

506



REPUBLICA DEL ECUADOR
MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES Y ENERGÉTICOS

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
INECEL

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO



621.3192

Or66

DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION

QUITO - ECUADOR

"PRIMER SPISE"

INFLUENCIA DE LOS SOBREVOLTAJES DE
MANIOBRA EN EL COMPORTAMIENTO DEL
AISLAMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANS
MISION DE 230 KV DEL S.N.T.

VICTOR H. OREJUELA LUNA



PRIMER SEMINARIO ECUATORIANO DE
PLANIFICACION E INGENIERIA DE SISTEMAS ELECTRICOS

" P R I M E R S P I S E "

Abril 1985

INFLUENCIA DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA
EN EL COMPORTAMIENTO DEL AISLAMIENTO DE LAS
LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV DEL S.N.T.

VICTOR H. OREJUELA LUNA

INECEL-QUITO

DATOS DEL AUTOR

NOMBRE: VICTOR HUGO OREJUELA LUNA
TITULO: INGENIERO ELECTRICO
AÑOS DE SERVICIO EN LA EMPRESA: 14
CARGO ACTUAL EN LA EMPRESA: JEFE DE DISEÑOS DEL SNT - ENCARGADO DEL DPTO. DE SISTEMAS Y PROTECCIONES

EXPERIENCIA PROFESIONAL

- 1.- DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION Y CENTRALES DE GENERACION
- 2.- DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES
- 3.- ESTUDIOS Y PLANIFICACION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

PUBLICACIONES SOBRE PLANIFICACION Y/O INGENIERIA DE SISTEMAS ELECTRICOS

- 1.- Selección y Coordinación de Aislamiento del Sistema de Transmisión Paute-Guayaquil - Tesis de Grado - Escuela Politécnica Nacional.- Agosto 1972.
- 2.- Determinación de la Capacidad de Transmisión de una Línea - Revista del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha CIEEPI N° 1. Quito - Agosto 1974.
- 3.- Análisis de Confiabilidad de Líneas de Transmisión. Comisión de Integración Eléctrico Regional - Buenos Aires - Argentina.- Marzo 1976.
- 4.- Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Rural - Escuela Politécnica Nacional - II Simposium de Electrificación Rural - Quito.- Abril 1976
- 5.- La Confiabilidad del sistema Interconectado Ecuatoriano - V Congreso de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos del Ecuador - Quito.- Agosto 1977. COPIMERA - Chile - Octubre 1977.
- 6.- Sobrevoltajes de Maniobra en el Sistema Interconectado Ecuatoriano - Comisión de Integración Eléctrica Regional - Porto Alegre - Brasil.- Junio 1978.
- 7.- La Estabilidad del Sistema Interconectado Ecuatoriano - Comisión de Integración Eléctrica Regional - Porto Alegre - Brasil.- Junio 1978.
- 8.- Subestaciones Aisladas en SF6 - Aplicación en áreas urbanas - Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica - Escuela Politécnica Nacional - Quito.- Mayo de 1983.
- 9.- Ecuador's 13 year power project completed - Revista Transmission and Distribution - Estados Unidos de América.- Febrero 1984.

- 10.- Protección Contra Sobrevoltajes en Subestaciones
Revista de Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha. CIEEPI N° 2 - Quito - 1984
- 11.- Confiabilidad de Líneas de Transmisión
Revista Técnica de la Asociación de Ingenieros de Inecel - AIDI Quito 1984.
- 12.- Andes Challenge builders of Ecuadorian Transmission System
Revista INTERNATIONAL POWER SYSTEMS 1984 - Editada por revistas Electrica World y Power U.S.A.

DIRECCION

1. DOMICILIO AUTOR: URB. LA GRANJA PASAJE J - N° 254
Telf.: 551-515
2. NOMBRE EMPRESA: INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
INECEL - QUITO
3. DIRECCION EMPRESA: Av. 12 de Octubre y Madrid - Edificio
Torres Metropolitanas
Quito - Ecuador
Telf: 546-319
544-122

INFLUENCIA DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA
EN EL COMPORTAMIENTO DEL AISLAMIENTO DE LAS
LINEAS DE TRANSMISION DE 230 kV DEL S.N.T.

C O N T E N I D O

- I RESUMEN
- II INTRODUCCION
- III ESTUDIOS DE SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA
- IV INFLUENCIA DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

INECEL-QUITO

INFLUENCIA DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA EN EL COMPORTAMIENTO DEL AISLAMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV DEL S.N.T.

I. RESUMEN

El objetivo del trabajo es determinar la influencia de las sobretensiones de maniobra en el comportamiento del aislamiento de las líneas de transmisión de 230 kV del Sistema Nacional de Transmisión (SNT); y el determinar el efecto del empleo de descargadores (pararrayos) y disyuntores con resistencias de inserción en maniobras de energización y recierre de líneas del SNT.

Para cumplir con este objetivo, se presenta una descripción general del SNT y sus características básicas de aislamiento; luego, una breve descripción de los estudios de sobrevoltajes de maniobra realizados y los resultados obtenidos. A continuación se presentará en síntesis el procedimiento para evaluar el comportamiento de aislamiento de las líneas de transmisión frente a sobrevoltajes de maniobra y los resultados de probabilidad de falla del SNT.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

II. INTRODUCCION

II.1 Descripción General del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), actualmente en operación, consiste básicamente en una línea de transmisión de 230kV, doble circuito, que partiendo de la Central Hidroeléctrica Paute, interconecta las subestaciones principales de Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo y Santa Rosa (Quito). De estas subestaciones principales se derivan circuitos radiales de 138 kV que llegan hasta los diferentes centros de carga. Los mayores centros de generación están localizados en Paute (hidráulica), Guayaquil (térmica) y Quito (hidráulica-térmica); mientras que los mayores centros de consumo están localizados en Guayaquil y Quito (Ver gráfico II.1-1).

La ruta de las líneas de transmisión atraviesan tanto terreno escarpado ubicado a gran altura, como también terreno prácticamente plano ubicado a nivel del mar.

Para propósitos de diseño de las líneas de transmisión se asumieron dos tipos de zonas geográficas con las siguientes características:

- ZONA 1: Terreno costanero, ubicado al oeste de la cordillera occidental de los Andes con alturas menores que 1000 msnm, prácticamente plano y de baja resistividad variable entre 10 y 400 ohmio-metro; la temperatura variable entre 13 y 32°C y con humedad promedio de 84%, se asumió un nivel cerámico igual a 30 y una clase de contaminación media comprendida entre los tipos B y C.
- Zona 2: Terreno montañoso localizado en la cordillera de los Andes con alturas que oscilan entre los 1000 y 3500 msnm; escarpado y de alta resistividad, variable entre 1000 a 10000 ohmio-metro; la temperatura es variable entre 0°C y 30°C y la humedad promedio es de 80%. Se asumió un nivel cerámico igual a 50 y una clase de contaminación ligera tipo B.

Las líneas de transmisión de 230 kV están constituidas por torres de acero, autosoportantes, de doble circuito y un conductor, calibre 1113 kcm de ACSR, por fase. Estas líneas están apantalladas por cables de guarda de acero galvanizado de 3/8" de diámetro. Para la zona 1 se tiene un cable de guarda formando un ángulo de apantallamiento de 30°, mientras que para la zona 2 se tienen dos cables de guarda que dan ángulos de apantallamiento de 20°. El vano de diseño fue de 450 m (El gráfico II.1-2 ilustra la configuración y dimensiones básicas de las torres empleadas).

