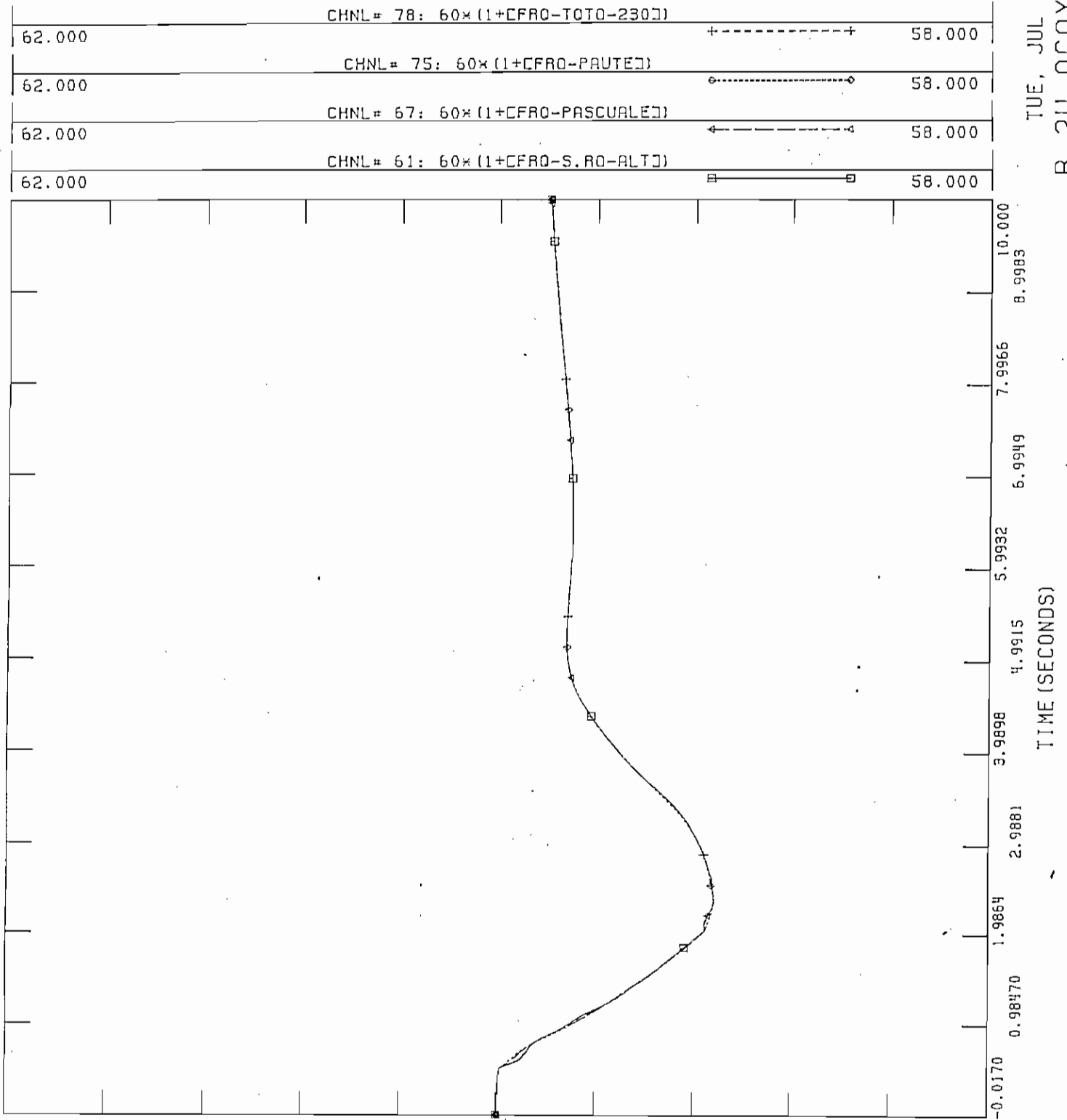
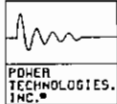
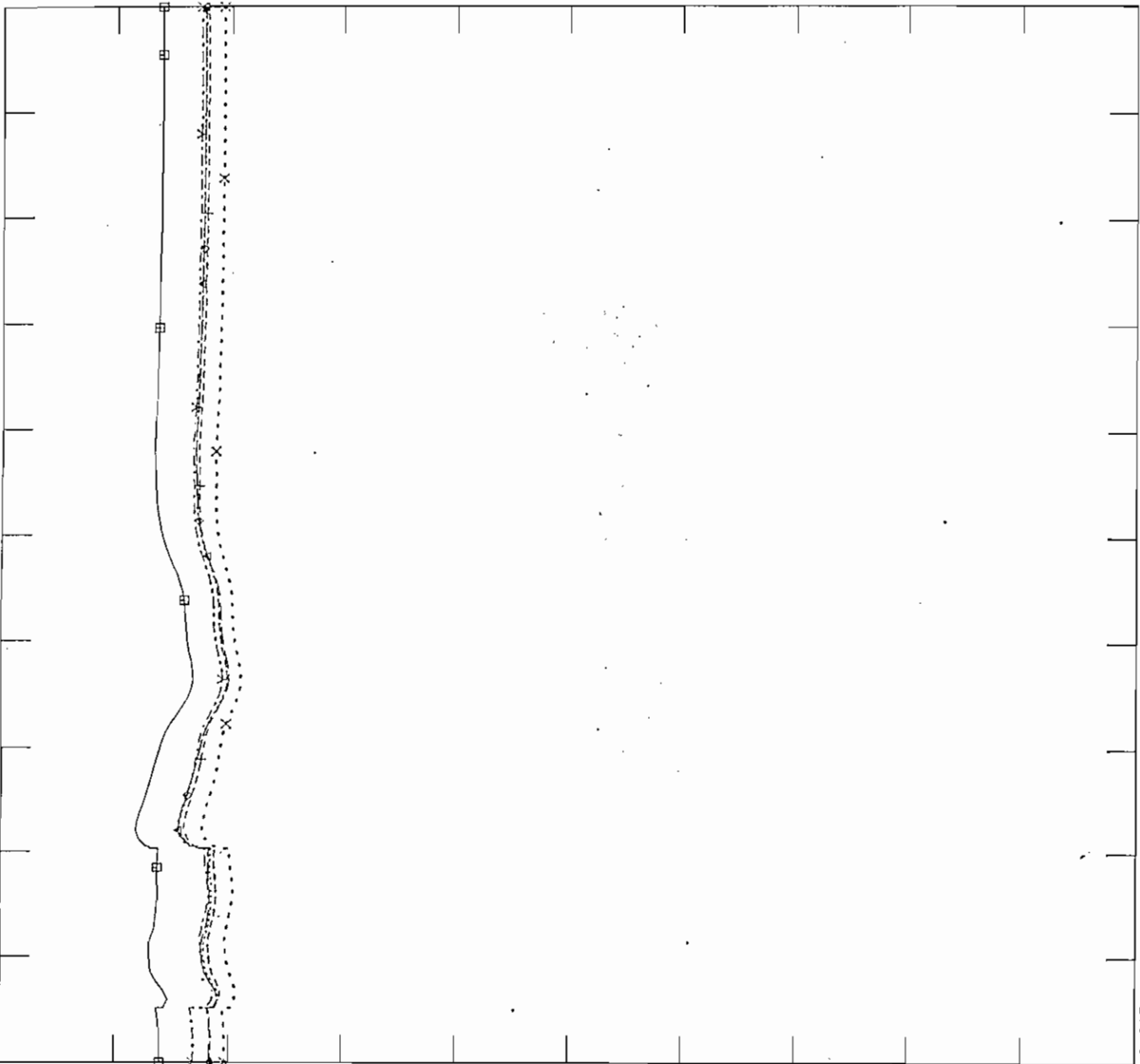


Figura 5.13 Frecuencia en Salida de 2 Unidades de Agoyán, Julio



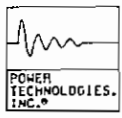
FILE: GOP0

1.2000	CHNL = 89: [CV-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL = 88: [CV-S.RO-ALT]	X-----X	0.0
1.2000	CHNL = 86: [CV-QUEVEDO]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL = 85: [CV-PASCUALE]	◇-----◇	0.0
1.2000	CHNL = 84: [CV-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL = 83: [CV-PAUTE]	□-----□	0.0



TUE, JUL 15 1997 18:13  
 R 211 AGOY VOLT III

Figura 5.14 Voltajes en Salida de 2 Unidades de Agoyán, Julio



FLUJO DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG

FILE: GOP0  
CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]

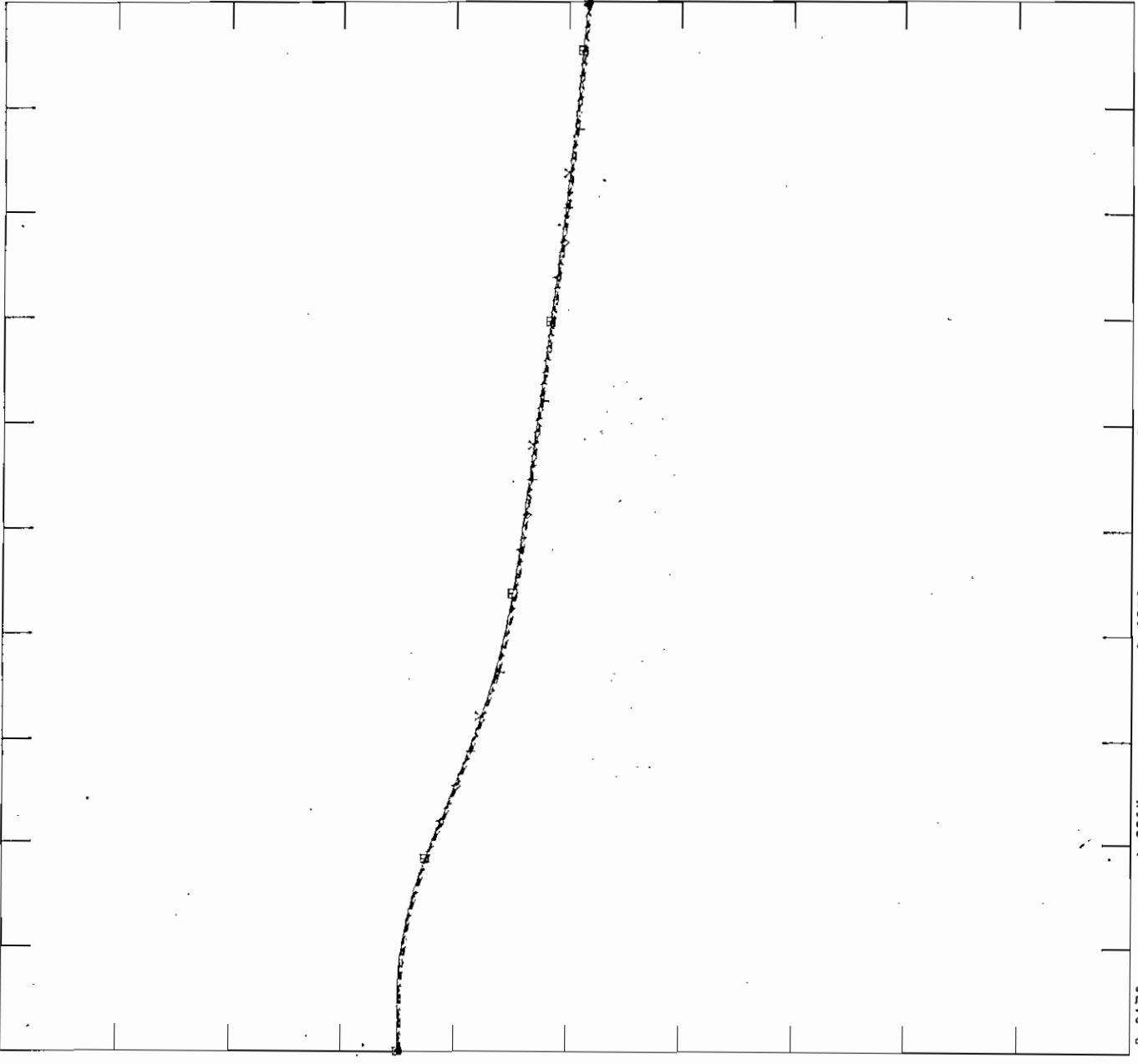
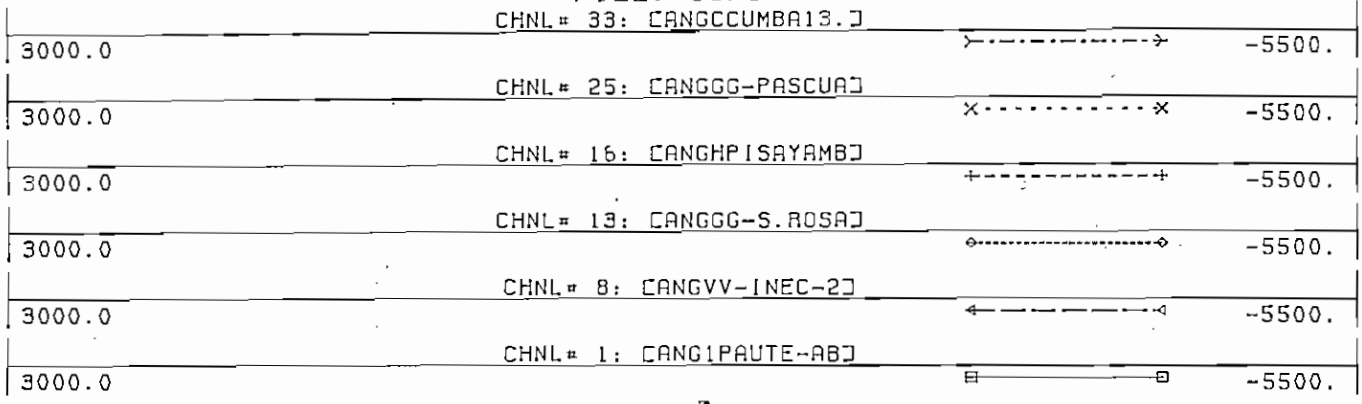
CHNL# 25: CANGGG-PASCUA]

CHNL# 16: CANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: CANGVV-INEC-2]

CHNL# 1: CANG1PAUTE-AB]

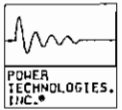


10.000  
8.9983  
7.9966  
6.9949  
5.9932  
4.9915  
3.9898  
2.9881  
1.9864  
0.98470  
-0.0170

TIME (SECONDS)

TUE, JUL 15 1997 18:21  
R 2U AGOY ANG JUL

Figura 5.15 Angulo de Generadores en Salida de 2 Unidades de Agoyán, Julio



FILE: GOP0

TUE, JUL 15 1997 18:32  
R TV2 FREC .JUL

62.000	CHNL# 78: 60*(1+[FRO-TOTO-230])	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: 60*(1+[FRO-PAUTED])	----->	58.000
62.000	CHNL# 67: 60*(1+[FRO-PASCUALE])	-----<	58.000
62.000	CHNL# 61: 60*(1+[FRO-S.RO-ALT])	-----□	58.000

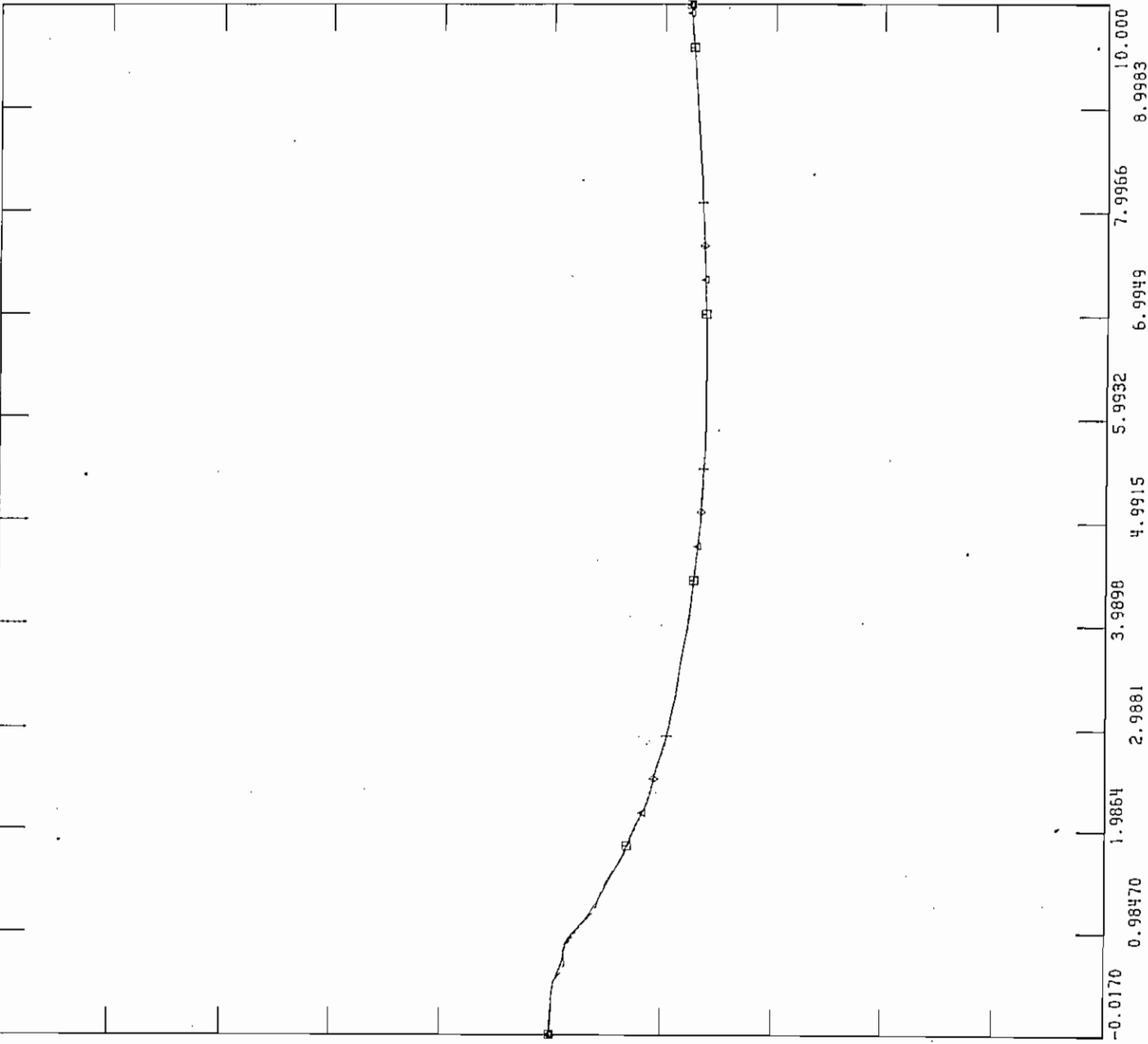
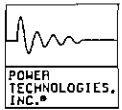
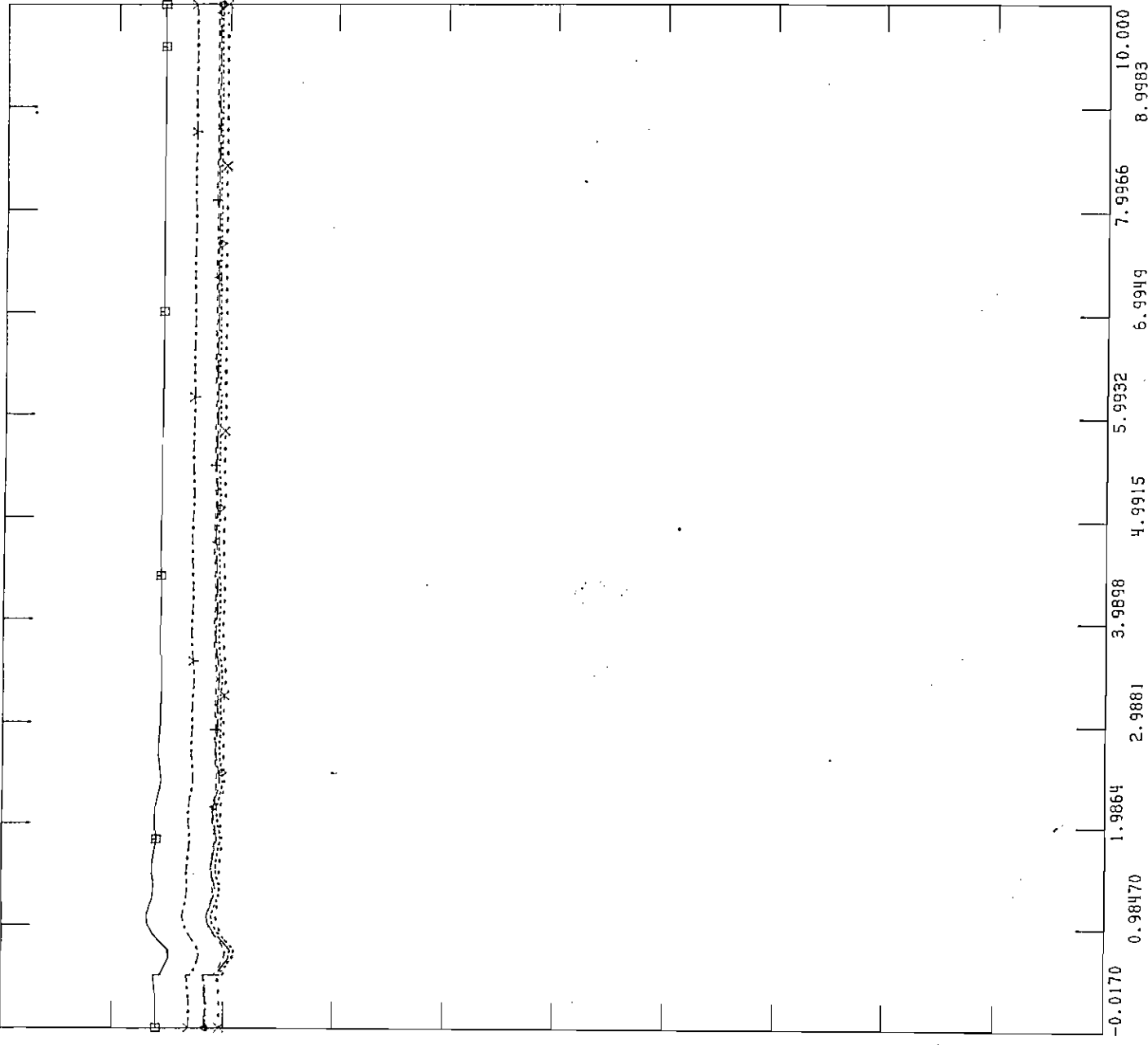


Figura 5.16 Frecuencia en Salida de TV2 Gonzalo Zevallos, Julio



FILE: GOP0

1.2000	CHNL # 89: [CV-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL # 88: [CV-S.RO-ALT]	X-----X	0.0
1.2000	CHNL # 86: [CV-QUEVEDO]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL # 85: [CV-PASCUALE]	◇-----◇	0.0
1.2000	CHNL # 84: [CV-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL # 83: [CV-PAUTE]	□-----□	0.0



TUE, JUL 15 1997 18:39  
 R TV2 V01 T III

Figura 5.17 Voltajes en Salida de TV2 Gonzalo Zevallos, Julio



FLUJO DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG



FILE: G0P0

CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]

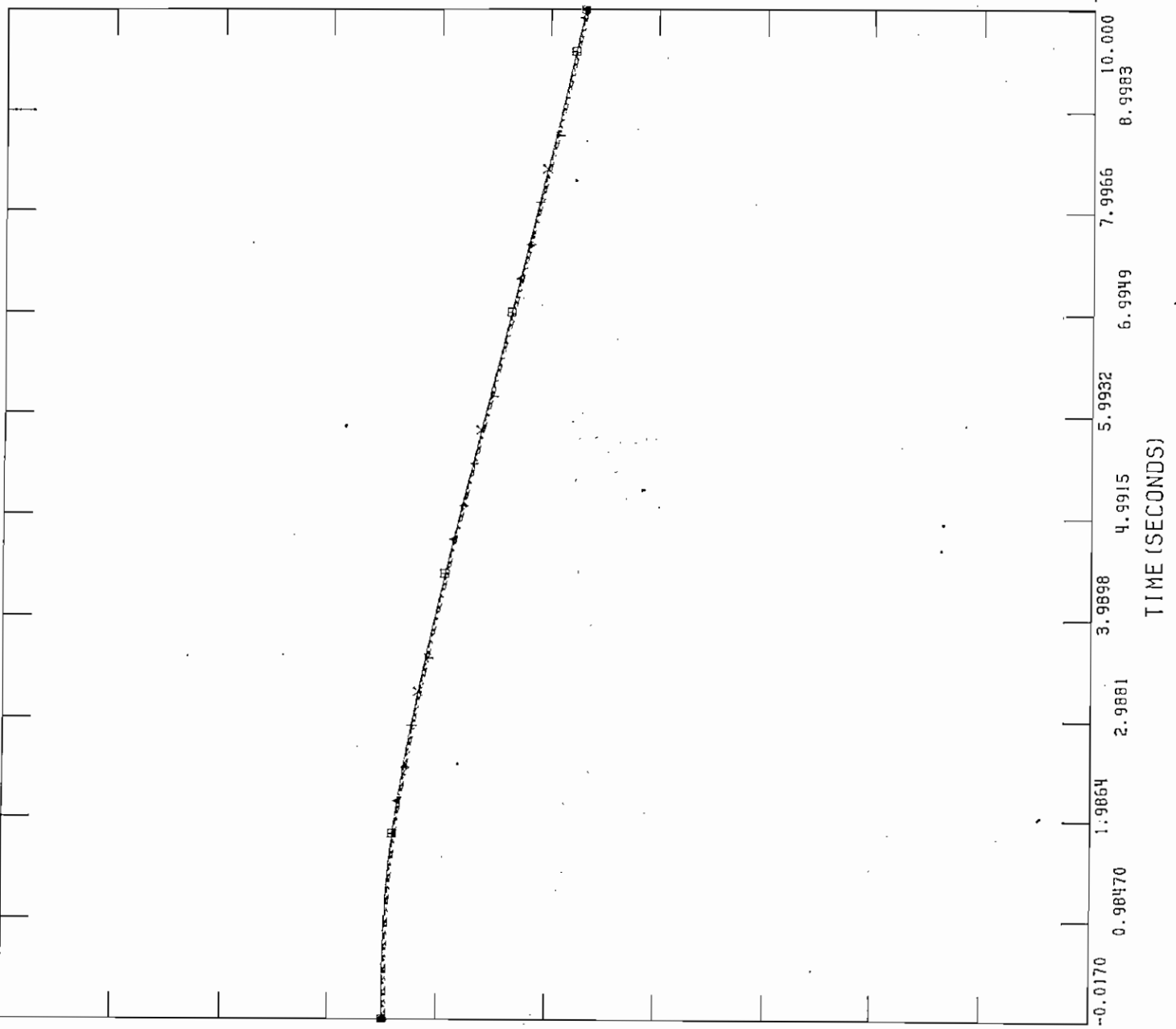
CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL# 25: [ANGGG-PASCUA]

CHNL# 1: [ANGIPAUTE-ABJ]

3000.0	Y-----Y	-5500.
3000.0	X-----X	-5500.
3000.0	+-----+	-5500.
3000.0	o-----o	-5500.
3000.0	^-----^	-5500.
3000.0	□-----□	-5500.



TUE, JUL 15 1997 18:37  
R TV2 ANG JUL

Figura 5.18 Angulo de Generadores en Salida de TV2 Gonzalo Zevallos, Julio

g) Salida de la Unidad a Gas Pascuales

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de la unidad a Gas Pascuales con 92 MW no causa la operación de ningún paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59.37 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 59.46 Hz que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.19. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.20, al momento de presentarse la salida de la unidad, tienen una variación máxima hasta el 104% estabilizándose en un valor igual al que tenían al inicio, en un tiempo de 4 segundos y se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.21 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

En la tabla 5.3 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en salida forzada de unidades para demanda máxima de julio de 1997.

Tabla 5.3 Resultado del Análisis de Salida Forzada de Generadores Julio 1997

Unidades	Generación	Pasos de seccionamiento	Carga	f <sub>min</sub>	f <sub>res</sub>	f <sub>max</sub>	Pico Max. de Voltaje	test
	Perdida		Perdida	Hz	Hz	Hz	%	
	MW		MW	Hz	Hz	Hz	%	s
<b>C. Paute</b>								
1 Unidad	100.0	1	129.1	59.19	60.10	60.13	106.2	7.0
3 Unidades Fase C	300.0	3	444.1	58.74	60.70	61.07	111.0	9.0
4 Unidades Fase C	400.0	4	649.9	58.60	60.86	61.22	112.0	9.0
3 Unidades Fase AB	300.0	3	444.3	58.76	60.70	60.99	109.0	6.0
<b>C. Agoyan</b>								
2 Unidades	150.0	1	129.1	59.11	59.80	59.73	106.0	6.0
<b>C. G. Zevallos</b>								
TV2	73.0			59.44	59.50		104.0	4.0
<b>C. Gas Pascuales</b>	92.0			59.37	59.46		104.0	4.0

f<sub>min</sub> = Frecuencia mínima

f<sub>max</sub> = Frecuencia máxima

f<sub>res</sub> = Frecuencia de restablecimiento

test = Tiempo de estabilización de voltaje

### 5.7.2 Falla Trifásica en Líneas de Transmisión

a) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Paute - Milagro

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Paute - Milagro, cuando transmite 169 MW hacia la zona de Guayaquil y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.61 Hz como producto de la



FILE: GPO0

TUE, JUL 15 1997 18:51  
 R G-PAS FRFC. III

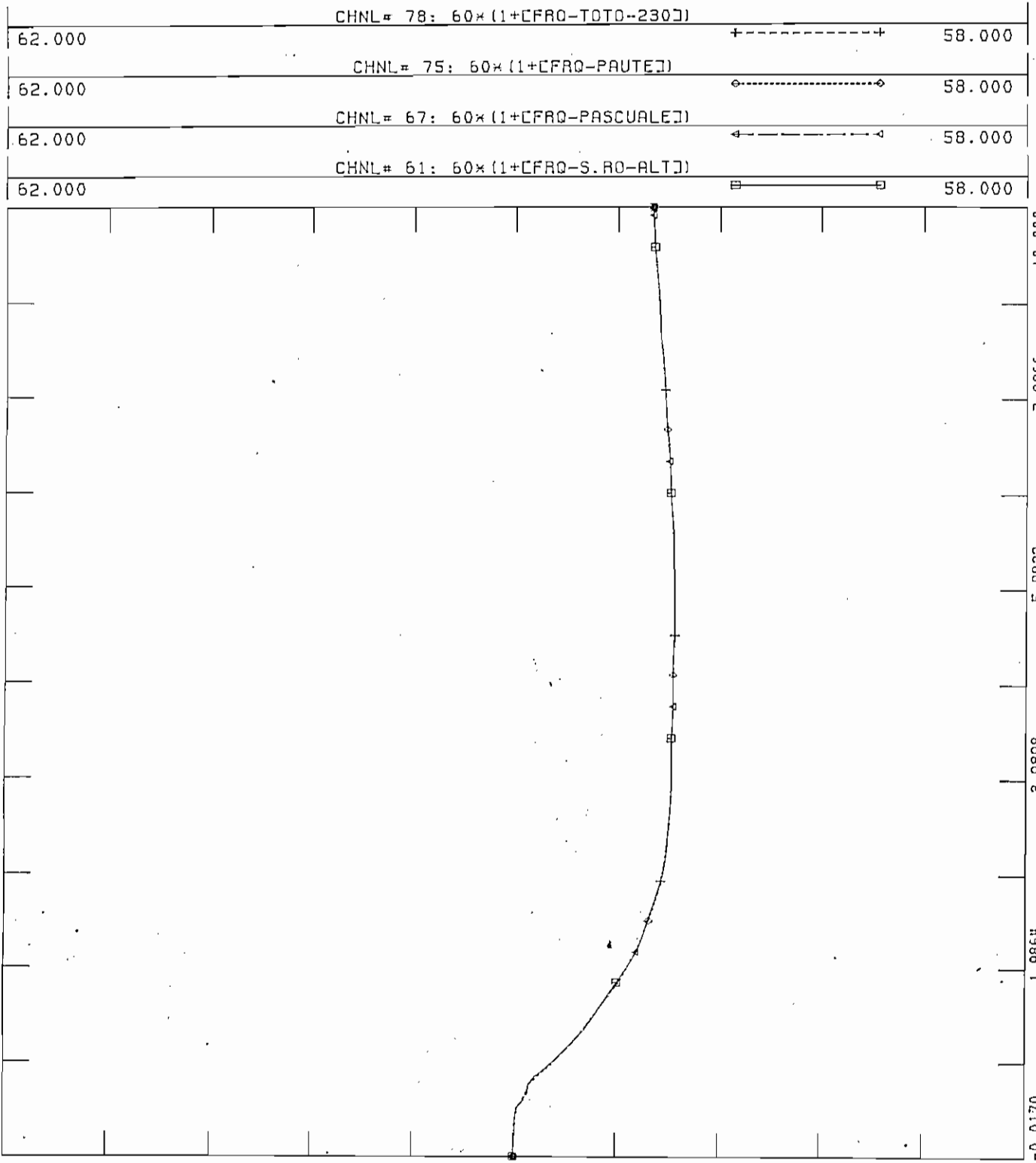
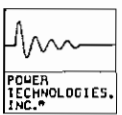
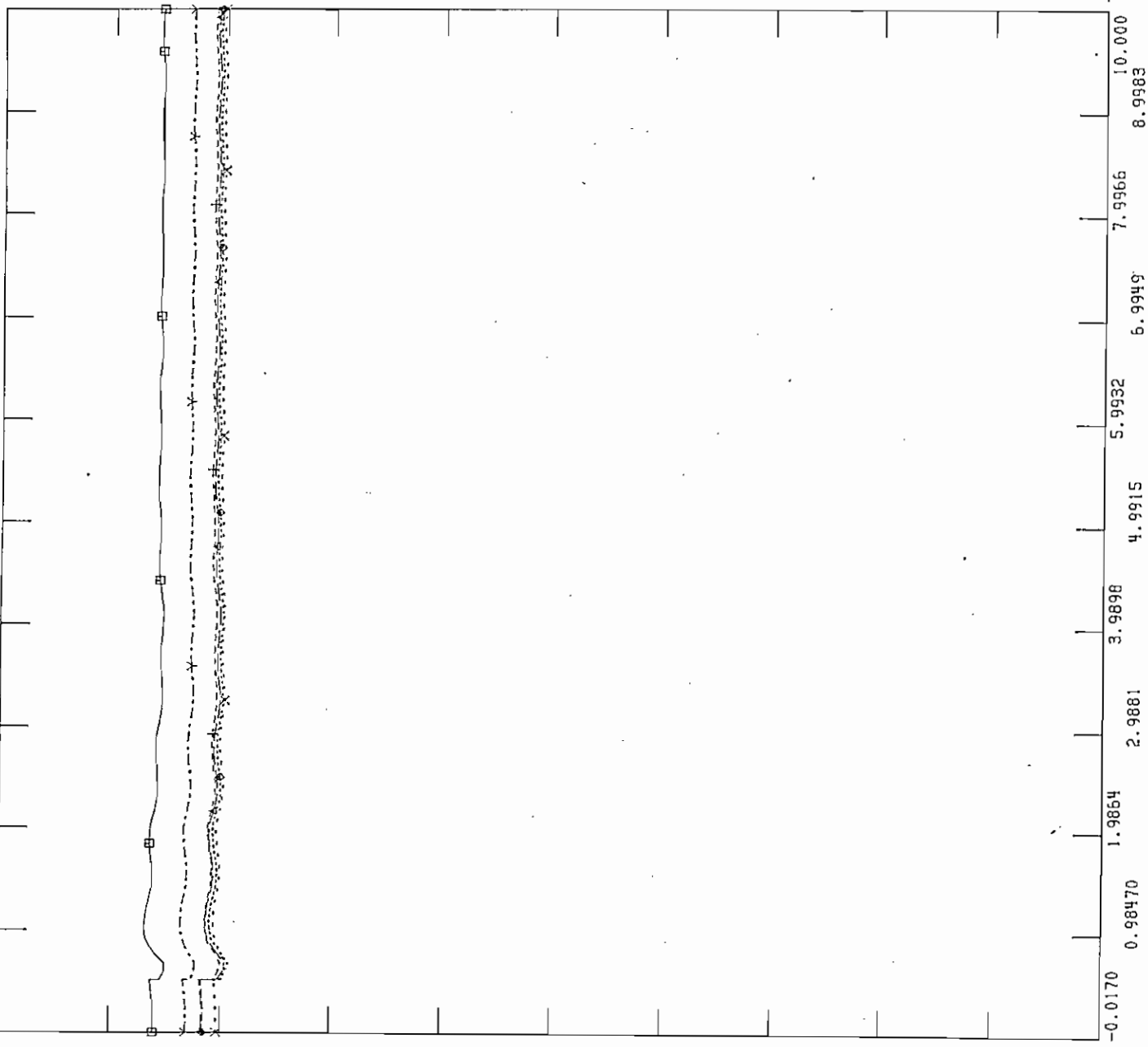


Figura 5.19 Frecuencia en Salida de Gas Pascuales, Julio



FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [CV-TOTO-230]  
 CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]  
 CHNL# 86: [CV-QUEVEDO]  
 CHNL# 85: [CV-PASCUALES]  
 CHNL# 84: [CV-MILAGRO]  
 CHNL# 83: [CV-PAUTE]

1.2000	CHNL# 89: [CV-TOTO-230]	→ - - - - - →	0.0
1.2000	CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]	× - - - - - ×	0.0
1.2000	CHNL# 86: [CV-QUEVEDO]	+ - - - - - +	0.0
1.2000	CHNL# 85: [CV-PASCUALES]	○ - - - - - ○	0.0
1.2000	CHNL# 84: [CV-MILAGRO]	← - - - - - →	0.0
1.2000	CHNL# 83: [CV-PAUTE]	□ - - - - - □	0.0



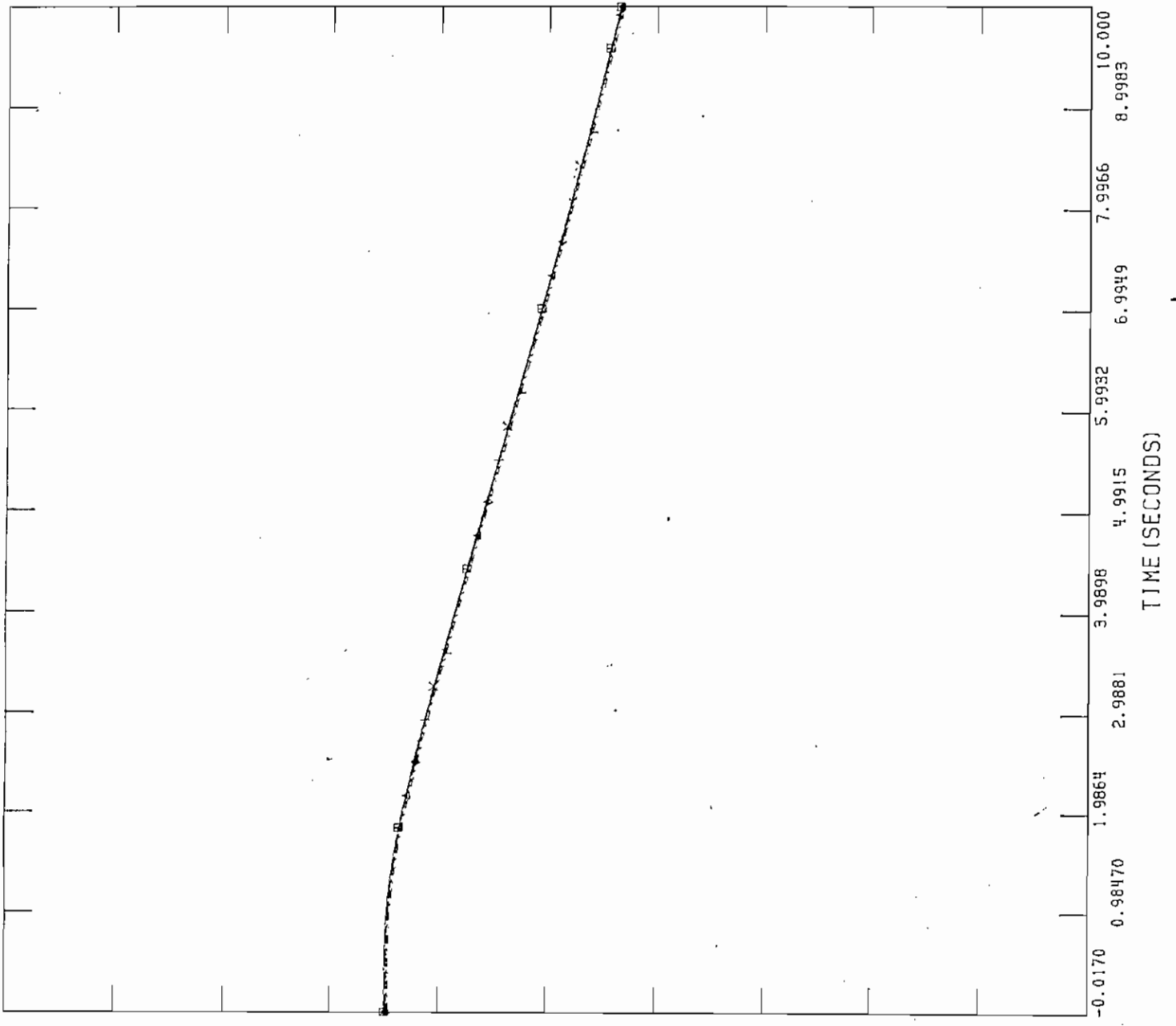
TUE, JUL 15 1997 18:53  
 R G-GAS VOIT JUI

Figura 5.20 Voltajes en Salida de Gas Pascuales, Julio



FILE: GOPO

3000.0	CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]	→-----→	-5500.
3000.0	CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]	×-----×	-5500.
3000.0	CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]	+-----+	-5500.
3000.0	CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]	◇-----◇	-5500.
3000.0	CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]	←-----←	-5500.
3000.0	CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]	□-----□	-5500.



TUE, JUL 15 1997 18:56  
 R G-PAS ANG JUL

Figura 5.21 Angulo de Generadores en Salida de Gas Pascuales, Julio

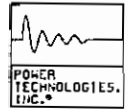
pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 2.0 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.22. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 112% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, por la pérdida de los reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.23. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 5.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.24. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

b) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Paute - Milagro y Apertura de los 2 Circuitos

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Paute - Milagro y la consiguiente apertura de los dos circuitos, cuando transmiten 338 MW hacia la zona de Guayaquil, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.81 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 4.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.25. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura de los dos circuitos, los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 112% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, por la pérdida considerable de los reactivos de la línea que se abre producto de la falla, manteniéndose dentro de los límites de operación como se puede observar en la figura 5.26. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 5.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.27. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

c) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Milagro - Pascuales

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Milagro - Pascuales, cuando transmite 82.1 MW hacia la zona de Guayaquil y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.40 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.28. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan



FILE: GOPO

TUE, JUL 15 1997 18:59  
F L/T PAU-MIL 1C FREC JUL

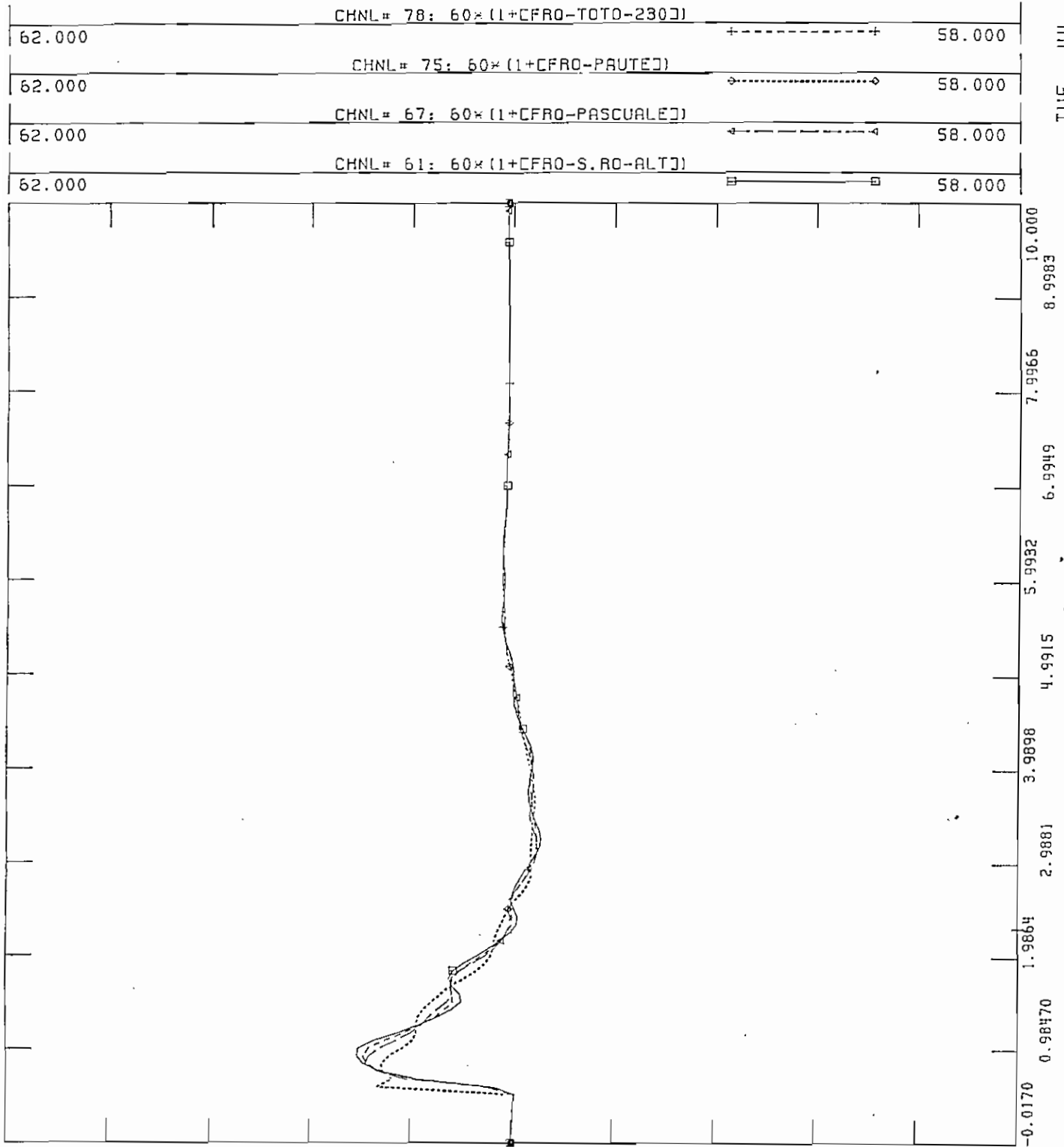
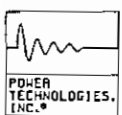


Figura 5.22 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro, Julio



FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000 0.0

CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ

1.2000 0.0

CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ

1.2000 0.0

CHNL# 85: CV-PASCUALEJ

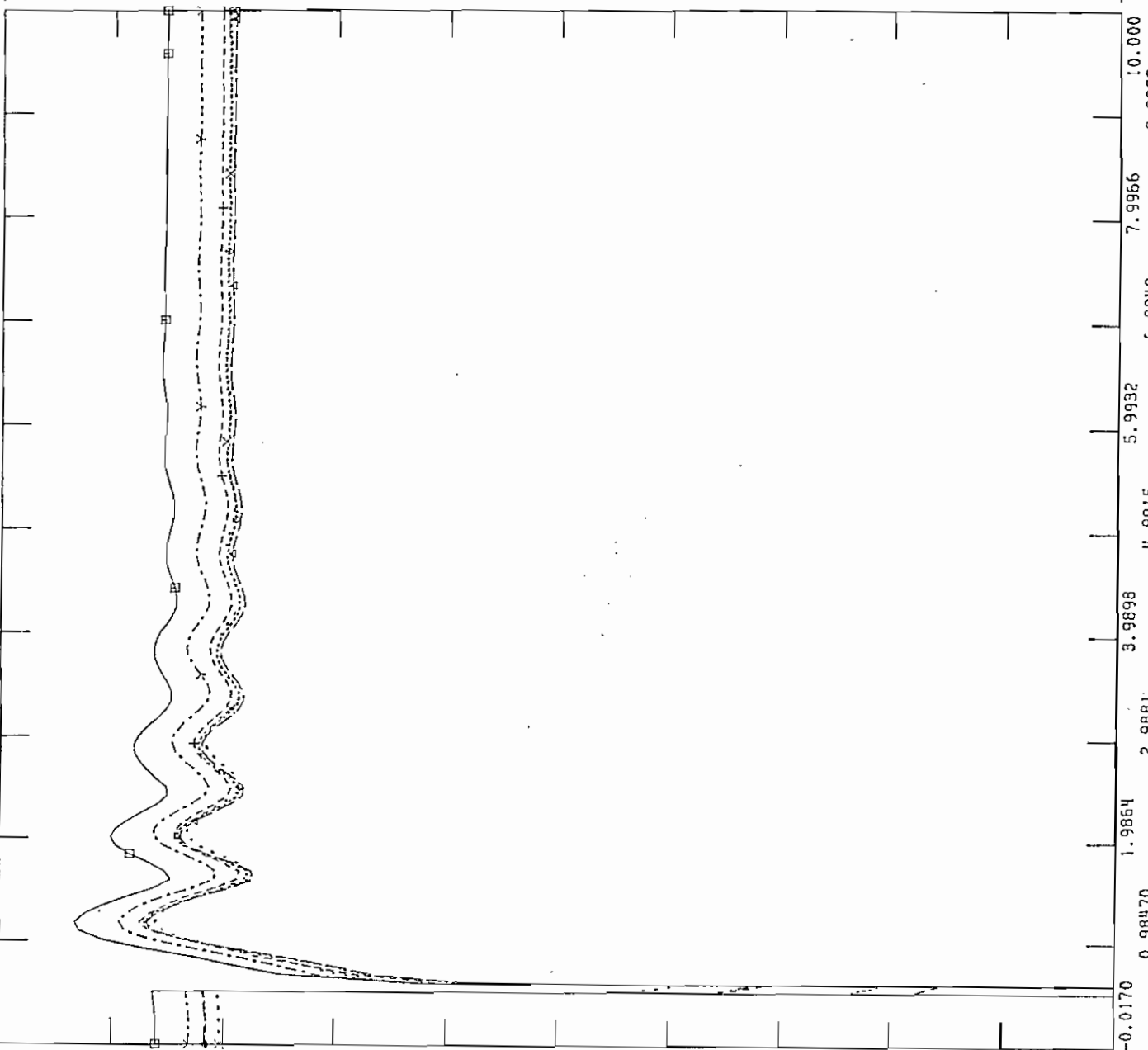
1.2000 0.0

CHNL# 84: CV-MILAGROJ

1.2000 0.0

CHNL# 83: CV-PAUTEJ

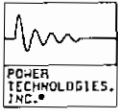
1.2000 0.0



TUE, JUL 15 1997 19:02  
F L/T PAU-MIL 1C VOLT JUL

Figura 5.23 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro, Julio





FLUJO DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG

FILE: GOPO

CHNL # 33: [ANGCCUMBA13.]

CHNL # 18: [ANGHAGOYAN]

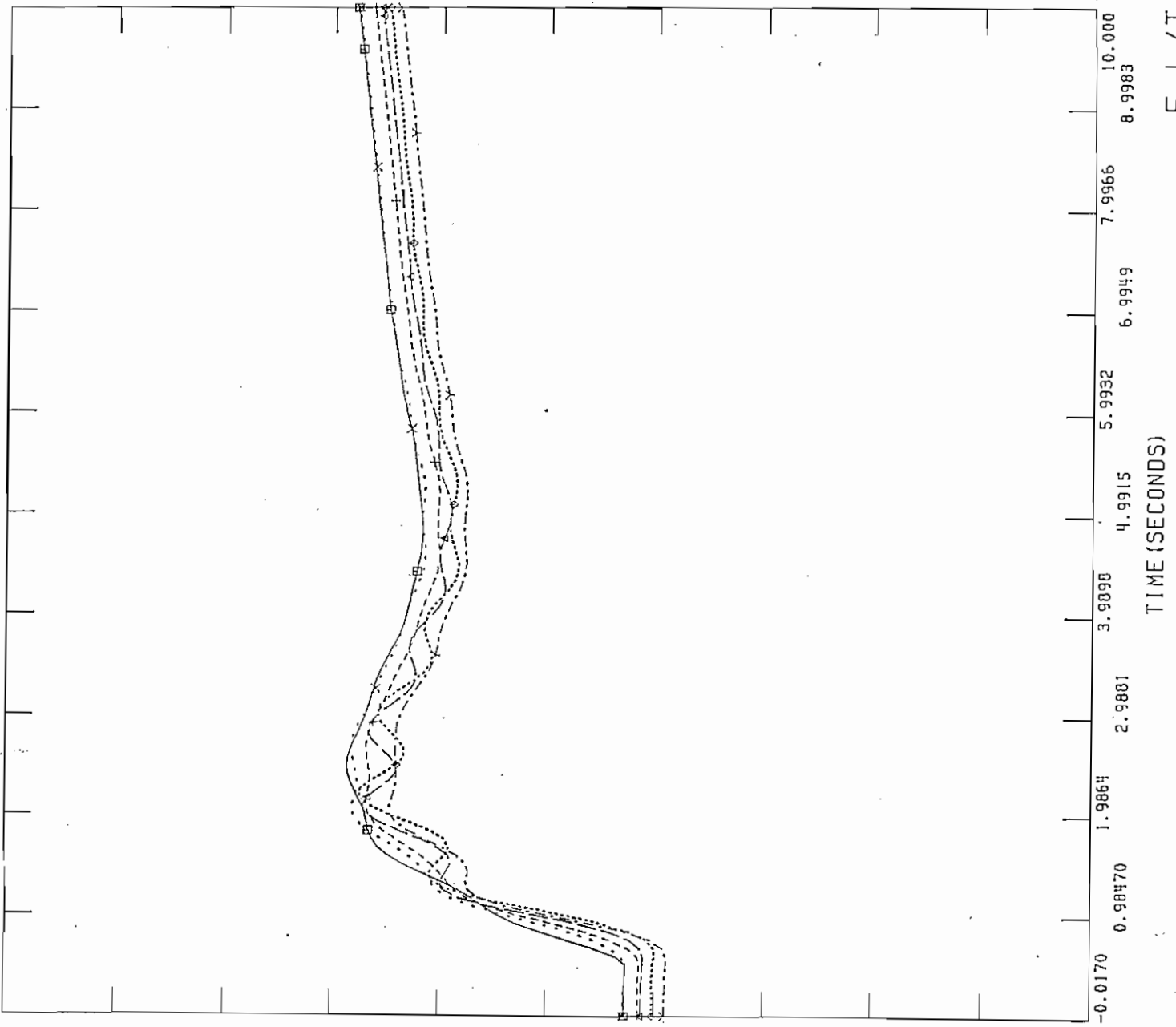
CHNL # 16: [ANGHPISAYAMB]

CHNL # 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL # 8: [ANGVV-INEC-2]

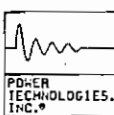
CHNL # 1: [ANGIPAUTE-AB]

450.00	-300.0
450.00	-300.0
450.00	-300.0
450.00	-300.0
450.00	-300.0
450.00	-300.0



TUE, JUL 15 1997 19:16  
F L/T PAU--MILIC ANG JUL

Figura 5.24 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 CL/T Paute-Milagro, Julio



FILE: GOPO

TUE. JUL 15 1997 19:20  
F L/T PAU-MIL 2C FREQ JUL

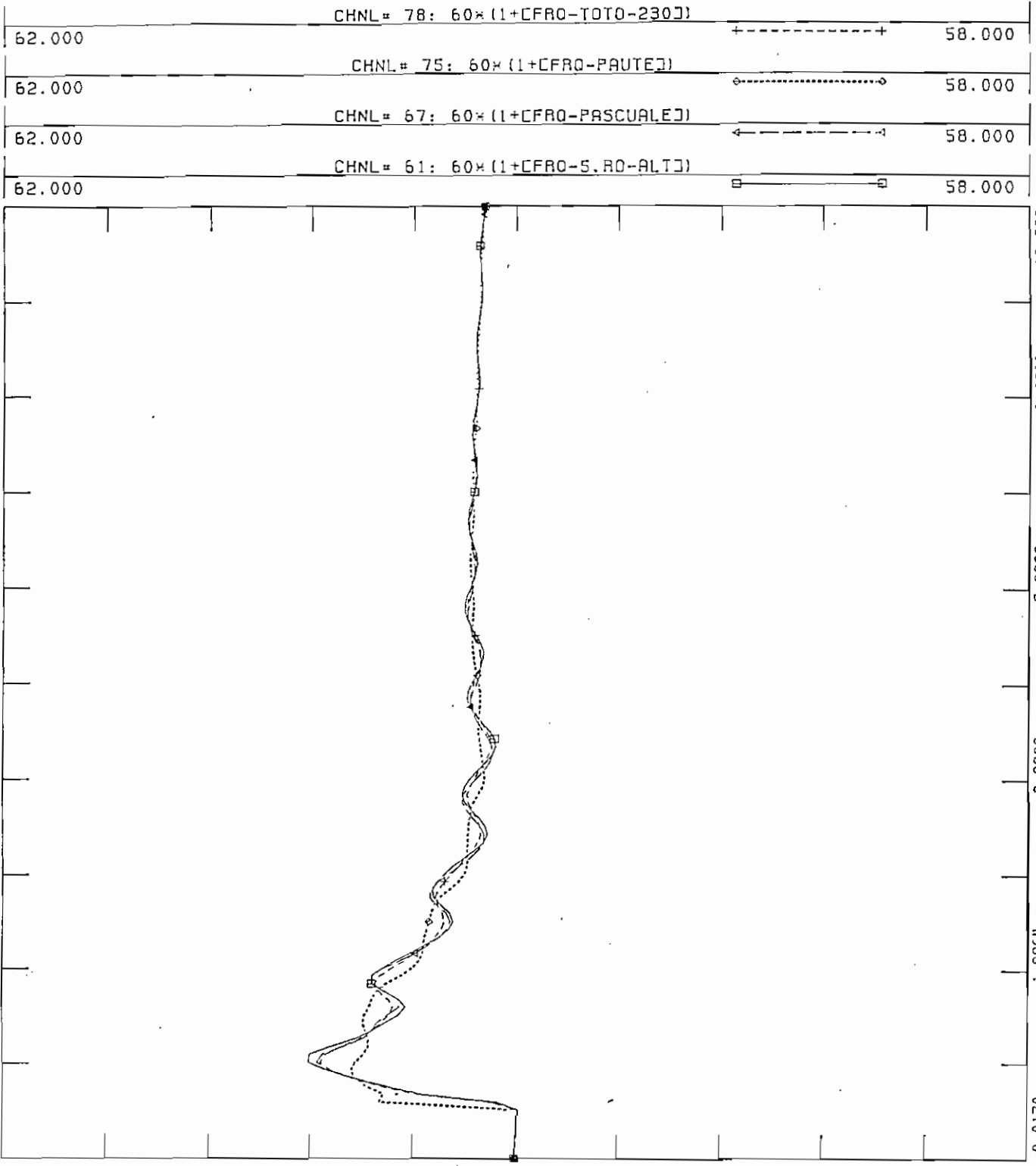
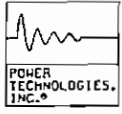
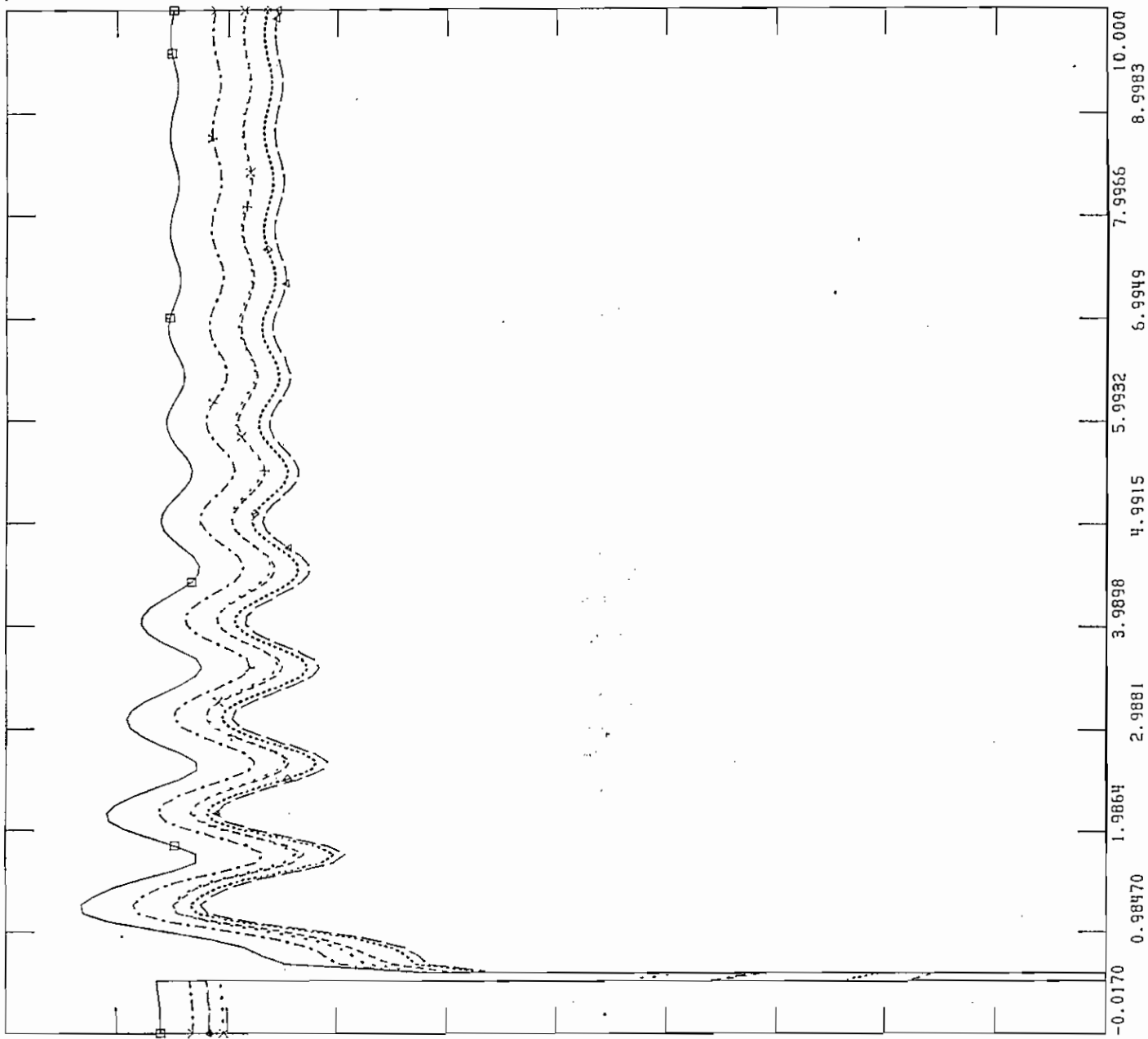


Figura 5.25 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro y Apertura de los 2 C, Julio



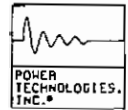
FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-230J	→	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ	×	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ	+	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALEJ	◇	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGROJ	←	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTEJ	□	0.0



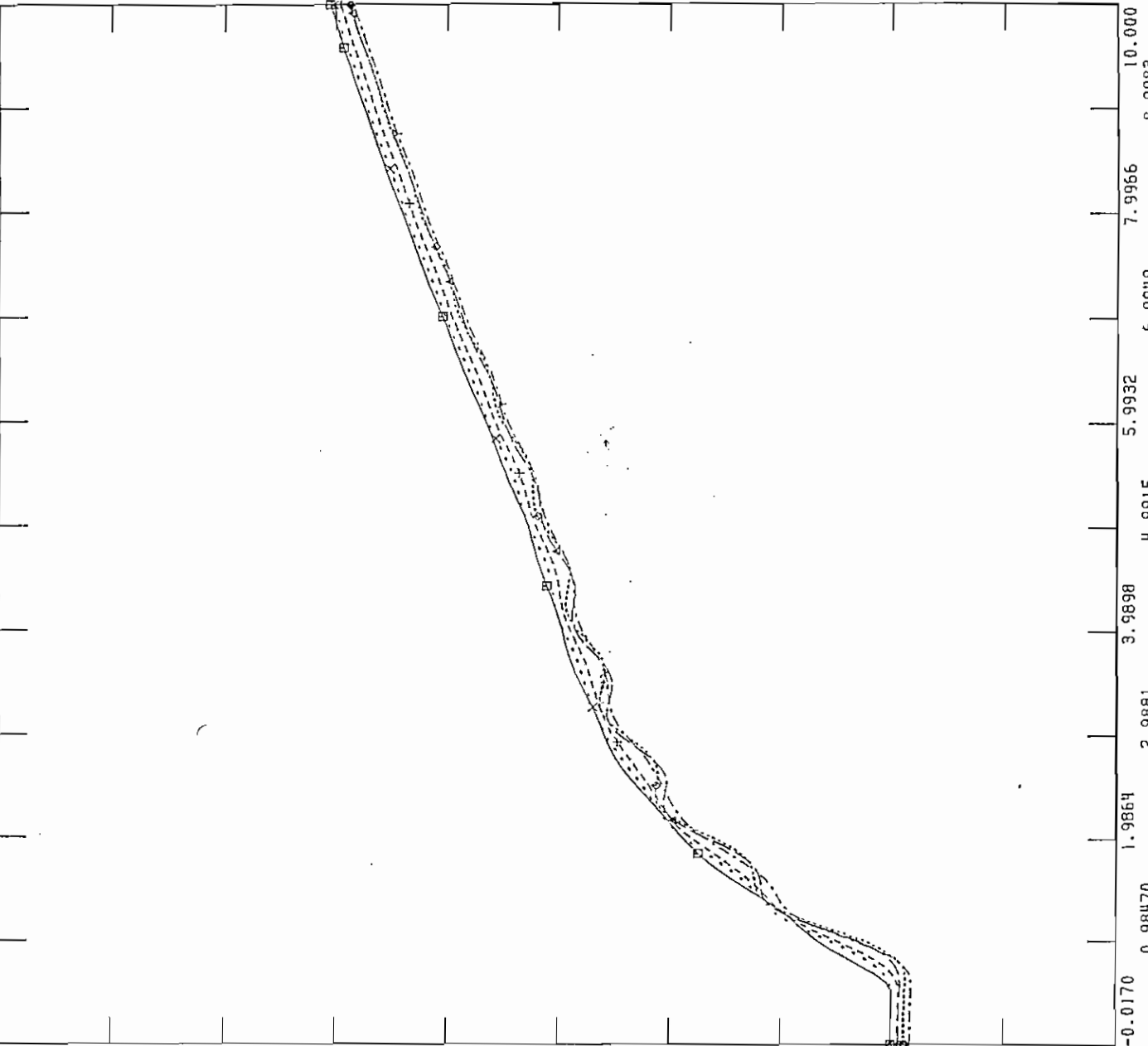
TUE: JUL 15 1997 19:23  
F L/T PAU-MIL 2C VOLT JUL

Figura 5.26 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro y Apertura de los 2 C, Julio



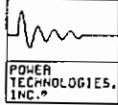
FILE: GOP0  
CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

1300.0	CHNL# 18: CANGHAGOYAN	-300.0
1300.0	CHNL# 16: CANGHPISAYAMB	-300.0
1300.0	CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA	-300.0
1300.0	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2	-300.0
1300.0	CHNL# 1: CANGIPAUTE-AB	-300.0



TUE, JUL 15 1997 19:30  
F L/T PAU-MIL 2C ANG JUL

Figura 5.27 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro y Apertura de los 2 C, Julio



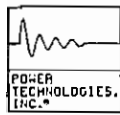
FILE: GOPO

TUE, JUL 15 1997 19:33  
F L/T MIL-PAS 1C FREC JUL

62.000	CHNL# 78: $60 \times (1 + [CFRO - TOTO - 230])$	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: $60 \times (1 + [CFRO - PAUTE])$	o-----o	58.000
62.000	CHNL# 67: $60 \times (1 + [CFRO - PASCUALE])$	^-----^	58.000
62.000	CHNL# 61: $60 \times (1 + [CFRO - S.RO - ALT])$	■-----■	58.000

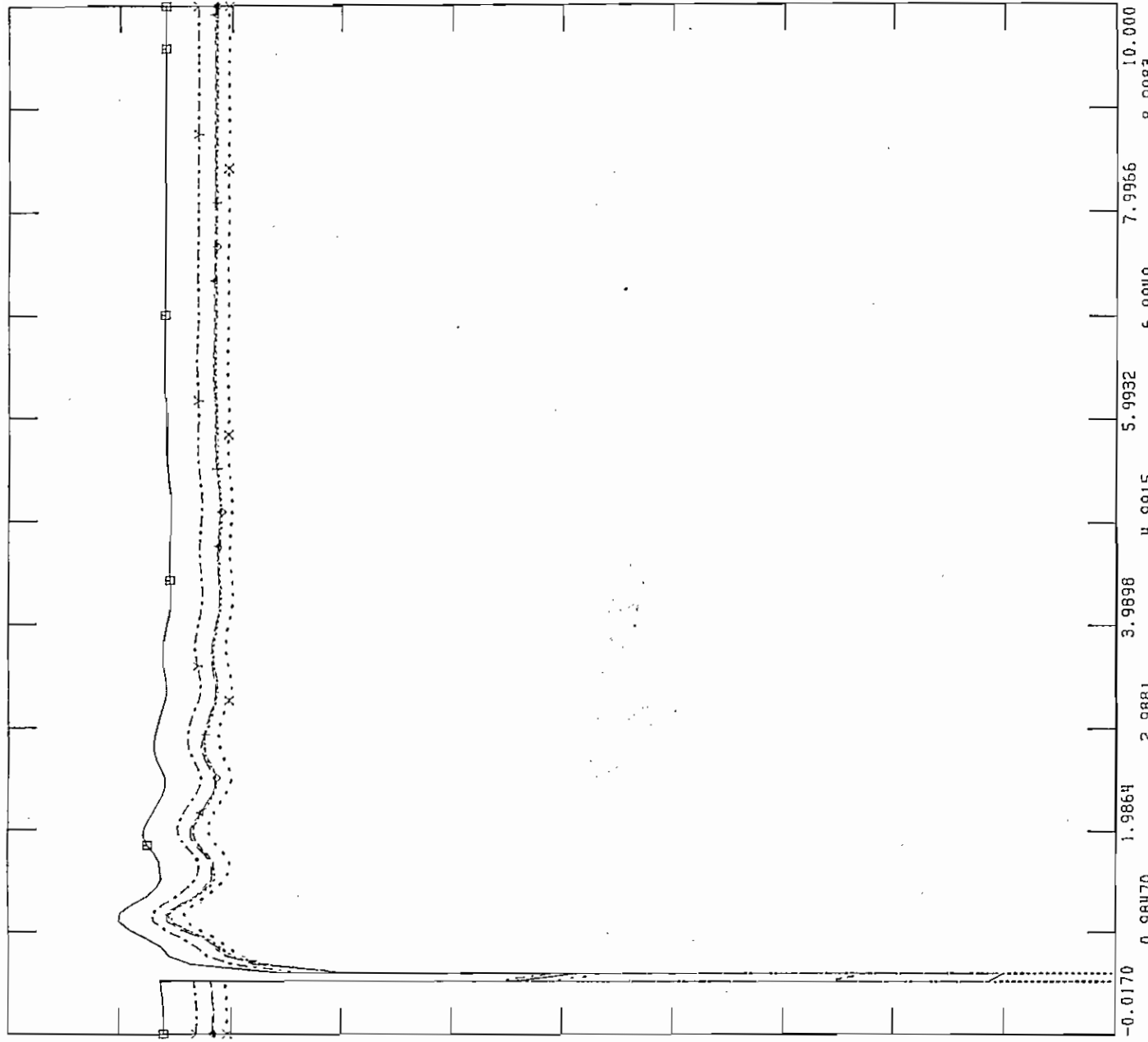


Figura 5.28 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Milagro-Pascuales, Julio



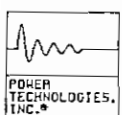
FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-230J	→.....→	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ	×.....×	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ	+.....+	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALEJ	◇.....◇	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGROJ	←.....←	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTEJ	□.....□	0.0



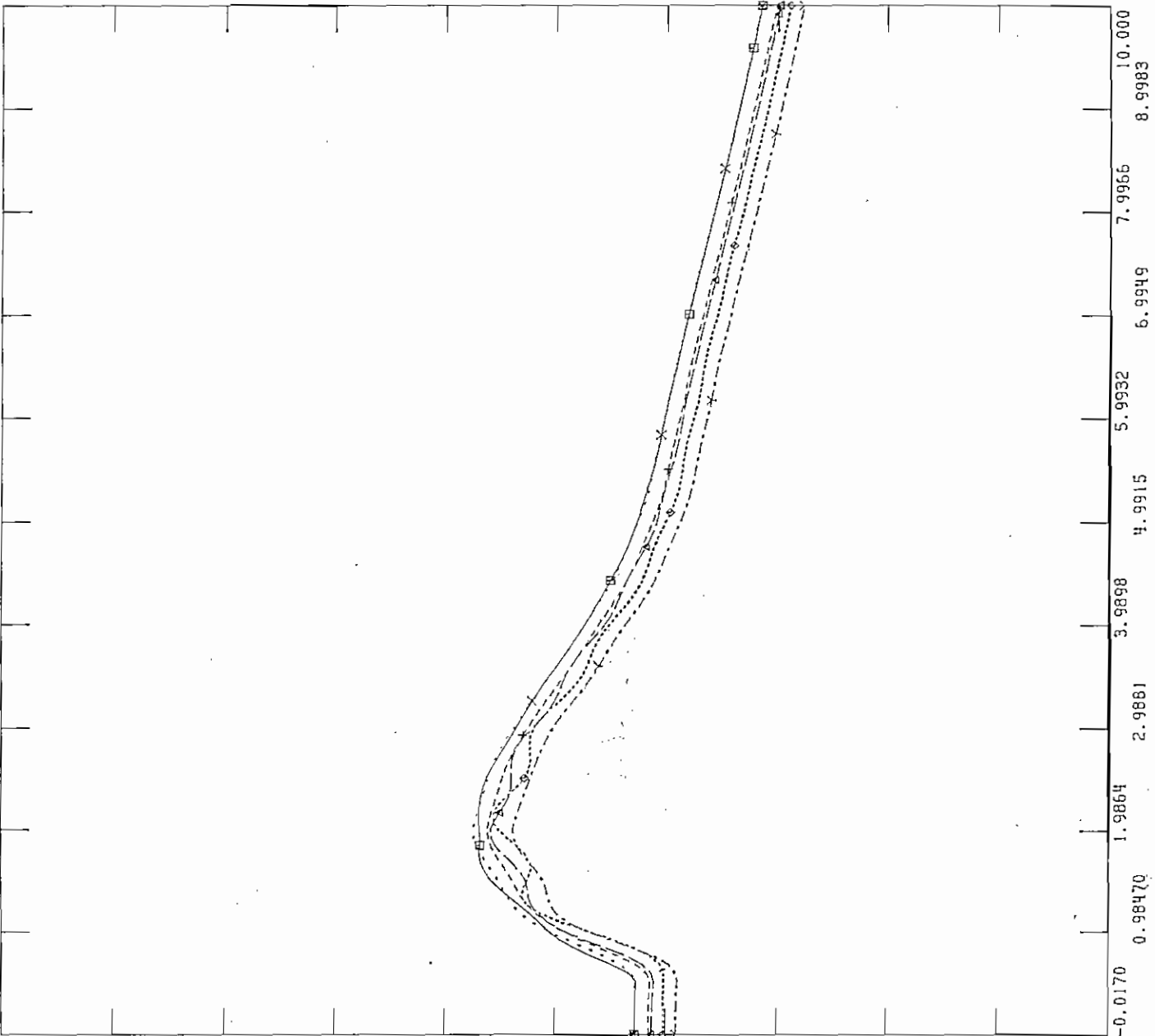
TUE, JUL 15 1997 19:35  
F L/T MIL-PAS 1C VOLT JUL

Figura 5.29 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Milagro-Pascuales, Julio



FILE: GOPO  
CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

450.00	CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]	-300.0
450.00	CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]	-300.0
450.00	CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]	-300.0
450.00	CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]	-300.0
450.00	CHNL# 1: [ANG1PAUTE-AB]	-300.0



TUE, JUL 15 1997 19:39  
F L/T MIL-PAS 1C ANG JUL

Figura 5.30 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Milagro-Pascuales, Julio

hasta un pico máximo del 108 % en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor igual al inicial, como se puede observar en la figura 5.29, porque el aporte de reactivos de la línea al sistema no es apreciable. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 4.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.30. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

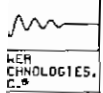
d) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Paute - Pascuales

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Paute - Pascuales, cuando transmite 141 MW hacia la zona de Guayaquil y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.61 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 2.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.31. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 112 % en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, por la pérdida considerable de los reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.32. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 6.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.33. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

e) Falla Trifásica en el Circuito de la Línea Paute - Totoras

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 al presentarse una falla en el circuito de la línea Paute - Totoras, cuando transmite 107 MW hacia la zona Norte del País y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.61 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.34. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 112.2% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, por la pérdida considerable de reactivos de la línea que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.35. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 6.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo





FILE: GOPO

TUE, JUL 15 1997 19:42  
 F L/T PAU-PAS 1C FREQ JUL

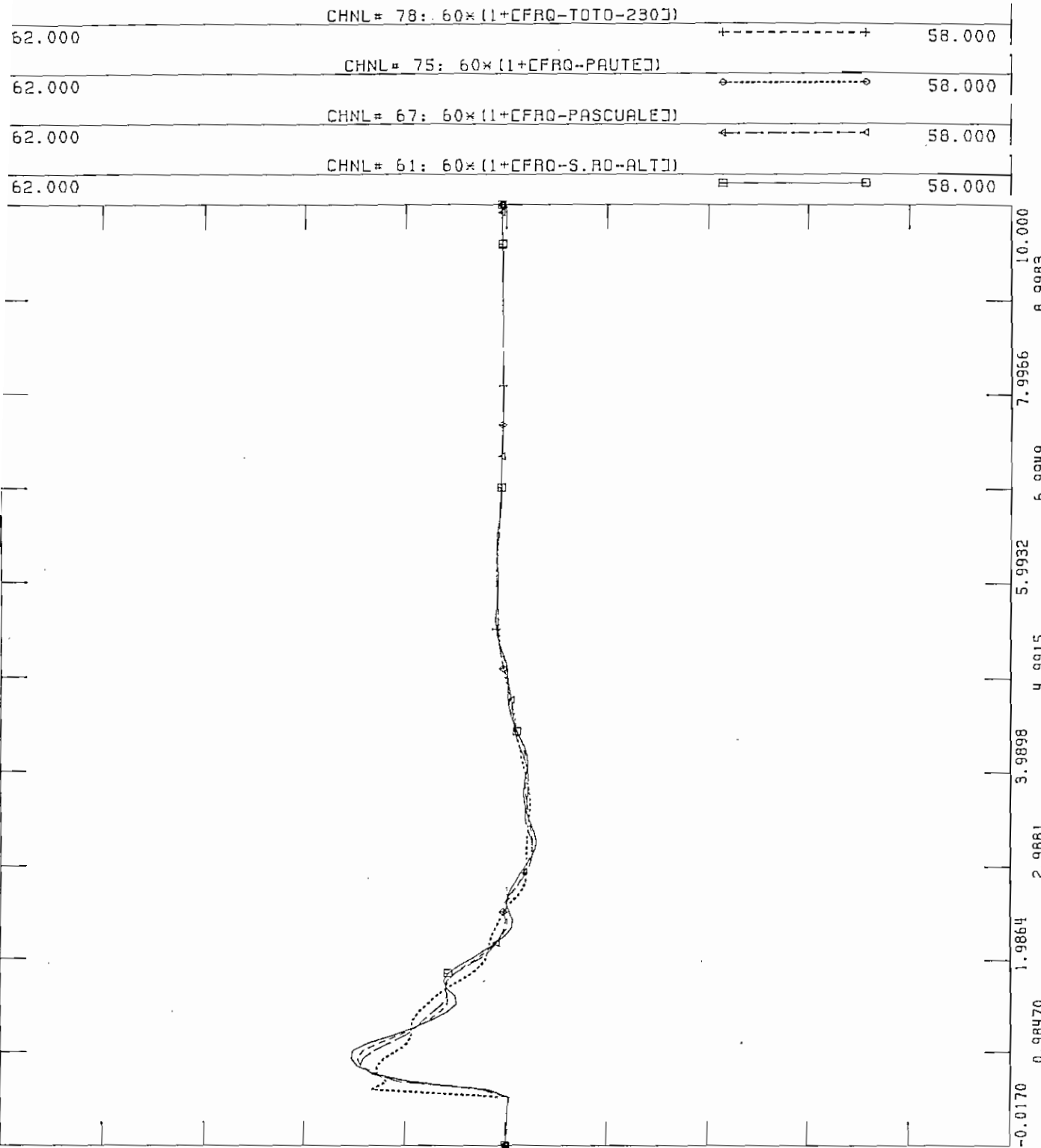
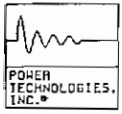
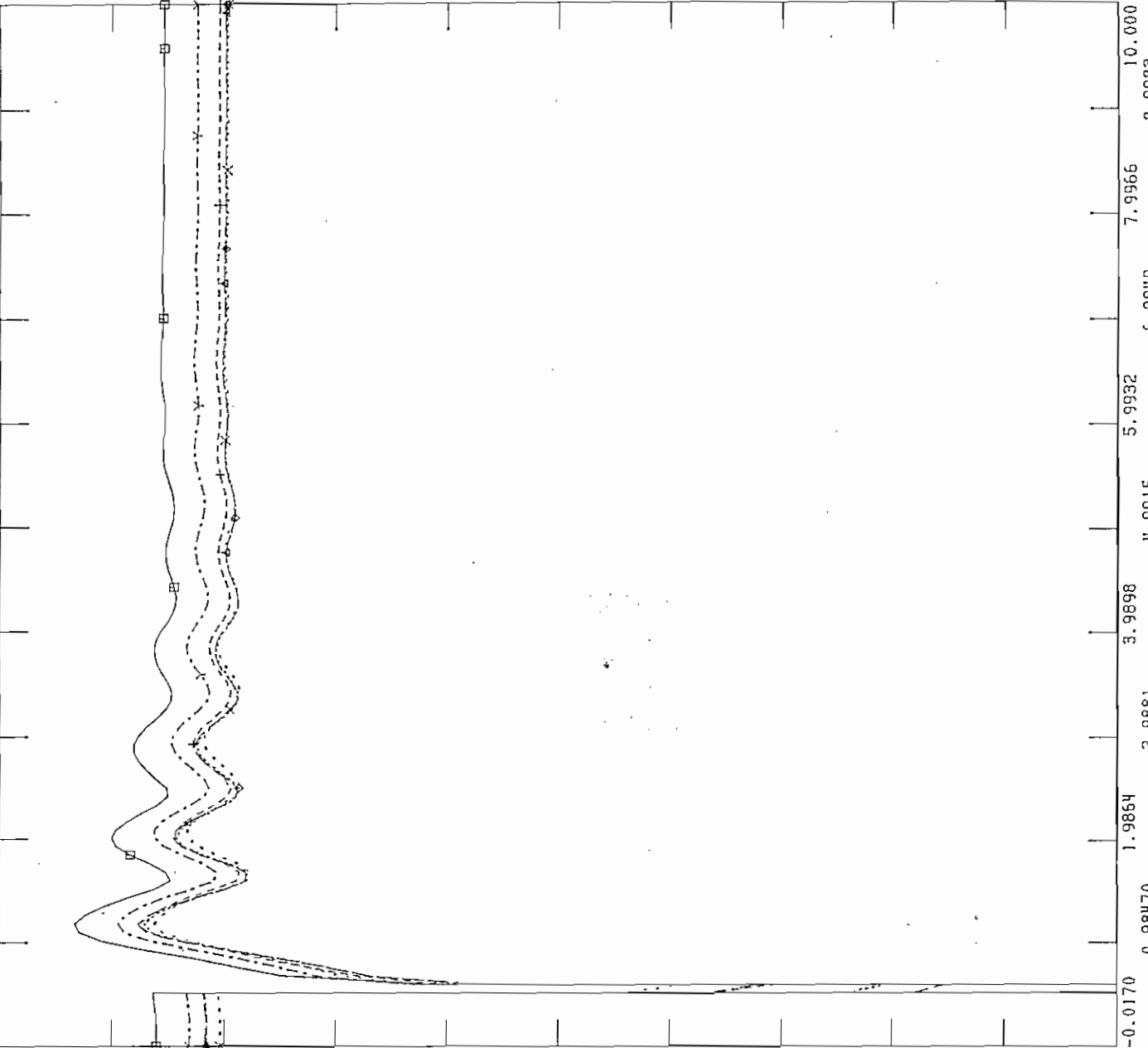


Figura 5.31 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Pascuales, Julio



FILE: GOP0  
 CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-230J	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ	x-----x	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALEJ	◊-----◊	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGROJ	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTEJ	□-----□	0.0



TUE, JUL 15 1997 19:44  
 F L/T PAU-PAS 1C VOLT JUL

TIME (SECONDS)

Figura 5.32 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Pascuales, Julio

FILE: GOPO

CHNL# 33: CANGCUMBA13.J

450.00 ----->-----<- -300.0

CHNL# 18: CANGHAGOYANJ

450.00 -----x-----x -300.0

CHNL# 16: CANGHPISAYAMBJ

450.00 -----+-----+ -300.0

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ

450.00 -----o-----o -300.0

CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J

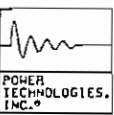
450.00 -----<-----> -300.0

CHNL# 1: CANGIPAUTE-ABJ

450.00 -----□-----□ -300.0



Figura 5.33 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Pascuales, Julio



FILE: COPO

TUE, JUL 15 1997 19:50  
 F L/T PAU-TOT 1C FREC JUL

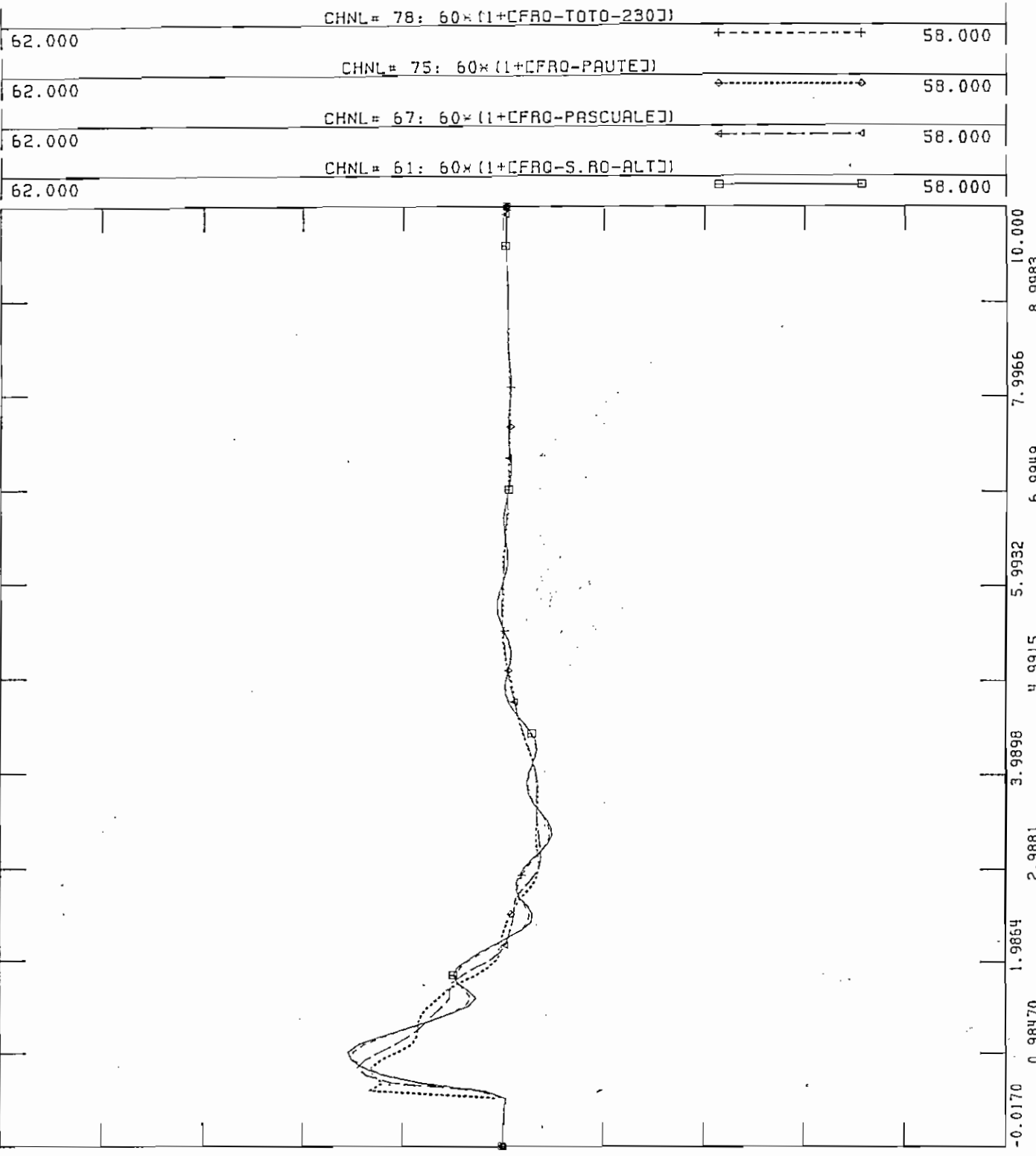
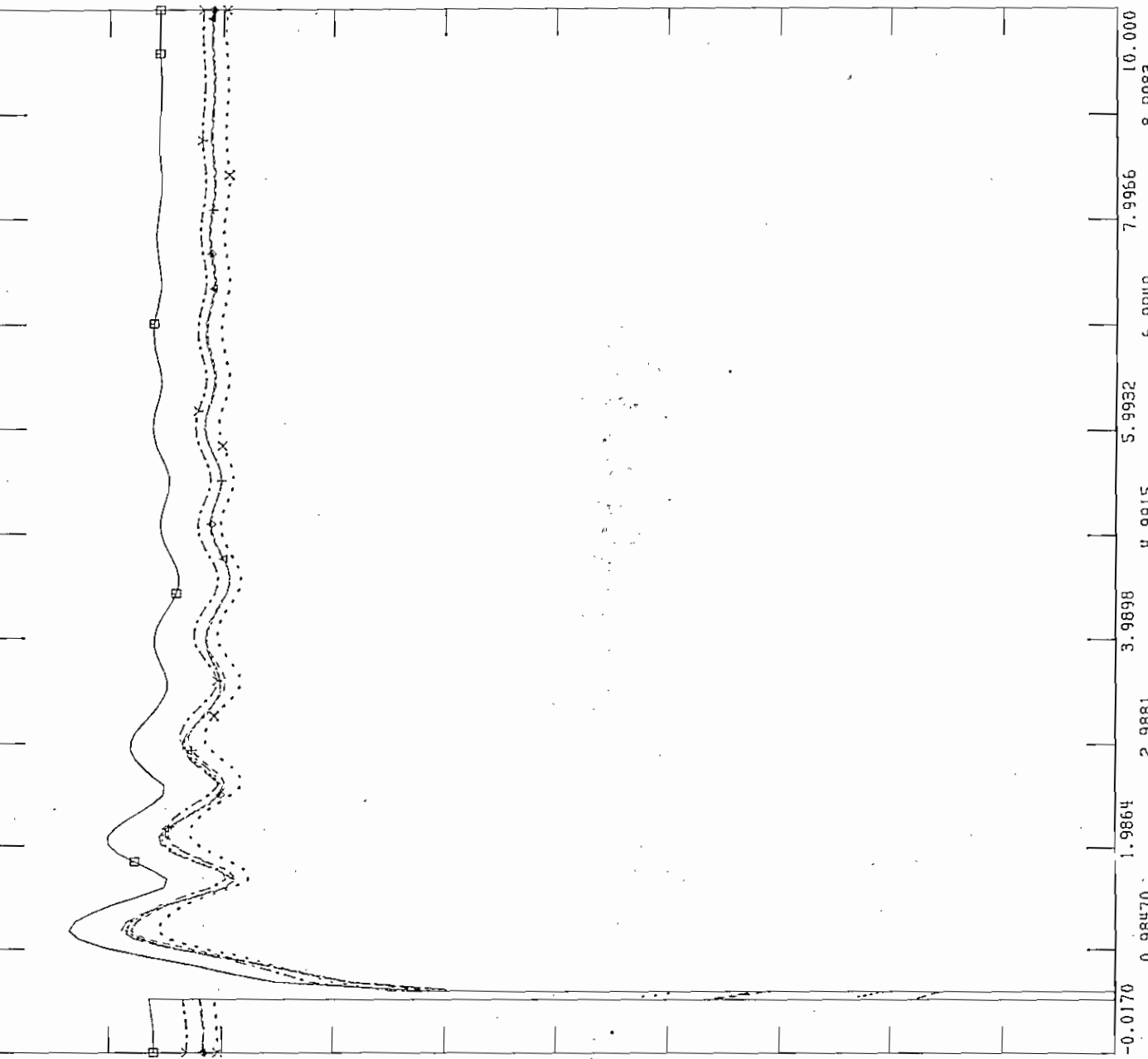


Figura 5.34 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Totoras, Julio



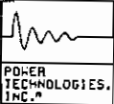
FILE: GOPO  
CHNL# 89: [V-TOTO-230]

1.2000	CHNL# 89: [V-TOTO-230]	→ - - - - - →	0.0
1.2000	CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]	× - - - - - ×	0.0
1.2000	CHNL# 86: [V-QUEVEDO]	+ - - - - +	0.0
1.2000	CHNL# 85: [V-PASCUALE]	○ - - - - ○	0.0
1.2000	CHNL# 84: [V-MILAGRO]	← - - - - →	0.0
1.2000	CHNL# 83: [V-PAUTE]	□ - - - - □	0.0



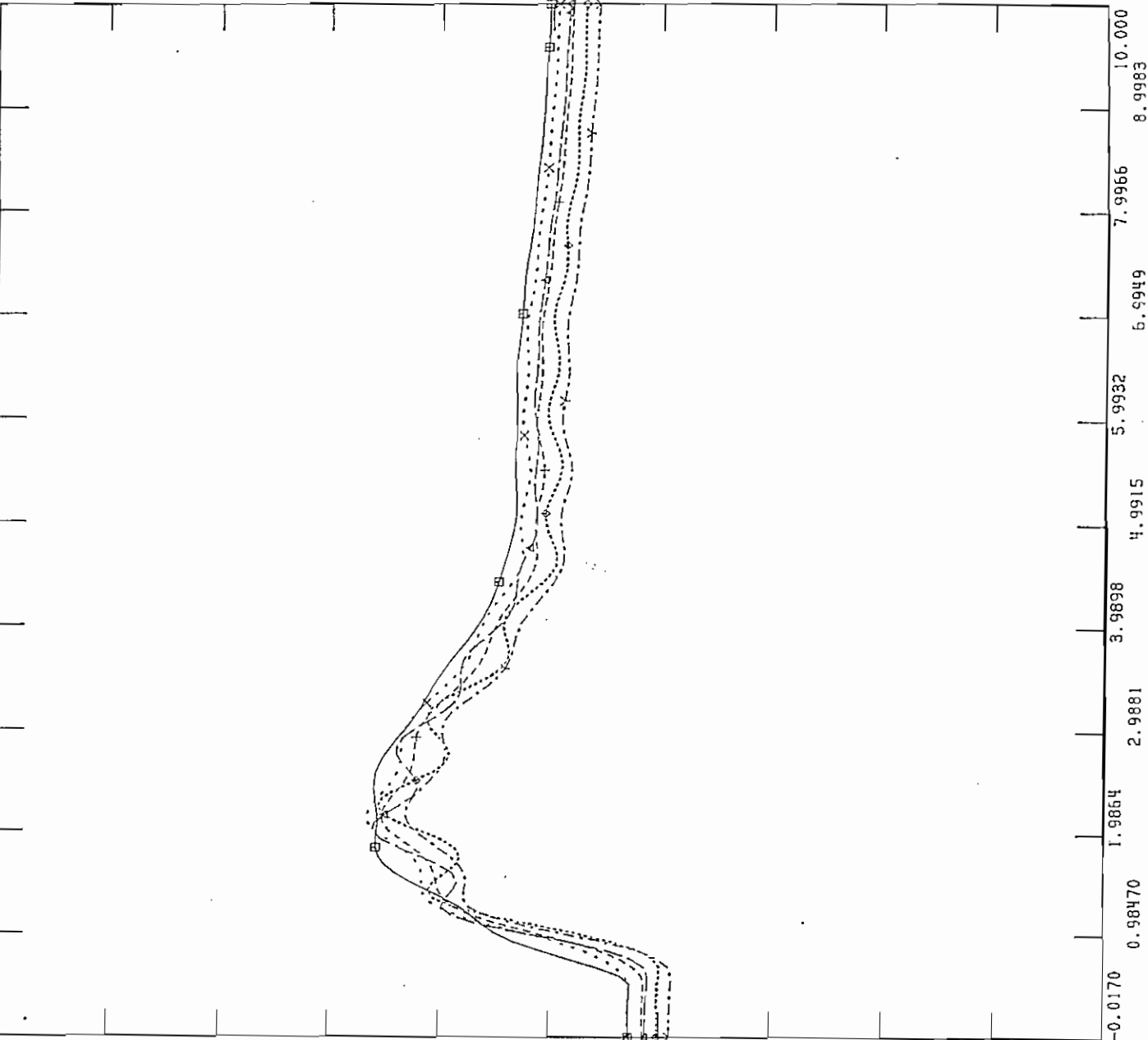
TUE, JUL 15 1997 19:52  
F L/T PAU-TOT 1C VOLT JUL

Figura 5.35 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Totoras, Julio



FILE: GOP0

450.00	CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J	-300.0
450.00	CHNL# 18: CANGHAGOYANJ	-300.0
450.00	CHNL# 16: CANGHPISAYAMB	-300.0
450.00	CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ	-300.0
450.00	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J	-300.0
450.00	CHNL# 1: CANGIPAUTE-ABJ	-300.0



TUE, JUL 15 1997 19:55  
 F L/T PAU-TOT 1C ANG JUL

Figura 5.36 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Totoras, Julio

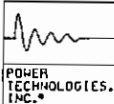
comportamiento, como se visualiza en la figura 5.36. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

f) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Totoras - Santa Rosa

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Totoras - Santa Rosa, cuando transmite 122 MW hacia la zona Norte del País y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.27 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.37. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 105.2% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, por la pérdida considerable de reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.38. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 4.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.39. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

g) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Totoras - Santa Rosa y Apertura de los 2 Circuitos

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Totoras - Santa Rosa y la consiguiente apertura de los dos circuitos, cuando transmiten 244 MW hacia la zona Norte del País, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.54 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 3.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.40. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura de los dos circuitos los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 107.2 % en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, por la pérdida considerable de reactivos de la línea que se abre como producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.41. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla para en los 5.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.42. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.



FILE: GOP0

TUE, JUL 15 1997 19:58  
 F L/T TOT-S.ROS 1C FREQ J

62.000	CHNL = 78: $60 \times (1 + CFRO - TOTO - 230J)$	+-----+	58.000
62.000	CHNL = 75: $60 \times (1 + CFRO - PAUTEJ)$	o-----o	58.000
62.000	CHNL = 67: $60 \times (1 + CFRO - PASCURLEJ)$	^-----^	58.000
62.000	CHNL = 61: $60 \times (1 + CFRO - S.RO - ALTJ)$	□-----□	58.000

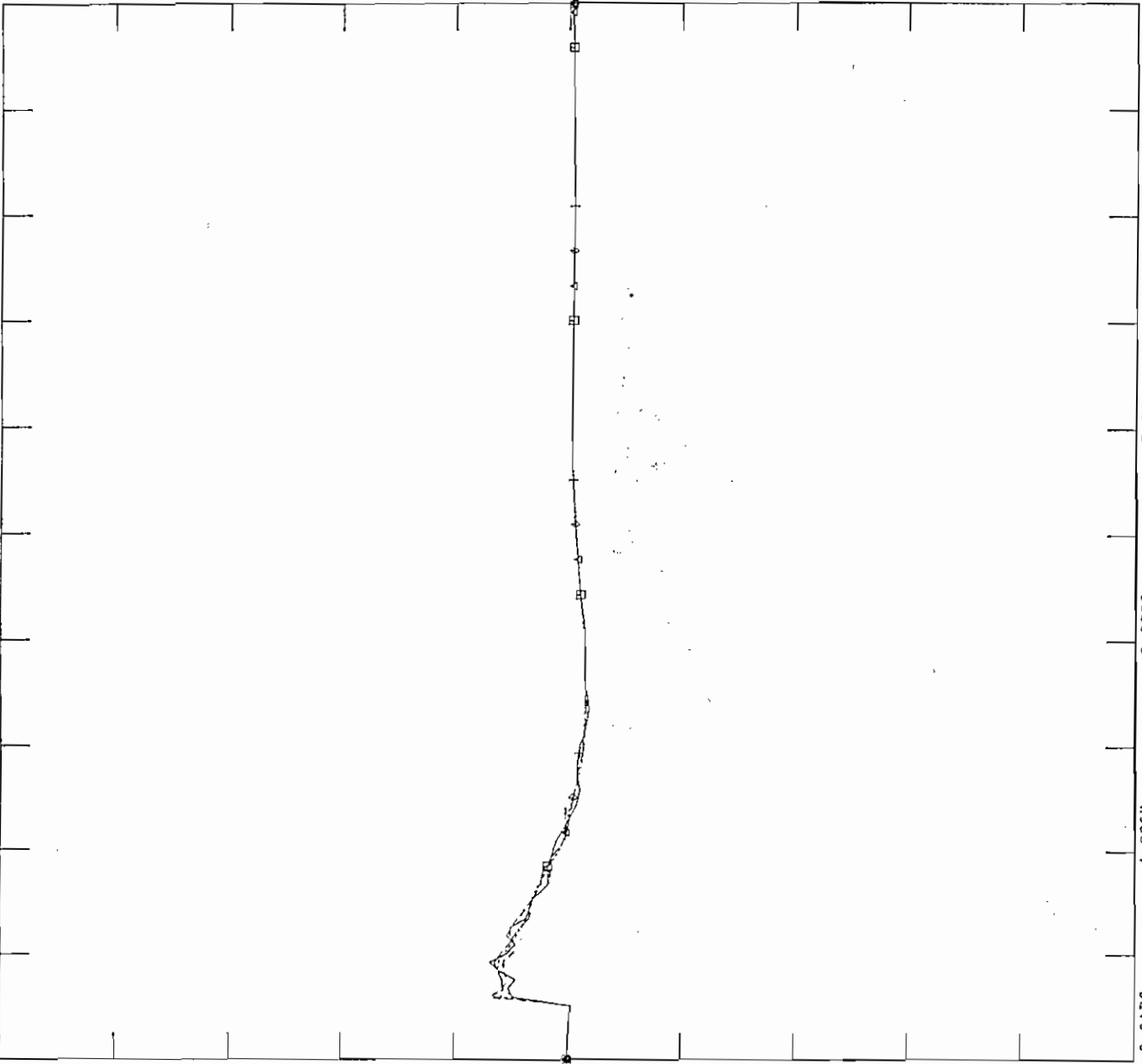
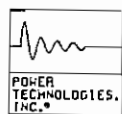


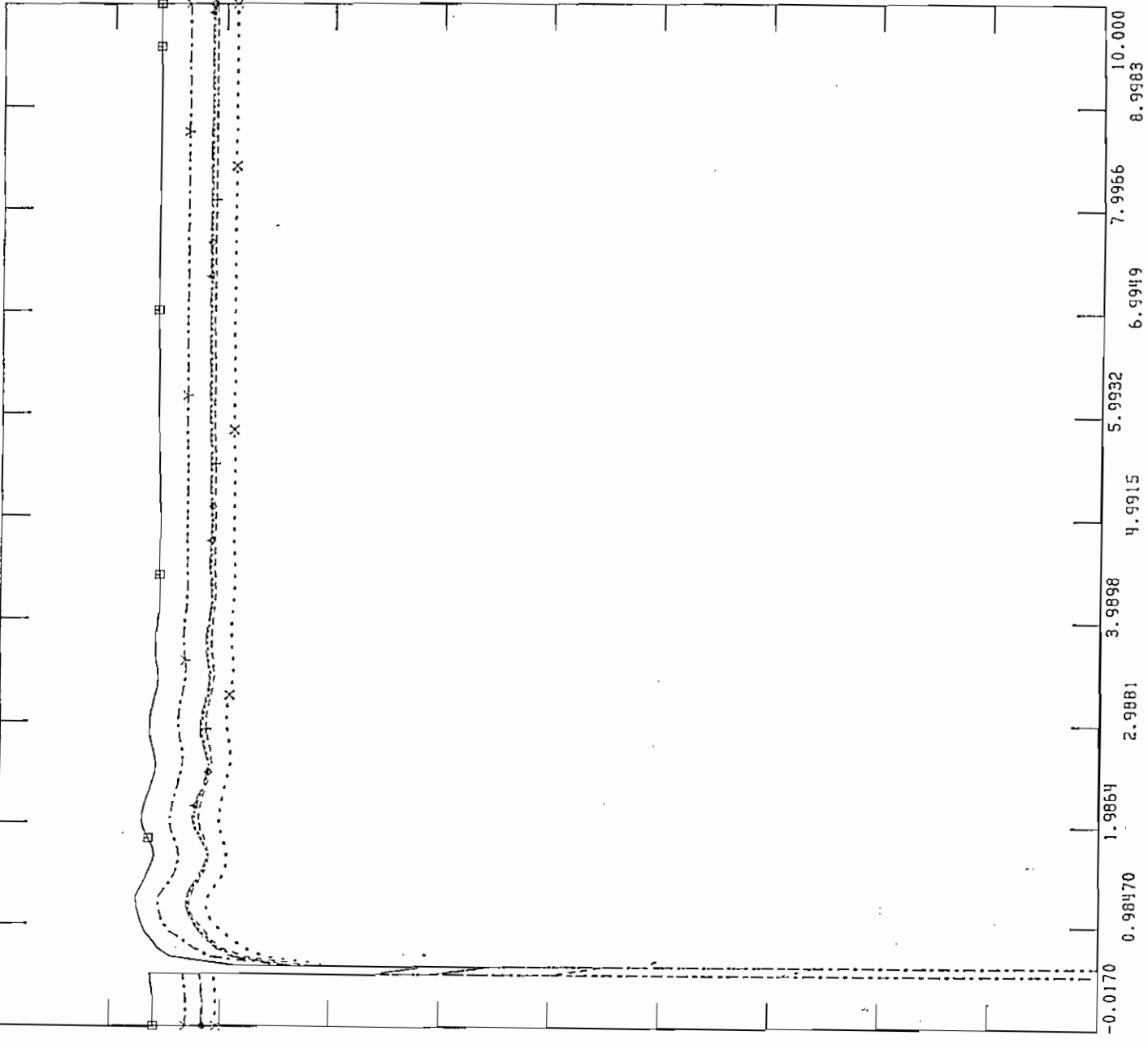
Figura 5.37 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa, Julio





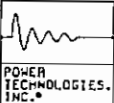
FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-230J	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTO	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDO	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALE	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGRO	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTE	0.0



TUE, JUL 15 1997 20:00  
F L/T TOT-S.ROS 1C VOLT J

Figura 5.38 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa, Julio



FILE: GOP0

450.00	CHNL # 33: CANGCCUMBA13.0	-300.0
450.00	CHNL # 18: CANGHAGOYAN	-300.0
450.00	CHNL # 16: CANGHPISAYAMB	-300.0
450.00	CHNL # 13: CANGGG-S.ROSA	-300.0
450.00	CHNL # 8: CANGYV-INEC-2	-300.0
450.00	CHNL # 1: CANGIPAUTE-AB	-300.0

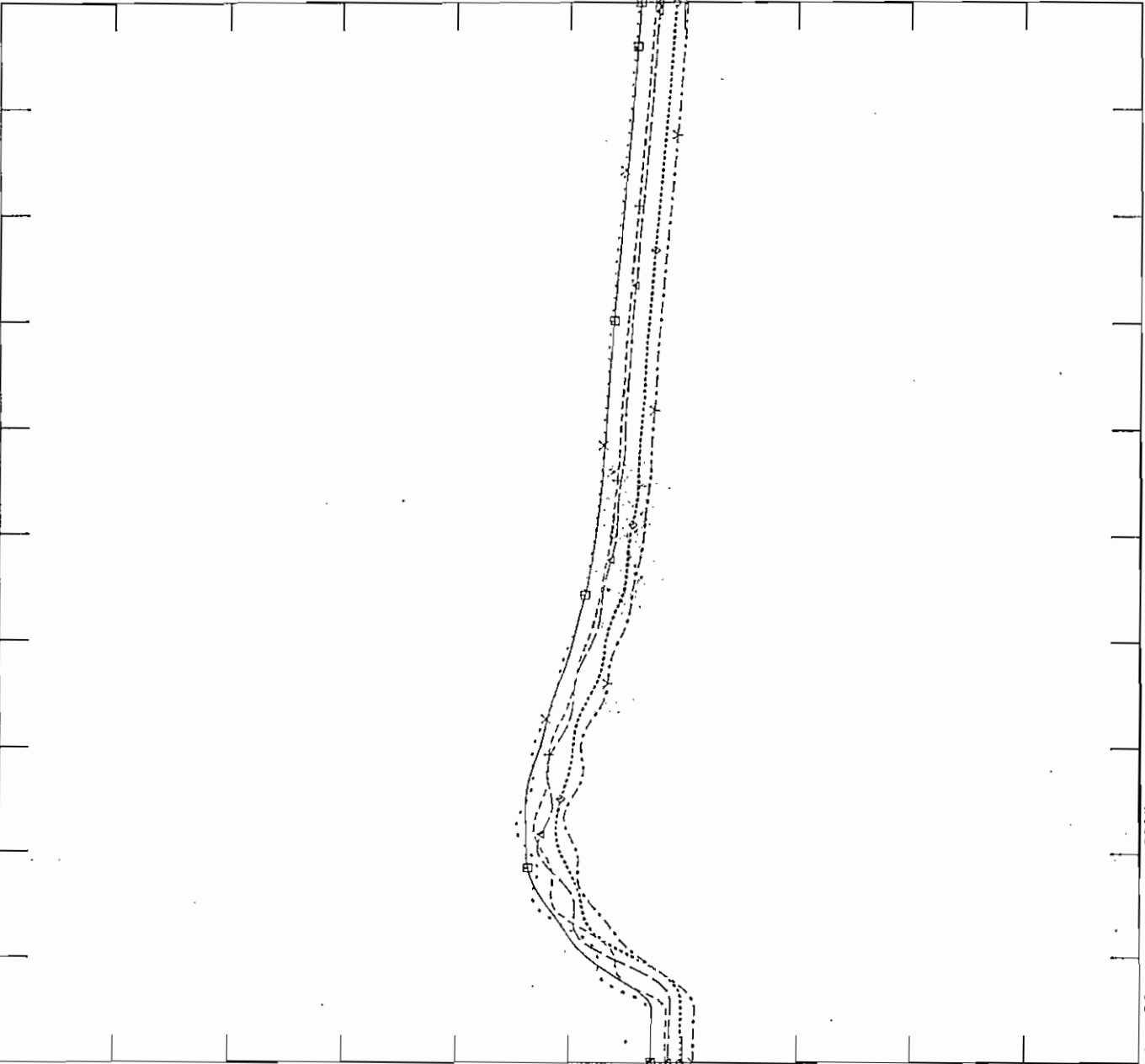
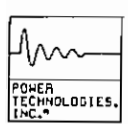
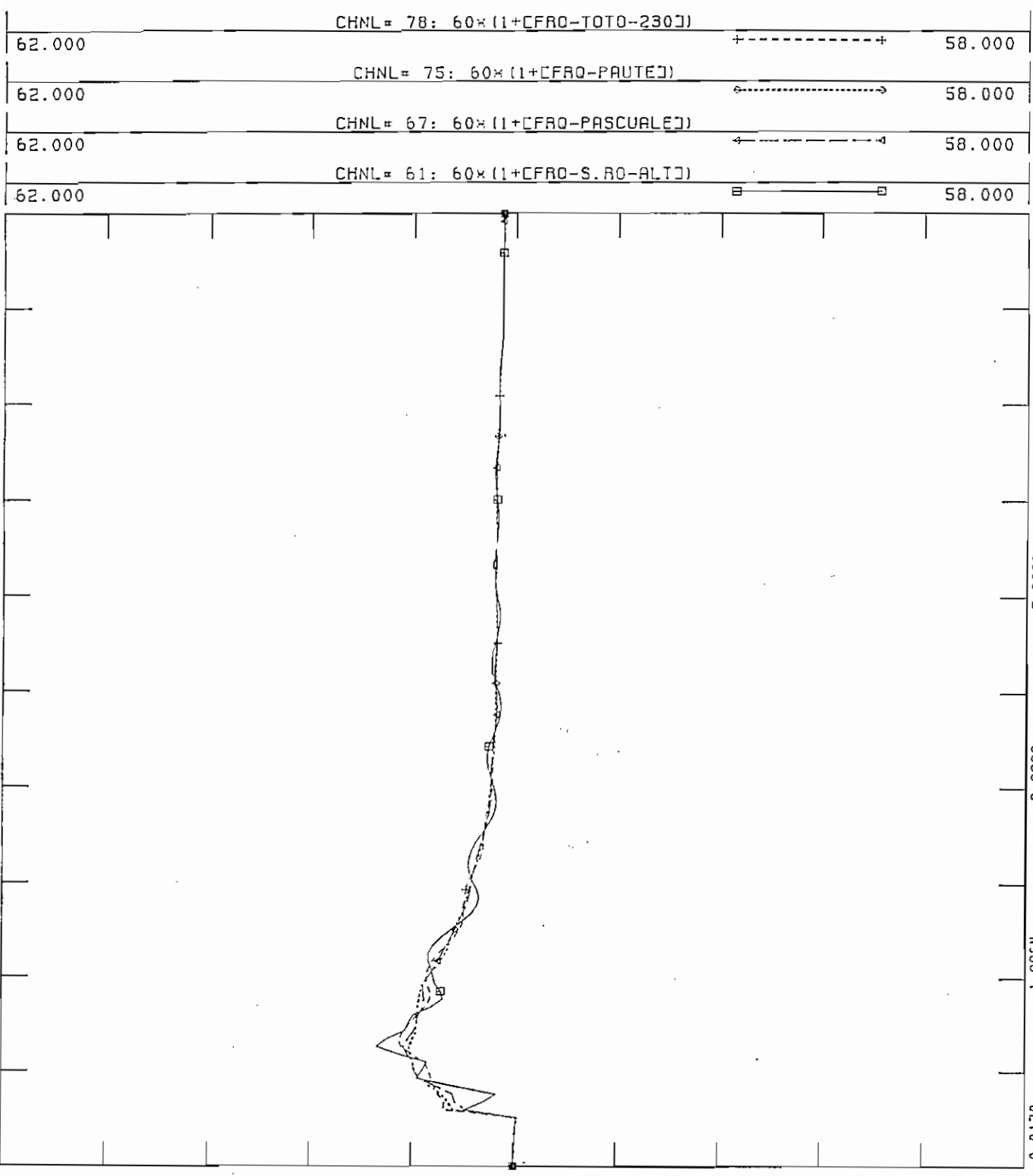


Figura 5.39 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C/L/T Totoras-Santa Rosa, Julio



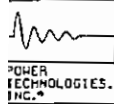
FILE: GOPO

TUE, JUL 15 1997 20:05  
F L/T TOT-S.ROS 2C FREQ J



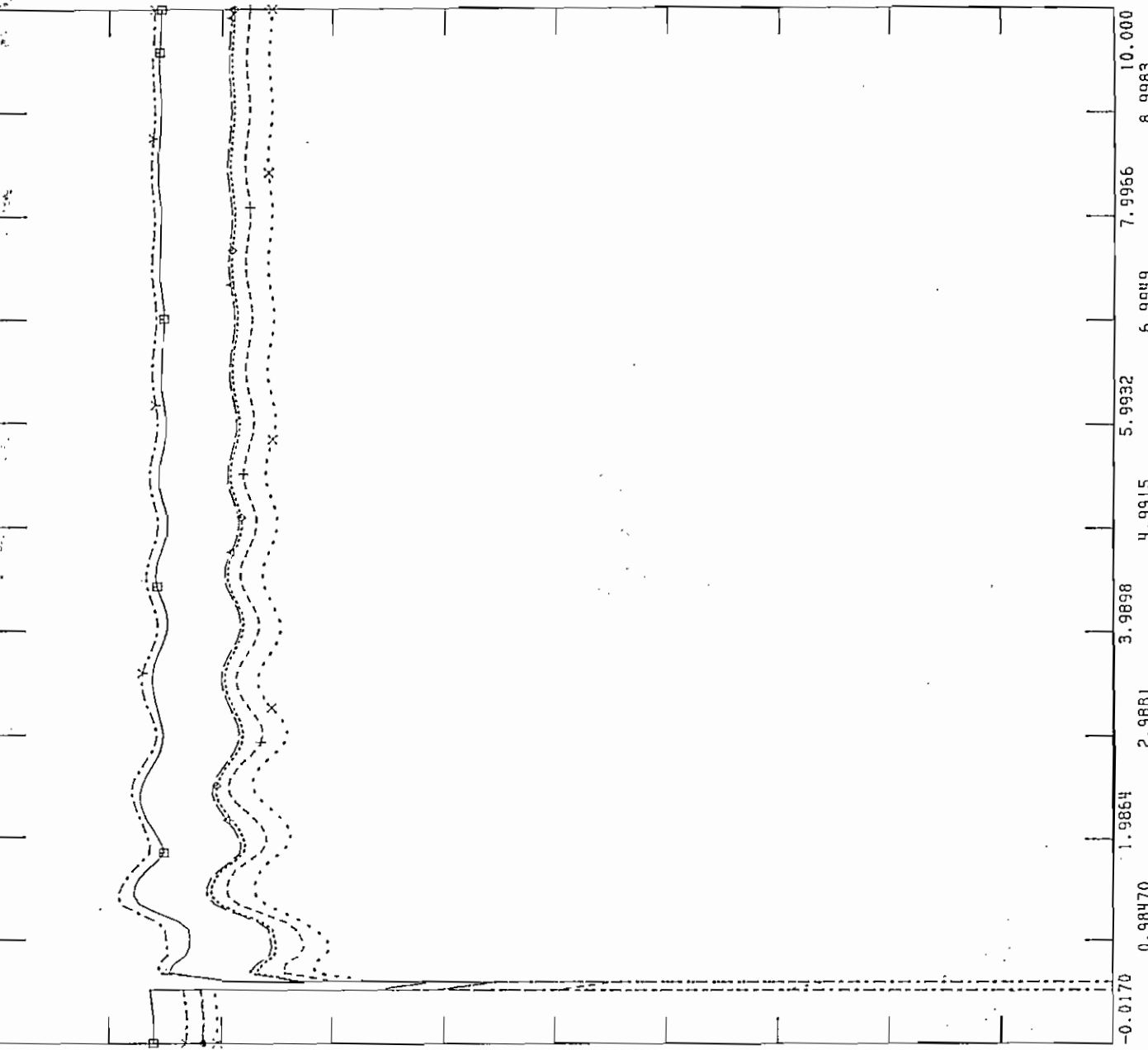
TIME (SECONDS)

Figura 5.40 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa y Apertura de los 2C, Julio



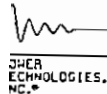
FILE: GOPO  
 CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTO	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALEJ	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGROJ	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTEJ	0.0



TUE, JUL 15 1997 20:06  
 F L/T TOT S.ROS 2C VOLT J

Figura 5.41 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa y Apertura de los 2C, Julio



FILE: GOP0

CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

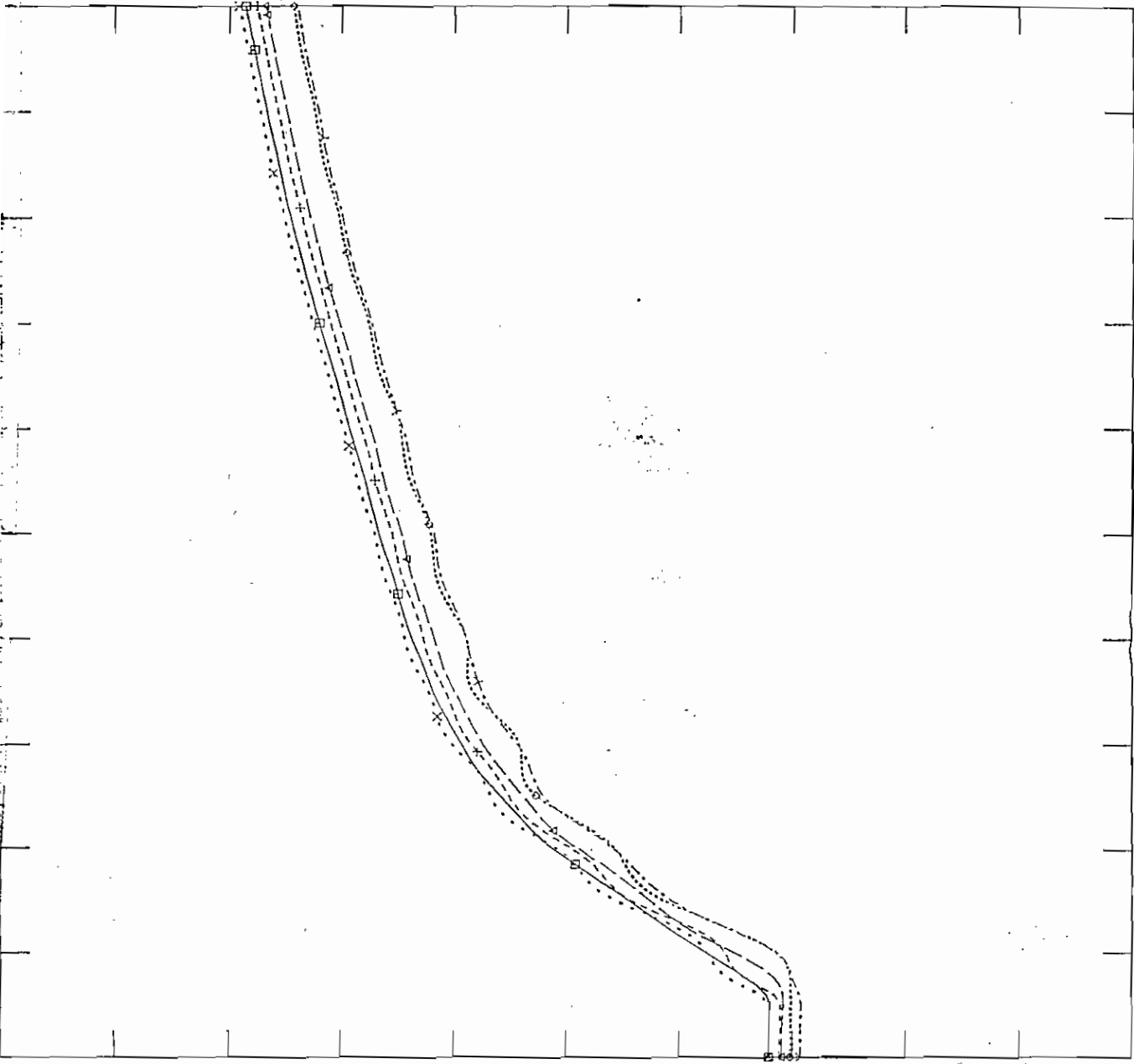
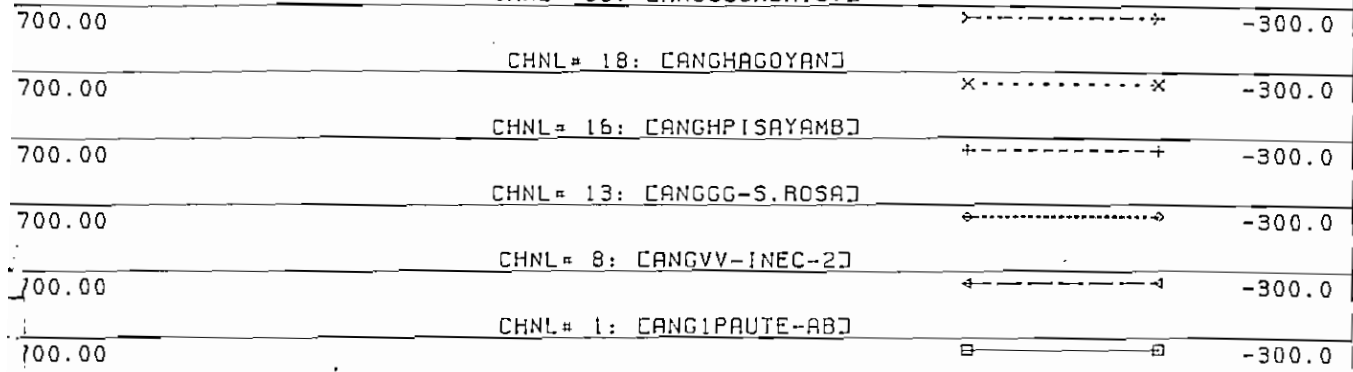
CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]

CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]

CHNL# 1: [ANG1PAUTE-AB]



TUE, JUL 15 1997 20:13  
 F L/T TOT-S.ROS 2C ANG JU

TIME (SECONDS)

Figura 5.42 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa y Apertura de los 2C, Julio

#### h) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Santa Rosa - Santo Domingo

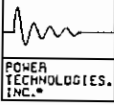
Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo, cuando transmite 0.6 MW hacia la S/E Santa Rosa y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.36 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.43. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 105.2 % en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, por la pérdida considerable de reactivos del circuito que se abre como producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.44. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 3.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.45. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

#### i) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Agoyán - Totoras

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Agoyán - Totoras, con 75 MW y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.13 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 2.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.46. Con respecto a los voltajes seleccionados para el análisis, se observa que los voltajes tienen la tendencia a caer a cero hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 105.2% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor muy cercano al inicial, ya que el aporte de reactivos de este circuito es pequeño, como se puede observar en la figura 5.47. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 3.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.48. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

#### j) Falla Trifásica en el Circuito de la Línea Latacunga - Vicentina

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997, al presentarse una falla en el circuito de la línea Latacunga - Vicentina, cuando trasmite 67.5 MW hacia la zona Norte del País y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.04 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 2.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo



FILE: GOPO

TUE, JUL 15 1997 20:15  
 F L/T SRO-SDO 1C FREC JUL

62.000	CHNL= 78: 60*(1+CFRO-TOTO-230J)	+-----+	58.000
62.000	CHNL= 75: 60*(1+CFRO-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL= 67: 60*(1+CFRO-PASCUALEJ)	←-----→	58.000
62.000	CHNL= 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALTJ)	□-----□	58.000

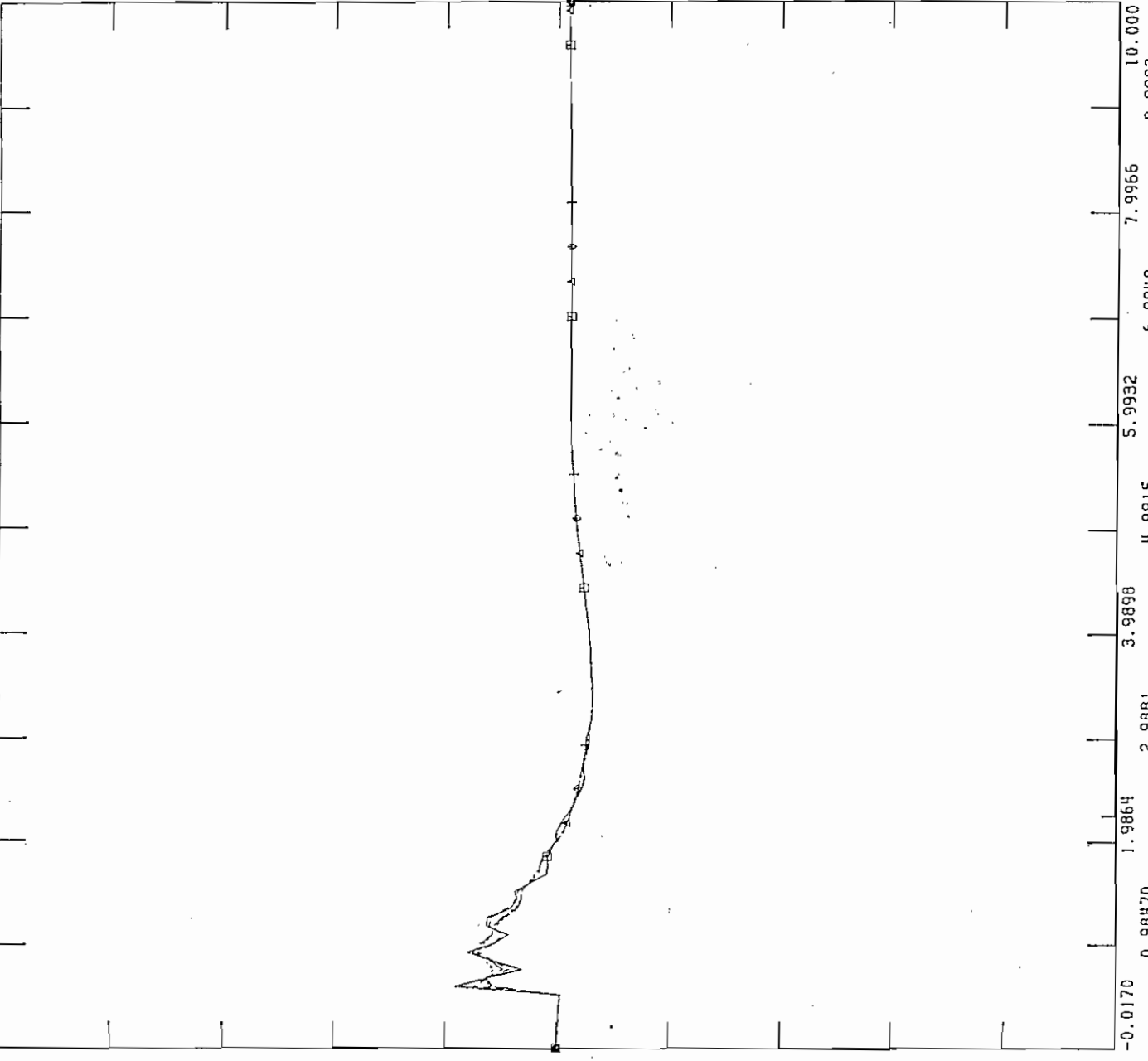
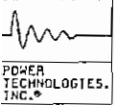
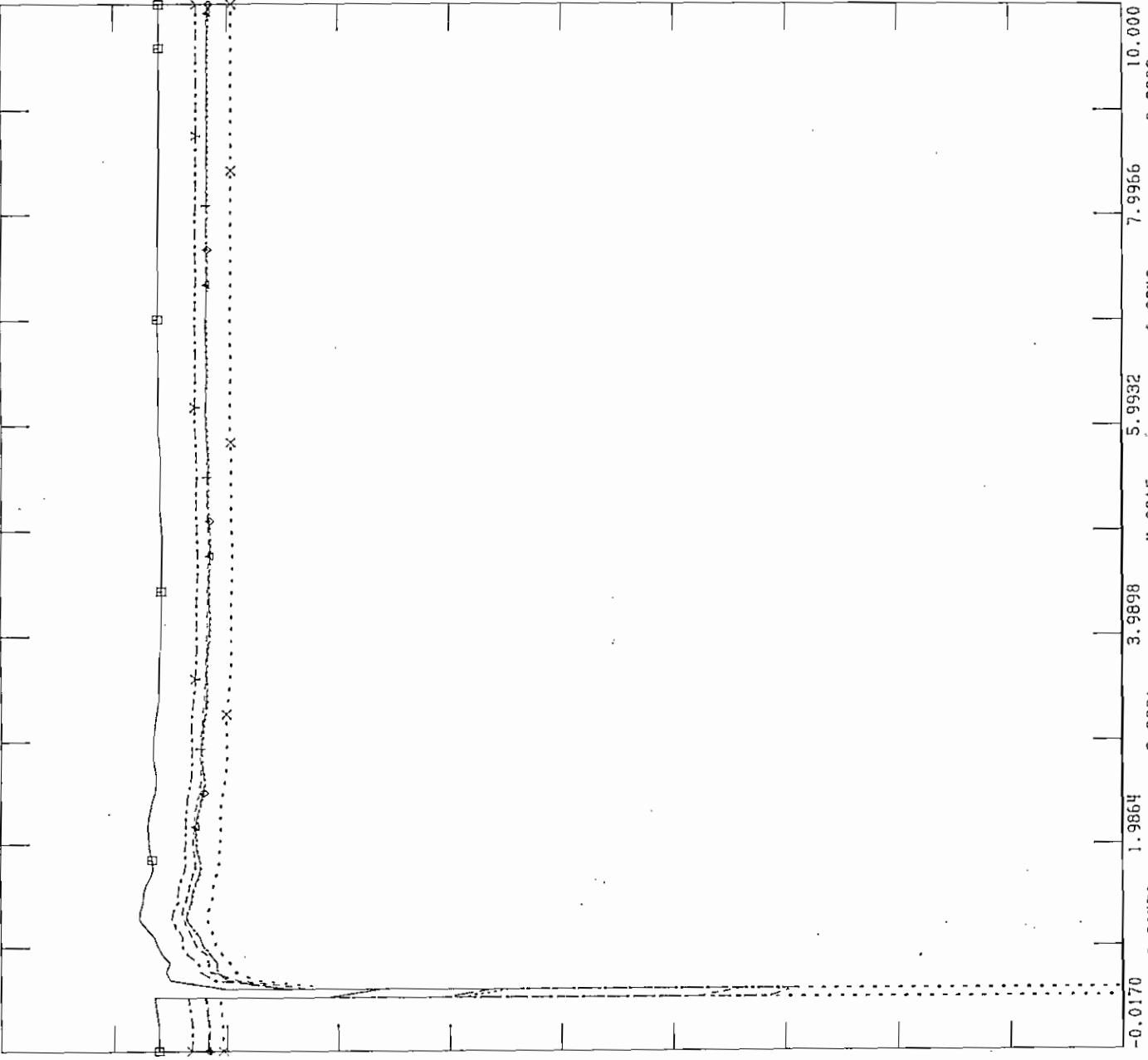


Figura 5.43 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Sta Rosa-Sto Domingo, Julio



FILE: GOP0  
 CHNL# 89: [V-TOTO-230]

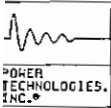
1.2000	CHNL# 89: [V-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]	×-----×	0.0
1.2000	CHNL# 86: [V-QUEVEDO]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: [V-PASCUALE]	◇-----◇	0.0
1.2000	CHNL# 84: [V-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: [V-PAUTE]	▣-----▣	0.0



TUE, JUL 15 1997 20:18  
 F L/T SRO-SDO 1C VOLT JUL

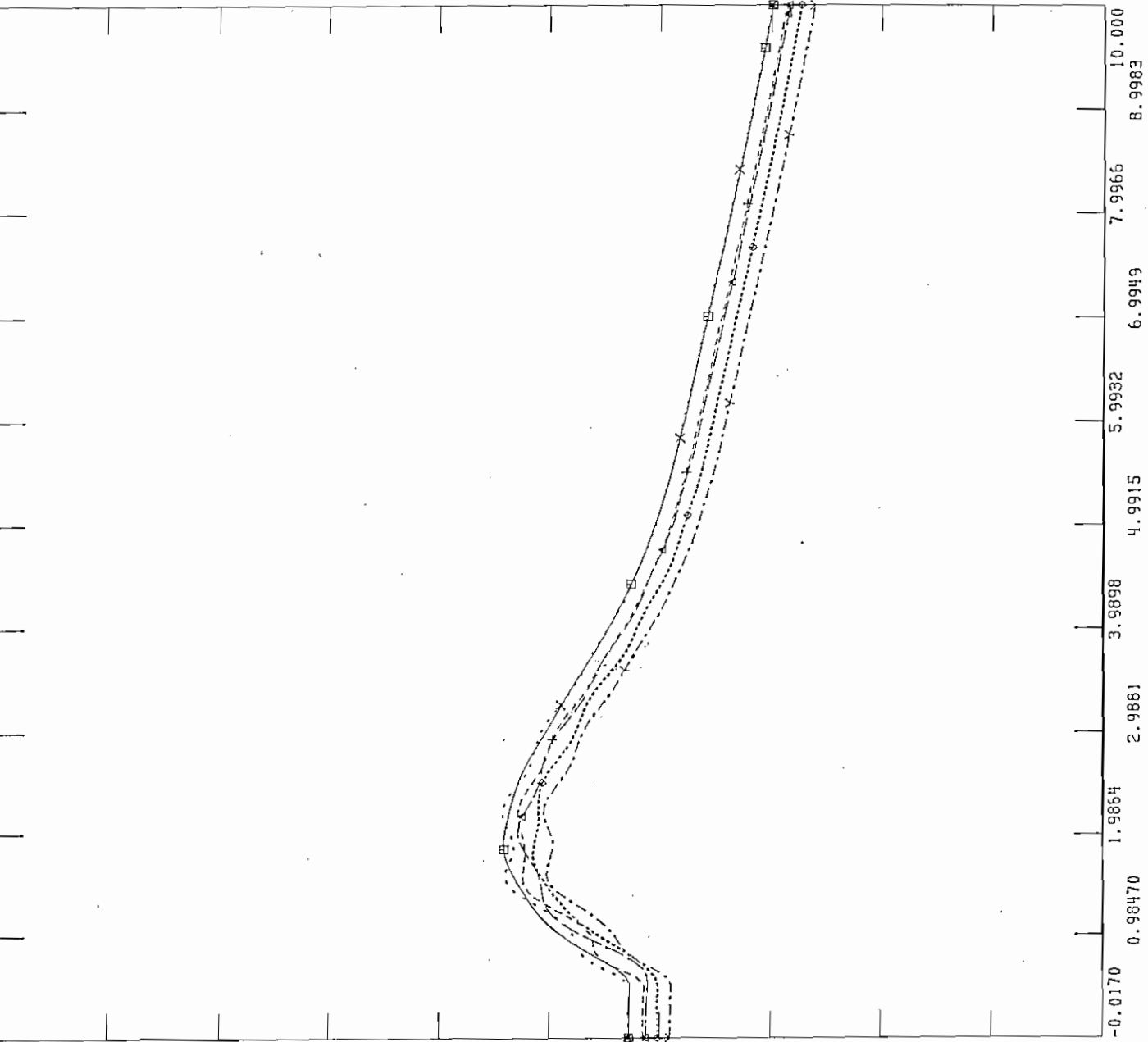
Figura 5.44 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Sta Rosa-Sto Domingo, Julio





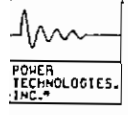
FILE: GOP0  
CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]

450.00	CHNL# 18: CANGHAGOYAN]	→ - - - - - →	-300.0
450.00	CHNL# 16: CANGHPISAYAMB]	x - - - - - x	-300.0
450.00	CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA]	+ - - - - +	-300.0
450.00	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2]	◊ - - - - ◊	-300.0
450.00	CHNL# 1: CANG1PAUTE-AB]	← - - - - →	-300.0
450.00		◻ - - - - ◻	-300.0



TUE. JUL 15 1997 20:20  
F L/T SRO-SDO 1C ANG JUL

Figura 5.45 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Sta Rosa-Sto Domingo, Julio



FILE: GOP0

MED, JUL 16 1997 08:23  
 F L/T AGOY-TOT 1C FREC JU

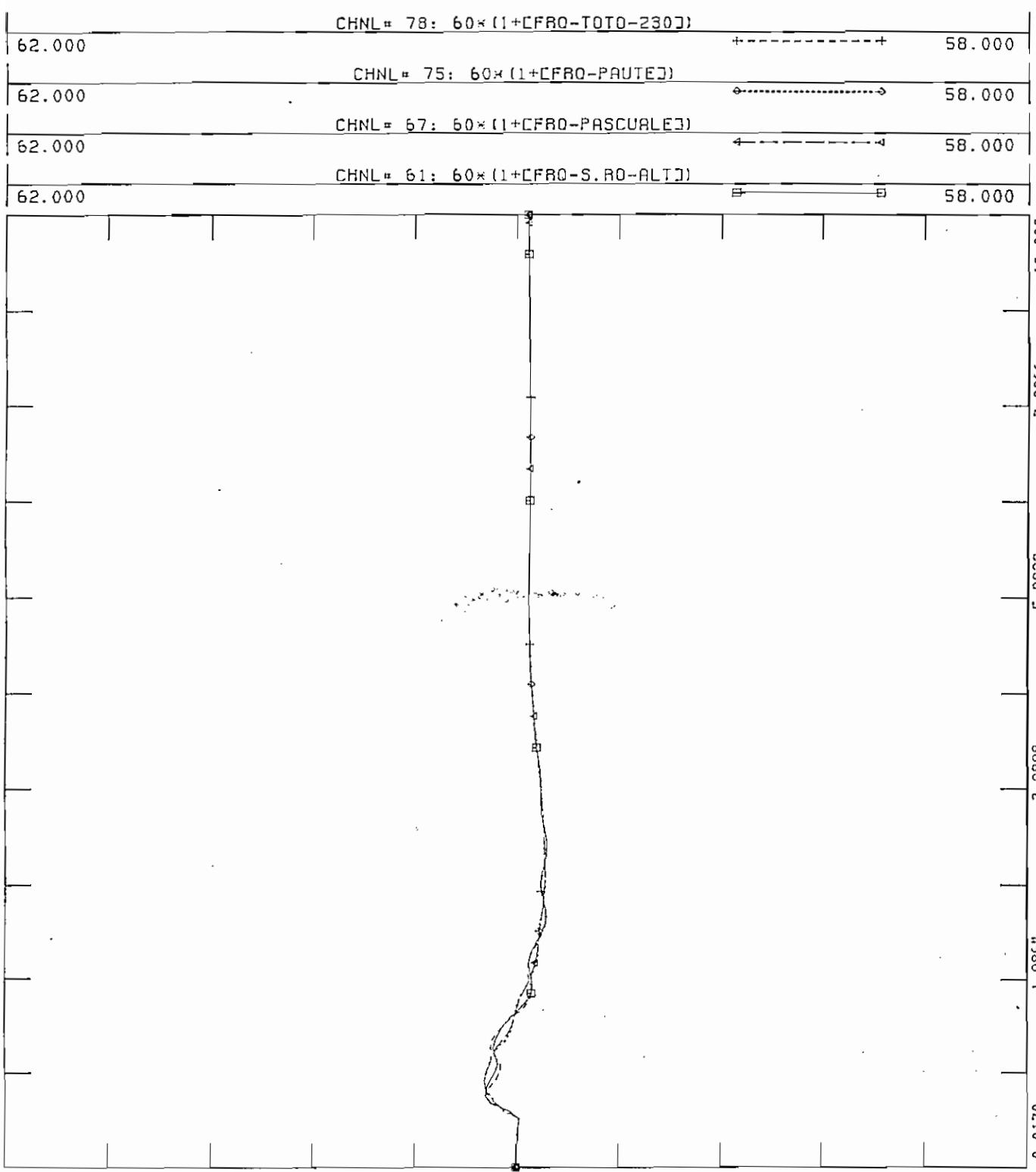
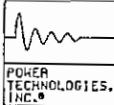
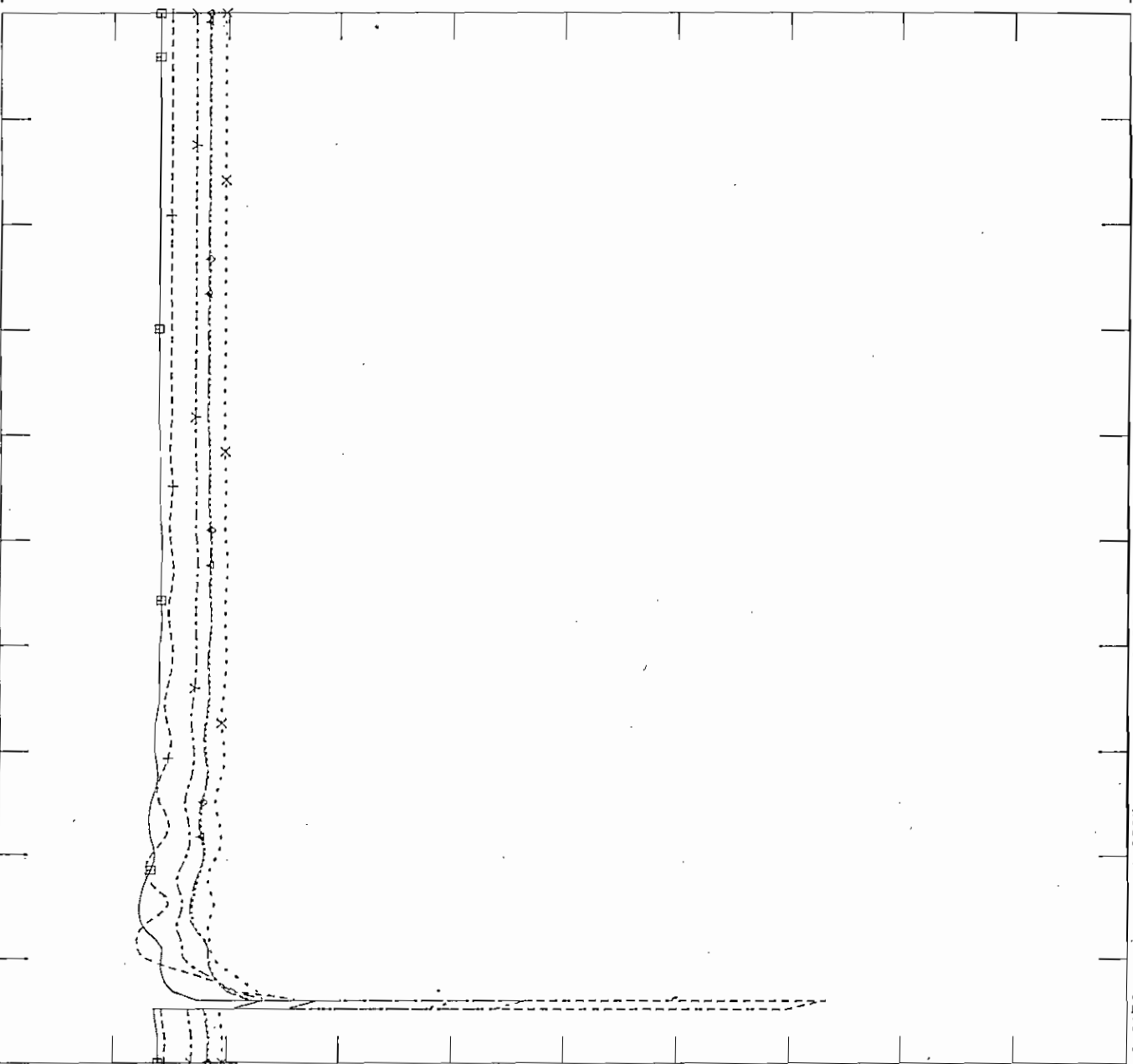


Figura 5.46 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Agoyán-Totoras, Julio



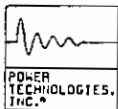
FILE: GOP0  
 CHNL# 89: CV-TOTO-230]

1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.R0-ALT]	X-----X	0.0
1.2000	CHNL# 101: CV-AMBAT-BA]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALES]	◇-----◇	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTED]	▣-----▣	0.0



WED, JUL 16 1997 08:54  
 F L/T AGOY-TOT 1C VOLT JU

Figura 5.47 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Agoyán-Totoras, Julio



FILE: GOPO  
CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

600.00 -300.0

CHNL# 18: CANGHAGOYANJ

600.00 -300.0

CHNL# 16: CANGHPISAYAMBJ

600.00 -300.0

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ

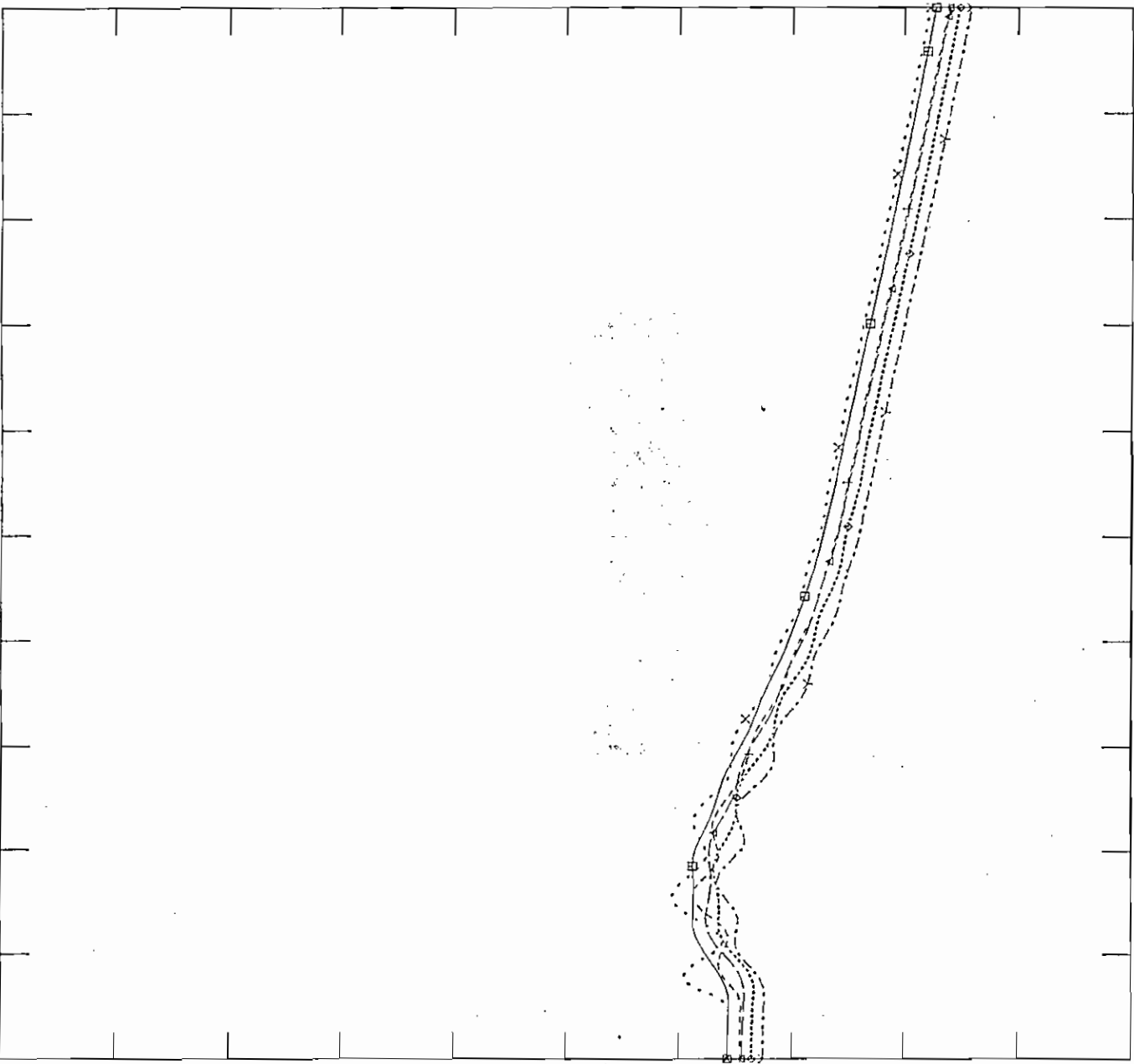
600.00 -300.0

CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J

600.00 -300.0

CHNL# 1: CANGIPAUTE-ABJ

600.00 -300.0



MED, JUL 16 1997 09:01  
F L/T AGOY-TOT 1C ANG JUL

Figura 5.48 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Agoyán-Totoras, Julio

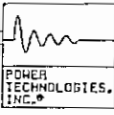
que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.49. Con respecto a los voltajes seleccionados para el análisis, se observa que los voltajes tienen la tendencia a caer a cero hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 104.5% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida considerable de reactivos de la línea que se abre por la falla, como se puede observar en la figura 5.50. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 3.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.51. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

k) Falla en 1 Circuito de la Línea Machala - Milagro

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Machala - Milagro, cuando transmite 37.8 MW hacia Machala y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.03 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.52. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que los voltajes tienen la tendencia a caer a cero hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 104% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor muy cercano al inicial, debido a que el aporte de reactivos del circuito que se abre por la falla es pequeño como se puede observar en la figura 5.53. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 1.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.54. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

l) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Esmeraldas - Santo Domingo

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Esmeraldas - Santo Domingo, cuando transmite 20 MW hacia Esmeraldas y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.02 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.55. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que los voltajes tienen la tendencia a caer a cero hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 104% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor igual al inicial, debido a que el aporte de reactivos del circuito que se abre por la falla es muy pequeño, como se puede observar en la figura 5.56. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en



FILE: GOP0

WED, JUL 16 1997 09:03  
 F L/T LAT-VIC FREC JUL

62.000	CHNL# 78: $60 \times (1 + \text{CFRO-TOTO-230})$	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: $60 \times (1 + \text{CFRO-PAUTE})$	o-----o	58.000
62.000	CHNL# 67: $60 \times (1 + \text{CFRO-PASCUALE})$	^-----^	58.000
62.000	CHNL# 61: $60 \times (1 + \text{CFRO-S.RO-ALT})$	□-----□	58.000

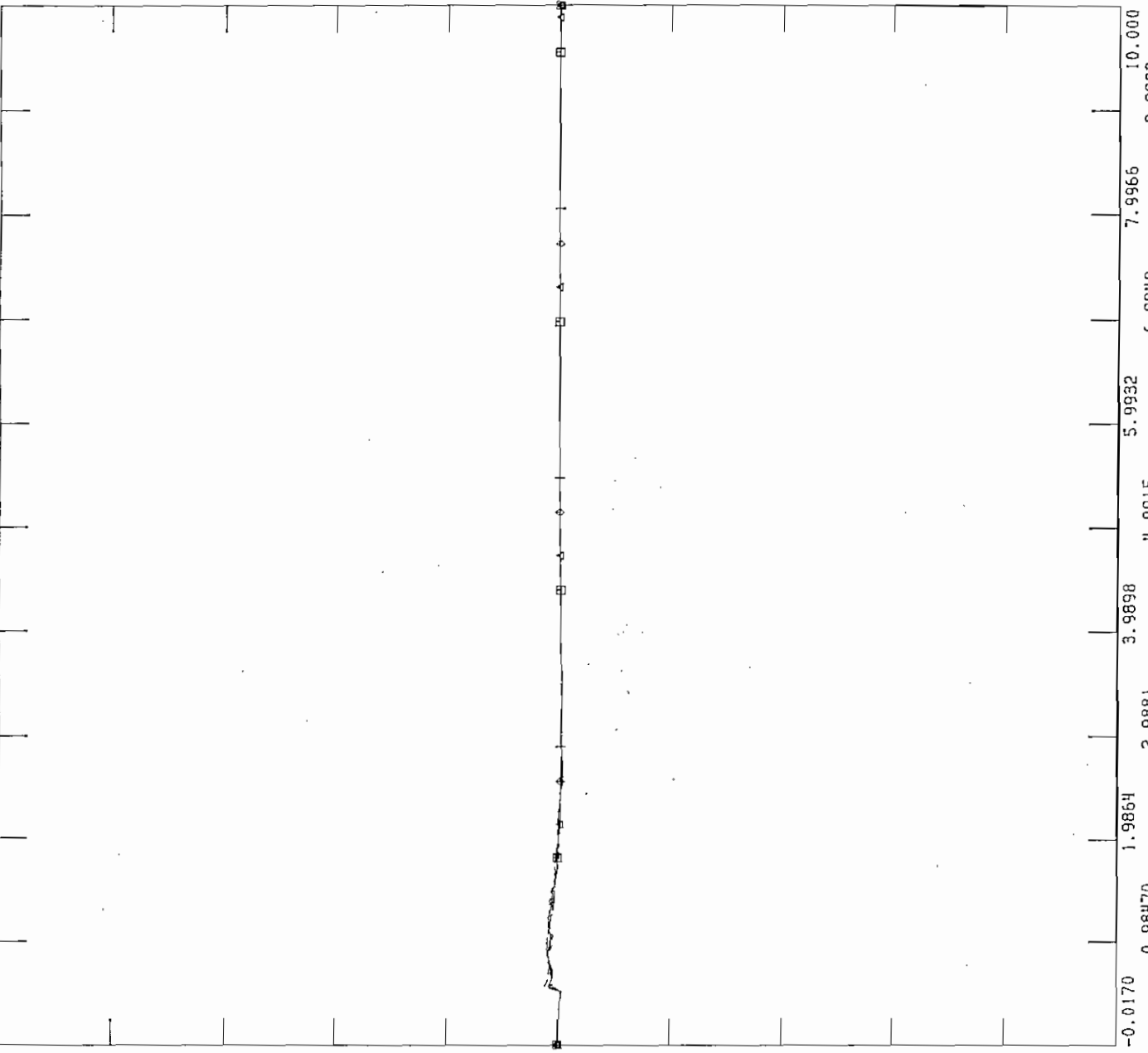
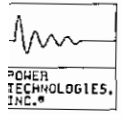
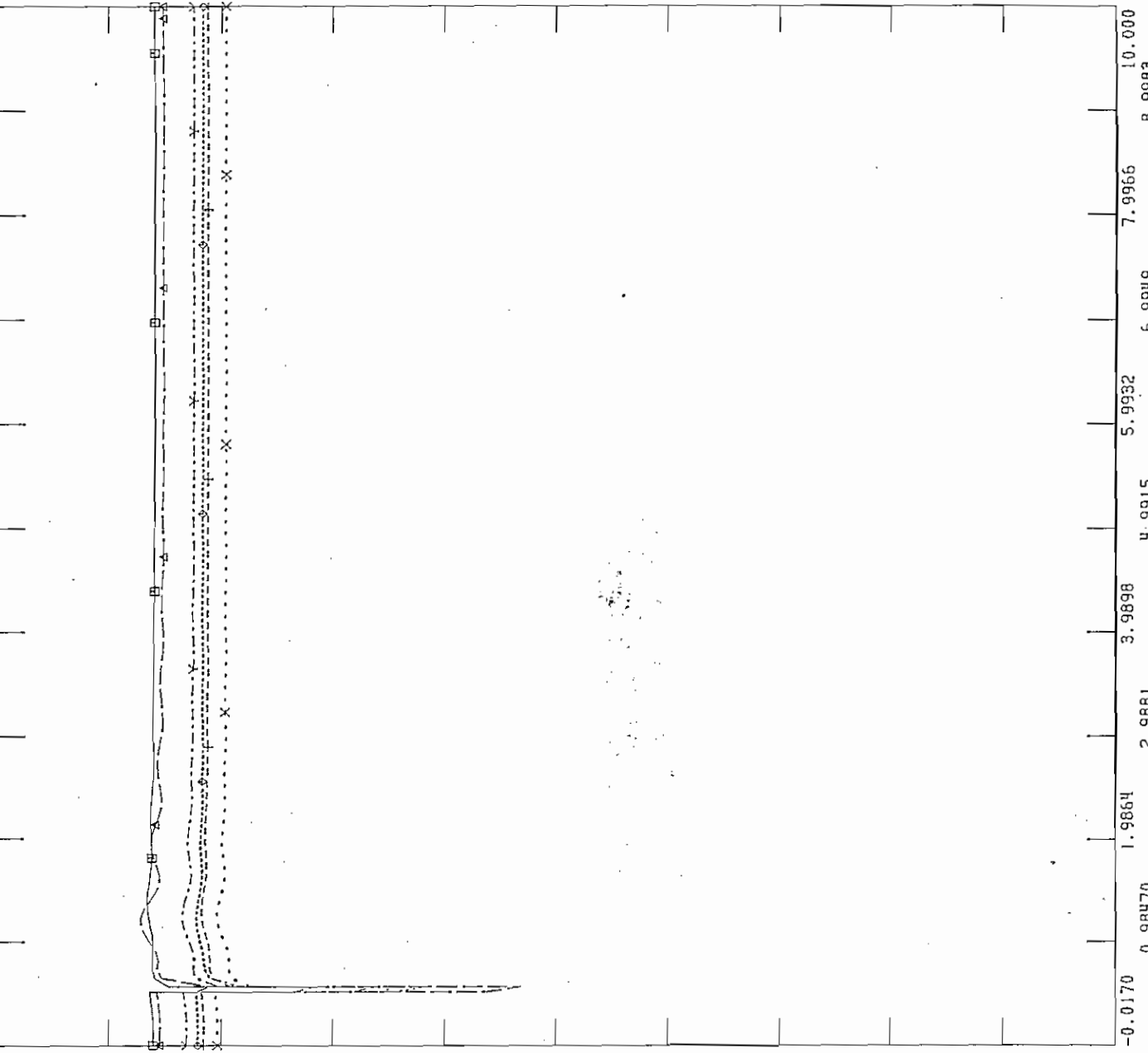


Figura 5.49 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Latacunga-Vicentina, Julio



FILE: GOPO  
 CHNL# 89: CV-TOTO-2303

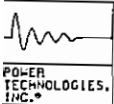
1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-2303	→ ···········→	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTO	× ···········×	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDOS	+ ···········+	0.0
1.2000	CHNL# 99: CV-VICEN-BAJ	◊ ···········◊	0.0
1.2000	CHNL# 101: CV-AMBAT-BAJ	← ···········△	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTED	▣ ···········▣	0.0



WED. JUL 16 1997 09:25  
 F L/T LAT-VIC VOLT JUL

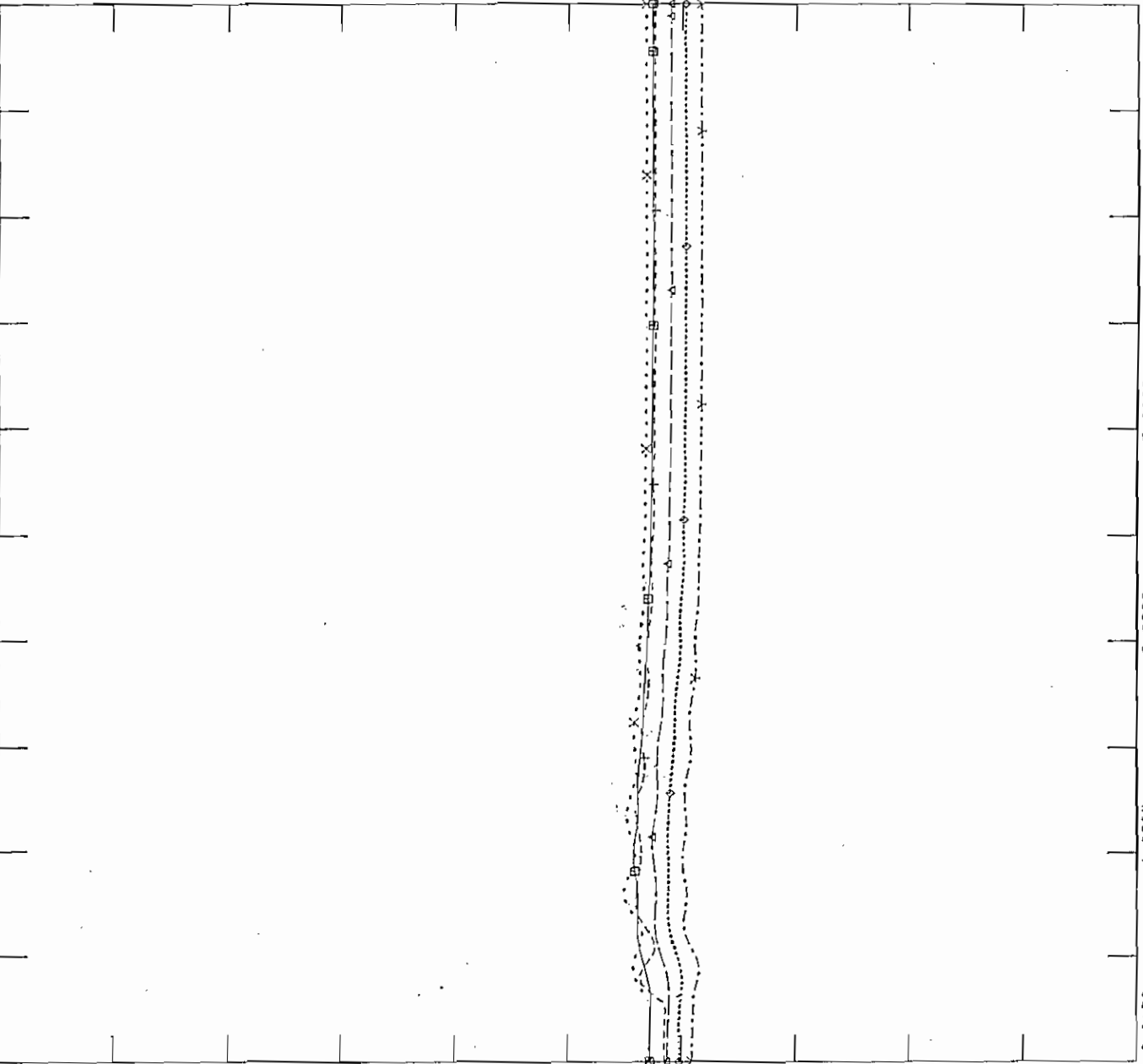
TIME (SECONDS)

Figura 5.50 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Latacunga-Vicentina, Julio



FILE: GOPO

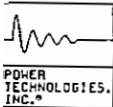
450.00	CHNL # 33: CANGCCUMBA13.J	→-----→	-300.0
450.00	CHNL # 18: CANGHAGOYAN	x-----x	-300.0
450.00	CHNL # 16: CANGHPISAYAMB	+-----+	-300.0
450.00	CHNL # 13: CANGGG-S.ROSA	◊-----◊	-300.0
450.00	CHNL # 8: CANGVV--INEC-2	↑-----↑	-300.0
450.00	CHNL # 1: CANGIPAUTE-AB	□-----□	-300.0



WED, JUL 16 1997 09:27  
F L/T LAT-VIC ANG JUL

Figura 5.51 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Latacunga-Vicentina, Julio





FILE: GOP0

WED, JUL 16 1997 09:31  
F L/T MAC-MIL 1C FREC JUL

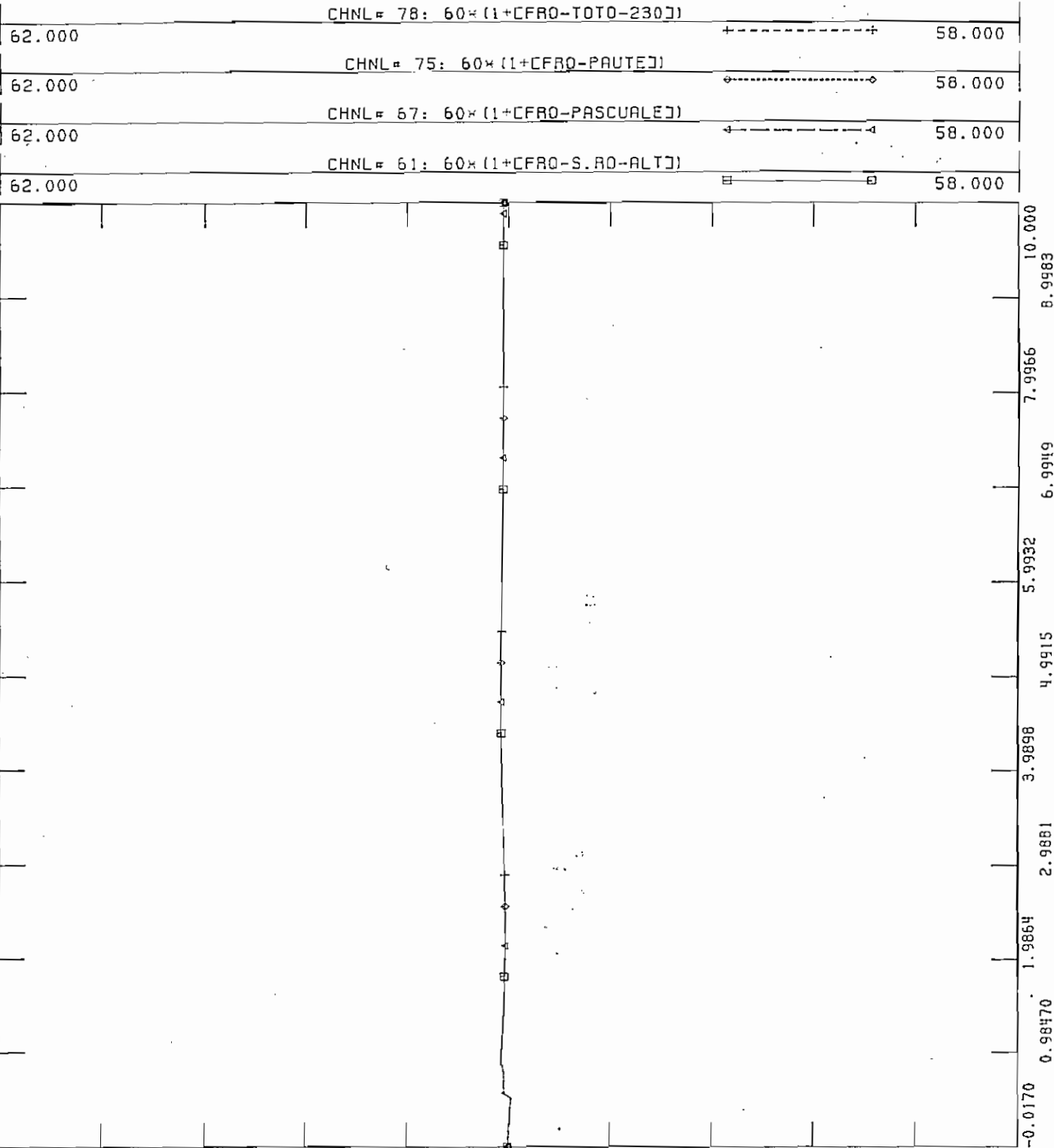
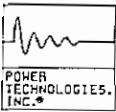


Figura 5.52 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Machala-Milagro, Julio



FLUJO DE POTENCIA DEL SNT \*\*1997 JULIO\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG

FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230

1.2000 0.0

CHNL# 88: CV-S.RO-ALTO

1.2000 0.0

CHNL# 86: CV-QUEVEOOD

1.2000 0.0

CHNL# 85: CV-PASCUALEJ

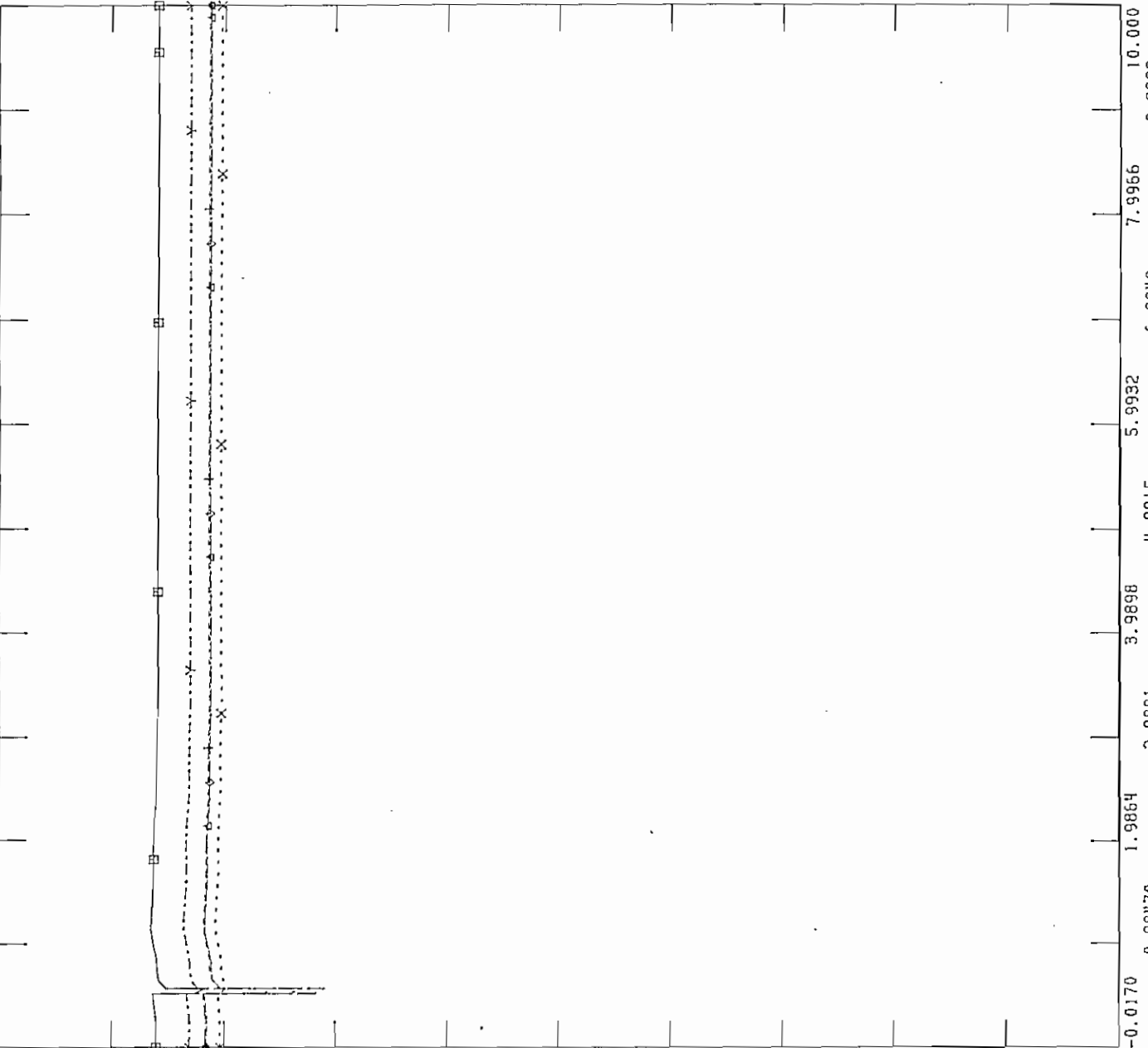
1.2000 0.0

CHNL# 84: CV-MILAGROJ

1.2000 0.0

CHNL# 83: CV-PAUTEJ

1.2000 0.0



WED, JUL 16 1997 09:34  
F L/T MAC-MIL 1C VOLT JUL

TIME (SECONDS)

Figura 5.53 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Machala-Milagro, Julio



FILE: GOPO  
 CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

450.00	CHNL# 18: CANGHAGOYAN	-300.0
450.00	CHNL# 16: CANGHPISAYAMB	-300.0
450.00	CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA	-300.0
450.00	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2	-300.0
450.00	CHNL# 1: CANGIPAUTE-AB	-300.0

WED, JUL 16 1997 09:37  
 F L/T MAC-MIL 1C ANG JUL

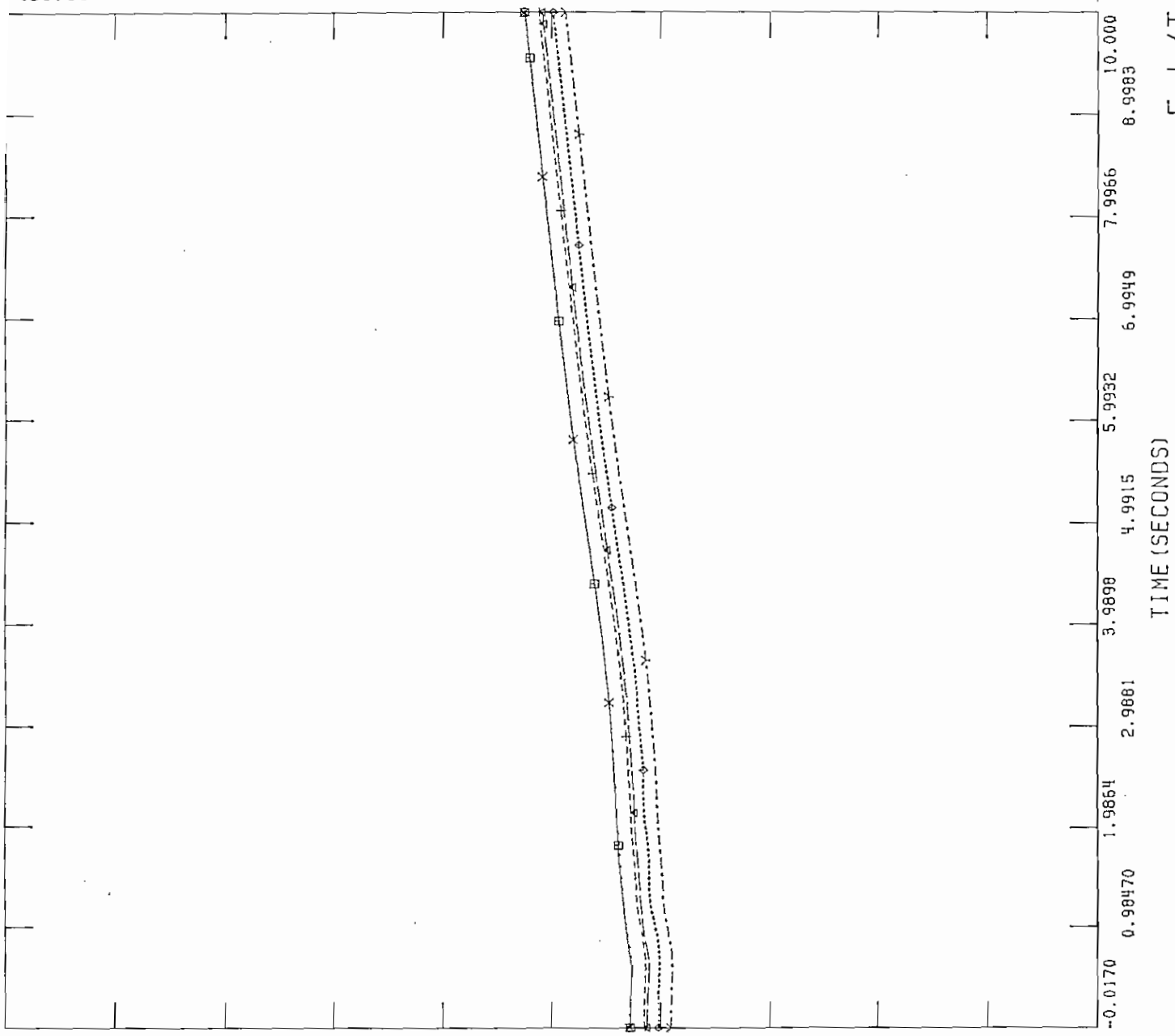
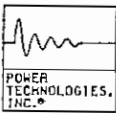
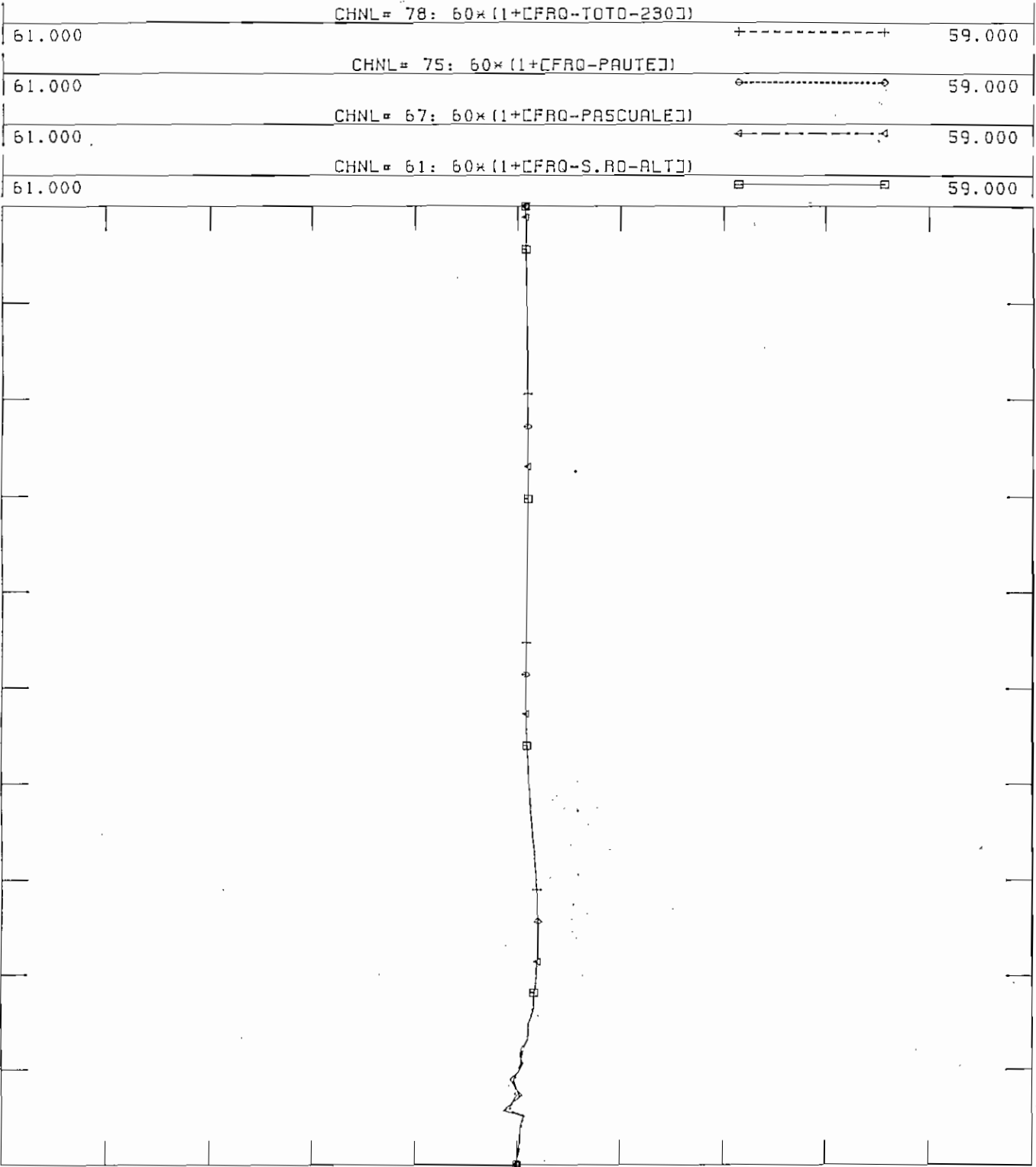


Figura 5.54 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Machala-Milagro, Julio



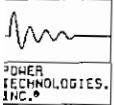
FILE: GOP0

WED, JUL 16 1997 09:56  
F L/T ESM-SDO 1C FREC JUL



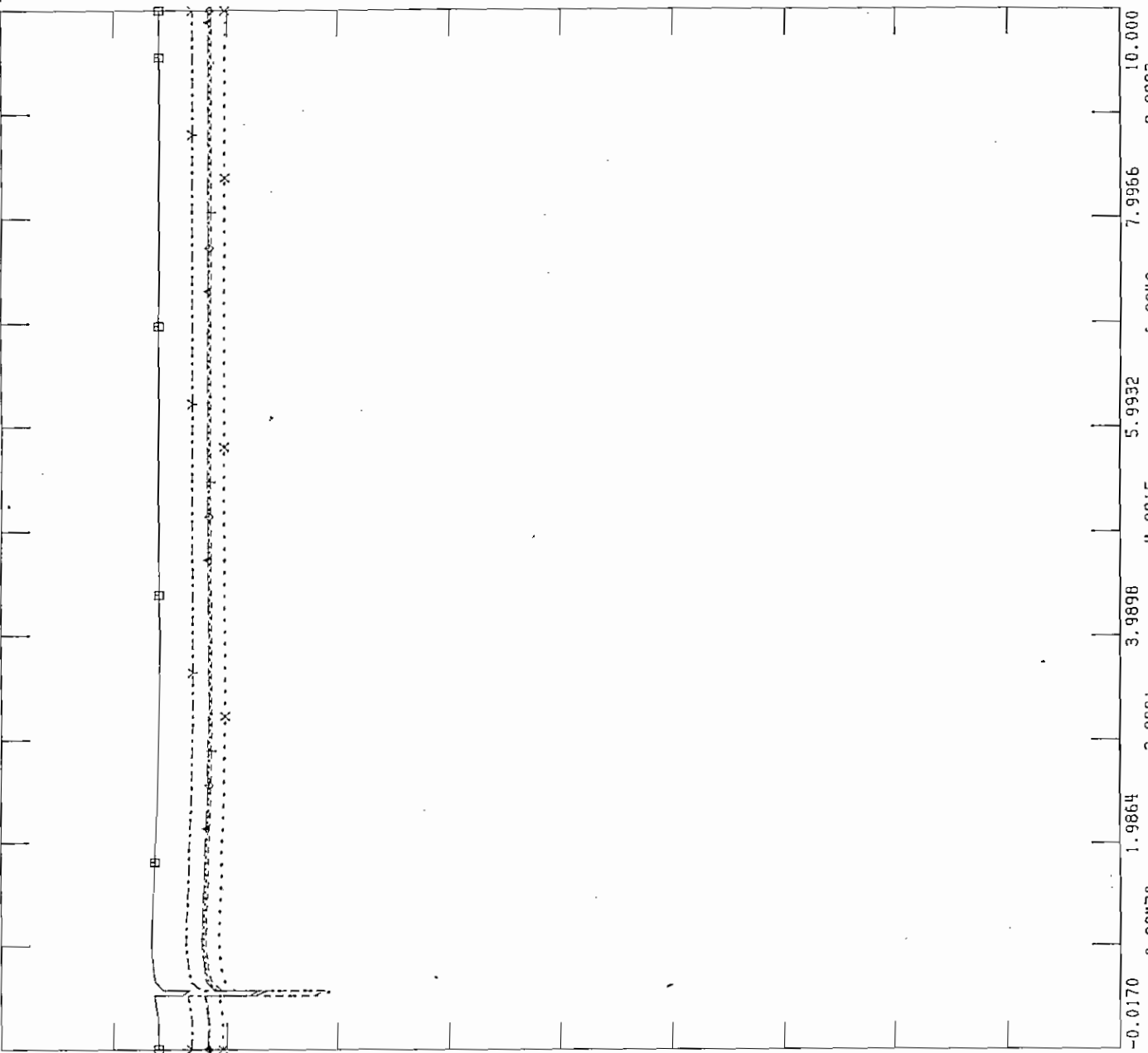
10.000  
8.9883  
7.9866  
6.9849  
5.9832  
4.9815  
3.9898  
2.9881  
1.9864  
0.98470  
-0.0170  
TIME (SECONDS)

Figura 5.55 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Esmeraldas-Santo Domingo, Julio



FILE: GOPO

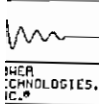
1.2000	CHNL# 89: [V-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]	x-----x	0.0
1.2000	CHNL# 86: [V-QUEVE00]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: [V-PASCUALE]	o-----o	0.0
1.2000	CHNL# 84: [V-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: [V-PAUTE]	□-----□	0.0



WED, JUL 16 1997 09:59  
 F L/T ESM-SDO 1C VOLT JUL

TIME (SECONDS)

Figura 5.56 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Esmeraldas-Santo Domingo, Julio



FILE: GOPO

CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

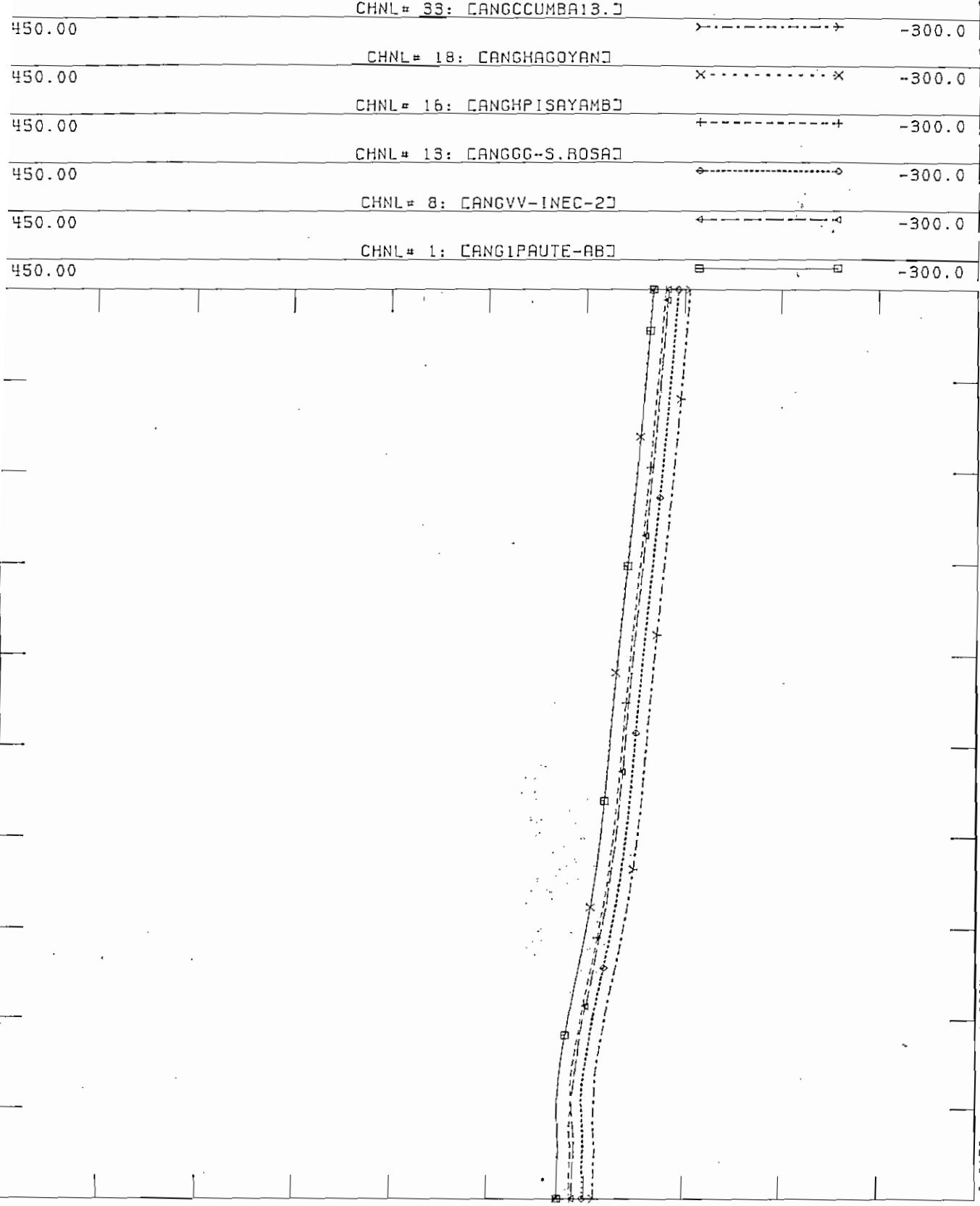
CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]

CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]

CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]



WED, JUL 16 1997 10:02  
 F L/T ESM-SDO 1C ANG JUL

TIME (SECONDS)

Figura 5.57 Angulos de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Esmeraldas-Santo Domingo, Julio

los 1.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.57. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

En la tabla 5.4 se muestra un resumen de resultados obtenidos en fallas trifásicas en líneas de transmisión en demanda máxima de julio de 1997.