II.2 Diseño de aislamiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

Para la determinación de los requerimientos de aislamiento de las líneas de 230 kV del SNT, se consideraron los voltajes de carácter permanente y transitorio que podían ser aplicados en el sistema debidos a: sobrevoltajes a frecuencia industrial (60Hz), sobrevoltajes de maniobra y sobrevoltajes de origen atmosférico.

Después de determinarse la magnitud esperada de los sobrevoltajes, se evaluó el número apropiado de aisladores y espaciamentos mínimos requeridos por cada tipo de sobrevoltaje, habiéndose seleccionado finalmente aquellas características de aislamiento que satisfacían los requerimientos de los tres tipos de sobrevoltajes. En el proceso de selección se evaluaron también los requerimientos de aislamiento por contaminación. En todo este proceso hubo de considerarse los efectos de altitud, densidad relativa del aire, humedad, lluvia, etc, a través de factores de corrección. Los requerimientos de aislamiento para cada tipo de sobrevoltaje y el número de aisladores finalmente seleccionado se indica en el cuadro II.2-1.

Según se observa en el indicado cuadro, el aislamiento de las líneas de transmisión de 230 kV está determinado por los requerimientos de sobrevoltajes atmosféricos. Es importante tener presente que en esta selección de aislamiento, se consideró que los disyuntores estarían equipados con resistencias de pre-inserción con lo cual los sobrevoltajes de maniobra se reducían en algunos casos hasta en cerca del 50%; además, dada la importancia del sistema de transmisión de 230 kV y por tanto la necesidad de una alta seguridad de servicio se tienen instalados descargadores tanto al final de línea como también junto al transformador de las subestaciones principales.

Por otro lado, respecto al diseño de aislamiento de las líneas, se tuvo como criterio que estas deben ser "a prueba de rayos", esto es con una bajo probabilidad de falla debido a descargas atmosféricas. La probabilidad de falla adoptada como criterio de diseño fue el tener 1 salida/100 millas/año/circuito. Considerando que el sistema está provisto de recierre automático y que el recierre, frente a fallas por descargas atmosféricas, tenga una probabilidad de éxito mayor al 75%, se adoptó como criterio el tener 4 desconexiones/100 millas/año/circuito.

C U A D R O No. V.2-1

NUMERO DE AISLADORES REQUERIDOS EN L/T DE 230 kV DEL SNT.

ZONA	1		2	
	0	1000	0	1000
Altitud (msnm)	0	1000	0	1000
SOBREVOLTAJES	NUMERO AISLADORES 10" x 5 3/4"			
Frecuencia Industrial	8	8	8	8
Maniobra	8	9	8	9
Atmosféricos	14 (*)	15 (*)	14 (**)	15 (**)
Contaminación	14	14	13	13
(***)	10	10	9	9
SELECCIONADO	14	15	14	15

(*) Resistencia de pie de torre \leq 5 ohmios

(**) Resistencia de pie de torre \leq 10 ohmios

(***) Tipo neblina

NOTA: Para Zona 2 y en alturasmayores a 1000 msnm se requería un aislador más por cada 500 m. (por ejemplo a 3500 m, 20 aisladores).

III. ESTUDIOS DE SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA

III.1 Objetivos

Los objetivos generales de un estudio de sobrevoltajes de maniobra en un sistema eléctrico de potencia son básicamente: (a) predecir y describir los sobrevoltajes que pueden ocurrir como consecuencia del cambio de estado del sistema y (b) definir soluciones de diseño y operación que se ajusten a las características del equipo disponible.

La información obtenida de estos estudios puede ser aplicada en:

- . La determinación de niveles de aislamiento de líneas de transmisión.
- . La selección de los valores nominales y ubicación de descargadores (pararrayos).
- . La selección y coordinación de aislamiento de equipo de subestaciones.
- . La determinación de las características de equipos (i.e: disyuntores con resistencias de preinserción, transformadores con terciario, etc).
- . La determinación de la capacidad y ubicación de reactores.
- . El establecimiento de restricciones en la operación de sistemas eléctricos, etc.

III.2 Modelación

Para la realización de estudios de sobrevoltajes de maniobra se pueden emplear modelos analógicos, digitales o analógico-digital.

Los modelos analógicos denominados Analizadores de Transitorios (TNA: Transient Network Analyzer) permiten una modelación trifásica que incluya las características no lineales de los equipos.

El Anexo A-III.2 presenta los modelos de los componentes básicos utilizados en estudios del TNA.

III.3 Estudios realizados para el SNT

Hasta la presente, se han realizado tres estudios de sobrevoltajes de maniobra para el SNT, mediante el empleo del TNA. Los dos primeros fueron realizados en la General Electric Company en 1974 y 1975 y el último en la Westinghouse Electric Corporation en 1984.

Debe indicarse que en los primeros estudios el principal propósito fue la determinación de las condiciones más severas que pueden presentarse en los descargadores, antes que determinar el máximo de los voltajes transitorios, aunque en muchos casos los dos criterios consideraran; además, en estos estudios no se determinó la distribución estadística de los sobrevoltajes.

En el último estudio, además de determinar los máximos voltajes de maniobra, se estableció también la distribución estadística de los mismos.

El Anexo A-III.3 presenta el listado de los casos evaluados en los diferentes estudios.

III.4 Resultados

4.1 Primeros Estudios

De los dos primeros estudios, realizados en la etapa de diseño, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Características de disyuntores: Deben tener resistencias de preinserción de 400 ohmios en la secuencia de cierre, el tiempo mínimo de inserción debe ser de 120 grados eléctricos y el máximo intervalo de defasamiento en el cierre de los tres polos debe ser de 180 grados eléctricos.

Si bien para alguno de los casos estudiados, el empleo de disyuntores sin resistencias de preinserción era adecuado, hubieron casos en que el sobrevoltaje imponía severas condiciones de trabajo en los descargadores, presentando restricciones en la operación del sistema.

Por ejemplo, en caso de emplearse disyuntores sin resistencias de preinserción, la energización y recierre de una línea de 156 kms presentaba sobrevoltajes máximos de 2.69 y 4.67 pu (Ver gráficos III.4-1 y III.4-2). Para las mismas condiciones de operación pero empleando disyuntores con resistencias de preinserción, los máximos sobrevoltajes fueron 1.56 y 2.23 pu para energización y recierre respectivamente (Ver gráficos III.4-3 y III.4-4).

Para minimizar las restricciones de operación se decidió el empleo de disyuntores con resistencias de preinserción.

- Características de descargadores

De los estudios de sobrevoltajes debidos a fallas en los puntos de localización de descargadores se determinó que el mínimo voltaje nominal debía ser 180 kV para el sistema de 230 kV. De los estudios de energización y recierre se determinó que al emplear estos descargadores se presentarían restricciones de operación por el peligro de daño de los descargadores ante las severas condiciones de trabajo que se les imponía (Ver gráfico N° III.4-5), por esta razón se decidió el empleo de descargadores de 192 kV de voltaje nominal.

4.2 Recientes Estudios

A inicios de 1984, se realizaron estudios cuyo principal objetivo fue determinar los sobrevoltajes que pueden obtenerse por efecto de maniobras en condensadores de derivación, que se planificaron instalar en el Sistema Nacional de Transmisión.

Además en el estudio indicado se realizaron otras simula-

ciones para evaluar la necesidad de emplear equipo especial para la reducción de las magnitudes de los sobrevoltajes en maniobras de energización o recierre de líneas de transmisión.

En estos estudios se consideraron los parámetros y características del Sistema que actualmente se encuentra en operación.

Dado el propósito del estudio se utilizó un modelo del sistema reducido conforme se indica en el Gráfico III.4-6.