Tabla 5.4 Resumen de Resultados de Falla en líneas de Transmisión Julio 1997

Línea	Flujo	fmax	tatenuc	Vmax	test
	MW	Hz	s	%	s
Paute-Milagro 1C	169.0	60.61	2.0	112.0	5.5
Paute-Milagro 2C	338.0	60.81	4.5	112.0	5.5
Milagro-Pascuales 1C	82.1	60.40	1.5	108.0	4.5
Paute-Pascuales 1C	141.0	60.61	2.5	112.0	6.5
Paute-Totoras	107.0	60.61	1.5	112.2	6.5
Totoras-Santa Rosa 1C	122.0	60.27	1.5	105.2	4.5
Totoras-Santa Rosa 2C	244.0	60.54	3.5	107.2	5.5
Santa Rosa-Santo Domingo 1C	0.6	60.36	1.5	105.2	3.5
Agoyan-Totoras 1C	75.0	60.13	2.5	105.2	3.5
Latacunga-Vicentina	67.5	60.04	2.5	104.5	3.5
Machala-Milagro 1C	37.8	60.03	1.5	104.0	1.5
Esmeraldas-Santo Domingo 1C	20.0	60.02	1.5	104.0	1.5

fmax=Frecuencia Máxima

tatenuc=Tiempo de Atenuación de Frecuencia

Vmax= Voltaje Máximo

### 5.7.3 Falla Trifásica en Transformadores

#### a) Falla Trifásica en el Transformador de Pascuales 230/138 kV

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, una falla trifásica y la subsecuente apertura del transformador de Pascuales 230/138 kV, cuando trasmite al área de Guayaquil 216 MW, ocasiona que el sistema se separe en dos zonas, norte y sur. Como resultado de esta falla en la zona norte del sistema se presenta una sobre frecuencia de 62.29 Hz que luego de 10 segundos de simulación llega al valor de 61.7 Hz, que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación. Esta sobre frecuencia se presenta porque para la zona norte del país la apertura del transformador equivale a perder carga en la magnitud de 216 MW, lo que implica exceso de generación, como se puede observar en la figura 5.58. En la zona sur inicialmente la frecuencia sube hasta los 60.57 Hz durante de la falla, luego de despejada la falla la frecuencia baja hasta los 57.99 Hz, ocasionando la operación de siete pasos de baja frecuencia en esta zona. La carga desconectada en esta zona es de 495.8 MW que corresponde a la carga desconectada en Emelec, Emepe y Emelgur en el séptimo paso de baja frecuencia, que es mucho mayor que la entrega del SNI a esta zona antes de la falla.

Por lo tanto en la zona sur también se produce un exceso de generación que hace que la frecuencia sea de 61.35 Hz al final del tiempo de simulación, que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, como se puede observar en la figura 5.58. Los voltajes seleccionados para el análisis oscilan de diferente forma dependiendo de la zona; los picos máximos en la primera oscilación alcanzan el 111% en la zona norte y el 114 % en la zona sur, para luego estabilizarse en valores más altos que al inicio, 105.2% en la zona norte y 102.5% en la zona sur, estos incrementos se deben a que en la zona norte existe una redistribución del exceso de reactivos y en la zona sur por la cantidad de carga perdida. Los voltajes al final de la simulación se encuentran dentro de los límites operativos aceptables, como se observa en la figura 5.59. Los ángulos de los generadores como se visualiza en la figura 5.60, tanto en la zona norte como en la sur tienen el mismo comportamiento por zonas durante el tiempo de simulación, en la zona norte el ángulo crece desde el inicio porque la frecuencia sube, mientras que en la zona sur en un inicio disminuye hasta que se produce el seccionamiento de carga, para luego subir. Por lo analizado anteriormente se concluye que cada zona aislada es estable.

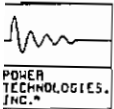
b) Falla Trifásica en el Transformador de Santa Rosa 230/138 kV

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, una falla trifásica y la subsecuente apertura del transformador de Santa Rosa 230/138 kV, que transmite al área de Quito 242 MW, produce dos situaciones en la frecuencia del sistema, en una zona la frecuencia se incrementa con fuertes oscilaciones, mientras que en otra la frecuencia cae críticamente a valores no permitidos, como se observa en la figura 5.61. Los voltajes en todo el sistema oscilan fuertemente causando serios problemas de estabilidad, como se visualiza en la figura 5.62. Los ángulos de los generadores se separan a pesar de que existe un solo sistema como se puede observar en la figura 5.63. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es inestable para esta contingencia.

c) Falla Trifásica en el Transformador de Santa Rosa 230/138 kV con apertura de L/T Ambato - Totoras

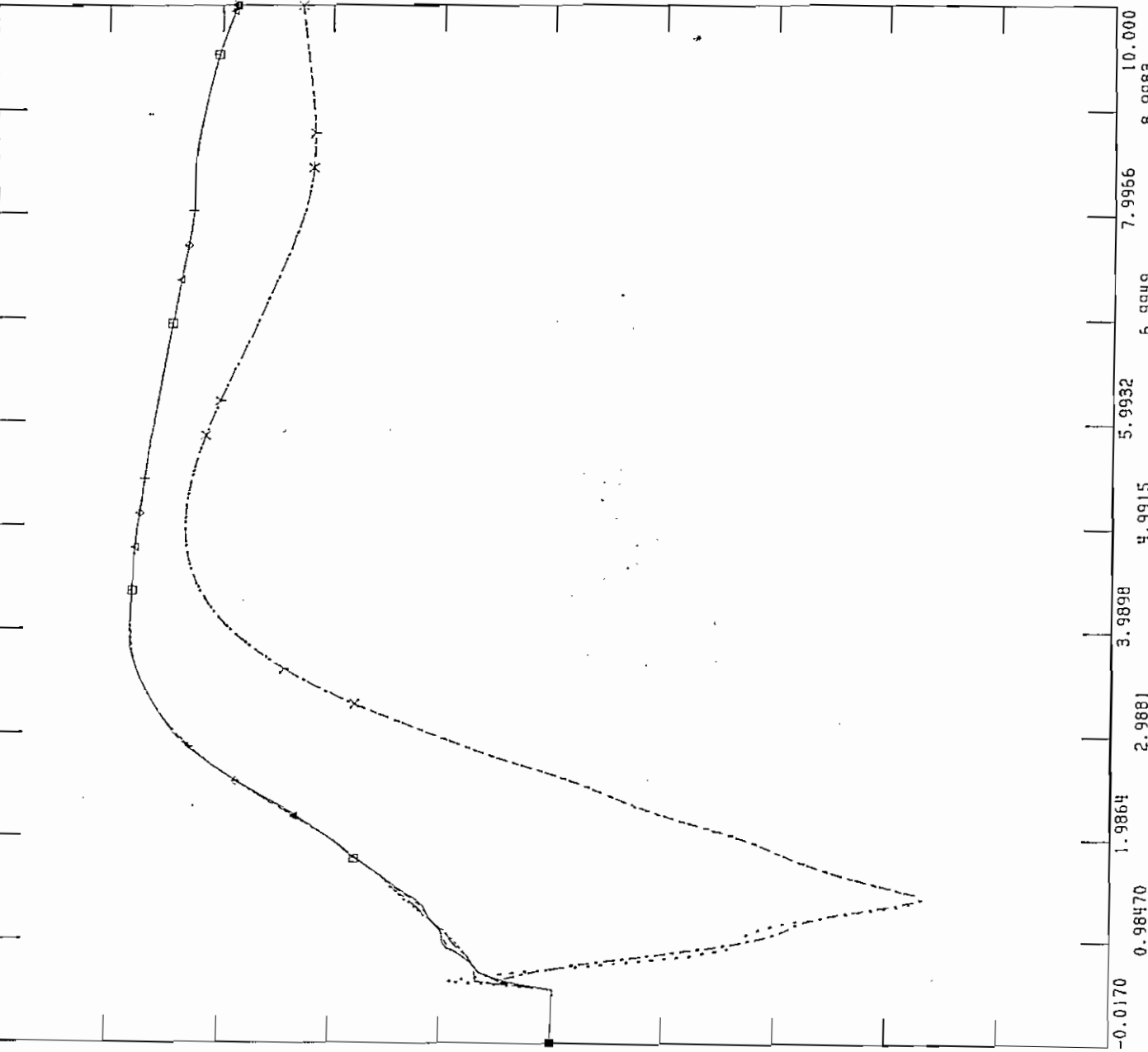
Como se analiza en el caso b) la falla del transformador de Santa Rosa es un caso inestable debido a que todo el flujo de 242 MW que esta pasando a través del transformador trata de llegar a la zona de Quito a través del transformador de Totoras y la L/T Totoras - Ambato, lo que ocasiona una sobre carga de los elementos antes mencionados. Como solución a este problema el momento de apertura del transformador de Santa Rosa se abre al mismo tiempo la L/T Totoras - Ambato, que trasmite a la zona de Quito 35.6 MW; al realizar esta consideración se separa al sistema en dos zonas. En la zona norte inicialmente la frecuencia sube hasta los 60.25 Hz, durante la falla, luego de despejada la falla la frecuencia baja hasta 57.46 Hz, ocasionando la operación de siete pasos de baja frecuencia. La carga desconectada en el séptimo paso de baja frecuencia en esta zona es de 240 MW, que corresponde a la carga desconectada en la EE. Quito S.A, EE. Cotopaxi, Emelnorte y a la EE. Ambato en la S/E Ambato, esta carga es menor a la entrega del SNI (277.6 MW) a esta zona, antes de la falla, por lo tanto en la zona norte existe un déficit de generación, por lo que la frecuencia se estabiliza en un valor de 58.4 Hz que no se encuentra dentro de los





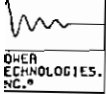
FILE: GOP0

63.000	CHNL# 70: 60*(1+CFRO-SALITRALJ)	→-----→	57.000
63.000	CHNL# 69: 60*(1+CFRO-PASCUALSJ)	x-----x	57.000
63.000	CHNL# 78: 60*(1+CFRO-TOTO-230J)	+-----+	57.000
63.000	CHNL# 75: 60*(1+CFRO-PAUTEJ)	◇-----◇	57.000
63.000	CHNL# 67: 60*(1+CFRO-PASCUALEJ)	←-----←	57.000
63.000	CHNL# 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALTJ)	□-----□	57.000



MED, JUL 23 1997 13:35  
 F TRAF0 PASC FREQ JUL

Figura 5.58 Frecuencia en Falla del Transformador de Pascuales, Julio



FILE: GOPO

CHNL# 95: CV-POSORJA9J

CHNL# 93: CV-SALITRALJ

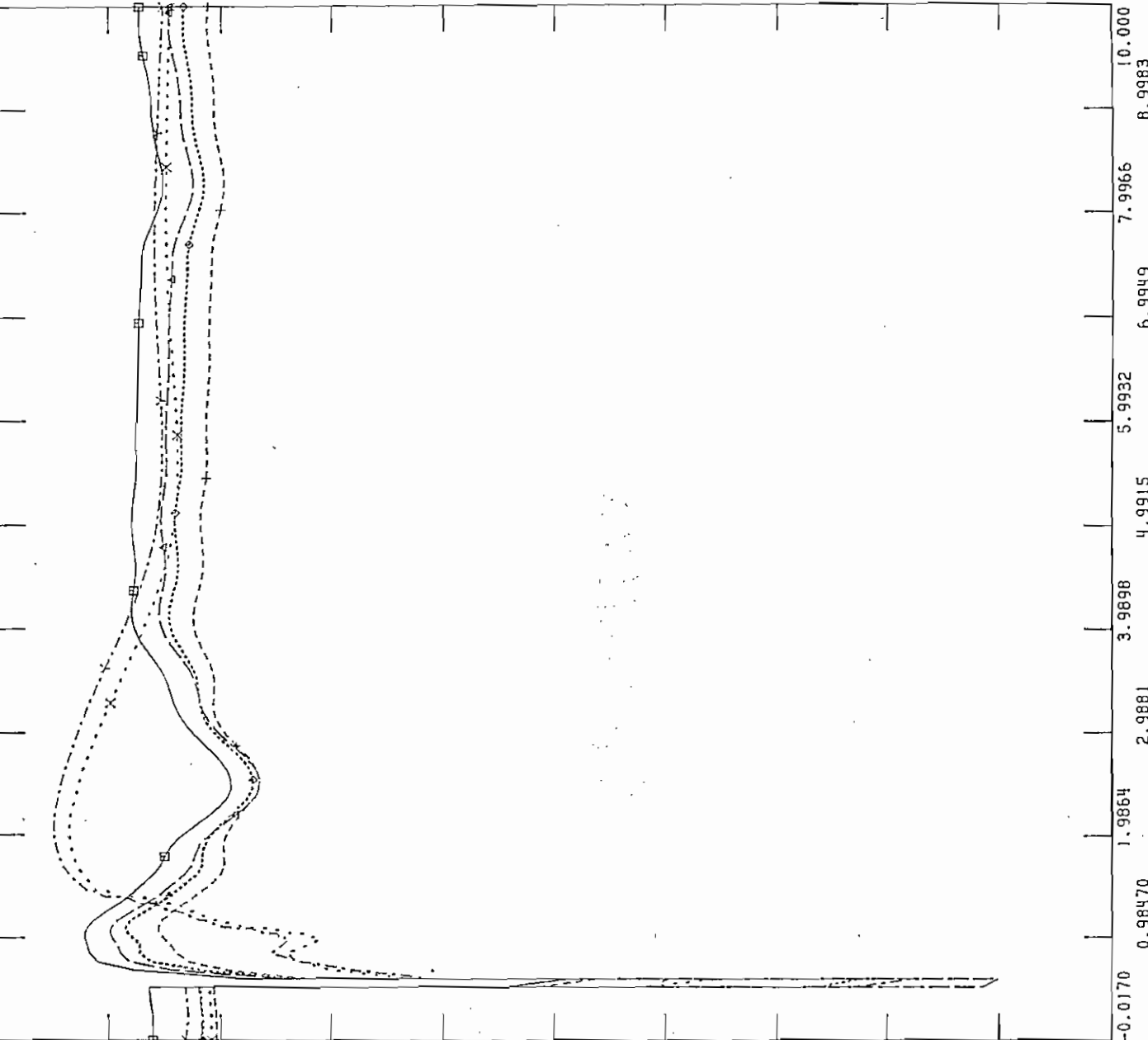
CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ

CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ

CHNL# 84: CV-MILAGROJ

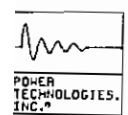
CHNL# 83: CV-PAUTEJ

1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0



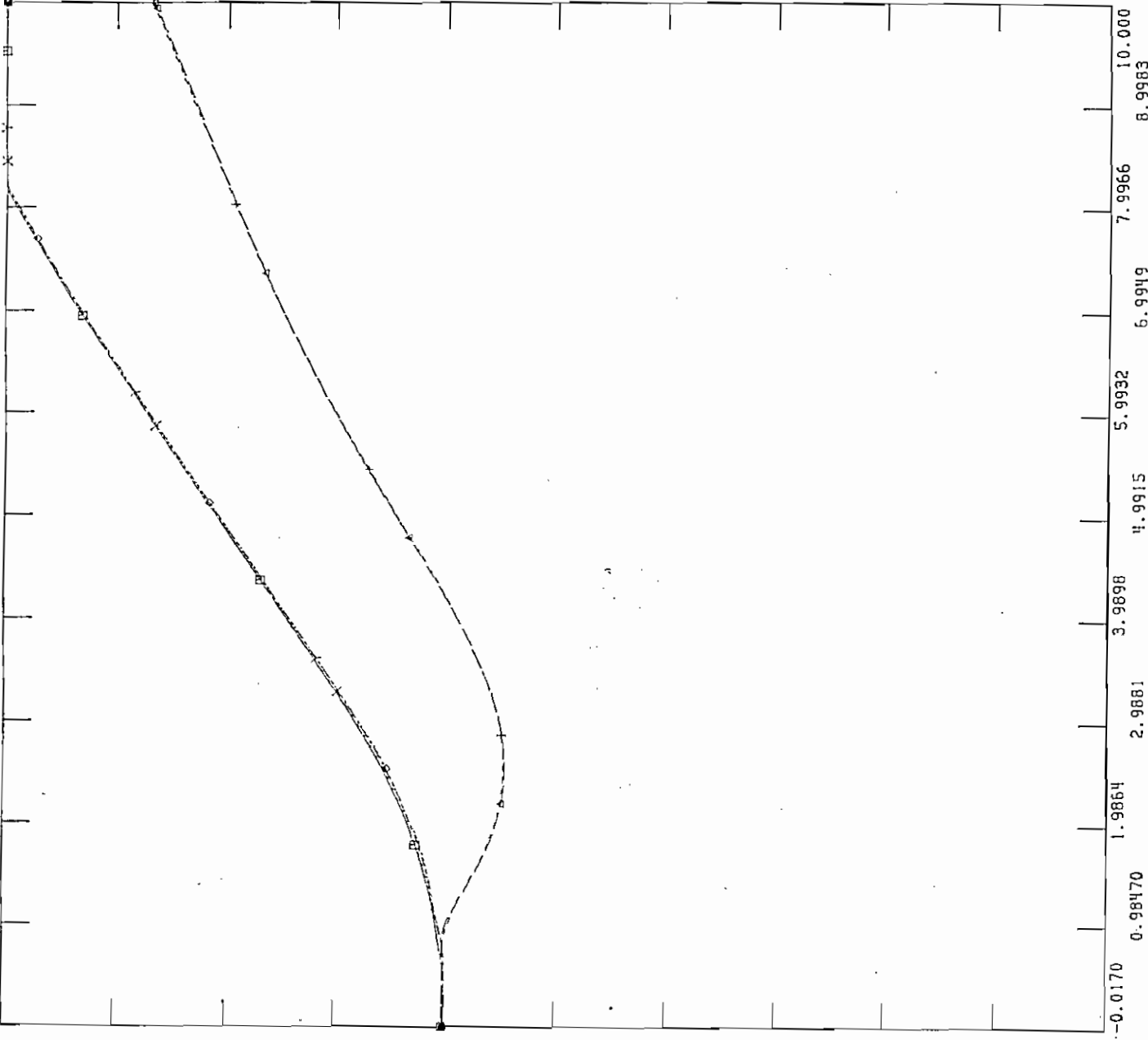
WED, JUL 23 1997 13:38  
 F TRAF0 PASC VOLT JUL

Figura 5.59 Voltajes en Falla del Transformador de Pascuales, Julio



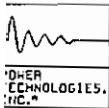
FILE: GOPO  
CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]

- 5000.0 CHNL# 18: CANGHAGOYAN] -7500.
- 5000.0 CHNL# 54: CANGIG-ALTI-1] -7500.
- 5000.0 CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA] -7500.
- 5000.0 CHNL# 8: CANGVV-INEC-2] -7500.
- 5000.0 CHNL# 1: CANG1PAUTE-AB] -7500.



WED, JUL 23 1997 13:40  
F TRAF0 PASC ANG JUL

Figura 5.59 Voltajes en Falla del Transformador de Pascuales, Julio



FILE: GOPO

WED, JUL 23 1997 13:58  
F TRAF0 SROS.FREC JUL

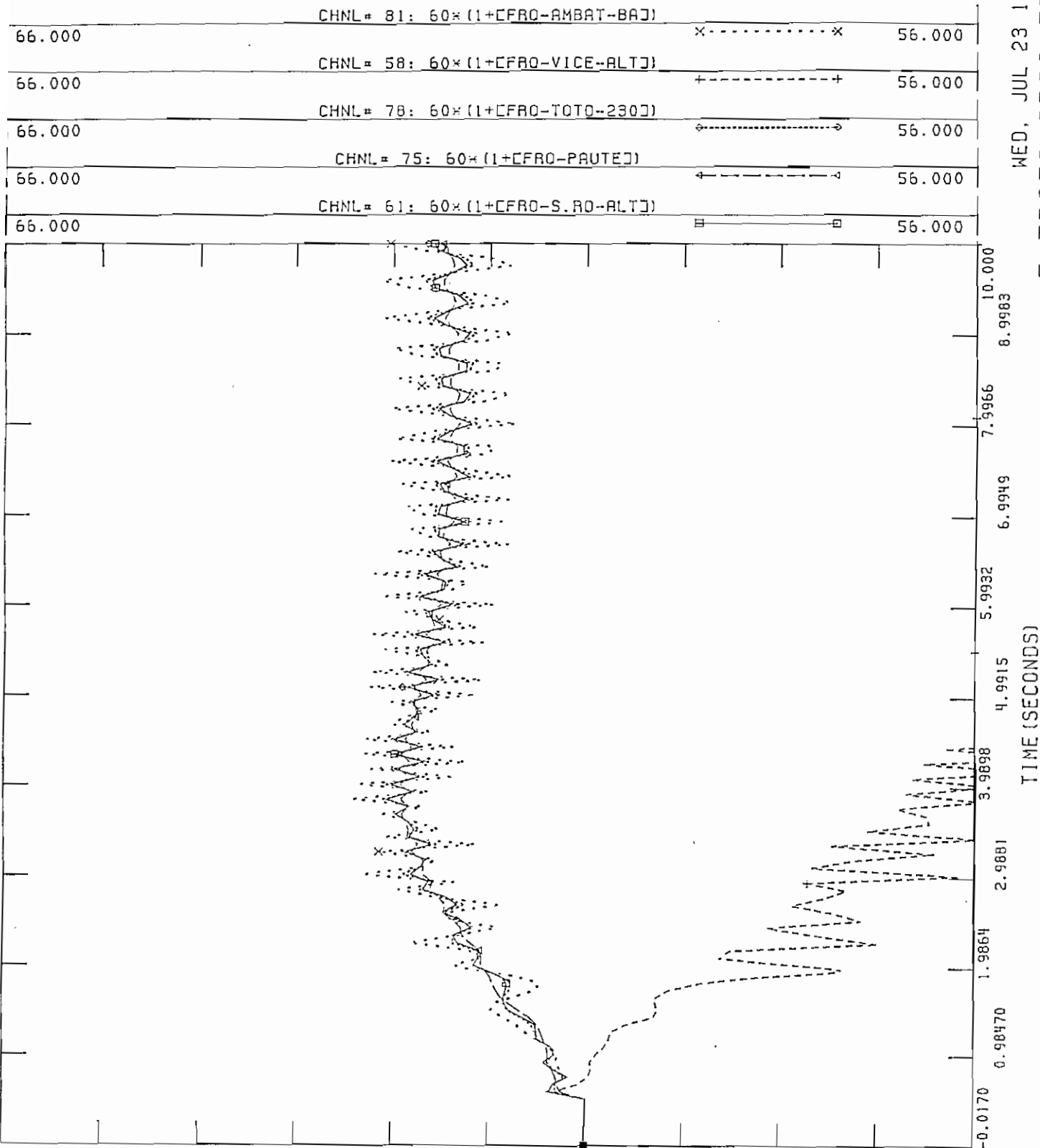
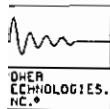


Figura 5.61 Frecuencia en Falla del Transformador de Sta Rosa, Julio



FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [CV-TOTO-230]

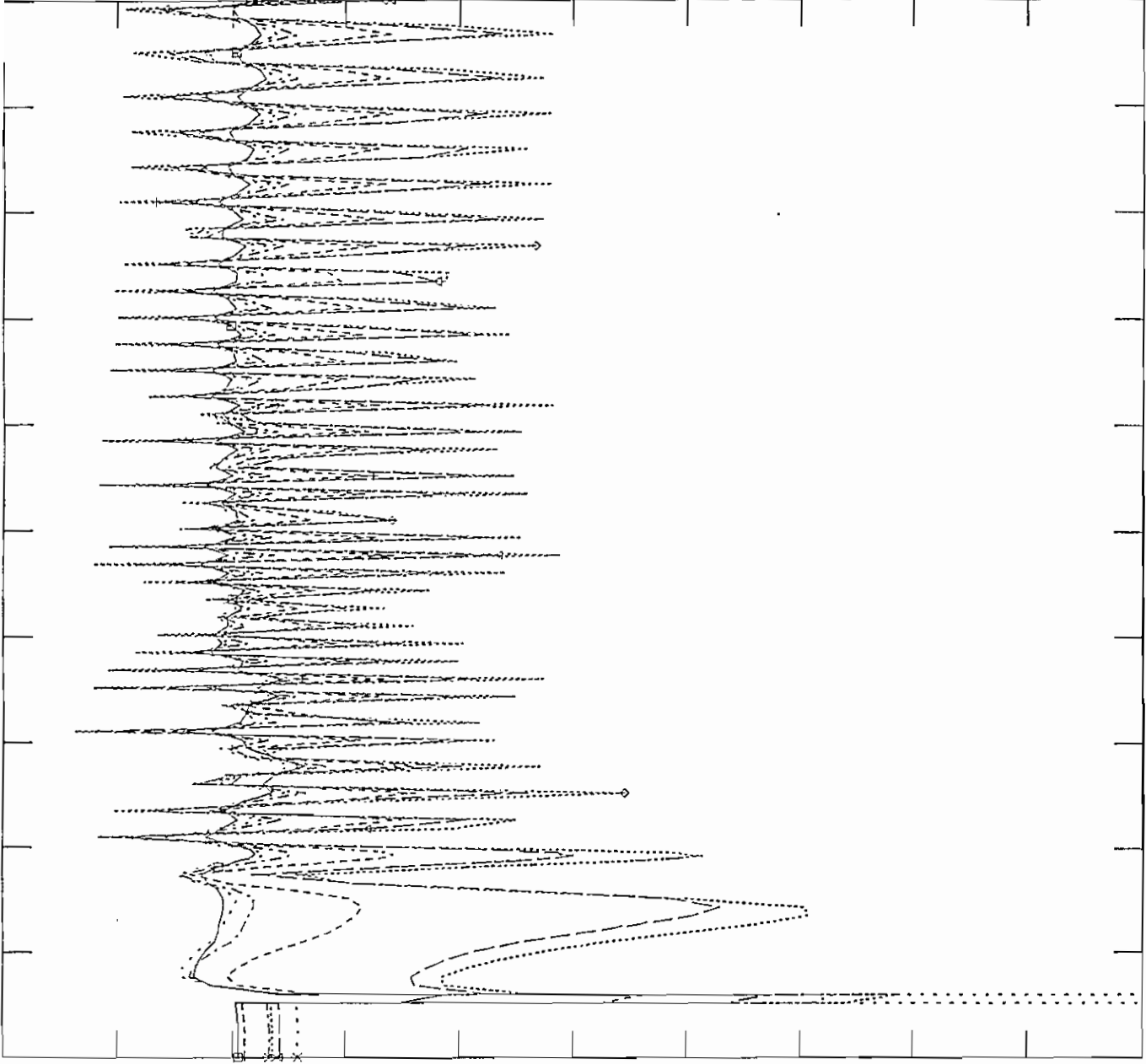
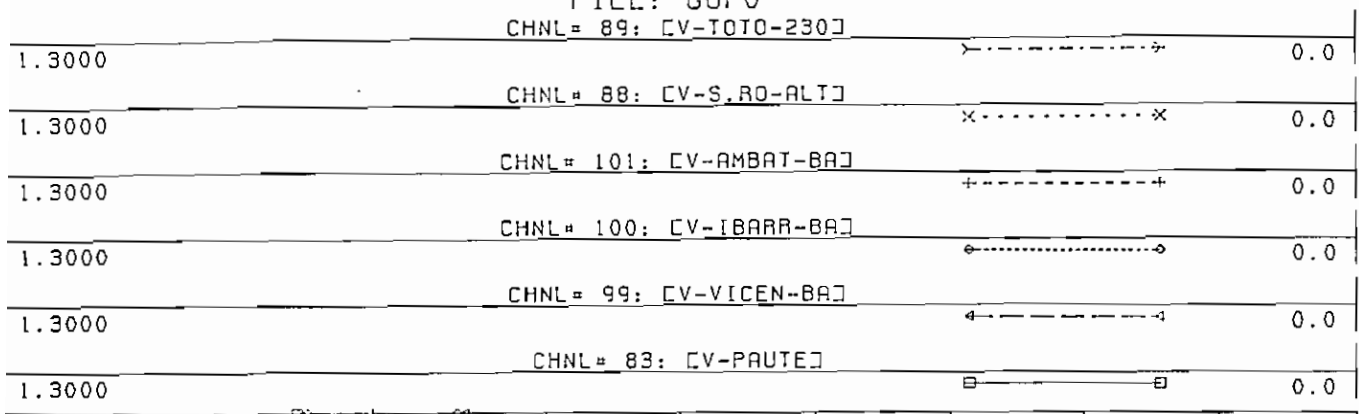
CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]

CHNL# 101: [CV-AMBAT-BA]

CHNL# 100: [CV-IBARR-BA]

CHNL# 99: [CV-VICEN-BA]

CHNL# 83: [CV-PAUTE]

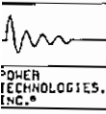


10.000  
 8.9983  
 7.9966  
 6.9949  
 5.9932  
 4.9915  
 3.9898  
 2.9881  
 1.9864  
 0.98470  
 -0.0170

TIME (SECONDS)

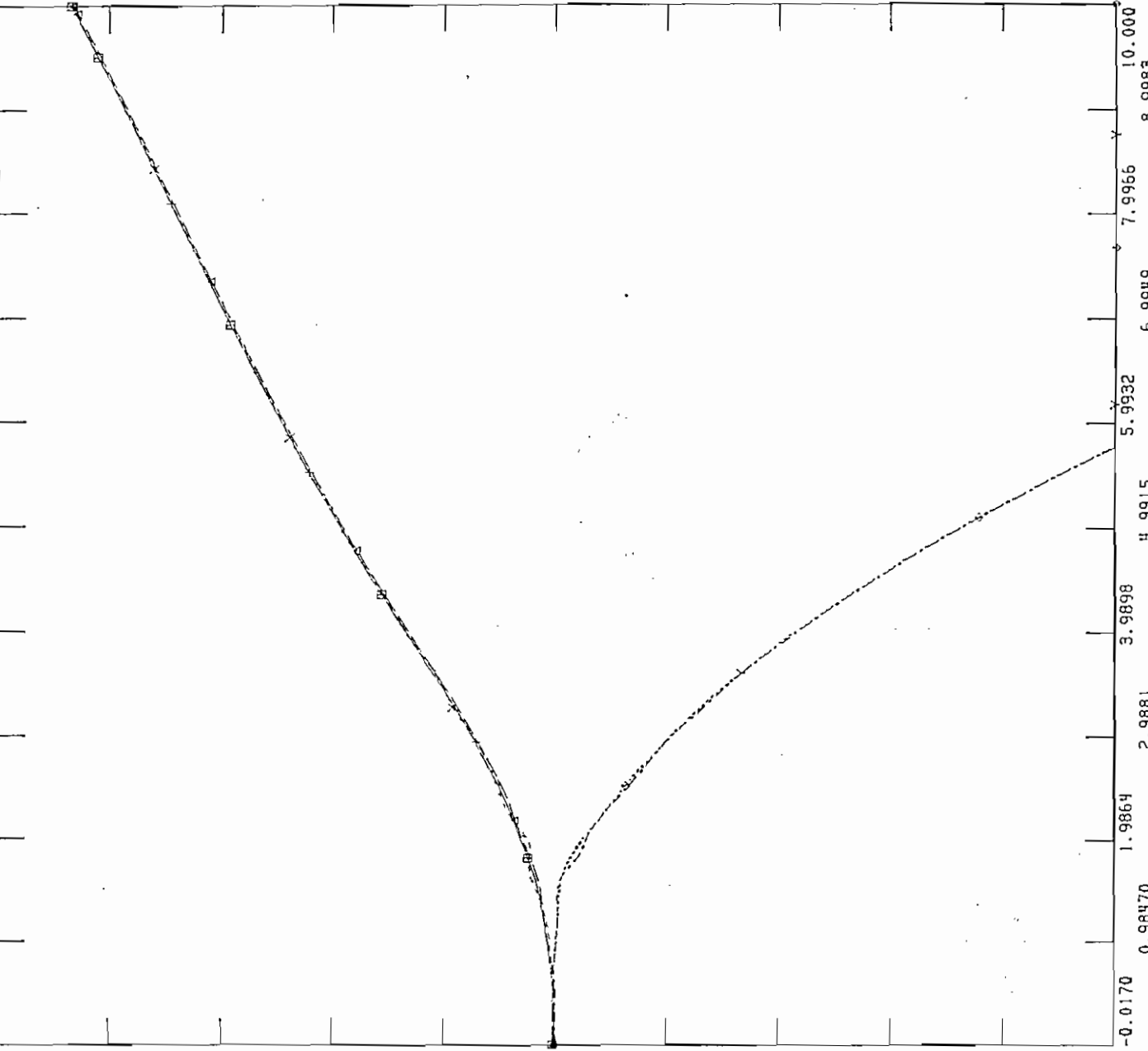
WED, JUL 23 1997 14:01  
 F TRAF0 SROS VOLT JUL

Figura 5.62 Voltajes en Falla del Transformador de Sta Rosa, Julio



FILE: GOPO  
 CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]

5500.0	CHNL# 18: CANGHAGOYAN]	-5500.
5500.0	CHNL# 16: CANGHPISAYAMB]	-5500.
5500.0	CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA]	-5500.
5500.0	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2]	-5500.
5500.0	CHNL# 1: CANGIPAUTE-AB]	-5500.



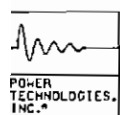
WED. JUL 23 1997 14:04  
 F TRAF0 SROS ANG JUL

Figura 5.63 Angulo de Generadores en Falla del Transformador de Sta Rosa, Julio

límites aceptables de operación, como se puede observar en la figura 5.64. En la zona sur se presenta una sobre frecuencia con un valor máximo de 62.23 Hz, que después del tiempo de simulación alcanza el valor de 61.5 Hz que no se encuentra dentro de los límites de operación. Esta sobre frecuencia se presenta porque, la apertura del transformador y la línea equivale a perder carga en la zona, en la magnitud de 277.6 MW, lo que implica que existe un exceso de generación, como se puede observar en la figura 5.64. Los voltajes seleccionados para el análisis oscilan de diferente forma dependiendo de la zona a la cual pertenecen, los picos máximos en la primera oscilación alcanzan el 112.5 % en la zona norte y el 114 % en la zona sur, para luego estabilizarse en valores más altos que los iniciales, 103 % en la zona norte y 106.6 % en la zona sur, este incremento en el voltaje se debe a que en la zona sur existe una redistribución del exceso de reactivos y en la zona norte se debe a la cantidad de carga que se pierde. Los voltajes al final de la simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.65. Los ángulos de los generadores en las dos zonas como se visualiza en la figura 5.66, tanto en la zona norte como en la zona sur tienen el mismo comportamiento por zonas durante el tiempo de simulación. En la zona sur el ángulo crece desde el inicio porque la frecuencia sube, y en la zona norte el ángulo decrece porque la frecuencia queda en un valor bajo. Por lo analizado anteriormente se concluye que cada zona aislada es estable.

d) Falla Trifásica en el Transformador de Totoras 230/138 kV con apertura de la L/T Ambato - Totoras

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, una falla trifásica y la subsecuente apertura del transformador de Totoras 230/138 kV, cuando transmite 72 MW a la zona sur del país y disparo de la línea Ambato - Totoras que transmite 35.6 MW hacia Ambato, ocasiona que el sistema se separe en dos zonas. Una zona en la que la central Agoyán queda sirviendo una carga muy pequeña por lo que se observa una muy alta sobre frecuencia que alcanza un valor máximo de 69.60 Hz; y la otra zona que comprende casi en su totalidad el SNI, la frecuencia en un inicio sube hasta los 60.23 Hz, durante la falla, luego de despejada la falla la frecuencia baja hasta 59.18 Hz, ocasionando la operación de un paso de baja frecuencia. La carga desconectada en el resto del SNI es 129 MW en el primer paso de baja frecuencia, que es mayor a la carga perdida en la zona que sirve la central Agoyán (107.6 MW), por esta situación la frecuencia alcanza el valor de 60.02 Hz, que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.67. Los voltajes seleccionados para el análisis oscilan alcanzando un valor máximo en la primera oscilación de 105.8 % que después de 10 segundos de simulación alcanzan un valor cercano al inicial, debido a la redistribución de reactivos en el resto del sistema como se observa en la figura 5.68. Los ángulos de los generadores como se visualiza en la figura 5.69, que corresponde a las unidades de Agoyán se disparan debido a la sobre frecuencia, mientras que los ángulos de las unidades del resto del sistema tienen un mismo comportamiento. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable en la zona que corresponde a casi la totalidad del SNI.



FILE: GOPO

WED, JUL 23 1997 14:19  
F TRAF0 SROS 1 FREQ JUL

66.000	CHNL# 81: 60*(1+[CFRO-AMBAT-BA])	x-----x	56.000
66.000	CHNL# 58: 60*(1+[CFRO-VICE-ALT])	+-----+	56.000
66.000	CHNL# 78: 60*(1+[CFRO-TOTO-230])	o-----o	56.000
66.000	CHNL# 75: 60*(1+[CFRO-PAUTE])	^-----^	56.000
66.000	CHNL# 61: 60*(1+[CFRO-S.RO-ALT])	□-----□	56.000

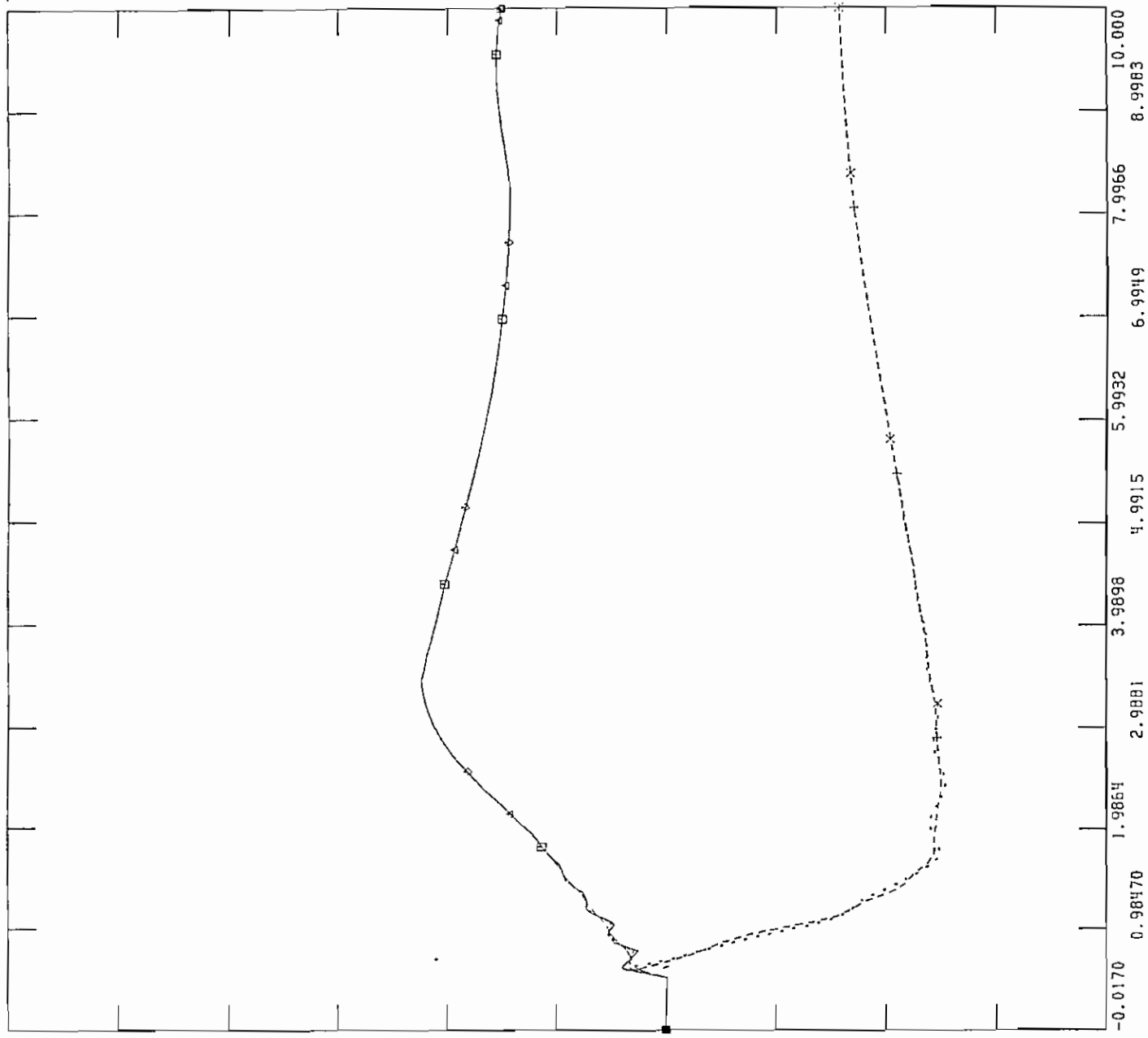


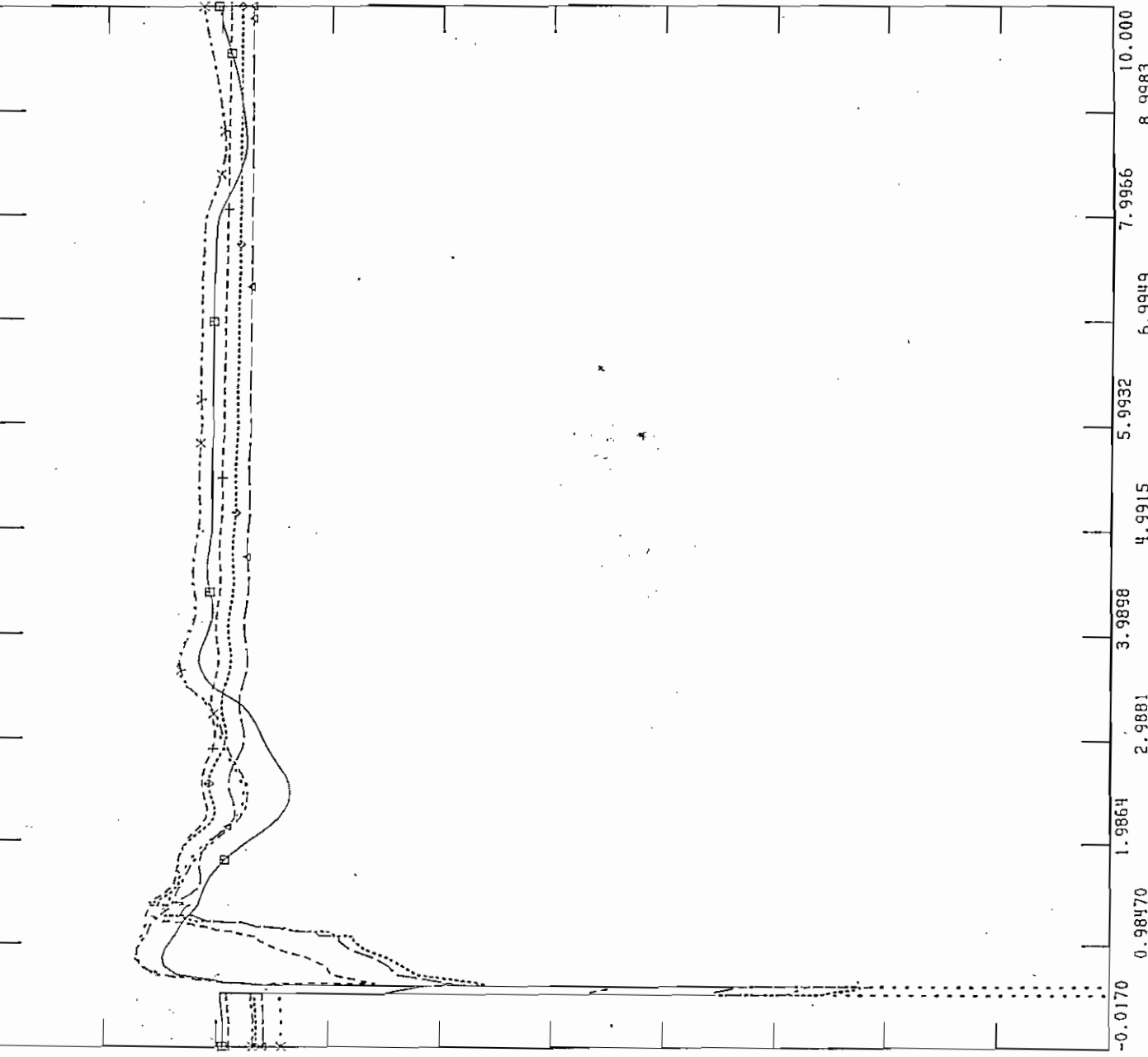
Figura 5.64 Frecuencia en Falla del Transformador de Sta Rosa con Apertura L/T Ambato-Totoras, Julio





FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [CV-TOTO-230]

1.3000	CHNL# 89: [CV-TOTO-230]	0.0
1.3000	CHNL# 88: [CV-S.AO-ALT]	0.0
1.3000	CHNL# 101: [CV-AMBAT-BA]	0.0
1.3000	CHNL# 100: [CV-IBARR-BA]	0.0
1.3000	CHNL# 99: [CV-VICEN-BA]	0.0
1.3000	CHNL# 83: [CV-PAUTE]	0.0



WED, JUL 23 1997 14:23  
 F TRAF0 SROS 1 VOLT JUL

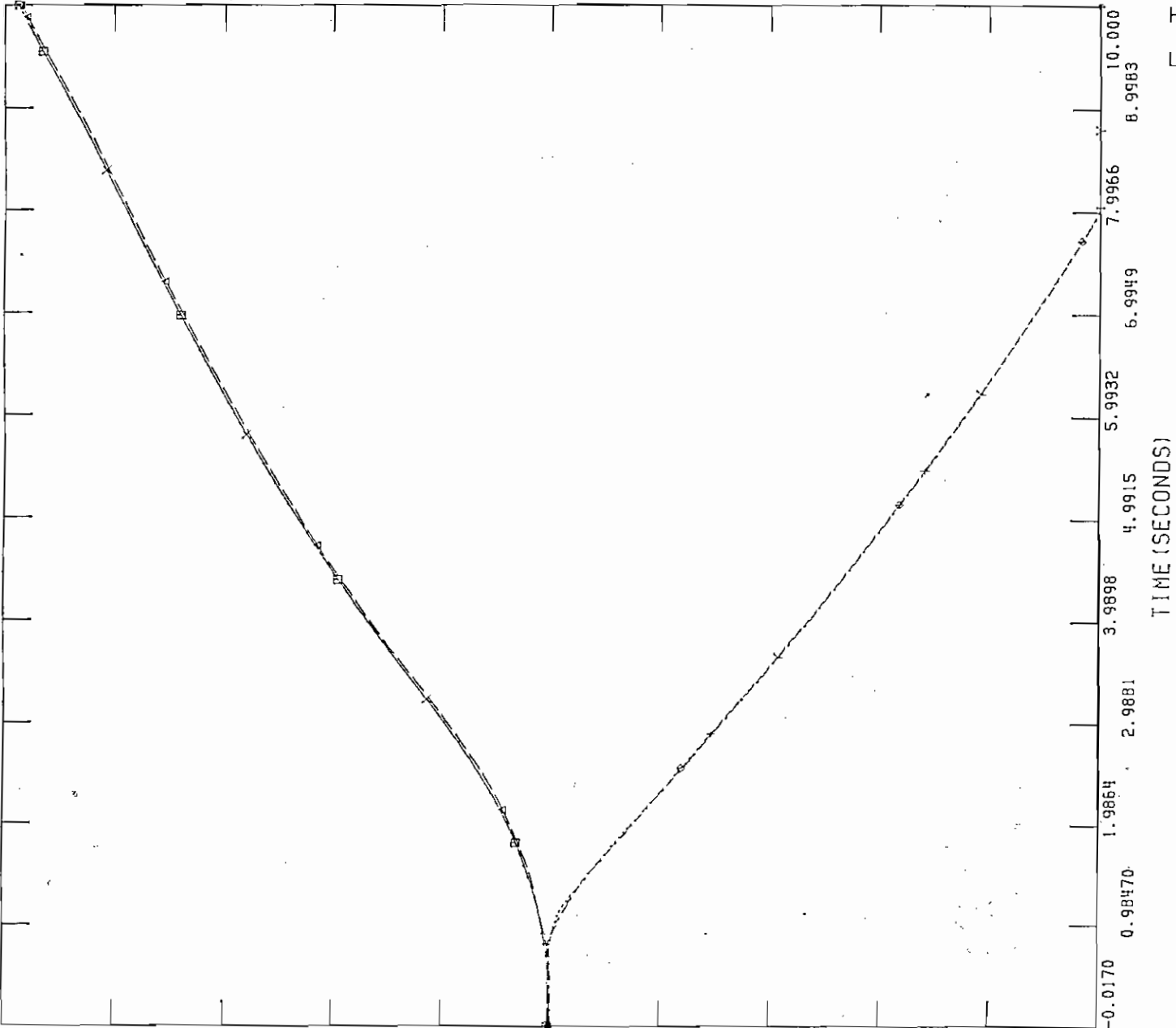
TIME (SECONDS)

Figura 5.65 Voltajes en Falla del Transformador de Sta Rosa con Apertura L/T Ambato-Totoras, Julio



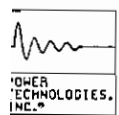
FILE: GOPO  
 CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

5500.0	CHNL# 18: CANGHAGOYANJ	-5500.
5500.0	CHNL# 16: CANGHPISAYAMB	-5500.
5500.0	CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ	-5500.
5500.0	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J	-5500.
5500.0	CHNL# 1: CANGIPAUTE-ABJ	-5500.

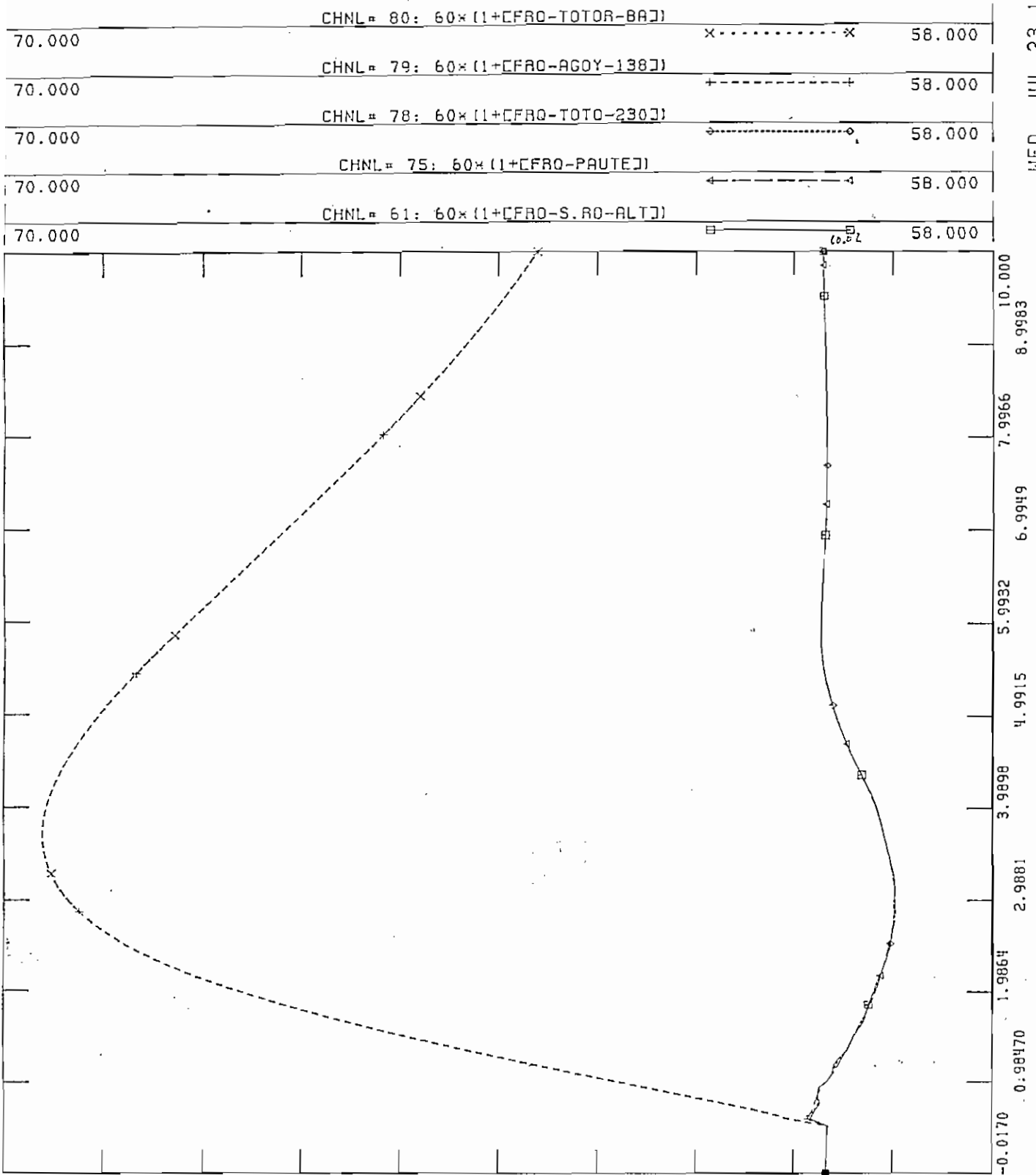


WED, JUL 23 1997 14:25  
 F TRAF0 SROS 1 ANG JUL

Figura 5.66 Angulo Generadores en Falla del Transformador de Sta Rosa con Apertura L/T Ambato-Totoras, Julio

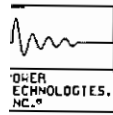


FILE: GOPO



WED, JUL 23 1997 14:38  
F TRAF0 TOTO FREQ JUL

Figura 5.67 Frecuencia en Falla del Transformador de Totoras con Apertura L/T Ambato-Totoras, Julio



FLUJO DE POTENCIA DEL SNT \*\*1997 JULIO DEMANDA MAXIMA  
CASO 1 F0797001 G97N-MG

FILE: GOP0

CHNL# 89: [CV-TOTO-230]

CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]

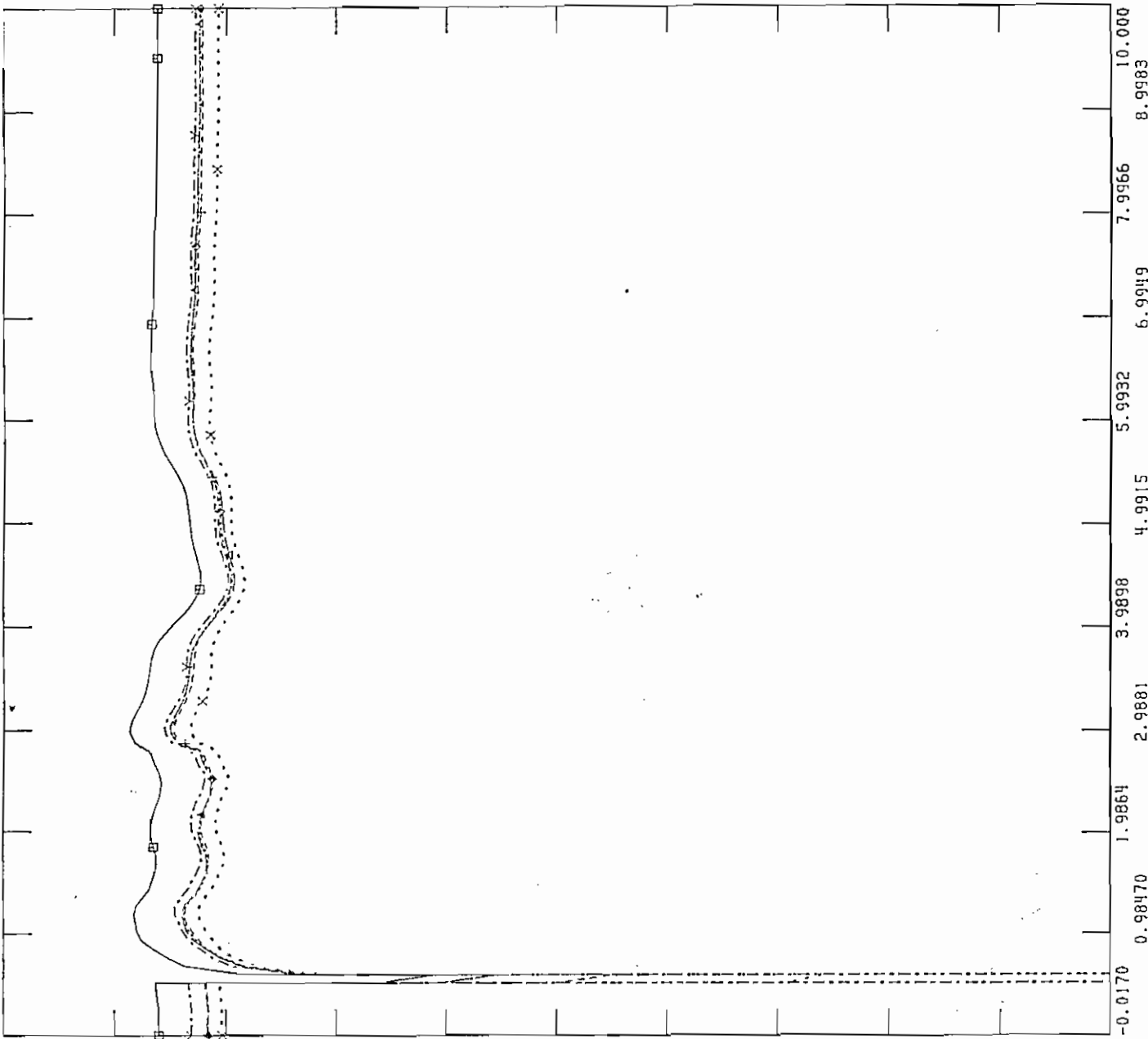
CHNL# 86: [CV-QUEVE00]

CHNL# 85: [CV-PASCUALE]

CHNL# 84: [CV-MILAGRO]

CHNL# 83: [CV-PAUTE]

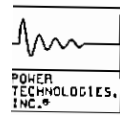
1.2000	→-----→	0.0
1.2000	×-----×	0.0
1.2000	+-----+	0.0
1.2000	○-----○	0.0
1.2000	←-----←	0.0
1.2000	□-----□	0.0



MED. JUL 23 1997 14:40  
F TRAF0 TOTO VOLT JUL

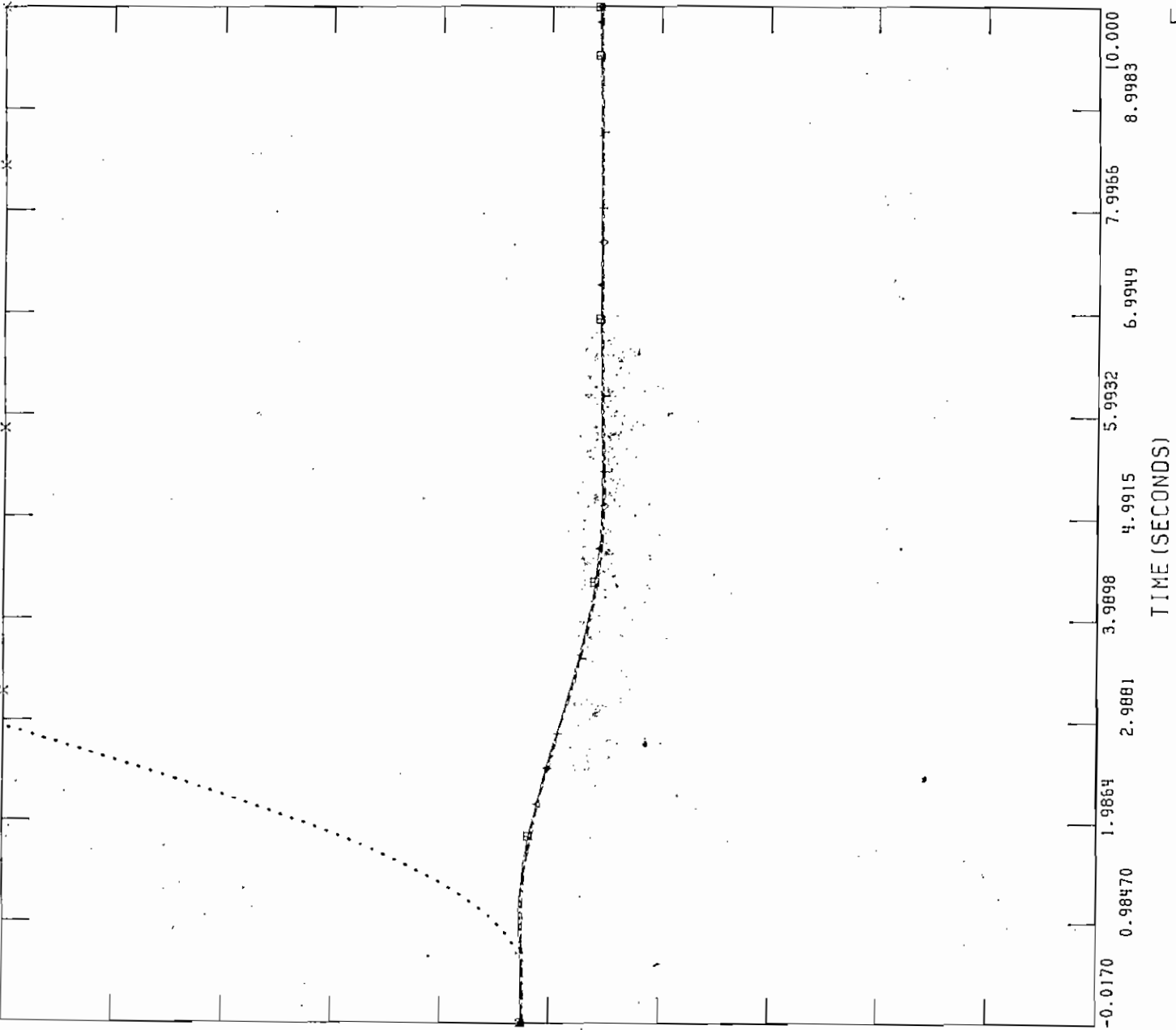
TIME (SECONDS)

Figura 5.68 Voltajes en Falla del Transformador de Totoras con Apertura L/T Ambato-Totoras, Julio



FILE: GOPO  
 CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

5000.0	CHNL# 35: CANGHAGOYANJ	-5500.
5000.0	CHNL# 16: CANGHPISAYAMBJ	-5500.
5000.0	CHNL# 13: CANGGC-S.ROSAJ	-5500.
5000.0	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J	-5500.
5000.0	CHNL# 1: CANGIPAUTE-ABJ	-5500.



WED. JUL 23 1997 14:41  
 F TRAFOTOTO ANG JUL

Figura 5.69 Angulo Generadores en Falla del Transformador de Totoras con Apertura L/T Ambato-Totoras, Julio

e) Falla Trifásica en el transformador de Totoras 230/138 kV con disparo de una unidad de Agoyán

Como se observa en el caso d) se logra obtener un sistema estable, pero con una parte del mismo aislada con una generación que puede ser utilizada en el resto del sistema. En lugar del disparo de la L/T Ambato - Totoras se dispara una unidad de Agoyán con 75 MW, para conseguir que el sistema no se divida en dos zonas. Entonces la falla y apertura del transformador de Totoras 230/138 kV que transmite 72 MW hacia la zona sur del país, provoca inicialmente que la frecuencia suba hasta un valor de 60.26 Hz durante la falla, luego de despejada la falla, la frecuencia baja hasta los 59.29 Hz, sin ocasionar la operación de ningún paso de baja frecuencia, para luego estabilizarse en los 59.46 Hz, como se observa en la figura 5.70, que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación. Los voltajes en la red troncal de 230 kV oscilan hasta un valor máximo en la primera oscilación de 105.8%, que luego de 10 segundos de simulación se estabilizan en un valor cercano al que tenían al inicio, debido a la redistribución de reactivos del sistema, como se puede observar en la figura 5.71. Los ángulos de los generadores como se visualiza en la figura 5.72, tienen el mismo comportamiento en todo el tiempo de simulación. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para esta contingencia.

En la tabla 5.5 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en fallas de transformadores del sistema troncal, en demanda máxima de julio de 1997.

Tabla 5.5 Resumen de Resultados de Fallas en Transformadores de la Red Troncal en Demanda Máxima de Julio de 1997

Transformador	Zonas	fmax	fmin	fest	Entrega SNI	Carga Perdida	Pérdida de Carga Pasos	Vmax	Vest	Sistema Estable
		Hz	Hz	Hz	MW	MW	MW	%	%	
Pascuales	Zona Norte	62.29		61.70		216.0		111.0	105.2	SI
	Zona Sur	60.57	57.99	61.35	216.0		495.8	114.0	102.5	
Santa Rosa	SNI									NO
Santa Rosa con Disparo L/T Tototas- Ambato	Zona Norte	60.25	57.46	58.40	277.6		240.0	112.5	103.0	SI
	Zona Sur	62.23		61.50		277.6		114.0	106.6	
Totoras con Disparo L/T Totoras-Ambato	Zona Agoyán	69.60				107.6				SI
	Resto SNI	60.23	59.18	60.02	107.6		129.0	105.8		
Totoras con Disparo 1 Unidad Agoyán	SNI	60.26	59.29	59.46				105.8		SI

fmax= Frecuencia Máxima

fmin= Frecuencia Mínima

fest= frecuencia de Estabilización

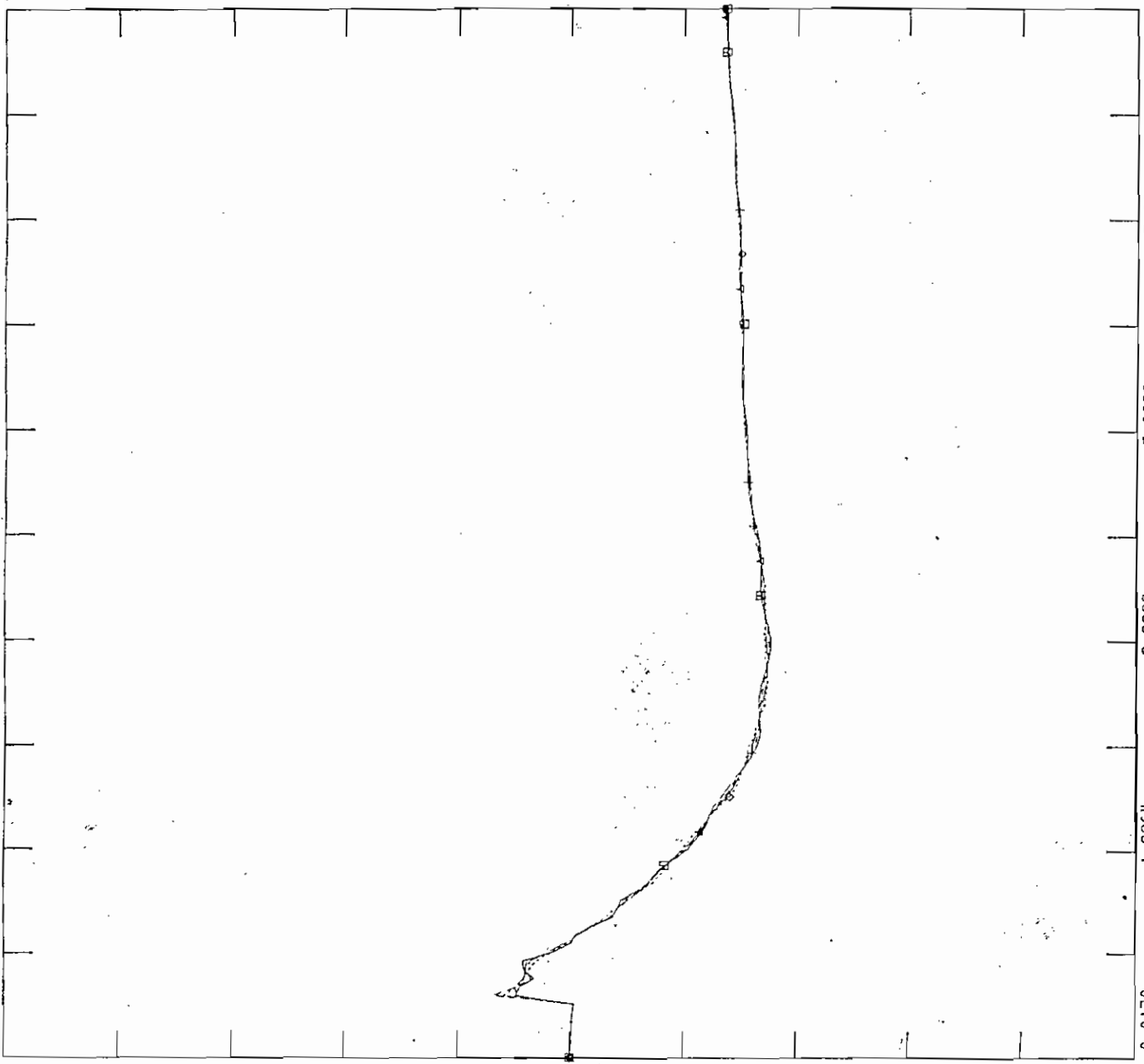
Vmax= Voltaje Máximo

Vest= Voltaje de Estabilización

FILE: GOPO

WED, JUL 23 1997 14:52  
 F TRAF0 TOTO 1 FREC JUL

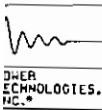
62.000	CHNL = 78: 60*(1+CFRO-TOTO-2303)	+-----+	58.000
62.000	CHNL = 75: 60*(1+CFRO-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL = 67: 60*(1+CFRO-PASCUALEJ)	←-----△	58.000
62.000	CHNL = 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALTJ)	■-----■	58.000



10.000  
 8.9983  
 7.9966  
 6.9949  
 5.9932  
 4.9915  
 3.9898  
 2.9881  
 1.9864  
 0.98470  
 -0.0170

TIME (SECONDS)

Figura 5.70 Frecuencia en Falla del Transformador de Totoras con Disparo 1 Unidad Agoyán, Julio



FILE: GOPO

CHNL# 89: [V-TOTO-230]

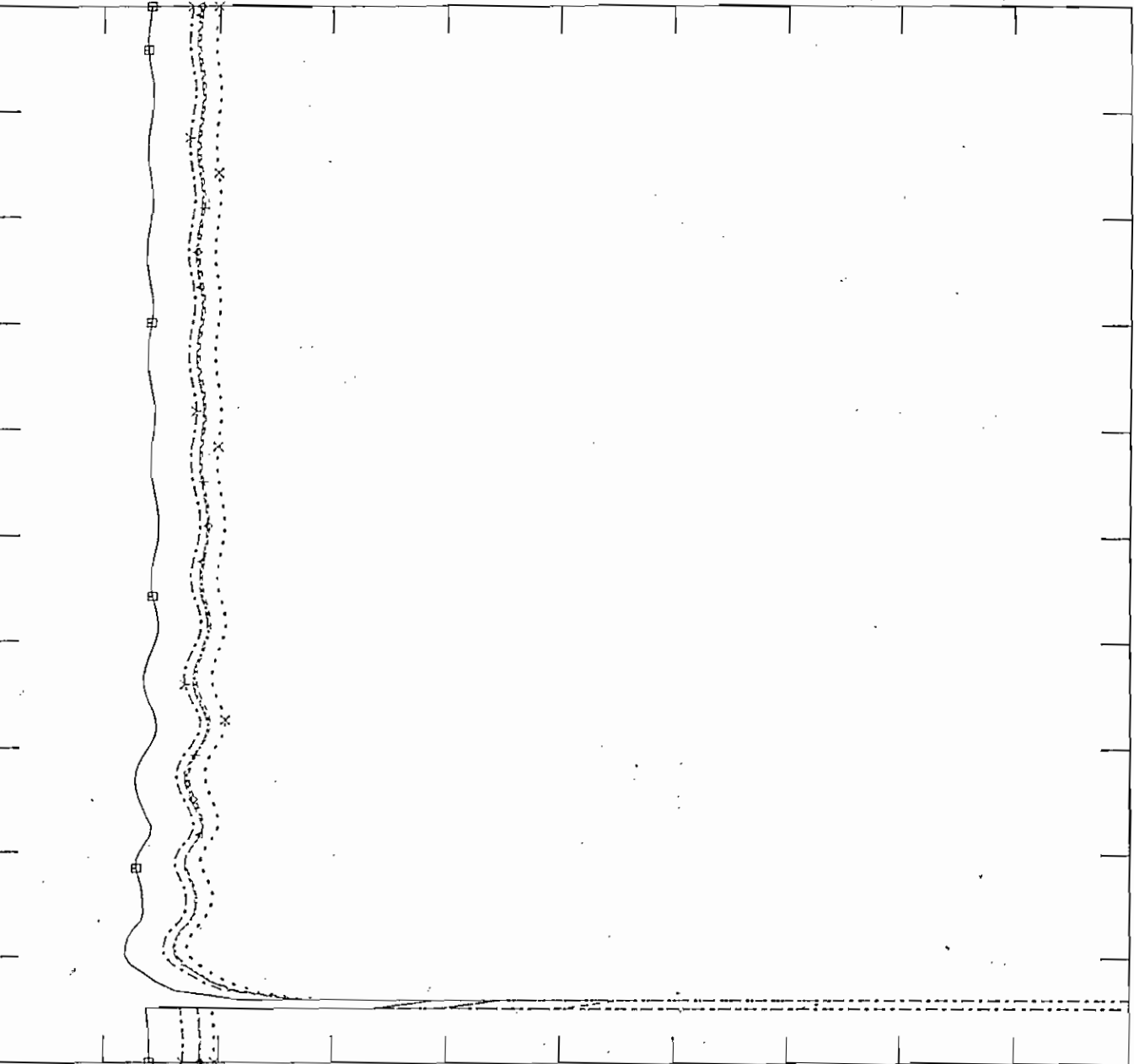
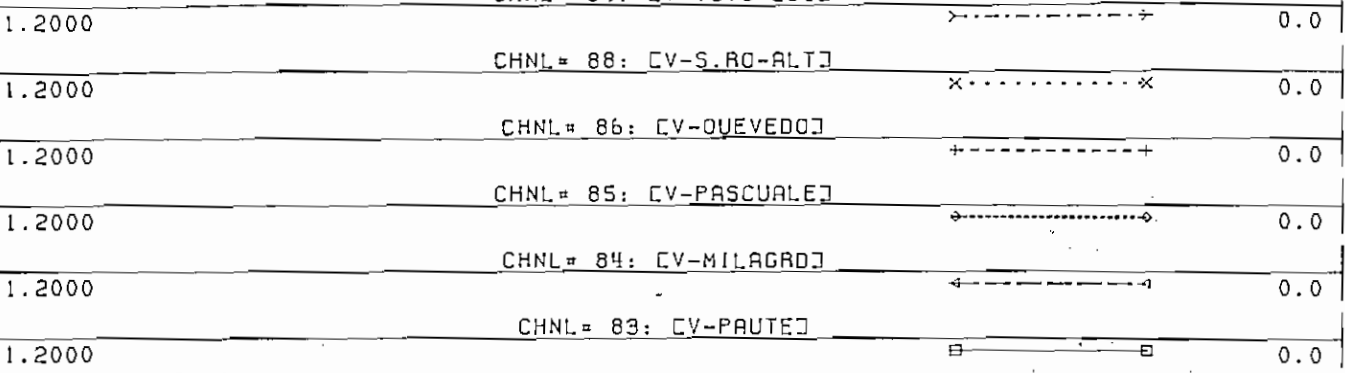
CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]

CHNL# 86: [V-QUEVEDO]

CHNL# 85: [V-PASCUALE]

CHNL# 84: [V-MILAGRO]

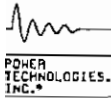
CHNL# 83: [V-PAUTE]



WED, JUL 23 1997 14:58  
F TRAF0 TOTO 1 VOLT JUL

Figura 5.71 Voltajes en Falla del Transformador de Totoras con Disparo 1 Unidad Agoyán, Julio





FILE: GOPO

CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

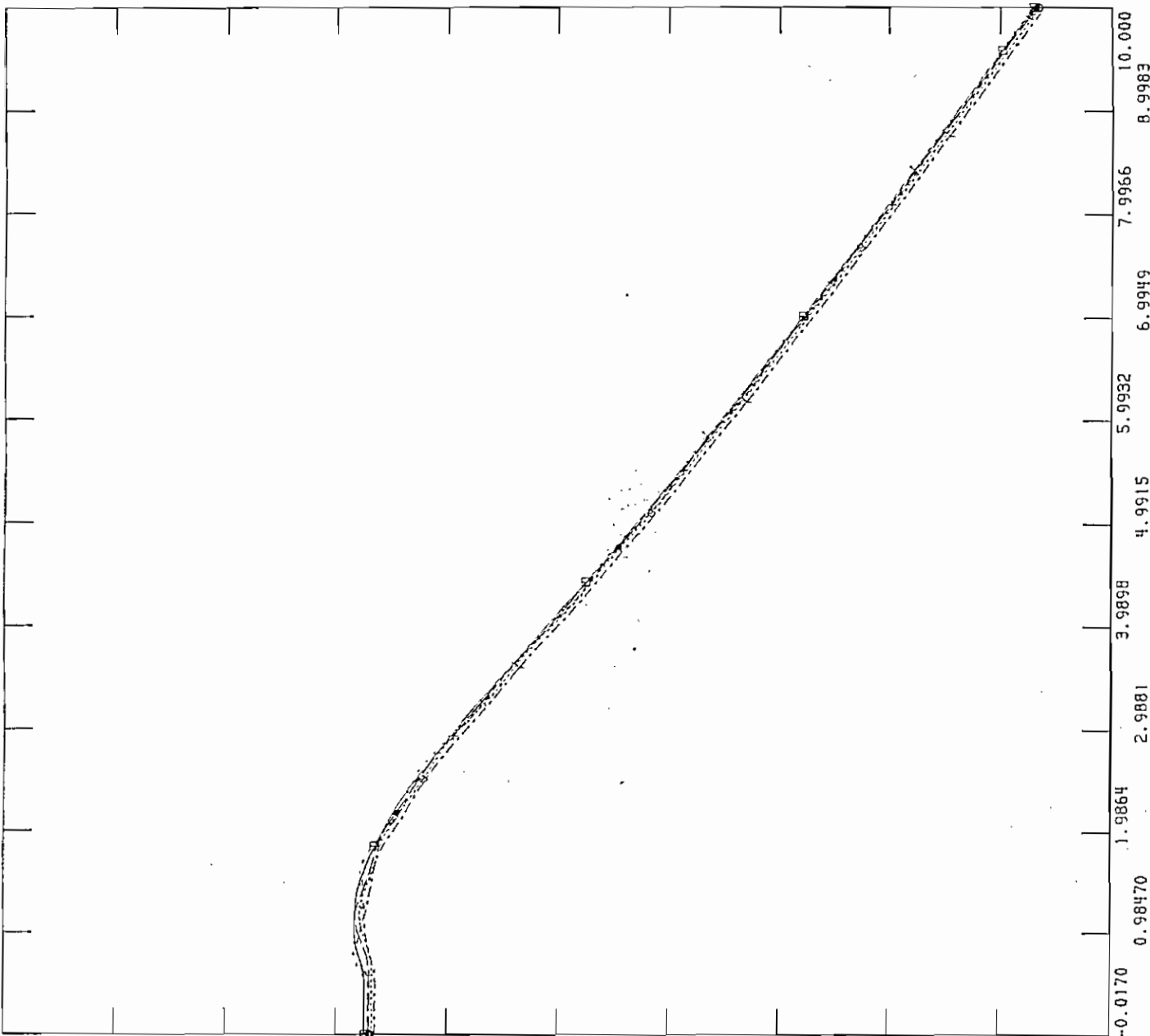
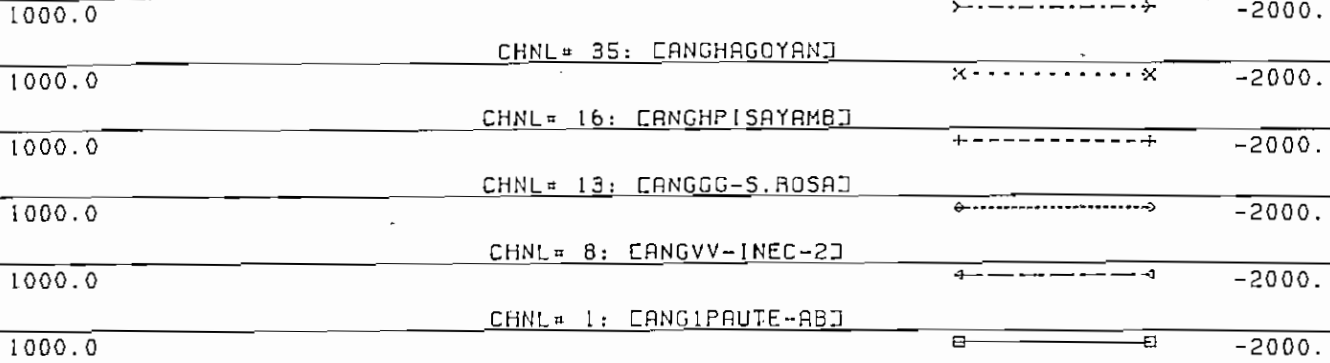
CHNL# 35: [ANGHAGOYAN]

CHNL# 16: [ANGHP[SAYAMB]

CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: [ANGVV-[NEC-2]

CHNL# 1: [ANG1PAUTE-AB]



MED, JUL 23 1997 15:03  
 F TRAF0 TOTO 1 ANG JUL

Figura 5.72 Angulo Generadores en Falla del Transformador de Totoras con Disparo 1 Unidad Agoyán, Julio

## 5.8 ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS EN DEMANDA MAXIMA DE DICIEMBRE DE 1997

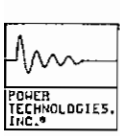
### 5.8.1 Salida Forzada de Unidades Generadoras

#### a) Salida de 1 Unidad de Paute

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de una unidad con 100 MW de Paute no causa la operación de ningún paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59,35 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 59.5 Hz que no se encuentran dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.73, en comparación con la misma contingencia en julio de 1997 se nota que en diciembre no se produce la actuación del primer paso, debido a que en este mes la inercia del sistema es mayor ya que existen mayor cantidad de generación térmica en línea. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.74, al momento de presentarse la salida de la unidad, tienen una variación máxima hasta el 106%, estabilizándose en un valor igual al que tenían al inicio, en un tiempo de 3 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.75 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

#### b) Salida de 3 Unidades de Paute Fase C

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de tres unidades de Paute con 100 MW cada una ocasiona la operación de dos pasos de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 58.9 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 60.09 Hz que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, con una oscilación máxima que va hasta los 60.22 Hz, como se observa en la figura 5.76. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.77, al momento de presentarse la desconexión de carga, tienen una variación máxima hasta el 109%, estabilizándose en un valor más alto al que tenían al inicio, en un tiempo de 6 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. La carga desconectada en el segundo paso es de 334.5 MW, mayor que la generación perdida, por lo que frecuencia y voltaje son más altos al final. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.78 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.



FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 14:25  
R 1U PAU FREQ DIC

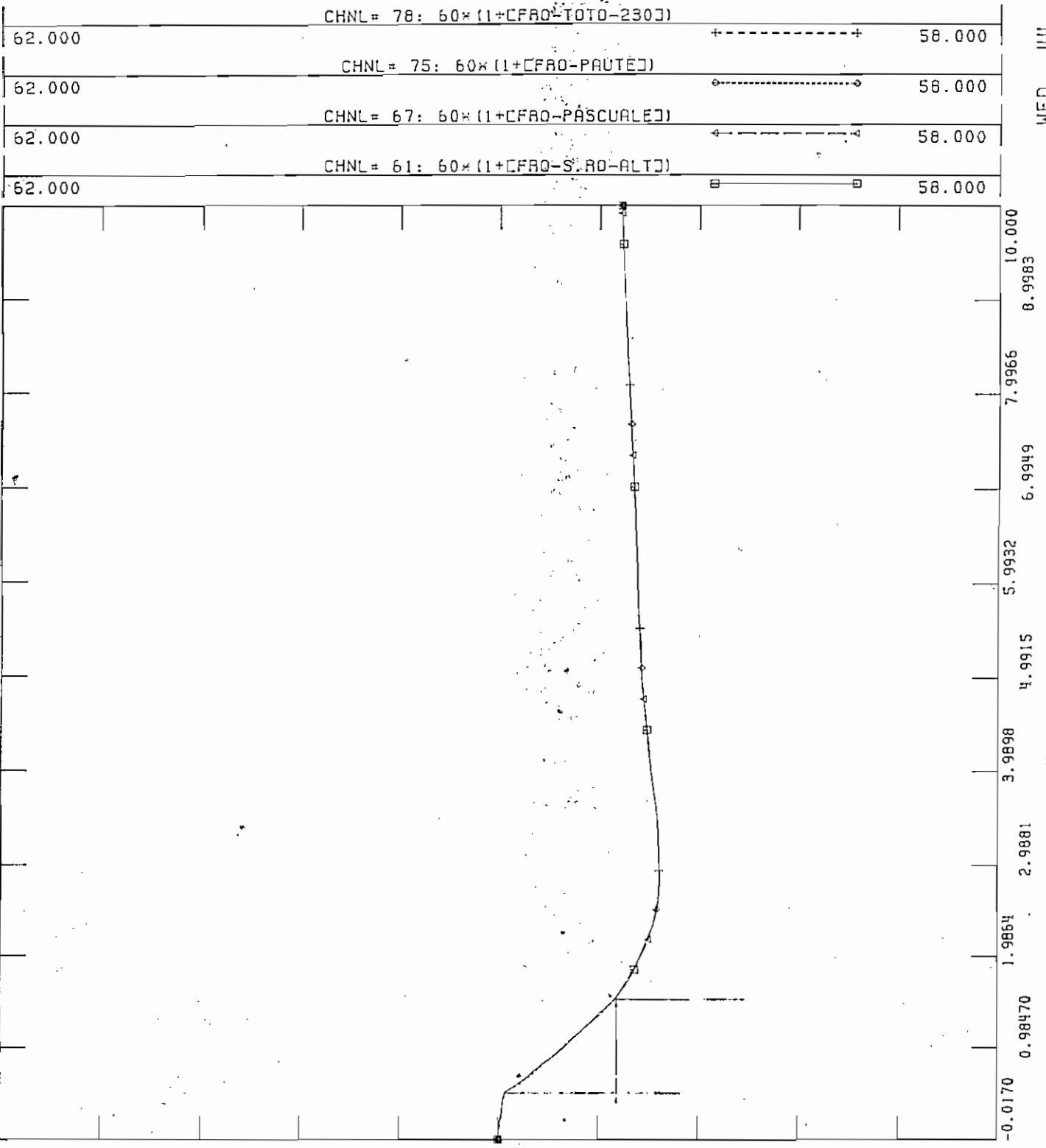
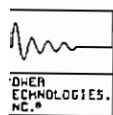


Figura 5.73 Frecuencia en Salida de 1 Unidad de Paute C, Diciembre



FLUJOS DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 DICIEMBRE\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 2 F1297001 G97N-MG

FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230J

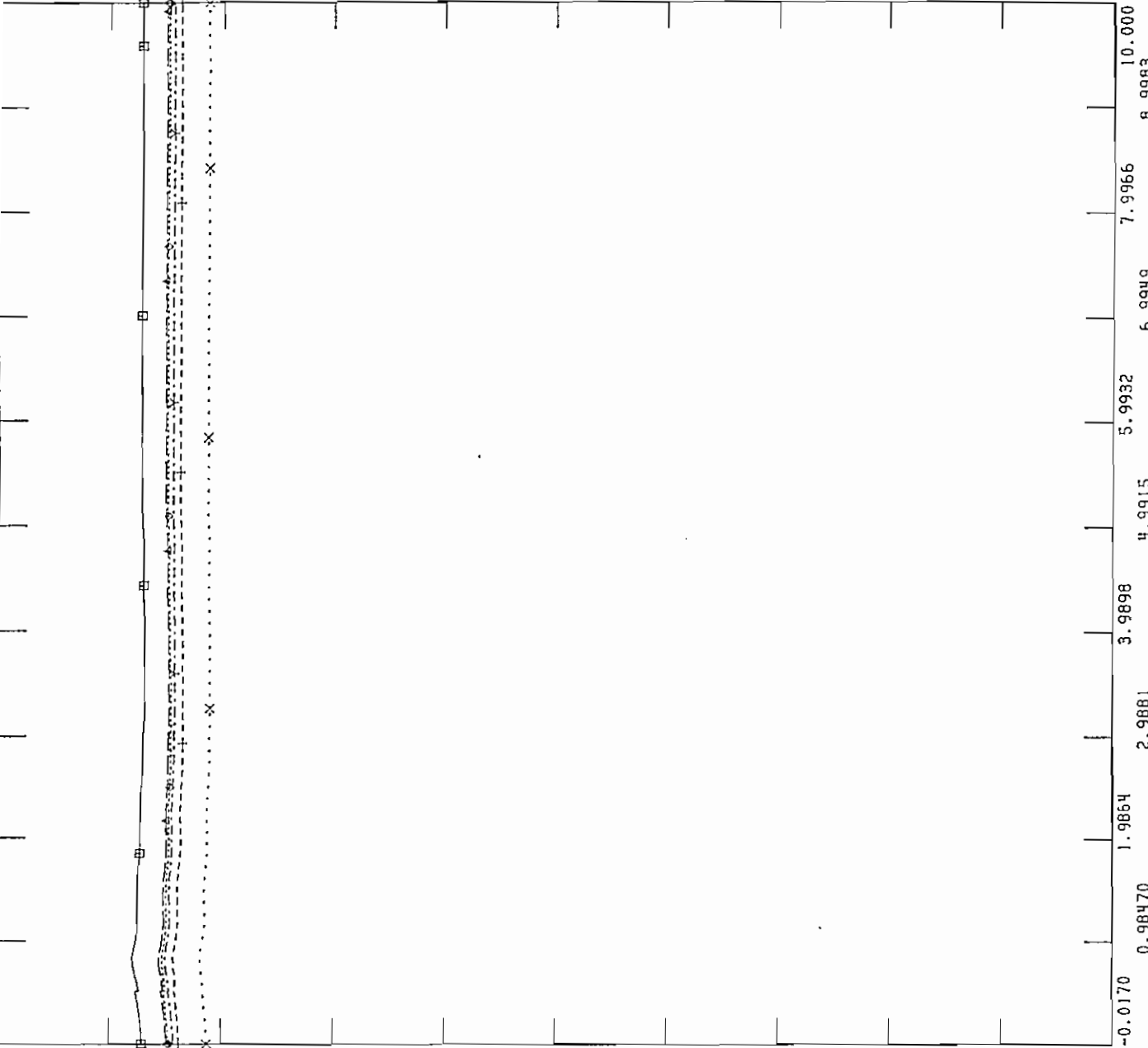
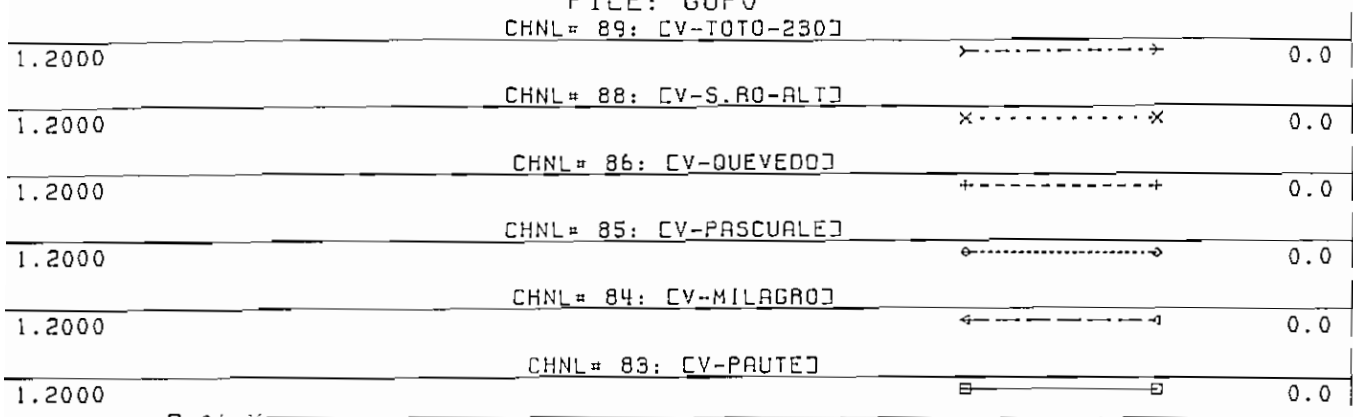
CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ

CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ

CHNL# 85: CV-PASCUALEJ

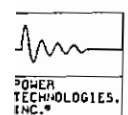
CHNL# 84: CV-MILAGROJ

CHNL# 83: CV-PAUTEJ



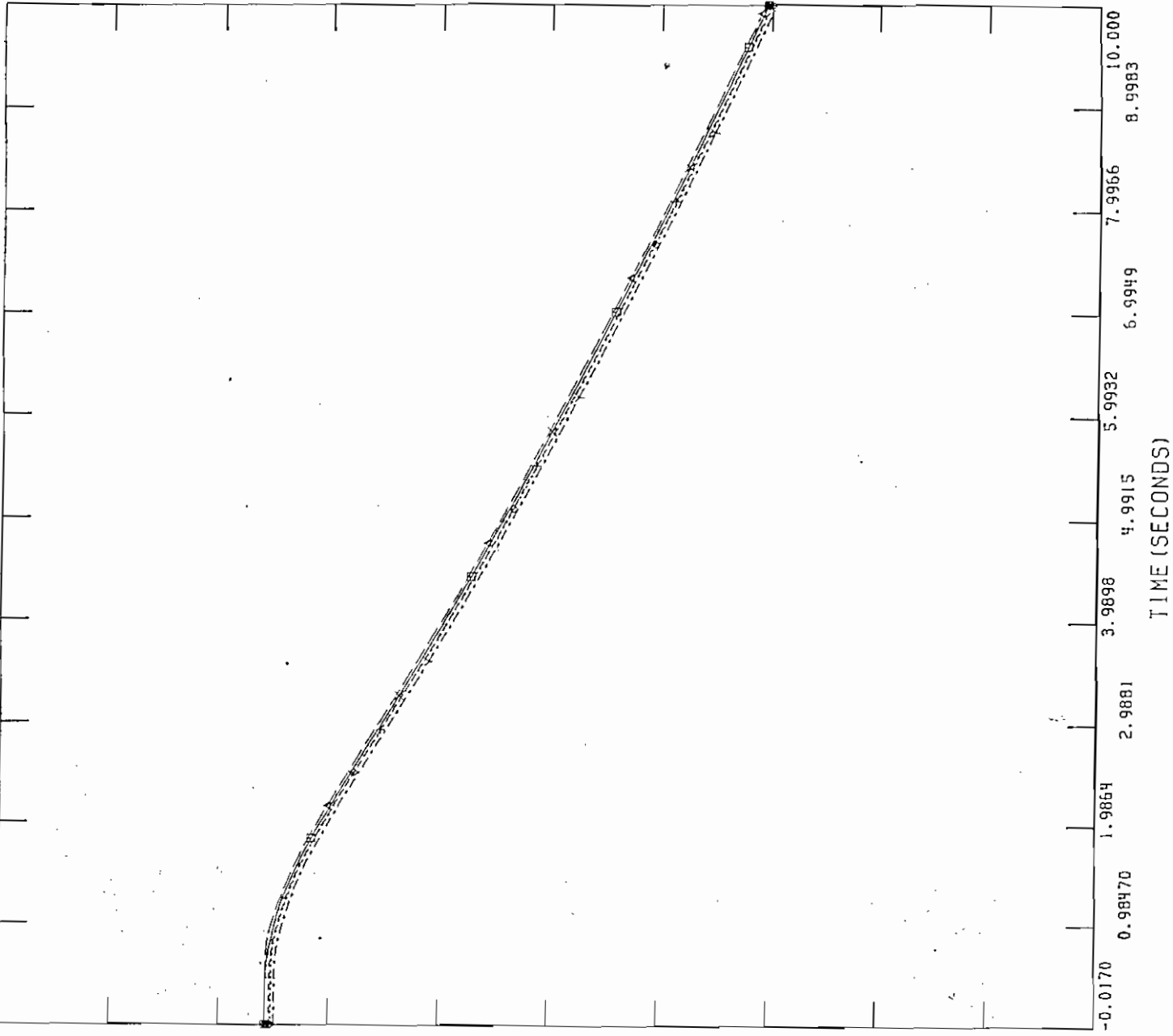
WED, JUL 16 1997 14:27  
R 1U PAU C VOLT DIC

Figura 5.74 Voltajes en Salida de 1 Unidad de Paute C, Diciembre



FILE: GOPO  
CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

1000.0	CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]	-3000.
1000.0	CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]	-3000.
1000.0	CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]	-3000.
1000.0	CHNL# 8: [ANGVV-(NEC-2)]	-3000.
1000.0	CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]	-3000.



WED, JUL 16 1997 14:31  
R 1U PAU C ANG DIC

Figura 5.75 Angulo de Generadores en Salida de 1 Unidad de Paute C, Diciembre

FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 14:42  
 R 3U PAU C FREC DIC

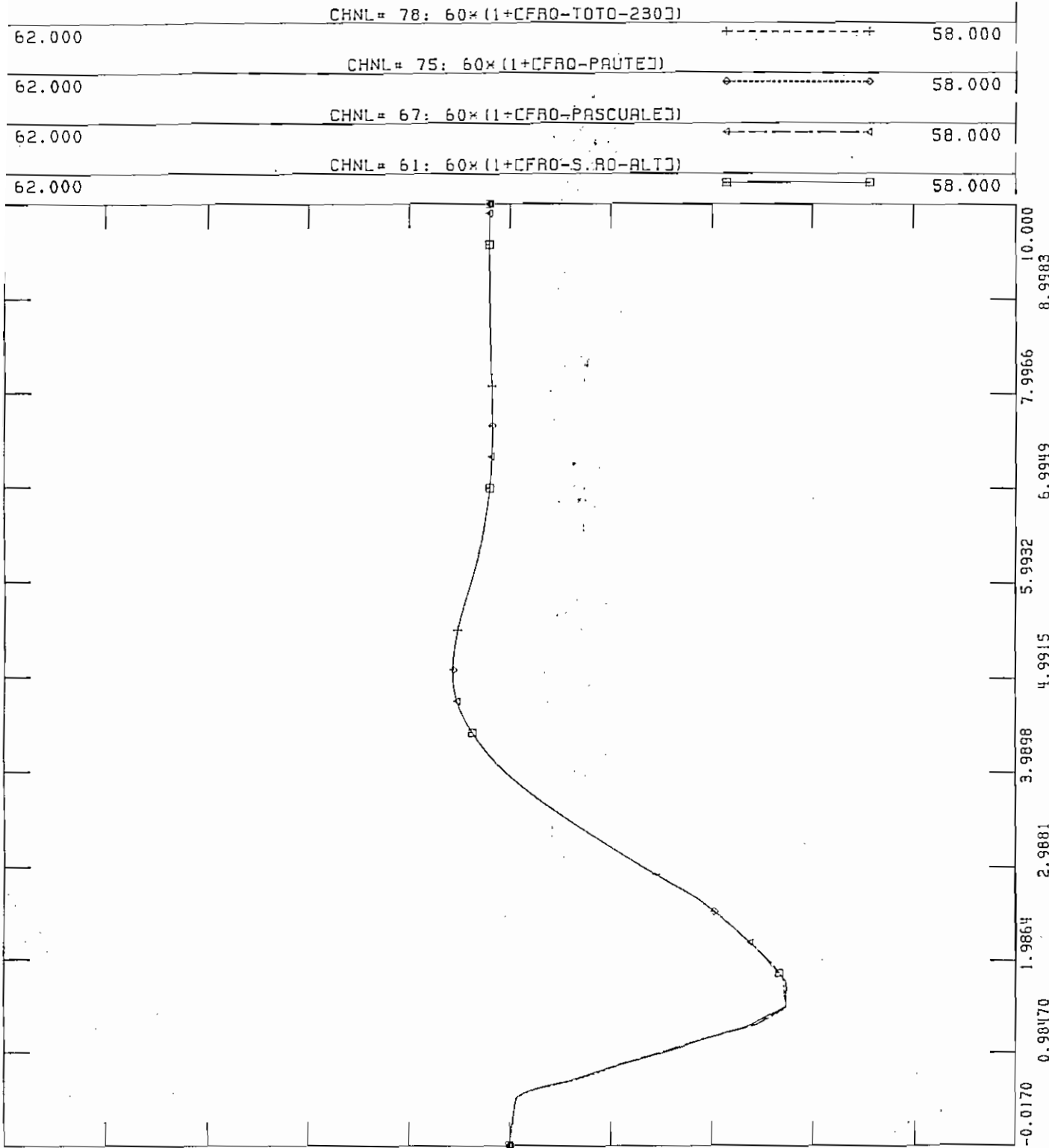
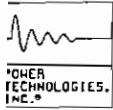


Figura 5.76 Frecuencia en Salida de 3 Unidades de Paute C, Diciembre



FILE: GOPO

CHNL# 89: [V-TOTO-230]

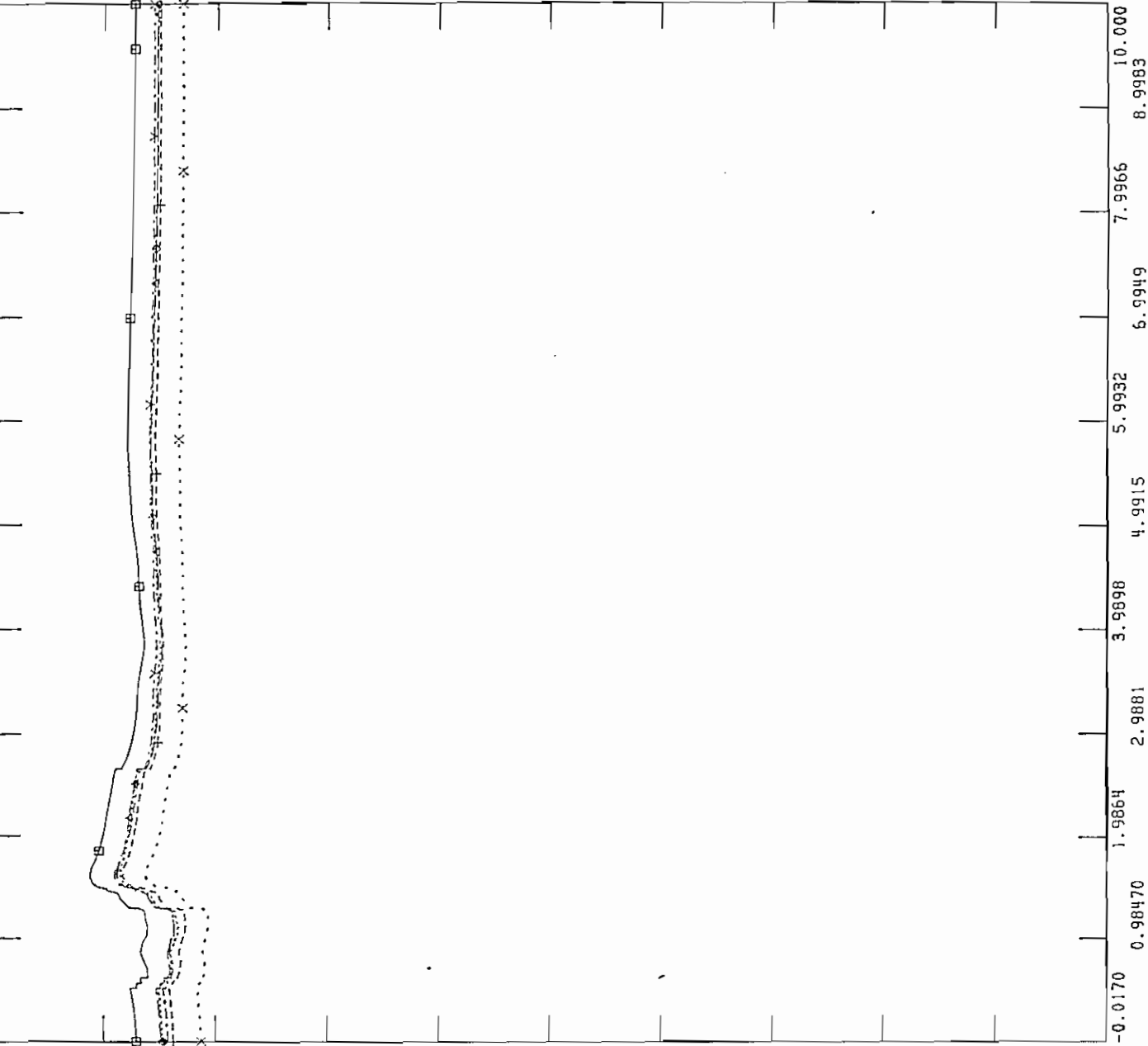
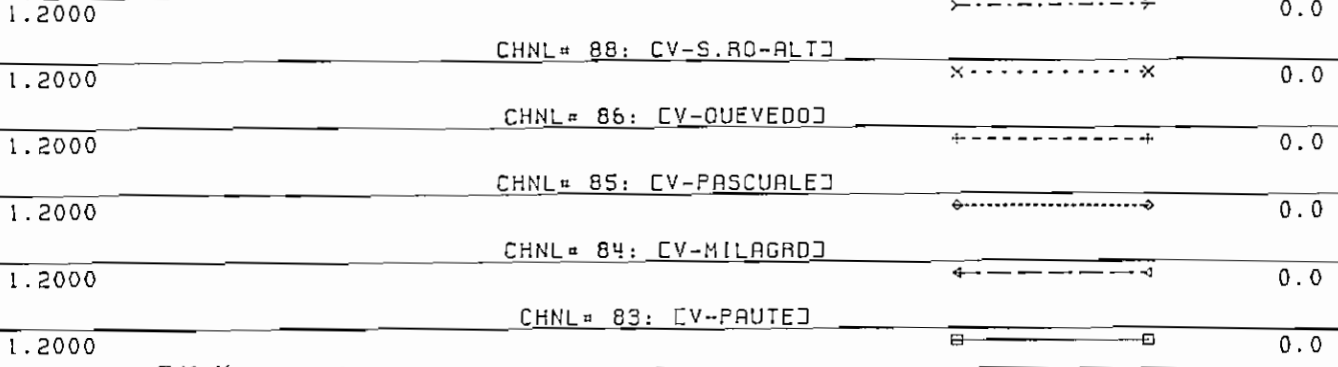
CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]

CHNL# 86: [V-QUEVEDO]

CHNL# 85: [V-PASCUALE]

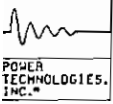
CHNL# 84: [V-MILAGRO]

CHNL# 83: [V-PAUTE]



WED, JUL 16 1997 14:44  
 R 3U PAU C VOLT DIC

Figura 5.77 Voltajes en Salida de 3 Unidades de Paute C, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL = 33: CANGCCUMBA13.]

1000.0	CHNL = 18: CANGHAGOYAN]	-3000.
1000.0	CHNL = 16: CANGHPISAYAMB]	-3000.
1000.0	CHNL = 13: CANGGG-S.ROSA]	-3000.
1000.0	CHNL = 8: CANGVV-INEC-2]	-3000.
1000.0	CHNL = 1: CANGIPAUTE-AB]	-3000.

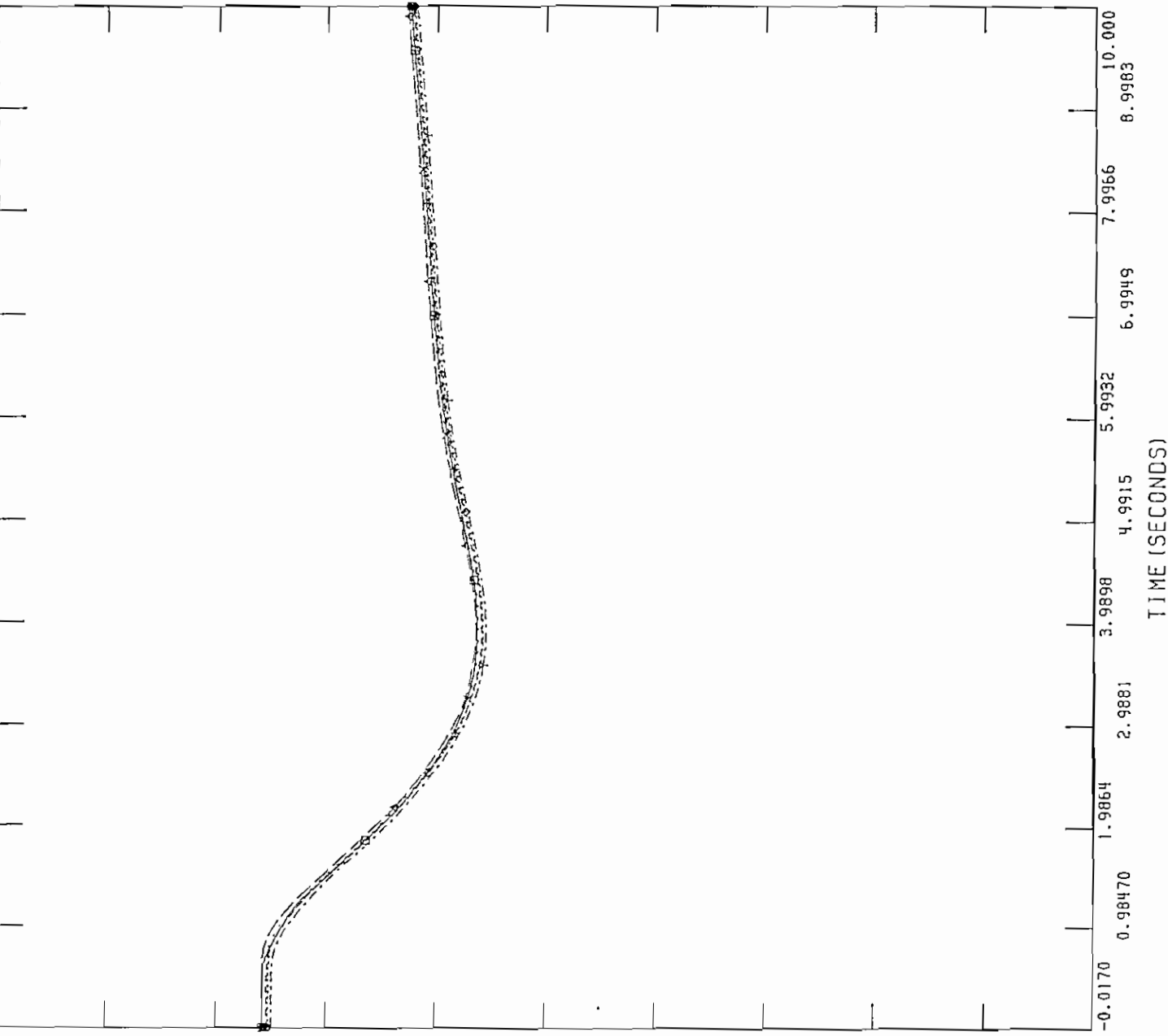


Figura 5.78 Angulo de Generadores en Salida de 3 Unidades de Paute C, Diciembre

WED, JUL 16 1997 14:54  
 R 3U PAU C ANG DIC



c) Salida de 2 Unidades de Agoyán

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de dos unidades de Agoyán con 75 MW cada una ocasiona la operación de un paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59.17 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 59.9 Hz que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, con una oscilación máxima que va hasta los 59.96 Hz, como se observa en la figura 5.79. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.80, al momento de presentarse la desconexión de carga, tienen una variación máxima hasta el 107%, estabilizándose en un valor igual al que tenían al inicio, en un tiempo de 6 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. La carga desconectada en el primer paso es de 140.6 MW, menor que la generación perdida, por lo que frecuencia es un poco más baja al final. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.81 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

d) Salida de la Unidad de Esmeraldas

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de la unidad de Esmeraldas con 120 MW ocasiona la operación de un paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59.19 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 60.04 Hz que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, con una oscilación máxima que va hasta los 60.07 Hz, como se observa en la figura 5.82. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.83, al momento de presentarse la desconexión de carga, tienen una variación máxima hasta el 107%, estabilizándose en un tiempo de 7 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. La carga desconectada en el primer paso es de 140.6 MW, mayor que la generación perdida, por lo que frecuencia y voltaje son un poco más altos al final. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.84 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

e) Salida de 1 Unidad de Vapor de Gonzalo Zevallos

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de una unidad de Gonzalo Zevallos con 73 MW no causa la operación de ningún paso de baja frecuencia, puesto que alcanza los 59.51 Hz, la frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 59.62 Hz que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.85. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.86, al momento de presentarse la salida de la unidad, tienen una variación muy pequeña, por lo que el voltaje no presenta ningún tipo de oscilación y se mantienen iguales a los iniciales. En relación a

FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 15:06  
 R 2U AGOY FREC DIC

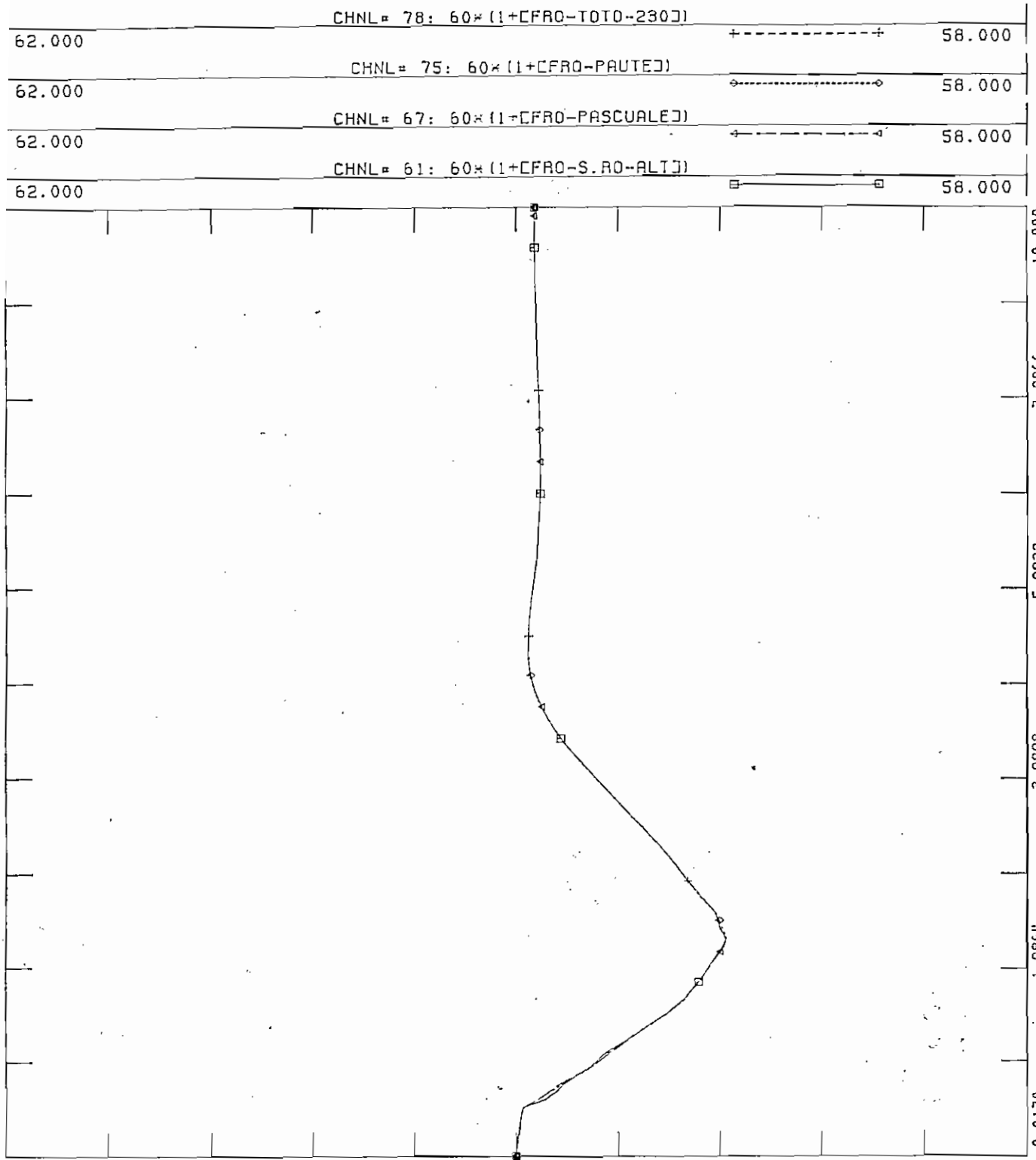
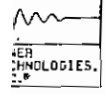
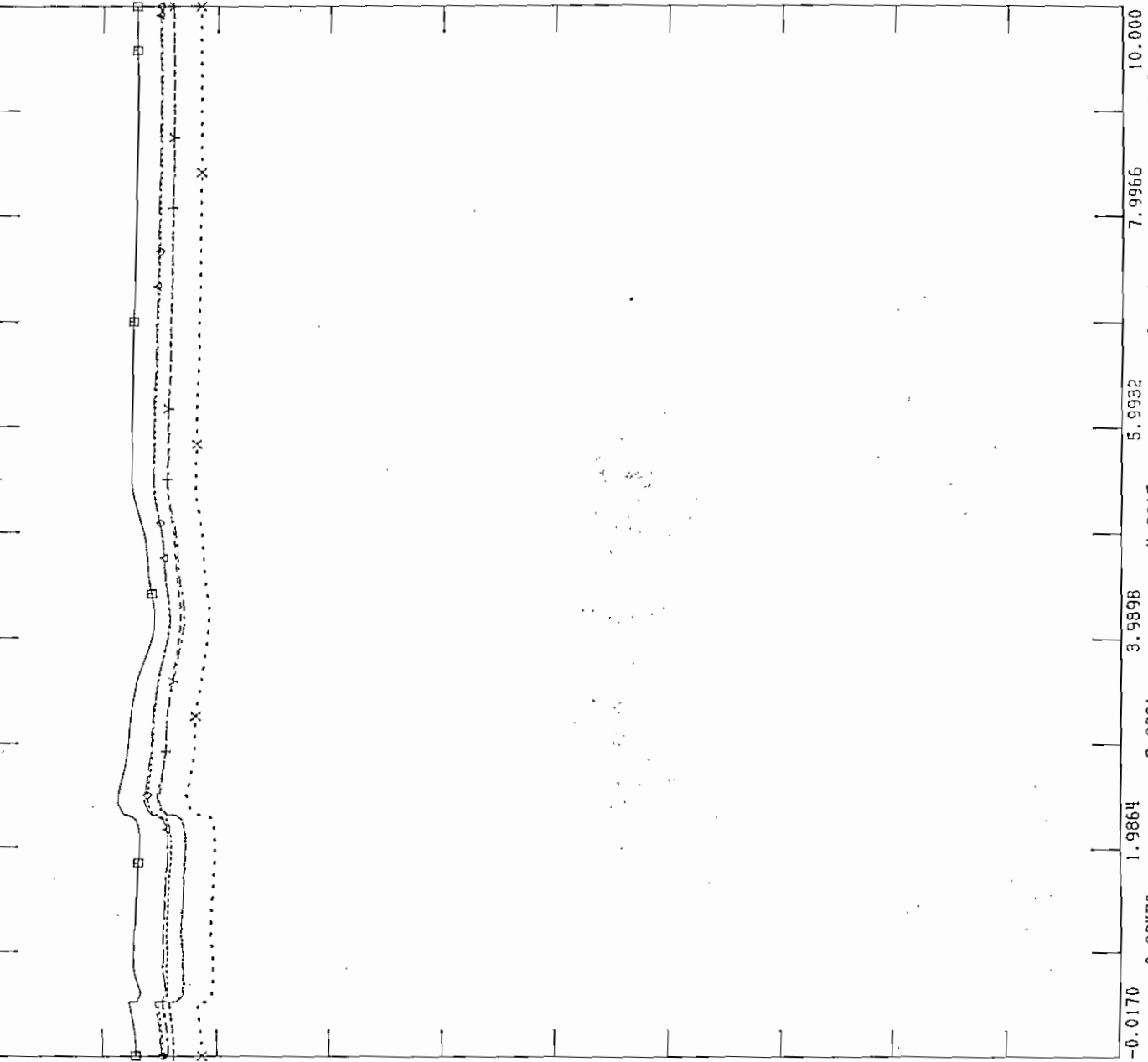
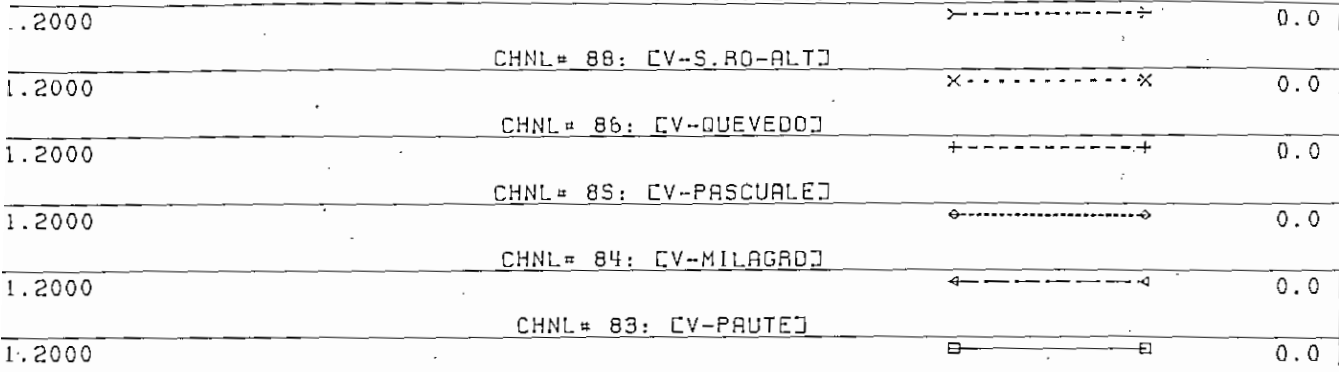


Figura 5.79 Frecuencia en Salida de 2 Unidades de Agoyán, Diciembre

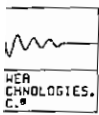


FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [CV-TOTO-230]  
 CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]  
 CHNL# 86: [CV-QUEVEDO]  
 CHNL# 85: [CV-PASCUALE]  
 CHNL# 84: [CV-MILAGRO]  
 CHNL# 83: [CV-PAUTE]



WED, JUL 16 1997 15:09  
 R 2U AGOY VOLT DIC

Figura 5.80 Voltajes en Salida de 2 Unidades de Aگویán, Diciembre



FLUJOS DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 DICIEMBRE\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 2 F1297001 G97N-MG

FILE: GOPO

CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.J]

CHNL# 25: [ANGGG-PASCUA]

CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]

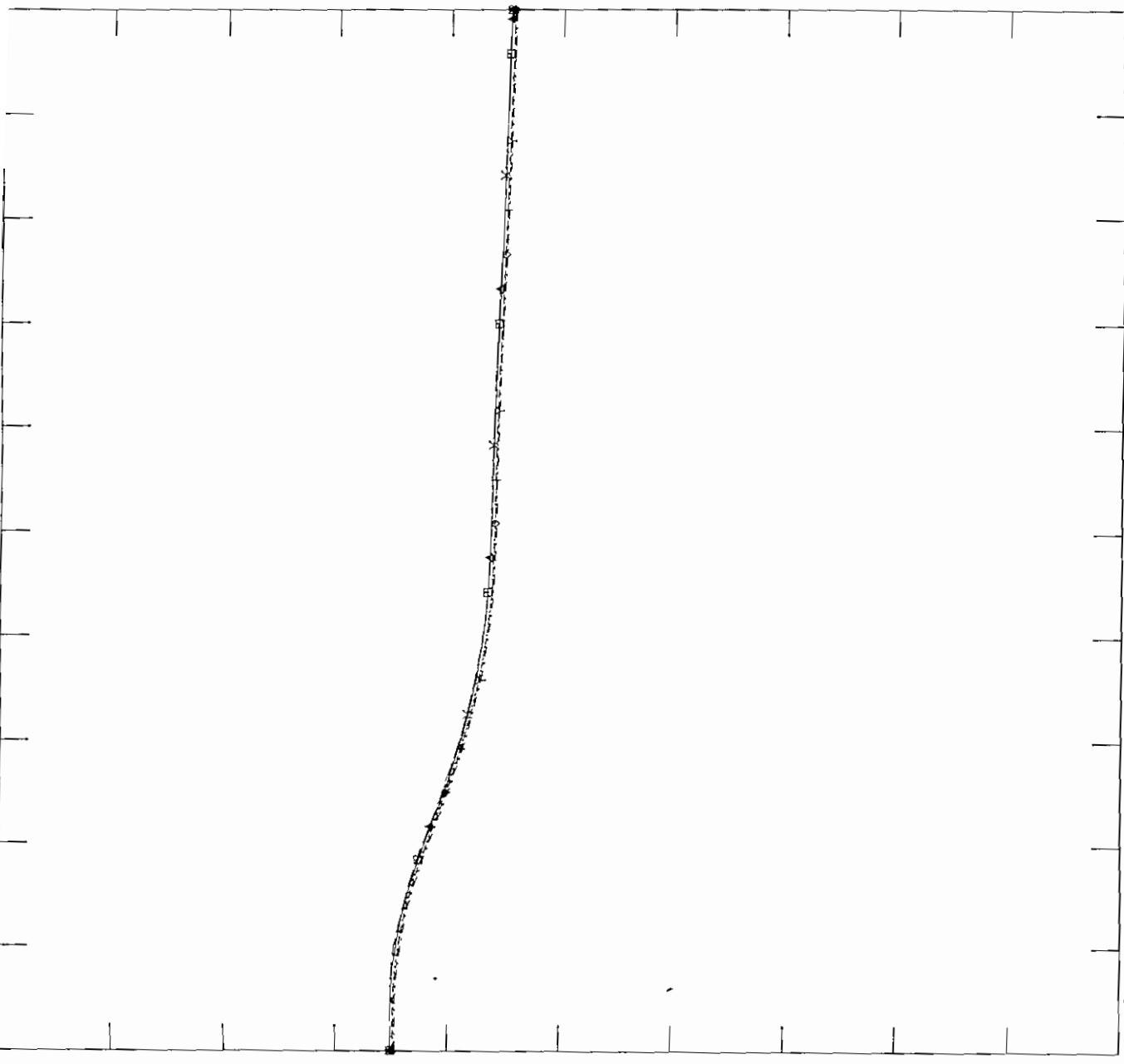
CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]

CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]

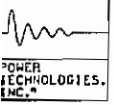
3000.0  
3000.0  
3000.0  
3000.0  
3000.0  
3000.0

-5500.  
-5500.  
-5500.  
-5500.  
-5500.  
-5500.



WED, JUL 16 1997 15:15  
R 2U AGOY ANG DIC

Figura 5.81 Angulo de Generadores en Salida de 2 Unidades de Agoyán, Diciembre



FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 15:27  
 R ESM FREC DIC

62.000	CHNL# 78: 60*(1+CFRQ-TOTO-230J)	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: 60*(1+CFRQ-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL# 67: 60*(1+CFRQ-PASCUALEJ)	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 61: 60*(1+CFRQ-S.RO-ALTJ)	o-----o	58.000

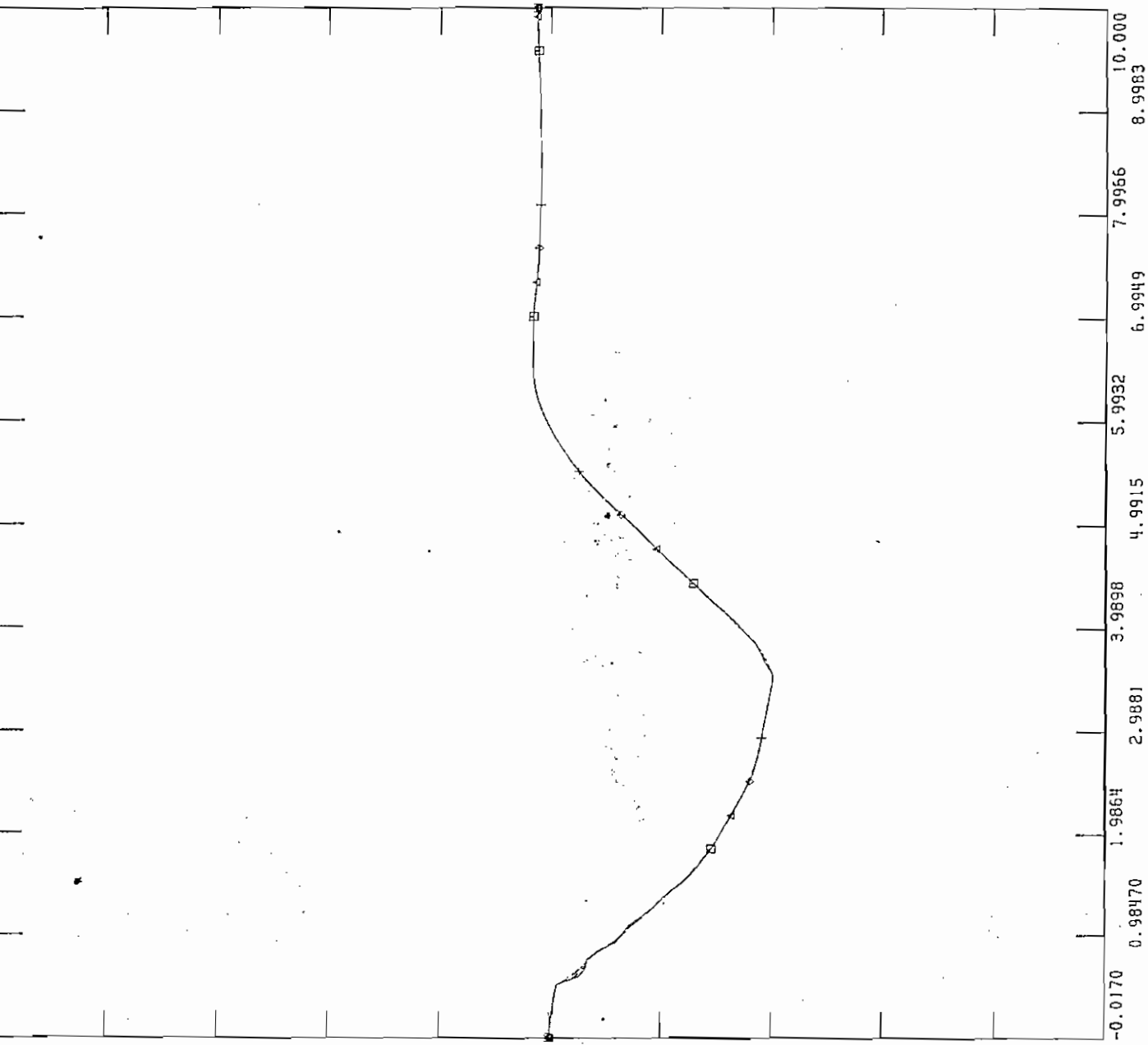
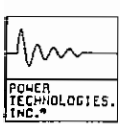
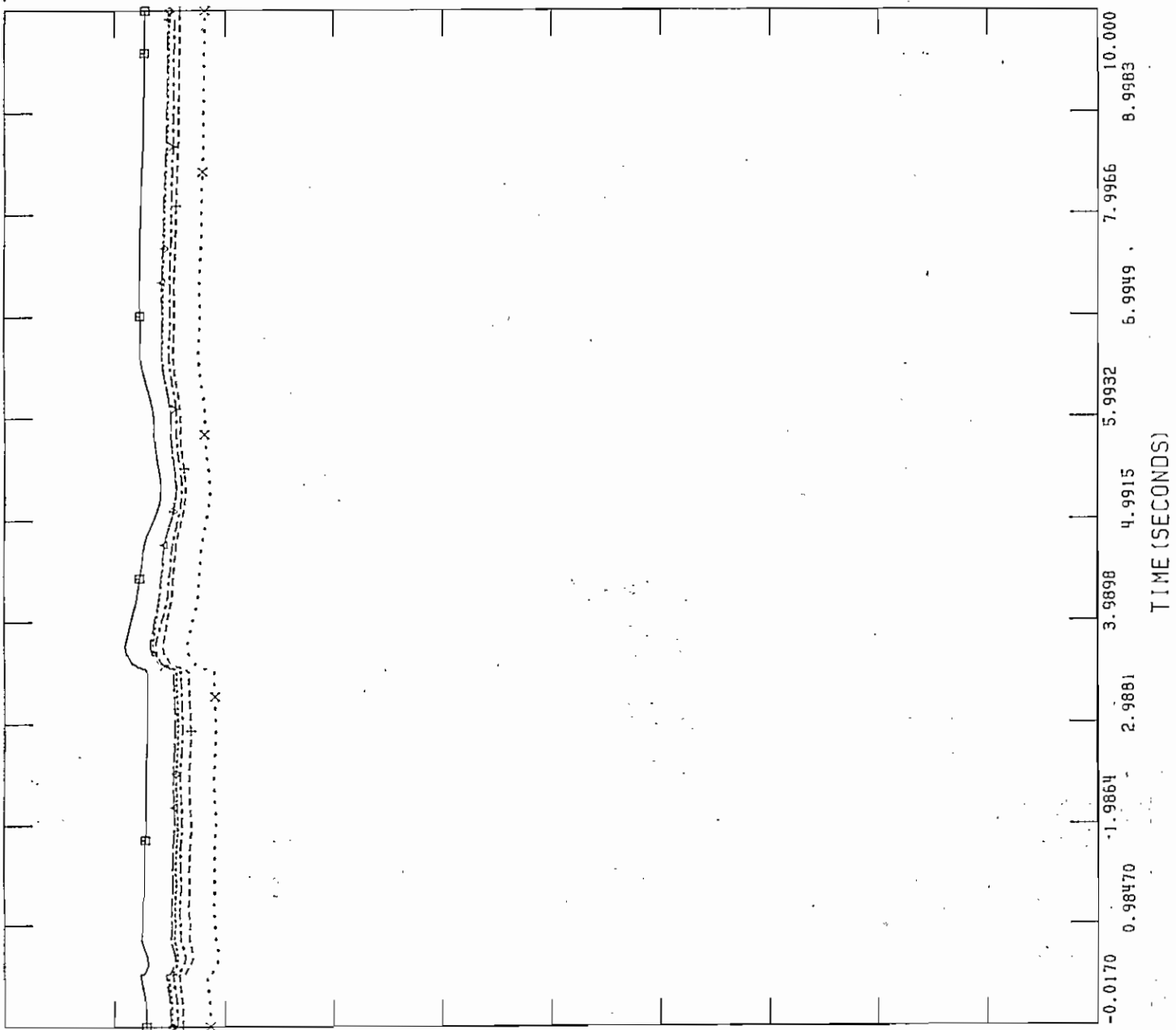


Figura 5.82 Frecuencia en Salida de Esmeraldas, Diciembre



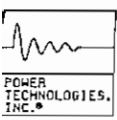
FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-230J	→ - - - - - →	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTO	× - - - - - ×	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDO	+ - - - - - +	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALE	○ - - - - - ○	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGRO	← - - - - - →	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTE	□ - - - - - □	0.0



WED, JUL 16 1997 15:29  
R ESM VOLT DIC

Figura 5.83 Voltajes en Salida de Esmeraldas, Diciembre



FILE: GOPO

CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

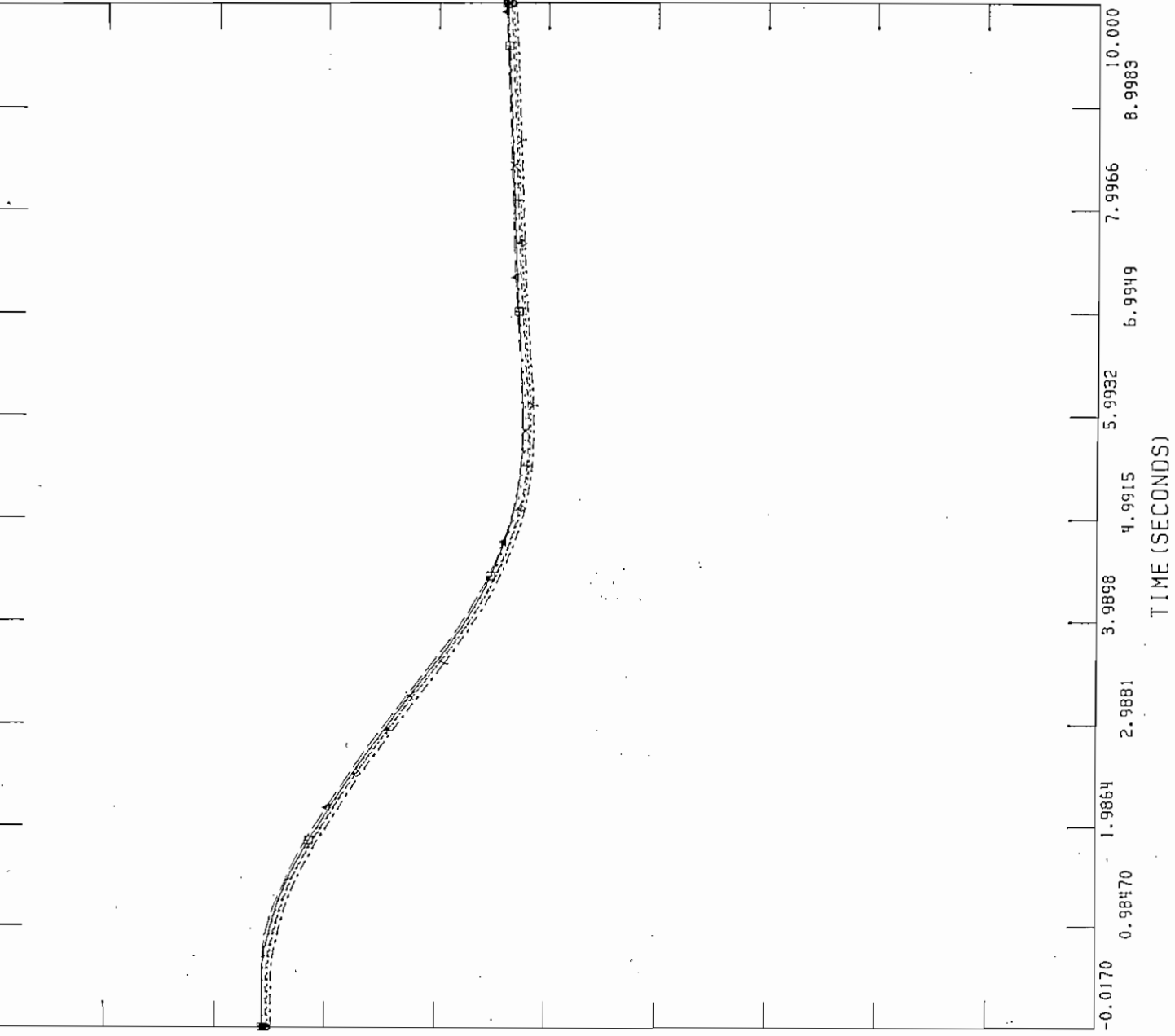
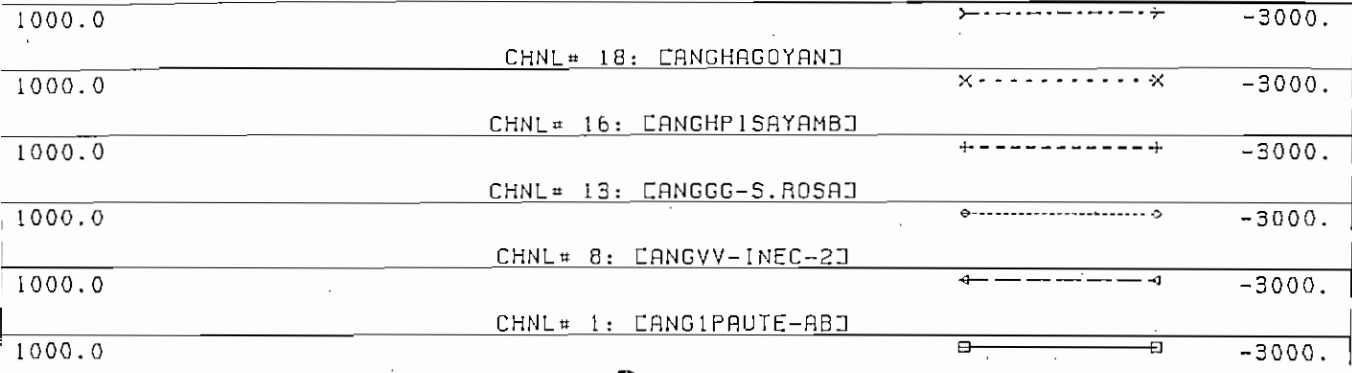
CHNL# 18: CANGHAGOYANJ

CHNL# 16: CANGHPISAYAMBJ

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ

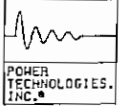
CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J

CHNL# 1: CANGIPAUTE-ABJ



WED, JUL 16 1997 15:33  
R ESM ANG DIC

Figura 5.84 Angulo de Generadores en Salida de Esmeraldas, Diciembre



FILE: GOP0

WED, JUL 16 1997 15:42  
 R TV2 FREQ DIC

62.000	CHNL# 78: 60*(1+CFRO-TOTO-230J)	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: 60*(1+CFRO-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL# 67: 60*(1+CFRO-PASCUALEJ)	^-----^	58.000
62.000	CHNL# 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALTJ)	□-----□	58.000

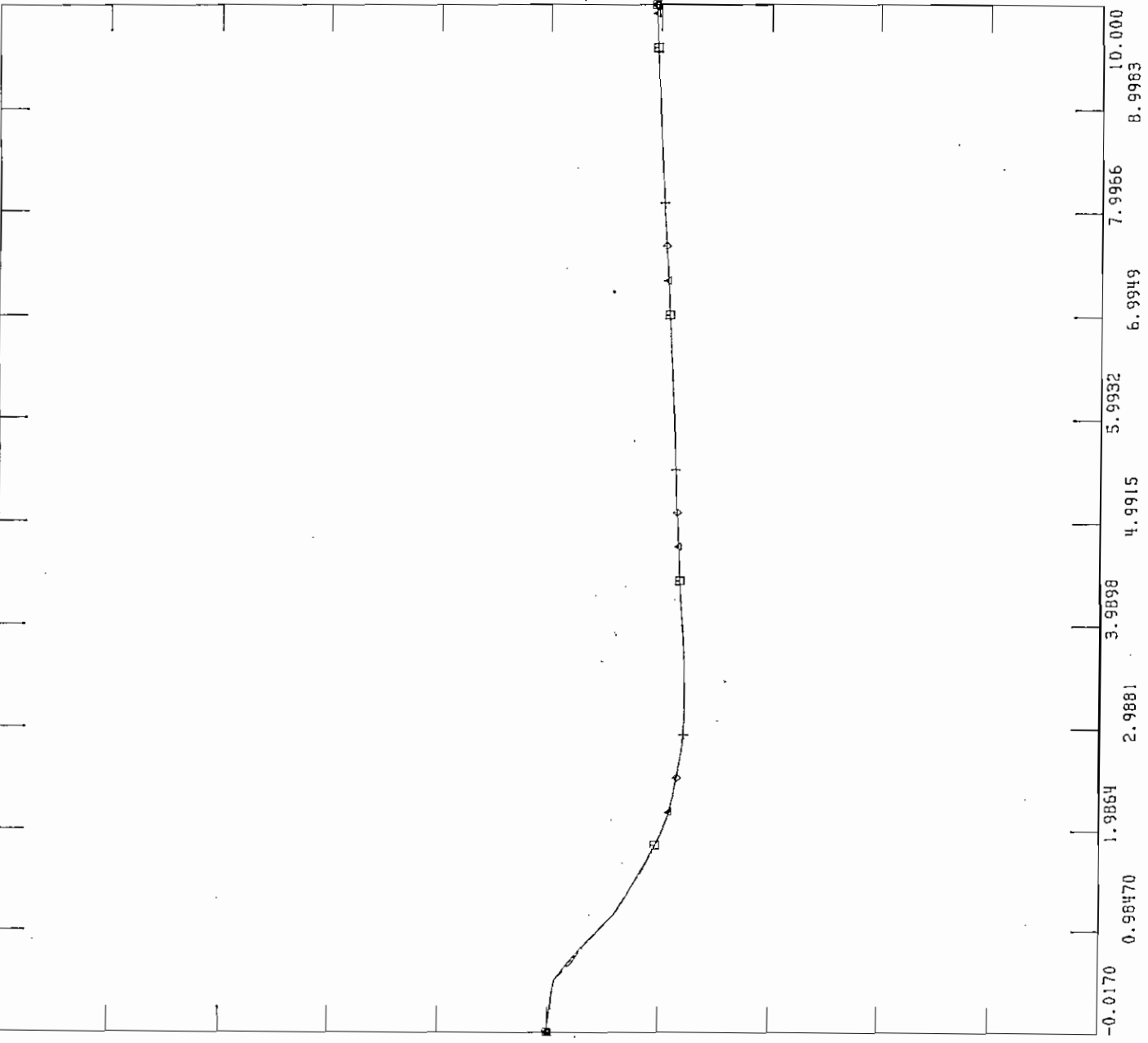


Figura 5.85 Frecuencia en Salida de TV2 Gonzalo Zevallos, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL# 89: CV-TOTO-230J  
 CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ  
 CHNL# 86: CV-QUEVE00J  
 CHNL# 85: CV-PASCUALEJ  
 CHNL# 84: CV-MILAGROJ  
 CHNL# 83: CV-PAUTEDJ

1.2000	→-----→	0.0
1.2000	x-----x	0.0
1.2000	+-----+	0.0
1.2000	◇-----◇	0.0
1.2000	←-----←	0.0
1.2000	□-----□	0.0

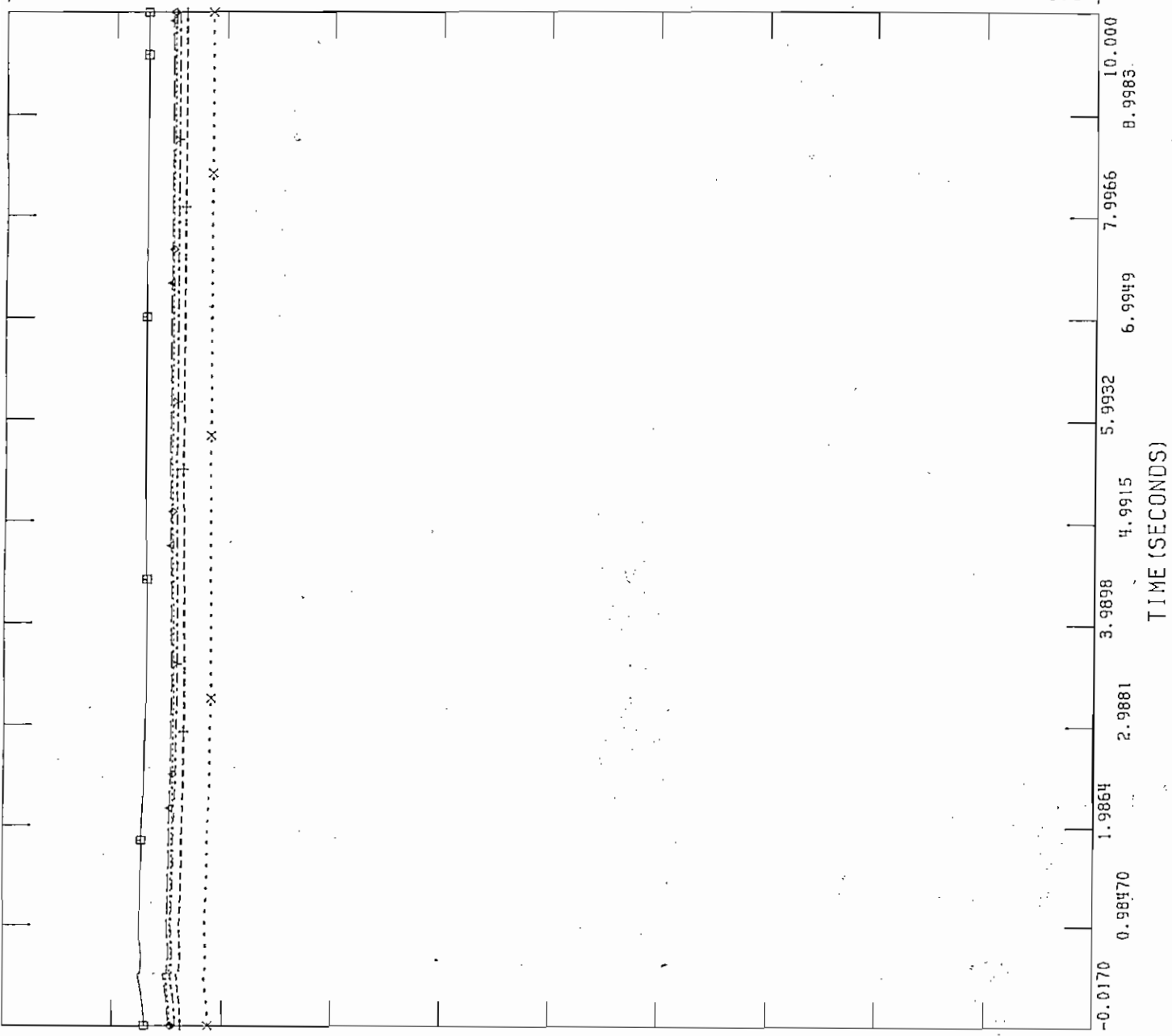
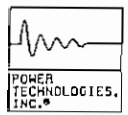
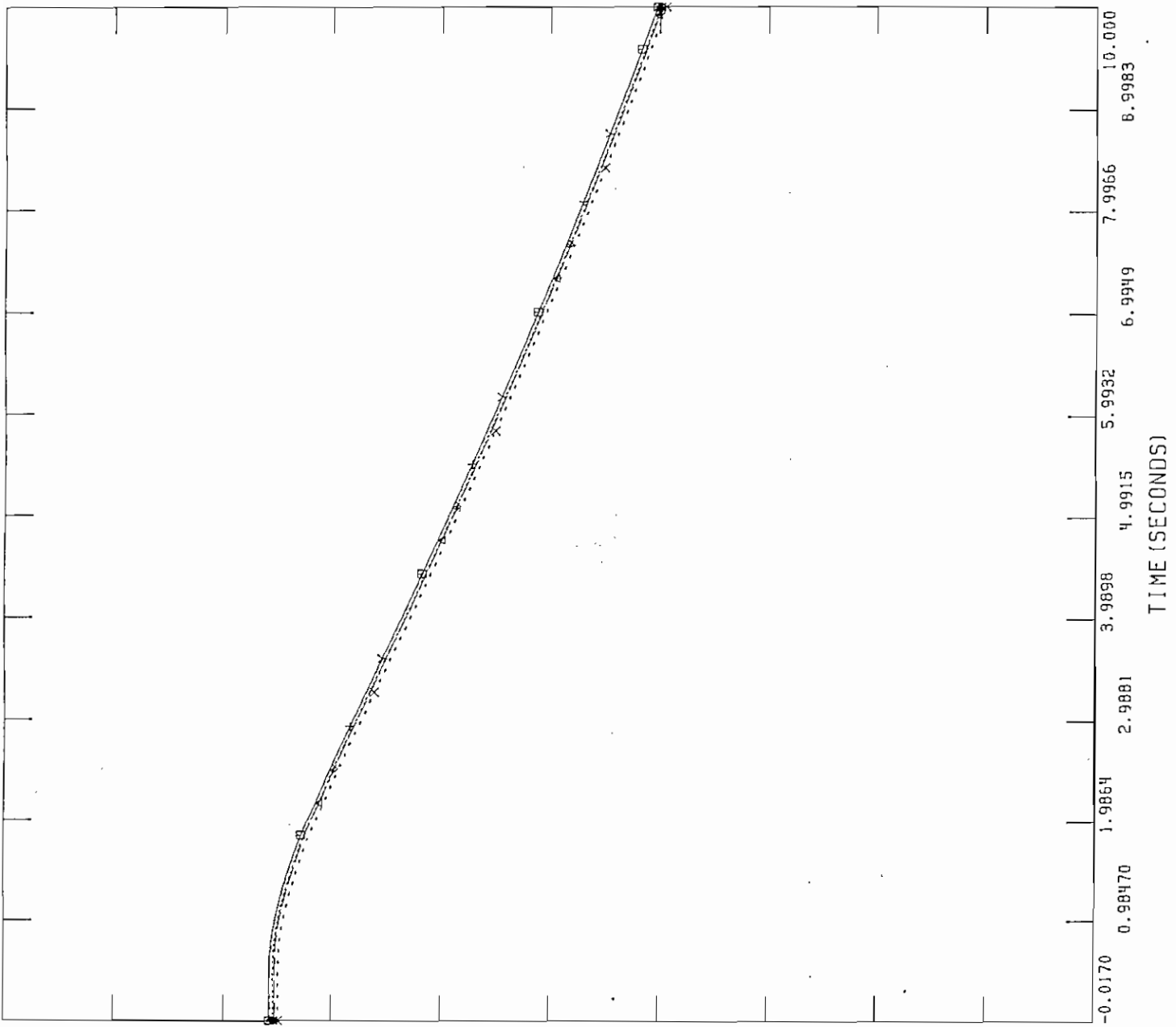


Figura 5.86 Voltajes en Salida de TV2 Gonzalo Zevallos, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]

1000.0	CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]	-3000.
1000.0	CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]	-3000.
1000.0	CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]	-3000.
1000.0	CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]	-3000.
1000.0	CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]	-3000.



WED. JUL 16 1997 15:47  
 R TV2 ANG DIC

Figura 5.87 Angulo de Generadores en Salida de TV2 Gonzalo Zevallos, Diciembre

los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.87 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

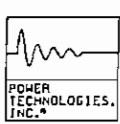
f) Salida de la unidad a Vapor Trinitaria

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de la unidad a Vapor Trinitaria con 120 MW no causa la operación de ningún paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59.26 Hz, la frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 59.44 Hz que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.88. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.89, al momento de presentarse la salida de la unidad, tienen una variación máxima hasta el 105%, estabilizándose en un valor igual al que tenían al inicio, en un tiempo de 4 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.90 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

g) Salida de la Unidad a Gas Pascuales

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, la salida de la unidad a Gas Pascuales con 92 MW no causa la operación de ningún paso de baja frecuencia, puesto que la frecuencia alcanza los 59.48 Hz. La frecuencia de restablecimiento después de los 10 segundos de simulación es 59.6 Hz que se encuentran dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.91. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV, mostrados en la figura 5.92, al momento de presentarse la salida de la unidad, tienen una variación máxima hasta el 105%, estabilizándose en un valor igual al que tenían al inicio, en un tiempo de 4 segundos, pero se mantienen dentro de los límites aceptables de operación. En relación a los ángulos de los generadores del sistema como se observa en la figura 5.93 tienen el mismo comportamiento durante todo el tiempo de simulación. De lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable.

En la tabla 5.6 se muestra un resumen de resultados de salida forzada de generadores para demanda máxima de diciembre de 1997.



FILE: GOPO

WED. JUL 16 1997 15:57  
R TRIN FREQ DIC

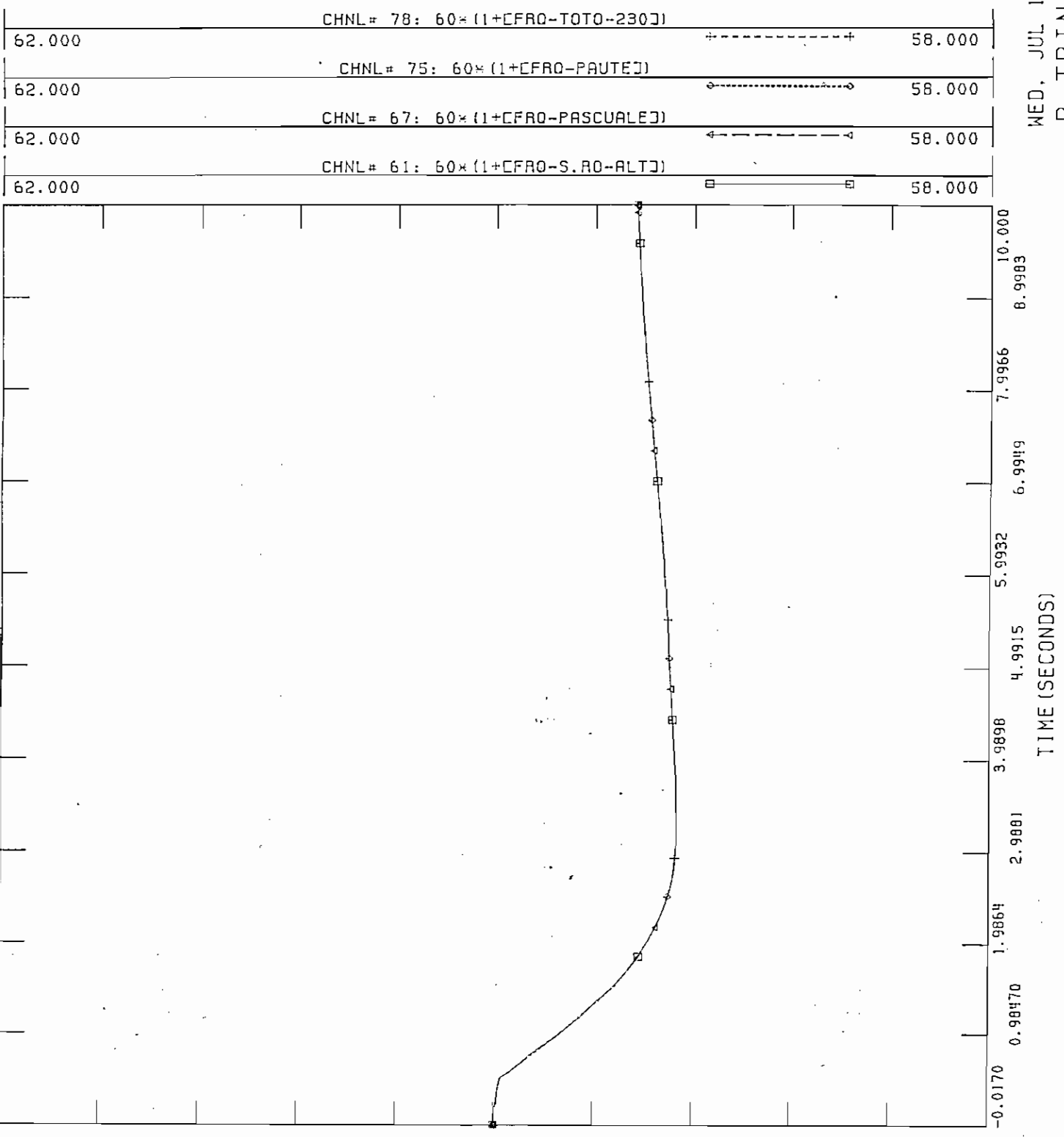


Figura 5.88 Frecuencia en Salida de Trinitaria, Diciembre

FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [CV-TOTO-230]

1.2000	CHNL# 89: [CV-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]	x-----x	0.0
1.2000	CHNL# 86: [CV-QUEVEDD]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: [CV-PASCUALE]	◇-----◇	0.0
1.2000	CHNL# 84: [CV-MILAGRO]	←-----△	0.0
1.2000	CHNL# 83: [CV-PAUTE]	□-----□	0.0

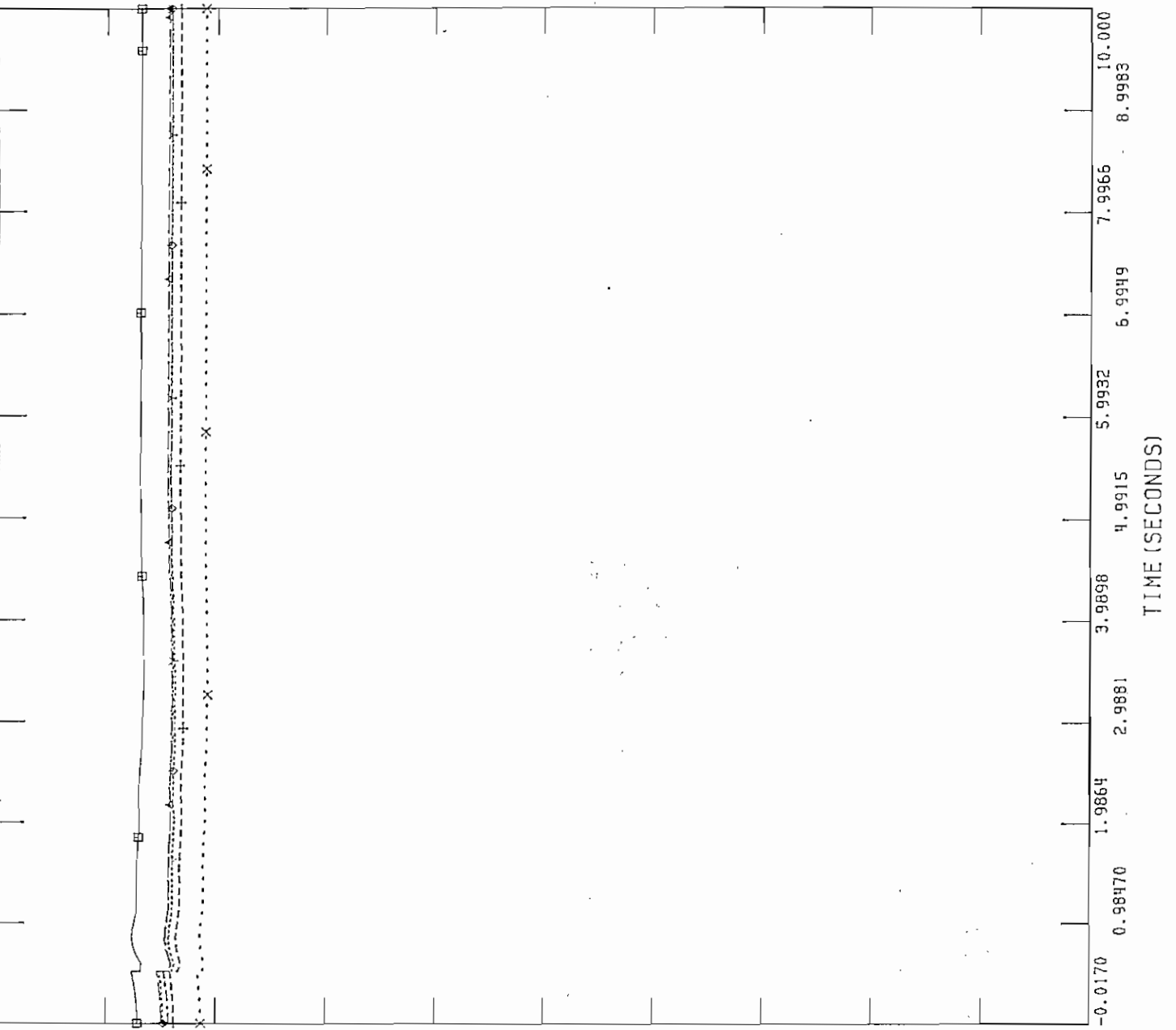
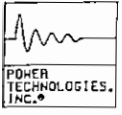
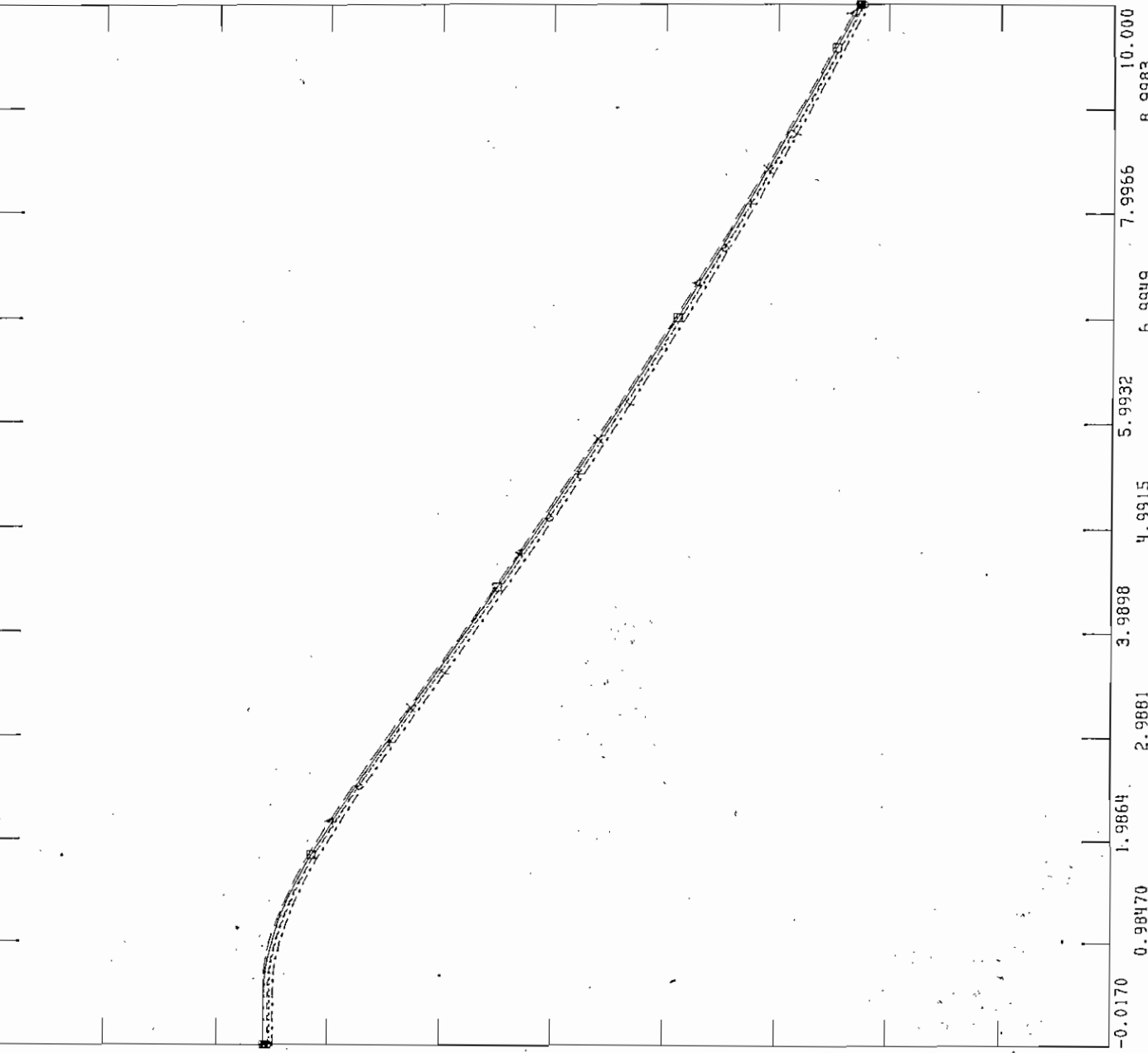


Figura 5.89 Voltajes en Salida de Trinitaria, Diciembre



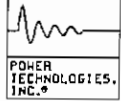
FILE: GOPO

1000.0	CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]	-3000.
1000.0	CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]	-3000.
1000.0	CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]	-3000.
1000.0	CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]	-3000.
1000.0	CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]	-3000.
1000.0	CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]	-3000.



WED; JUL 16 1997 16:01  
 R TRIN ANG DIC

Figura 5.90 Angulo de Generadores en Salida de Trinitaria, Diciembre



FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 16:10  
R G-PAS FREC DIC

62.000	CHNL # 78: $60 \times (1 + CFRO - TOTO - 230J)$	+-----+	58.000
62.000	CHNL # 75: $60 \times (1 + CFRO - PAUTEJ)$	----->	58.000
62.000	CHNL # 67: $60 \times (1 + CFRO - PASCUALEJ)$	-----<	58.000
62.000	CHNL # 61: $60 \times (1 + CFRO - S.RO - ALTJ)$	-----□	58.000

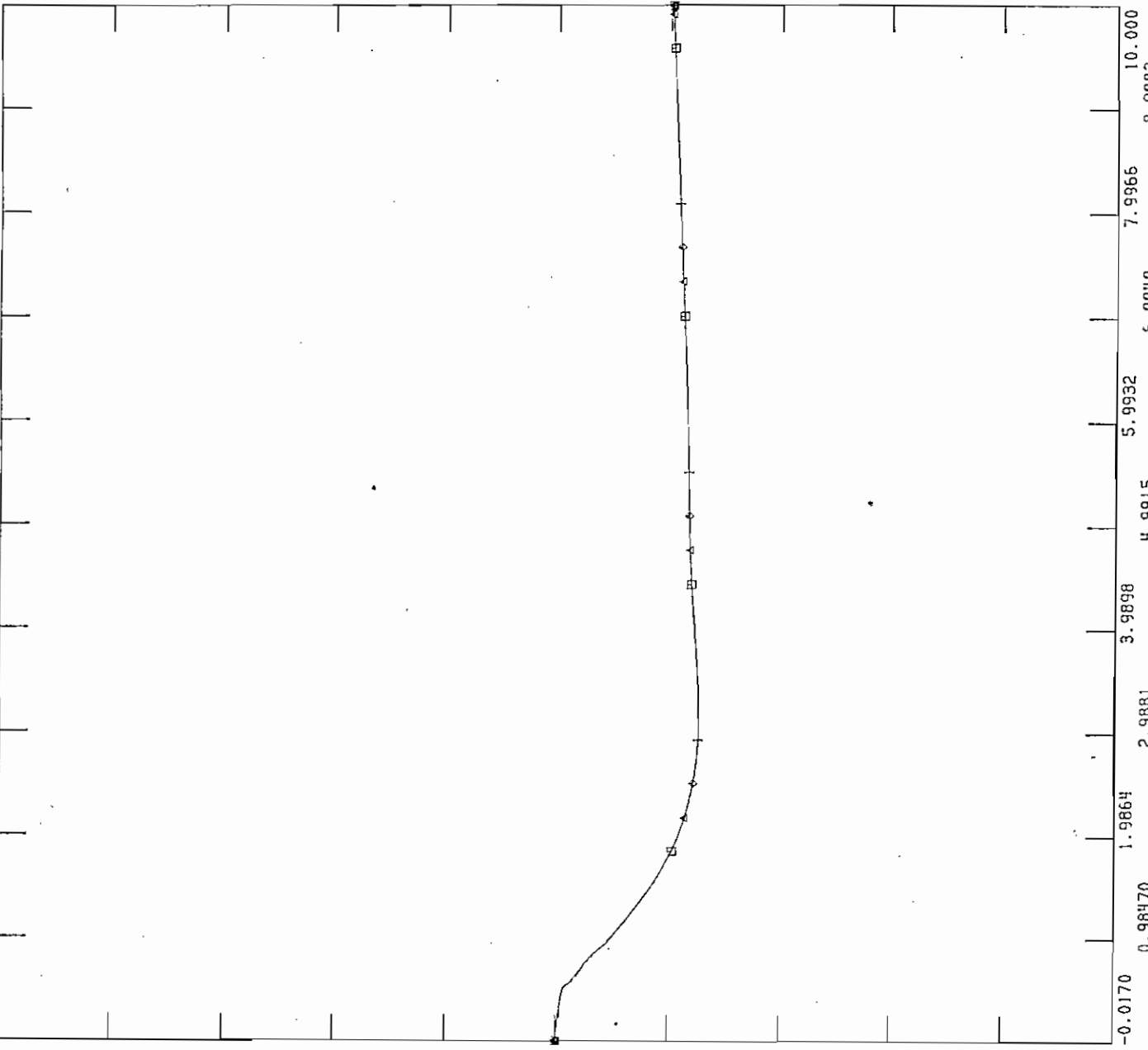
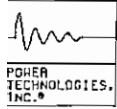
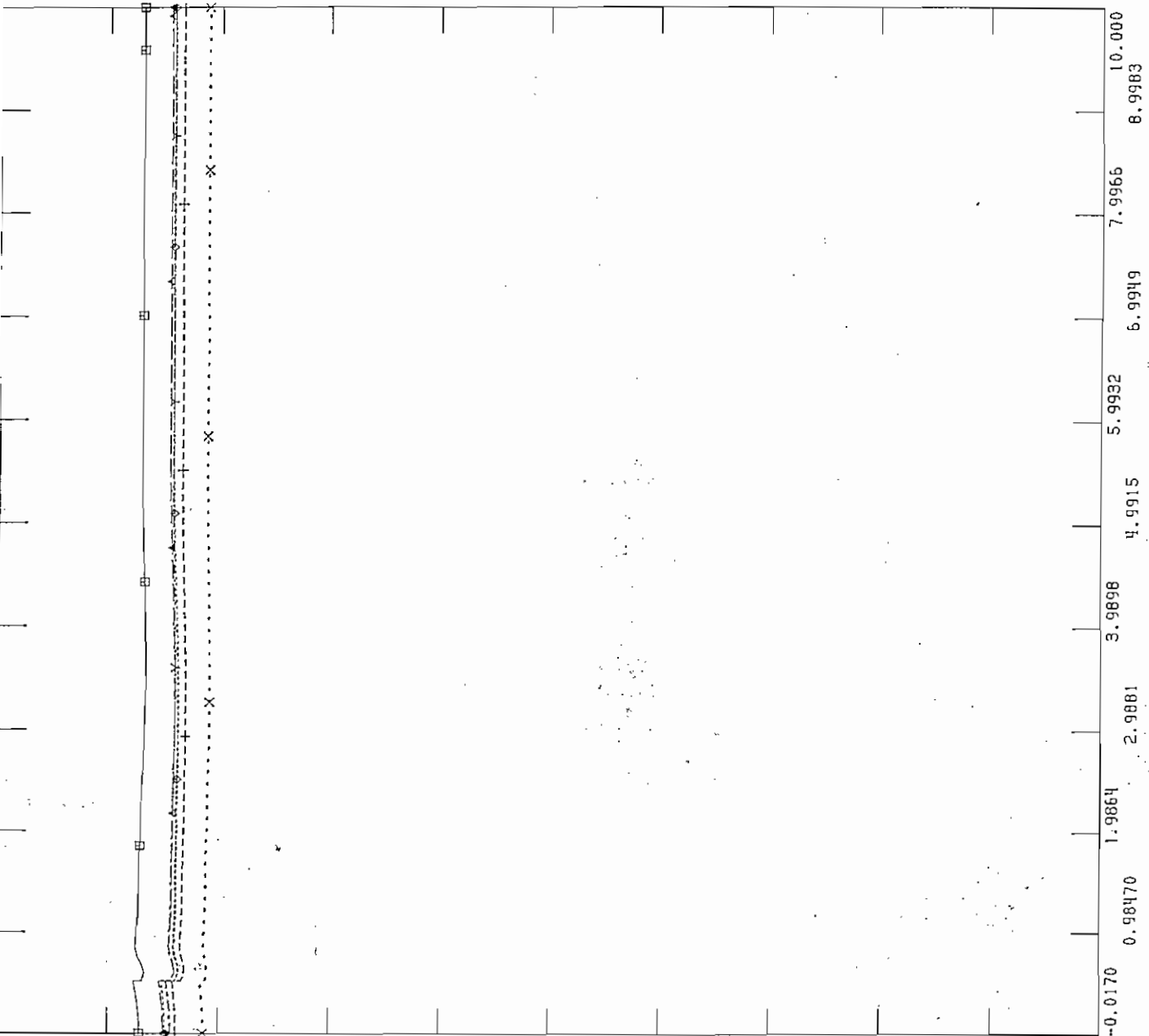


Figura 5.91 Frecuencia en Salida de Gas Pascuales, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [CV-TOTO-230]

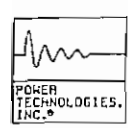
1.2000	CHNL# 89: [CV-TOTO-230]	0.0
1.2000	CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]	0.0
1.2000	CHNL# 86: [CV-QUEVEDO]	0.0
1.2000	CHNL# 85: [CV-PASCUALE]	0.0
1.2000	CHNL# 84: [CV-MILAGRO]	0.0
1.2000	CHNL# 83: [CV-PAUTE]	0.0



WED, JUL 16 1997 16:11  
 R G-PAS VOLT DIC

Figura 5.92 Voltajes en Salida de Gas Pascuales, Diciembre





FILE: GOPO

CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]

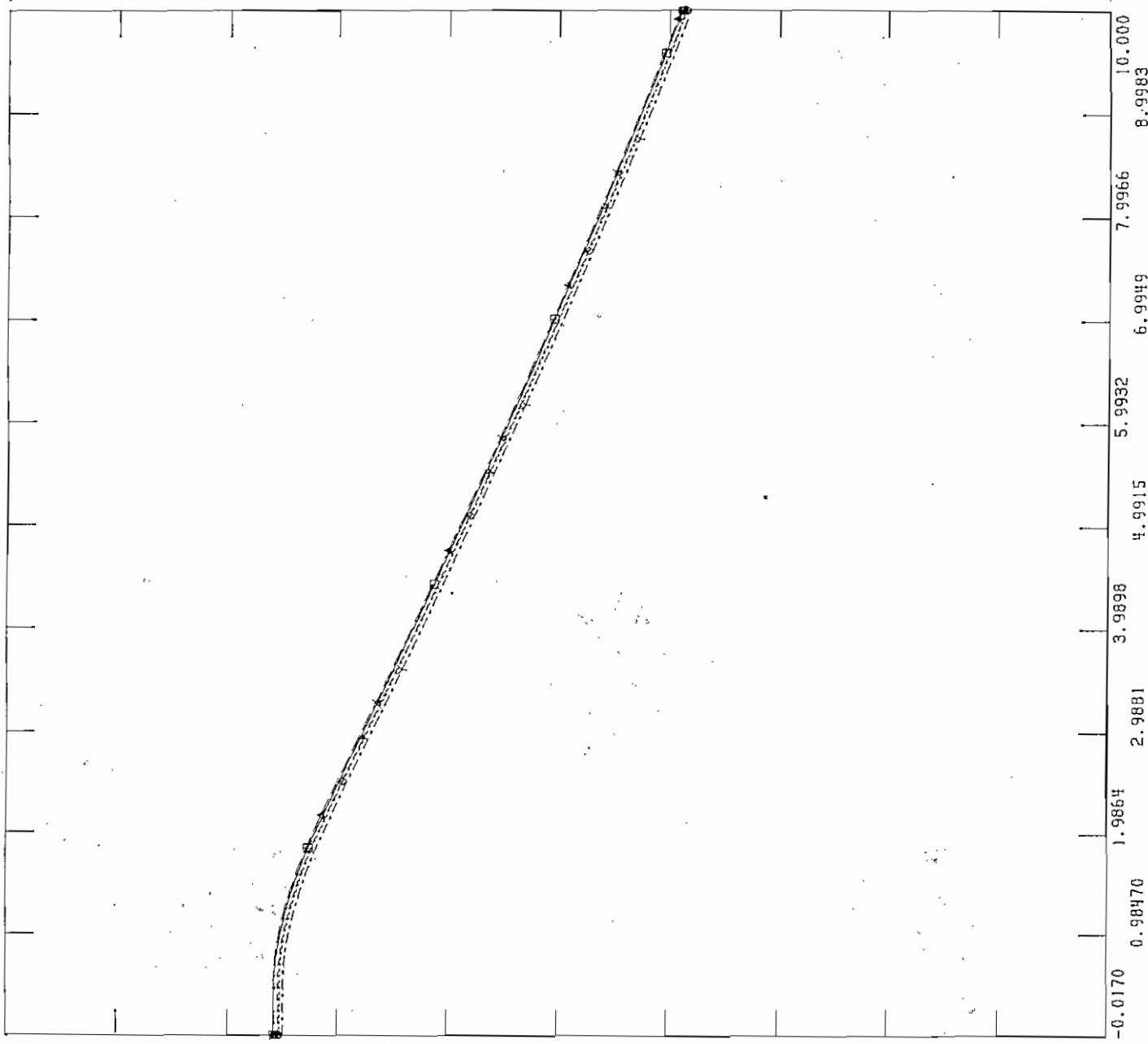
CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: [ANGVY-INEC-2]

CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]

1000.0 -----> -3000.  
 1000.0 -----x-----x -3000.  
 1000.0 -----+-----+ -3000.  
 1000.0 -----o-----o -3000.  
 1000.0 -----^-----^ -3000.  
 1000.0 -----□-----□ -3000.