Todos los casos de energización y recierre de líneas fueron ejecutados en forma probabilística automática, habiéndose simulado un total de 200 maniobras de disyuntor para cada caso, en base a lo cual se derivaron los parámetros que describen la distribución estadística de los sobrevoltajes.

En la modelación de los disyuntores con resistencias de preinserción se consideró la resistencia con un valor de 400 ohmios, con un tiempo medio de inserción de 6 milisegundos y una derivación estandar de 0.67 milisegundos; el tiempo de cierre de los contactos principales fué ajustado para tener un máximo de 8 milisegundos de desfase entre los tres polos, siendo 1.33 milisegundos la desviación estandar.

Para los propósitos del presente trabajo se consideran los casos de energización de la línea Paute-Milagro-Pascuales desde el Paute hasta Pascuales manteniendo cerrados los disyuntores de Milagro, se analiza el efecto de las resistencias de preinserción, de los pararrayos y de tener un transformador en Milagro conectado pero sin carga. Para recierre se consideran cuatro casos básicos en la línea Pascuales-Quevedo en los que se analiza el efecto de las resistencias de preinserción y de la presencia de condensadores en derivación en la Subestación Pascuales.

Los gráficos III.4-7 y III.4-8 resumen los resultados obtenidos, para energización y recierre respectivamente, de los casos antes mencionados.

El gráfico III.4-9 ilustra el efecto de la resistencia de preinserción en la reducción del sobrevoltaje y en la probabilidad de ocurrencia. La abscisa del gráfico indica la probabilidad de tener valores menores que el de la ordenada.

IV. INFLUENCIA EN EL COMPORTAMIENTO DEL AISLAMIENTO

Para conocer la influencia de las sobretensiones de maniobra en el comportamiento del aislamiento de las líneas de transmisión, es necesario disponer de un método de evaluación que tenga en consideración las variables que intervienen en el fenómeno; por ejemplo: amplitud, polaridad, forma de onda, influencia geométrica, influencias meteorológicas, variaciones estadísticas, etc.

Dados los muchos factores que intervienen, los métodos exactos de evaluación, a más de requerir abundante información estadística - precisan de procesos digitales para llegar a obtener sus resultados. Existen en el mercado varios programas digitales que son utilizables para este efecto; por ejemplo: METIFOR, INSTAT, TRERF, etc.

Sin embargo de lo anterior existen otros métodos que no precisan de computador para la evaluación; siendo sus resultados conservativos desde el punto de vista de diseño de aislamiento.

A continuación se describe uno de los métodos aproximados de evaluación.

IV.1 Parámetros básicos que se consideran

IV.1-1 Voltaje crítico de contorno

a) Contorneo a lo largo de la cadena de aisladores

Para la determinación del voltaje crítico de contorno (CFO) se utilizan los resultados obtenidos en el laboratorio, los mismos que han sido grafizados en función del número de aisladores y teniendo como parámetro la relación L/D; que se refiere a la influencia de los miembros verticales de la torre en el contorno de los aisladores, y que se lo conoce como "efecto de proximidad"; donde L es la distancia horizontal a la estructura y D la longitud de la cadena de aisladores. Además se debe considerar el "efecto de proximidad" de la cruceta y para esto se emplea el factor de corrección dado como función de la relación h/D donde h es la longitud del elemento de sujeción de la cadena de aisladores a la cruceta.

El gráfico IV-1.1 presenta estos parámetros, debiendo considerarse que el voltaje crítico de contorno grafizado es para polaridad positiva, en seco y para una fase central de circuitos monofásicos en disposición horizontal. Para fases externas se añade un 11% al voltaje crítico, en consideración al menor efecto de proximidad. Para considerar el efecto de la lluvia se disminuye un 5% al voltaje crítico.

De no disponerse de estas curvas, se puede hacer uso de la siguiente ecuación:

$$CFO = K \times 3450 / (1 + 8/S)$$

Donde K = 1.24 para cadenas verticales de aisladores y

S = Es la menor de las siguientes tres distancias: al miembro vertical de la torre, a la cruceta y de la cadena de aisladores dividido por 1.05 factor este último que considera la degradación

de la rigidez dieléctrica de los aisladores en condiciones de lluvia.

b) Contorneo hacia la cruceta y miembros verticales de torres metálicas.

Para considerar el "efecto de masa" de las estructuras se emplea el gráfico IV.1-2 que presenta el voltaje crítico de contorneo de espaciamentos en función de la longitud de los mismos y teniendo como parámetro la relación W/D , donde W es el ancho de la torre y D la distancia entre conductor y torre.

IV.1-2 Efecto de las condiciones meteorológicas

Estos efectos son considerados a través de los siguientes factores:

$$V_n = (DRA/H_c)^m V_s \quad (F1)$$

donde V_n = voltaje de contorneo para condiciones meteorológicas diferentes a las normalizadas.

V_s = Voltaje de contorneo en condiciones normalizadas - (Presión barométrica 760 mm Hg temperatura 25°C, humedad absoluta de 11 gr. de vapor de agua/m³).

DRA = Densidad relativa del aire.

H_c = Factor de corrección por humedad

m = Factor de corrección que depende del espaciamento.

$$DRA = 0.997 - 0.106 (A) \quad (F2)$$

donde A = altura en km.

$$H_c = 1 - 0.00818 (H - 11) \quad (F3)$$

donde H = humedad absoluta en gr. de vapor de agua/m³.

$$m = 1.12 - 0.12 (S) \quad (F4)$$

para $k < S < 6$

donde S es la longitud del espaciamento en metros.

Para considerar el efecto de la temperatura, la expresión de la fórmula F2 debe multiplicarse por el factor $298/(273+t_2)$, donde t_2 es la temperatura en grados centígrados.

IV.1-3 Efecto del viento

El efecto del viento en variar los espaciamentos del conductor a la estructura, se lo considera conservativamente asumiendo dirección normal al conductor.

Para el diseño con cadenas de suspensión y el no tener registros estadísticos de velocidades de viento, se han asumido ángulos de desplazamiento de la cadena de aisladores comprendidos entre -

15° y 20°.

IV.1-4 Efecto de las variaciones probabilísticas

La curva de probabilidades de contorneo, de una cadena de aisladores, frente a sobretensiones de maniobra se estima es de tipo Gaussiano. Igualmente se ha evaluado que la probabilidad de contorneo de n cadenas de aisladores P_n tiene la siguiente relación respecto de la probabilidad (P_1) de una simple cadena: $P_n = P_1^n$. La conclusión general es que la sobretensión de maniobra que puede resistirse en un sistema de transmisión, decrece cuando el número de cadenas en paralelo aumenta.

El gráfico IV.1-2 presenta la relación indicada., siendo 5% el valor que se utiliza para la desviación típica normalizada de espaciamientos.

IV.2 Evaluación

Considerando los parámetros indicados en el numeral anterior - puede llegar a determinarse la probabilidad de que una torre - pueda soportar un cierto nivel de voltaje. Para esto hay que considerar que esta probabilidad está dada como el producto de las probabilidades individuales de cada uno de los espaciamientos y de la cadena de aisladores.

Este concepto se resume en la siguiente fórmula:

$$P_t = P_A \cdot P_{D1} \cdot P_{D2}$$

Donde: P_t = Probabilidad de la torre
 P_A = Probabilidad de la cadena de aisladores
 $P_{D1,z}$ = Probabilidad de los espaciamientos a la torre y a la cruceta respectivamente.

Con iguales criterios se puede determinar la curva de probabilidad para n torres en paralelo (P_{tn}).