WED, JUL 16 1997 16:13  
 R G-PAS ANG DIC

TIME (SECONDS)

Figura 5.93 Angulo de Generadores en Salida de Gas Pascuales, Diciembre

Tabla 5.6 Resultado del Análisis de Salida Forzada de Generadores Diciembre 1997

Unidades	Generación Pérdida	Pasos de secciona- miento	Carga Pérdida	f <sub>mín</sub>	f <sub>res</sub>	f <sub>máx</sub>	Pico Máx. de Voltaje	test
	MW		MW	Hz	Hz	Hz	%	s
<b>C. Paute</b>								
1 Unidad	100			59.35	59.50		106.0	3
3 Unidades Fase C	300	2	334.4	58.90	60.09	60.22	109.0	6
<b>C. Agoyan</b>								
2 Unidades	150	1	140.6	59.17	59.90	59.96	107.0	6
<b>C. Esmeraldas</b>	120	1	140.6	59.19	60.04	60.07	107.0	7
<b>C. G. Zevallos</b>								
TV2	73			59.51	59.62			
<b>C. Trinitaria</b>	120			59.26	59.44		105.0	4
<b>C. Gas Pascuales</b>	92			59.48	59.60		105.0	4

f<sub>mín</sub> = Frecuencia mínima

f<sub>máx</sub> = Frecuencia máxima

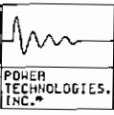
f<sub>res</sub> = Frecuencia de restablecimiento

test = Tiempo de estabilización de voltaje

## 5.8.2 Falla Trifásica en Líneas de Transmisión

### a) Falla Trifásica en el Circuito de la Línea Paute - Milagro

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Paute - Milagro, cuando transmite 69.6 MW hacia la zona de Guayaquil y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.37 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.94. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 109% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida considerable de los reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.95. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 4.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.96. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.



FILE: GOP0

MED, JUL 16 1997 11:25  
 F L/T PAU-MIL 1C FREC DIC

62.000	CHNL# 78: 60*(1+CFRQ-TOTO-230J)	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: 60*(1+CFRQ-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL# 67: 60*(1+CFRQ-PASCUALEJ)	^-----^	58.000
62.000	CHNL# 61: 60*(1+CFRQ-S.RO-ALTJ)	□-----□	58.000

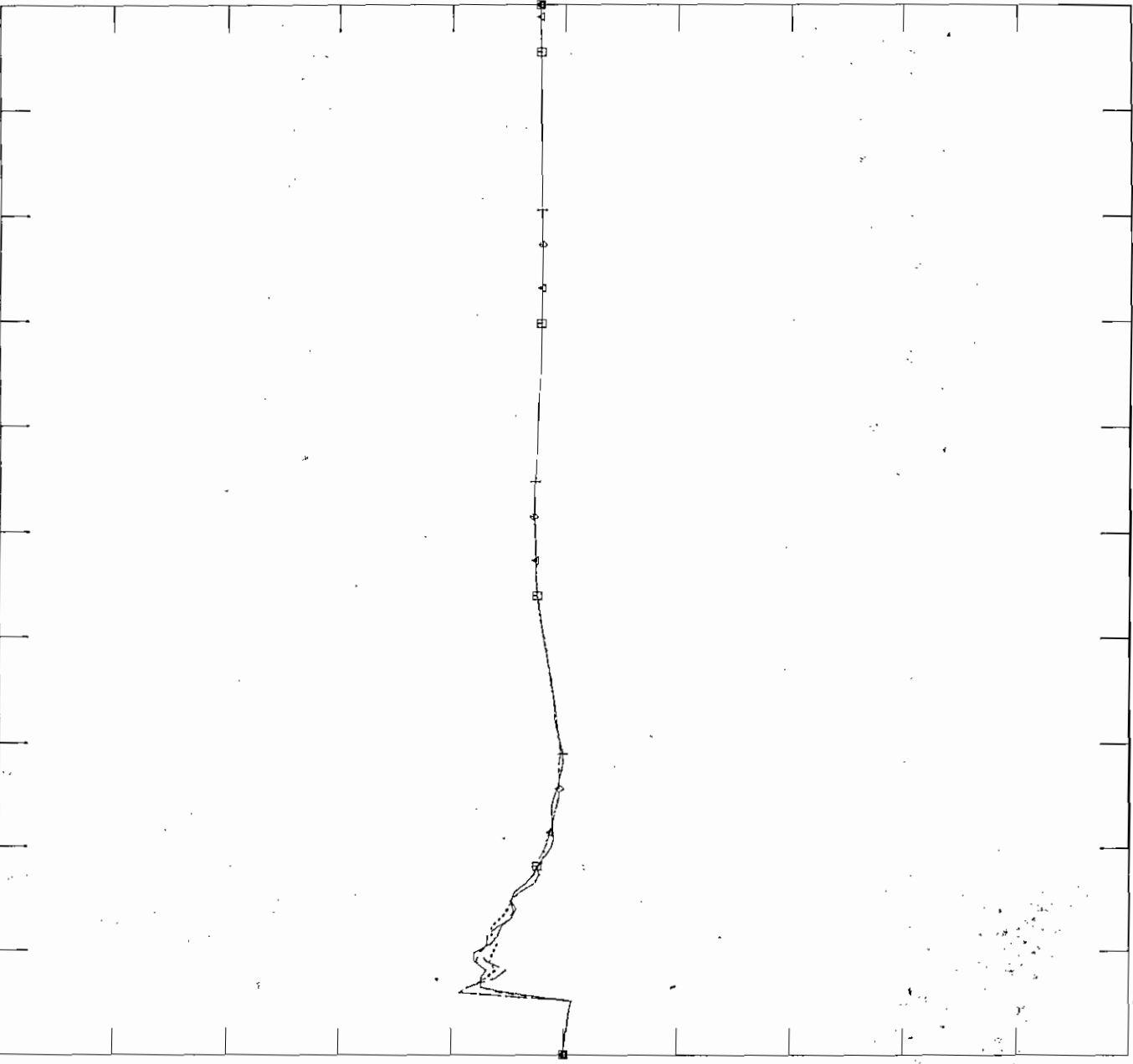
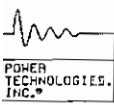
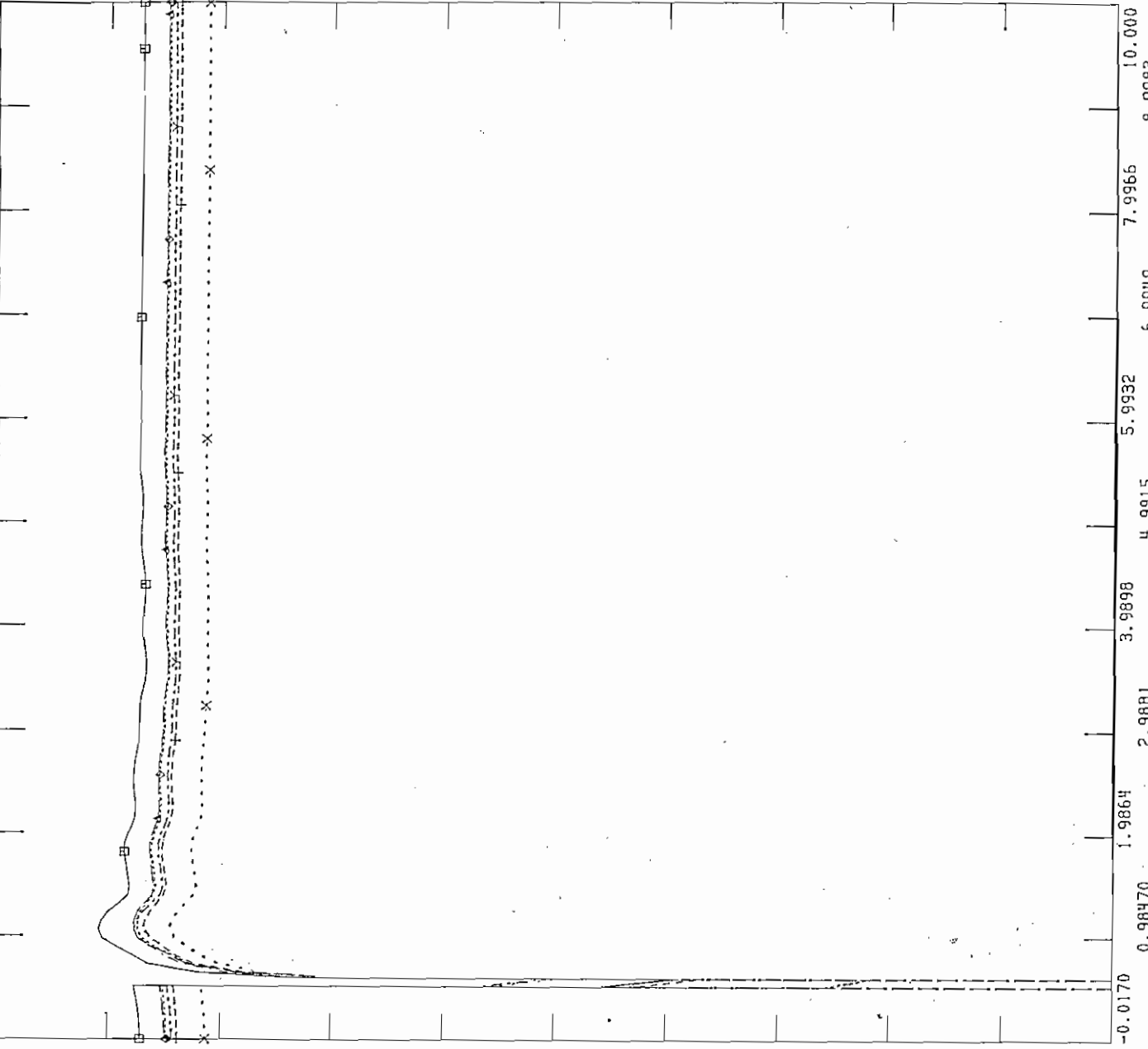


Figura 5.94 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro, Diciembre



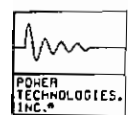
FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [V-TOTO-230]  
 CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]  
 CHNL# 86: [V-QUEVEDO]  
 CHNL# 85: [V-PASCUALE]  
 CHNL# 84: [V-MILAGRO]  
 CHNL# 83: [V-PAUTE]

1.2000	→-----→	0.0
1.2000	x-----x	0.0
1.2000	+-----+	0.0
1.2000	o-----o	0.0
1.2000	←-----←	0.0
1.2000	□-----□	0.0



WED, JUL 16 1997 11:23  
 F L T PAU-MIL 1C VOLT DIC

Figura 5.95 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro, Diciembre



FILE: GOPO

CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

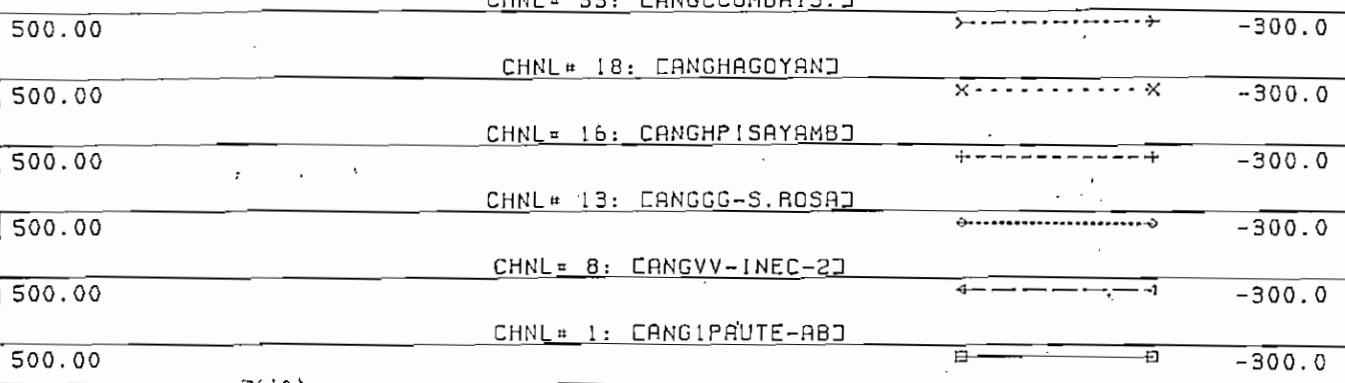
CHNL# 18: CANGHAGOYANJ

CHNL# 16: CANGHPISAYAMBJ

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ

CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J

CHNL# 1: CANG1PAUTE-ABJ



WED, JUL 16 1997 11:36  
F L/T PAU-MIL 1C ANG JUL

Figura 5.96 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro, Diciembre

b) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Paute - Milagro y Apertura de los 2 Circuitos

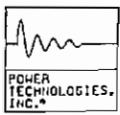
Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Paute - Milagro y la consiguiente apertura de los dos circuitos, cuando transmiten 139.2 MW hacia la zona de Guayaquil, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.49 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 2.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.97. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura de los dos circuitos, los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 112 % en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, por la pérdida considerable de los reactivos de la línea que se abre producto de la falla, manteniéndose dentro de los límites de operación, como se puede observar en la figura 5.98. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla para en los 5.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.99. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

c) Falla Trifásica de 1 Circuito de la Línea Milagro - Pascuales

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Milagro - Pascuales, cuando transmite 12.5 MW hacia la zona de Milagro y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.52 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.100. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 109.2 % en la primera oscilación para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida considerable de reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.101. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 3.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.102. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

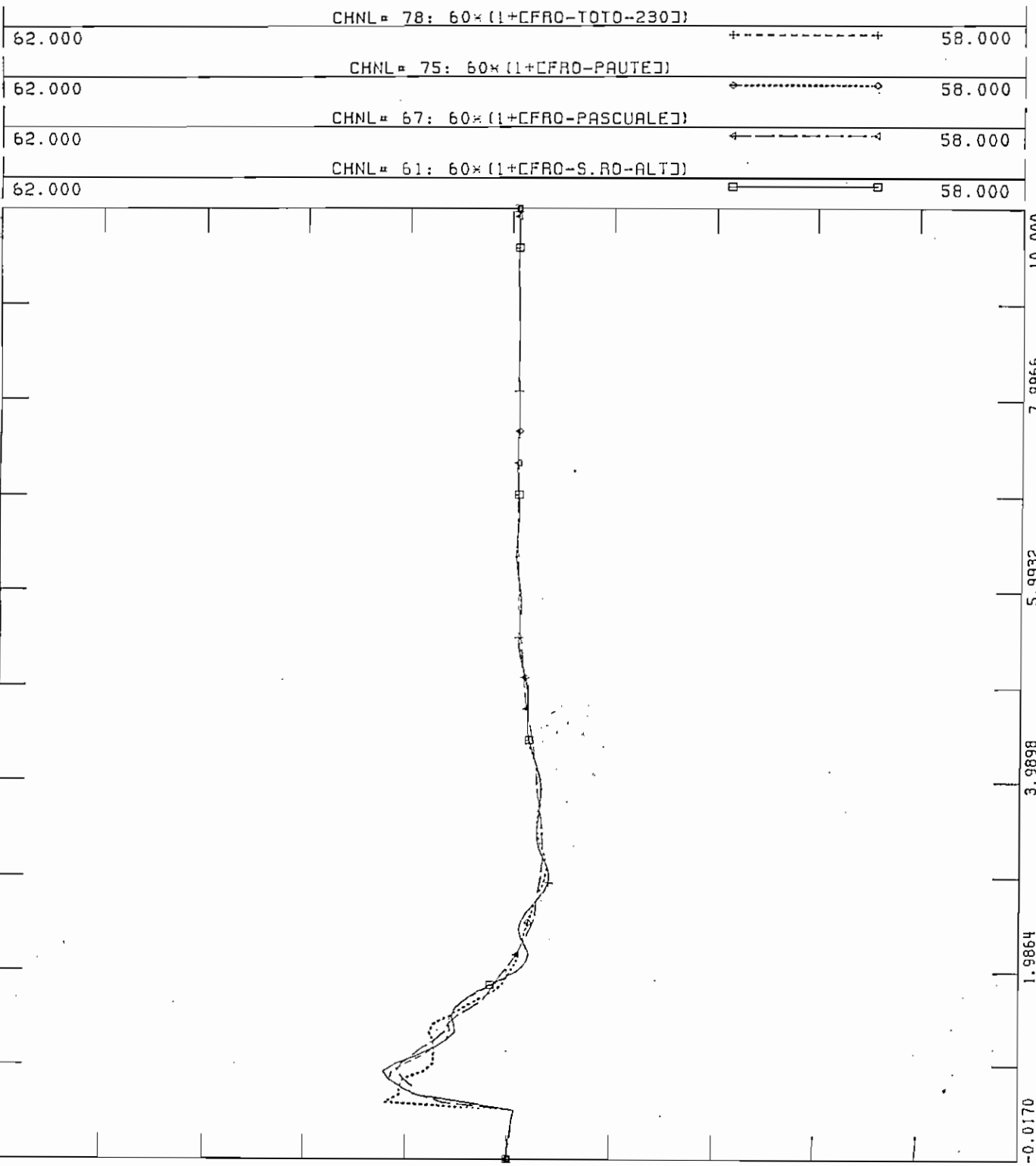
d) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Paute - Pascuales

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Paute - Pascuales, cuando transmite 48.1 MW hacia la zona de Guayaquil y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.49 Hz como



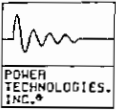
FILE: GOP0

WED, JUL 16 1997 16:27  
 F L/T PAU-MIL 2C FREQ DIC



TIME (SECONDS)

Figura 5.97 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro y Apertura de los 2 C, Diciembre



FILE: GOP0  
CHNL# 89: [V-TOTO-230]

1.2000 0.0

CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]

1.2000 0.0

CHNL# 86: [V-QUEVEDO]

1.2000 0.0

CHNL# 85: [V-PASCUALE]

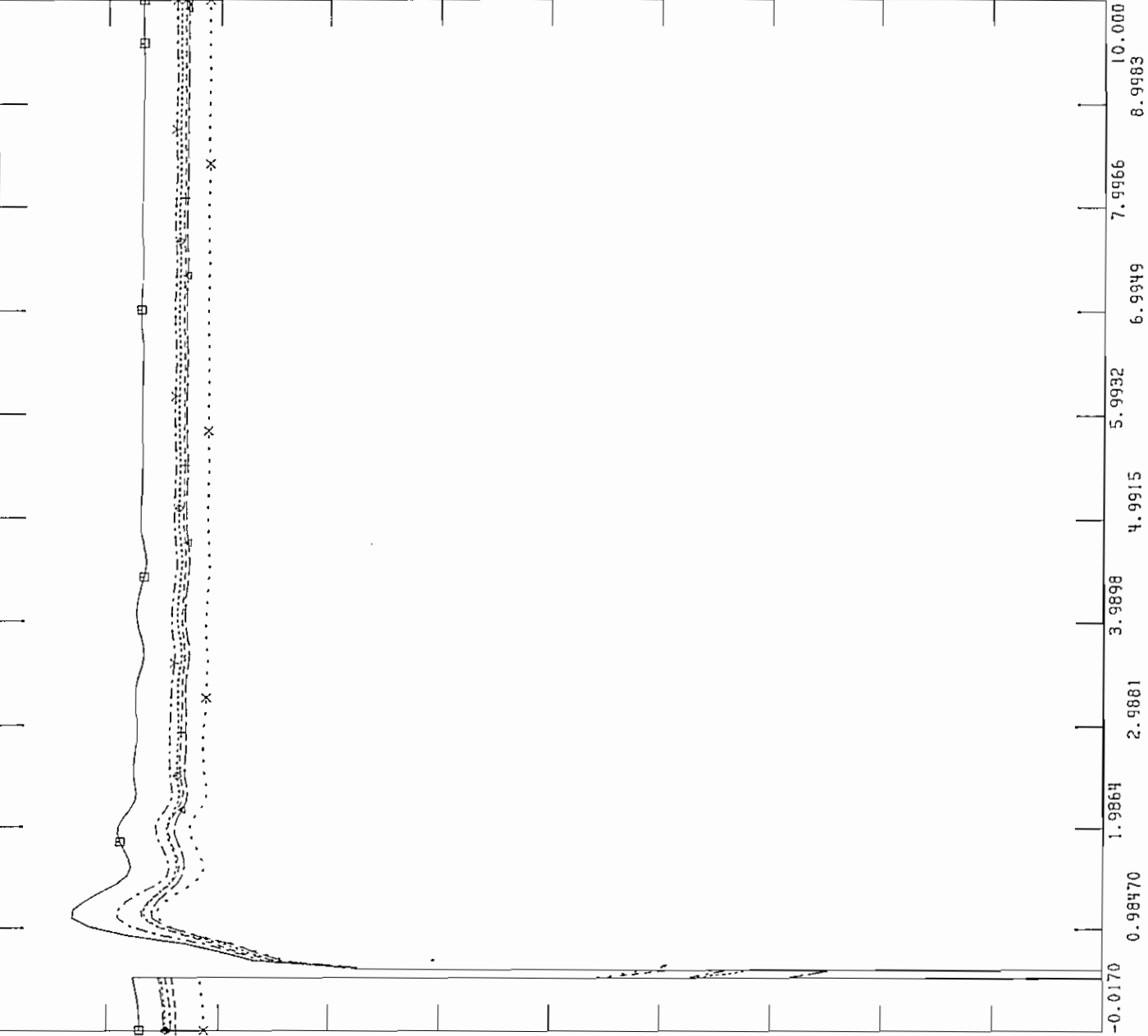
1.2000 0.0

CHNL# 84: [V-MILAGRO]

1.2000 0.0

CHNL# 83: [V-PAUTE]

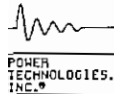
1.2000 0.0



MED. JUL 16 1997 16:29  
F L/T PAU-MIL 2C VOLT DIC

Figura 5.98 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro y Apertura de los 2 C, Diciembre





FILE: GOPO

CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]

CHNL# 18: CANGHAGOYAN]

CHNL# 16: CANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: CANGVV-INEC-2]

CHNL# 1: CANG1PAUTE-AB]

WED, JUL 16 1997 16:31  
 F L/T PAU-MIL 2C ANG DIC

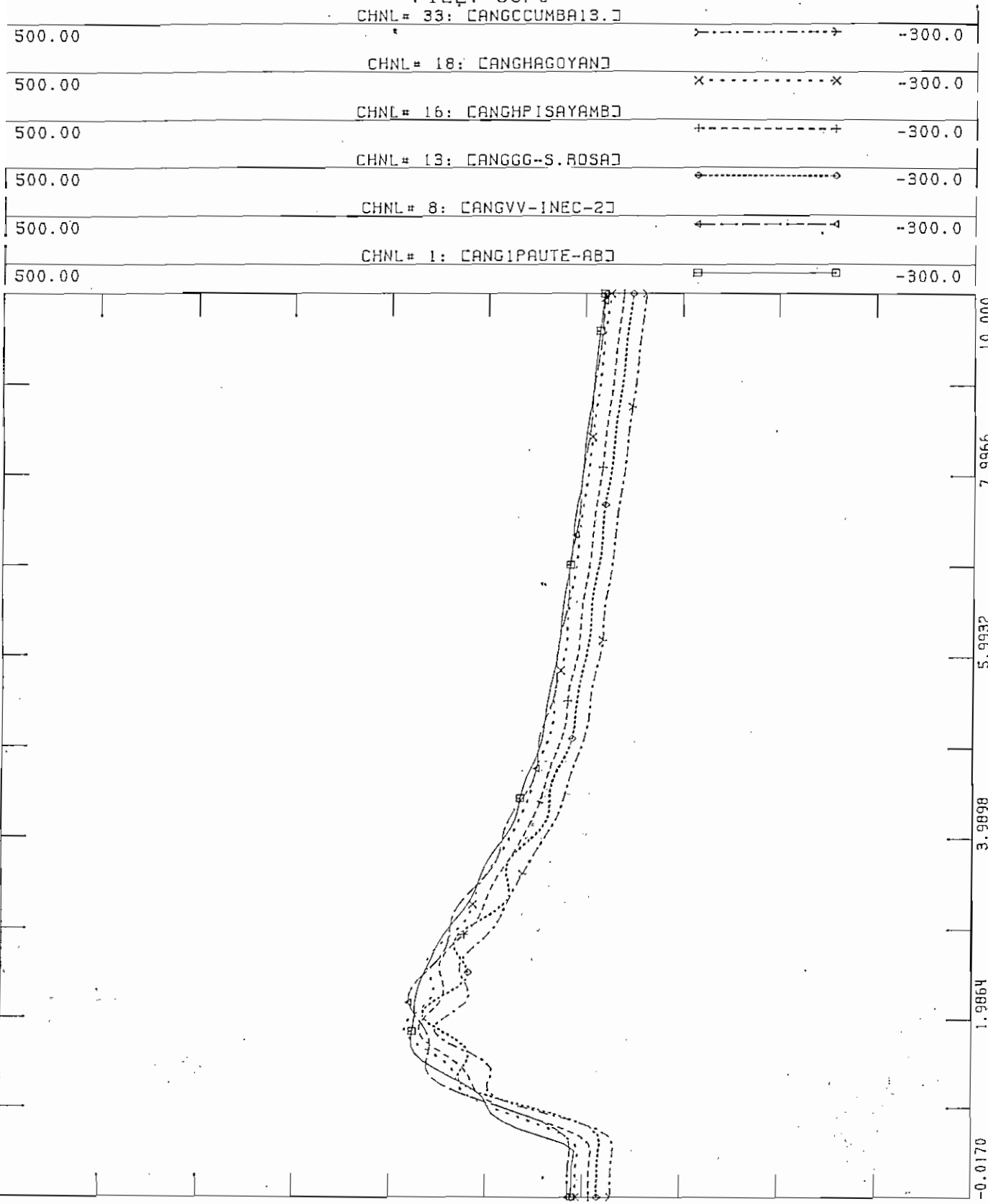
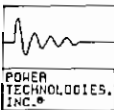


Figura 5.99 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Milagro y Apertura de los 2 C, Diciembre



FILE: GOP0

MED, JUL 16 1997 11:41  
F L/T MIL-PAS 1C FREC DIC

62.000	CHNL = 78: 60*(1+CFRO-TOTO-230J)	+-----+	58.000
62.000	CHNL = 75: 60*(1+CFRO-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL = 67: 60*(1+CFRO-PASCUALEJ)	^-----^	58.000
62.000	CHNL = 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALTJ)	□-----□	58.000

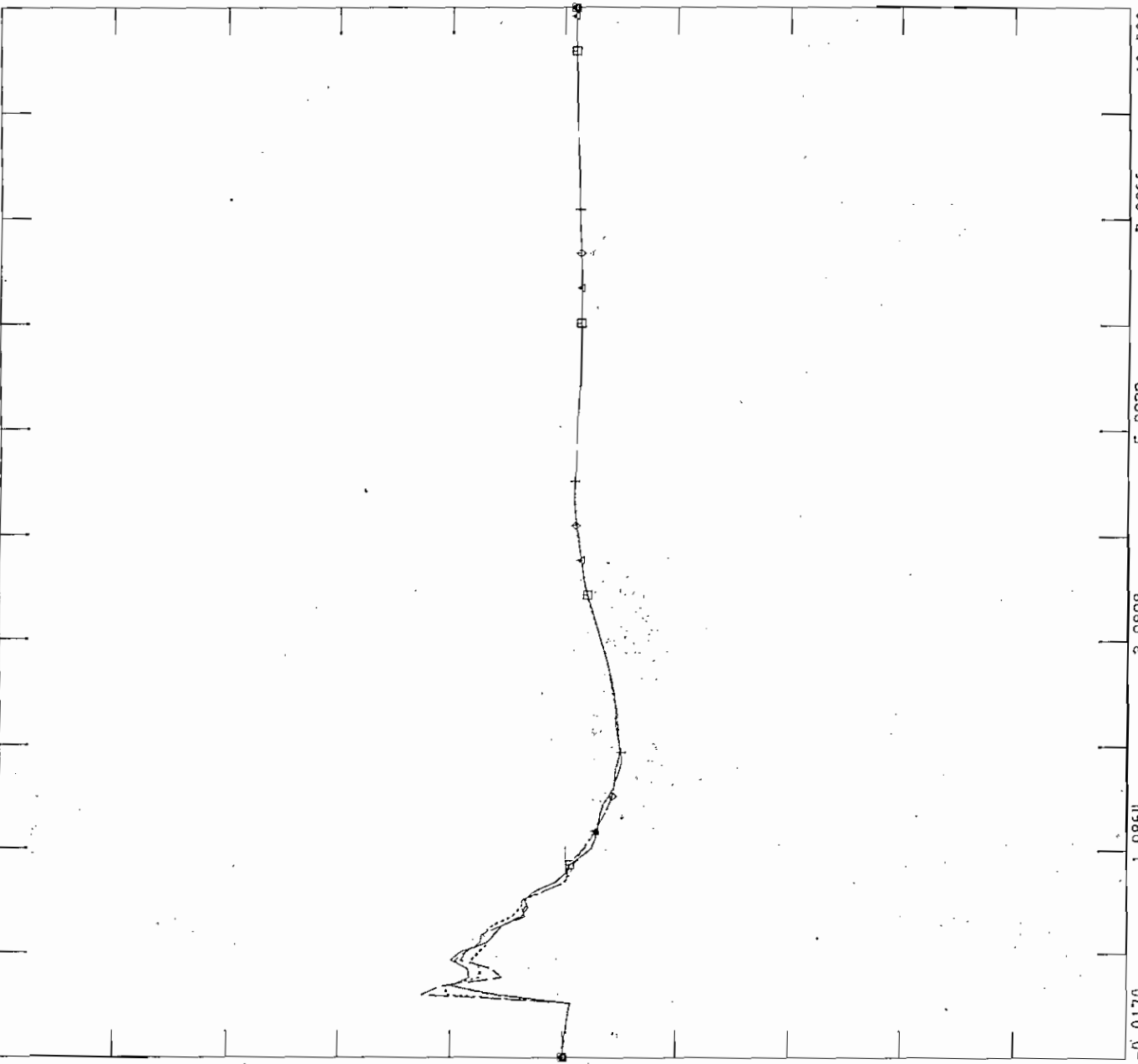
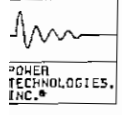
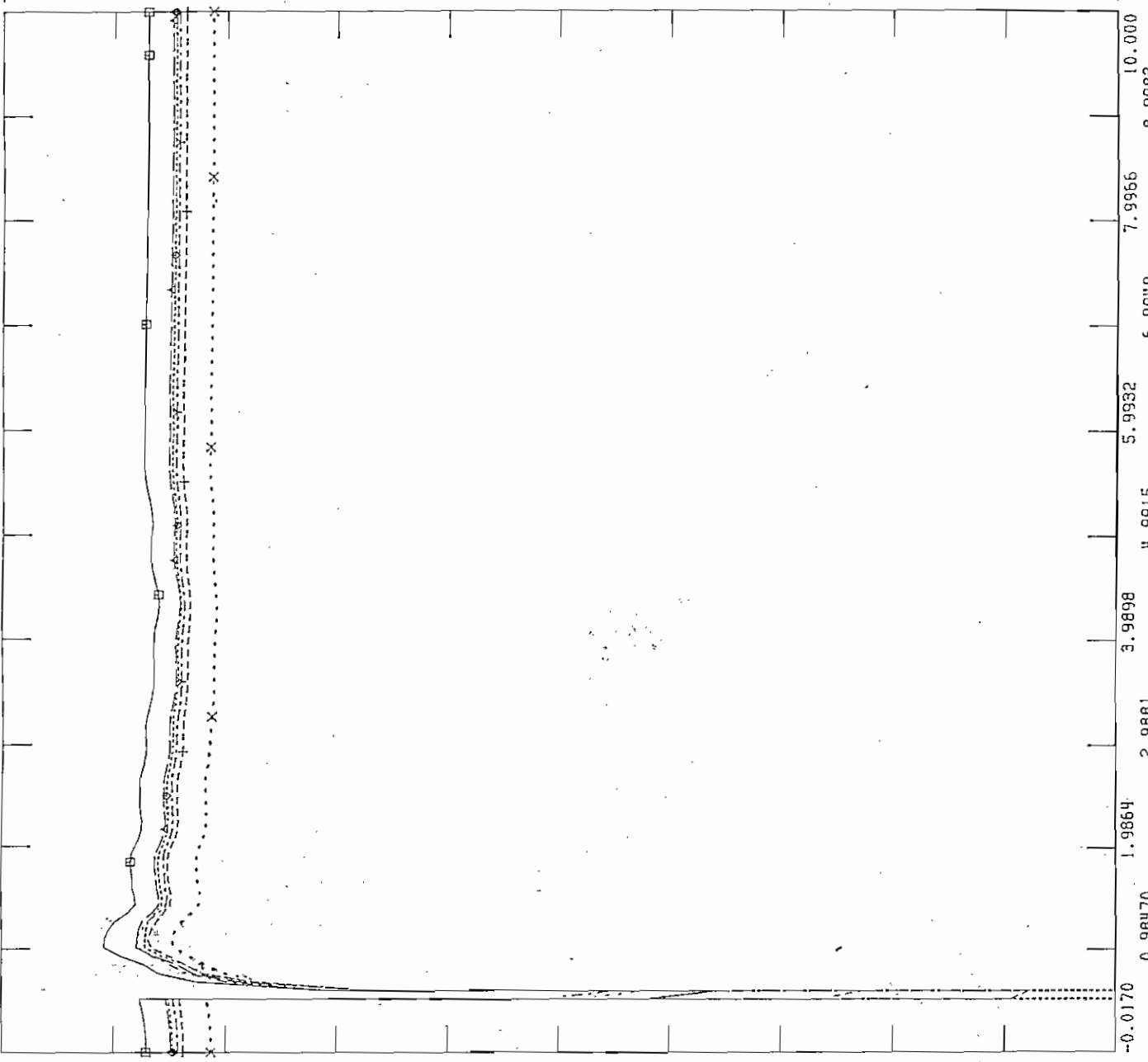


Figura 5.100 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Milagro-Pascuales, Diciembre



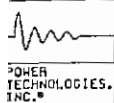
FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [V-TOTO-230]

1.2000	CHNL# 89: [V-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]	x-----x	0.0
1.2000	CHNL# 86: [V-QUEVEDO]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: [V-PASCUALES]	o-----o	0.0
1.2000	CHNL# 84: [V-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: [V-PAUTED]	□-----□	0.0



WED, JUL 16 1997 11:43  
 F L/T MIL-PAS 1C VOLT DIC

Figura 5.101 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Milagro-Pascuales, Diciembre



FILE: GOPO

CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

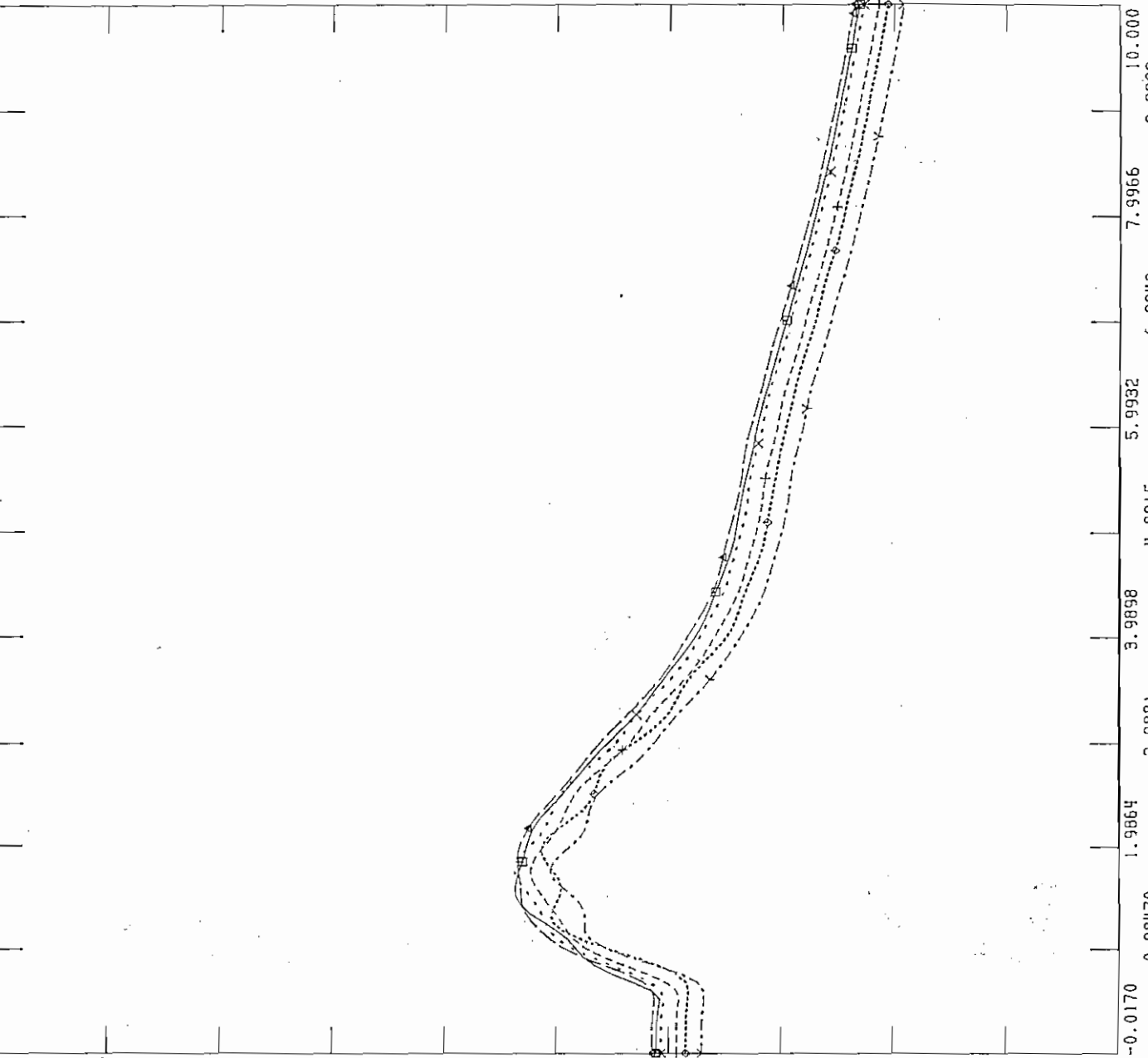
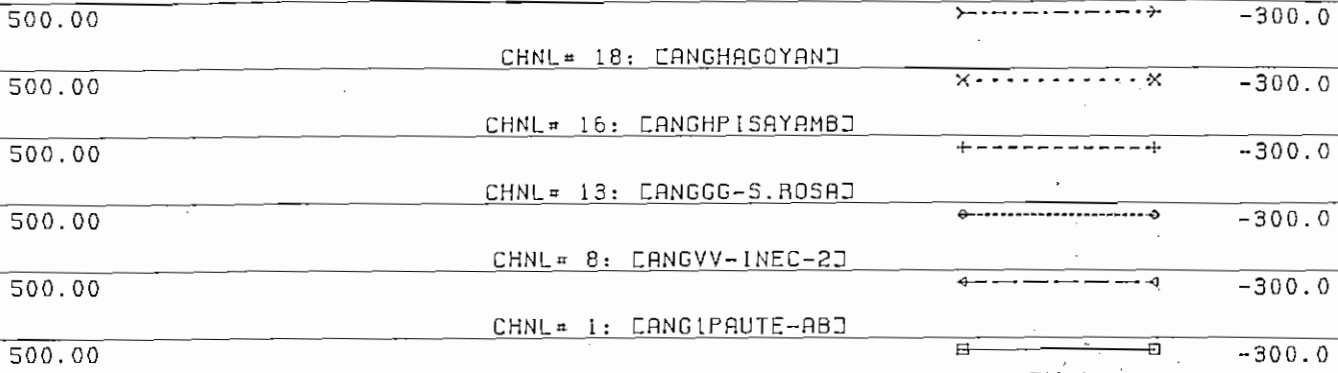
CHNL# 18: CANGHAGOYANJ

CHNL# 16: CANGHPISAYAMBJ

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ

CHNL# 8: CANGVY-INEC-2J

CHNL# 1: CANGIPAUTE-ABJ



WED, JUL 16 1997 11:46  
 F L/T MIL-PAS 1C ANG DIC

TIME (SECONDS)

Figura 5.102 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Milagro-Pascuales, Diciembre

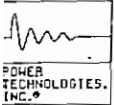
producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.103. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 109 % en la primera oscilación para luego estabilizarse en un valor un menor al inicial, debido a la pérdida considerable de reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.104. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 4.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.105. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

e) Falla Trifásica en la Línea Paute - Totoras

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en el circuito de la línea Paute - Totoras, cuando transmite 72.8 MW hacia la zona Norte del País y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.29 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.106. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 106.5% en la primera oscilación para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida considerable de reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.107. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 4.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.108. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

f) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Totoras - Santa Rosa

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Totoras - Santa Rosa, cuando transmite 89.6 MW hacia la zona Norte del País y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.29 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.109. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma



FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 11:49  
 F L/T PAU-PAS 1C FREC DIC

62.000	CHNL# 78: $60 \times (1 + [CFRO - TOTO - 230])$	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: $60 \times (1 + [CFRO - PAUTE])$	-----◇	58.000
62.000	CHNL# 67: $60 \times (1 + [CFRO - PASCUALE])$	-----△	58.000
62.000	CHNL# 61: $60 \times (1 + [CFRO - S.RO - ALT])$	-----□	58.000

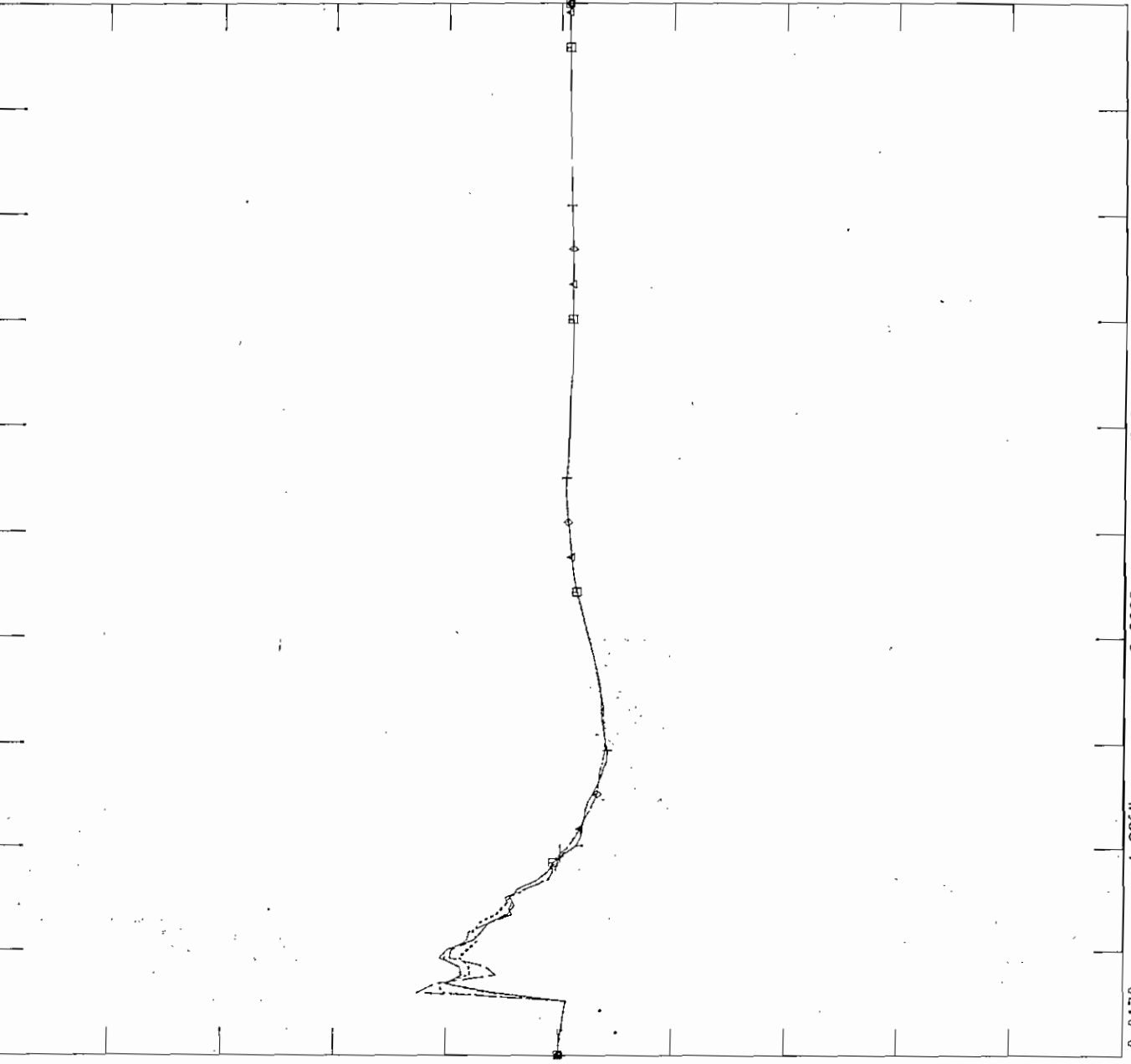
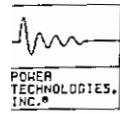


Figura 5.103 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Pascuales, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL# 89: CV-TOTO-2300

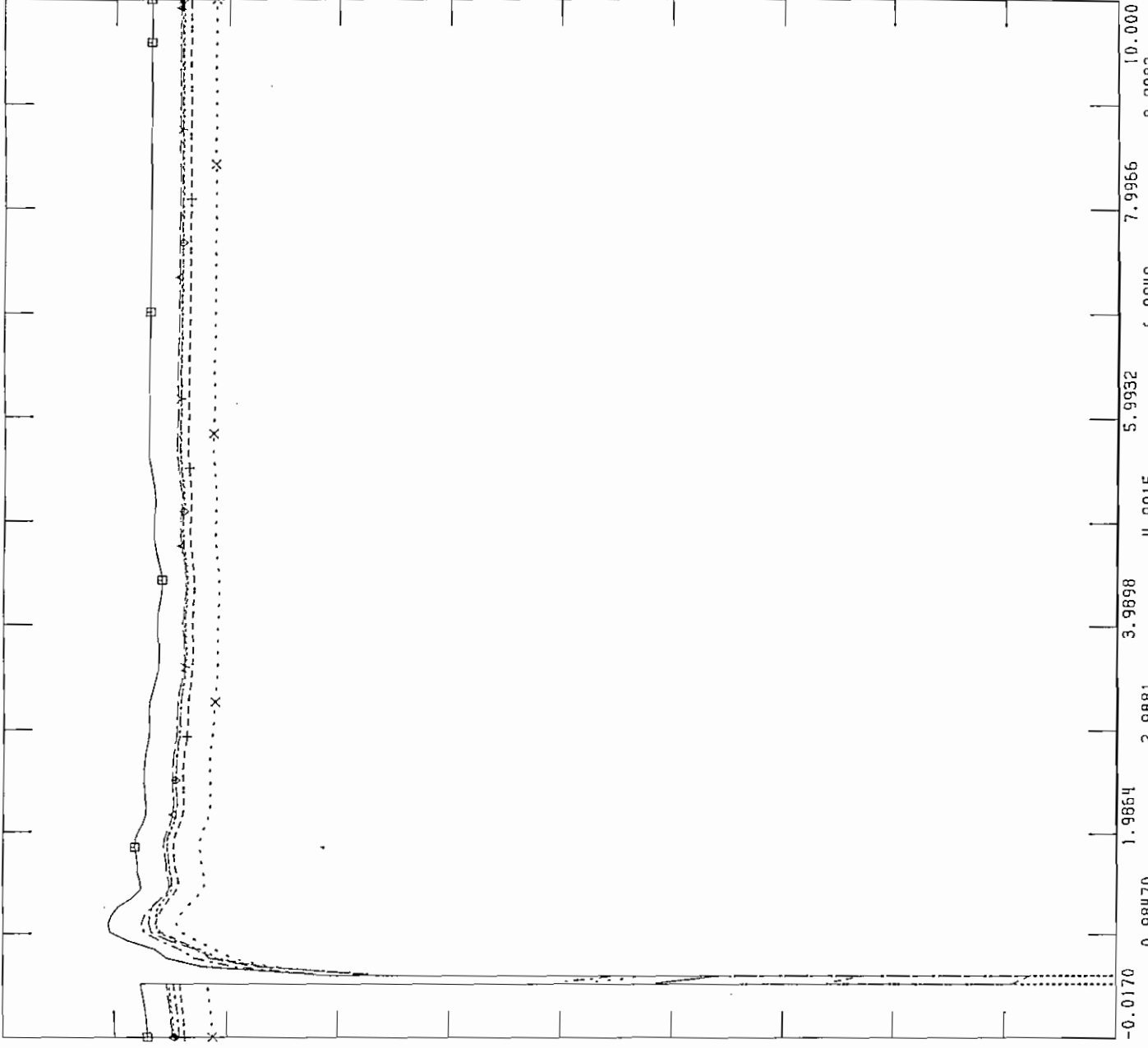
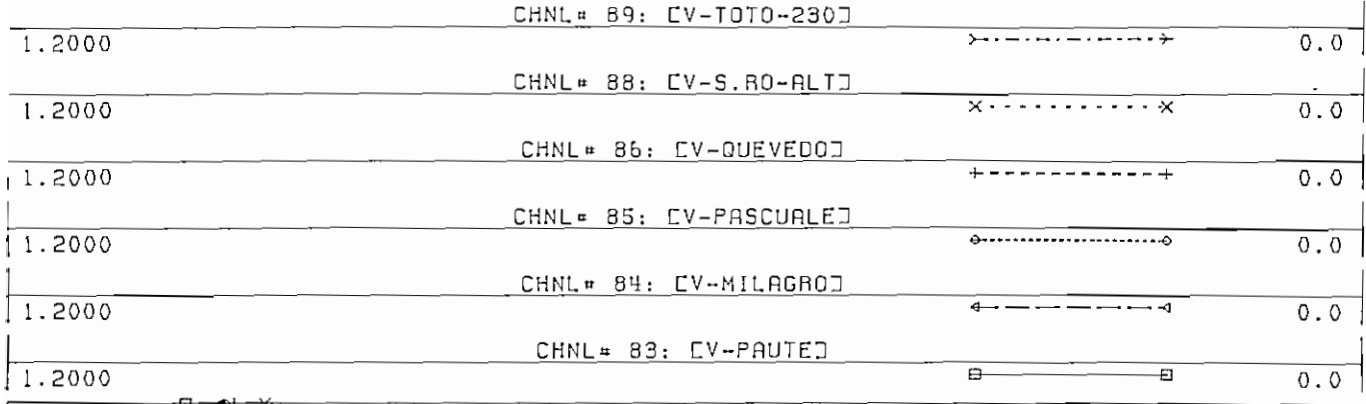
CHNL# 88: CV-S.RO-ALTO

CHNL# 86: CV-QUEVEDO

CHNL# 85: CV-PASCUALES

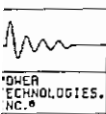
CHNL# 84: CV-MILAGRO

CHNL# 83: CV-PAUTE



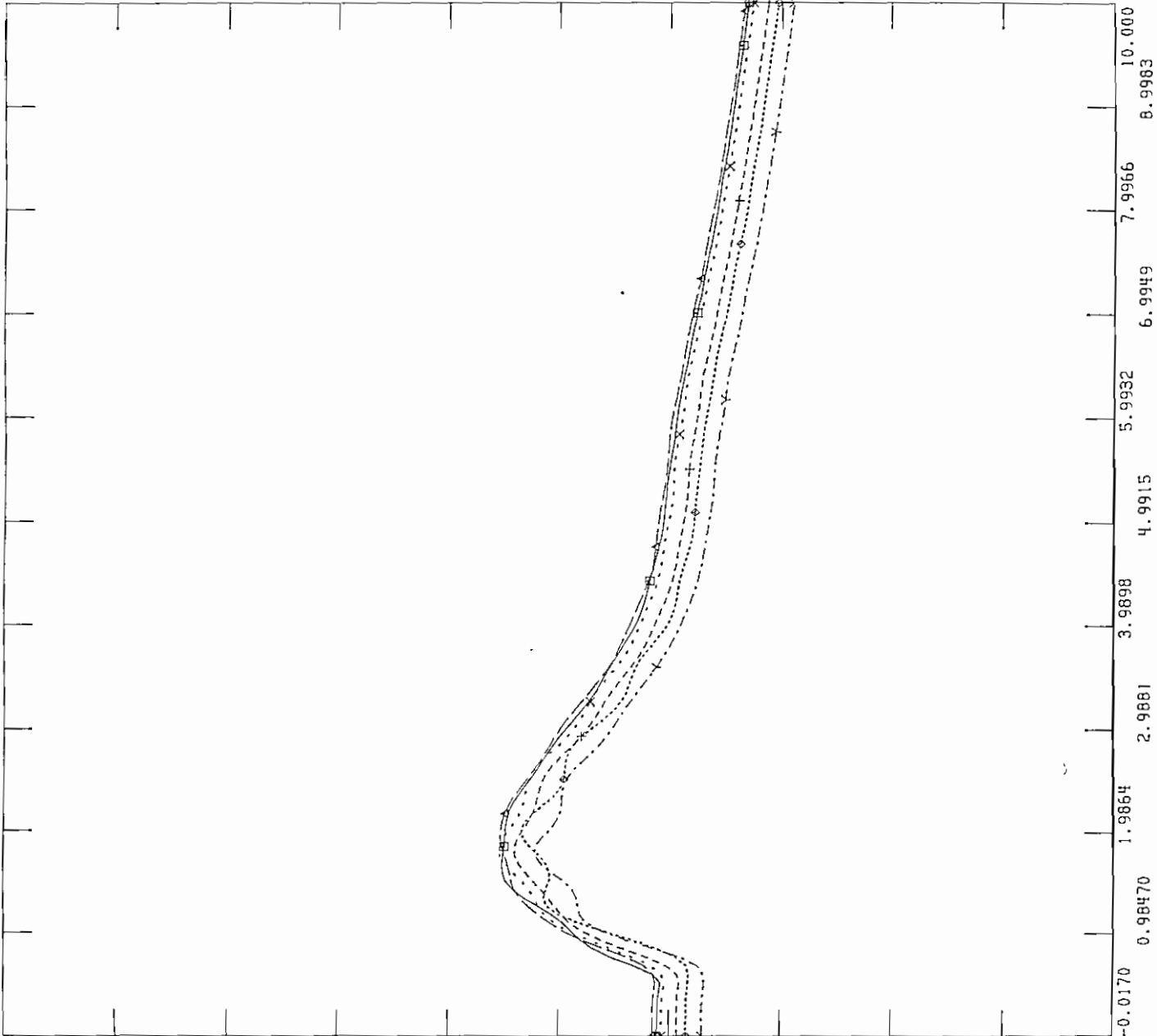
WED. JUL 16 1997 11:52  
 F L/T PAU-PAS 1C VOLT DIC

Figura 5.104 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Pascuales, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

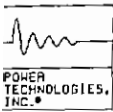
500.00	CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]	-300.0
500.00	CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]	-300.0
500.00	CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]	-300.0
500.00	CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]	-300.0
500.00	CHNL# 1: [ANG1PAUTE-AB]	-300.0



MED. JUL 16 1997 11:54  
 F L/T PAU-PAS 1C ANG DIC

Figura 5.105 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Pascuales, Diciembre





FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 11:58  
F L/T PAU-TOT 1C FREC DIC

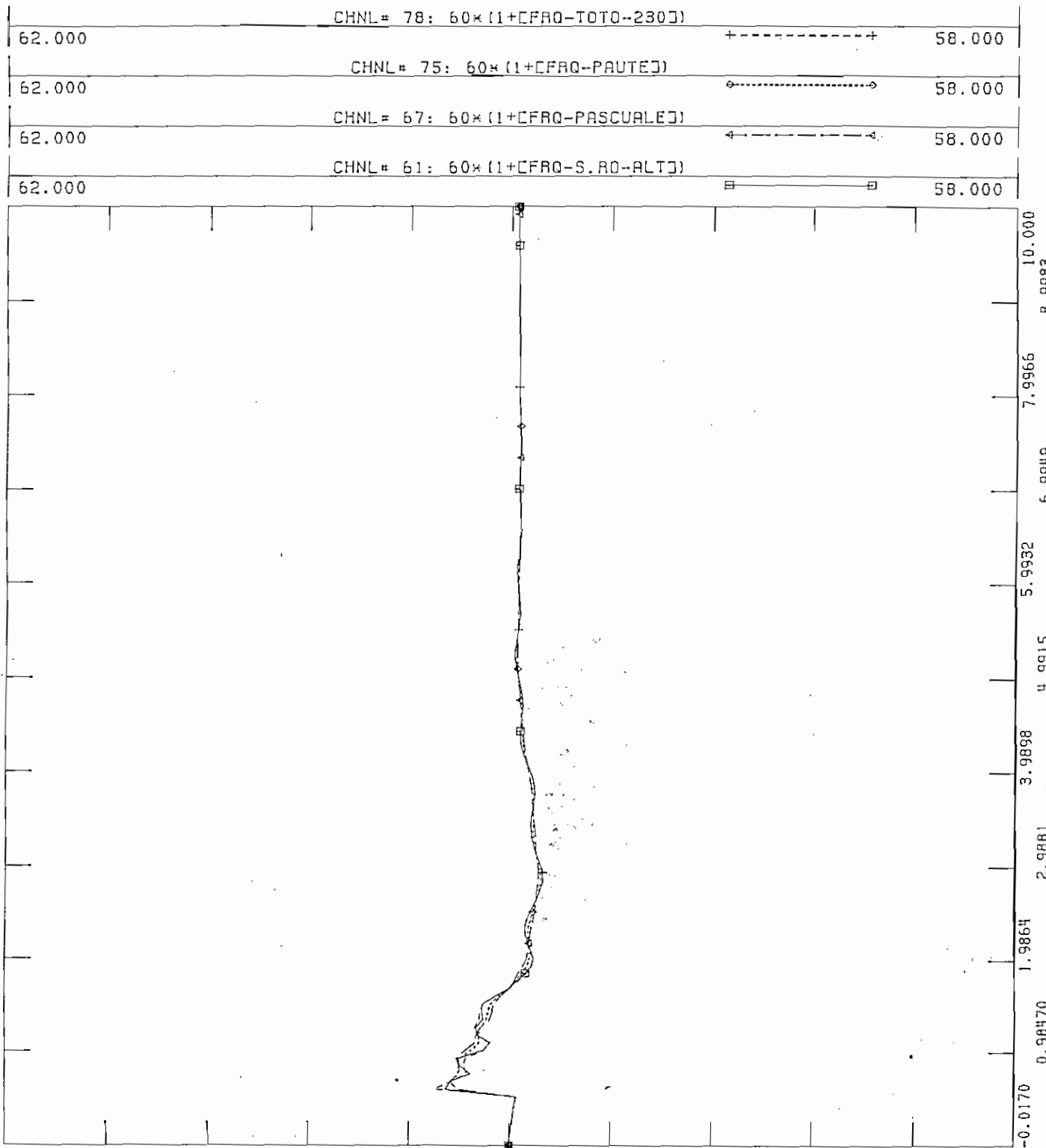
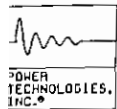


Figura 5.106 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Totoras, Diciembre



FILE: GOPO  
CHNL# 89: [V-TOTO-230]

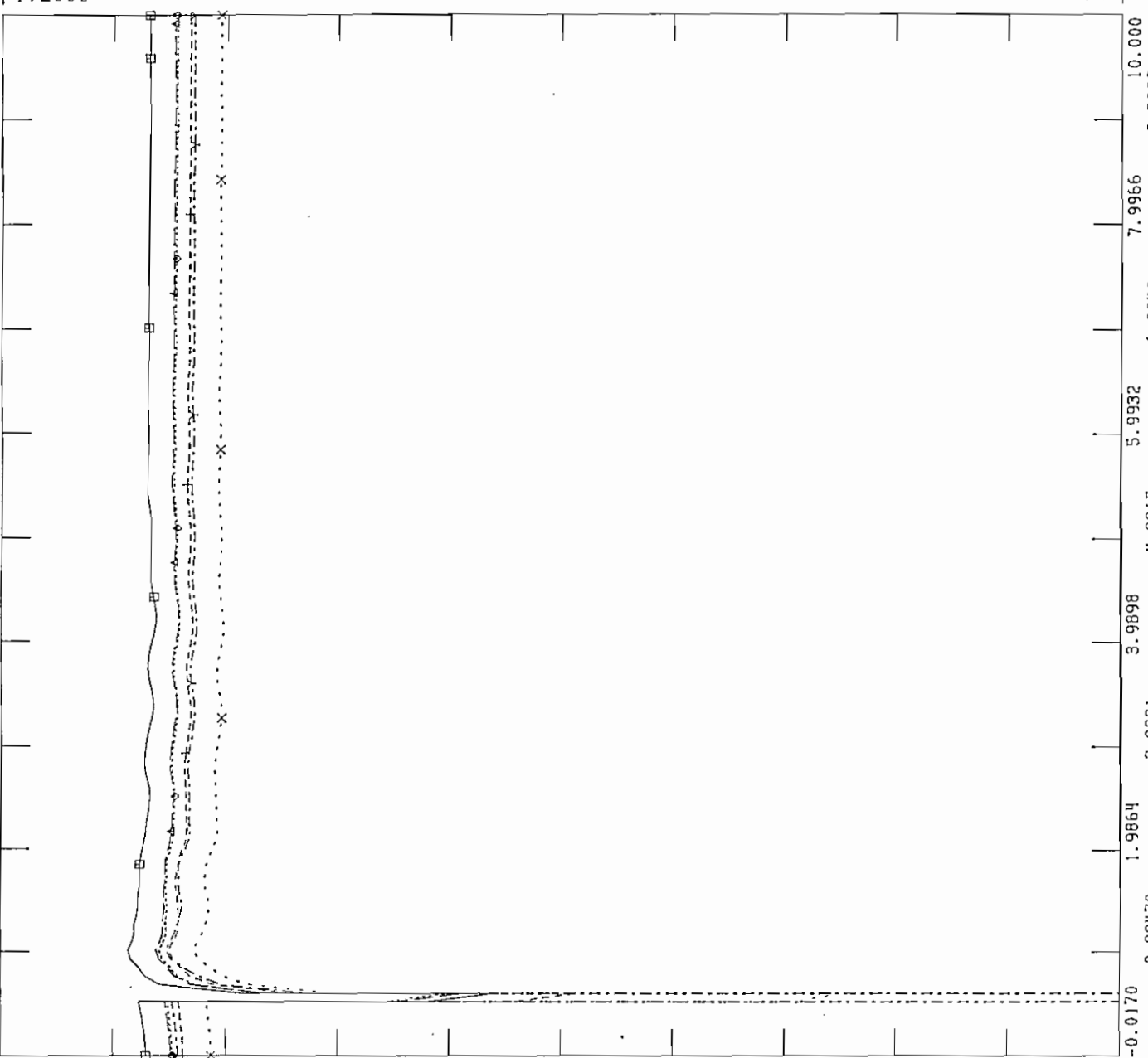
CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]

CHNL# 86: [V-QUEVEDO]

CHNL# 85: [V-PASCUALE]

CHNL# 84: [V-MILAGRO]

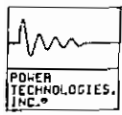
CHNL# 83: [V-PAUTE]



WED, JUL 16 1997 12:00  
F L/T PAU-TOT 1C VOLT DIC

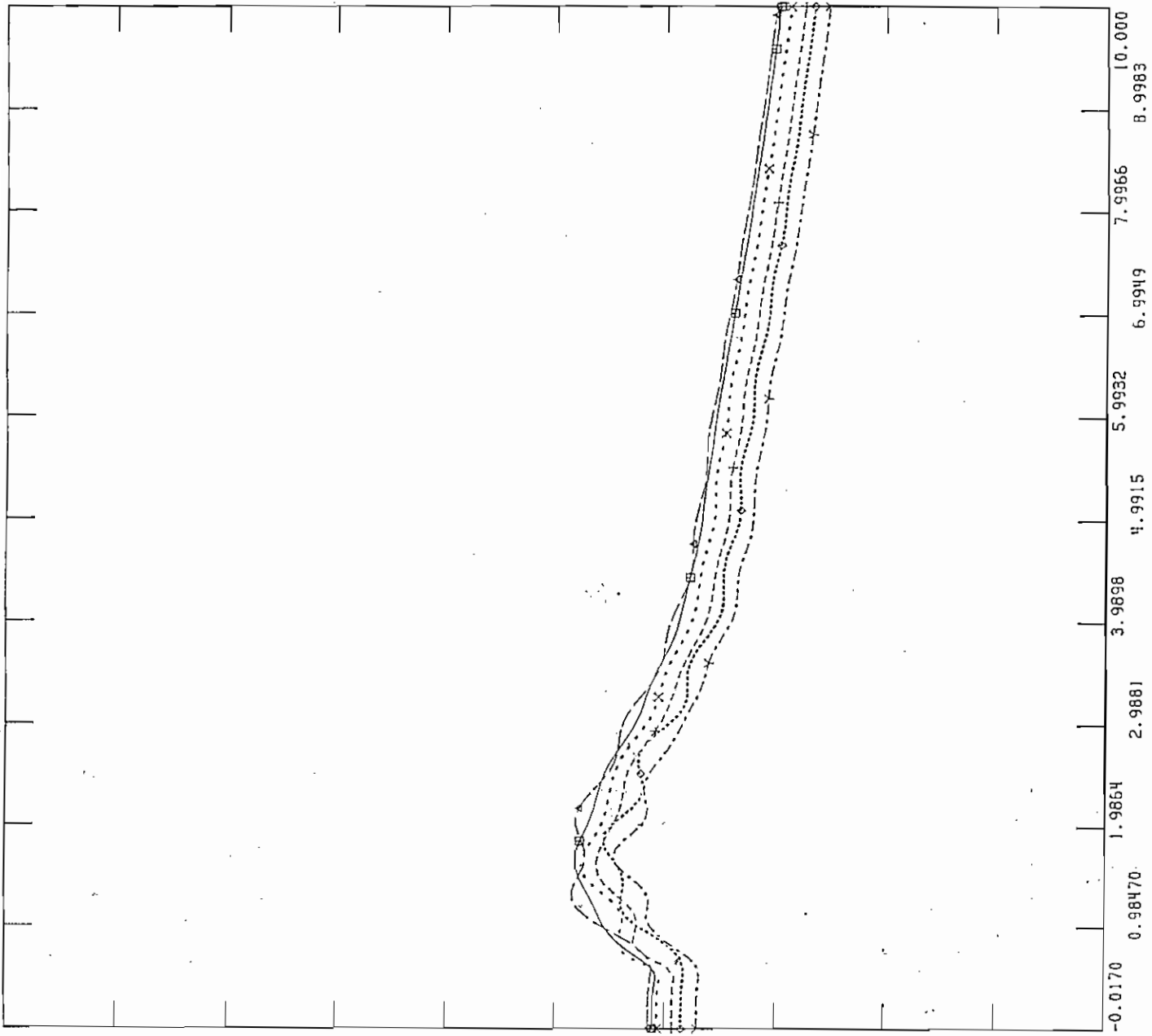
TIME (SECONDS)

Figura 5.107 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Totoras, Diciembre



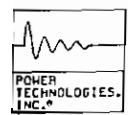
FILE: GOPO  
 CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J  
 CHNL# 18: CANGHAGOYANJ  
 CHNL# 16: CANGHPISAYAMBJ  
 CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ  
 CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J  
 CHNL# 1: CANG1PAUTE-ABJ

500.00	→-----→	-300.0
500.00	x-----x	-300.0
500.00	+-----+	-300.0
500.00	◊-----◊	-300.0
500.00	←-----←	-300.0
500.00	□-----□	-300.0



WED, JUL 16 1997 12:03  
 F L/T PAU-TOT 1C ANG DIC

Figura 5.108 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Paute-Totoras, Diciembre



FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 12:06  
 F L/T TOT-S.ROS 1C FREC D

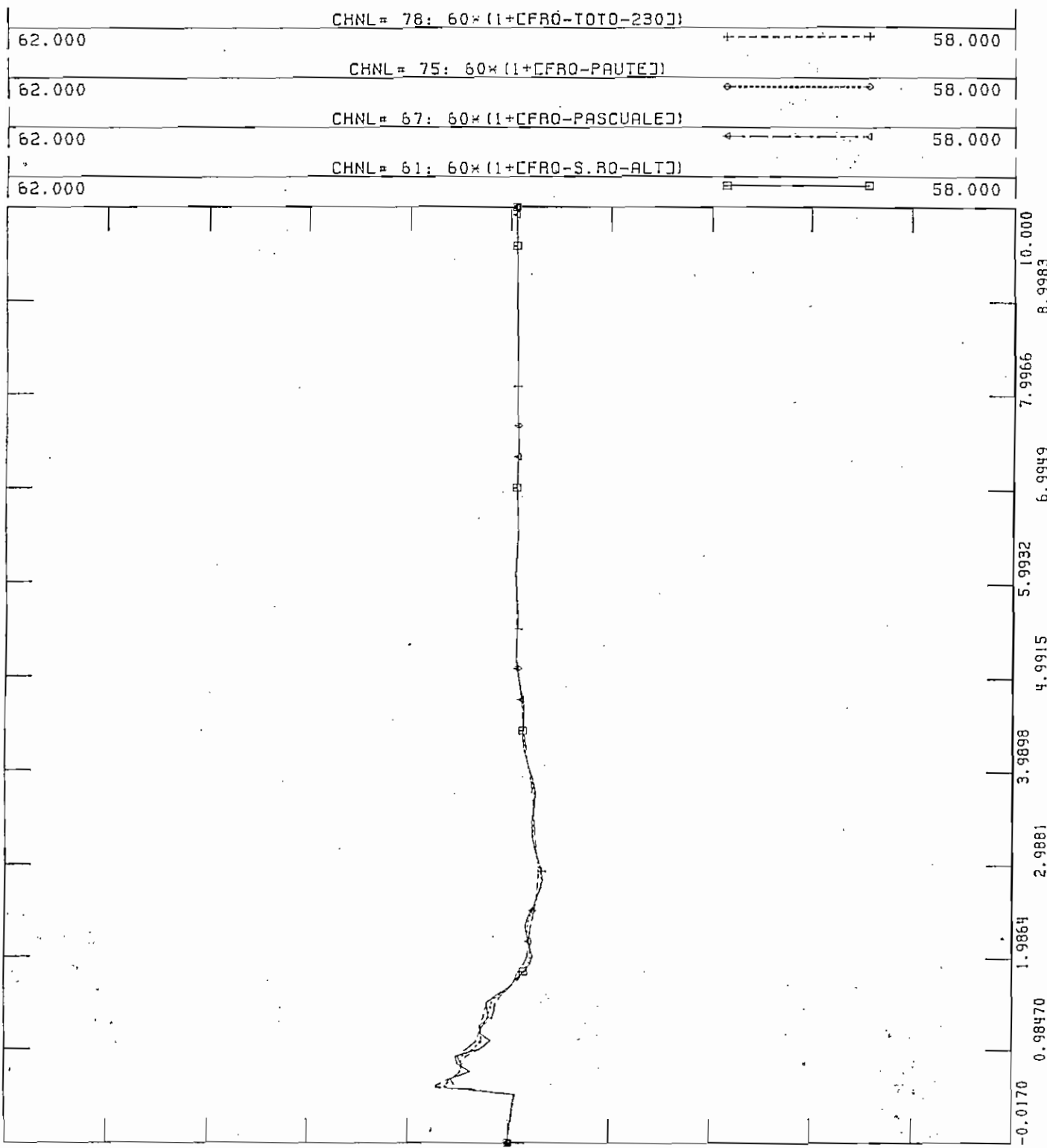
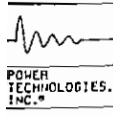
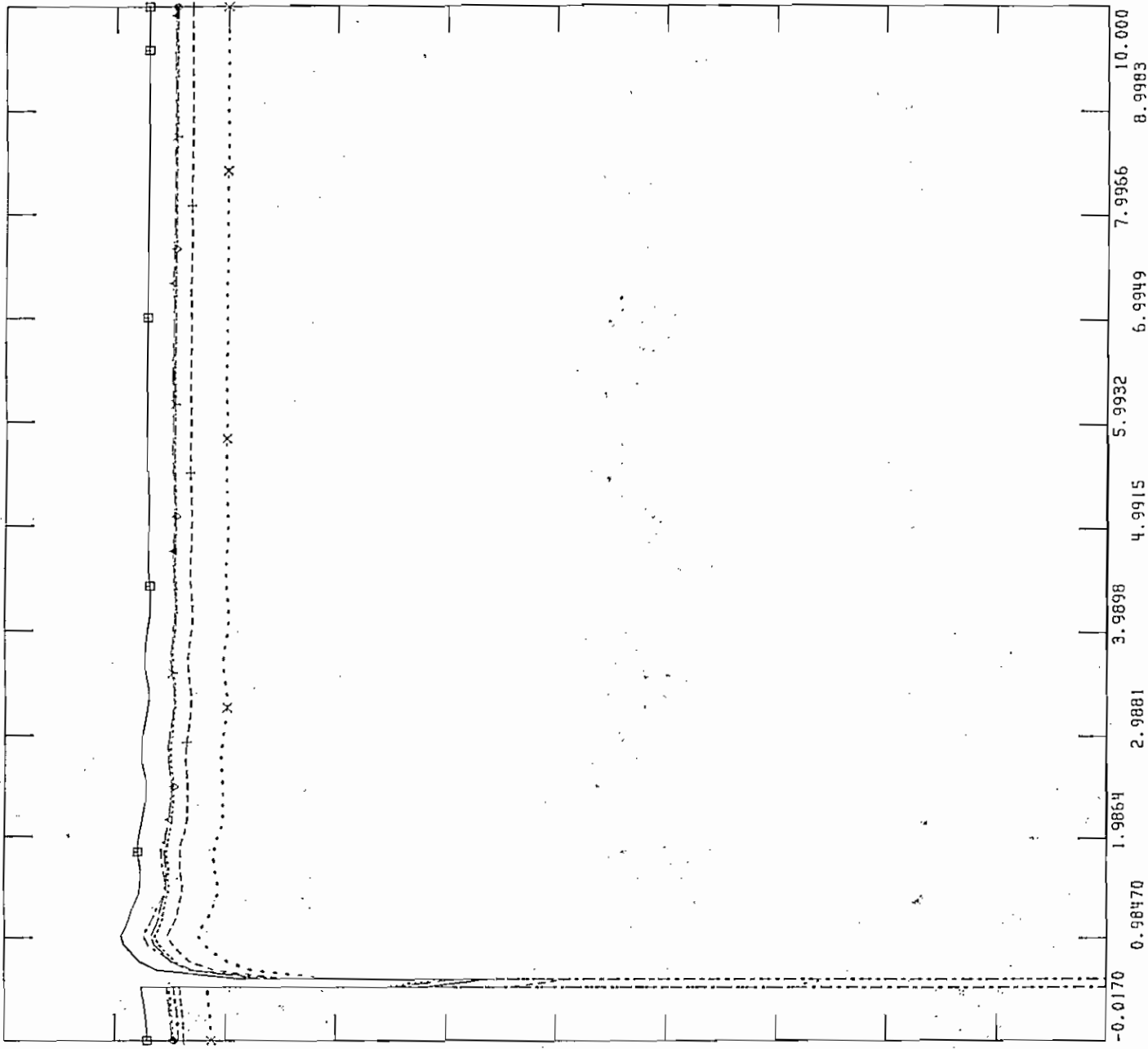


Figura 5.109 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa, Diciembre



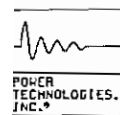
FILE: GOPO  
 CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTO	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ	0.0
1.2000	CHNL# 85: CV-PASCUALEJ	0.0
1.2000	CHNL# 84: CV-MILAGROJ	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTEJ	0.0



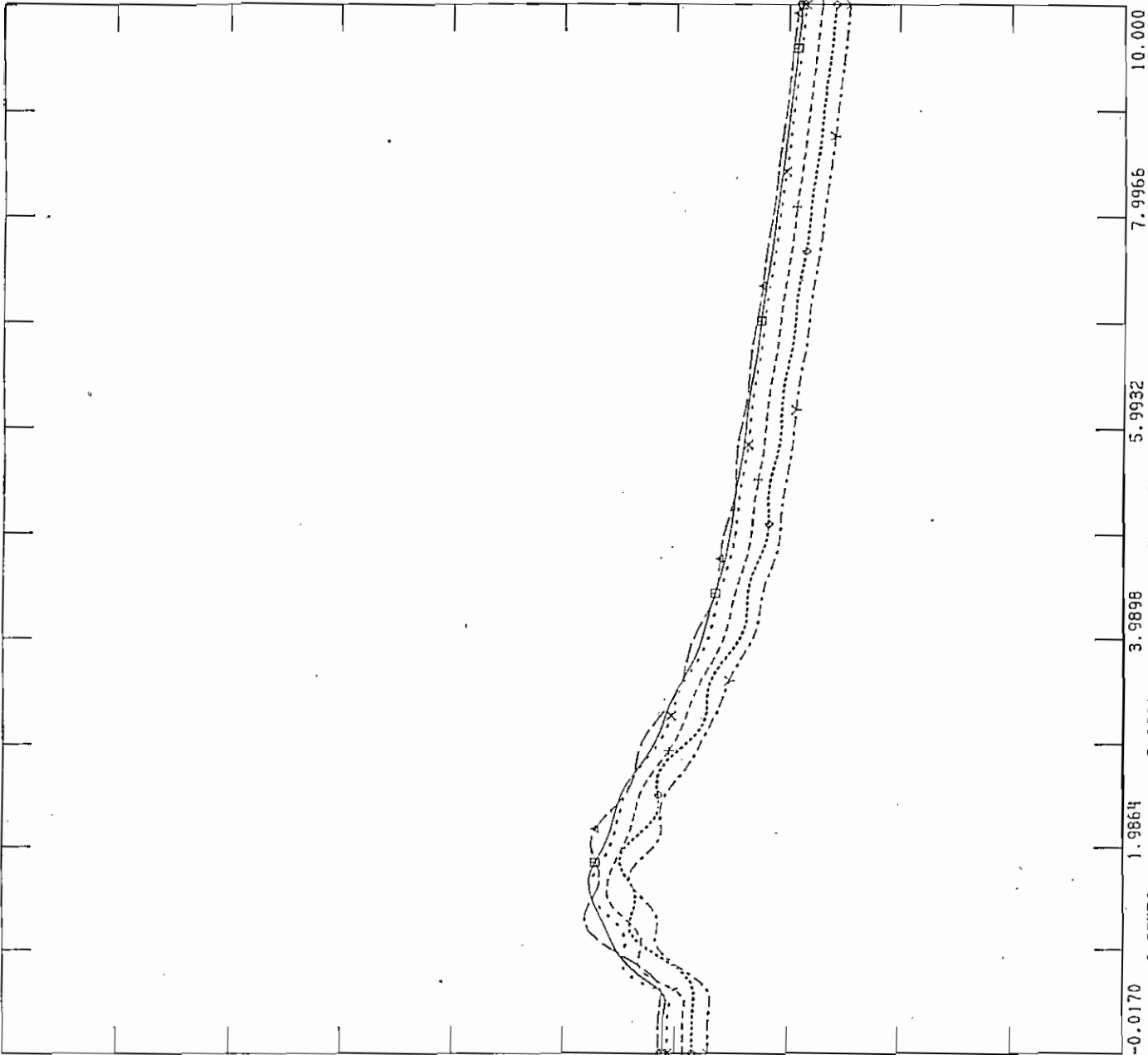
WED, JUL 16 1997 12:09  
 F L/T TOT--S.ROS 1C VOLT D

Figura 5.110 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL# 33: CANGCCUMBA13.J

500.00	CHNL# 18: CANGHAGOYANJ	-300.0
500.00	CHNL# 16: CANGHPISAYAMB	-300.0
500.00	CHNL# 13: CANGGG-S.ROSAJ	-300.0
500.00	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2J	-300.0
500.00	CHNL# 1: CANGIPAUTE-ABJ	-300.0



WED, JUL 16 1997 12:11  
 F L/T TOT-S.ROS 1C ANG D

Figura 5.111 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa, Diciembre

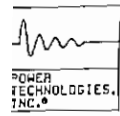
tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 107.5% en la primera oscilación para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida considerable de reactivos del circuito que se abre por falla, como se puede observar en la figura 5.110. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 4.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.111. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

g) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Totoras - Santa Rosa y Apertura de los 2 Circuitos

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Totoras - Santa Rosa y la consiguiente apertura de los dos circuitos, cuando transmiten 179.2 MW hacia la zona Norte del País, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.30 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 2.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.112. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura de los dos circuitos los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 107.9 % en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida considerable de reactivos de la línea que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.113. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla para en los 5.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.114. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

h) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Santa Rosa - Santo Domingo

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo que transmite 66.6 MW hacia la zona Norte del País y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.38 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.115. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que en el lugar donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y el resto de voltajes siguen la misma tendencia hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 106.5 % en la primera oscilación para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida considerable de reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.116. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 5.5 segundos



FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 12:13  
 F L/T TOT-S.ROS 2C FREQ D

62.000	CHNL# 78: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{TOTO} - 230)$	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{PAUTEJ})$	----->	58.000
62.000	CHNL# 67: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{PASCUALEJ})$	<-----	58.000
62.000	CHNL# 61: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{S.RO} - \text{ALTJ})$	-----□	58.000

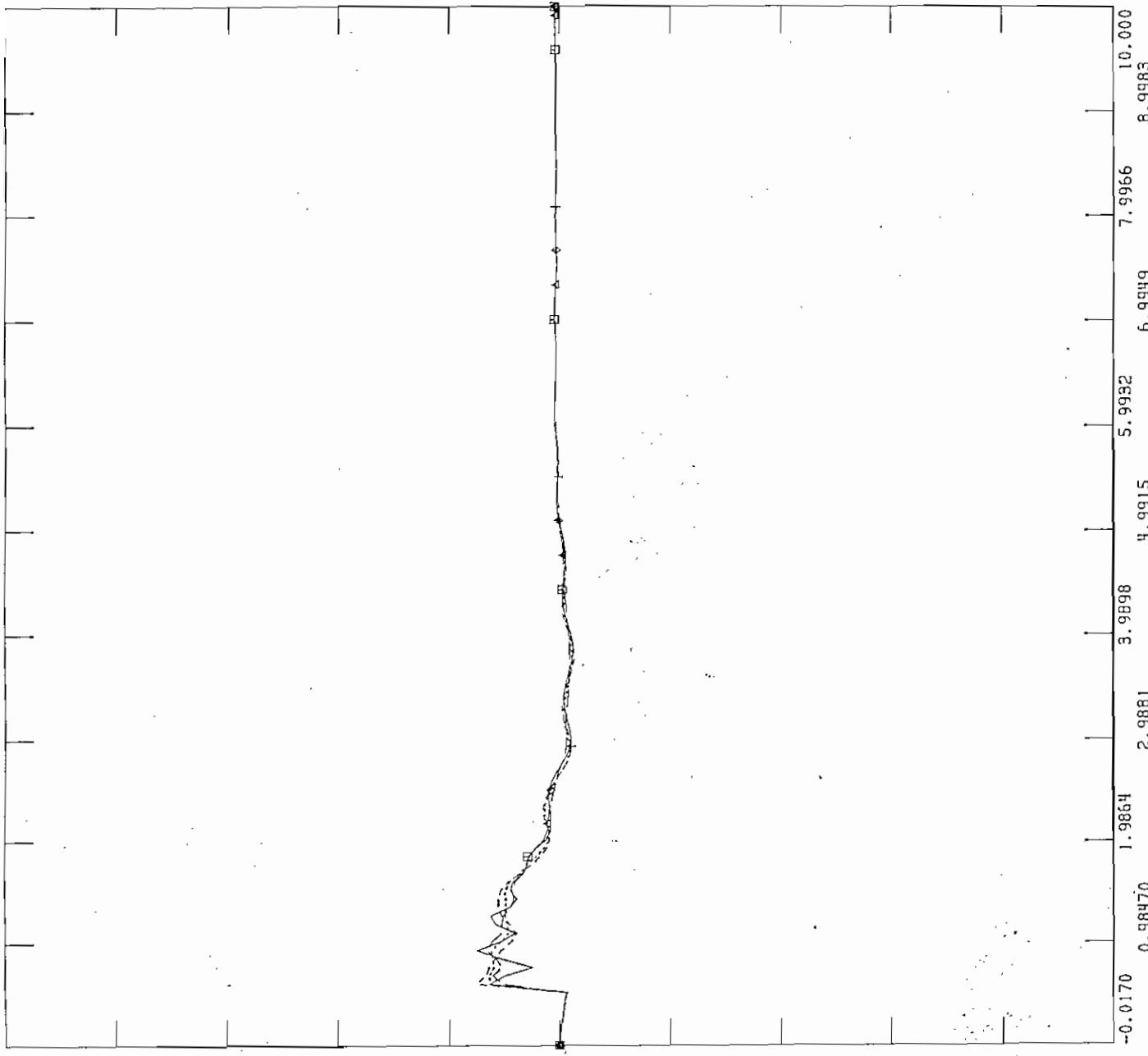
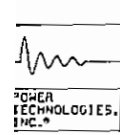


Figura 5.112 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Santa Rosa y Apertura de los 2C, Diciembre





FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [CV-TOTO-230]

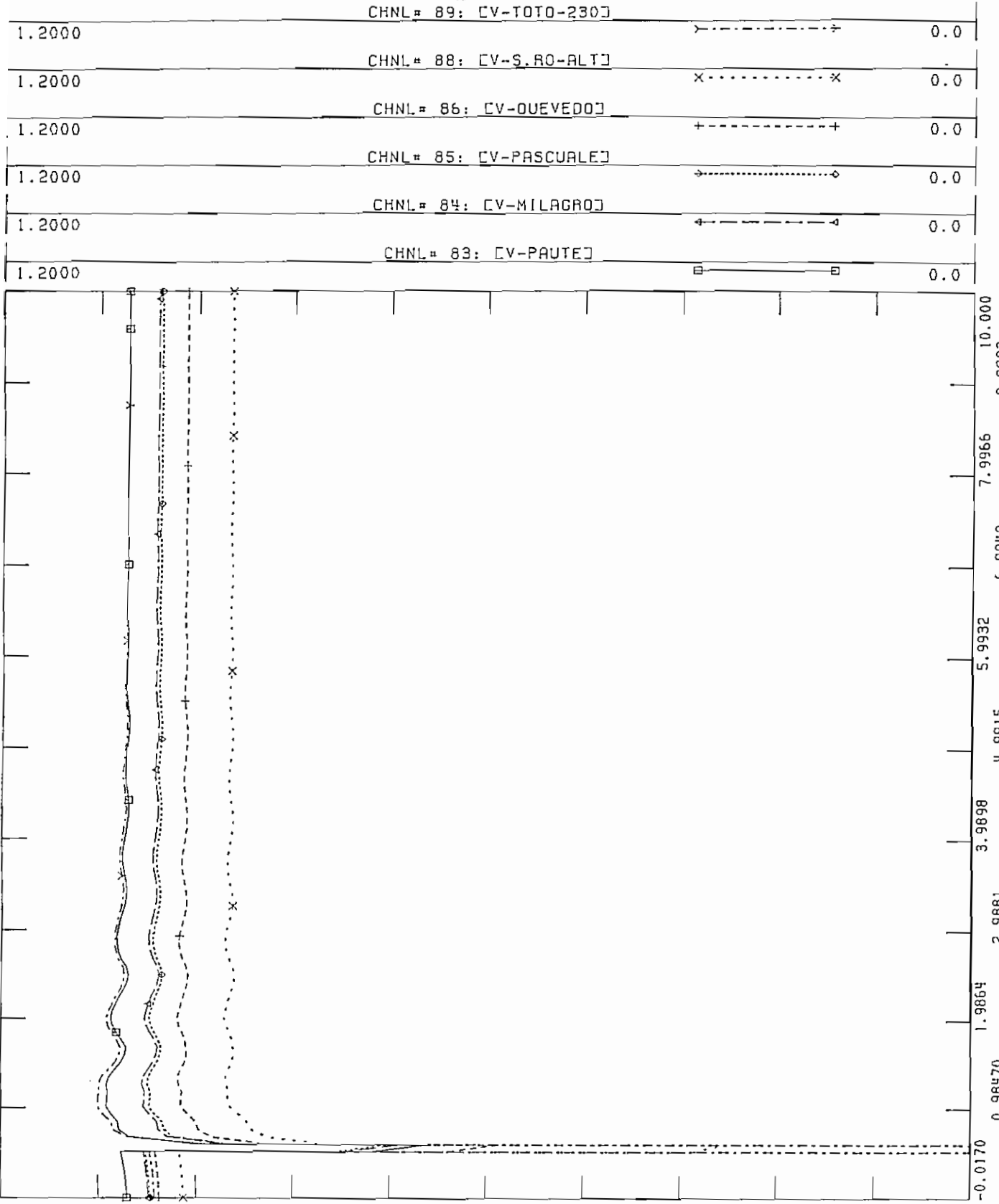
CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]

CHNL# 86: [CV-OUEVEDO]

CHNL# 85: [CV-PASCUALES]

CHNL# 84: [CV-MILAGRO]

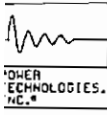
CHNL# 83: [CV-PAUTE]



WED, JUL 16 1997 12:15  
 F L/T TOT--S.ROS 2C VOLT D

TIME (SECONDS)

Figura 5.113 Voltajes en Falla Trifásica en I C L/T Totoras-Santa Rosa y Apertura de los 2C, Diciembre