Finalmente, la probabilidad de falla de aislamiento está dado por la expresión.

$$F_{tn} = 1 - P_{tn}$$

IV.3 Ejemplo considerado

El gráfico IV.3-1 presenta las curvas de probabilidad que las torres soporten un cierto nivel de voltaje evaluadas para las líneas de 230 kV del SNT ubicadas en Zona 1 y Zona 2.

Utilizando estos gráficos y si consideramos los sobrevoltajes de maniobra obtenidos en los diferentes estudios, se tienen - los siguientes resultados:

- 1) Basándose en los primeros estudios se tendría que para - energización de una línea sin resistencias de preinserción la probabilidad de falla es de 1 cada 2000 maniobras en - Zona 1 y menor que 1 cada 10 000 en Zona 2.

Para el caso de recierre sin resistencias de preinserción, se tendría que todas las maniobras produce falla si se -

considera que el máximo sobrevoltaje se presenta en toda la línea, pero considerando que el voltaje en los extremos no son iguales, la probabilidad de falla es del orden de 1 cada 10 maniobras; por el contrario con resistencias de preinserción la probabilidad de falla es menor que 1 por cada 10 000 maniobras.

- 2) Evaluando los últimos estudios y para el caso de la línea Pascuales-Quevedo se tendría que con resistencias de preinserción la probabilidad de falla ante recierre es del orden de 1 cada 10 000 maniobras. Cuando no se tiene resistencias de preinserción y sin que estén conectados condensadores en Pascuales, la probabilidad de falla es de 1 cada 2000 maniobras; en caso de no tener resistencias de preinserción y estar conectados condensadores, todas las maniobras producirían falla de considerarse que el máximo sobrevoltaje se presenta en toda la línea; pero para el caso que se analiza la relación de sobrevoltajes entre extremos de línea es 2.07 en este caso se tiene del orden de 1 falla cada 200 maniobras en condiciones atmosféricas extremas y del orden de 1 cada 2000 maniobras en condiciones normales.

Para obtener valores con mayor precisión debe considerarse los tramos de línea que está a cierta altura y el valor de los sobrevoltajes en cada uno de esos tramos; en todo caso el procedimiento a seguirse es el mismo indicado anteriormente.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los máximos sobrevoltajes de maniobra en Sistemas de Transmisión de 230 kV pueden ser del orden de 2.5 a 4.5 pu para energización y recierre respectivamente; siempre que no se empleen equipos - adecuados para reducir el voltaje como pueden ser disyuntores - con resistencias de preinserción y/o descargadores, siendo los - primeros los más efectivos para el propósito indicado.
- En el caso del SNT y dados los altos niveles cerámicos asumidos, el aislamiento requerido por sobrevoltajes atmosféricos es mayor en cerca de un 75% al requerido por maniobras.

Esto hace que el comportamiento del aislamiento de las líneas ante maniobras sea mejor que el recomendado por la práctica internacional, más aún si se considera que los disyuntores, empleados en el SNT, están provistos de resistencias de preinserción.

- Para obtener una probabilidad de falla de 2% ante maniobras, se debe presentar en el sistema un sobrevoltaje mayor que 2.8 pu para Zona 1 y mayor que 3.4 pu para Zona 2 a 2000 msnm y mayor que 3.1 pu para Zona 2 a 3500 msnm.
- Las resistencias de preinserción en disyuntores de 230 kV se hacen necesarias cuando se quieren disminuir las restricciones de operación o cuando los descargadores no tienen capacidad para soportar sobrevoltajes múltiples; esto último, siempre que se desee adquirir transformadores con aislamiento (BIL) reducido.
- Las resistencias de preinserción pueden ser un medio económico - de reducir el aislamiento de las líneas de transmisión de 230 kV cuando los niveles cerámicos son menores que 10.
- De llegar a instalarse en el SNT grandes bancos de condensadores (entre 35 y 70 MVAR), el empleo de los disyuntores con resistencias de preinserción reduciría notoriamente la probabilidad de - falla ante maniobras de energización y en especial de recierre.
- Puede energizarse la línea Paute-Milagro-Pascuales con una sola maniobra desde el Paute, en cuyo caso la probabilidad de falla - por esta maniobra es prácticamente nula; no así si el disyuntor careciera de resistencia de preinserción.
- Ante la falta de datos suficientes, el método aproximado de evaluación del comportamiento del aislamiento de líneas de transmisión se lo considera adecuado.
- Se hace necesario tener un registro estadístico de las condiciones meteorológicas de la ruta por donde atraviezan o se planifica atravesarán las líneas de transmisión.
- Se hace necesario el tener un registro del comportamiento (estadística de fallas), del sistema de transmisión, durante la operación, para poder verificar que los criterios de planificación y diseño son adecuados, y también para tomar las medidas preventivas necesarias.

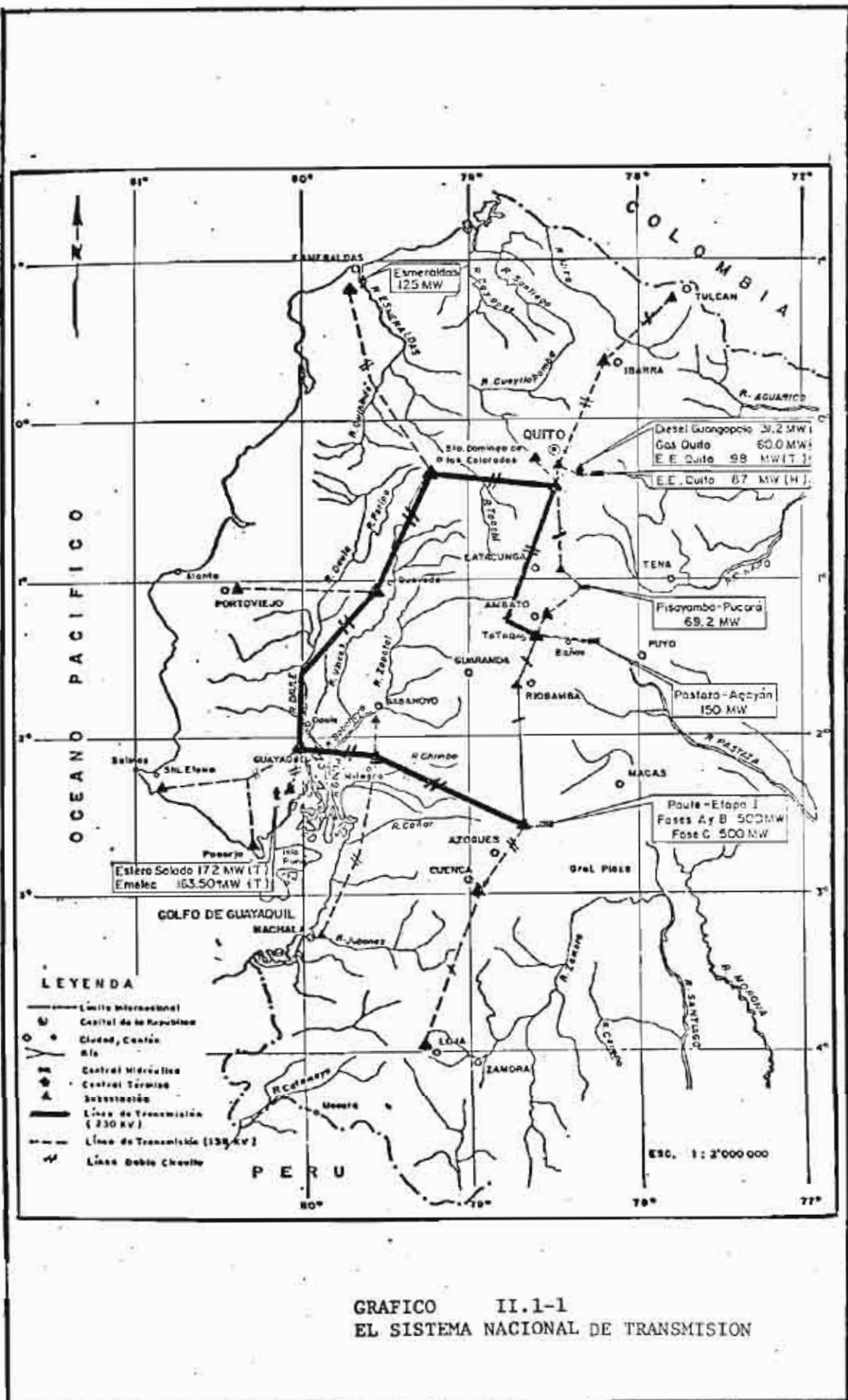
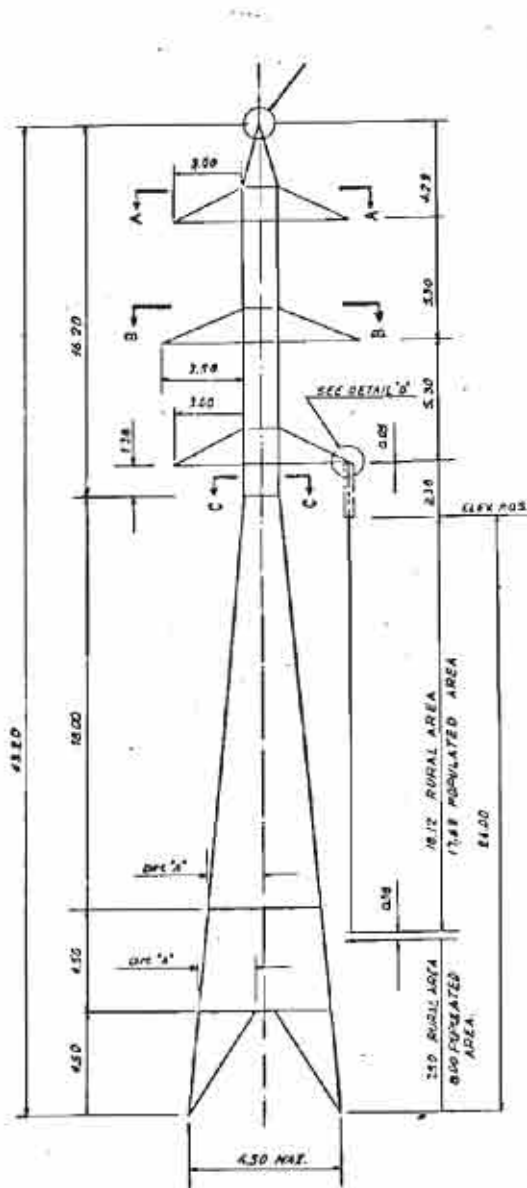