FILE: GOPO

CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

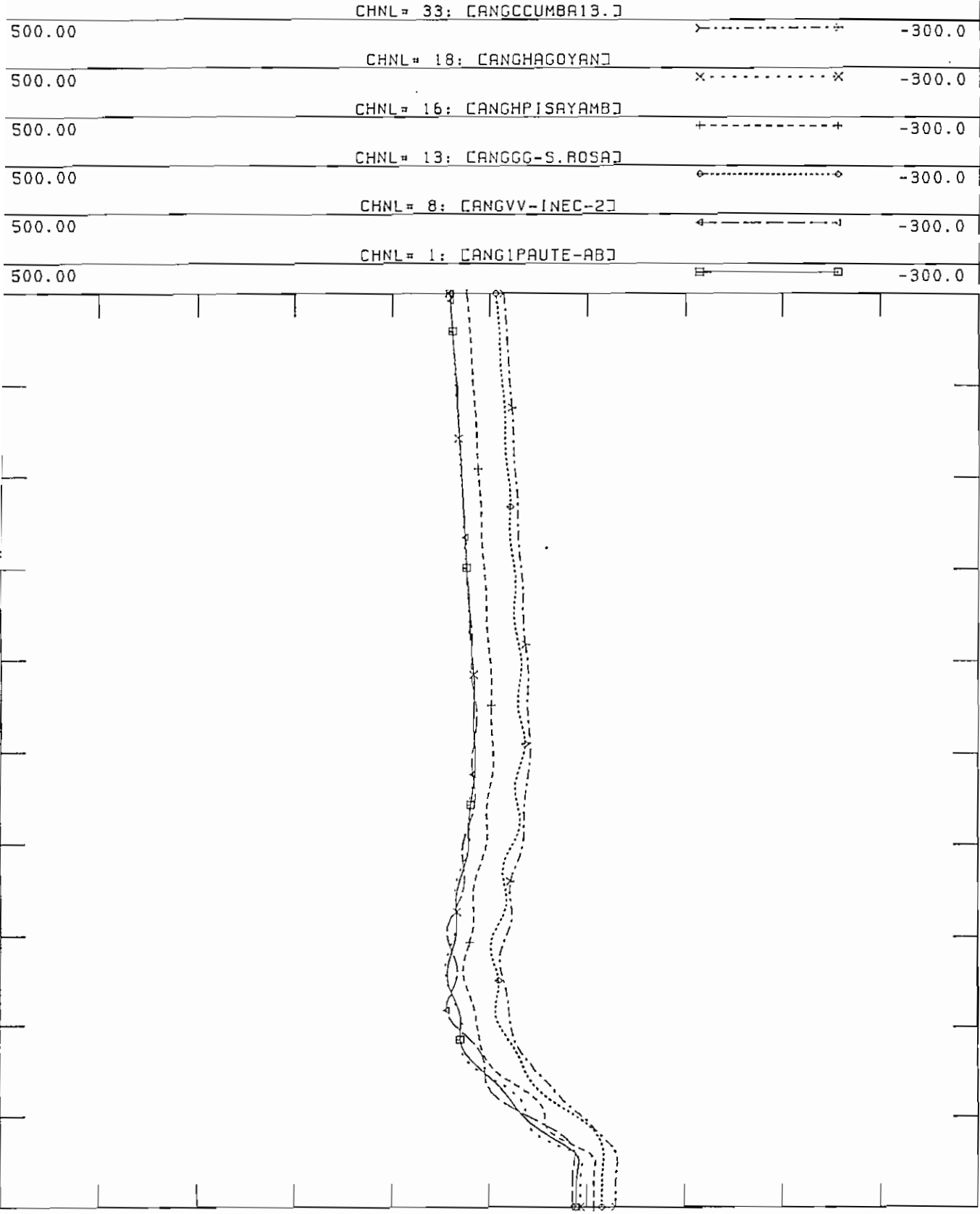
CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]

CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]

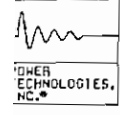
CHNL# 1: [ANGIPAUTE-ABJ]



WED, JUL 16 1997 12:17  
 F L/T TOT-S.ROS 2C ANG D

TIME (SECONDS)

Figura 5.114 Angulo Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Totoras-Sta Rosa y Apertura de los 2C, Diciembre



FILE: GOP0

WED, JUL 16 1997 12:19  
 F L/T SRO-SDO 1C FREC DIC

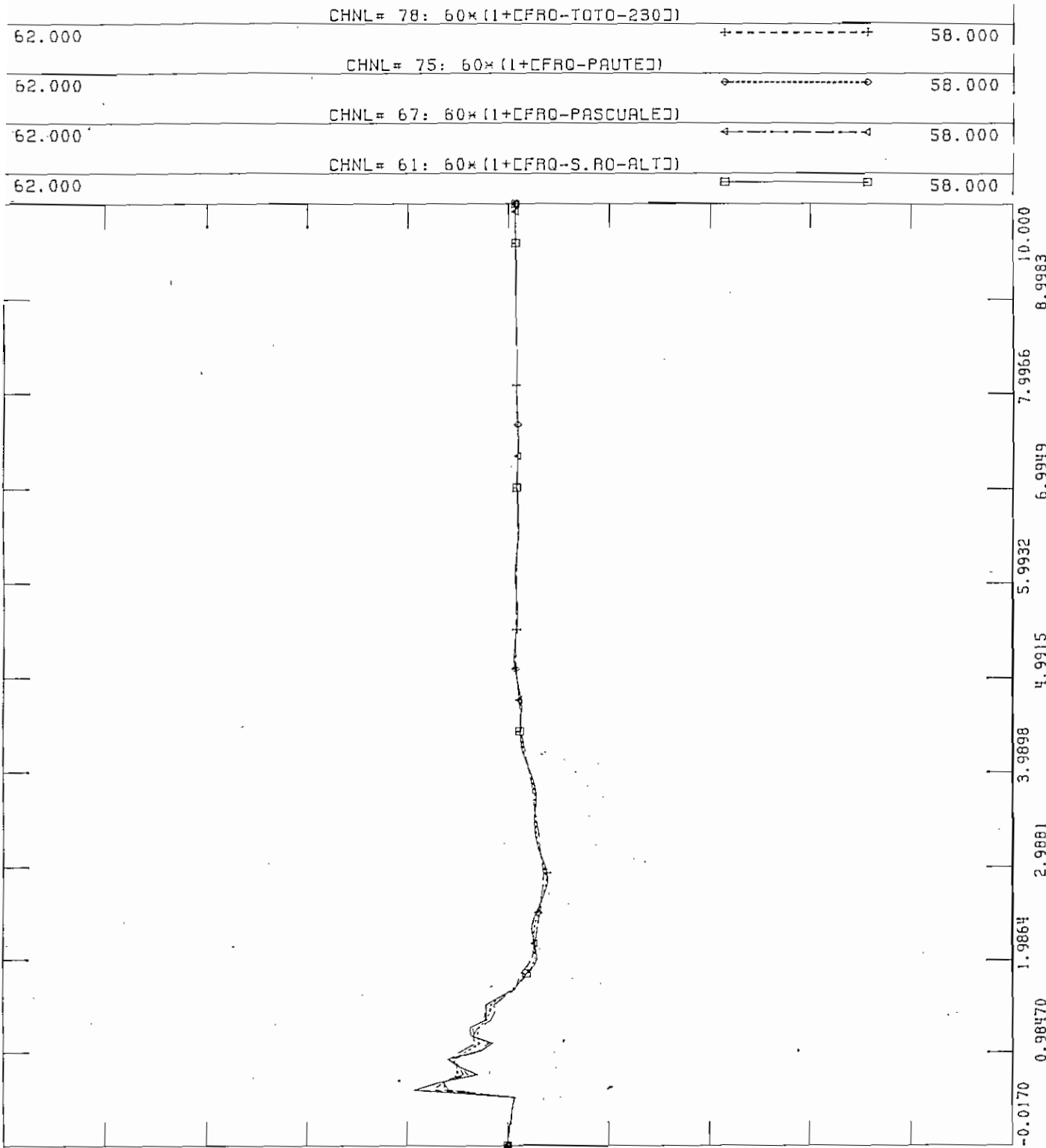
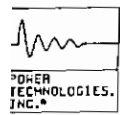


Figura 5.115 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Sta Rosa-Sto Domingo, Diciembre



FILE: GOPO  
CHNL # 89: [CV-TOTO-230]

1.2000 0.0

CHNL # 88: [CV-S.RO-ALT]

1.2000 0.0

CHNL # 86: [CV-QUEVEDO]

1.2000 0.0

CHNL # 85: [CV-PASCUALE]

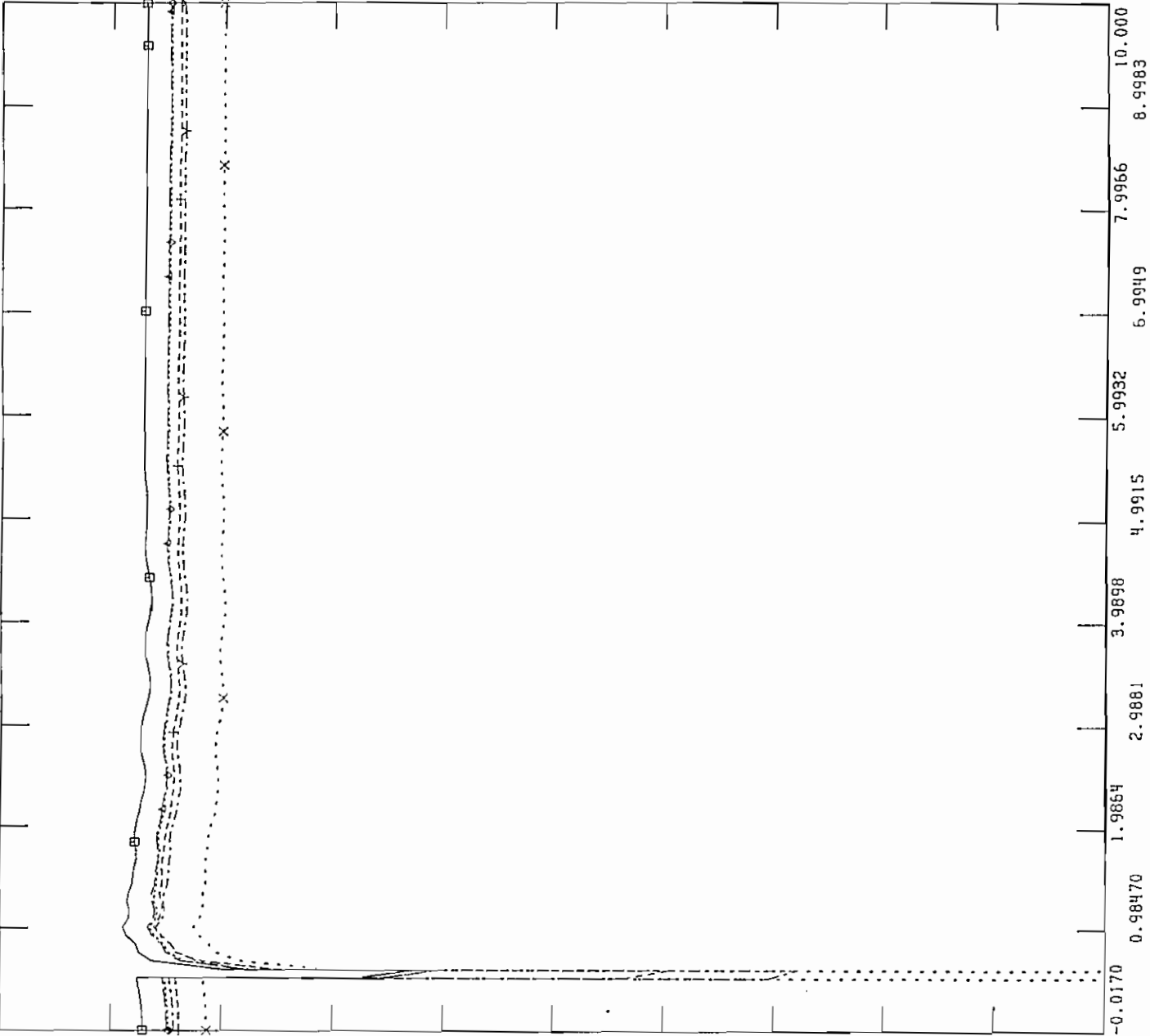
1.2000 0.0

CHNL # 84: [CV-MILAGRO]

1.2000 0.0

CHNL # 83: [CV-PAUTE]

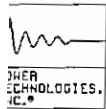
1.2000 0.0



WED. JUL 16 1997 12:21  
F L/T SRO-SDO 1C VOLT DIC

TIME (SECONDS)

Figura 5.116 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Sta Rosa-Sto Domingo, Diciembre



FILE: GOP0  
 CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]

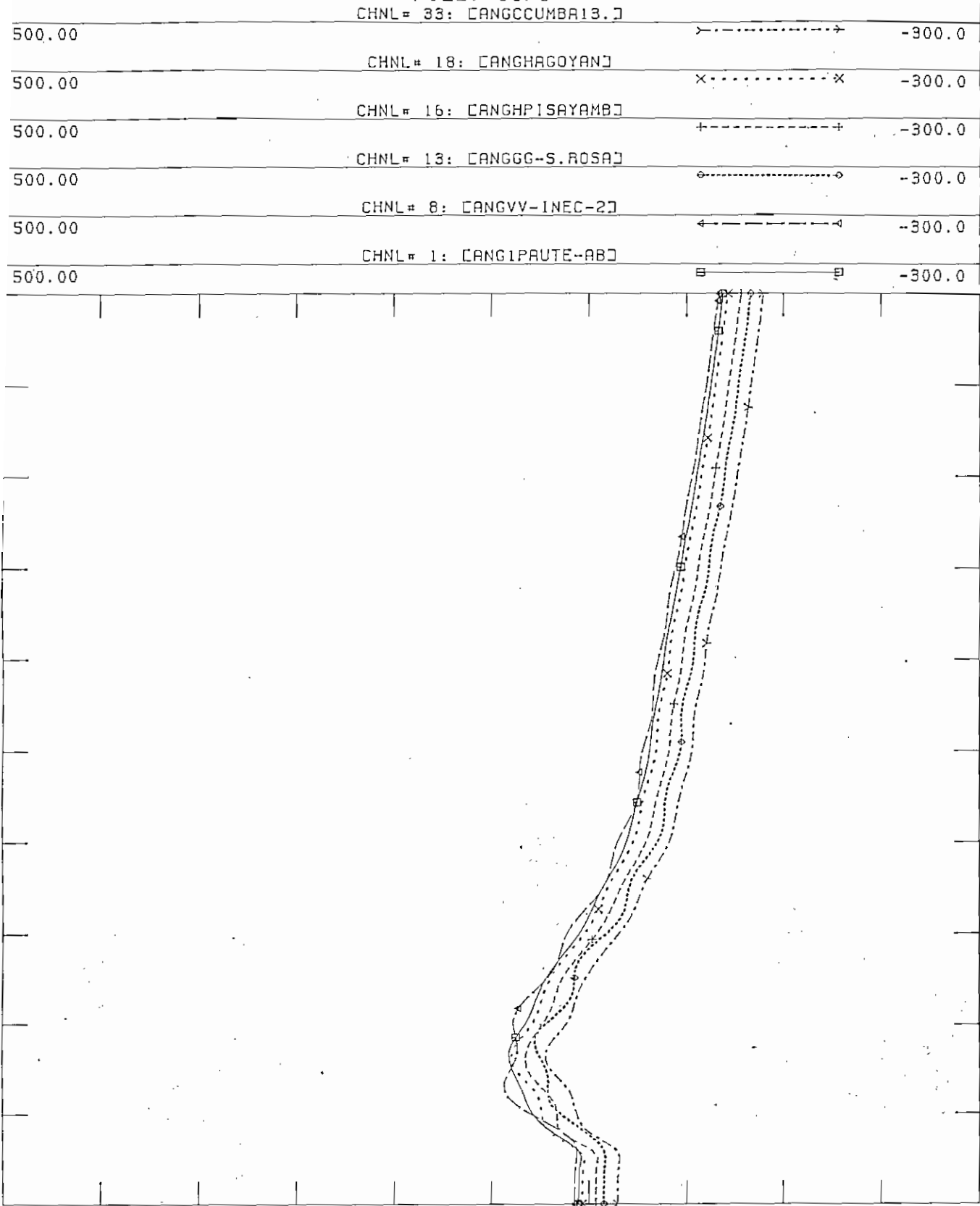
CHNL# 18: CANGHAGOYAN]

CHNL# 16: CANGHPISAYAMB]

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA]

CHNL# 8: CANGVV-INEC-2]

CHNL# 1: CANG1PAUTE-AB]



WED. JUL 16 1997 12:23  
 F L/T SRO-S00 1C ANG DIC

Figura 5.117 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Sta Rosa-Sto Domingo, Diciembre

siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.117. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

i) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Agoyán - Totoras

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en uno de los dos circuitos de la línea Agoyán - Totoras, con 75 MW y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.11 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 2.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.118. Con respecto a los voltajes seleccionados para el análisis, se observa que los voltajes tienen la tendencia a caer a cero hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 106% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor muy cercano al inicial, ya que el aporte de reactivos de este circuito es pequeño, como se puede observar en la figura 5.119. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 3.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.120. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

j) Falla Trifásica en el Circuito de la Línea Latacunga - Vicentina

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en el circuito de la línea Latacunga - Vicentina, cuando trasmite 61.8 MW hacia la zona Norte del País y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.04 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 2.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.121. Con respecto a los voltajes seleccionados para el análisis, se observa que los voltajes tienen la tendencia a caer a cero hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 105.5% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida de reactivos de la línea que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.122. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 3.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.123. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.



FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 12:25  
 F L/T AGOY-TOT 1C FREQ DI

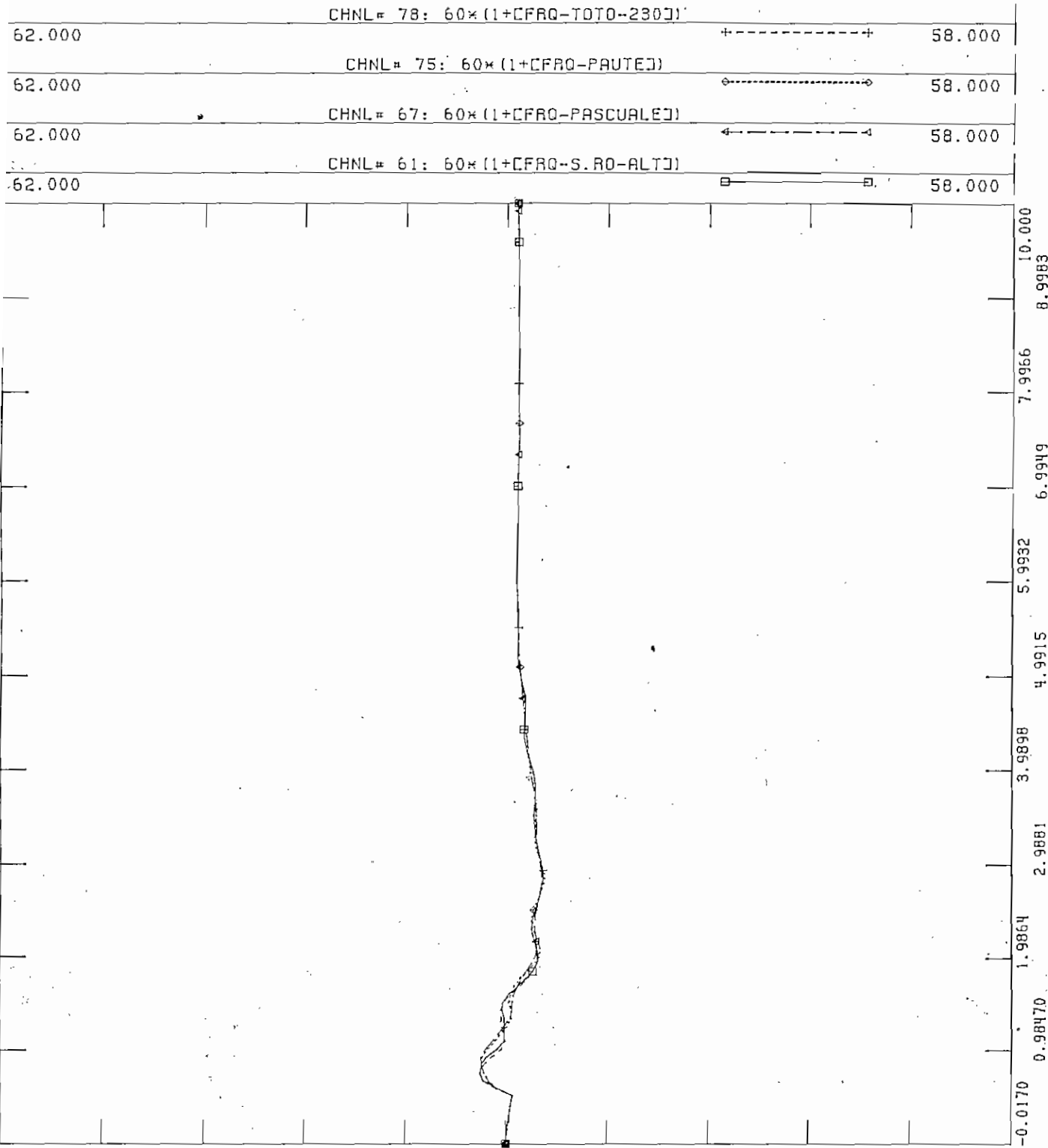
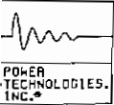


Figura 5.118 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Agoyán-Totoras, Diciembre



FILE: GOPO

CHNL# 89: [CV-TOTO-230]

1.2000	----->	0.0
1.2000	x-----x	0.0
1.2000	+-----+	0.0
1.2000	o-----o	0.0
1.2000	----->	0.0
1.2000	----->	0.0

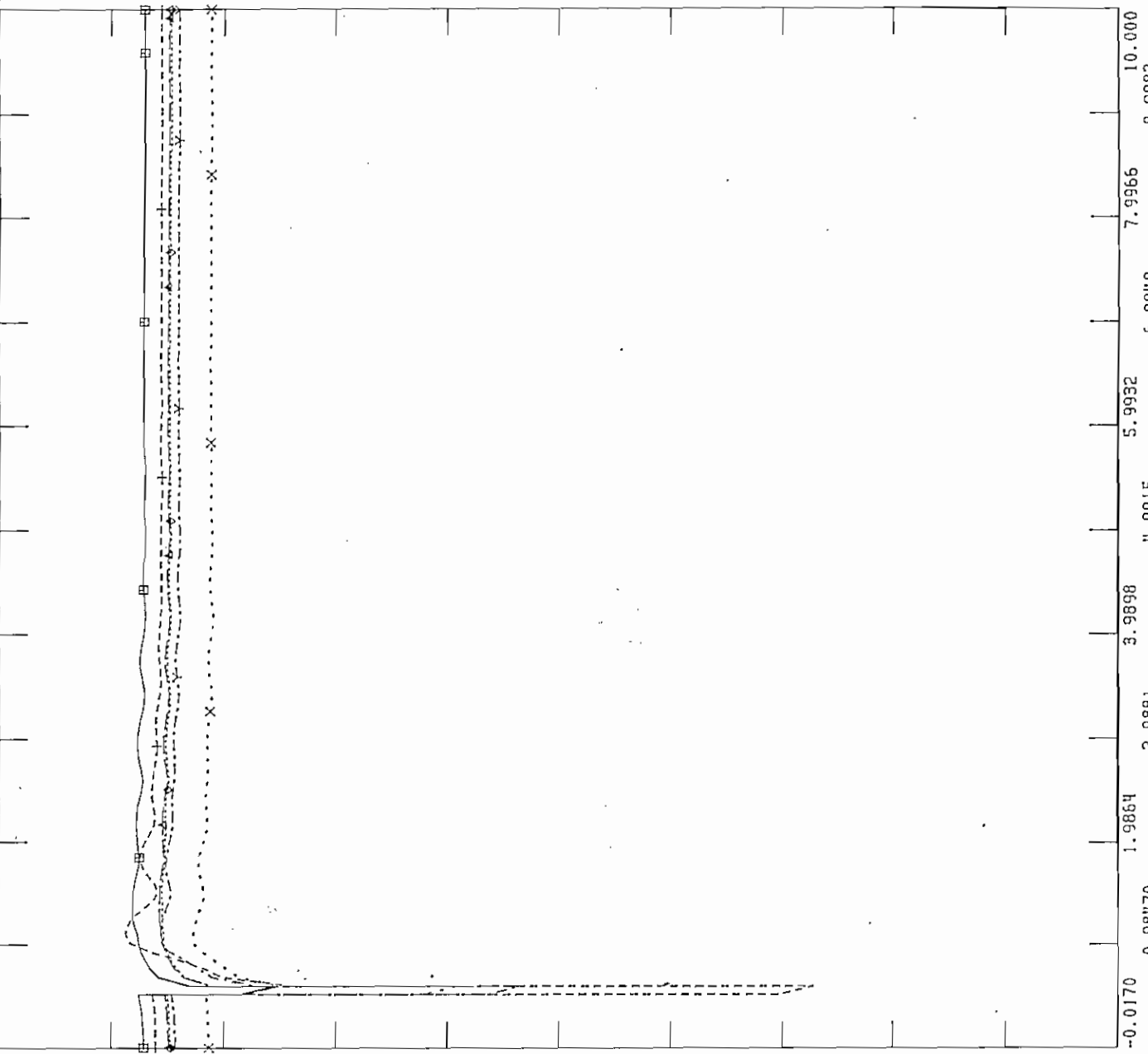
CHNL# 88: [CV-S.RO-ALT]

CHNL# 101: [CV-AMBAT-BA]

CHNL# 85: [CV-PASCUALE]

CHNL# 84: [CV-MILAGRO]

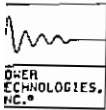
CHNL# 83: [CV-PAUTE]



WED, JUL 16 1997 12:33  
 F L/T AGOY-TOT 1C VOLT DI

Figura 5.119 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Agoyán-Totoras, Diciembre





FILE: GOP0

CHNL# 33: CANGCCUMBA13.D

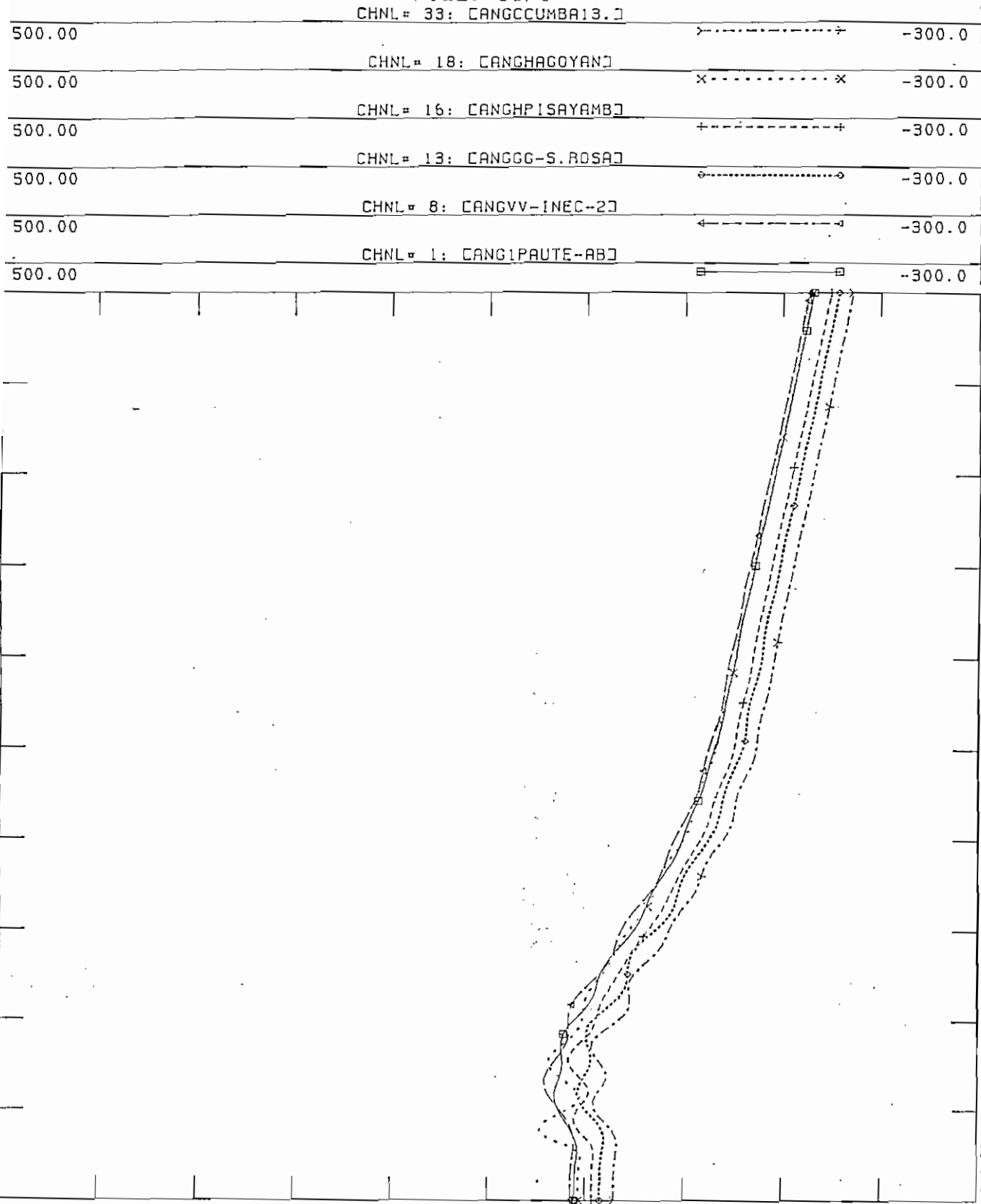
CHNL# 18: CANGHAGOYAN.D

CHNL# 16: CANGHPISAYAMB.D

CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA.D

CHNL# 8: CANGVV-INEC-2.D

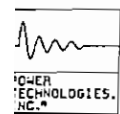
CHNL# 1: CANG1PAUTE-AB.D



WED, JUL 16 1997 12:35  
F L/T AGOY-TOT 1C ANG DI

TIME (SECONDS)

Figura 5.120 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1'C L/T Agoyán-Totoras, Diciembre



FILE: GOP0

MED, JUL 16 1997 12:41  
FL/T LAT-VIC FREQ DIC

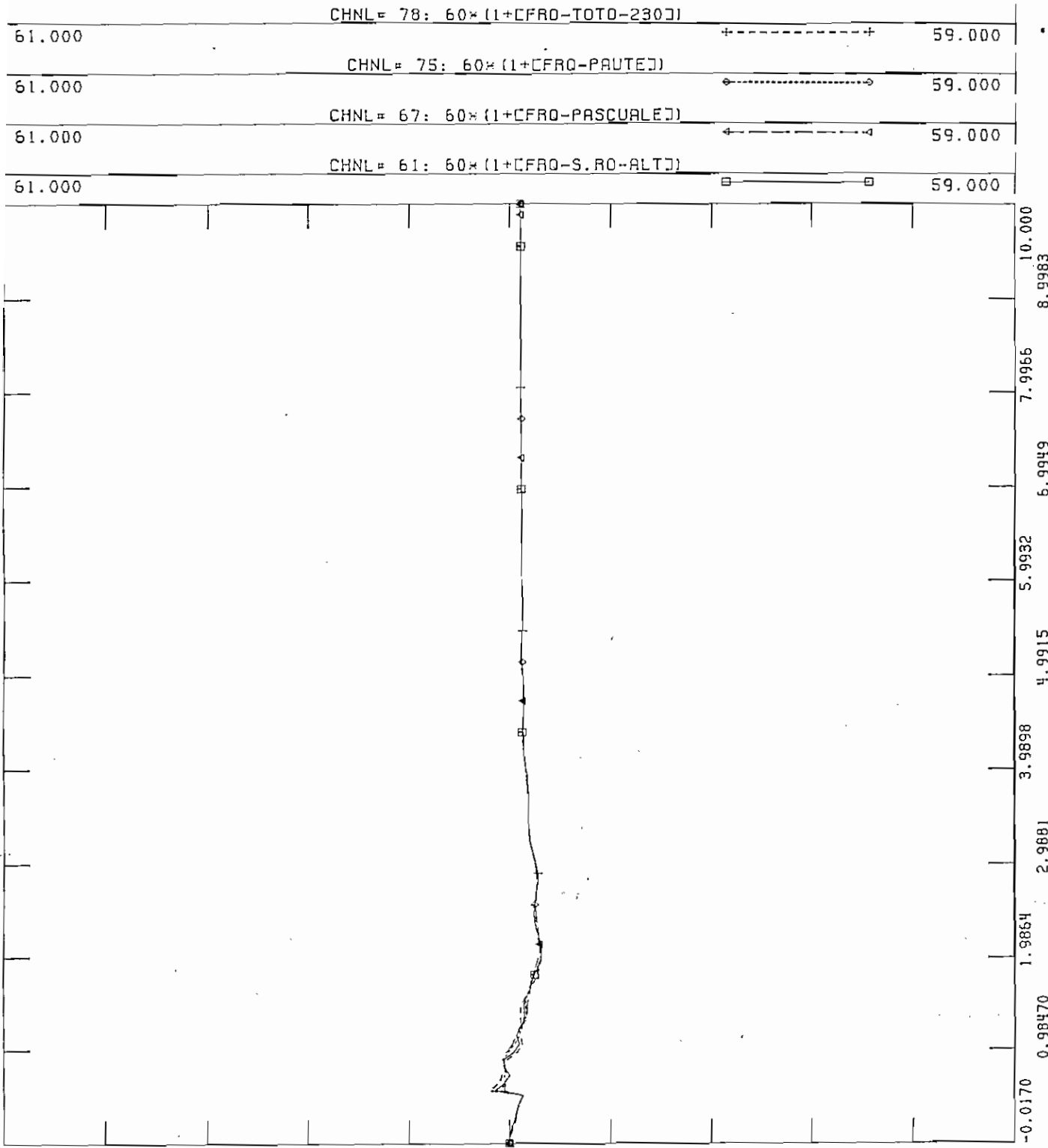
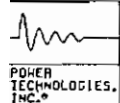
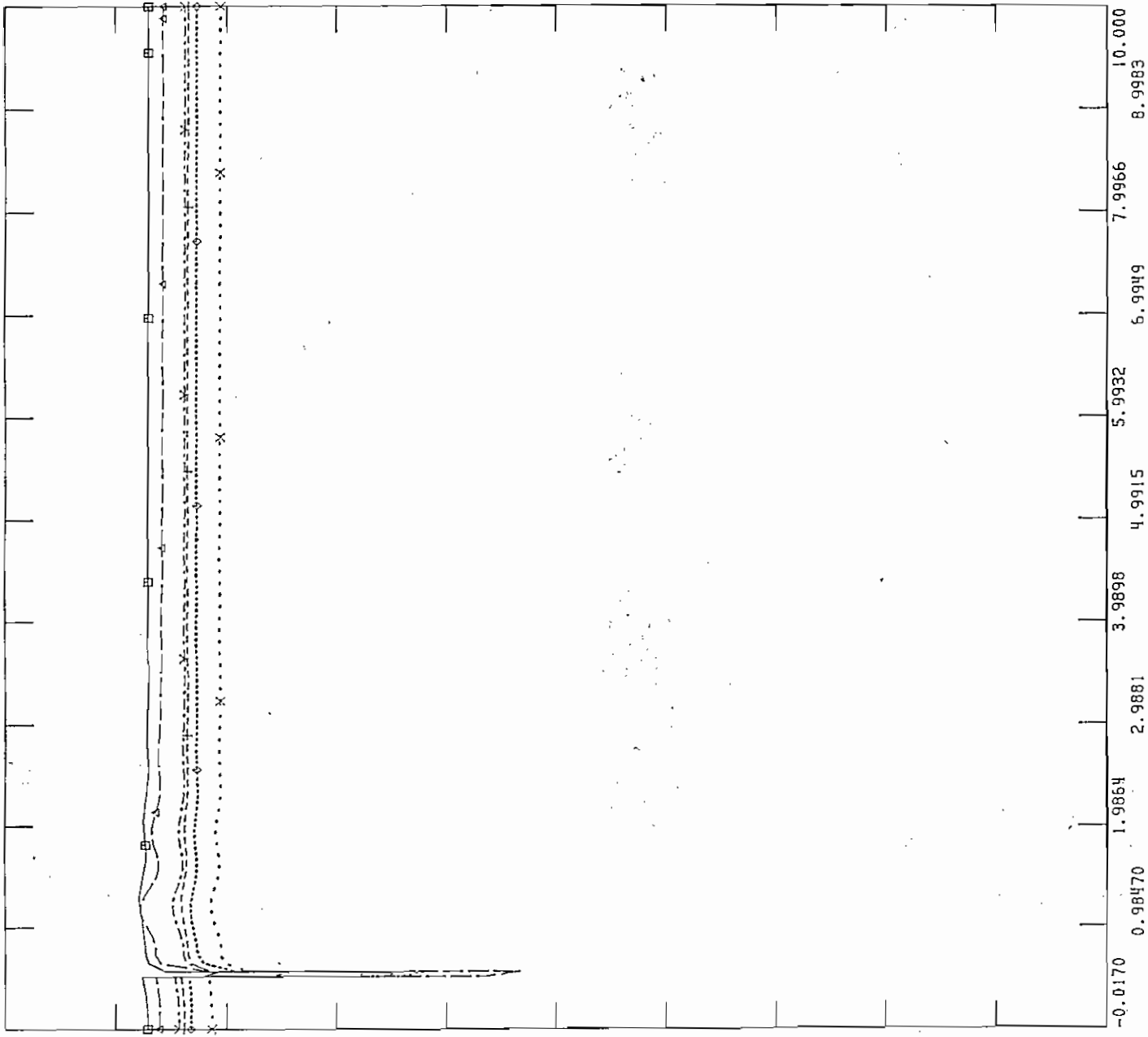


Figura 5.121 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 CL/T Latacunga-Vicentina, Diciembre



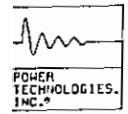
FILE: GOPO  
CHNL# 89: CV-TOTO-230J

1.2000	CHNL# 89: CV-TOTO-230J	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: CV-S.RO-ALTD	X-----X	0.0
1.2000	CHNL# 86: CV-QUEVEDOJ	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 99: CV-VICEN-BAJ	◊-----◊	0.0
1.2000	CHNL# 101: CV-AMBAT-BAJ	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: CV-PAUTEJ	■-----■	0.0

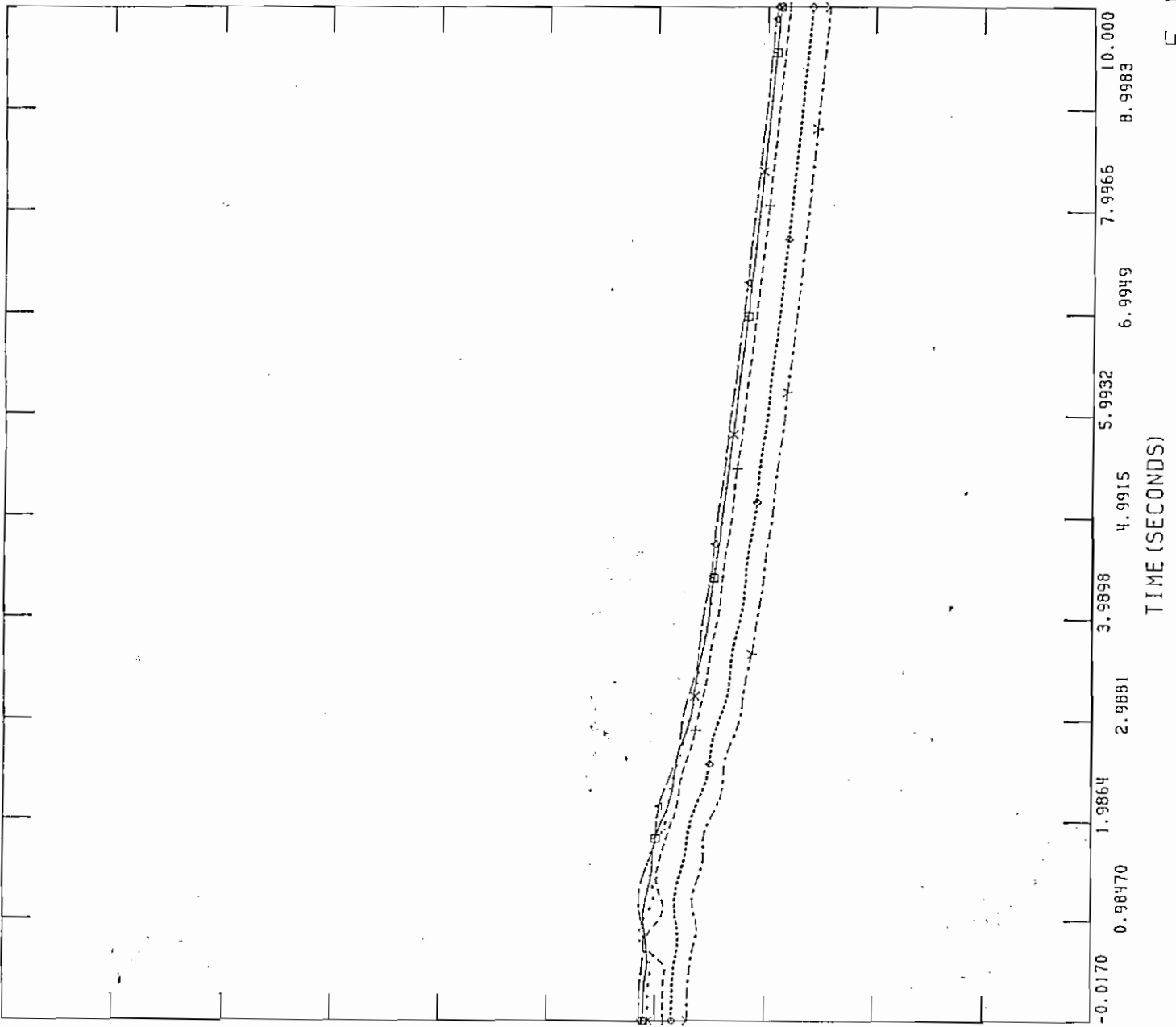
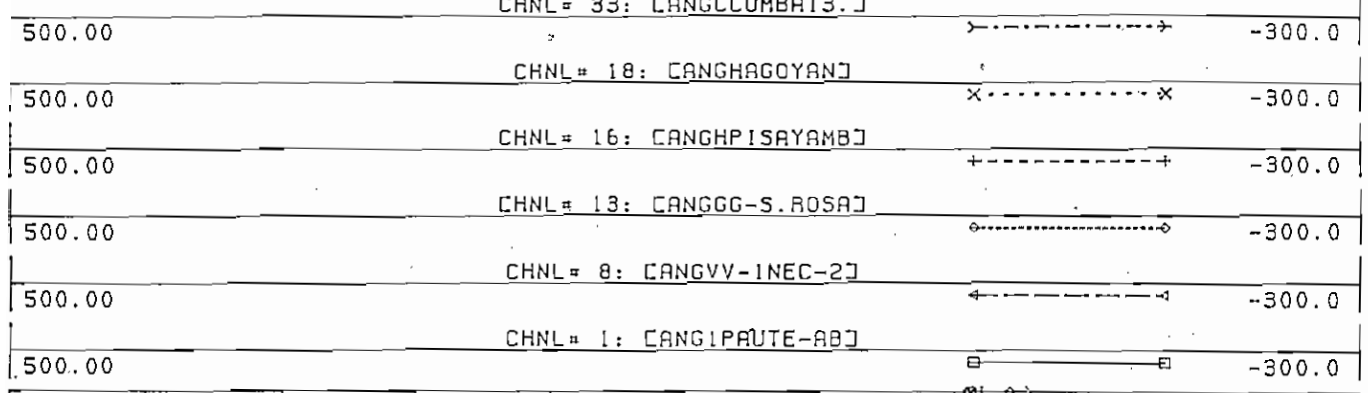


WED, JUL 16 1997 12:45  
F L / T LAT-VIC VOLT DIC

Figura 5.122 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Latacunga-Vicentina, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]  
 CHNL# 18: CANGHAGOYAN]  
 CHNL# 16: CANGHPISAYAMB]  
 CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA]  
 CHNL# 8: CANGVV-INEC-2]  
 CHNL# 1: CANGIPAUTE-AB]



MED, JUL 16 1997 12:42  
 F L/T LAT--VIC ANG DIC

Figura 5.123 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Latacunga-Vicentina, Diciembre

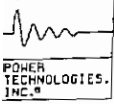
k) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Machala - Milagro

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en el circuito de la línea Machala - Milagro, cuando trasmite 36.1 MW hacia Machala y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.07 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.124. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que los voltajes tienen la tendencia a caer a cero hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan hasta un pico máximo del 106% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor muy cercano al inicial, debido a que el aporte de reactivos del circuito que se abre por la falla es pequeño, como se puede observar en la figura 5.125. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 2.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos un mismo comportamiento, como se visualiza en la figura 5.126. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

l) Falla Trifásica en 1 Circuito de la Línea Esmeraldas - Santo Domingo

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997, al presentarse una falla en el circuito de la línea Esmeraldas - Santo Domingo, cuando trasmite 41.5 MW hacia Santo Domingo y la consiguiente apertura del mismo, se produce una sobre frecuencia con una magnitud de 60.02 Hz como producto de la pérdida de potencia eléctrica de la carga, que en 1.5 segundos es atenuada por el restablecimiento del voltaje, lo que implica un restablecimiento de la carga del sistema después de la falla, como se observa en la figura 5.127. Con respecto a los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV se observa que los voltajes tienen la tendencia a caer a cero hasta que ocurre el despeje de la falla, luego de despejada la falla y la consiguiente apertura del circuito los voltajes oscilan, hasta un pico máximo del 105.5% en la primera oscilación, para luego estabilizarse en un valor menor al inicial, debido a la pérdida de reactivos del circuito que se abre producto de la falla, como se puede observar en la figura 5.128. Los ángulos de los generadores oscilan al inicio debido a la oscilación de frecuencia que se presenta en la falla, para en los 2.5 segundos siguientes amortiguarse y seguir todos una misma tendencia, como se visualiza en la figura 5.129. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para este tipo de contingencia.

En la tabla 5.7 se muestra el resumen de resultados obtenidos en fallas trifásicas en líneas de transmisión, para demanda máxima de diciembre de 1997.



FILE: GOP0

WED, JUL 16 1997 13:35  
 F L/T MAC-MIL 1C FREC DIC

61.000	CHNL# 78: $60 \times (1 + [CFRQ - TOTO - 230])$	+-----+	59.000
61.000	CHNL# 75: $60 \times (1 + [CFRQ - PAUTE])$	o-----o	59.000
61.000	CHNL# 67: $60 \times (1 + [CFRQ - PASCUALE])$	←-----→	59.000
61.000	CHNL# 61: $60 \times (1 + [CFRQ - S.RO - ALT])$	□-----□	59.000

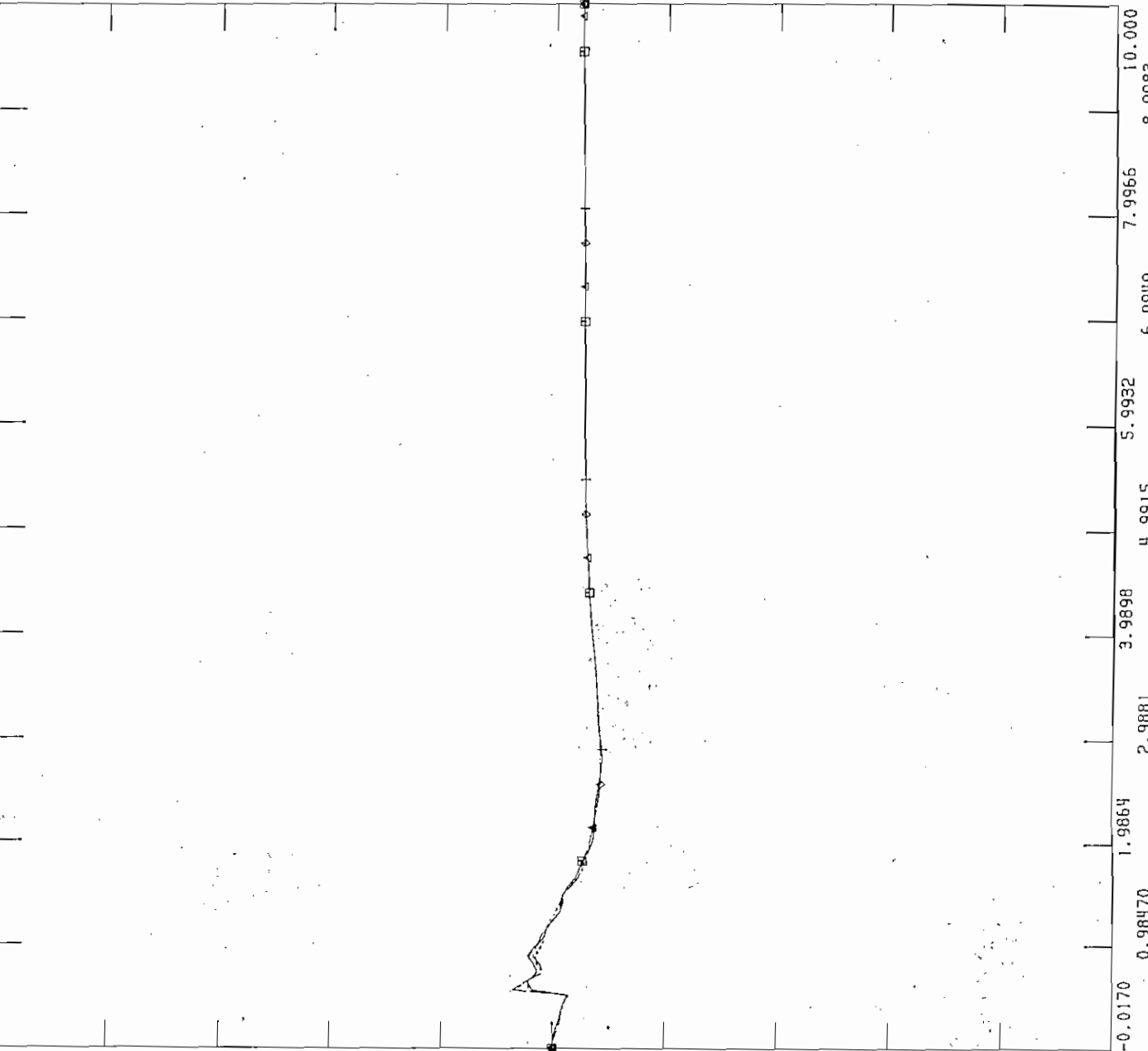
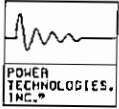
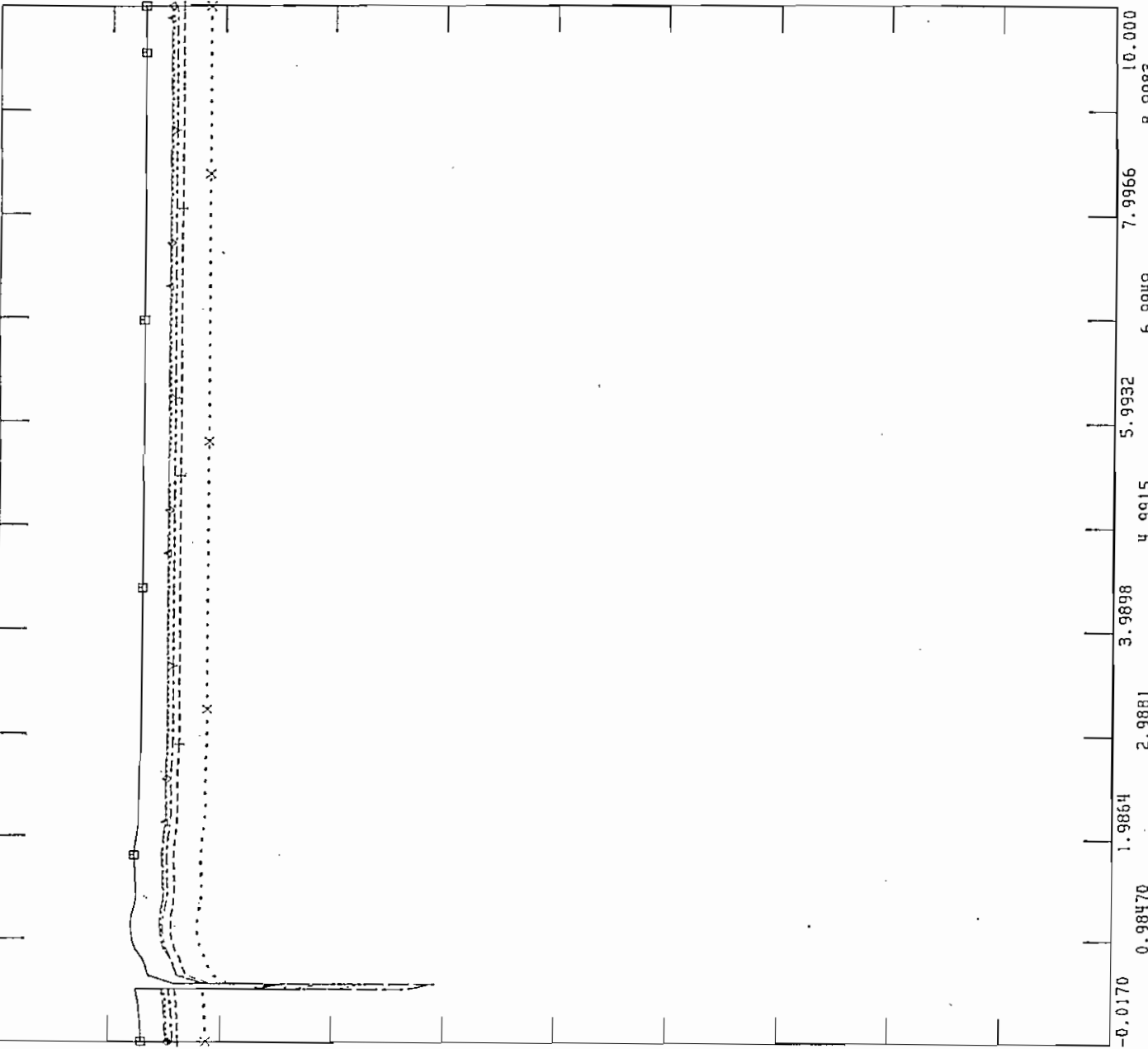


Figura 5.124 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C/L/T Machala-Milagro, Diciembre



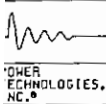
FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [V-TOTO-230]

1.2000	CHNL# 89: [V-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]	X-----X	0.0
1.2000	CHNL# 86: [V-QUEVEDD]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL# 85: [V-PASCUALE]	◇-----◇	0.0
1.2000	CHNL# 84: [V-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL# 83: [V-PAUTE]	□-----□	0.0



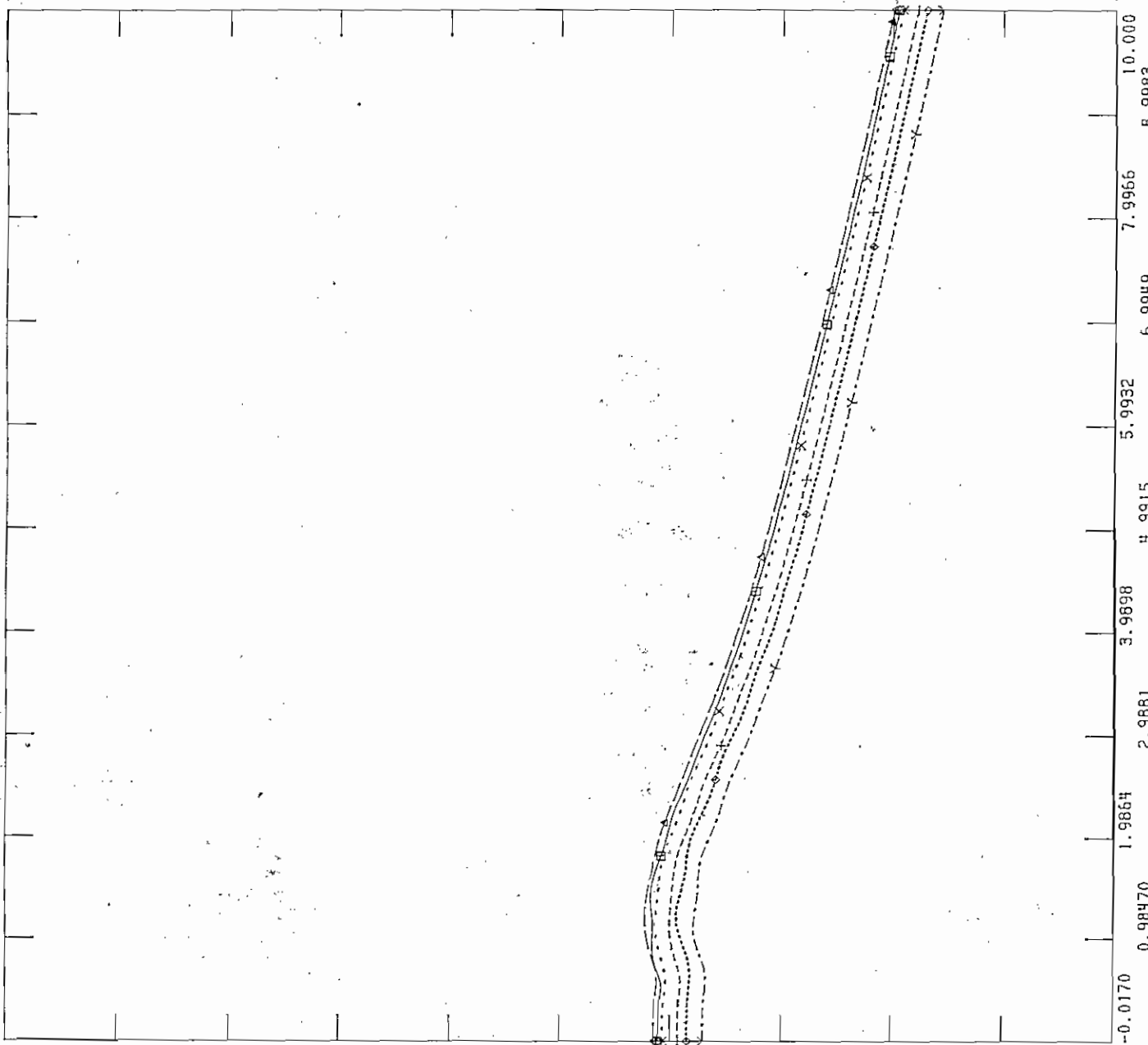
WED, JUL 16 1997 13:37  
 F L/T MIL-MAC 1C VOLT DIC

Figura 5.125 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Machala-Milagro, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

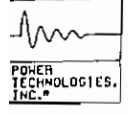
500.00	----->	-300.0
CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]		
500.00	x-----x	-300.0
CHNL# 16: [ANGHPISAYAMB]		
500.00	+-----+	-300.0
CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]		
500.00	o-----o	-300.0
CHNL# 8: [ANGVV-INEC-2]		
500.00	←-----↓	-300.0
CHNL# 1: [ANG1PAUTE-AB]		
500.00	□-----□	-300.0



WED, JUL 16 1997 13:38  
 F L/T MAC-MIL 1C ANG DIC

Figura 5.126 Angulo de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Machala-Milagro, Diciembre





FILE: GOPO

WED, JUL 16 1997 13:43  
 F L/T ESM-SDO 1C FREC DIC

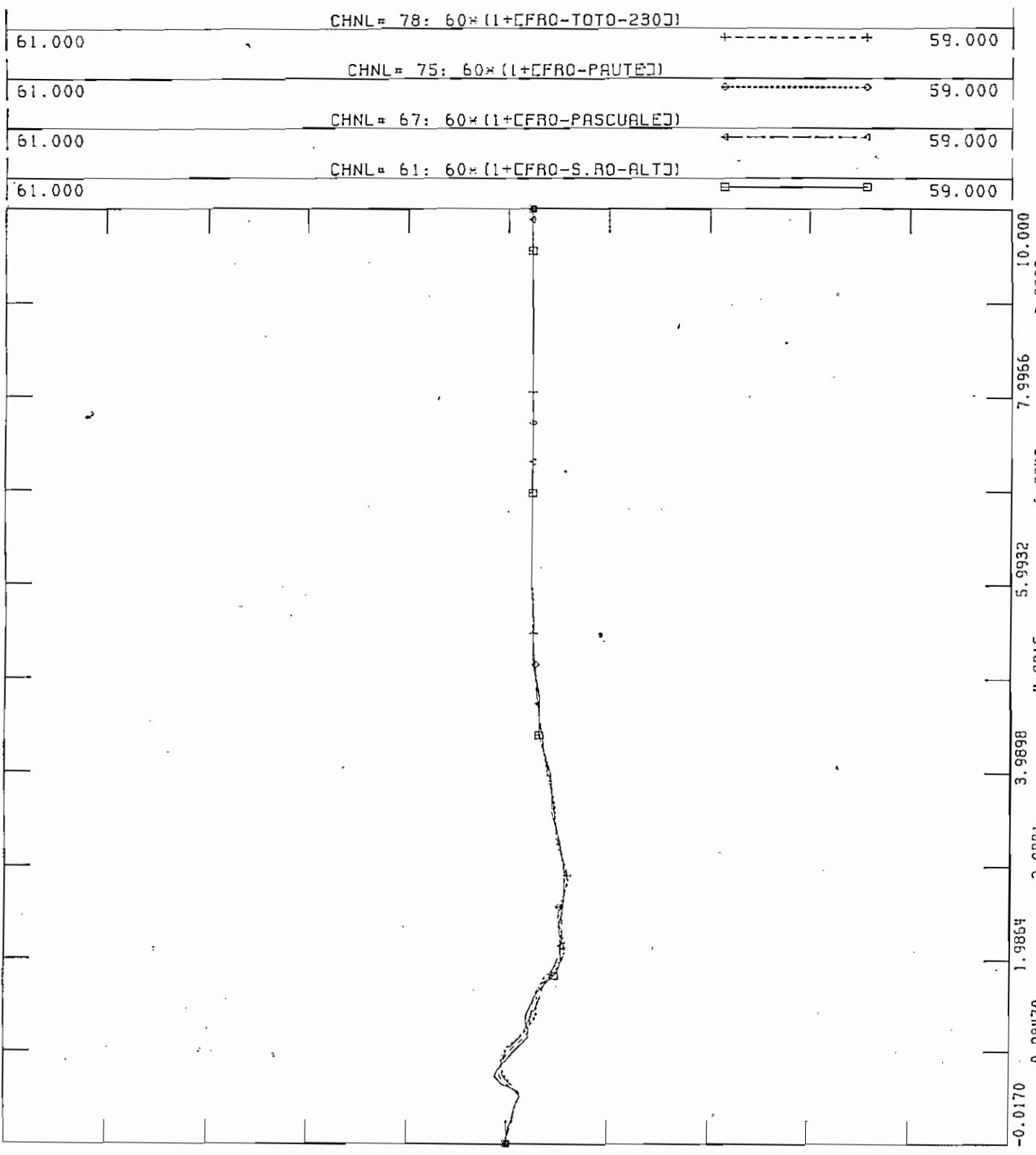
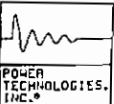


Figura 5.127 Frecuencia en Falla Trifásica en 1 C L/T Esmeraldas-Santo Domingo, Diciembre



FILE: GOPO  
 CHNL # 89: CV-TOTO-230J  
 CHNL # 88: CV-S.AO-ALTJ  
 CHNL # 86: CV-QUEVEDOJ  
 CHNL # 85: CV-PASCUALEJ  
 CHNL # 84: CV-MILAGROJ  
 CHNL # 83: CV-PAUTEJ

1.2000	CHNL # 89: CV-TOTO-230J	→-----→	0.0
1.2000	CHNL # 88: CV-S.AO-ALTJ	×-----×	0.0
1.2000	CHNL # 86: CV-QUEVEDOJ	+-----+	0.0
1.2000	CHNL # 85: CV-PASCUALEJ	◊-----◊	0.0
1.2000	CHNL # 84: CV-MILAGROJ	←-----←	0.0
1.2000	CHNL # 83: CV-PAUTEJ	□-----□	0.0

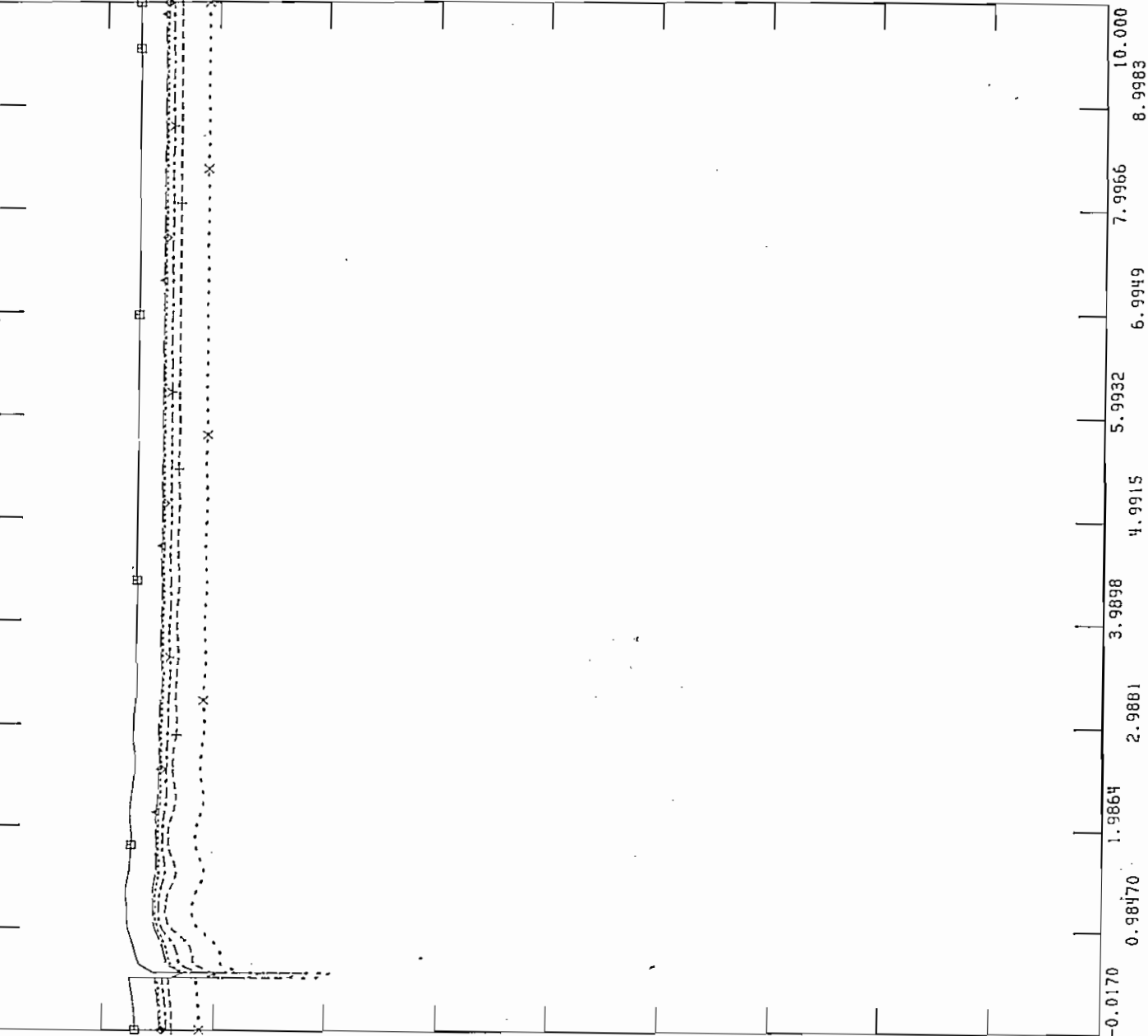
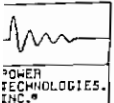


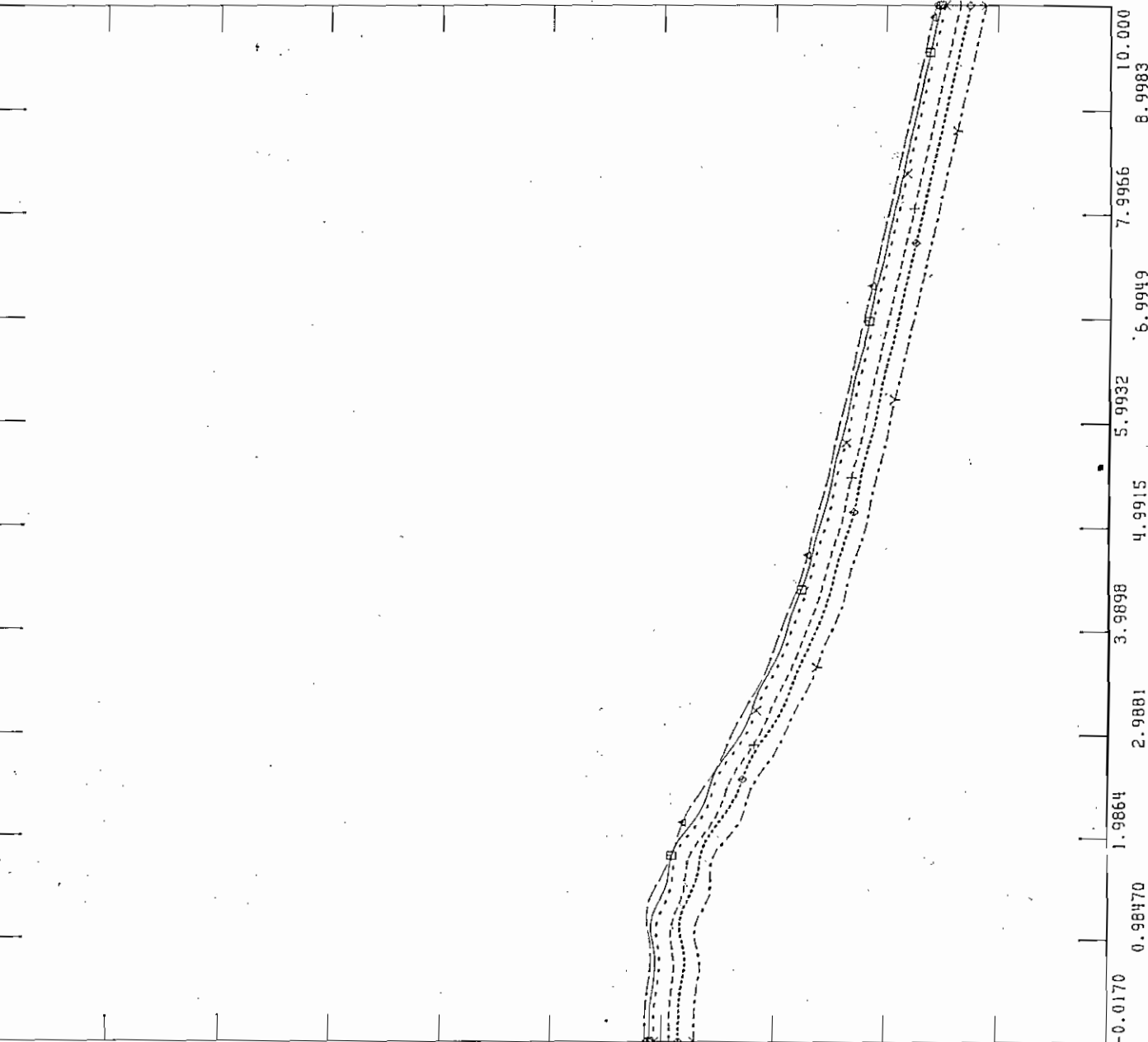
Figura 5.128 Voltajes en Falla Trifásica en 1 C L/T Esmeraldas-Santo Domingo, Diciembre



FLUJOS DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 DICIEMBRE\*\* DEMANDA MAXIMA  
 CASO 2 F1297001 G97N-MG

FILE: GOPO

500.00	CHNL# 33: CANGCCUMBA13.]	-300.0
500.00	CHNL# 18: CANGHAGOYAN]	-300.0
500.00	CHNL# 16: CANGHPISAYAMBJ	-300.0
500.00	CHNL# 13: CANGGG-S.ROSA]	-300.0
500.00	CHNL# 8: CANGVV-INEC-2]	-300.0
500.00	CHNL# 1: CANG1PAUTE-AB]	-300.0



WED, JUL 16 1997 14:01  
 F L/T ESM-SDO 1C ANG DIC

TIME (SECONDS)

Figura 5.129 Angulos de Generadores en Falla Trifásica en 1 C L/T Esmeraldas-Santo Domingo, Diciembre

Tabla 5.7 Resumen de Resultados de Falla en líneas de Transmisión Diciembre 1997

Línea	Flujo	f <sub>max</sub>	tatenuc	V <sub>max</sub>	test
	MW	Hz	s	%	s
Paute-Milagro 1C	69.6	60.37	1.5	109.0	4.5
Paute-Milagro 2C	139.2	60.49	2.5	112.0	5.5
Milagro-Pascuales 1C	12.5	60.52	1.5	109.2	3.5
Paute-Pascuales 1C	48.1	60.49	1.5	109.0	4.5
Paute-Totoras	72.8	60.29	1.5	106.5	4.5
Totoras-Santa Rosa 1C	89.6	60.29	1.5	107.5	4.5
Totoras-Santa Rosa 2C	179.2	60.30	2.5	107.9	5.5
Santa Rosa-Santo Domingo 1C	66.6	60.38	1.5	106.5	5.5
Agoyan-Totoras 1C	75.0	60.11	2.5	106.0	3.5
Latacunga-Vicentina	61.8	60.04	2.5	105.5	3.5
Machala-Milagro 1C	36.1	60.07	1.5	106.0	2.5
Esmeraldas-Santo Domingo 1C	41.5	60.02	1.5	105.5	2.5

f<sub>max</sub>=Frecuencia Máxima

tatenuc=Tiempo de Atenuación de Frecuencia

V<sub>max</sub>= Voltaje Máximo

### 5.8.3 Falla Trifásica en Transformadores

#### a) Falla Trifásica en el Transformador de Pascuales 230/138 kV

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, una falla trifásica y la subsecuente apertura del transformador de Pascuales 230/138 kV que transmite 60.3 MW hacia la zona norte del país, ocasiona que el sistema se separe en dos zonas, norte y sur. Como resultado de esta falla en la zona sur del sistema se presenta una sobre frecuencia de 60.74 Hz que luego de 10 segundos de simulación llega al valor 60.46 Hz, que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación. Esta sobre frecuencia se presenta porque para la zona sur del país la apertura del transformador equivale a perder carga en la magnitud de 60.3 MW, lo que implica exceso de generación, como se puede observar en la figura 5.130. En la zona norte inicialmente la frecuencia sube hasta los 60.51 Hz, durante la falla, luego de despejada la falla la frecuencia baja hasta los 59.17 Hz, ocasionando la operación de un paso de baja frecuencia. La carga desconectada en esta zona es de 65.5 MW que corresponde a la carga desconectada en la EE. Quito S.A., Emelmanabi, Emelgur por Quevedo, EER Centro Sur, EE Ambato, EE Riobamba, EE Santo Domingo, EER Sur y EE Cotopaxi en el primer paso de baja frecuencia, que es mayor que la entrega del SNI a esta zona antes de la falla. Por lo tanto en la zona norte también se produce un exceso de generación que hace que la frecuencia sea de 60.07 Hz al final del tiempo de simulación, encontrándose dentro de los límites aceptables de operación, como se puede observar en la figura 5.130. Los voltajes seleccionados para el análisis oscilan de diferente forma dependiendo de la zona; los picos máximos en la primera oscilación alcanzan el 112.6% en la zona norte y el 101.3% en la zona sur, para luego estabilizarse en la zona norte, en valores más altos que al inicio

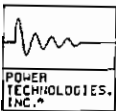
105.5%, debido a la redistribución del exceso de reactivos y la pérdida de carga y en la zona sur en valores iguales a los iniciales 99.8%, debido al soporte de reactivos que dan a esta zona las unidades generadoras en este mes y condición de demanda. Los voltajes al final de la simulación se encuentran dentro de los límites operativos aceptables, como se observa en la figura 5.131. Los ángulos de las unidades generadoras como se visualiza en la figura 5.132, tanto en la zona norte como en la sur tienen el mismo comportamiento por zonas durante el tiempo de simulación, en la zona sur el ángulo crece desde el inicio porque la frecuencia sube, mientras que en la zona norte en un principio disminuye hasta que se produce el seccionamiento de carga, para luego subir. Por lo analizado anteriormente se concluye que cada zona aislada es estable.

b) Falla Trifásica en el Transformador de Santa Rosa 230/138 kV

Para condiciones de demanda máxima de julio de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, una falla trifásica y la subsecuente apertura del transformador de Santa Rosa 230/138 kV, que transmite al área de Quito 309 MW, produce dos situaciones en la frecuencia del sistema, en una zona la frecuencia se incrementa con fuertes oscilaciones, mientras que en otra la frecuencia cae críticamente a valores no permitidos, como se observa en la figura 5.133. Los voltajes en todo el sistema oscilan fuertemente causando serios problemas de estabilidad, como se visualiza en la figura 5.134. Los ángulos de los generadores se separan a pesar de que existe un solo sistema como se puede observar en la figura 5.135. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es inestable para esta contingencia.

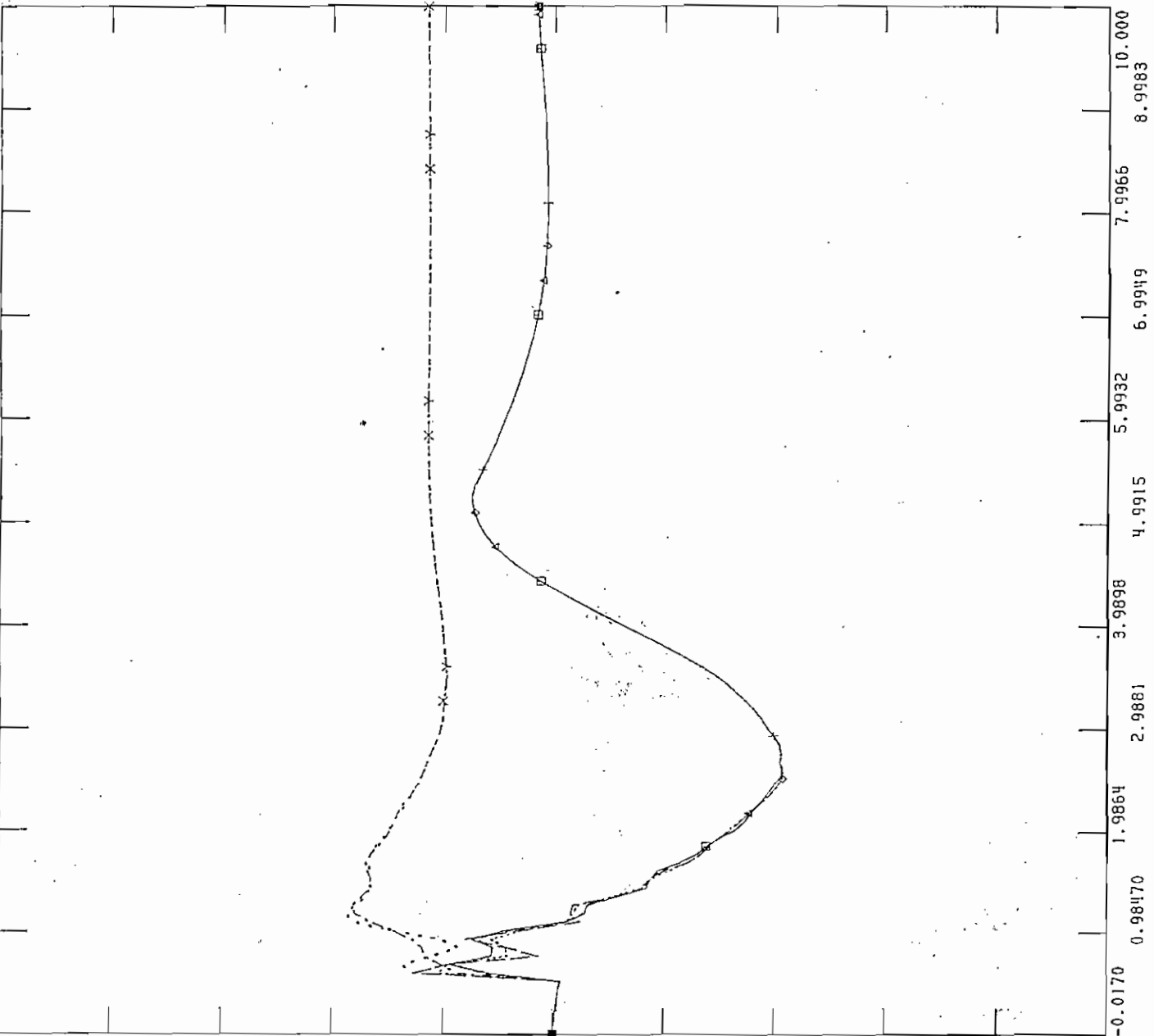
c) Falla Trifásica en el Transformador de Santa Rosa 230/138 kV con apertura de la L/T Ambato - Totoras

Como se analiza en el caso b) la falla del transformador de Santa Rosa es un caso inestable debido a que todo el flujo que está pasando a través del transformador (309 MW) trata de llegar a la zona de Quito a través del transformador de Totoras y la L/T Totoras - Ambato, lo que ocasiona una sobre carga de los elementos antes mencionados, como solución a este problema el momento de apertura del transformador de Santa Rosa se abre al mismo tiempo la L/T Totoras - Ambato, que transmite a la zona de Quito 36.1 MW; al realizar esta consideración se separa al sistema en dos zonas. En la zona norte inicialmente la frecuencia sube hasta los 60.38 Hz, durante la falla, luego de despejada la falla la frecuencia baja hasta 55.75 Hz, ocasionando la operación de siete pasos de baja frecuencia. La carga desconectada en el séptimo paso de baja frecuencia en esta zona es de 258.8 MW que corresponde a la carga desconectada en la EE. Quito S.A., EE Cotopaxi, Emelnorte y a la EE. Ambato en la S/E Ambato, esta carga es menor a la entrega del SNI (345.1 MW) a esta zona, antes de la falla, por lo tanto en la zona norte existe un déficit de generación, por lo que la frecuencia se estabiliza en un valor de muy bajo de 55.75 Hz que no se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, como se puede observar en la figura 5.136. En la zona sur se presenta una sobre frecuencia con un valor máximo de 61.76 Hz, que después del tiempo de simulación alcanza el valor de 61.0 Hz que no se encuentra dentro de los límites de operación, como se observa en la figura 5.136. Esta sobre frecuencia se presenta porque, la apertura del transformador y la línea equivale a



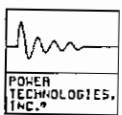
FILE: GOPO

62.000	CHNL# 70: 60*(1+CFRO-SALITRALJ)	→-----→	58.000
62.000	CHNL# 69: 60*(1+CFRO-PASCUALSJ)	x-----x	58.000
62.000	CHNL# 78: 60*(1+CFRO-TOTO-230J)	+-----+	58.000
62.000	CHNL# 75: 60*(1+CFRO-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL# 67: 60*(1+CFRO-PASCUALEJ)	←-----←	58.000
62.000	CHNL# 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALTJ)	□-----□	58.000



WED, JUL 23 1997 09:58  
 F TRAF0 PAS FREC DIC

Figura 5.130 Frecuencia en Falla del Transformador de Pascuales, Diciembre



FILE: GOPO  
CHNL# 95: CV-POSORJA9J

1.2000 0.0

CHNL# 93: CV-SALITRALJ

1.2000 0.0

CHNL# 88: CV-S.RO-ALTOJ

1.2000 0.0

CHNL# 86: CV-OUEVEDDJ

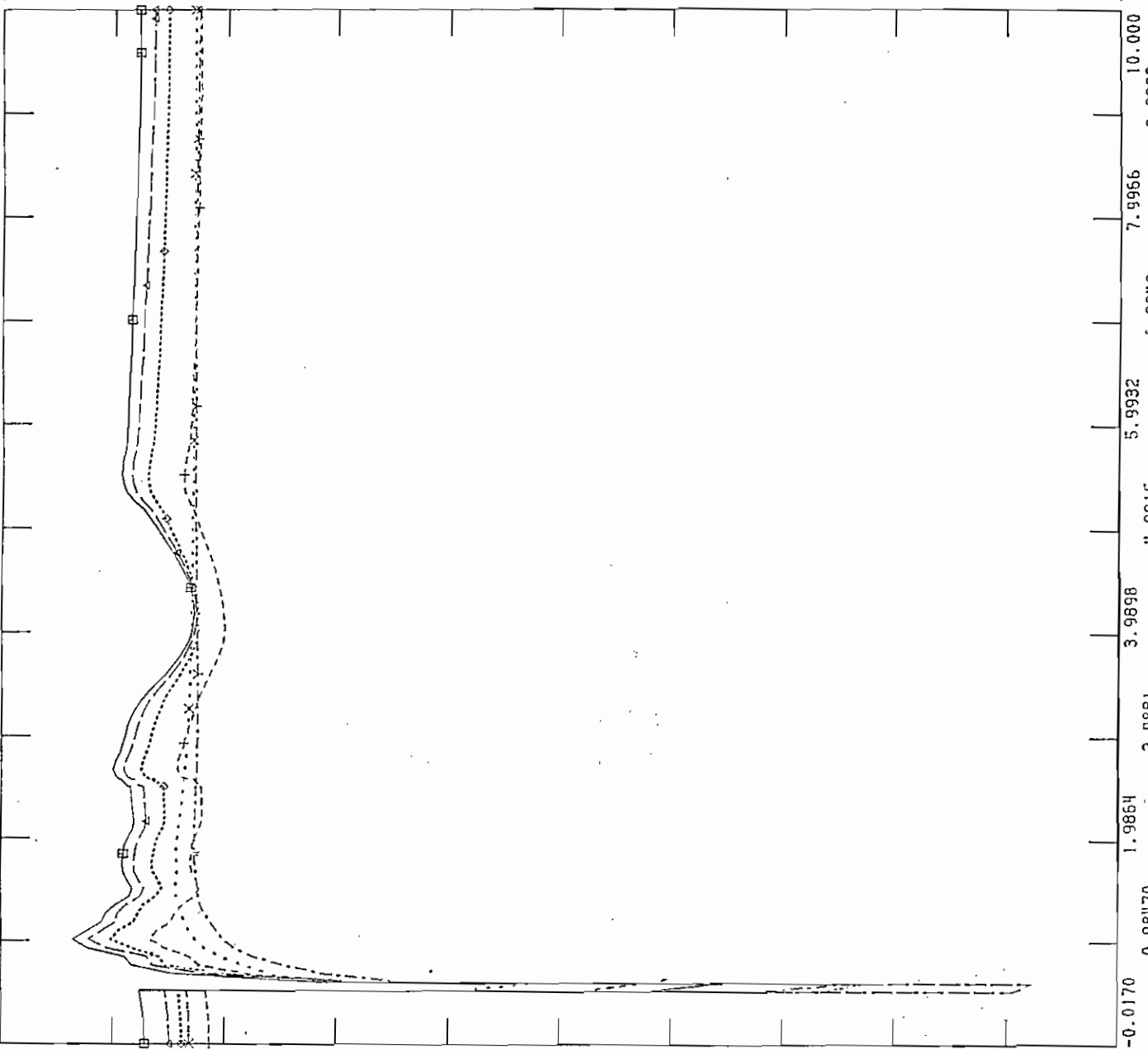
1.2000 0.0

CHNL# 84: CV-MILAGROJ

1.2000 0.0

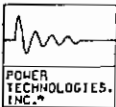
CHNL# 89: CV-PAUTEJ

1.2000 0.0



MED, JUL 23 1997 10:01  
F TRAF0 PAS VOLT DIC

Figura 5.131 Voltajes-en Falla del Transformador de Pascuales, Diciembre



FILE: GOPO

CHNL # 33: LANGCCUMBA13.J

CHNL # 18: LANGHAGOYANJ

CHNL # 54: LANGIG-ALTI-1J

CHNL # 13: LANGGG-S.ROSAJ

CHNL # 8: LANGVV-INEC-2J

CHNL # 1: LANGIPAUTE-ABJ

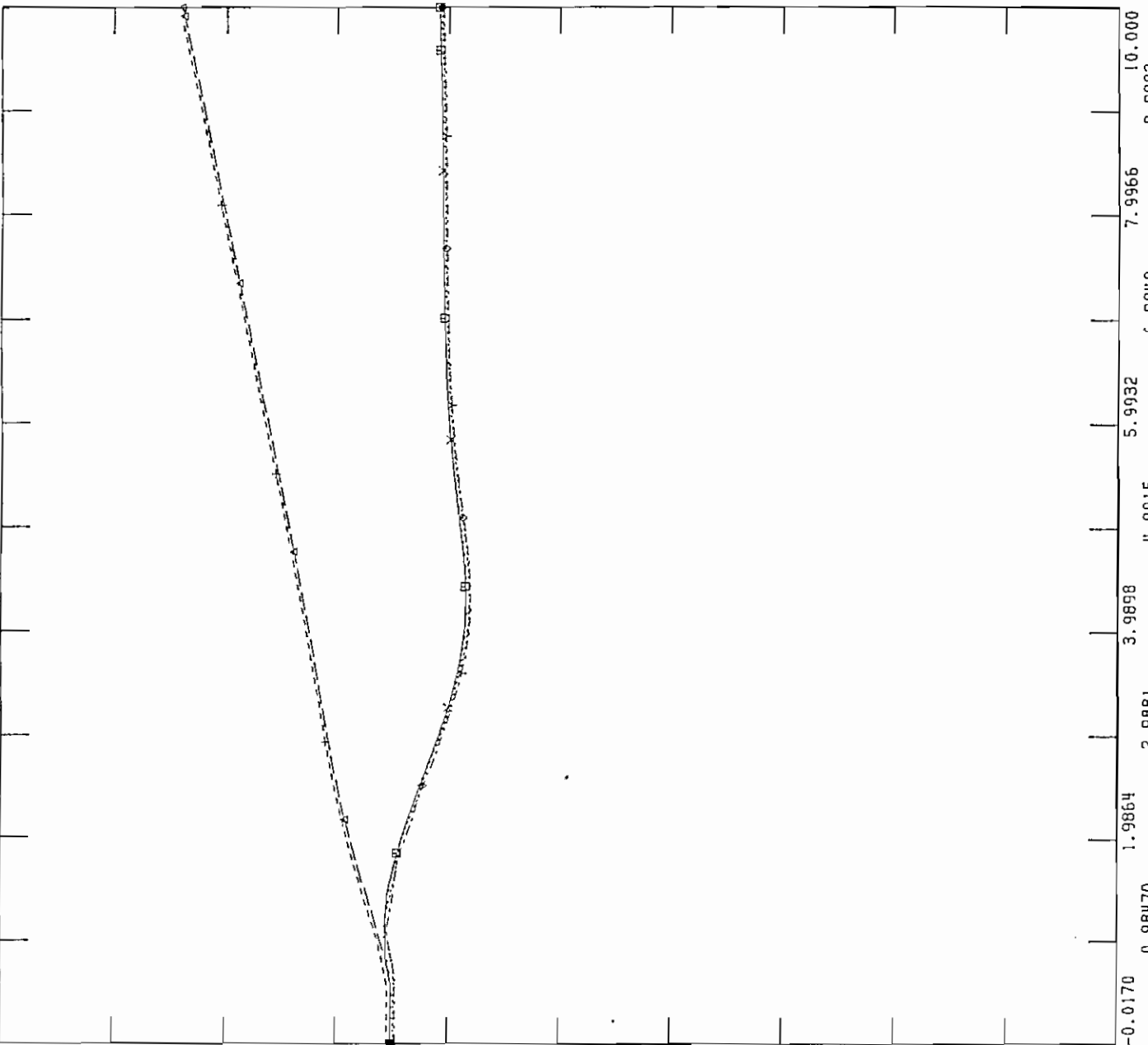
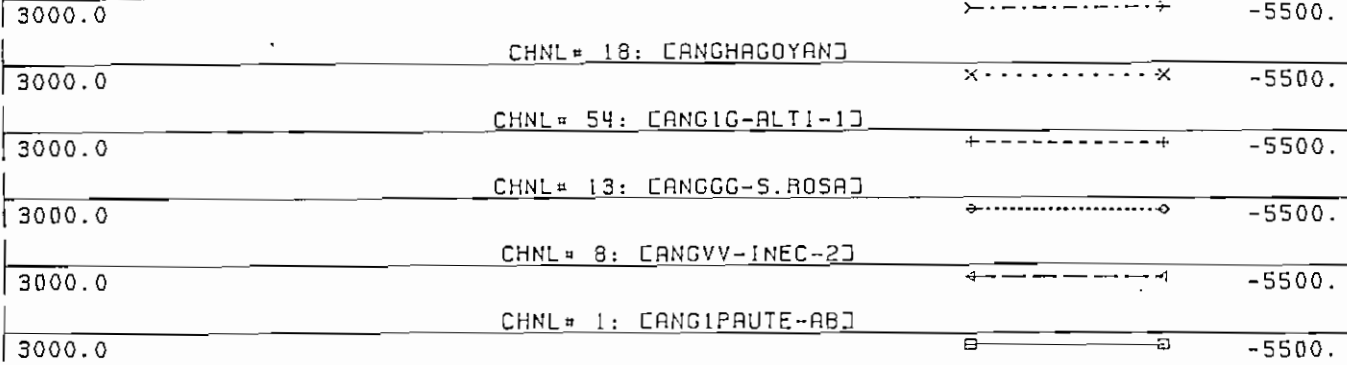
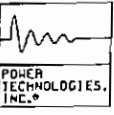


Figura 5.132 Angulo de Generadores en Falla del Transformador de Pascuales, Diciembre



FILE: GOPO

WED, JUL 23 1997 10:14  
 F TRAF0 SROS FREC DIC



66.000	CHNL = 81: 60*(1+CFRO-AMBAT-BAJ)	x-----x	56.000
66.000	CHNL = 58: 60*(1+CFRO-VICE-ALTJ)	+-----+	56.000
66.000	CHNL = 78: 60*(1+CFRO-TOTO-230J)	o-----o	56.000
66.000	CHNL = 75: 60*(1+CFRO-PAUTEJ)	^-----^	56.000
66.000	CHNL = 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALTJ)	□-----□	56.000

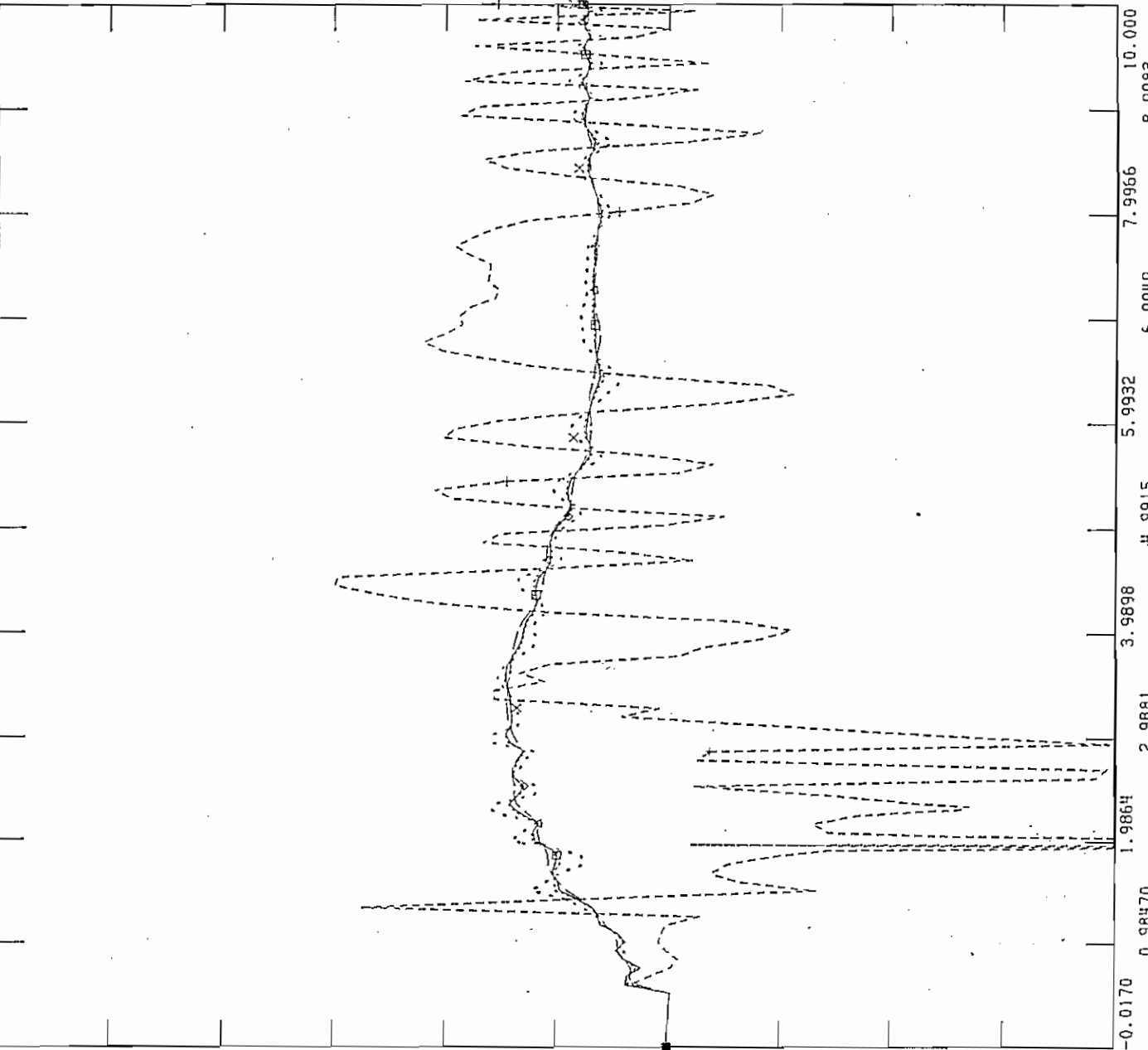
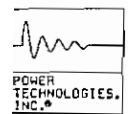
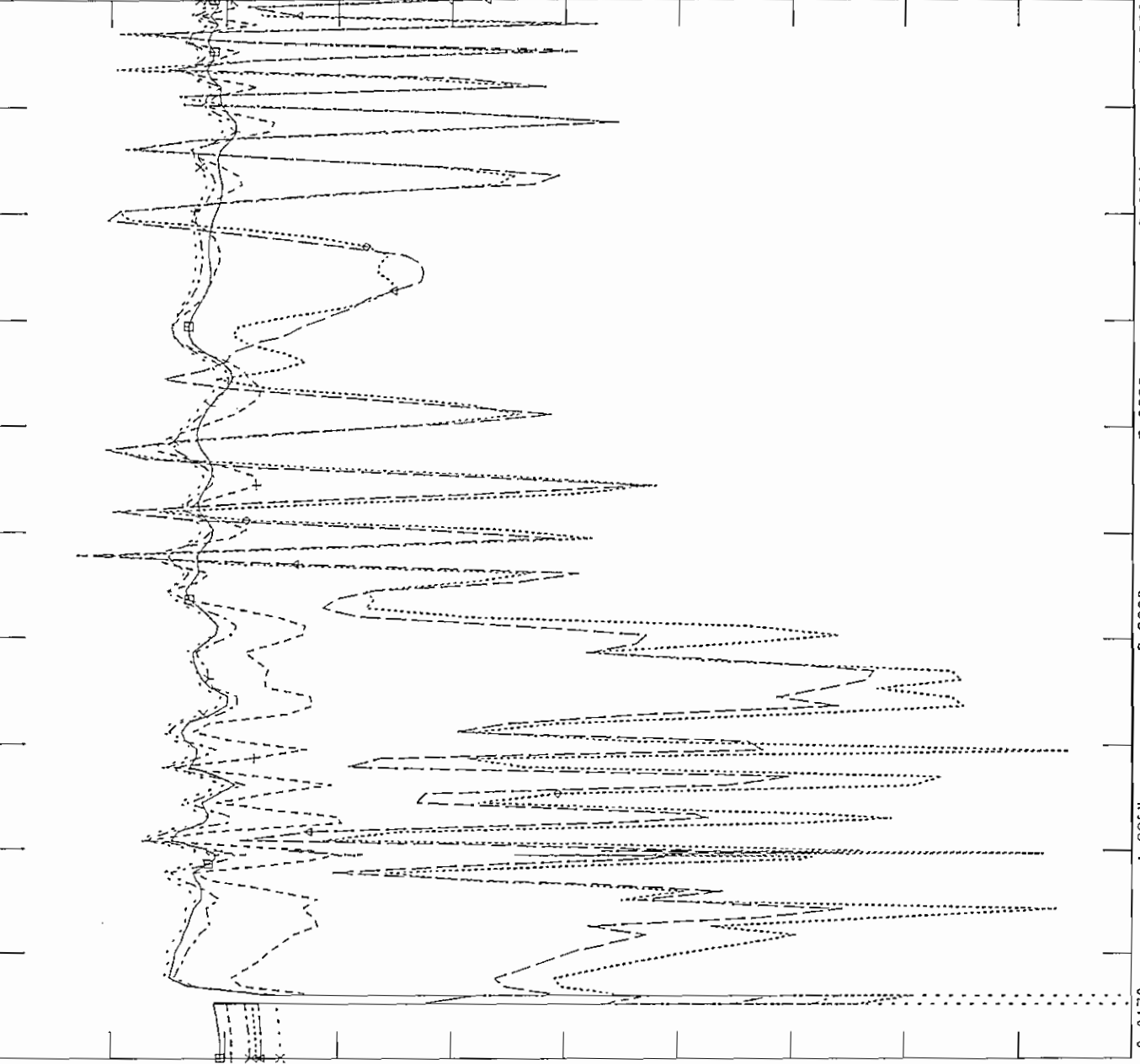


Figura 5.133 Frecuencia en Falla del Transformador de Sta Rosa, Diciembre



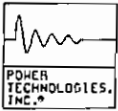
FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [V-TOTO-230]

1.3000	CHNL# 89: [V-TOTO-230]	→ - - - - - →	0.0
1.3000	CHNL# 88: [V-S.RO-ALT]	× - - - - - ×	0.0
1.3000	CHNL# 101: [V-AMBAT-BA]	+ - - - - - +	0.0
1.3000	CHNL# 100: [V-IBARR-BA]	◊ - - - - - ◊	0.0
1.3000	CHNL# 99: [V-VICEN-BA]	← - - - - - ↲	0.0
1.3000	CHNL# 83: [V-PAUTE]	□ - - - - - □	0.0



WED, JUL 23 1997 10:35  
 F TRAFOS SROS VOLT DIC

Figura 5.134 Voltajes en Falla del Transformador de Sta Rosa, Diciembre



FILE: GOP0  
 CHNL # 33: CANGCCUMBA13.]  
 CHNL # 18: CANGHAGOYAN.]  
 CHNL # 16: CANGHPISAYAMB.]  
 CHNL # 13: CANGGG-S.ROSA.]  
 CHNL # 8: CANGVV-INEC-2.]  
 CHNL # 1: CANGIPAUTE-AB.]

WED, JUL 23 1997 10:37  
 F TRAF0 SROS ANG DIC

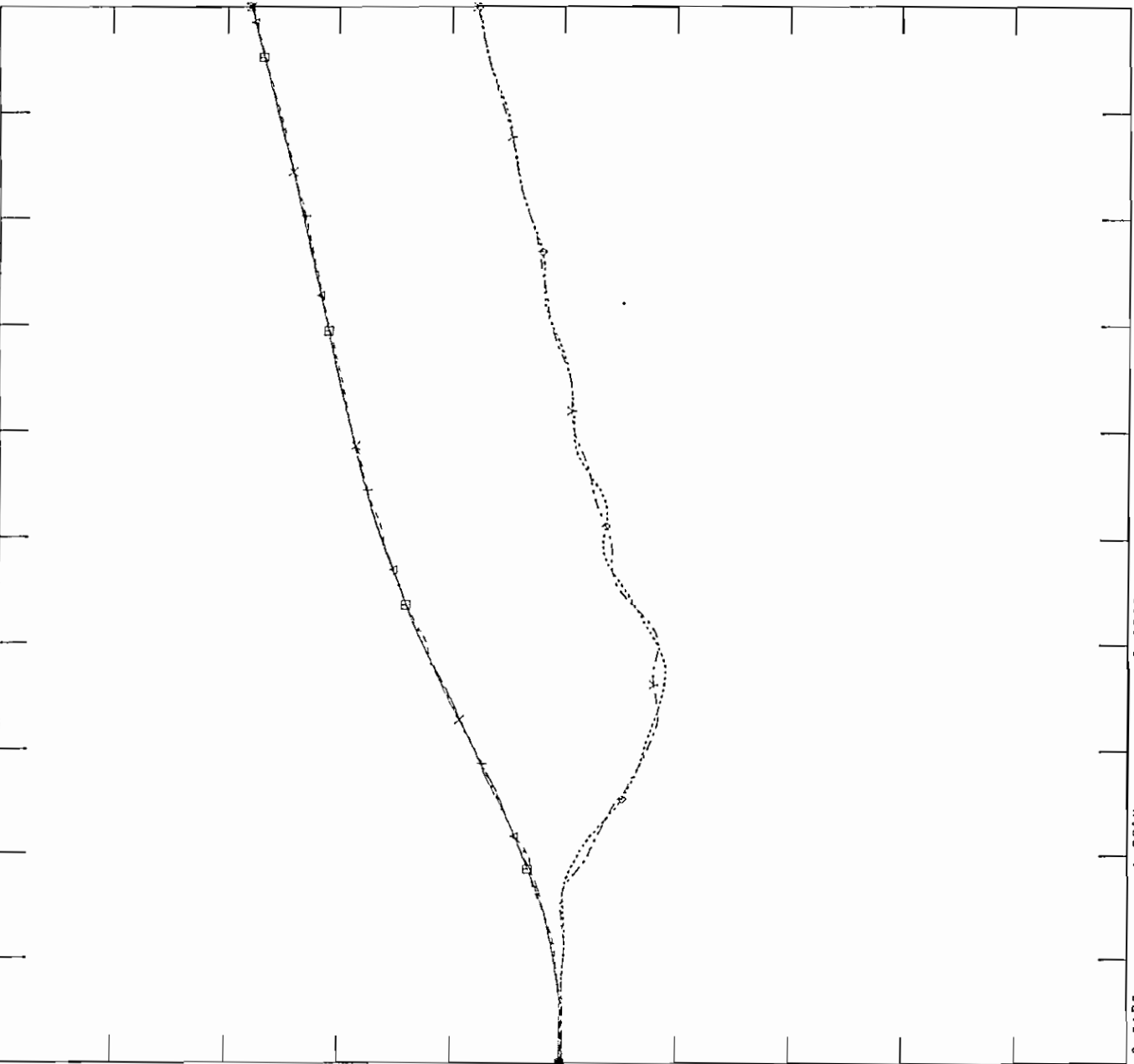
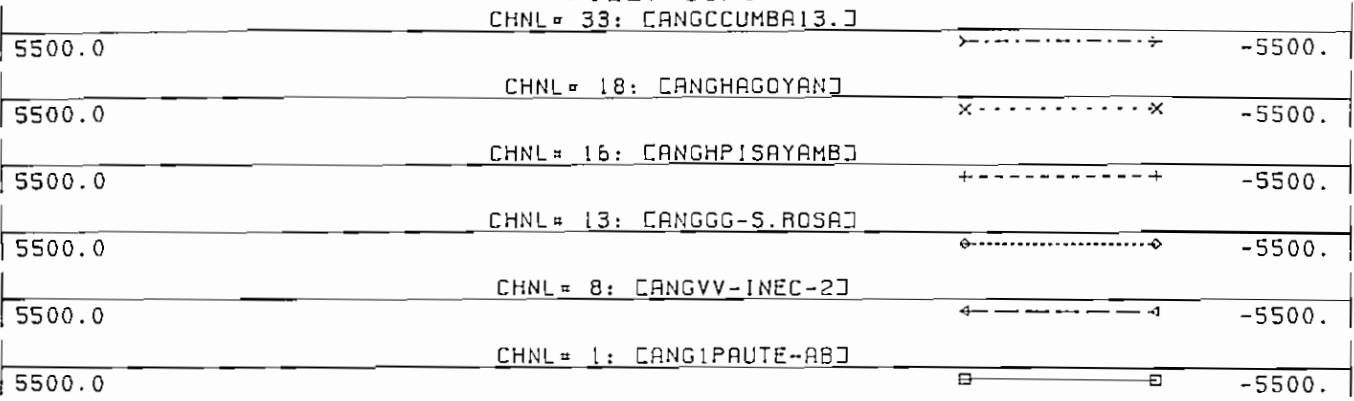


Figura 5.135 Angulo de Generadores en Falla del Transformador de Sta Rosa, Diciembre

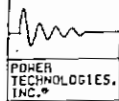
perder carga en la zona, en la magnitud de 345.1 MW. Los voltajes seleccionados para el análisis oscilan de diferente forma dependiendo de la zona a la cual pertenecen, los picos máximos en la primera oscilación alcanzan el 118.3% en la zona norte y el 115.4% en la zona sur, para luego estabilizarse en valores más altos que los iniciales, 101.5% en la zona norte y 108.1% en la zona sur, este incremento en el voltaje se debe a que en la zona sur existe una redistribución del exceso de reactivos y en la zona norte se debe a la cantidad de carga que se pierde. Los voltajes al final de la simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.137. Los ángulos de los generadores en las dos zonas como se visualiza en la figura 5.138, tanto en la zona norte como en la zona sur tienen el mismo comportamiento por zonas durante el tiempo de simulación, En la zona sur el ángulo crece desde el inicio porque la frecuencia sube, y en la zona norte el ángulo decrece porque la frecuencia queda en un valor bajo. Por lo analizado anteriormente se concluye que cada zona aislada es estable.

d) Falla trifásica en el Transformador de Totoras 230/138 kV con apertura de la L/T Ambato - Totoras

Para condiciones de demanda máxima de diciembre de 1997 y considerando el esquema de seccionamiento de carga vigente, una falla y la subsecuente apertura del transformador de Totoras 230/138 kV, cuando transmite 69.7 MW hacia la zona sur del país, y disparo de la línea Ambato -Totoras que transmite 36.1 MW a la S/E Ambato, ocasiona que el sistema se separe en dos zonas. Una zona en que la central Agoyán queda sirviendo una carga muy pequeña por lo que se observa una muy alta sobre frecuencia que alcanza un valor máximo de 69.46 Hz; y la otra zona que comprende casi en su totalidad el SNI, en la cual la frecuencia inicialmente sube hasta los 60.33 Hz durante la falla, luego de despejada la falla para luego bajar hasta los 59.21 Hz, sin producir la operación de ningún paso de baja frecuencia, después de 10,5 segundos de simulación la frecuencia alcanza el valor de 59.68 Hz, que se encuentra dentro de los límites aceptables de operación, como se observa en la figura 5.139. Los voltajes a nivel de la red troncal de 230 kV oscilan alcanzando un valor máximo en la primera oscilación de 107.2 % que después de 10 segundos de simulación alcanzar un valor cercano al inicial, debido a la redistribución de reactivos en el sistema, como se observa en la figura 5.140. Los ángulos de los generadores como se visualiza en la figura 5.141, en las unidades de Agoyán se disparan debido a la sobre frecuencia, y los ángulos de las unidades del resto del sistema tienen el mismo comportamiento durante el tiempo de simulación. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable en la zona que corresponde a casi la totalidad del SNI.

e) Falla trifásica en el Transformador de Totoras 230/138 kV con disparo de una unidad de Agoyán

Como se observa en el caso d) se logra obtener un sistema estable, pero con una parte del mismo aislada con una generación que puede ser utilizada en el resto del sistema. En lugar del disparo de la L/T Ambato-Totoras se dispara una unidad de Agoyán con 75 MW, para conseguir que el sistema no se divida en dos zonas. Entonces la falla y apertura del transformador de Totoras 230/138 kV que transmite 69.7 MW hacia la zona sur del país, provoca inicialmente que la frecuencia suba hasta un valor de 60.3 Hz durante la falla, luego de despejada la falla, la frecuencia baja hasta los 59.41 Hz, sin ocasionar la operación de



FILE: GOPO

WED, JUL 23 1997 10:56  
F TRAFQ SROS 1 FREC DIC

63.000	CHNL# 81: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{AMBAT} - \text{BAJ})$	x.....x	53.000
63.000	CHNL# 58: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{VICE} - \text{ALT})$	+-----+	53.000
63.000	CHNL# 78: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{TOTO} - 230)$	o-----o	53.000
63.000	CHNL# 75: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{PAUTE})$	^-----^	53.000
63.000	CHNL# 61: $60 \times (1 + \text{CFRQ} - \text{S.RO} - \text{ALT})$	□-----□	53.000

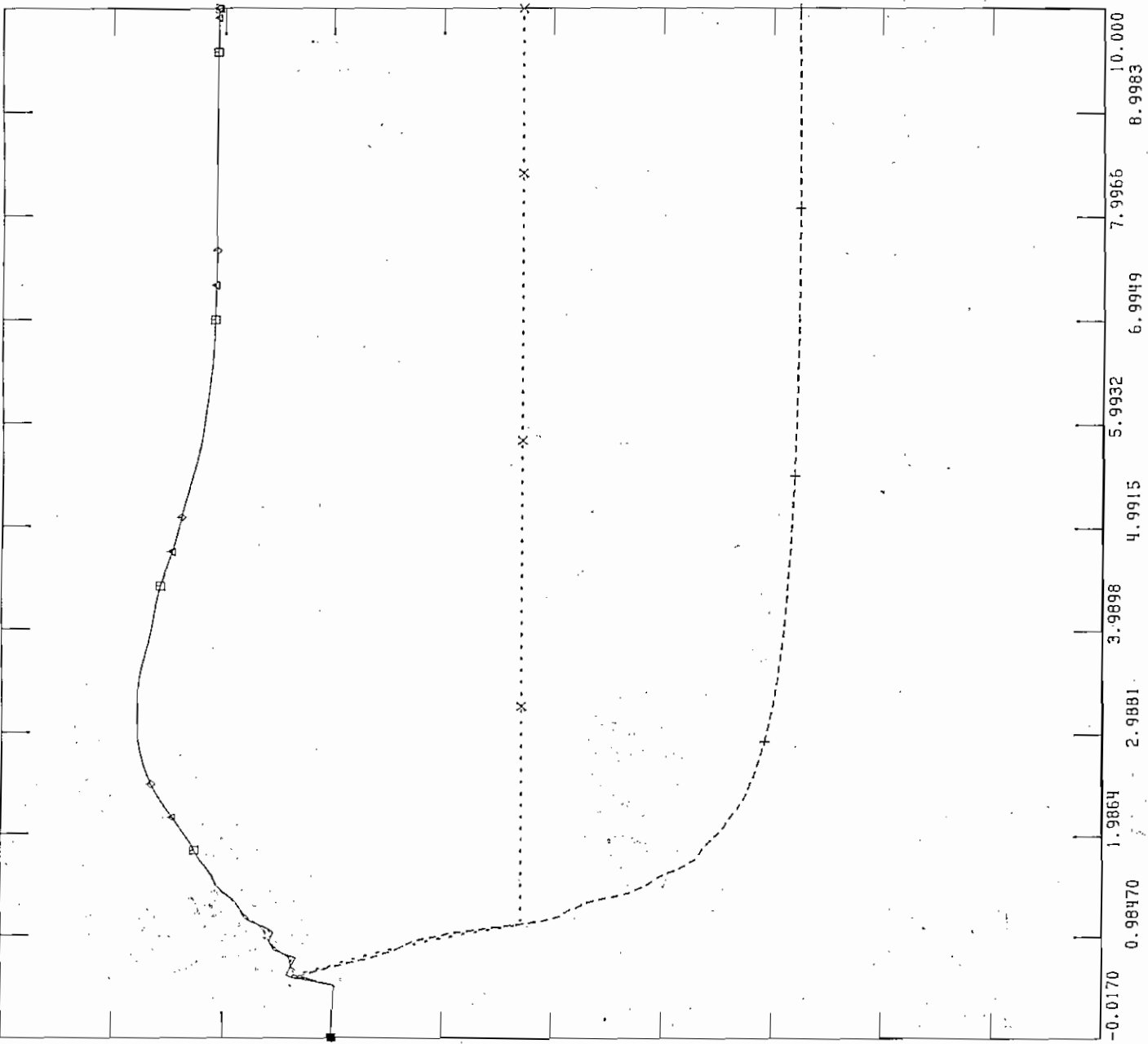
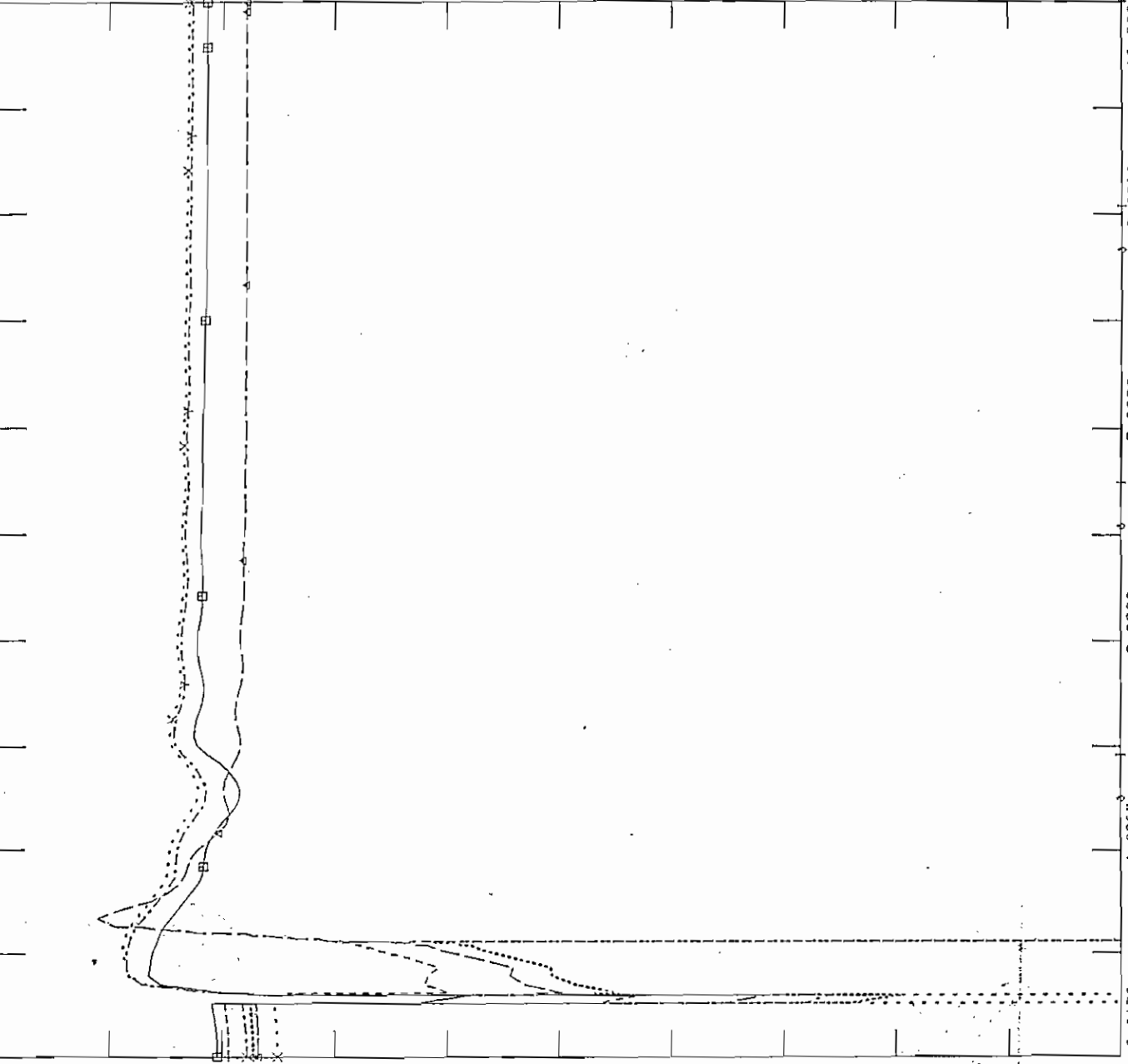
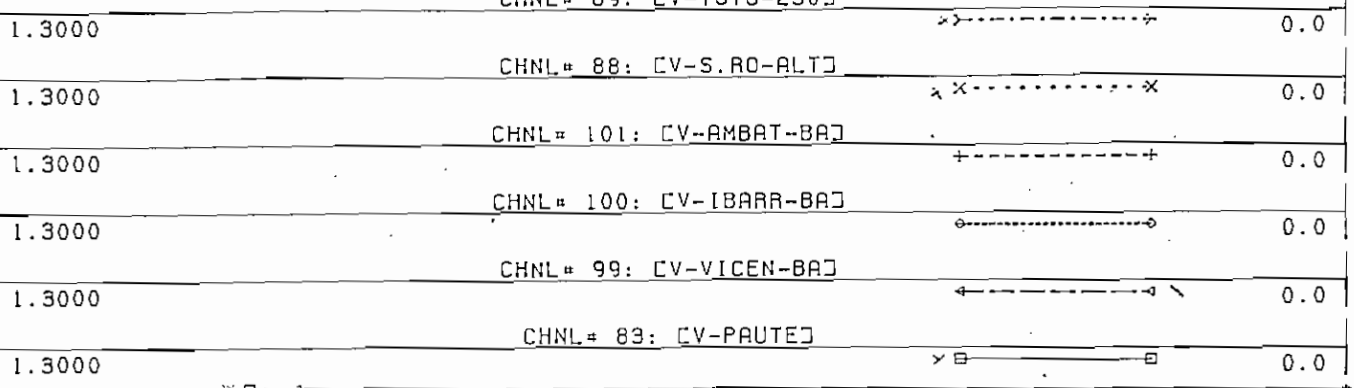


Figura 5.136 Frecuencia en Falla del Transformador de Sta Rosa con Apertura L/T Ambato-Totoras, Diciembre



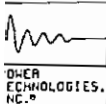
FILE: GOPO  
 CHNL# 89: [V-TOTO-230]



WED, JUL 23 1997 10:57  
 F TRAF0 SROS 1 VOLT DIC

TIME (SECONDS)

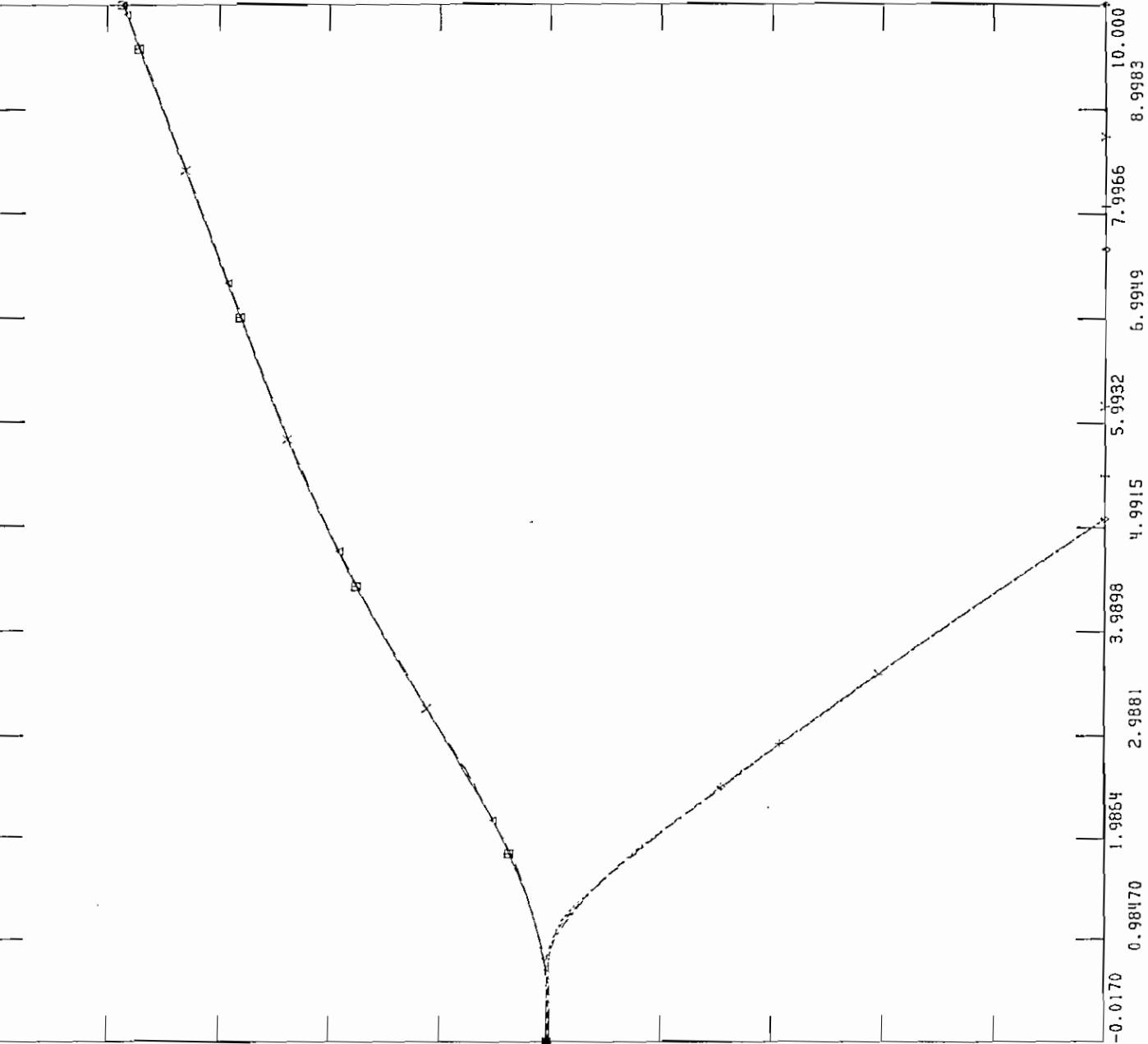
Figura 5.137 Voltajes en Falla del Transformador de Sta Rosa con Apertura L/T Ambato-Totoras, Diciembre



FLUJOS DE POTENCIA DEL SNI \*\*1997 DICIEMBRE\*\* DEMANDA MAXIMA  
CASO 2 F1297001 G97N-MG

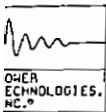
FILE: GOPO  
CHNL# 33: [ANGCCUMBA13.]

5500.0	CHNL# 18: [ANGHAGOYAN]	-5500.
5500.0	CHNL# 16: [ANGHP[SAYAMB]	-5500.
5500.0	CHNL# 13: [ANGGG-S.ROSA]	-5500.
5500.0	CHNL# 8: [ANGVV-[NEC-2]	-5500.
5500.0	CHNL# 1: [ANGIPAUTE-AB]	-5500.



WED, JUL 23 1997 11:00  
F TRAF0 SROS 1 ANG DIC

Figura 5.138 Angulo Generadores en Falla del Transformador de Sta Rosa con Apertura L/T Ambato-Totoras, Dic



FILE: GOPO

WED. JUL 23 1997 11:07  
F TRAF0 TOTO FREQ DIC

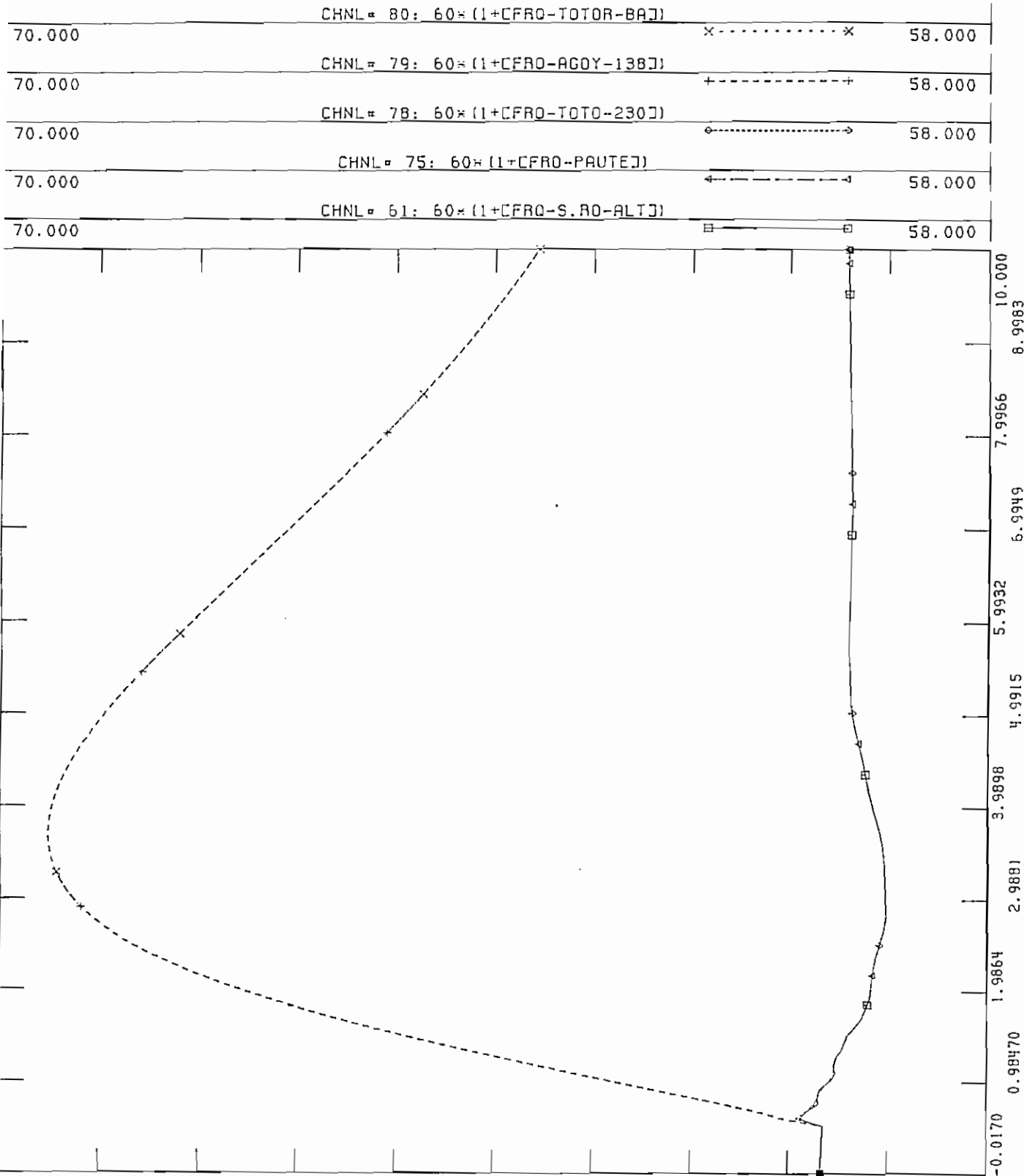


Figura 5.139 Frecuencia en Falla del Transformador de Totoras con Apertura L/T Ambato-Totoras, Diciembre



FILE: GOP0

CHNL# 89: CV-TOTO-230J

CHNL# 88: CV-S.RO-ALTJ

CHNL# 86: CV-QUEVEDD

CHNL# 85: CV-PASCUALEJ

CHNL# 84: CV-MILAGROJ

CHNL# 83: CV-PAUTED

1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0
1.2000	0.0

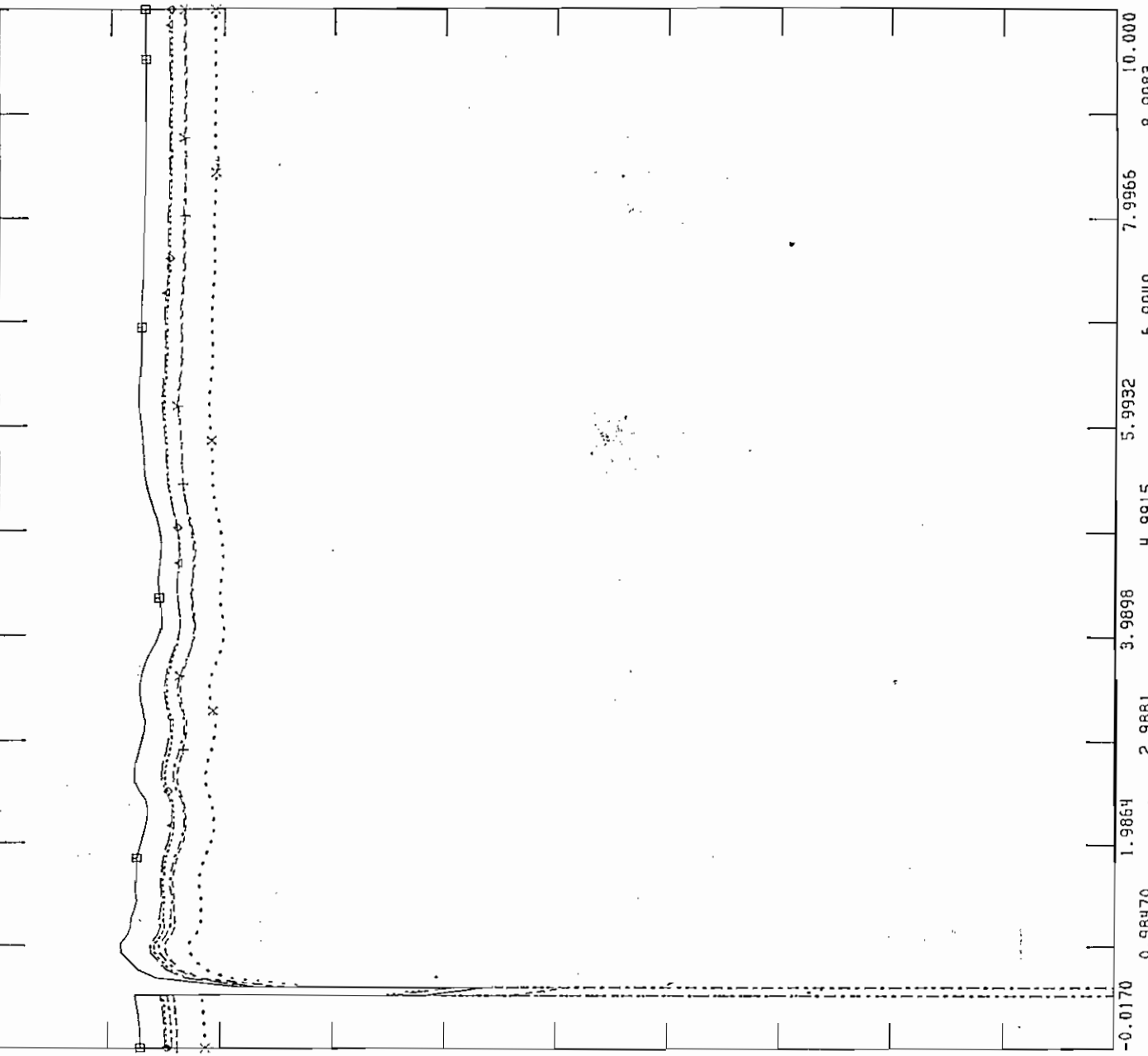


Figura 5.140 Voltajes en Falla del Transformador de Totoras con Apertura L/T Ambato-Totoras, Diciembre

FILE: GOPO  
 CHNL = 33: [ANGCCUMBA13.J]

CHNL = 18: [ANGHAGOYAN]

CHNL = 16: [ANGHPISAYAMB]

CHNL = 13: [ANGGG-S.ROSA]

CHNL = 8: [ANGVV-(NEC-2)]

CHNL = 1: [ANG1PAUTE-AB]

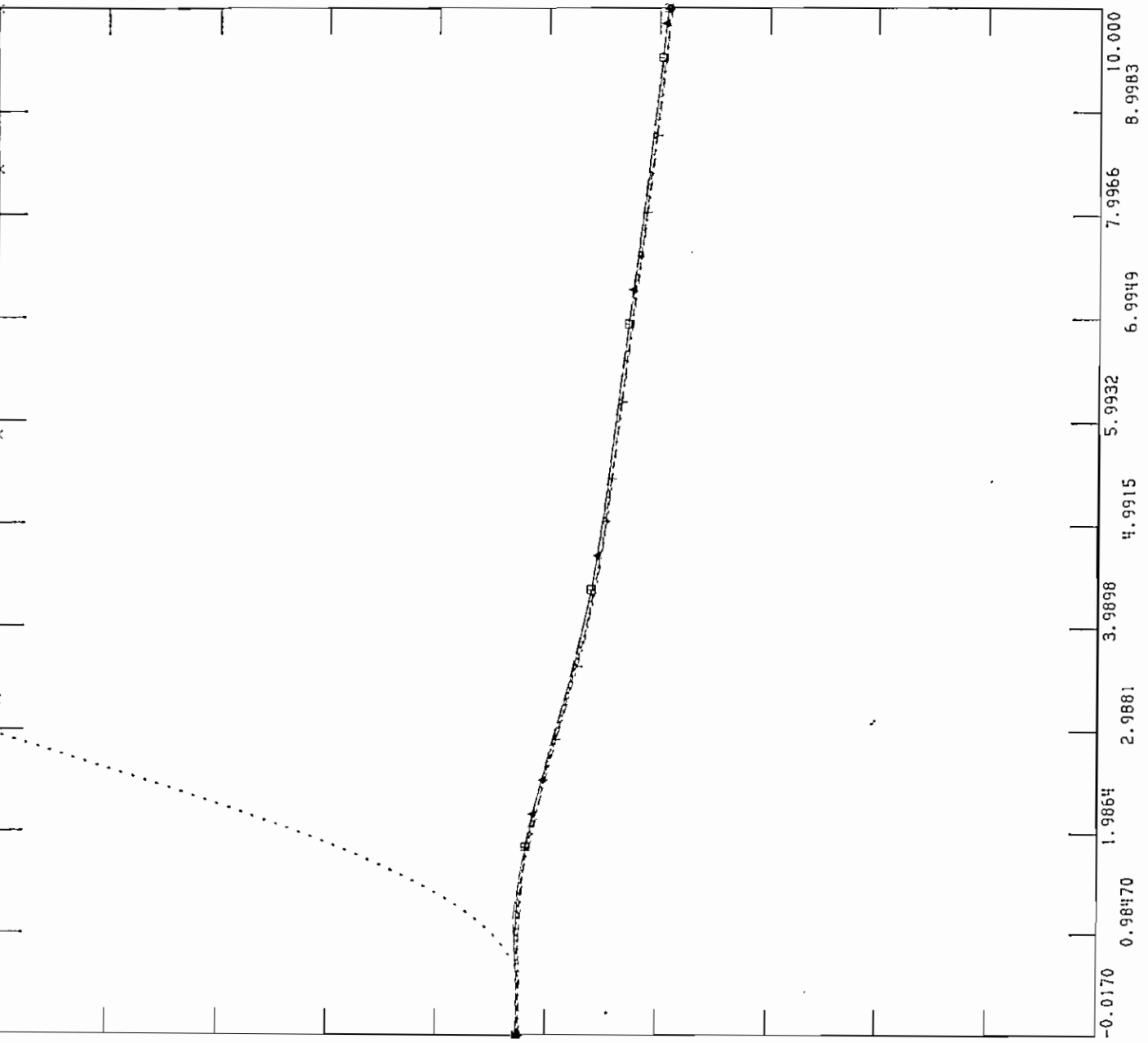
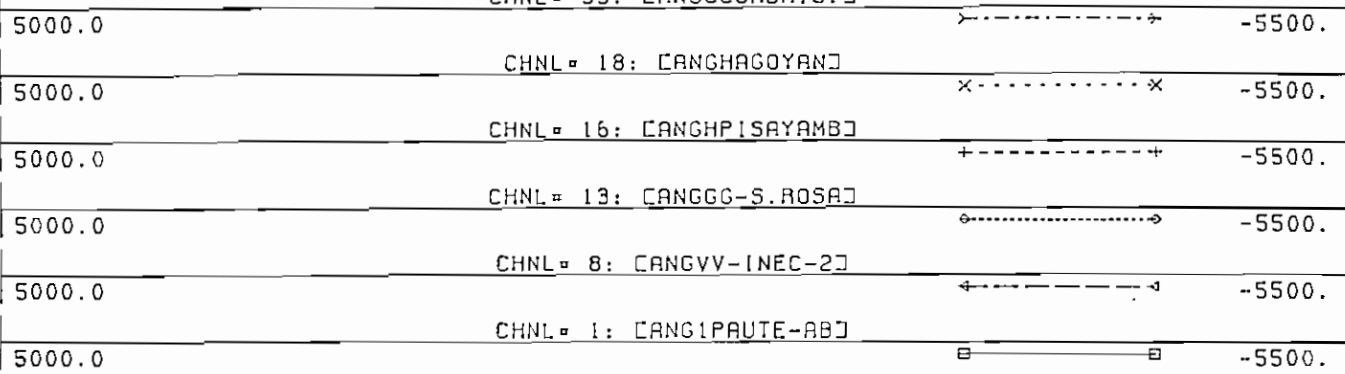


Figura 5.141 Angulo Generadores en Falla del Transformador de Totoras con Apertura LT Ambato-Totoras, Dic

ningun paso de baja frecuencia, para luego estabilizarse en los 59.62 Hz, como se observa en la figura 5.142, manteniéndose dentro de los límites aceptables de operación. Los voltajes en la red troncal de 230 kV oscilan con un valor máximo en la primera oscilación de 107.5%, que luego de 10 segundos de simulación se estabilizan en un valor cercano al que tenían al inicio, debido a la redistribución de reactivos del sistema, como se puede observar en la figura 5.143. Los ángulos de los generadores como se visualiza en la figura 5.144, tienen el mismo comportamiento en todo el tiempo de simulación. Por lo analizado anteriormente se concluye que el sistema es estable para esta contingencia.

En la tabla 5.8 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en fallas de transformadores del sistema troncal en demanda máxima de diciembre de 1997.

Tabla 5.8 Resumen de Resultados de Fallas en Transformadores de la Red Troncal en Demanda Máxima en Diciembre de 1997

Transformador	Zonas	f <sub>max</sub>	f <sub>min</sub>	f <sub>est</sub>	Ent. SNI	Carga Perdida	Pérdida de Carga Pasos	V <sub>max</sub>	V <sub>est</sub>	Sistema Estable
		Hz	Hz	Hz	MW	MW	MW	%	%	
Pascuales	Zona Norte	60.51	59.17	60.07	60.3	60.3	65.5	112.6	105.5	SI
	Zona Sur	60.74		60.06				101.8	99.8	
Santa Rosa	SNI									NO
Santa Rosa con Disparo L/T Tototas- Ambato	Zona Norte	60.38	55.75	55.75	345.1	345.1	258.8	118.3	101.5	SI
	Zona Sur	61.76		61.00				115.4	108.1	
Totoras con Disparo L/T Totoras-Ambato	Zona Agoyán	69.46						107.2		SI
	Resto SNI	60.33	59.21	59.68						
Totoras con Disparo 1 Unidad Agoyán	SNI	60.30	59.41	59.62				107.5		SI

f<sub>max</sub>= Frecuencia Máxima

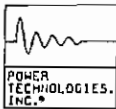
f<sub>min</sub>= Frecuencia Mínima

f<sub>est</sub>= frecuencia de Estabilización

V<sub>max</sub>= Voltaje Máximo

V<sub>est</sub>= Voltaje de Estabilización

En el apéndice 2 se presenta el resumen de resultados de las simulaciones del estudio de estabilidad transitoria para demanda máxima de los meses de julio y diciembre.



FILE: GOP0

WED, JUL 23 1997 11:16  
F TRAF0 TOTO 1 FREQ DIC

62.000	CHNL = 78: 60*(1+CFRO-TOTO-230J)	+-----+	58.000
62.000	CHNL = 75: 60*(1+CFRO-PAUTEJ)	o-----o	58.000
62.000	CHNL = 67: 60*(1+CFRO-PASCUALEJ)	^-----^	58.000
62.000	CHNL = 61: 60*(1+CFRO-S.RO-ALIJ)	□-----□	58.000

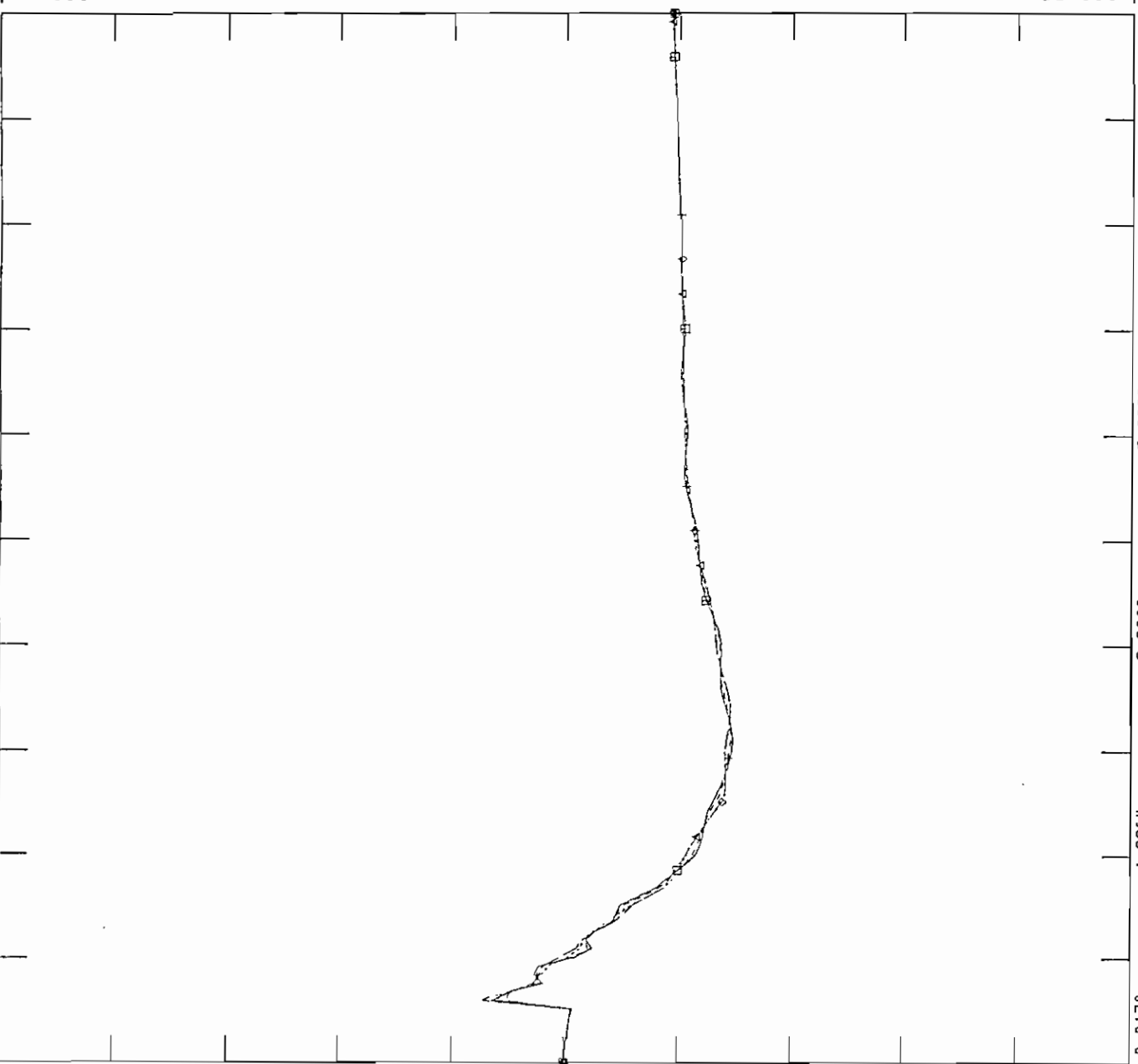
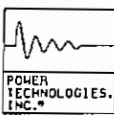
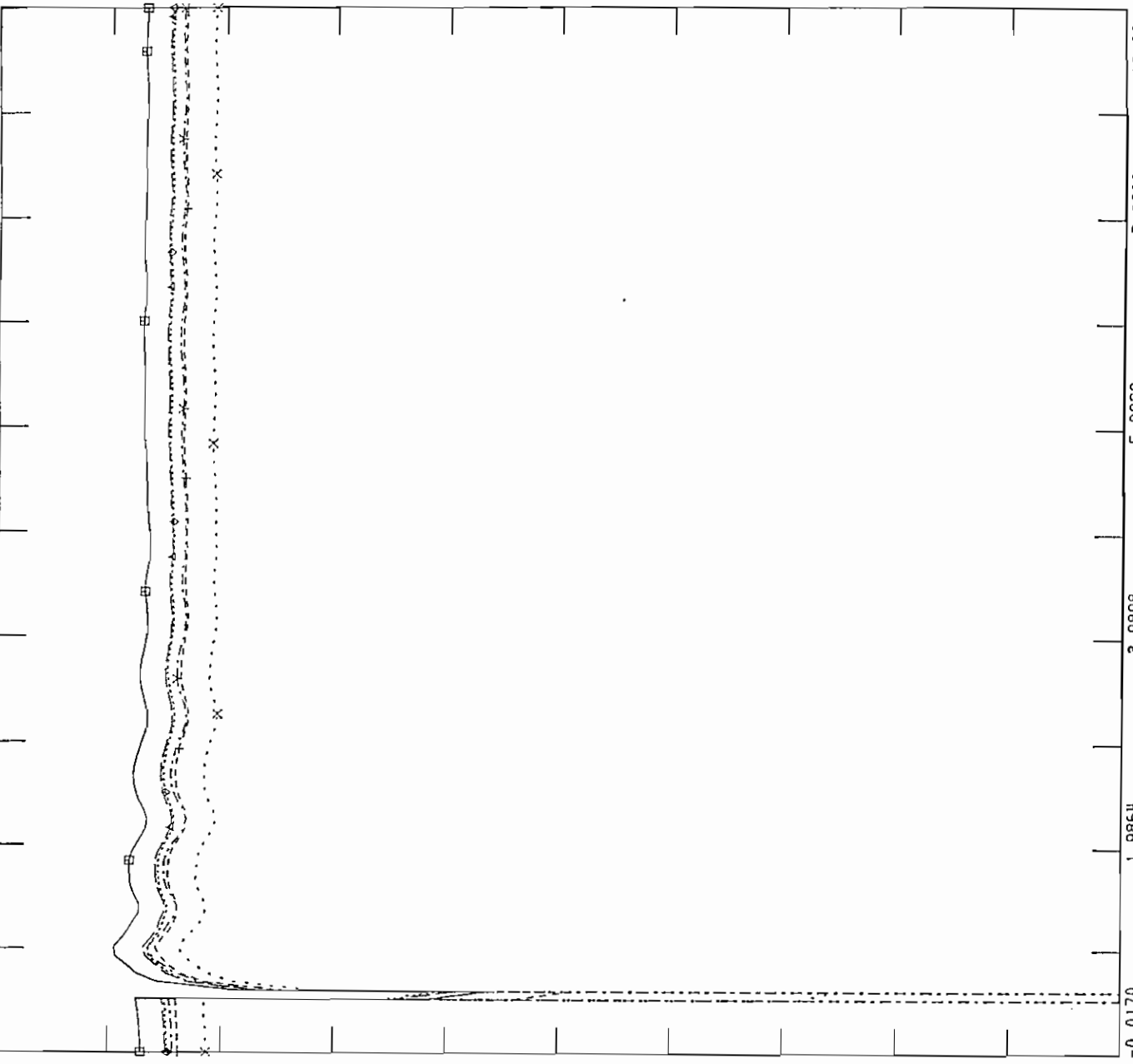


Figura 5.142 Frecuencia en Falla del Transformador de Totoras con Disparo 1 Unidad Agoyán, Diciembre



FILE: GOP0

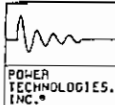
1.2000	CHNL # 89: [CV-TOTO-230]	→-----→	0.0
1.2000	CHNL # 88: [CV-S.RO-ALT]	x-----x	0.0
1.2000	CHNL # 86: [CV-QUEVEDO]	+-----+	0.0
1.2000	CHNL # 85: [CV-PASCUALE]	⇄-----⇄	0.0
1.2000	CHNL # 84: [CV-MILAGRO]	←-----←	0.0
1.2000	CHNL # 83: [CV-PAUTE]	□-----□	0.0



WED. JUL 23 1997 11:19  
F TRAF0 TOTO 1 VOLT DIC

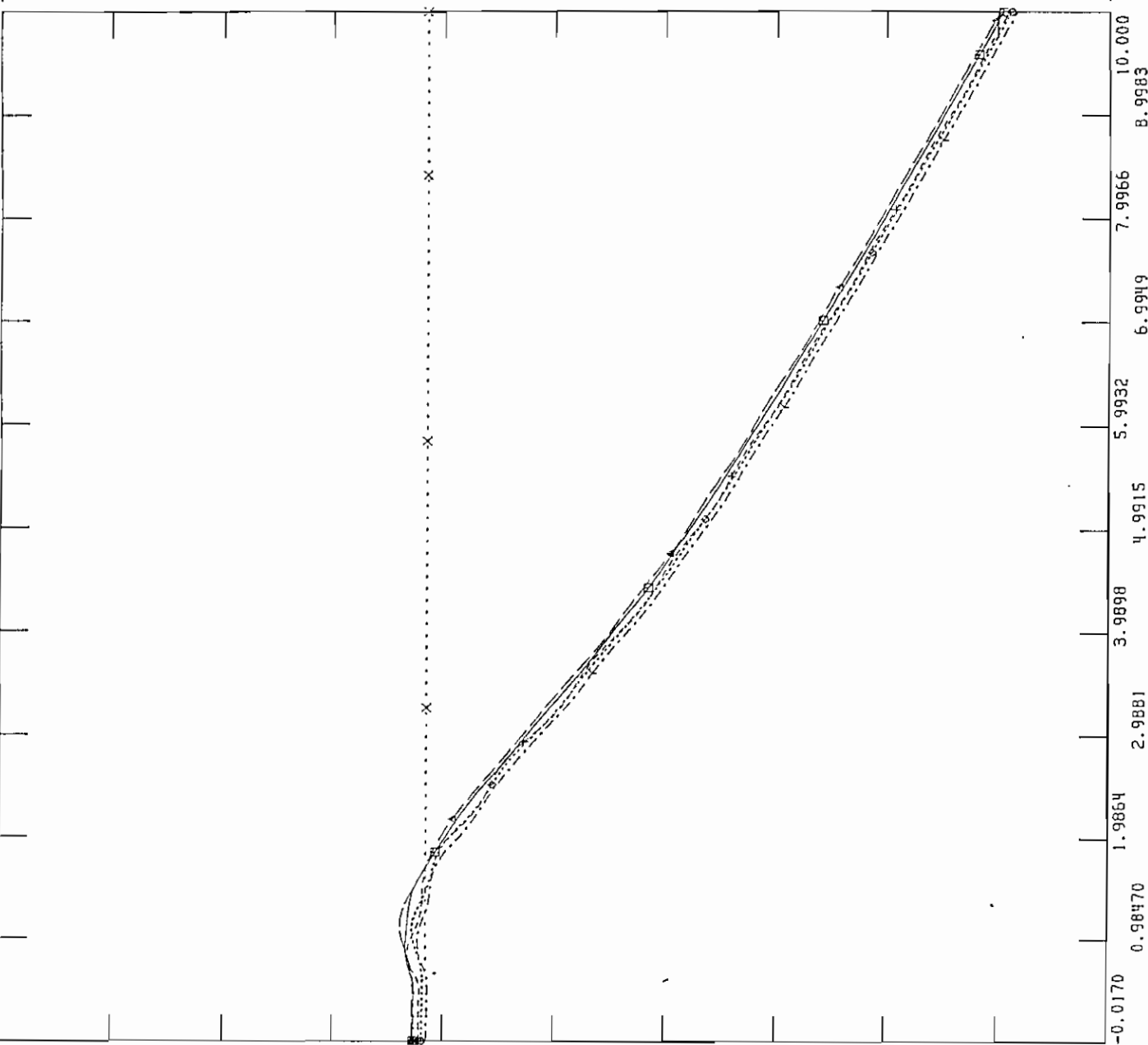
TIME (SECONDS)

Figura 5.143 Voltajes en Falla del Transformador de Totoras con Disparo 1 Unidad Agoyán, Diciembre



FILE: GOPO

1000.0	CHNL # 33: CANGCCUMBA13.J	→ - - - - - →	-1600.
1000.0	CHNL # 18: CANGHAGOYANJ	x - - - - - x	-1600.
1000.0	CHNL # 16: CANGHPISAYAMB	+ - - - - +	-1600.
1000.0	CHNL # 13: CANGGG-S.ROSAJ	◊ - - - - ◊	-1600.
1000.0	CHNL # B: CANGVV-INEC-2J	← - - - - →	-1600.
1000.0	CHNL # 1: CANGIPAUTE-ABJ	▣ - - - - ▣	-1600.



WED, JUL 23 1997 11:30  
F TRAF0 TOTO 1 ANG DIC

Figura 5.144 Angulo Generadores en Falla del Transformador de Totoras con Disparo 1 Unidad Agoyán, Dic

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

Del estudio de Estabilidad Transitoria del Sistema Nacional Interconectado con el Anillo de 230 kV cerrado y la línea de Transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria se desprenden las siguientes conclusiones:

##### 6.1.1 Conclusiones Generales

1. Se obtienen en demanda máxima mejores perfiles de voltaje en el mes de diciembre (estiaje) que en el mes de Julio (invierno), debido a que la transferencia de potencia por las líneas de transmisión del SNI son menores en el mes de diciembre, ya que gran parte de la generación en estiaje se tiene cerca a los centros de carga (generación térmica).
2. Las pérdidas en demanda máxima en el sistema de transmisión en el mes de julio son de 62.8 MW que equivale al 3.6% de la demanda total del país, debido a que la mayor cantidad de potencia es evacuada desde la central más alejada de la carga, Paute. En el mes de diciembre las pérdidas son de 44.1 MW que equivale al 2.3% de la demanda total del país en este mes, dado que la generación térmica se encuentra cerca a la carga.
3. Las pérdidas de potencia reactiva en el mes de julio son de 124 MVAR, que indica que el aporte de reactivos capacitivos de las líneas de transmisión no cubre los requerimientos de reactivos en las inductancias de las líneas y transformadores. Mientras que en el mes de diciembre las pérdidas de potencia reactiva son de -54 MVAR indicando que el aporte de reactivos capacitivos de las líneas de transmisión supera a los requerimientos de reactivos en las inductancias de las líneas y transformadores, por estar menos cargadas, de ahí se desprende que se tengan mejores perfiles de voltaje en época de estiaje que en época de lluvia.
4. Tanto en los meses de julio y diciembre, para las condiciones de demanda máxima de 1997, no existen líneas cargadas más allá de un 70% de su límite térmico continuo, por lo que se concluye que no existen líneas sobrecargadas.
5. Existen transformadores que para demanda máxima de julio y diciembre tienen un porcentaje de carga de más del 80% con respecto a su capacidad máxima (FOA), lo que hace concluir que es necesario

aumentar la capacidad de transferencia en las subestaciones donde se encuentran estos transformadores o coordinar con las respectivas empresas eléctricas la redistribución de carga, de tal forma de que no se presente este problema.

6. La entrada en operación de la línea Paute-Pascuales-Trinitaria ha mejorado substancialmente los voltajes a nivel de la red troncal del sistema, lo que redundará en una mejora en los voltajes de entrega a las empresas eléctricas, pero a pesar de esto es necesario instalar capacitores en algunos puntos de entrega a las empresas eléctricas, debido a que se encuentran a una distancia eléctrica muy grande de la central Paute.
7. En demanda máxima de julio y diciembre, algunos transformadores con LTC's se encuentran funcionando en su límite máximo, por lo que es necesario la compensación reactiva capacitiva en el lugar donde se presenta este problema, pues esto conlleva a tener una mejor regulación de voltajes en estos puntos.
8. La entrada en operación de la línea de transmisión Paute-Pascuales-Trinitaria ha mejorado la estabilidad del SNI así como también la calidad de servicio en frecuencia y voltaje.
9. Se requiere la reprogramación del esquema de seccionamiento de carga, procurando que frente a condiciones de pérdida de unidades de generación se corte una cantidad similar de potencia de carga.
10. El número de pasos de baja frecuencia que operan frente a perturbaciones de salida forzada de unidades, depende de la época a la cual se realice el estudio, invierno o estiaje.

#### 6.1.2 Conclusiones Particulares

1. La salida forzada de unidades de la central Paute en demanda máxima de julio y diciembre ocasiona la operación de diferentes pasos de baja frecuencia. Se puede observar que la carga desconectada en este tipo de contingencia es mayor a la cantidad perdida de generación, por lo cual es necesario una revisión del esquema de seccionamiento de carga.
2. La salida de la central a gas Pascuales o la TV2 de Gonzalo Zevallos en demanda máxima de julio y diciembre y con el despacho de generación efectuado para el análisis, no produce la operación de ningún paso de baja frecuencia. Sin embargo la frecuencia de restablecimiento alcanza valores mayores en diciembre que en julio, debido a que en diciembre se tiene mayor cantidad de generación térmica a gas en línea, que permite una recuperación mejor de la frecuencia.
3. La salida de 3 unidades de la fase C de Paute, en el mes de julio (invierno), produce la operación de 3 pasos de baja frecuencia, mientras que para diciembre (estiaje) produce la operación de 2 pasos, debido a



que la inercia del sistema en el mes de julio es menor que la del mes de diciembre, ya que en diciembre se tienen más unidades térmicas en paralelo.

4. En las fallas analizadas en las líneas de transmisión del anillo troncal de 230 kV, no se presenta ningún problema de estabilidad, por lo que se concluye que la línea Paute-Pascuales-Trinitaria ha robustecido el sistema.
5. Con la entrada en operación de la línea Paute-Pascuales-Trinitaria, la potencia evacuada desde la central Paute al resto del país es mayor (cerca a su capacidad máxima), a la evacuada antes de incorporarse al sistema. A la vez que ha constituido una solución al problema de disparo automático programado de unidades en la central Paute, cuando ocurría una falla en uno de los dos circuitos de la línea Paute-Milagro en periodos de máxima generación.
6. Cuando ocurre una falla en el transformador de Pascuales 230/138 kV que sirve al área de Guayaquil con 216 MW en el mes de julio, se produce la actuación de siete pasos de baja frecuencia en esta área, con una desconexión de carga de 495.8 MW, y una frecuencia de restablecimiento de 61.35 Hz. Como se puede observar en la zona de Guayaquil se desconecta más carga de la necesaria para mantener el balance generación – carga, lo que implica la necesidad de una reprogramación del esquema de seccionamiento de carga, de tal forma que no se desconecte carga innecesariamente.
7. Una falla en el transformador de Santa Rosa 230/138 kV con disparo de la L/T Totoras-Ambato, divide al sistema en dos zonas (norte y sur) en los dos periodos analizados. La carga desconectada en ambos casos es menor al aporte del SNI a la zona norte, por lo que la frecuencia en ambos casos se establece en un valor muy bajo, por lo tanto es necesario cortar más carga para poder subir la frecuencia cerca de los 60 Hz.

## 6.2 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar el cambio del esquema de seccionamiento de carga, ya que el que se encuentra vigente fue realizado para una configuración de anillo abierto y sin la línea Paute-Pascuales-Trinitaria; además, es necesario replantear el disparo automático de generación de unidades de Paute por el disparo de un circuito Paute-Milagro.
2. Se recomienda la instalación de bancos de capacitores en las subestaciones de la zona norte del país: Tulcán e Ibarra de INECEL, y S/E Pomasqui de la Empresa Eléctrica Quito, debido a que en condiciones de demanda máxima sus LTC's se encuentran operando en su rango máximo.
3. Debido al crecimiento de la demanda del país se debe considerar la ampliación de la capacidad de transmisión en las subestaciones Santa Rosa, Vicentina y Quevedo, o en su defecto coordinar con las

empresas eléctricas que son servidas desde estos puntos la transferencia de carga a otros puntos de entrega.

4. Se recomienda revisar el esquema de protección de la línea Ambato-Totoras en el caso de falla de los transformadores de 230/138 kV de Sta. Rosá y Totoras, para evitar un posible colapso en la zona norte del país.

## **BIBLIOGRAFIA:**

1. **Moon Y-H, Lee W-Y, Chen M-S**, "Dynamic Stability Analysis and Control of Power Systems", Control and Dynamic Systems, Vol. 43, Academic Press, pp 187-236, 1991.
2. "Comportamiento Transitorio del SNI con la Entrada en Operación de L/TPaote-Riobamba-Totoras de 230 kV y de las Unidades de Paute Fase C", **Departamento de Estudios Eléctricos, INCEL, DOSNI**, Abril 1992.
3. "Power System Simulator (PSS/E)", **Power Technologies Inc**, December 1992.
4. **Elgerd Olle I**, "Electric Energy Systems Theory", McGraw Hill , 1985.
5. "Aplicación del simulador PSS/E para Estudios en Sistemas Eléctricos de Potencia", **Comisión Federal de Electricidad de Mexico**, Abril 1998.
6. **Weedy Birrow Mathew**, "Electric Power Systems", 3rd ed, pp 295-325, John Willey & Sons, 1979.
7. **Evans and Muller**, 'Power-System Stability Basic Elements of Theory and Application', Chapter 13.
8. **IEEE Committee Report**, "Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. 2, February 1981.
9. **IEEE Committee Report**, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. 92, No. 6, pp 1904-1912, Nov./Dec 1973.
10. **Irowen. I**, "Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines", Journal of Engineering for Power, Vol. 105, pp 865-869, October 1983.
11. **IEEE Committee Report**, "Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power System Studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, February 1990.
12. **Anderson and Foward**, "Power System Stability and Control", Iowa Press, 1974.

## **REFERENCIAS:**

13. "Programa de Operación para 1997", **Departamento de Programación Operativa, CENACE, INECEL**, Febrero 1997.

14. "Estadística de Operación del SNI," **Departamento de Estadísticas**, Noviembre de 1996.
15. "Data Collected for INECEL System Studies", **Swedpower**, August 1984.
16. **Garrido Luis**, "Políticas de Operación del SNI en Regimenes Estacionario y Transitorio para el año 1995", Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Marzo 1995.
17. "Plan de expansión Emergente del SNI para el período 1997-1998", **Departamento de Estudios Eléctricos**, Febrero 1997.
18. "Avance del Informe de Resultados de Operación del Sistema Eléctrico del INECEL", **División de Operación del CENACE**, Diciembre 1996

## **APENDICE 1**

### **SALIDA DEL PROGRAMA POWER SYSTEM SIMULATOR PSS/E DE LA PTI**

Resultados de la Salida Forzada de una Unidad de Paute en  
Demanda Máxima de Julio

PSAS

D:\Dinamica\leaa\d97\R1U.psa

D:\Dinamica\leaa\d97\f.idv

TEXT, RUN pre-fault conditions TO 0.5 SECONDS, PRINT=100, PLOT=3

RUN

TIME	X-VALUE	X	IDENTIFIER	X-VALUE	X	IDENTIFIER	X
-.0067	20.765	ANGL	1 [PAUTE-AB13.800]	MC 1	12.003	ANGL	5 [CUENCA 69.000]
3	25.460	ANGL	7 [PAUTE-C 13.800]	MC 1	-1.5082	ANGL	15 [LOJA 69.000]
5	.00000	ANGL	17 [MILAGRO 69.000]	MC T	.00000	ANGL	22 [MACHALA169.000]
7	.00000	ANGL	28 [S.ELENA 69.000]	MC T	9.2384	ANGL	35 [V-INEC-213.800]
9	.00000	ANGL	36 [V-INEC-313.800]	MC V	.00000	ANGL	37 [G-INEC-413.800]
11	.00000	ANGL	53 [C.T.ESME13.800]	MC V	.00000	ANGL	54 [ESMERALD69.000]
13	1.5234	ANGL	64 [G-S.ROSA13.800]	MC G	-7.9867	ANGL	73 [GUANGOPO6.6000]
15	-17.477	ANGL	79 [IBARRABA34.500]	MC H	11.009	ANGL	81 [PISAYAMB13.800]
17	-14.527	ANGL	87 [RIOBA-6969.000]	MC H	21.422	ANGL	89 [AGOYAN 13.800]
19	25.125	ANGL	90 [AMBAT-BA69.000]	MC H	-34.321	ANGL	148 [MANTA 69.000]
21	.00000	ANGL	600 [G-ELQL-213.800]	MC G	29.806	ANGL	601 [PAUTE-AB13.800]
23	25.460	ANGL	607 [PAUTE-C 13.800]	MC 2	.00000	ANGL	622 [MEXICO 13.800]
25	24.998	ANGL	627 [G-PASCUA13.800]	MC G	.00000	ANGL	628 [SEAC-ELE13.800]
27	-2.9865	ANGL	631 [V-EMEL-113.800]	MC V	.00000	ANGL	638 [ELE-QUILL13.800]
29	14.130	ANGL	649 [SEAC-DOM13.800]	MC 1	14.130	ANGL	649 [SEAC-DOM13.800]
31	1.5234	ANGL	664 [G-S.ROSA13.800]	MC G	.00000	ANGL	665 [GPVG-EME13.800]
33	-7.3128	ANGL	670 [CUMBA13.46.000]	MC C	11.009	ANGL	681 [PISAYAMB13.800]
35	21.422	ANGL	689 [AGOYAN 13.800]	MC H	.00000	ANGL	700 [G-ELQL-213.800]
37	29.806	ANGL	701 [PAUTE-AB13.800]	MC 3	25.460	ANGL	707 [PAUTE-C 13.800]
39	.00000	ANGL	731 [G-EMEL-113.800]	MC 1	.00000	ANGL	738 [EL-QUITO13.800]
41	3.2510	ANGL	764 [G-S.ROSA13.800]	MC G	14.684	ANGL	765 [VPVG-EME13.800]
43	-8.2398	ANGL	770 [NAYON13.46.000]	MC N	29.806	ANGL	801 [PAUTE-AB13.800]
45	25.460	ANGL	807 [PAUTE-C 13.800]	MC 4	.00000	ANGL	831 [G-EMEL-213.800]
47	-11.411	ANGL	870 [GUAN+CHI46.000]	MC G	29.806	ANGL	901 [PAUTE-AB13.800]
49	25.460	ANGL	907 [PAUTE-C 13.800]	MC 5	.00000	ANGL	931 [G-EMEL-313.800]
51	-15.013	ANGL	970 [GUALB-HE46.000]	MC H	.00000	ANGL	1031 [G-EMEL-513.800]

MC 1

53	.00000	ANGL	1131	[G-EMEL-613.800]	MC 6	16.272	ANGL	1231	[G-ALTI-113.800]	MC 1
55	20.785	ANGL	1331	[G-ALTI-213.800]	MC 2	.00000	FREQ	79	[IBARRABA34.500]	
57	.00000	FREQ	70	[VICEN-BA46.000]		.00000	FREQ	71	[VICE-ALT138.00]	
59	.00000	FREQ	122	[PAPA-ALT138.00]		.00000	FREQ	58	[S.RO-MED138.00]	
61	.00000	FREQ	57	[S.RO-ALT230.00]		.00000	FREQ	54	[ESMERALD69.000]	
63	.00000	FREQ	52	[ESMERALD138.00]		.00000	FREQ	51	[S.DOMING69.000]	
65	.00000	FREQ	48	[PORTOVIE69.000]		.00000	FREQ	47	[MANABI 138.00]	
67	.00000	FREQ	24	[PASCUALE230.00]		.00000	FREQ	25	[PASCUALE138.00]	
69	.00000	FREQ	27	[PASCUALS69.000]		.00000	FREQ	31	[SALITRAL69.000]	
71	.00000	FREQ	43	[POLICENT69.000]		.00000	FREQ	20	[BABAHOYO69.000]	
73	.00000	FREQ	22	[MACHALA169.000]		.00000	FREQ	2	[PAUTE 138.00]	
75	.00000	FREQ	3	[PAUTE 230.00]		.00000	FREQ	15	[LOJA 69.000]	
77	.00000	FREQ	87	[RIOBA-6969.000]		.00000	FREQ	85	[TOTO-230230.00]	
79	.00000	FREQ	88	[AGOY-138138.00]		.00000	FREQ	83	[TOTOR-BA69.000]	
81	.00000	FREQ	90	[AMBAT-BA69.000]		.00000	FREQ	80	[PISA-ALT138.00]	
83	1.0326	VOLT	3	[PAUTE 230.00]		.98071	VOLT	16	[MILAGRO 230.00]	
85	.97922	VOLT	24	[PASCUALE230.00]		.97907	VOLT	44	[QUEVEDO 230.00]	
87	.98723	VOLT	49	[S.DOMING230.00]		.96449	VOLT	57	[S.RO-ALT230.00]	
89	.99731	VOLT	85	[TOTO-230230.00]		1.0030	VOLT	86	[RIOB-230230.00]	
91	1.0000	VOLT	15	[LOJA 69.000]		.99502	VOLT	22	[MACHALA169.000]	
93	.97020	VOLT	31	[SALITRAL69.000]		.99528	VOLT	20	[BABAHOYO69.000]	
95	.99677	VOLT	30	[POSORJA969.000]		.99942	VOLT	48	[PORTOVIE69.000]	
97	.99669	VOLT	54	[ESMERALD69.000]		.96766	VOLT	58	[S.RO-MED138.00]	
99	.98523	VOLT	70	[VICEN-BA46.000]		.99411	VOLT	77	[IBARR-BA69.000]	
101	1.0255	VOLT	90	[AMBAT-BA69.000]		.99978	VOLT	87	[RIOBA-6969.000]	
103	.99942	VOLT	46	[QUEVEDO 69.000]		1.0000	POWR	601	[PAUTE-AB13.800]	MC 2
.3266	20.532		11.673	25.211	-1.8292		.00000		.00000	
7	.00000		8.7979	.00000	.00000		.00000		.00000	
13	1.3806		-8.3002	-17.705	10.825		-14.770		21.256	
19	24.862		-34.832	.00000	29.568		25.212		.00000	
25	23.984		.00000	-3.7041	.00000		13.728		13.728	
31	1.3806		.00000	-7.4863	10.825		21.256		.00000	

37	29.568	25.212	.00000	.00000	3.1066	13.993
43	-8.4216	29.568	25.212	.00000	-11.642	29.568
49	25.212	.00000	-15.296	.00000	.00000	15.550
55	19.275	-.84935E-04	-.83316E-04	-.84094E-04	-.84455E-04	-.84465E-04
61	-.85390E-04	-.87020E-04	-.87208E-04	-.87330E-04	-.92787E-04	-.91619E-04
67	-.89793E-04	-.92029E-04	-.99300E-04	-.11636E-03	-.92125E-04	-.88639E-04
73	-.87970E-04	-.89565E-04	-.89436E-04	-.87556E-04	-.85709E-04	-.85171E-04
79	-.81307E-04	-.82537E-04	-.82677E-04	-.82299E-04	1.0321	.97947
85	.97795	.97820	.98660	.96398	.99680	1.0025
91	.99963	.99357	.96925	.99392	.99407	.99855
97	.99600	.96719	.98485	.99374	1.0249	.99931
103	.99853	1.0054	.33441	.00000	.35825	172.65
109	36.517	106.42	225.74	74.344	265.12	37.607
115	106.42	123.50	123.50	143.17	84.179	64.847
121	19.820	24.098	-.11102E-03	.00000	.00000	.00000
.5033	19.889	11.129	24.563	-2.3560	.00000	.00000
7	.00000	8.0343	.00000	.00000	.00000	.00000
13	.93575	-8.7688	-18.230	10.279	-15.309	20.716
19	24.343	-35.174	.00000	28.882	24.565	.00000
25	23.810	.00000	-4.1141	.00000	13.292	13.292
31	.93575	.00000	-8.0214	10.279	20.716	.00000
37	28.882	24.565	.00000	.00000	2.6591	13.505
43	-8.9604	28.882	24.565	.00000	-12.169	28.882
49	24.565	.00000	-15.780	.00000	.00000	15.206
55	18.744	-.16458E-03	-.16603E-03	-.16750E-03	-.16912E-03	-.16914E-03
61	-.17073E-03	-.16819E-03	-.16904E-03	-.16946E-03	-.15877E-03	-.16198E-03
67	-.17416E-03	-.16992E-03	-.15636E-03	-.15478E-03	-.16879E-03	-.17465E-03
73	-.17226E-03	-.18852E-03	-.18673E-03	-.18310E-03	-.17598E-03	-.17575E-03
79	-.17643E-03	-.17567E-03	-.17526E-03	-.17388E-03	1.0335	.98081
85	.97921	.97927	.98748	.96484	.99780	1.0036
91	1.0011	.99515	.96995	.99540	.99528	.99976
97	.99697	.96798	.98540	.99445	1.0256	1.0003



103	.99967	1.0051	.33442	.00000	.36273	172.43
109	36.480	106.30	224.49	74.303	265.59	37.678
115	106.30	123.40	123.40	142.93	83.805	64.843
121	19.678	24.114	-.22617E-03	.00000	.00000	.00000

TEXT, DROP GENERATOR 2 BUS 607

TEXT, RUN post-fault conditions FOR 9.5 SECONDS, PRINT=100 PLOT=3

RUN

10.0 100 3 0

TIME	X-	VALUE	--X	X-	IDENTIFIER	-----X	X-	VALUE	--X	X-	IDENTIFIER	-----X
.5033	19.889	ANGL	1	[PAUTE-AB13.800]	MC 1	11.129	ANGL	5	[CUENCA 69.000]	MC H		
3	24.563	ANGL	7	[PAUTE-C 13.800]	MC 1	-2.3560	ANGL	15	[LOJA 69.000]	MC H		
5	.00000	ANGL	17	[MILAGRO 69.000]	MC T	.00000	ANGL	22	[MACHALA169.000]	MC T		
7	.00000	ANGL	28	[S.ELENA 69.000]	MC T	8.0343	ANGL	35	[V-INEC-213.800]	MC V		
9	.00000	ANGL	36	[V-INEC-313.800]	MC V	.00000	ANGL	37	[G-INEC-413.800]	MC G		
11	.00000	ANGL	53	[C.T.ESME13.800]	MC V	.00000	ANGL	54	[ESMERALD69.000]	MC T		
13	.93575	ANGL	64	[G-S.ROSA13.800]	MC G	-8.7688	ANGL	73	[GUANGOPO6.6000]	MC D		
15	-18.230	ANGL	79	[IBARRABA34.500]	MC H	10.279	ANGL	81	[PISAYAMB13.800]	MC H		
17	-15.309	ANGL	87	[RIOBA-6969.000]	MC H	20.716	ANGL	89	[AGOYAN 13.800]	MC H		
19	24.343	ANGL	90	[AMBAT-BA69.000]	MC H	-35.174	ANGL	148	[MANTA 69.000]	MC T		
21	.00000	ANGL	600	[G-ELQL-213.800]	MC G	28.882	ANGL	601	[PAUTE-AB13.800]	MC 2		
23	.00000	ANGL	607	[PAUTE-C 13.800]	MC 2	.00000	ANGL	622	[MEXICO 13.800]	MC G		
25	23.810	ANGL	627	[G-PASCUA13.800]	MC G	.00000	ANGL	628	[SEAC-ELE13.800]	MC D		
27	-4.1141	ANGL	631	[V-EMEL-113.800]	MC V	.00000	ANGL	638	[ELE-QUIL13.800]	MC G		
29	13.292	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 1	13.292	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 2		
31	.93575	ANGL	664	[G-S.ROSA13.800]	MC G	.00000	ANGL	665	[GPVG-EME13.800]	MC G		
33	-8.0214	ANGL	670	[CUMBA13.46.000]	MC C	10.279	ANGL	681	[PISAYAMB13.800]	MC H		
35	20.716	ANGL	689	[AGOYAN 13.800]	MC H	.00000	ANGL	700	[G-ELQL-213.800]	MC G		
37	28.882	ANGL	701	[PAUTE-AB13.800]	MC 3	24.565	ANGL	707	[PAUTE-C 13.800]	MC 3		
39	.00000	ANGL	731	[G-EMEL-113.800]	MC 1	.00000	ANGL	738	[EL-QUITO13.800]	MC G		
41	2.6591	ANGL	764	[G-S.ROSA13.800]	MC G	13.505	ANGL	765	[VPVG-EME13.800]	MC V		
43	-8.9604	ANGL	770	[NAYON13.46.000]	MC N	28.882	ANGL	801	[PAUTE-AB13.800]	MC 4		
45	24.565	ANGL	807	[PAUTE-C13.800]	MC 4	.00000	ANGL	831	[G-EMEL-213.800]	MC 2		

47	-12.169	ANGL	870	[GUAN+CHI46.000]	MC G	28.882	ANGL 901	[PAUTE-AB13.800]	MC 5
49	24.565	ANGL	907	[PAUTE-C13.800]	MC 5	.00000	ANGL 931	[G-EMEL-313.800]	MC 3
51	-15.780	ANGL	970	[GUALB-HE46.000]	MC H	.00000	ANGL1031	[G-EMEL-513.800]	MC 5
53	.00000	ANGL	1131	[G-EMEL-613.800]	MC 6	15.206	ANGL1231	[G-ALTI-113.800]	MC 1
55	18.744	ANGL	1331	[G-ALTI-213.800]	MC 2	--.16458E-03	FREQ	79 [IBARRABA34.500]	
57	--.16603E-03	FREQ	70	[VICEN-BA46.000]		--.16750E-03	FREQ	71 [VICE-ALT138.00]	
59	--.16912E-03	FREQ	122	[PAPA-ALT138.00]		--.16914E-03	FREQ	58 [S.RO-MED138.00]	
61	--.17073E-03	FREQ	57	[S.RO-ALT230.00]		--.16819E-03	FREQ	54 [ESMERALD69.000]	
63	--.16904E-03	FREQ	52	[ESMERALD138.00]		--.16946E-03	FREQ	51 [S.DOMING69.000]	
65	--.15877E-03	FREQ	48	[PORTOVIE69.000]		--.16198E-03	FREQ	47 [MANABI 138.00]	
67	--.17416E-03	FREQ	24	[PASCUALE230.00]		--.16992E-03	FREQ	25 [PASCUALE138.00]	
69	--.15636E-03	FREQ	27	[PASCUALS69.000]		--.15478E-03	FREQ	31 [SALITRAL69.000]	
71	--.16879E-03	FREQ	43	[POLICENT69.000]		--.17465E-03	FREQ	20 [BABAHOYO69.000]	
73	--.17226E-03	FREQ	22	[MACHALA169.000]		--.18852E-03	FREQ	2 [PAUTE 138.00]	
75	--.18673E-03	FREQ	3	[PAUTE 230.00]		--.18310E-03	FREQ	15 [LOJA 69.000]	
77	--.17598E-03	FREQ	87	[RIOBA-6969.000]		--.17575E-03	FREQ	85 [TOTO-230230.00]	
79	--.17643E-03	FREQ	88	[AGOY-138138.00]		--.17567E-03	FREQ	83 [TOTOR-BA69.000]	
81	--.17526E-03	FREQ	90	[AMBAT-BA69.000]		--.17388E-03	FREQ	80 [PISA-ALT138.00]	
83	1.0287	VOLT	3	[PAUTE 230.00]		.97896	VOLT	16 [MILAGRO 230.00]	
85	.97783	VOLT	24	[PASCUALE230.00]		.97859	VOLT	44 [QUEVEDO 230.00]	
87	.98687	VOLT	49	[S.DOMING230.00]		.96434	VOLT	57 [S.RO-ALT230.00]	
89	.99665	VOLT	85	[TOTO-230230.00]		1.0021	VOLT	86 [RIOB-230230.00]	
91	.99826	VOLT	15	[LOJA 69.000]		.99298	VOLT	22 [MACHALA169.000]	
93	.96920	VOLT	31	[SALITRAL69.000]		.99336	VOLT	20 [BABAHOYO69.000]	
95	.99436	VOLT	30	[POSORJA969.000]		.99998	VOLT	48 [PORTOVIE69.000]	
97	.99630	VOLT	54	[ESMERALD69.000]		.96746	VOLT	58 [S.RO-MED138.00]	
99	.98501	VOLT	70	[VICEN-BA46.000]		.99442	VOLT	77 [IBARR-BA69.000]	
101	1.0241	VOLT	90	[AMBAT-BA69.000]		.99904	VOLT	87 [RIOBA-6969.000]	
103	.99914	VOLT	46	[QUEVEDO 69.000]		1.0687	POWR	601 [PAUTE-AB13.800]	MC 2
.8366	7.0961	-1.7571		11.277	-15.016		.00000	.00000	
7	.00000	.35615		.00000	.00000		.00000	.00000	
13	-5.8793	-19.093		-27.170	1.0139		-25.720	11.618	

19	13.890	-46.165	.00000	15.586	.00000	.00000	.00000
25	11.664	.00000	-14.617	.00000	2.2470	2.2470	2.2470
31	-5.8793	.00000	-16.295	1.0139	11.618	11.618	.00000
37	15.586	11.050	.00000	.00000	-4.1872	3.0183	3.0183
43	-17.399	15.586	11.050	.00000	-21.463	15.586	15.586
49	11.050	.00000	-25.675	.00000	.00000	4.5391	4.5391
55	7.7884	-.25501E-02	-.25304E-02	-.25783E-02	-.26092E-02	-.26093E-02	-.26093E-02
61	-.26479E-02	-.26569E-02	-.26633E-02	-.26656E-02	-.26494E-02	-.26669E-02	-.26669E-02
67	-.27753E-02	-.27373E-02	-.27019E-02	-.26595E-02	-.27311E-02	-.27943E-02	-.27943E-02
73	-.27839E-02	-.29250E-02	-.28990E-02	-.29041E-02	-.27410E-02	-.27129E-02	-.27129E-02
79	-.26358E-02	-.26529E-02	-.26459E-02	-.26224E-02	1.0462	.99579	.99579
85	.99376	.99204	.99835	.97592	1.0094	1.0163	1.0163
91	1.0132	1.0126	.97867	1.0119	1.0083	1.0123	1.0123
97	1.0090	.97803	.99046	1.0036	1.0300	1.0122	1.0122
103	1.0129	1.0529	.36092	.00000	.38150	165.05	165.05
109	31.015	91.580	207.20	90.014	250.28	34.787	34.787
115	91.580	117.91	117.91	135.73	75.287	58.206	58.206
121	22.555	25.245	-.33131E-02	.00000	.00000	.00000	.00000