GRAFICO II.1-1
EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

SL1 - ZONA 1

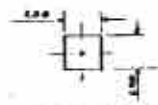
SL2 - ZONA 2



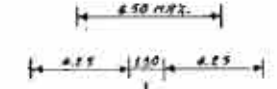
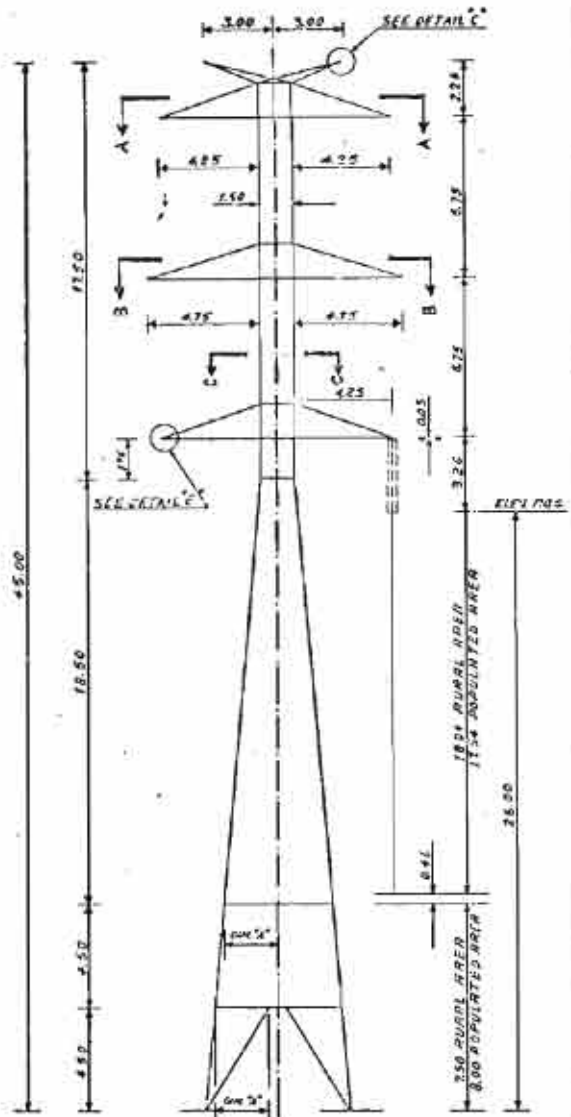
SECTION A-A



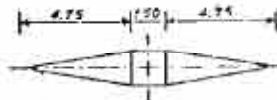
SECTION B-B



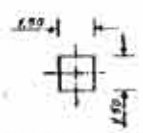
SECTION C-C



SECTION A-A

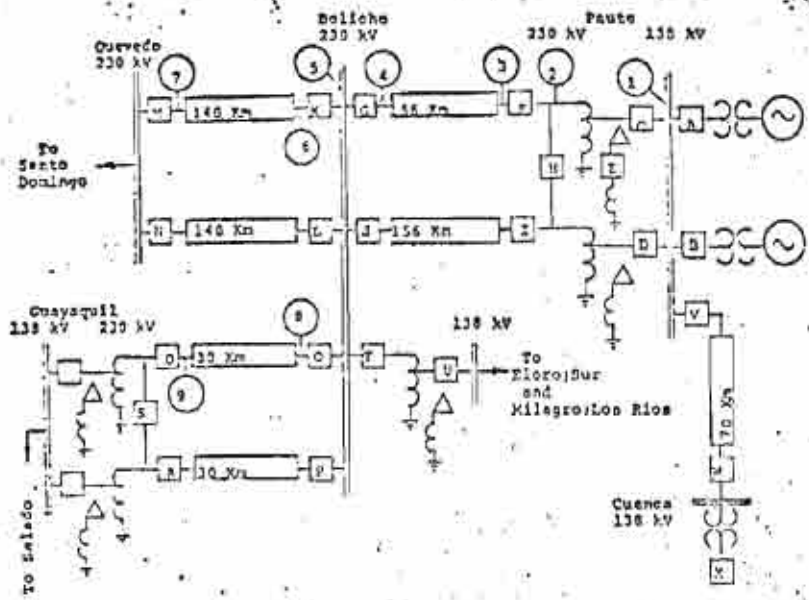


SECTION D-B



SECTION C-C

GRAFICO II.L-2 DIMENSIONES BASICAS DE TORRES DE 230 KV



CASE NO. 3
 OPERATION: Energizing FROM Fauto 230 kV TO Bolicho 230 kV
 OPERATING BREAKER: F STICK BREAKER OPEN BREAKERS 2, 3, 4
 OPERATING CIRCUIT BREAKER PARAMETERS
 OPERATING RED STICK POSITIONED END MAXIMUM ALLOWABLE CLOSING SPEED
 CLOSING 60 1000
 TRIPPING

NOTE: The other Fauto-Bolicho 230 kV line is out of service.

CONDUCTIONS: Test-set Voltage at location 4 is 2.65 p.u.
 The Arrester Rating at location 4 is 225 kV Type 1
 The Arrester Rating at location 10 is 230 kV Type

A G.E. Alstead 2 1/2 130 kV rated surge arrester or equivalent would be applicable for these conditions at location 2, 3 and 4.

TRANSIENT OVERVOLTAGE SUMMARY

BUS	TRANSIENT MAXIMIZED AT	TNA 1		TNA 2		TNA 3		TNA 4	
		V	p.u.	V	p.u.	V	p.u.	V	p.u.
A	4	245	1.73	254	1.80	254	1.80	220	2.05
B	4	210	1.48	220	1.55	220	1.55	220	2.05
C									
D									
E									
F									
G									
H									
I									
J									
K									
L									
M									
N									
O									
P									
Q									
R									
S									
T									
U									
V									
W									
X									
Y									
Z									

SUSTAINED VOLTAGE MAGNITUDE

BUS	TYPE FAULT	F	AT	TNA 1		TNA 2		TNA 3		TNA 4	
				V	p.u.	V	p.u.	V	p.u.	V	p.u.
FPE	SV	OP		1.05	1.05	1.05	1.05				
POST	SV	CL		1.05	1.05	1.05	1.05	100.5	1.10	110.5	1.11
POST	FLT										
POST	FLT										
FPE	SW										
POST	SV										
POST	FLT										
POST	FLT										

BUS	OPERATING NO.	LOCATION	VOLTS p.u.	SECONDS	REMARKS
A	1-2-3	4	1.00	10	at 4
B	1-2-8	4	1.00	10	at 4
H	1-8-9	4	100/0.50	4/2	100 kV S.E. operation
B	1-8-10	4	100/0.50	5/2	200 kV S.E. operation

CONDUCTIONS SUMMARY

CONDUCTIONS	100 kV		230 kV	
	NO.	TYPE	NO.	TYPE
BACK VOLTAGE (1.0 pu)	100	1000	230	2300
BACK VOLTAGE (1.0 pu)	100	1000	230	2300

GRAFICO III-4-1-(1) ENERGIZACION CON R=0

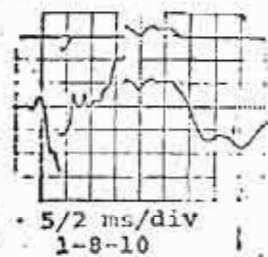
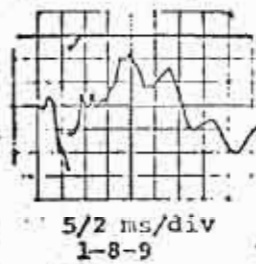
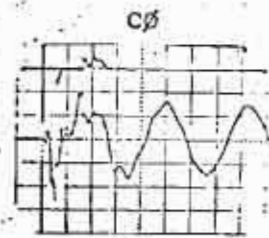
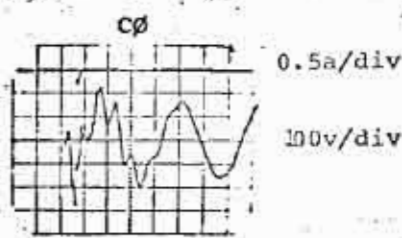
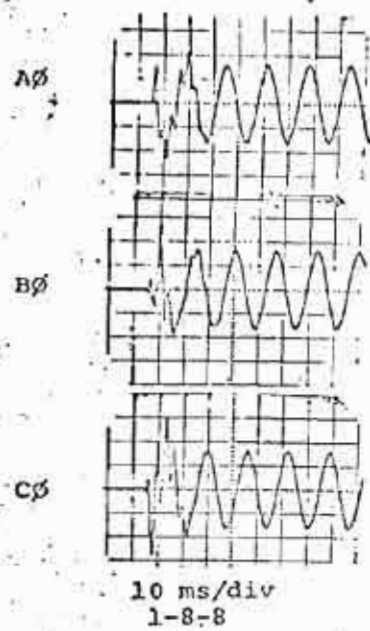
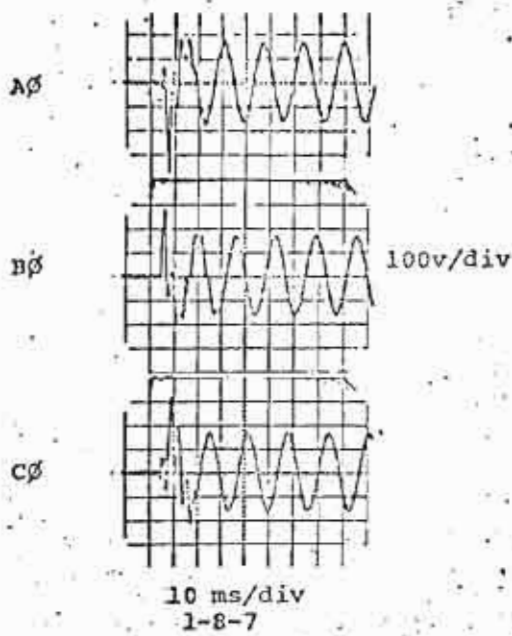
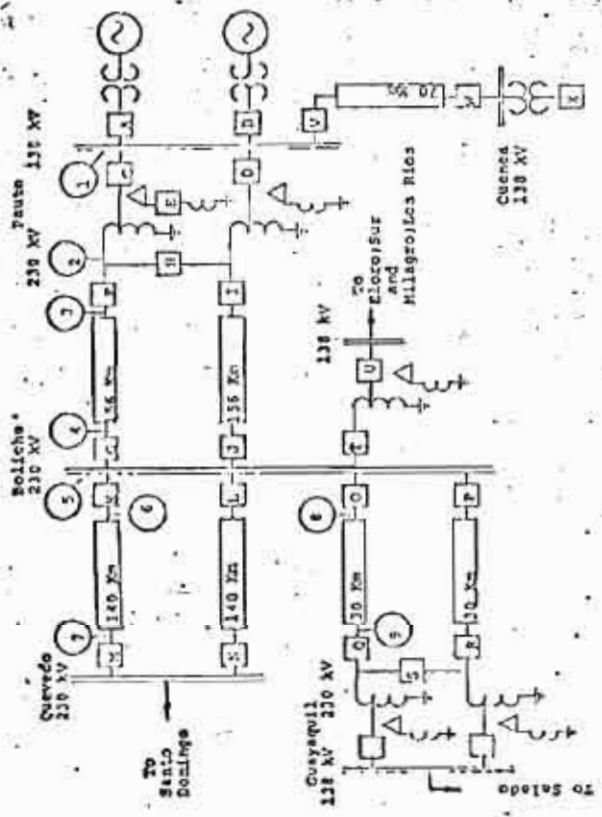


GRAFICO III·4-1-(2) ENERGIZACION CON R=0



CASE NO. 2
 OPERATION RECLOSING FROM Pauta 230 KV TO Soliche 230 KV
 OPERATING SYSTEM 7 STUCK BREAKER - OPEN BREAKERS G.I.F.
 CIRCULATING CURRENT SURGE TRANSDUCERS
 CHARACTERISTICS: TYPE OF SURGE TRANSDUCERS: MAXIMUM ALLOWABLE CURRENT: 1000 A
 TYPE OF SURGE TRANSDUCERS: ENERGY TIME: 1000
 CHARACTERISTICS: TYPE OF SURGE TRANSDUCERS: MAXIMUM ALLOWABLE CURRENT: 1000 A
 TYPE OF SURGE TRANSDUCERS: ENERGY TIME: 1000

COMMENTS: The Surge Voltage at Location 4 is 2.7728 kV Type 3
 The Arrester Rating at Location 4 is 27728 kV Type 3
 The Arrester Rating at Location 10 is 491570
 A G.I.F. Allowed to be on at rated surge protection as an alternative would be applied to the 230 KV bus bars of the Pauta substation and to the 138 KV bus bars of the Cueva 138 KV bus bars.