1.1699	-24.673	-33.024	-19.528	-46.401	.00000	.00000	.00000
7	.00000	-32.832	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-37.098	-51.460	-60.111	-32.257	-58.456	-21.820	-21.820
19	-18.546	-78.314	.00000	-15.841	.00000	.00000	.00000
25	-20.278	.00000	-46.839	.00000	-29.155	-29.155	-29.155
31	-37.098	.00000	-49.805	-32.257	-21.820	.00000	.00000
37	-15.841	-19.628	.00000	.00000	-35.417	-29.016	-29.016
43	-50.812	-15.841	-19.628	.00000	-54.403	-15.841	-15.841
49	-19.628	.00000	-58.340	.00000	.00000	-27.550	-27.550
55	-24.614	-.55863E-02	-.56159E-02	-.55621E-02	-.55336E-02	-.55335E-02	-.55335E-02
61	-.54993E-02	-.54677E-02	-.54688E-02	-.54677E-02	-.54086E-02	-.54169E-02	-.54169E-02
67	-.53760E-02	-.53970E-02	-.53903E-02	-.54969E-02	-.53971E-02	-.53628E-02	-.53628E-02

73	- .53669E-02	- .52812E-02	- .52990E-02	- .52650E-02	- .54319E-02	- .54591E-02
79	- .55684E-02	- .55375E-02	- .55419E-02	- .55631E-02	1.0378	.98699
85	.98520	.98407	.99118	.96886	1.0021	1.0084
91	1.0051	1.0024	.97236	1.0023	1.0014	1.0036
97	1.0014	.97131	.98499	.99645	1.0253	1.0042
103	1.0046	1.0693	.34711	.00000	.37555	166.50
109	32.475	95.673	213.24	82.239	252.61	35.965
115	95.673	117.77	117.77	137.30	77.627	59.084
121	21.948	24.454	- .55113E-02	.00000	.00000	.00000
1.5032	-74.086	-82.139	-68.269	-95.343	.00000	.00000
7	.00000	-80.559	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-87.322	-100.25	-108.82	-80.579	-106.88	-70.216
19	-67.059	-127.00	.00000	-65.620	.00000	.00000
25	-68.684	.00000	-94.910	.00000	-77.146	-77.146
31	-87.322	.00000	-98.581	-80.579	-70.216	.00000
37	-65.620	-68.301	.00000	.00000	-85.449	-77.008
43	-99.542	-65.620	-68.301	.00000	-103.02	-65.620
49	-68.301	.00000	-107.09	.00000	.00000	-75.752
55	-72.998	- .75108E-02	- .74818E-02	- .75291E-02	- .75588E-02	- .75589E-02
61	- .75850E-02	- .76017E-02	- .76057E-02	- .76070E-02	- .76142E-02	- .76229E-02
67	- .76898E-02	- .76750E-02	- .77002E-02	- .75753E-02	- .76707E-02	- .76982E-02
73	- .76915E-02	- .77650E-02	- .77525E-02	- .77566E-02	- .76401E-02	- .76163E-02
79	- .75185E-02	- .75448E-02	- .75406E-02	- .75255E-02	1.0367	.98619
85	.98432	.98243	.98905	.96660	1.0003	1.0068
91	1.0039	1.0014	.97078	1.0014	1.0004	1.0018
97	.99926	.96888	.98355	.99441	1.0233	1.0025
103	1.0029	1.0444	.35365	.00000	.37826	164.21
109	31.873	93.538	206.25	85.880	254.83	35.384
115	93.538	117.76	117.76	135.18	75.534	58.501
121	21.738	24.425	- .81046E-02	.00000	.00000	.00000
1.8365	-138.07	-145.71	-132.50	-158.89	.00000	.00000

7	.00000	-142.74	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-146.85	-163.23	-171.73	-144.17	-144.17	-170.69	-133.68	-133.68	-133.68
19	-130.40	-190.10	.00000	.00000	-129.38	.00000	.00000	.00000	.00000
25	-131.81	.00000	-158.38	.00000	.00000	-139.36	-139.36	-139.36	-139.36
31	-146.85	.00000	-161.52	-144.17	-144.17	-133.68	.00000	.00000	.00000
37	-129.38	-132.41	.00000	.00000	.00000	-145.06	-140.79	-140.79	-140.79
43	-162.55	-129.38	-132.41	.00000	.00000	-166.01	-129.38	-129.38	-129.38
49	-132.41	.00000	-170.10	.00000	.00000	.00000	-138.96	-138.96	-138.96
55	-136.36	-.95347E-02	-.95613E-02	-.95274E-02	-.95274E-02	-.95045E-02	-.95046E-02	-.95046E-02	-.95046E-02
61	-.95019E-02	-.94904E-02	-.94927E-02	-.94931E-02	-.94931E-02	-.94799E-02	-.94842E-02	-.94842E-02	-.94842E-02
67	-.94823E-02	-.94944E-02	-.95047E-02	-.95292E-02	-.95292E-02	-.94928E-02	-.94751E-02	-.94751E-02	-.94751E-02
73	-.94742E-02	-.94488E-02	-.94529E-02	-.94437E-02	-.94437E-02	-.94951E-02	-.95054E-02	-.95054E-02	-.95054E-02
79	-.95816E-02	-.95571E-02	-.95596E-02	-.95663E-02	-.95663E-02	1.0369	.98695	.98695	.98695
85	.98508	.98361	.99047	.96863	.96863	1.0023	1.0085	1.0085	1.0085
91	1.0037	1.0023	.97055	1.0023	1.0023	1.0010	1.0029	1.0029	1.0029
97	1.0010	.97088	.98512	.99623	.99623	1.0254	1.0039	1.0039	1.0039
103	1.0042	1.0413	.34928	.00000	.00000	.37634	162.72	162.72	162.72
109	31.596	90.897	205.61	84.973	84.973	247.77	35.692	35.692	35.692
115	90.897	114.63	114.63	133.79	133.79	74.076	56.310	56.310	56.310
121	23.589	23.921	-.95832E-02	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
TIME X- VALUE ---X X----- IDENTIFIER ---X X----- IDENTIFIER -----X									
2.1698	-212.83	ANGL	1 [PAUTE-AB13.800]	MC 1	-220.45	ANGL	5 [CUENCA 69.000]	MC H	MC H
3	-207.05	ANGL	7 [PAUTE-C 13.800]	MC 1	-233.56	ANGL	15 [LOJA 69.000]	MC H	MC H
5	.00000	ANGL	17 [MILAGRO 69.000]	MC T	.00000	ANGL	22 [MACHALAI69.000]	MC T	MC T
7	.00000	ANGL	28 [S.ELENA 69.000]	MC T	-218.10	ANGL	35 [V-INEC-213.800]	MC V	MC V
9	.00000	ANGL	36 [V-INEC-313.800]	MC V	.00000	ANGL	37 [G-INEC-413.800]	MC G	MC G
11	.00000	ANGL	53 [C.T.ESME13.800]	MC V	.00000	ANGL	54 [ESMERALD69.000]	MC T	MC T
13	-223.56	ANGL	64 [G-S.ROSA13.800]	MC G	-238.62	ANGL	73 [GUANGOPO6.6000]	MC D	MC D
15	-247.43	ANGL	79 [IBARRABA34.500]	MC H	-219.38	ANGL	81 [PISAYAMB13.800]	MC H	MC H
17	-245.58	ANGL	87 [RIOBA-6969.000]	MC H	-208.96	ANGL	89 [AGOYAN 13.800]	MC H	MC H
19	-205.52	ANGL	90 [AMBAT-BA69.000]	MC H	-265.11	ANGL	148 [MANTA 69.000]	MC T	MC T
21	.00000	ANGL	600 [G-ELQL-213.800]	MC G	-204.22	ANGL	601 [PAUTE-AB13.800]	MC 2	MC 2
23	.00000	ANGL	607 [PAUTE-C 13.800]	MC 2	.00000	ANGL	622 [MEXICO 13.800]	MC G	MC G

25	-206.65	ANGL	627	[G-PASCUAL13.800]	MC G	.00000	ANGL	628	[SEAC-ELE13.800]	MC D
27	-233.63	ANGL	631	[V-EMEL-113.800]	MC V	.00000	ANGL	638	[ELE-QUIL13.800]	MC G
29	-213.53	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 1	-213.53	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 2
31	-223.56	ANGL	664	[G-S. ROSA13.800]	MC G	.00000	ANGL	665	[GPVG-EME13.800]	MC G
33	-237.57	ANGL	670	[CUMBA13.46.000]	MC C	-219.38	ANGL	681	[PISAYAMB13.800]	MC H
35	-208.96	ANGL	689	[AGOYAN 13.800]	MC H	.00000	ANGL	700	[G-ELQL-213.800]	MC G
37	-204.22	ANGL	701	[PAUTE-AB13.800]	MC 3	-207.07	ANGL	707	[PAUTE-C 13.800]	MC 3
39	.00000	ANGL	731	[G-EMEL-113.800]	MC 1	.00000	ANGL	738	[EL-QUITO13.800]	MC G
41	-221.69	ANGL	764	[G-S. ROSA13.800]	MC G	-216.02	ANGL	765	[VPVG-EME13.800]	MC V
43	-238.47	ANGL	770	[NAYON13.46.000]	MC N	-204.22	ANGL	801	[PAUTE-AB13.800]	MC 4
45	-207.07	ANGL	807	[PAUTE-C 13.800]	MC 4	.00000	ANGL	831	[G-EMEL-213.800]	MC 2
47	-241.71	ANGL	870	[GUAN+CHI46.000]	MC G	-204.22	ANGL	901	[PAUTE-AB13.800]	MC 5
49	-207.07	ANGL	907	[PAUTE-C 13.800]	MC 5	.00000	ANGL	931	[G-EMEL-313.800]	MC 3
51	-245.61	ANGL	970	[GUALB-HE46.000]	MC H	.00000	ANGL	1031	[G-EMEL-513.800]	MC 5
53	.00000	ANGL	1131	[G-EMEL-613.800]	MC 6	-213.95	ANGL	1231	[G-ALTI-113.800]	MC 1
55	-211.47	ANGL	1331	[G-ALTI-213.800]	MC 2	-.10974E-01	FREQ	79	[IBARRABA34.500]	
57	-.10959E-01	FREQ	70	[VICEN-BA46.000]		-.10975E-01	FREQ	71	[VICE-ALT138.00]	
59	-.10988E-01	FREQ	122	[PAPA-ALT138.00]		-.10988E-01	FREQ	58	[S.RO-MED138.00]	
61	-.10982E-01	FREQ	57	[S.RO-ALT230.00]		-.10974E-01	FREQ	54	[ESMERALD69.000]	
63	-.10976E-01	FREQ	52	[ESMERALD138.00]		-.10976E-01	FREQ	51	[S.DOMING69.000]	
65	-.10970E-01	FREQ	48	[PORTOVIE69.000]		-.10973E-01	FREQ	47	[MANABI 138.00]	
67	-.10980E-01	FREQ	24	[PASCUALE230.00]		-.10969E-01	FREQ	25	[PASCUALE138.00]	
69	-.10967E-01	FREQ	27	[PASCUALS69.000]		-.10927E-01	FREQ	31	[SALITRAL69.000]	
71	-.10966E-01	FREQ	43	[POLICENT69.000]		-.10984E-01	FREQ	20	[BABAHOYO69.000]	
73	-.10980E-01	FREQ	22	[MACHALLA169.000]		-.11011E-01	FREQ	2	[PAUTE 138.00]	
75	-.11010E-01	FREQ	3	[PAUTE 230.00]		-.11006E-01	FREQ	15	[LOJA 69.000]	
77	-.10983E-01	FREQ	87	[RIOBA-6969.000]		-.10976E-01	FREQ	85	[TOTO-230230.00]	
79	-.10923E-01	FREQ	88	[AGOY-138138.00]		-.10940E-01	FREQ	83	[TOTOR-BA69.000]	
81	-.10939E-01	FREQ	90	[AMBAT-BA69.000]		-.10939E-01	FREQ	80	[PISA-ALT138.00]	
83	1.0363	VOLT	3	[PAUTE 230.00]		.98566	VOLT	16	[MILAGRO 230.00]	
85	.98367	VOLT	24	[PASCUALE230.00]		.98162	VOLT	44	[QUEVEDO 230.00]	
87	.98818	VOLT	49	[S.DOMING230.00]		.96612	VOLT	57	[S.RO-ALT230.00]	
89	1.0003	VOLT	85	[TOTO-230230.00]		1.0066	VOLT	86	[RIOB-230230.00]	

91	1.0031	VOLT	15 [LOJA	69.000]	1.0008	VOLT	22 [MACHALA169.000]
93	.96931	VOLT	31 [SALITRAL69.000]		1.0009	VOLT	20 [BABAHYO69.000]
95	.99969	VOLT	30 [POSORJA969.000]		1.0009	VOLT	48 [PORTOVIE69.000]
97	.99857	VOLT	54 [ESMERALD69.000]		.96839	VOLT	58 [S.RO-MED138.00]
99	.98387	VOLT	70 [VICEN-BA46.000]		.99392	VOLT	77 [IBARR-BA69.000]
101	1.0241	VOLT	90 [AMBAT-BA69.000]		1.0021	VOLT	87 [RIOBA-6969.000]
103	1.0022	VOLT	46 [QUEVEDO 69.000]		1.0452	POWER	601 [PAUTE-AB13.800]

2.5031	-297.95			-292.19	.00000	.00000	
7	.00000			.00000	.00000	.00000	
13	-306.49			-331.54	-330.35	-293.12	
19	-289.93			.00000	.00000	.00000	
25	-291.29			-317.84	-297.10	-297.10	
31	-306.49			-321.51	-293.12	.00000	
37	-289.30			.00000	-304.47	-300.08	
43	-322.50			-292.18	-325.83	-289.30	
49	-292.18			-329.83	.00000	-298.06	
55	-295.69			-12161E-01	-12160E-01	-12147E-01	
61	-12157E-01			-12155E-01	-12157E-01	-12164E-01	
67	-12182E-01			-12181E-01	-12191E-01	-12182E-01	
73	-12180E-01			-12193E-01	-12191E-01	-12182E-01	
79	-12221E-01			-12206E-01	-12206E-01	-12180E-01	
85	.98522			.98943	.96766	.98718	
91	1.0033			.97025	1.0026	1.0081	
97	1.0000			.98512	.99546	1.0023	
103	1.0036			.34957	.00000	1.0034	
109	31.927			202.51	85.947	161.56	
115	89.986			114.31	132.69	36.043	
121	23.697			-12312E-01	.00000	55.578	
2.8364	-389.19			-383.65	-409.87	.00000	
7	.00000			.00000	.00000	.00000	
13	-397.73			-423.62	-395.73	-422.06	

19	-381.73	-441.20	.00000	-380.45	.00000	.00000	.00000	-388.01	.00000	.00000
25	-383.08	.00000	-410.00	.00000	-388.01	-388.01	-388.01	-388.01	-388.01	-388.01
31	-397.73	.00000	-413.90	-395.73	-385.19	-385.19	-385.19	-385.19	-385.19	.00000
37	-380.45	-383.64	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	-392.31
43	-414.80	-380.45	-383.64	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	-380.45
49	-383.64	.00000	-421.76	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	-390.01
55	-387.73	-.13053E-01	-.13048E-01	-.13048E-01	-.13048E-01	-.13048E-01	-.13048E-01	-.13048E-01	-.13048E-01	-.13051E-01
61	-.13040E-01	-.13031E-01	-.13032E-01	-.13032E-01	-.13032E-01	-.13032E-01	-.13032E-01	-.13032E-01	-.13032E-01	-.13031E-01
67	-.13023E-01	-.13025E-01	-.13024E-01	-.13024E-01	-.13024E-01	-.13024E-01	-.13024E-01	-.13024E-01	-.13024E-01	-.13021E-01
73	-.13021E-01	-.13012E-01	-.13015E-01	-.13015E-01	-.13015E-01	-.13015E-01	-.13015E-01	-.13015E-01	-.13015E-01	-.13026E-01
79	-.13004E-01	-.13012E-01	-.13013E-01	-.13013E-01	-.13013E-01	-.13013E-01	-.13013E-01	-.13013E-01	-.13013E-01	.98476
85	.98288	.98095	.98756	.96595	.96595	.96595	.96595	.96595	.96595	1.0062
91	1.0007	.99975	.96887	.99994	.99994	.99994	.99994	.99994	.99994	1.0003
97	.99805	.96830	.98450	.99408	.99408	.99408	.99408	.99408	.99408	1.0015
103	1.0015	1.0373	.34680	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	162.38
109	32.492	90.986	206.56	84.373	84.373	84.373	84.373	84.373	84.373	36.650
115	90.986	114.42	114.42	133.52	133.52	133.52	133.52	133.52	133.52	55.399
121	23.844	23.169	-.13052E-01	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000

LODSDH AT BUS	5	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.990	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	13	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.990	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	15	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.990	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	56	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.996	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	59	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.996	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	63	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.996	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	103	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.996	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	87	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.996	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	112	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	2.996	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	22	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	3.000	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	38	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	3.000	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	41	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	3.000	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	46	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	3.000	FREQ	=	59.200
LODSDH AT BUS	51	STAGE 1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME	=	3.000	FREQ	=	59.200



LODSDH	AT	BUS	54	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.000	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	60	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.000	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	72	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.000	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	77	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.000	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	79	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.000	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	92	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.000	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	27	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.003	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	30	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.003	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	43	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.003	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	48	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.003	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	148	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.003	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	70	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.003	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	115	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.003	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	28	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.006	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	75	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.006	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	83	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.010	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	104	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.010	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	105	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.010	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	107	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.010	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	109	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.010	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	90	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.010	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	5	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.020		
LODSDH	AT	BUS	13	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.020		
LODSDH	AT	BUS	15	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.020		
LODSDH	AT	BUS	165	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.020	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	131	STAGE	1	PICKUP	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.020	FREQ =	59.200
LODSDH	AT	BUS	56	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.026		
LODSDH	AT	BUS	59	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.026		
LODSDH	AT	BUS	63	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.026		
LODSDH	AT	BUS	103	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.026		
LODSDH	AT	BUS	87	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.026		
LODSDH	AT	BUS	112	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.026		
LODSDH	AT	BUS	22	STAGE	1	BREAKER	TIMER	STARTED	AT	TIME =	3.030		

LODSHD AT BUS 38 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 41 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 46 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 51 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 54 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 60 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 72 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 77 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 79 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 92 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.030  
 LODSHD AT BUS 27 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.033  
 LODSHD AT BUS 30 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.033  
 LODSHD AT BUS 43 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.033  
 LODSHD AT BUS 48 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.033  
 LODSHD AT BUS 148 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.033  
 LODSHD AT BUS 70 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.033  
 LODSHD AT BUS 115 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.033  
 LODSHD AT BUS 28 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.036  
 LODSHD AT BUS 75 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.036  
 LODSHD AT BUS 83 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.040  
 LODSHD AT BUS 104 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.040  
 LODSHD AT BUS 105 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.040  
 LODSHD AT BUS 107 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.040  
 LODSHD AT BUS 109 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.040  
 LODSHD AT BUS 90 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.040  
 LODSHD AT BUS 165 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.050  
 LODSHD AT BUS 131 STAGE 1 BREAKER TIMER STARTED AT TIME = 3.050  
 LODSHD AT BUS 5 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.106

7.10 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED

7.3 MW AND 2.4 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9957 FREQUENCY = 59.186

LODSHD AT BUS 13 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.106

7.10 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED

.3 MW AND .1 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9771 FREQUENCY = 59.187

LODSHD AT BUS 15 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.106  
 8.90 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 2.9 MW AND .7 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0014 FREQUENCY = 59.187  
 LODSHD AT BUS 56 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.113  
 7.00 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 4.7 MW AND 2.5 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0014 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 59 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.113  
 7.00 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 4.7 MW AND 1.5 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0018 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 63 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.113  
 7.00 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 3.5 MW AND 2.3 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9964 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 103 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.113  
 7.00 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 1.3 MW AND .5 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9965 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 87 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.113  
 13.40 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 5.1 MW AND .7 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0026 FREQUENCY = 59.187  
 LODSHD AT BUS 112 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.113  
 13.40 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 1.3 MW AND .4 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9794 FREQUENCY = 59.187  
 LODSHD AT BUS 22 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 LODSHD AT BUS 38 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 12.20 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 11.5 MW AND 4.1 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0055 FREQUENCY = 59.187  
 LODSHD AT BUS 41 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 10.10 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 .9 MW AND .3 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0100 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 46 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 10.10 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 2.5 MW AND .3 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0068 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 51 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 6.70 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED

2.7 MW AND .3 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9874 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 54 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 LODSHD AT BUS 60 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 7.00 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 1.8 MW AND .5 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9726 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 72 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 7.00 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 1.3 MW AND .3 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9519 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 77 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 LODSHD AT BUS 79 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 LODSHD AT BUS 92 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.116  
 LODSHD AT BUS 27 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.120  
 12.20 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 1.8 MW AND .6 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0029 FREQUENCY = 59.187  
 LODSHD AT BUS 30 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.120  
 LODSHD AT BUS 43 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.120  
 12.20 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 10.3 MW AND 2.2 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0103 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 48 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.120  
 3.60 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 2.7 MW AND .2 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0090 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 148 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.120  
 3.60 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 1.4 MW AND .2 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9784 FREQUENCY = 59.188  
 LODSHD AT BUS 70 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.120  
 7.00 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 11.9 MW AND 3.4 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = .9925 FREQUENCY = 59.189  
 LODSHD AT BUS 115 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.120  
 7.10 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED  
 5.9 MW AND 2.1 MVAR (NOMINAL) SHED. VOLT = 1.0029 FREQUENCY = 59.187  
 LODSHD AT BUS 28 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.123  
 LODSHD AT BUS 75 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME = 3.123  
 6.50 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED

2.1 MW AND	.4 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = 1.0266	FREQUENCY = 59.189		
LODSHD AT BUS	83 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME =	3.126			
7.80 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED					
1.9 MW AND	.5 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = 1.0357	FREQUENCY = 59.189		
LODSHD AT BUS	104 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME =	3.126			
7.80 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED					
.3 MW AND	.1 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = 1.0279	FREQUENCY = 59.189		
LODSHD AT BUS	105 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME =	3.126			
7.80 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED					
.2 MW AND	.0 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = 1.0108	FREQUENCY = 59.189		
LODSHD AT BUS	107 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME =	3.126			
7.80 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED					
.4 MW AND	.2 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = .9734	FREQUENCY = 59.189		
LODSHD AT BUS	109 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME =	3.126			
7.80 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED					
.3 MW AND	.1 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = .9576	FREQUENCY = 59.189		
LODSHD AT BUS	90 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME =	3.126			
7.80 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED					
1.1 MW AND	.3 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = 1.0357	FREQUENCY = 59.189		
LODSHD AT BUS	165 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME =	3.136			
12.20 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED					
2.3 MW AND	.8 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = .9805	FREQUENCY = 59.192		
LODSHD AT BUS	131 STAGE 1 BREAKER TIMER TIMED OUT AT TIME =	3.136			
12.20 PERCENT OF INITIAL LOAD SHED					
38.4 MW AND	13.4 MVAR (NOMINAL) SHED.	VOLT = .9783	FREQUENCY = 59.192		
3.1464	-478.90	-473.60	-499.02	.00000	.00000
7	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-488.01	-504.16	-485.07	-511.59	-474.31
19	-471.12	-530.41	.00000	-470.20	.00000
25	-472.59	.00000	-499.36	.00000	-476.93
31	-488.01	.00000	-503.27	-485.07	.00000
37	-470.20	-473.60	.00000	.00000	-481.80

43	-504.21	-470.20	-473.60	.00000	-507.32	-470.20
49	-473.60	.00000	-511.10	.00000	.00000	-479.26
55	-477.05	-.13231E-01	-.13293E-01	-.13328E-01	-.13360E-01	-.13360E-01
61	-.13376E-01	-.13364E-01	-.13368E-01	-.13372E-01	-.13232E-01	-.13269E-01
67	-.13429E-01	-.13419E-01	-.13431E-01	-.13368E-01	-.13413E-01	-.13426E-01
73	-.13410E-01	-.13500E-01	-.13489E-01	-.13308E-01	-.13346E-01	-.13415E-01
79	-.13462E-01	-.13438E-01	-.13429E-01	-.13418E-01	1.0510	1.0072
85	1.0063	1.0034	1.0078	.98663	1.0193	1.0256
91	1.0322	1.0259	.99245	1.0246	1.0200	1.0252
97	1.0205	.98993	1.0055	1.0148	1.0410	1.0218
103	1.0265	1.0144	.33774	.00000	.31992	158.78
109	32.368	89.314	195.86	84.869	253.10	35.935
115	89.314	114.79	114.79	129.98	68.988	56.819
121	21.311	22.953	-.13618E-01	.00000	.00000	.00000
3.4797	-572.59	-578.34	-567.27	-590.75	.00000	.00000
7	.00000	-571.78	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-579.73	-595.89	-604.20	-577.87	-603.41	-567.75
19	-563.40	-621.43	.00000	-563.78	.00000	.00000
25	-563.90	.00000	-588.52	.00000	-568.47	-568.47
31	-579.73	.00000	-594.22	-577.87	-567.75	.00000
37	-563.78	-567.28	.00000	.00000	-577.57	-570.60
43	-595.02	-563.78	-567.28	.00000	-598.18	-563.78
49	-567.28	.00000	-602.38	.00000	.00000	-569.23
55	-567.11	-.12491E-01	-.12463E-01	-.12463E-01	-.12459E-01	-.12459E-01
61	-.12459E-01	-.12485E-01	-.12480E-01	-.12477E-01	-.12568E-01	-.12550E-01
67	-.12537E-01	-.12589E-01	-.12656E-01	-.12652E-01	-.12593E-01	-.12528E-01
73	-.12542E-01	-.12417E-01	-.12432E-01	-.12435E-01	-.12456E-01	-.12441E-01
79	-.12391E-01	-.12412E-01	-.12412E-01	-.12416E-01	1.0531	1.0133
85	1.0130	1.0095	1.0134	.99161	1.0234	1.0294
91	1.0313	1.0330	1.0012	1.0312	1.0286	1.0304
97	1.0264	.99468	1.0073	1.0193	1.0436	1.0252
103	1.0327	.98322	.33550	.00000	.35654	153.01

TIME	X-VALUE	--X	IDENTIFIER	173.79	82.595	--X	VALUE	249.55	IDENTIFIER	34.160	
109	30.470	86.508	1	173.79	82.595	1	-659.57	249.55	5	34.160	
115	86.508	110.91	7	110.91	124.68	7	-671.82	63.334	15	56.504	
121	21.153	23.680	17	-.12164E-01	.00000	17	.00000	.00000	22	.00000	
3.8130	-653.41	ANGL	1	[PAUTE-AB13.800]	MC 1	1	-659.57	ANGL	5	[CUENCA 69.000]	MC H
3	-648.51	ANGL	7	[PAUTE-C 13.800]	MC 1	7	-671.82	ANGL	15	[LOJA 69.000]	MC H
5	.00000	ANGL	17	[MILAGRO 69.000]	MC T	17	.00000	ANGL	22	[MACHALAL169.000]	MC T
7	.00000	ANGL	28	[S.ELENA 69.000]	MC T	28	-657.46	ANGL	35	[V-INEC-213.800]	MC V
9	.00000	ANGL	36	[V-INEC-313.800]	MC V	36	.00000	ANGL	37	[G-INEC-413.800]	MC G
11	.00000	ANGL	53	[C.T.ESME13.800]	MC V	53	.00000	ANGL	54	[ESMERALD69.000]	MC T
13	-664.55	ANGL	64	[G-S.ROSA13.800]	MC G	64	-678.28	ANGL	73	[GUANGOPO6.6000]	MC D
15	-688.18	ANGL	79	[IBARRABA34.500]	MC H	79	-660.14	ANGL	81	[PISAYAMB13.800]	MC H
17	-686.77	ANGL	87	[RIOBA-6969.000]	MC H	87	-649.18	ANGL	89	[AGOYAN 13.800]	MC H
19	-644.98	ANGL	90	[AMBAT-BA69.000]	MC H	90	-703.44	ANGL	148	[MANTA 69.000]	MC T
21	.00000	ANGL	600	[G-ELQL-213.800]	MC G	600	-644.18	ANGL	601	[PAUTE-AB13.800]	MC 2
23	.00000	ANGL	607	[PAUTE-C 13.800]	MC 2	607	.00000	ANGL	622	[MEXICO 13.800]	MC G
25	-645.49	ANGL	627	[G-PASCUA13.800]	MC G	627	.00000	ANGL	628	[SEAC-ELE13.800]	MC D
27	-672.15	ANGL	631	[V-EMEL-113.800]	MC V	631	.00000	ANGL	638	[ELE-QUIL13.800]	MC G
29	-650.32	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 1	649	-650.32	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 2
31	-664.55	ANGL	664	[G-S.ROSA13.800]	MC G	664	.00000	ANGL	665	[GPVG-EME13.800]	MC G
33	-678.71	ANGL	670	[CUMBA13.46.000]	MC C	670	-660.14	ANGL	681	[PISAYAMB13.800]	MC H
35	-649.18	ANGL	689	[AGOYAN 13.800]	MC H	689	.00000	ANGL	700	[G-ELQL-213.800]	MC G
37	-644.18	ANGL	701	[PAUTE-AB13.800]	MC 3	701	-648.53	ANGL	707	[PAUTE-C 13.800]	MC 3
39	.00000	ANGL	731	[G-EMEL-113.800]	MC 1	731	.00000	ANGL	738	[EL-QUITO13.800]	MC G
41	-662.36	ANGL	764	[G-S.ROSA13.800]	MC G	764	-654.73	ANGL	765	[VPVG-EME13.800]	MC V
43	-679.47	ANGL	770	[NAYON13.46.000]	MC N	770	-644.18	ANGL	801	[PAUTE-AB13.800]	MC 4
45	-648.53	ANGL	807	[PAUTE-C 13.800]	MC 4	807	.00000	ANGL	831	[G-EMEL-213.800]	MC 2
47	-681.48	ANGL	870	[GUAN+CHI46.000]	MC G	870	-644.18	ANGL	901	[PAUTE-AB13.800]	MC 5
49	-648.53	ANGL	907	[PAUTE-C 13.800]	MC 5	907	.00000	ANGL	931	[G-EMEL-313.800]	MC 3
51	-685.17	ANGL	970	[GUALB-HE46.000]	MC H	970	.00000	ANGL	1031	[G-EMEL-513.800]	MC 5
53	.00000	ANGL	1131	[G-EMEL-613.800]	MC 6	1131	-652.50	ANGL	1231	[G-ALTI-113.800]	MC 1
55	-650.38	ANGL	1331	[G-ALTI-213.800]	MC 2	1331	-.10767E-01	FREQ		79	[IBARRABA34.500]
57	-.10780E-01	FREQ	70	[VICEN-BA46.000]		70	-.10765E-01	FREQ		71	[VICE-ALT138.00]

59	-.10755E-01	FREQ	122	[PAPA-ALT138.00]	-.10755E-01	FREQ	58	[S.RO-MED138.00]
61	-.10736E-01	FREQ	57	[S.RO-ALT230.00]	-.10736E-01	FREQ	54	[ESMERALD69.000]
63	-.10728E-01	FREQ	52	[ESMERALD138.00]	-.10723E-01	FREQ	51	[S.DOMING69.000]
65	-.10778E-01	FREQ	48	[PORTOVIE69.000]	-.10761E-01	FREQ	47	[MANABI 138.00]
67	-.10692E-01	FREQ	24	[PASCUALE230.00]	-.10693E-01	FREQ	25	[PASCUALE138.00]
69	-.10691E-01	FREQ	27	[PASCUALS69.000]	-.10689E-01	FREQ	31	[SALITRAL69.000]
71	-.10701E-01	FREQ	43	[POLICENT69.000]	-.10706E-01	FREQ	20	[BABAHYO69.000]
73	-.10729E-01	FREQ	22	[MACHALA169.000]	-.10634E-01	FREQ	2	[PAUTE 138.00]
75	-.10649E-01	FREQ	3	[PAUTE 230.00]	-.10679E-01	FREQ	15	[LOJA 69.000]
77	-.10705E-01	FREQ	87	[RIOBA-6969.000]	-.10711E-01	FREQ	85	[TOTO-230230.00]
79	-.10708E-01	FREQ	88	[AGOY-138138.00]	-.10711E-01	FREQ	83	[TOTOR-BA69.000]
81	-.10712E-01	FREQ	90	[AMBAT-BA69.000]	-.10720E-01	FREQ	80	[PISA-ALT138.00]
83	1.0327	VOLT	3	[PAUTE 230.00]	.99455	VOLT	16	[MILAGRO 230.00]
85	.99518	VOLT	24	[PASCUALE230.00]	.99341	VOLT	44	[QUEVEDO 230.00]
87	.99867	VOLT	49	[S.DOMING230.00]	.97678	VOLT	57	[S.RO-ALT230.00]
89	1.0071	VOLT	85	[TOTO-230230.00]	1.0121	VOLT	86	[RIOB-230230.00]
91	1.0083	VOLT	15	[LOJA 69.000]	1.0112	VOLT	22	[MACHALA169.000]
93	.98928	VOLT	31	[SALITRAL69.000]	1.0107	VOLT	20	[BABAHYO69.000]
95	1..0136	VOLT	30	[POSORJA969.000]	1.0135	VOLT	48	[PORTOVIE69.000]
97	1.0102	VOLT	54	[ESMERALD69.000]	.98047	VOLT	58	[S.RO-MED138.00]
99	.99608	VOLT	70	[VICEN-BA46.000]	1.0048	VOLT	77	[IBARR-BA69.000]
101	1.0304	VOLT	90	[AMBAT-BA69.000]	1.0083	VOLT	87	[RIOBA-6969.000]
103	1.0159	VOLT	46	[QUEVEDO 69.000]	.97432	POWR	601	[PAUTE-AB13.800]
4,1463	-718.60	-726.33	-713.80	-738.88	.00000	.00000	.00000	
7	.00000	-723.19	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	
13	-733.63	-745.46	-755.67	-727.98	-754.13	-717.25	-717.25	
19	-712.23	-770.96	.00000	-708.67	.00000	.00000	.00000	
25	-712.69	.00000	-740.36	.00000	-717.60	-717.60	-717.60	
31	-733.63	.00000	-745.30	-727.98	-717.25	.00000	.00000	
37	-708.67	-713.84	.00000	.00000	-731.34	-723.53	-723.53	
43	-746.17	-708.67	-713.84	.00000	-749.21	-708.67	-708.67	
49	-713.84	.00000	-752.28	.00000	.00000	-719.95	-719.95	



55	-717.89	-.82857E-02	-.82765E-02	-.82565E-02	-.82359E-02	-.82357E-02
61	-.82223E-02	-.82205E-02	-.82129E-02	-.82094E-02	-.82365E-02	-.82223E-02
67	-.81499E-02	-.81385E-02	-.81087E-02	-.81347E-02	-.81466E-02	-.81656E-02
73	-.81846E-02	-.81278E-02	-.81312E-02	-.81695E-02	-.82136E-02	-.82101E-02
79	-.82518E-02	-.82418E-02	-.82452E-02	-.82601E-02	1.0068	.97262
85	.97478	.97645	.98428	.96313	.99118	.99406
91	.98299	.98559	.97656	.98655	.99630	.99678
97	.99434	.96795	.98795	.99404	1.0214	.99117
103	.99843	.96679	.32115	.00000	.34922	148.39
109	33.133	88.665	172.21	79.342	245.72	34.080
115	88.665	109.69	109.69	121.79	65.076	56.904
121	21.557	22.155	-.77893E-02	.00000	.00000	.00000
4.4796	-763.44	-772.78	-758.22	-785.53	.00000	.00000
7	.00000	-770.21	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-781.64	-791.90	-802.39	-774.18	-800.35	-763.29
19	-758.41	-817.47	.00000	-753.39	.00000	.00000
25	-759.05	.00000	-786.32	.00000	-764.58	-764.58
31	-781.64	.00000	-792.86	-774.18	-763.29	.00000
37	-753.39	-758.24	.00000	.00000	-779.46	-768.57
43	-793.50	-753.39	-758.24	.00000	-795.92	-753.39
49	-758.24	.00000	-798.90	.00000	.00000	-766.05
55	-764.05	-.52026E-02	-.52033E-02	-.52018E-02	-.52027E-02	-.52025E-02
61	-.51957E-02	-.52140E-02	-.52077E-02	-.52053E-02	-.52404E-02	-.52287E-02
67	-.51881E-02	-.52062E-02	-.51939E-02	-.52884E-02	-.52127E-02	-.51891E-02
73	-.52033E-02	-.51159E-02	-.51283E-02	-.51516E-02	-.51633E-02	-.51686E-02
79	-.51404E-02	-.51500E-02	-.51504E-02	-.51546E-02	.99289	.96102
85	.96415	.96806	.97741	.95654	.98321	.98488
91	.97176	.97204	.97089	.97377	.98763	.98960
97	.98660	.96214	.98559	.98953	1.0177	.98297
103	.98993	.95733	.32139	.00000	.35049	147.25
109	34.443	90.103	170.73	80.496	245.59	34.984
115	90.103	110.67	110.67	121.18	66.004	58.284

121	21.718	21.578	-.46565E-02	.00000	.00000	.00000
4.8129	-786.74	-797.60	-781.88	-810.39	.00000	.00000
7	.00000	-795.66	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-807.53	-816.23	-826.74	-798.63	-824.53	-787.76
19	-782.96	-841.97	.00000	-776.54	.00000	.00000
25	-783.58	.00000	-810.81	.00000	-790.11	-790.11
31	-807.53	.00000	-816.27	-798.63	-787.76	.00000
37	-776.54	-781.90	.00000	.00000	-805.37	-792.95
43	-817.17	-776.54	-781.90	.00000	-819.82	-776.54
49	-781.90	.00000	-823.02	.00000	.00000	-790.48
55	-788.49	-.22329E-02	-.22323E-02	-.22339E-02	-.22334E-02	-.22334E-02
61	-.22318E-02	-.22349E-02	-.22324E-02	-.22327E-02	-.22226E-02	-.22186E-02
67	-.21943E-02	-.21864E-02	-.21858E-02	-.21546E-02	-.21881E-02	-.21940E-02
73	-.21936E-02	-.21990E-02	-.21988E-02	-.22060E-02	-.22219E-02	-.22274E-02
79	-.22522E-02	-.22450E-02	-.22458E-02	-.22471E-02	.99212	.96058
85	.96394	.96890	.97882	.95806	.98435	.98565
91	.97432	.97150	.97156	.97322	.98774	.99166
97	.98791	.96394	.98793	.99224	1.0206	.98435
103	.99093	.97275	.32024	.00000	.35188	148.43
109	35.073	92.176	172.50	80.076	246.10	34.211
115	92.176	111.99	111.99	122.32	67.332	59.883
121	21.643	21.319	-.19088E-02	.00000	.00000	.00000
5.1462	-792.24	-803.59	-787.23	-816.25	.00000	.00000
7	.00000	-800.38	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-813.24	-821.57	-831.72	-803.61	-829.37	-792.88
19	-788.38	-847.26	.00000	-782.49	.00000	.00000
25	-789.05	.00000	-815.90	.00000	-796.82	-796.82
31	-813.24	.00000	-821.76	-803.61	-792.88	.00000
37	-782.49	-787.22	.00000	.00000	-811.18	-798.59
43	-822.47	-782.49	-787.22	.00000	-825.18	-782.49
49	-787.22	.00000	-828.35	.00000	.00000	-795.56

55	-793.59	.14374E-03	.14860E-03	.13645E-03	.12460E-03	.12453E-03						
61	.11892E-03	.10838E-03	.10853E-03	.10705E-03	.11674E-03	.11694E-03						
67	.10219E-03	.99712E-04	.90490E-04	.10487E-03	.10069E-03	.10921E-03						
73	.11654E-03	.90912E-04	.93602E-04	.10241E-03	.12345E-03	.12073E-03						
79	.14645E-03	.13820E-03	.13966E-03	.14588E-03	1.0037	.97093						
85	.97380	.97787	.98702	.96585	.99276	.99479						
91	.98844	.98359	.97857	.98454	.99662	1.0010						
97	.99669	.97139	.99320	.99905	1.0267	.99355						
103	1.0002	.97997	.32549	.00000	.35442	150.66						
109	34.809	93.385	173.16	80.764	248.84	34.791						
115	93.385	114.07	114.07	124.07	67.949	61.459						
121	20.768	21.923	.26572E-03	.00000	.00000	.00000						
	TIME X-	VALUE	--X	X-	VALUE	--X	X-	IDENTIFIER	-----	IDENTIFIER	-----	X
5.4795	-784.99	ANGL	1	[PAUTE-AB13.800]	MC 1	-796.13	ANGL	5	[CUENCA 69.000]	MC H	-----	X
3	-780.36	ANGL	7	[PAUTE-C 13.800]	MC 1	-808.53	ANGL	15	[LOJA 69.000]	MC H		
5	.00000	ANGL	17	[MILAGRO 69.000]	MC T	.00000	ANGL	22	[MACHALA169.000]	MC T		
7	.00000	ANGL	28	[S.ELENA 69.000]	MC T	-793.61	ANGL	35	[V-INEC-213.800]	MC V		
9	.00000	ANGL	36	[V-INEC-313.800]	MC V	.00000	ANGL	37	[G-INEC-413.800]	MC G		
11	.00000	ANGL	53	[C.T.ESME13.800]	MC V	.00000	ANGL	54	[ESMERALD69.000]	MC T		
13	-805.39	ANGL	64	[G-S.ROSA13.800]	MC G	-813.40	ANGL	73	[GUANGOPO6.6000]	MC D		
15	-823.14	ANGL	79	[IBARRABA34.500]	MC H	-795.26	ANGL	81	[PISAYAMB13.800]	MC H		
17	-821.13	ANGL	87	[RIOBA-6969.000]	MC H	-784.51	ANGL	89	[AGOYAN 13.800]	MC H		
19	-780.33	ANGL	90	[AMBAT-BA69.000]	MC H	-839.17	ANGL	148	[MANTA 69.000]	MC T		
21	.00000	ANGL	600	[G-ELQL-213.800]	MC G	-775.44	ANGL	601	[PAUTE-AB13.800]	MC 2		
23	.00000	ANGL	607	[PAUTE-C 13.800]	MC 2	.00000	ANGL	622	[MEXICO 13.800]	MC G		
25	-781.31	ANGL	627	[G-PASCUAL3.800]	MC G	.00000	ANGL	628	[SEAC-ELE13.800]	MC D		
27	-807.81	ANGL	631	[V-EMEL-113.800]	MC V	.00000	ANGL	638	[ELE-QUIL13.800]	MC G		
29	-790.18	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 1	-790.18	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 2		
31	-805.39	ANGL	664	[G-S.ROSA13.800]	MC G	.00000	ANGL	665	[GPVG-EME13.800]	MC G		
33	-812.52	ANGL	670	[CUMBA13.46.000]	MC C	-795.26	ANGL	681	[PISAYAMB13.800]	MC H		
35	-784.51	ANGL	689	[AGOYAN 13.800]	MC H	.00000	ANGL	700	[G-ELQL-213.800]	MC G		
37	-775.44	ANGL	701	[PAUTE-AB13.800]	MC 3	-780.35	ANGL	707	[PAUTE-C 13.800]	MC 3		
39	.00000	ANGL	731	[G-EMEL-113.800]	MC 1	.00000	ANGL	738	[EL-QUITO13.800]	MC G		

41	-803.42	ANGL	764	[G-S. ROSA13.800]	MC G	-790.40	ANGL	765	[VPVG-EME13.800]	MC V
43	-813.45	ANGL	770	[NAYON13.46.000]	MC N	-775.44	ANGL	801	[PAUTE-AB13.800]	MC 4
45	-780.35	ANGL	807	[PAUTE-C 13.800]	MC 4	.00000	ANGL	831	[G-EMEL-213.800]	MC 2
47	-816.55	ANGL	870	[GUAN+CHI46.000]	MC G	-775.44	ANGL	901	[PAUTE-AB13.800]	MC 5
49	-780.35	ANGL	907	[PAUTE-C 13.800]	MC 5	.00000	ANGL	931	[G-EMEL-313.800]	MC 3
51	-819.98	ANGL	970	[GUALB-HE46.000]	MC H	.00000	ANGL	1031	[G-EMEL-513.800]	MC 5
53	.00000	ANGL	1131	[G-EMEL-613.800]	MC 6	-787.89	ANGL	1231	[G-ALTI-113.800]	MC 1
55	-785.74	ANGL	1331	[G-ALTI-213.800]	MC 2	.16110E-02	FREQ	79	[IBARRABA34.500]	
57	.16133E-02	FREQ	70	[VICEN-BA46.000]		.15981E-02	FREQ	71	[VICE-ALT138.00]	
59	.15855E-02	FREQ	122	[PAPA-ALT138.00]		.15854E-02	FREQ	58	[S.RO-MED138.00]	
61	.15788E-02	FREQ	57	[S.RO-ALT230.00]		.15736E-02	FREQ	54	[ESMERALD69.000]	
63	.15722E-02	FREQ	52	[ESMERALD138.00]		.15703E-02	FREQ	51	[S.DOMING69.000]	
65	.15895E-02	FREQ	48	[PORTOVIE69.000]		.15867E-02	FREQ	47	[MANABI 138.00]	
67	.15597E-02	FREQ	24	[PASCUALE230.00]		.15557E-02	FREQ	25	[PASCUALE138.00]	
69	.15510E-02	FREQ	27	[PASCUALS69.000]		.15437E-02	FREQ	31	[SALITRAL69.000]	
71	.15582E-02	FREQ	43	[POLICENT69.000]		.15690E-02	FREQ	20	[BABAHOYO69.000]	
73	.15793E-02	FREQ	22	[MACHALA169.000]		.15435E-02	FREQ	2	[PAUTE 138.00]	
75	.15471E-02	FREQ	3	[PAUTE 230.00]		.15683E-02	FREQ	15	[LOJA 69.000]	
77	.15768E-02	FREQ	87	[RIOBA-6969.000]		.15734E-02	FREQ	85	[TOTO-230230.00]	
79	.15752E-02	FREQ	88	[AGOY-138138.00]		.15749E-02	FREQ	83	[TOTOR-BA69.000]	
81	.15768E-02	FREQ	90	[AMBAT-BA69.000]		.15851E-02	FREQ	80	[PISA-ALT138.00]	
83	1.0203	VOLT	3	[PAUTE 230.00]		.98491	VOLT	16	[MILAGRO 230.00]	
85	.98687	VOLT	24	[PASCUALE230.00]		.98918	VOLT	44	[QUEVEDO 230.00]	
87	.99699	VOLT	49	[S.DOMING230.00]		.97528	VOLT	57	[S.RO-ALT230.00]	
89	1.0034	VOLT	85	[TOTO-230230.00]		1.0067	VOLT	86	[RIOB-230230.00]	
91	1.0057	VOLT	15	[LOJA 69.000]		.99994	VOLT	22	[MACHALA169.000]	
93	.98677	VOLT	31	[SALITRAL69.000]		.99987	VOLT	20	[BABAHOYO69.000]	
95	1.0080	VOLT	30	[POSORJA969.000]		1.0117	VOLT	48	[PORTOVIE69.000]	
97	1.0075	VOLT	54	[ESMERALD69.000]		.98013	VOLT	58	[S.RO-MED138.00]	
99	.99793	VOLT	70	[VICEN-BA46.000]		1.0065	VOLT	77	[IBARR-BA69.000]	
101	1.0329	VOLT	90	[AMBAT-BA69.000]		1.0050	VOLT	87	[RIOBA-6969.000]	
103	1.0117	VOLT	46	[QUEVEDO 69.000]		1.0020	POWER	601	[PAUTE-AB13.800]	MC 2

5.8128	-771.63	-781.87	-766.98	-793.92	.00000	.00000
7	.00000	-778.96	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-790.59	-798.78	-808.19	-780.45	-806.32	-769.79
19	-765.64	-824.42	.00000	-762.59	.00000	.00000
25	-767.01	.00000	-792.87	.00000	-776.72	-776.72
31	-790.59	.00000	-797.88	-780.45	-769.79	.00000
37	-762.59	-766.96	.00000	.00000	-788.65	-775.33
43	-798.69	-762.59	-766.96	.00000	-801.83	-762.59
49	-766.96	.00000	-805.38	.00000	.00000	-773.52
55	-771.07	.21608E-02	.21612E-02	.21524E-02	.21423E-02	.21422E-02
61	.21363E-02	.21380E-02	.21354E-02	.21333E-02	.21609E-02	.21558E-02
67	.21209E-02	.21284E-02	.21295E-02	.21499E-02	.21321E-02	.21263E-02
73	.21392E-02	.20712E-02	.20796E-02	.21046E-02	.21257E-02	.21255E-02
79	.21368E-02	.21327E-02	.21346E-02	.21426E-02	1.0390	1.0004
85	1.0012	1.0008	1.0068	.98441	1.0141	1.0190
91	1.0235	1.0180	.99486	1.0169	1.0201	1.0217
97	1.0182	.98834	1.0016	1.0125	1.0381	1.0165
103	1.0234	1.0129	.33488	.00000	.35474	157.01
109	32.800	94.049	181.38	82.437	254.15	34.326
115	94.049	117.47	117.47	128.88	69.210	62.530
121	18.471	24.151	.19847E-02	.00000	.00000	.00000
6.1462	-757.93	-766.84	-752.92	-778.56	.00000	.00000
7	.00000	-764.27	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-775.05	-783.52	-792.55	-765.08	-791.20	-754.38
19	-750.20	-809.31	.00000	-749.05	.00000	.00000
25	-752.26	.00000	-777.75	.00000	-762.42	-762.42
31	-775.05	.00000	-781.92	-765.08	-754.38	.00000
37	-749.05	-752.93	.00000	.00000	-773.17	-760.28
43	-782.86	-749.05	-752.93	.00000	-786.33	-749.05
49	-752.93	.00000	-790.07	.00000	.00000	-758.92
55	-756.23	.19389E-02	.19449E-02	.19341E-02	.19261E-02	.19262E-02
61	.19215E-02	.19162E-02	.19159E-02	.19160E-02	.19173E-02	.19163E-02

67	.18974E-02	.18935E-02	.18952E-02	.18733E-02	.18937E-02	.18977E-02
73	.18983E-02	.18876E-02	.18948E-02	.19008E-02	.19134E-02	.19167E-02
79	.19283E-02	.19247E-02	.19267E-02	.19318E-02	1.0474	1.0069
85	1.0070	1.0052	1.0103	.98758	1.0180	1.0239
91	1.0301	1.0257	.99721	1.0240	1.0250	1.0242
97	1.0220	.99091	1.0010	1.0135	1.0381	1.0205
103	1.0277	1.0164	.33885	.00000	.35348	158.14
109	31.404	92.440	184.73	84.432	252.72	33.449
115	92.440	117.38	117.38	129.64	69.125	61.486
121	18.335	25.038	.17643E-02	.00000	.00000	.00000
6.4795	-745.78	-753.79	-740.40	-765.28	.00000	.00000
7	.00000	-752.62	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-762.97	-771.11	-780.38	-752.93	-778.97	-742.23
19	-737.46	-796.79	.00000	-736.80	.00000	.00000
25	-739.50	.00000	-765.14	.00000	-750.29	-750.29
31	-762.97	.00000	-770.11	-752.93	-742.23	.00000
37	-736.80	-740.40	.00000	.00000	-761.11	-747.60
43	-770.95	-736.80	-740.40	.00000	-774.23	-736.80
49	-740.40	.00000	-777.87	.00000	.00000	-746.64
55	-743.79	.15629E-02	.15569E-02	.15671E-02	.15718E-02	.15718E-02
61	.15785E-02	.15836E-02	.15840E-02	.15846E-02	.15931E-02	.15934E-02
67	.16012E-02	.16002E-02	.16007E-02	.15950E-02	.15997E-02	.16014E-02
73	.16002E-02	.16111E-02	.16063E-02	.16196E-02	.15885E-02	.15850E-02
79	.15702E-02	.15735E-02	.15732E-02	.15703E-02	1.0451	1.0038
85	1.0038	1.0016	1.0069	.98398	1.0145	1.0204
91	1.0255	1.0220	.99336	1.0206	1.0216	1.0191
97	1.0183	.98722	.99715	1.0089	1.0342	1.0166
103	1.0237	1.0195	.33584	.00000	.35266	158.21
109	31.439	93.084	185.65	82.770	253.45	33.681
115	93.084	117.30	117.30	129.72	69.397	61.544
121	18.012	25.040	.15784E-02	.00000	.00000	.00000

6.8128	-735.78	-743.14	-730.22	-754.33	.00000	.00000
7	.00000	-741.75	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-752.82	-760.57	-769.78	-742.50	-768.53	-731.81
19	-726.62	-786.25	.00000	-726.89	.00000	.00000
25	-728.69	.00000	-754.34	.00000	-739.99	-739.99
31	-752.82	.00000	-759.44	-742.50	-731.81	.00000
37	-726.89	-730.23	.00000	.00000	-750.96	-736.71
43	-760.31	-726.89	-730.23	.00000	-763.69	-726.89
49	-730.23	.00000	-767.37	.00000	.00000	-736.01
55	-733.07	.13611E-02	.13676E-02	.13579E-02	.13524E-02	.13524E-02
61	.13481E-02	.13441E-02	.13441E-02	.13442E-02	.13402E-02	.13402E-02
67	.13292E-02	.13306E-02	.13292E-02	.13384E-02	.13305E-02	.13268E-02
73	.13266E-02	.13159E-02	.13187E-02	.13214E-02	.13371E-02	.13420E-02
79	.13554E-02	.13519E-02	.13529E-02	.13559E-02	1.0443	1.0026
85	1.0024	.99998	1.0052	.98233	1.0131	1.0191
91	1.0227	1.0206	.99084	1.0193	1.0196	1.0163
97	1.0164	.98543	.99534	1.0068	1.0324	1.0148
103	1.0219	1.0096	.33665	.00000	.35365	157.16
109	31.006	92.125	183.02	83.365	252.64	33.172
115	92.125	116.78	116.78	128.74	68.418	61.148
121	18.000	24.972	.12439E-02	.00000	.00000	.00000

TIME	X-	VALUE	--X	X-	IDENTIFI	-----X	X-	VALUE	--X	X-	IDENTIFI	-----X
7.1461	-727.14	ANGL	1	[PAUTE-AB13.800]	MC 1	-733.94	ANGL	5	[CUENCA	69.000]	MC H	MC H
3	-721.52	ANGL	7	[PAUTE-C 13.800]	MC 1	-744.85	ANGL	15	[LOJA	69.000]	MC H	MC H
5	.00000	ANGL	17	[MILAGRO 69.000]	MC T	.00000	ANGL	22	[MACHALA169.000]	MC T	MC T	MC T
7	.00000	ANGL	28	[S.ELENA 69.000]	MC T	-733.22	ANGL	35	[V-INEC-213.800]	MC V	MC V	MC V
9	.00000	ANGL	36	[V-INEC-313.800]	MC V	.00000	ANGL	37	[G-INEC-413.800]	MC G	MC G	MC G
11	.00000	ANGL	53	[C.T.ESME13.800]	MC V	.00000	ANGL	54	[ESMERALD69.000]	MC T	MC T	MC T
13	-743.49	ANGL	64	[G-S.ROSAL3.800]	MC G	-751.64	ANGL	73	[GUANGOPO6.6000]	MC D	MC D	MC D
15	-760.90	ANGL	79	[IBARRABA34.500]	MC H	-733.78	ANGL	81	[PISAYAMB13.800]	MC H	MC H	MC H
17	-759.73	ANGL	87	[RIOBA-6969.000]	MC H	-723.07	ANGL	89	[AGOYAN 13.800]	MC H	MC H	MC H
19	-717.40	ANGL	90	[AMBAT-BA69.000]	MC H	-777.30	ANGL	148	[MANTA 69.000]	MC T	MC T	MC T

21	.00000	ANGL	600	[G-ELQL-213.800]	MC G	-718.20	ANGL	601	[PAUTE-AB13.800]	MC 2
23	.00000	ANGL	607	[PAUTE-C 13.800]	MC 2	.00000	ANGL	622	[MEXICO 13.800]	MC G
25	-719.44	ANGL	627	[G-PASCUAL13.800]	MC G	.00000	ANGL	628	[SEAC-ELE13.800]	MC D
27	-745.43	ANGL	631	[V-EMEL-113.800]	MC V	.00000	ANGL	638	[ELE-QUIL13.800]	MC G
29	-731.11	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 1	-731.11	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 2
31	-743.49	ANGL	664	[G-S.ROSA13.800]	MC G	.00000	ANGL	665	[GPVG-EME13.800]	MC G
33	-750.80	ANGL	670	[CUMBA13.46.000]	MC C	-733.78	ANGL	681	[PISAYAMB13.800]	MC H
35	-723.07	ANGL	689	[AGOYAN 13.800]	MC H	.00000	ANGL	700	[G-ELQL-213.800]	MC G
37	-718.20	ANGL	701	[PAUTE-AB13.800]	MC 3	-721.53	ANGL	707	[PAUTE-C 13.800]	MC 3
39	.00000	ANGL	731	[G-EMEL-113.800]	MC 1	.00000	ANGL	738	[EL-QUITO13.800]	MC G
41	-741.67	ANGL	764	[G-S.ROSA13.800]	MC G	-727.75	ANGL	765	[VPVG-EME13.800]	MC V
43	-751.64	ANGL	770	[NAYON13.46.000]	MC N	-718.20	ANGL	801	[PAUTE-AB13.800]	MC 4
45	-721.53	ANGL	807	[PAUTE-C 13.800]	MC 4	.00000	ANGL	831	[G-EMEL--213.800]	MC 2
47	-754.91	ANGL	870	[GUAN+CHI46.000]	MC G	-718.20	ANGL	901	[PAUTE-AB13.800]	MC 5
49	-721.53	ANGL	907	[PAUTE-C 13.800]	MC 5	.00000	ANGL	931	[G-EMEL-313.800]	MC 3
51	-758.57	ANGL	970	[GUALB-HE46.000]	MC H	.00000	ANGL	1031	[G-EMEL-513.800]	MC 5
53	.00000	ANGL	1131	[G-EMEL-613.800]	MC 6	-727.06	ANGL	1231	[G-ALTI-113.800]	MC 1
55	-724.07	ANGL	1331	[G-ALTI-213.800]	MC 2	.11460E-02	FREQ	79	[IBARRABA34.500]	
57	.11397E-02	FREQ	70	[VICEN-BA46.000]		.11480E-02	FREQ	71	[VICE-ALT138.00]	
59	.11528E-02	FREQ	122	[PAPA-ALT138.00]		.11529E-02	FREQ	58	[S.RO-MED138.00]	
61	.11549E-02	FREQ	57	[S.RO-ALT230.00]		.11562E-02	FREQ	54	[ESMERALD69.000]	
63	.11566E-02	FREQ	52	[ESMERALD138.00]		.11570E-02	FREQ	51	[S.DOMING69.000]	
65	.11581E-02	FREQ	48	[PORTOVIE69.000]		.11586E-02	FREQ	47	[MANABI 138.00]	
67	.11627E-02	FREQ	24	[PASCUALE230.00]		.11614E-02	FREQ	25	[PASCUALE138.00]	
69	.11626E-02	FREQ	27	[PASCUALS69.000]		.11540E-02	FREQ	31	[SALITRAL69.000]	
71	.11607E-02	FREQ	43	[POLICENT69.000]		.11621E-02	FREQ	20	[BABAHOYO69.000]	
73	.11605E-02	FREQ	22	[MACHALA169.000]		.11675E-02	FREQ	2	[PAUTE 138.00]	
75	.11669E-02	FREQ	3	[PAUTE 230.00]		.11708E-02	FREQ	15	[LOJA 69.000]	
77	.11579E-02	FREQ	87	[RIOBA-6969.000]		.11563E-02	FREQ	85	[TOTO-230230.00]	
79	.11454E-02	FREQ	88	[AGOY-138138.00]		.11487E-02	FREQ	83	[TOTOR-BA69.000]	
81	.11484E-02	FREQ	90	[AMBAT-BA69.000]		.11466E-02	FREQ	80	[PISA-ALT138.00]	
83	1.0432	VOLT	3	[PAUTE 230.00]		1.0010	VOLT	16	[MILAGRO 230.00]	
85	1.0006	VOLT	24	[PASCUALE230.00]		.99832	VOLT	44	[QUEVEDO 230.00]	



87	1.0037	VOLT	49 [S. DOMING230.00]	.98103	VOLT	57 [S. RO-ALT230.00]
89	1.0119	VOLT	85 [TOTO-230230.00]	1.0179	VOLT	86 [RIOB-230230.00]
91	1.0199	VOLT	15 [LOJA 69.000]	1.0187	VOLT	22 [MACHALA169.000]
93	.98828	VOLT	31 [SALITRAL69.000]	1.0175	VOLT	20 [BABAHOYO69.000]
95	1.0173	VOLT	30 [POSORJA969.000]	1.0139	VOLT	48 [PORTOVIE69.000]
97	1.0148	VOLT	54 [ESMERALD69.000]	.98412	VOLT	58 [S. RO-MED138.00]
99	.99430	VOLT	70 [VICEN-BA46.000]	1.0052	VOLT	77 [IBARR-BA69.000]
101	1.0314	VOLT	90 [AMBAT-BA69.000]	1.0132	VOLT	87 [RIOBA-6969.000]
103	1.0200	VOLT	46 [QUEVEDO 69.000]	1.0092	POWR	601 [PAUTE-AB13.800]
7.4794	-719.19	-725.66	-713.55	-736.32	.00000	.00000
7	.00000	-725.06	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-735.92	-743.70	-753.03	-725.95	-751.78	-715.29
19	-709.12	-769.29	.00000	-710.26	.00000	.00000
25	-711.04	.00000	-737.24	.00000	-723.10	-723.10
31	-735.92	.00000	-742.97	-725.95	-715.29	.00000
37	-710.26	-713.55	.00000	.00000	-734.10	-719.48
43	-743.81	-710.26	-713.55	.00000	-747.06	-710.26
49	-713.55	.00000	-750.70	.00000	.00000	-718.78
55	-715.74	.10802E-02	.10839E-02	.10805E-02	.10787E-02	.10787E-02
61	.10803E-02	.10808E-02	.10813E-02	.10816E-02	.10816E-02	.10822E-02
67	.10857E-02	.10888E-02	.10907E-02	.10983E-02	.10883E-02	.10832E-02
73	.10819E-02	.10802E-02	.10805E-02	.10817E-02	.10803E-02	.10814E-02
79	.10852E-02	.10842E-02	.10843E-02	.10840E-02	1.0414	.99898
85	.99859	.99632	1.0018	.97923	1.0102	1.0161
91	1.0166	1.0164	.98597	1.0153	1.0149	1.0115
97	1.0128	.98232	.99319	1.0035	1.0303	1.0111
103	1.0179	1.0057	.33477	.00000	.35396	156.27
109	31.068	91.891	181.69	82.610	252.05	33.172
115	91.891	116.22	116.22	127.94	67.816	60.870
121	18.108	24.487	.10674E-02	.00000	.00000	.00000
7.8127	-711.31	-717.59	-705.83	-728.04	.00000	.00000

7	.00000	-717.15	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-727.96	-735.84	-745.19	-718.18	-743.96	-743.96	-707.53	-707.53
19	-700.94	-761.44	.00000	-702.30	.00000	.00000	.00000	.00000
25	-702.86	.00000	-729.29	.00000	-715.17	-715.17	-715.17	-715.17
31	-727.96	.00000	-735.24	-718.18	-707.53	-707.53	.00000	.00000
37	-702.30	-705.84	.00000	.00000	-726.14	-726.14	-711.46	-711.46
43	-736.06	-702.30	-705.84	.00000	-739.26	-739.26	-702.30	-702.30
49	-705.84	.00000	-742.90	.00000	.00000	.00000	-710.66	-710.66
55	-707.58	.11024E-02	.10991E-02	.11039E-02	.11074E-02	.11074E-02	.11074E-02	.11074E-02
61	.11071E-02	.11055E-02	.11061E-02	.11065E-02	.11025E-02	.11025E-02	.11034E-02	.11034E-02
67	.11069E-02	.11054E-02	.11069E-02	.10976E-02	.11045E-02	.11045E-02	.11055E-02	.11055E-02
73	.11032E-02	.11124E-02	.11114E-02	.11112E-02	.11066E-02	.11066E-02	.11067E-02	.11067E-02
79	.11016E-02	.11035E-02	.11033E-02	.11024E-02	1.0394	1.0394	.99692	.99692
85	.99654	.99455	1.0003	.97786	1.0088	1.0088	1.0145	1.0145
91	1.0131	1.0140	.98394	1.0131	1.0125	1.0125	1.0096	1.0096
97	1.0111	.98101	.99256	1.0023	1.0296	1.0296	1.0093	1.0093
103	1.0161	1.0025	.33421	.00000	.35385	.35385	155.65	155.65
109	31.107	91.556	180.74	82.554	251.10	251.10	33.178	33.178
115	91.556	115.84	115.84	127.41	67.460	67.460	60.669	60.669
121	18.310	24.219	.11437E-02	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
8.1460	-702.59	-708.88	-697.29	-719.20	.00000	.00000	.00000	.00000
7	.00000	-708.98	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-719.54	-727.41	-736.84	-709.84	-735.51	-735.51	-699.25	-699.25
19	-692.21	-753.01	.00000	-693.51	.00000	.00000	.00000	.00000
25	-694.11	.00000	-720.83	.00000	-706.63	-706.63	-706.63	-706.63
31	-719.54	.00000	-726.91	-709.84	-699.25	-699.25	.00000	.00000
37	-693.51	-697.29	.00000	.00000	-717.74	-717.74	-702.98	-702.98
43	-727.73	-693.51	-697.29	.00000	-730.89	-730.89	-693.51	-693.51
49	-697.29	.00000	-734.51	.00000	.00000	.00000	-701.98	-701.98
55	-698.84	.12333E-02	.12350E-02	.12351E-02	.12358E-02	.12358E-02	.12358E-02	.12358E-02
61	.12384E-02	.12384E-02	.12392E-02	.12397E-02	.12375E-02	.12375E-02	.12387E-02	.12387E-02
67	.12479E-02	.12480E-02	.12486E-02	.12483E-02	.12470E-02	.12470E-02	.12464E-02	.12464E-02

73	.12439E-02	.12537E-02	.12525E-02	.12510E-02	.12428E-02	.12423E-02
79	.12406E-02	.12412E-02	.12409E-02	.12393E-02	1.0364	.99407
85	.99377	.99222	.99830	.97604	1.0069	1.0123
91	1.0092	1.0106	.98171	1.0099	1.0096	1.0074
97	1.0089	.97932	.99178	1.0009	1.0286	1.0069
103	1.0137	1.0011	.33310	.00000	.35310	155.28
109	31.277	91.744	180.44	82.015	250.68	33.158
115	91.744	115.67	115.67	127.14	67.457	60.711
121	18.461	23.909	.12898E-02	.00000	.00000	.00000
8.4793	-692.52	-698.87	-687.35	-709.11	.00000	.00000
7	.00000	-699.04	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-709.96	-717.59	-727.06	-700.01	-725.62	-689.44
19	-682.08	-743.19	.00000	-683.39	.00000	.00000
25	-684.02	.00000	-710.88	.00000	-696.74	-696.74
31	-709.96	.00000	-717.15	-700.01	-689.44	.00000
37	-683.39	-687.35	.00000	.00000	-708.15	-693.02
43	-717.97	-683.39	-687.35	.00000	-721.10	-683.39
49	-687.35	.00000	-724.70	.00000	.00000	-691.81
55	-688.60	.14631E-02	.14618E-02	.14642E-02	.14661E-02	.14661E-02
61	.14668E-02	.14655E-02	.14662E-02	.14665E-02	.14634E-02	.14644E-02
67	.14704E-02	.14702E-02	.14697E-02	.14707E-02	.14694E-02	.14693E-02
73	.14675E-02	.14748E-02	.14740E-02	.14721E-02	.14687E-02	.14684E-02
79	.14667E-02	.14673E-02	.14672E-02	.14663E-02	1.0343	.99213
85	.99191	.99065	.99692	.97476	1.0055	1.0108
91	1.0065	1.0084	.98036	1.0078	1.0076	1.0061
97	1.0074	.97813	.99139	1.0001	1.0280	1.0053
103	1.0121	.99899	.33279	.00000	.35258	154.84
109	31.436	91.874	179.24	81.932	250.77	33.159
115	91.874	115.69	115.69	126.79	67.293	60.902
121	18.467	23.707	.15191E-02	.00000	.00000	.00000

TIME	X-VALUE	X-IDENTIFIER	X-VALUE	X-IDENTIFIER	X-VALUE	X-IDENTIFIER				
8.8126	-680.64	ANGL	1	[PAUTE-AB13.800]	MC 1	-687.11	ANGL	5	[CUENCA 69.000]	MC H
3	-675.59	ANGL	7	[PAUTE-C 13.800]	MC 1	-697.31	ANGL	15	[LOJA 69.000]	MC H
5	.00000	ANGL	17	[MILAGRO 69.000]	MC T	.00000	ANGL	22	[MACHALAI69.000]	MC T
7	.00000	ANGL	28	[S.ELENA 69.000]	MC T	-687.70	ANGL	35	[V-INEC-213.800]	MC V
9	.00000	ANGL	36	[V-INEC-313.800]	MC V	.00000	ANGL	37	[G-INEC-413.800]	MC G
11	.00000	ANGL	53	[C.T.ESME13.800]	MC V	.00000	ANGL	54	[ESMERALD69.000]	MC T
13	-698.20	ANGL	64	[G-S.ROSA13.800]	MC G	-705.93	ANGL	73	[GUANGOPO6.6000]	MC D
15	-715.42	ANGL	79	[IBARRABA34.500]	MC H	-688.38	ANGL	81	[PISAYAMB13.800]	MC H
17	-713.91	ANGL	87	[RIOBA-6969.000]	MC H	-677.87	ANGL	89	[AGOYAN 13.800]	MC H
19	-670.17	ANGL	90	[AMBAT-BA69.000]	MC H	-731.57	ANGL	148	[MANTA 69.000]	MC T
21	.00000	ANGL	600	[G-ELQL-213.800]	MC G	-671.46	ANGL	601	[PAUTE-AB13.800]	MC 2
23	.00000	ANGL	607	[PAUTE-C 13.800]	MC 2	.00000	ANGL	622	[MEXICO 13.800]	MC G
25	-672.25	ANGL	627	[G-PASCUA13.800]	MC G	.00000	ANGL	628	[SEAC-ELE13.800]	MC D
27	-699.27	ANGL	631	[V-EMEL-113.800]	MC V	.00000	ANGL	638	[ELE-QUILL13.800]	MC G
29	-685.07	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 1	-685.07	ANGL	649	[SEAC-DOM13.800]	MC 2
31	-698.20	ANGL	664	[G-S.ROSA13.800]	MC G	.00000	ANGL	665	[GPVG-EME13.800]	MC G
33	-705.50	ANGL	670	[CUMBA13.46.000]	MC C	-688.38	ANGL	681	[PISAYAMB13.800]	MC H
35	-677.87	ANGL	689	[AGOYAN 13.800]	MC H	.00000	ANGL	700	[G-ELQL-213.800]	MC G
37	-671.46	ANGL	701	[PAUTE-AB13.800]	MC 3	-675.60	ANGL	707	[PAUTE-C 13.800]	MC 3
39	.00000	ANGL	731	[G-EMEL-113.800]	MC 1	.00000	ANGL	738	[EL-QUITO13.800]	MC G
41	-696.40	ANGL	764	[G-S.ROSA13.800]	MC G	-681.41	ANGL	765	[VPVG-EME13.800]	MC V
43	-706.32	ANGL	770	[NAYON13.46.000]	MC N	-671.46	ANGL	801	[PAUTE-AB13.800]	MC 4
45	-675.60	ANGL	807	[PAUTE-C 13.800]	MC 4	.00000	ANGL	831	[G-EMEL-213.800]	MC 2
47	-709.44	ANGL	870	[GUAN+CHI46.000]	MC G	-671.46	ANGL	901	[PAUTE-AB13.800]	MC 5
49	-675.60	ANGL	907	[PAUTE-C 13.800]	MC 5	.00000	ANGL	931	[G-EMEL-313.800]	MC 3
51	-713.04	ANGL	970	[GUALB-HE46.000]	MC H	.00000	ANGL	1031	[G-EMEL-513.800]	MC 5
53	.00000	ANGL	1131	[G-EMEL-613.800]	MC 6	-679.98	ANGL	1231	[G-ALTI-113.800]	MC 1
55	-676.67	ANGL	1331	[G-ALTI-213.800]	MC 2	.17310E-02	FREQ	79	[IBARRABA34.500]	
57	.17321E-02	FREQ	70	[VICEN-BA46.000]		.17315E-02	FREQ	71	[VICE-ALT138.00]	
59	.17319E-02	FREQ	122	[PAPA-ALT138.00]		.17319E-02	FREQ	58	[S.RO-MED138.00]	
61	.17320E-02	FREQ	57	[S.RO-ALT230.00]		.17303E-02	FREQ	54	[ESMERALD69.000]	
63	.17309E-02	FREQ	52	[ESMERALD138.00]		.17311E-02	FREQ	51	[S.DOMING69.000]	

65	.17282E-02	FREQ	48	[PORTOVIE69.000]	.17290E-02	FREQ	47	[MANABI 138.00]
67	.17331E-02	FREQ	24	[PASCUALE230.00]	.17314E-02	FREQ	25	[PASCUALE138.00]
69	.17307E-02	FREQ	27	[PASCUALS69.000]	.17259E-02	FREQ	31	[SALITRAL69.000]
71	.17307E-02	FREQ	43	[POLICENT69.000]	.17329E-02	FREQ	20	[BABAHOYO69.000]
73	.17316E-02	FREQ	22	[MACHALA169.000]	.17394E-02	FREQ	2	[PAUTE 138.00]
75	.17384E-02	FREQ	3	[PAUTE 230.00]	.17373E-02	FREQ	15	[LOJA 69.000]
77	.17338E-02	FREQ	87	[RIOBA-6969.000]	.17334E-02	FREQ	85	[TOTO-230230.00]
79	.17315E-02	FREQ	88	[AGY-138138.00]	.17323E-02	FREQ	83	[TOTOR-BA69.000]
81	.17322E-02	FREQ	90	[AMBAT-BA69.000]	.17317E-02	FREQ	80	[PISA-ALT138.00]
83	1.0328	VOLT	3	[PAUTE 230.00]	.99073	VOLT	16	[MILAGRO 230.00]
85	.99058	VOLT	24	[PASCUALE230.00]	.98969	VOLT	44	[QUEVEJO 230.00]
87	.99618	VOLT	49	[S.DOMING230.00]	.97416	VOLT	57	[S.RO-ALT230.00]
89	1.0048	VOLT	85	[TOTO-230230.00]	1.0099	VOLT	86	[RIOB-230230.00]
91	1.0047	VOLT	15	[LOJA 69.000]	1.0067	VOLT	22	[MACHALA169.000]
93	.97948	VOLT	31	[SALITRAL69.000]	1.0063	VOLT	20	[BABAHOYO69.000]
95	1.0061	VOLT	30	[POSORJA969.000]	1.0055	VOLT	48	[PORTOVIE69.000]
97	1.0066	VOLT	54	[ESMERALD69.000]	.97762	VOLT	58	[S.RO-MED138.00]
99	.99144	VOLT	70	[VICEN-BA46.000]	.99986	VOLT	77	[IBARR-BA69.000]
101	1.0279	VOLT	90	[AMBAT-BA69.000]	1.0043	VOLT	87	[RIOBA-6969.000]
103	1.0112	VOLT	46	[QUEVEDO 69.000]	.99888	POWR	601	[PAUTE-AB13.800]
9.1459	-666.92	-673.48	-661.97	-683.67	.00000	.00000	.00000	
7	.00000	-674.30	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	
13	-684.76	-692.38	-701.86	-674.78	-700.27	-664.29	-664.29	
19	-656.37	-718.03	.00000	-657.74	.00000	.00000	.00000	
25	-658.65	.00000	-685.70	.00000	-671.54	-671.54	-671.54	
31	-684.76	.00000	-691.92	-674.78	-664.29	.00000	.00000	
37	-657.74	-661.97	.00000	.00000	-682.96	-667.85	-667.85	
43	-692.74	-657.74	-661.97	.00000	-695.86	-657.74	-657.74	
49	-661.97	.00000	-699.47	.00000	.00000	-666.22	-666.22	
55	-662.79	.19846E-02	.19842E-02	.19848E-02	.19850E-02	.19850E-02	.19850E-02	
61	.19858E-02	.19856E-02	.19859E-02	.19859E-02	.19861E-02	.19865E-02	.19865E-02	
67	.19897E-02	.19902E-02	.19895E-02	.19928E-02	.19899E-02	.19897E-02	.19897E-02	

73	.19895E-02	.19902E-02	.19900E-02	.19900E-02	.19882E-02	.19874E-02
79	.19875E-02	.19875E-02	.19875E-02	.19872E-02	1.0326	.99049
85	.99034	.98955	.99606	.97407	1.0048	1.0097
91	1.0043	1.0065	.97943	1.0060	1.0055	1.0056
97	1.0064	.97757	.99168	1.0000	1.0280	1.0041
103	1.0111	.99944	.33257	.00000	.35064	154.86
109	31.584	92.190	179.67	81.731	250.40	33.146
115	92.190	115.79	115.79	126.86	67.527	61.104
121	18.582	23.467	.20218E-02	.00000	.00000	.00000
9.4792	-651.69	-658.28	-646.83	-668.44	.00000	.00000
7	.00000	-659.26	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-669.54	-677.20	-686.66	-659.58	--685.01	-649.13
19	-640.98	-702.87	.00000	-642.52	.00000	.00000
25	-643.51	.00000	-670.51	.00000	-656.43	-656.43
31	-669.54	.00000	-676.69	-659.58	-649.13	.00000
37	-642.52	-646.83	.00000	.00000	-667.74	-652.70
43	-677.51	-642.52	-646.83	.00000	-680.65	-642.52
49	-646.83	.00000	-684.27	.00000	.00000	-650.89
55	-647.33	.21844E-02	.21853E-02	.21836E-02	.21829E-02	.21829E-02
61	.21818E-02	.21807E-02	.21807E-02	.21806E-02	.21803E-02	.21803E-02
67	.21789E-02	.21780E-02	.21771E-02	.21755E-02	.21780E-02	.21797E-02
73	.21802E-02	.21791E-02	.21791E-02	.21805E-02	.21812E-02	.21809E-02
79	.21798E-02	.21803E-02	.21805E-02	.21812E-02	1.0336	.99125
85	.99104	.99022	.99667	.97468	1.0054	1.0105
91	1.0052	1.0073	.98000	1.0068	1.0058	1.0065
97	1.0071	.97816	.99224	1.0007	1.0285	1.0047
103	1.0118	1.0009	.33276	.00000	.34998	155.11
109	31.560	92.329	180.09	81.682	250.46	33.140
115	92.329	115.92	115.92	127.06	67.647	61.212
121	18.521	23.479	.21963E-02	.00000	.00000	.00000
9.8126	-635.51	-642.04	-630.72	-652.17	.00000	.00000

7	.00000	-643.32	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-653.21	-660.97	-670.39	-643.30	-668.71	-632.88	-632.88	-632.88
19	-624.54	-686.66	.00000	-626.37	.00000	.00000	.00000	.00000
25	-627.38	.00000	-654.35	.00000	-640.28	-640.28	-640.28	-640.28
31	-653.21	.00000	-660.38	-643.30	-632.88	.00000	.00000	.00000
37	-626.37	-630.72	.00000	.00000	-651.42	-636.57	-636.57	-636.57
43	-661.21	-626.37	-630.72	.00000	-664.37	-626.37	-626.37	-626.37
49	-630.72	.00000	-668.02	.00000	.00000	-634.58	-634.58	-634.58
55	-630.90	.22874E-02	.22876E-02	.22866E-02	.22855E-02	.22855E-02	.22855E-02	.22855E-02
61	.22850E-02	.22847E-02	.22846E-02	.22844E-02	.22856E-02	.22853E-02	.22853E-02	.22853E-02
67	.22830E-02	.22829E-02	.22821E-02	.22834E-02	.22832E-02	.22838E-02	.22838E-02	.22838E-02
73	.22849E-02	.22805E-02	.22810E-02	.22833E-02	.22849E-02	.22847E-02	.22847E-02	.22847E-02
79	.22865E-02	.22860E-02	.22862E-02	.22869E-02	1.0351	.99250	.99250	.99250
85	.99221	.99123	.99753	.97552	1.0064	1.0115	1.0115	1.0115
91	1.0065	1.0088	.98080	1.0082	1.0065	1.0077	1.0077	1.0077
97	1.0080	.97894	.99277	1.0015	1.0290	1.0057	1.0057	1.0057
103	1.0128	1.0024	.33342	.00000	.34948	155.48	155.48	155.48
109	31.447	92.325	180.99	81.870	250.51	33.108	33.108	33.108
115	92.325	116.07	116.07	127.36	67.800	61.202	61.202	61.202
121	18.457	23.558	.22828E-02	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
10.1459	-619.03	-625.42	-614.30	-635.50	.00000	.00000	.00000	.00000
7	.00000	-626.81	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
13	-636.60	-644.41	-653.80	-626.72	-652.09	-616.31	-616.31	-616.31
19	-607.77	-670.09	.00000	-609.92	.00000	.00000	.00000	.00000
25	-610.89	.00000	-637.77	.00000	-623.77	-623.77	-623.77	-623.77
31	-636.60	.00000	-643.77	-626.72	-616.31	.00000	.00000	.00000
37	-609.92	-614.30	.00000	.00000	-634.80	-620.04	-620.04	-620.04
43	-644.60	-609.92	-614.30	.00000	-647.78	-609.92	-609.92	-609.92
49	-614.30	.00000	-651.45	.00000	.00000	-617.88	-617.88	-617.88
55	-614.08	.22976E-02	.22980E-02	.22967E-02	.22959E-02	.22959E-02	.22959E-02	.22959E-02
61	.22953E-02	.22955E-02	.22953E-02	.22951E-02	.22969E-02	.22965E-02	.22965E-02	.22965E-02
67	.22939E-02	.22942E-02	.22937E-02	.22960E-02	.22946E-02	.22945E-02	.22945E-02	.22945E-02

73	.22957E-02	.22903E-02	.22909E-02	.22937E-02	.22942E-02	.22940E-02
79	.22928E-02	.22933E-02	.22935E-02	.22943E-02	1.0368	.99393
85	.99352	.99228	.99838	.97633	1.0074	1.0126
91	1.0080	1.0105	.98165	1.0098	1.0074	1.0087
97	1.0089	.97966	.99315	1.0021	1.0295	1.0066
103	1.0139	1.0038	.33377	.00000	.34944	155.75
109	31.345	92.374	181.27	81.898	250.85	33.097
115	92.374	116.20	116.20	127.55	67.831	61.261
121	18.299	23.656	.22808E-02	.00000	.00000	.00000

TEXT \*\*\*  
 TEXT \*\*\*  
 TEXT \*\*\*  
 TEXT \*\*\*  
 TEXT \*\*\*  
 TEXT \*\*\*  
 STOP

THIS RUN WAS GENERATED FROM RESPONSE FILE D:\Dinamica\leaa\d97\f.idv  
 MANUALLY DELETE FILE WHEN DESIRED



## **APENDICE 2**

Resumen de Resultados de las Simulaciones del Estudio de Estabilidad Transitoria  
para Demanda Máxima de los Meses de Julio y Diciembre

## ANALISIS GENERAL DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

DEMANDA MAXIMA JULIO DE 1997

### SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS DESC	SIST. ESTAB.	OBSERVACIONES
a.- PAUTE C 1 UNIDAD	1	SI	Voltajes, ángulos , frecuencia despues de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.1, 5.2, 5.3.
b.- PAUTE C 3 UNIDADES	3	SI	Voltajes, ángulos , frecuencia despues de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.4, 5.5, 5.6.
c.- PAUTE C 4 UNIDADES	4	SI	Voltajes, ángulos , frecuencia despues de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.7, 5.8, 5.9.
d.- PAUTE AB 3 UNIDADES	3	SI	Voltajes, ángulos , frecuencia despues de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.10, 5.11, 5.12
e.- AGOYAN 2 UNIDADES	1	SI	Voltajes, ángulos , frecuencia despues de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.13, 5.14, 5.15.
f.- GONZALO ZEVALLOS 1 UNID. TV2		SI	Voltajes, ángulos , frecuencia despues de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.16, 5.17, 5.18.
g.- GAS PASCUALES		SI	Voltajes, ángulos , frecuencia despues de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.19, 5.20, 5.21.

## FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS DESC.	SIST. ESTAB.	OBSERVACIONES
a.- PAUTE -MILAGRO 1 CIRC.	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.22, 5.23, 5.24.
b.- PAUTE-MILAGRO 2 CIRC.	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura de los dos circuitos, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.25, 5.26, 5.27.
c.- MILAGRO-PASCUALES 1CIRC.	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.28, 5.29, 5.30.
d.- PAUTE-PASCUALES 1 CIRC.	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.31, 5.32, 5.33.
e.- PAUTE-TOTORAS 1CIRC	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.34, 5.35, 5.36.
f.- TOTORAS-STA.ROSA 1 CIR	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.37, 5.38, 5.39.
g.- TOTORAS-STA.ROSA 2 CIR	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura de los dos circuitos, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.40, 5.41, 5.42.
h.- STA.ROSA-`STO.DOMINGO	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.43, 5.44, 5.45.
i.- AGOYAN-TOTORAS	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.46, 5.47, 5.48.
j.- LATACUNGA-VICENTINA	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.49, 5.50, 5.51.
k.- MILAGRO-MACHALA	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.52, 5.53, 5.54.
l.- ESMERALDAS-STO.DOMINGO	SI	SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.55, 5.56, 5.57.

### FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

TRANSFORMADOR	# PASOS		SIST. ESTAB.	OBSERVACIONES
	DESC.	SUR		
a.- PASCUALES 230/138 KV	7 Z	SUR	SI	En la zona norte y sur después de 10 segundos de simulación se presenta sobrefrecuencia 61.7 Hz y 61.35 Hz respectivamente, con respecto a voltajes y ángulos se encuentran dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.58, 5.59, 5.60.
b.- STA. ROSA 230/138 KV	7 Z	NOR	NO	Se observan fuertes oscilaciones de voltaje en todo el sistema. Ver figuras 5.61, 5.62, 5.63.
c.- STA. ROSA 230/138 KV DESCONEXION DE L/T AMBATO TOTORAS	7 Z	NOR	SI	Después de 10 segundos de simulación se observa que en la zona norte se presenta baja frecuencia 58.4 Hz y en la zona sur se presenta sobrefrecuencia 61.5 Hz, los voltajes y ángulos se encuentran dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.64, 5.65, 5.66.
d.- TOTORAS 230/138 KV DESCONEXION DE L/T AMBATO TOTORAS			SI	Después de 10 seg de simulación se observa que en la zona aislada se presenta sobrefrecuencia, y en el resto del sistema la frecuencia se mantiene a 60 Hz, con respecto a voltajes y ángulos se encuentran dentro de niveles acepta de operación. Ver figuras 5.67, 5.68, 5.69.
e.- TOTORAS 230/138 KV CON DISPARO DE UNA UNID. AGOYAN			SI	Después de 10 segundos de simulación se observa que los voltajes, ángulos y frecuencia se encuentran dentro de niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.70, 5.71, 5.72.

DEMANDA MAXIMA DICIEMBRE DE 1997

SALIDA FORZADA DE UNIDADES GENERADORAS

UNIDADES DESCONECTADAS	# PASOS DESC	SIST. ESTAB.	OBSERVACIONES
a.- PAUTE C 1 UNIDAD		SI	Voltajes, ángulos, frecuencia después de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.73, 5.74, 5.75.
b.- PAUTE C 3 UNIDADES	2	SI	Voltajes, ángulos, frecuencia después de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.76, 5.77, 5.78.
c.- AGOYAN 2 UNIDADES	1	SI	Voltajes, ángulos, frecuencia después de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.79, 5.80, 5.81.
d.- ESMERALDAS	1	SI	Voltajes, ángulos, frecuencia después de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.82, 5.83, 5.84.
e.- GONZALO ZEVALLOS 1 UNID. TV2		SI	Voltajes, ángulos, frecuencia después de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.85, 5.86, 5.87.
f.- TRINITARIA		SI	Voltajes, ángulos, frecuencia después de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.88, 5.89, 5.90.
g.- GAS PASCUALES		SI	Voltajes, ángulos, frecuencia después de 10 seg de simulación se encuentran dentro de los límites aceptables de operación. Ver figuras 5.91, 5.92, 5.93.

## FALLA TRIFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION

LINEAS DE TRANSMISION	# PASOS DESC.	SIST. ESTAB.	OBSERVACIONES
a.- PAUTE -MILAGRO 1 CIRC.		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.94, 5.95, 5.96.
b.- PAUTE-MILAGRO 2 CIRC.		SI	Ante la falla en un circuito y apertura de los dos circuitos, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.97, 5.98, 5.99.
c.- MILAGRO-PASCUALES 1CIRC.		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.100, 5.101, 5.102.
d.- PAUTE-PASCUALES 1 CIRC.		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.103, 5.104, 5.105.
e.- PAUTE-TOTORAS 1CIRC		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.106, 5.107, 5.108.
f.- TOTORAS-STA.ROSA 1 CIR		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.109, 5.110, 5.111.
g.- TOTORAS-STA.ROSA 2 CIR		SI	Ante la falla en un circuito y apertura de los dos circuitos, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.112, 5.113, 5.114.
h.- STA.ROSA-STO.DOMINGO		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.115, 5.116, 5.117.
i.- AGOYAN-TOTORAS		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.118, 5.119, 5.120.
j.- LATACUNGA-VICENTINA		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.121, 5.122, 5.123.
k.- MILAGRO-MACHALA		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.124, 5.125, 5.126.
l.- ESMERALDAS-STO.DOMINGO		SI	Ante la falla en un circuito y apertura del mismo, los voltajes, ángulos y frecuencia, luego de 10 seg de simulación se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.127, 5.128, 5.129.

### FALLA TRIFASICA EN TRANSFORMADORES

TRANSFORMADOR	# PASOS DESC.	SIST. ESTAB.	OBSERVACIONES
a.- PASCUALES 230/138 KV	1 Z. NOR	SI	Después de 10 segundos de simulación se observa que voltajes, ángulos y frecuencia de las dos zonas se encuentran dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.130, 5.131, 5.132.
b.- STA. ROSA 230/138 KV		NO	Se observan fuertes oscilaciones de voltaje en todo el sistema. Ver figuras 5.133, 5.134, 5.135.
c.- STA. ROSA 230/138 KV CON DESCONEXIÓN DE LA L/T AMBATO-TOTORAS Y CARGA ADICIONAL	7 Z. NOR	SI	Después de 10 segundos de simulación se observa que la frecuencia de la zona norte permanece en un valor muy bajo (55.8 Hz) y en la zona sur la frecuencia es un valor alto 61Hz, y con respecto a voltajes y ángulos se mantienen en niveles adecuados de operación. Ver figuras 5.136, 5.137, 5.138.
d.- TOTORAS 230/138 KV DESCONEXION DE L/T AMBATO TOTORAS		SI	Después de 10 seg de simulación se observa que en la zona aislada se presenta sobre frecuencia, y en el resto del sistema los voltajes ángulos y frecuencia se mantienen dentro de los niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.139, 5.140, 5.141.
e.- TOTORAS 230/138 KV DISPARO DE UNA UNID. AGOYAN		SI	Después de 10 segundos de simulación se observa que los voltajes, ángulos y frecuencia se encuentran dentro de niveles aceptables de operación. Ver figuras 5.142, 5.143, 5.144.