TRANSIENT VOLTAGE SURVEILLANCE

TYPE	MANIFESTED AT	TIME (μs)	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE
A	C	230	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅

TRANSIENT VOLTAGE SURVEILLANCE

TYPE	MANIFESTED AT	TIME (μs)	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE
A	E	230	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅

STATION VOLTAGE SURVEILLANCE

TYPE	MANIFESTED AT	TIME (μs)	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE
A	G	230	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅

TYPE OF SURGE TRANSDUCERS

TYPE	MANIFESTED AT	TIME (μs)	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE
A	H	230	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅

TYPE OF SURGE TRANSDUCERS

TYPE	MANIFESTED AT	TIME (μs)	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE
A	I	230	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅

TYPE OF SURGE TRANSDUCERS

TYPE	MANIFESTED AT	TIME (μs)	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE
A	J	230	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅

TYPE OF SURGE TRANSDUCERS

TYPE	MANIFESTED AT	TIME (μs)	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE	TYPE
A	K	230	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅

GRAFICO III-4-2-(1) RECIBIR CON R=0

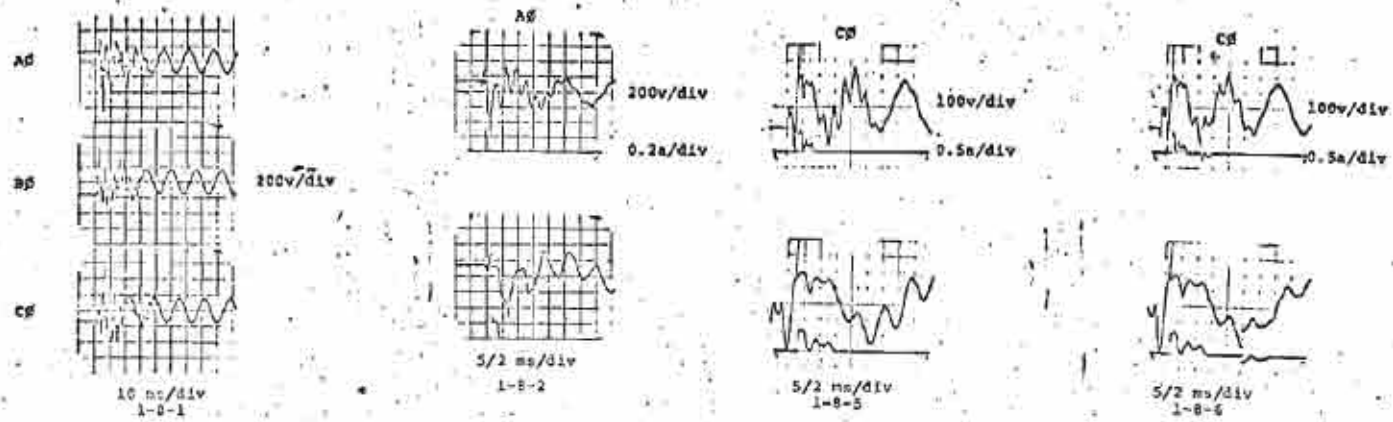


FIGURA N° III-2

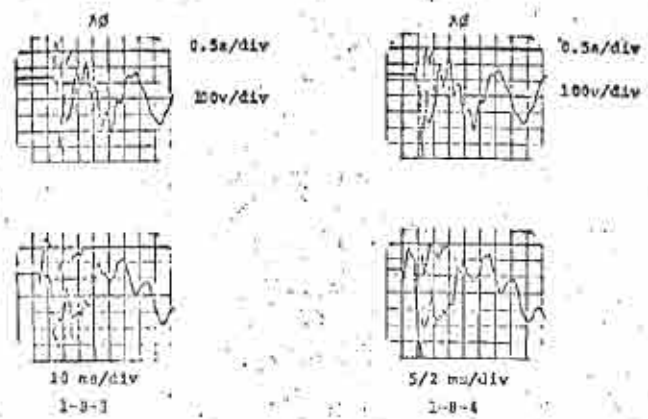
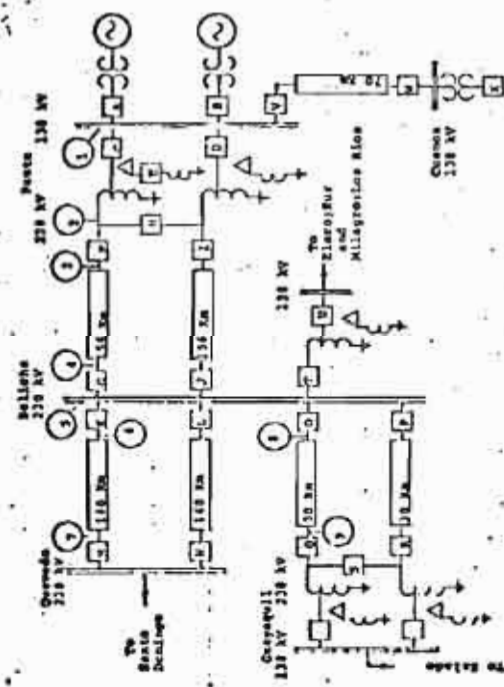


GRAFICO III-4-2-(2)

RECIERRE CON R=0



CAT No. 1
 SYSTEM DESCRIBED FROM Panel 218 KV ...
 SYSTEM NUMBER 7 ...
 SYSTEM TYPE ...
 SYSTEM VOLTAGE ...
 SYSTEM FREQUENCY ...
 SYSTEM PHASES ...
 SYSTEM TYPE ...
 SYSTEM LOCATION ...
 SYSTEM DATE ...
 SYSTEM DRAWN BY ...
 SYSTEM CHECKED BY ...
 SYSTEM APPROVED BY ...
 SYSTEM COMMENTS ...

Out No. 1

TRANSFORMER OVERLOADING MONITOR		TRANSFORMER OVERLOADING MONITOR		TRANSFORMER OVERLOADING MONITOR	
TRANSFORMER NO.	TYPE	100% LOAD	110% LOAD	120% LOAD	130% LOAD
1	110/220	110	110	110	110
2	110/220	110	110	110	110
3	110/220	110	110	110	110
4	110/220	110	110	110	110
5	110/220	110	110	110	110
6	110/220	110	110	110	110
7	110/220	110	110	110	110
8	110/220	110	110	110	110
9	110/220	110	110	110	110
10	110/220	110	110	110	110
11	110/220	110	110	110	110
12	110/220	110	110	110	110
13	110/220	110	110	110	110
14	110/220	110	110	110	110
15	110/220	110	110	110	110
16	110/220	110	110	110	110
17	110/220	110	110	110	110
18	110/220	110	110	110	110
19	110/220	110	110	110	110
20	110/220	110	110	110	110
21	110/220	110	110	110	110
22	110/220	110	110	110	110
23	110/220	110	110	110	110
24	110/220	110	110	110	110
25	110/220	110	110	110	110
26	110/220	110	110	110	110
27	110/220	110	110	110	110
28	110/220	110	110	110	110
29	110/220	110	110	110	110
30	110/220	110	110	110	110
31	110/220	110	110	110	110
32	110/220	110	110	110	110
33	110/220	110	110	110	110
34	110/220	110	110	110	110
35	110/220	110	110	110	110
36	110/220	110	110	110	110
37	110/220	110	110	110	110
38	110/220	110	110	110	110
39	110/220	110	110	110	110
40	110/220	110	110	110	110
41	110/220	110	110	110	110
42	110/220	110	110	110	110
43	110/220	110	110	110	110
44	110/220	110	110	110	110
45	110/220	110	110	110	110
46	110/220	110	110	110	110
47	110/220	110	110	110	110
48	110/220	110	110	110	110
49	110/220	110	110	110	110
50	110/220	110	110	110	110
51	110/220	110	110	110	110
52	110/220	110	110	110	110
53	110/220	110	110	110	110
54	110/220	110	110	110	110
55	110/220	110	110	110	110
56	110/220	110	110	110	110
57	110/220	110	110	110	110
58	110/220	110	110	110	110
59	110/220	110	110	110	110
60	110/220	110	110	110	110
61	110/220	110	110	110	110
62	110/220	110	110	110	110
63	110/220	110	110	110	110
64	110/220	110	110	110	110
65	110/220	110	110	110	110
66	110/220	110	110	110	110
67	110/220	110	110	110	110
68	110/220	110	110	110	110
69	110/220	110	110	110	110
70	110/220	110	110	110	110
71	110/220	110	110	110	110
72	110/220	110	110	110	110
73	110/220	110	110	110	110
74	110/220	110	110	110	110
75	110/220	110	110	110	110
76	110/220	110	110	110	110
77	110/220	110	110	110	110
78	110/220	110	110	110	110
79	110/220	110	110	110	110
80	110/220	110	110	110	110
81	110/220	110	110	110	110
82	110/220	110	110	110	110
83	110/220	110	110	110	110
84	110/220	110	110	110	110
85	110/220	110	110	110	110
86	110/220	110	110	110	110
87	110/220	110	110	110	110
88	110/220	110	110	110	110
89	110/220	110	110	110	110
90	110/220	110	110	110	110
91	110/220	110	110	110	110
92	110/220	110	110	110	110
93	110/220	110	110	110	110
94	110/220	110	110	110	110
95	110/220	110	110	110	110
96	110/220	110	110	110	110
97	110/220	110	110	110	110
98	110/220	110	110	110	110
99	110/220	110	110	110	110
100	110/220	110	110	110	110

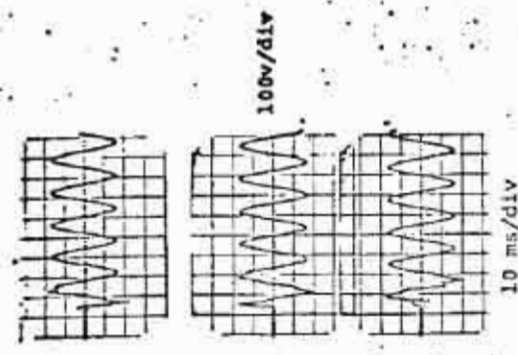
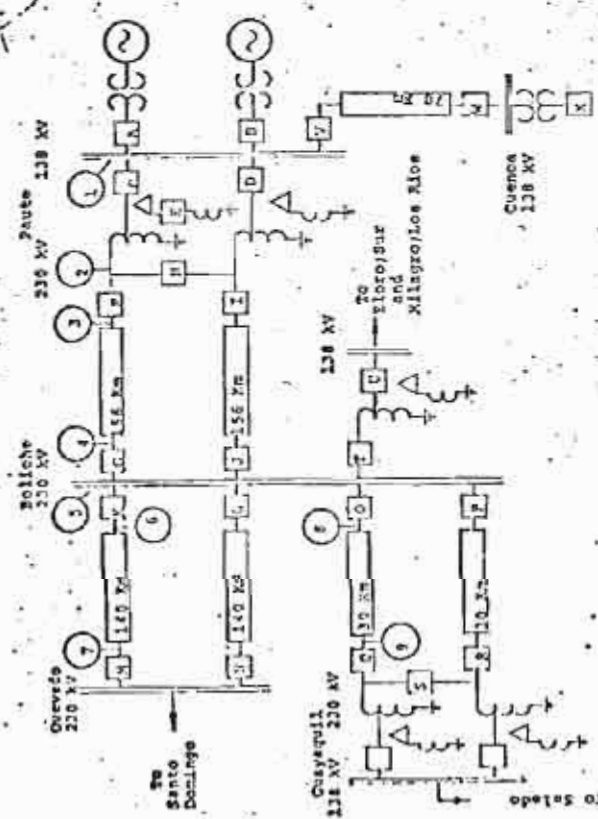


GRAFICO III-4-3 ENERGIZACION CON R=400 Ω



CASE NO. 4

CONTRACT RECLAMING FRONTIERA 220 KV TO BOLICHE 220 KV

CONTRACT NUMBER STUDY NUMBER 0228 CASE NUMBER 01,17

ANALYSIS ENGINEER RODRIGUEZ PARRON VARIATION ALLOWED 10%

DATE SEP 1922 DISTANCE 1700 ELECTRIC COST 1800

COST 4000

REMARKS: The other Punta-Bolicho 220 KV line is out of service.

REMARKS: Test on voltage at location 4 is 2.22 p.u.

The Arc-over Rating at Location 4 is 228 kV Type 3

The Arc-over Rating at Location 10 is kV Type

A G.E. Alguard II, 12.5 kv rated surge arrester of equivalent would be applicable for the conditions at location 2, 3 and 4.

TRANSIENT OVERVOLTAGE SURVEILLANCE

LINE	TRANSFORMER AT	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV
A	1	225	1.35	210	1.63	210
B	4	208	1.42	210	1.42	210

TRANSFORMER	TRANSFORMER AT	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV
BOLICHE	1				
QUEVEDO	1				
PUNTA	1				
CUSYAQUIL	1				

PERMANENT VOLTAGE SURVEILLANCE

LINE	TRANSFORMER AT	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV
A	1	103	1.05	105	1.05	105
B	4	103	1.05	105	1.05	105

TRANSFORMER	TRANSFORMER AT	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV	TVA V ² TV
BOLICHE	1				
QUEVEDO	1				
PUNTA	1				
CUSYAQUIL	1				

LINE	SCHEMATIC NO.	LOCATION	VOLTS/INCH	PERCENT	REMARKS
A	1-8-11	4	100	10	MT at 6.
B	1-8-12	4	125	10	FEAT at 4.
B	1-8-13	4	100/0.26	5/2	180 KV S.A. Operation
B	1-8-14	4	100/0.26	5/2	2-100 KV S.A. Operation

LINE	REMARKS	PERCENT
A	100	10
B	125	10
B	100/0.26	5/2
B	100/0.26	5/2

LINE	REMARKS	PERCENT
A	100	10
B	125	10
B	100/0.26	5/2
B	100/0.26	5/2

RECIBIENDO CON R = 400 Ω

GRAFICO III. 4 - 4 - (1)

Figura N° III-4

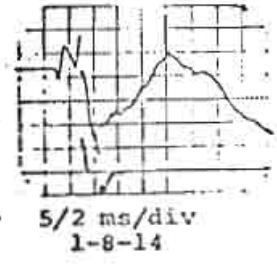
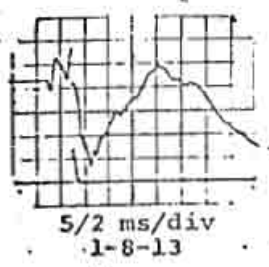
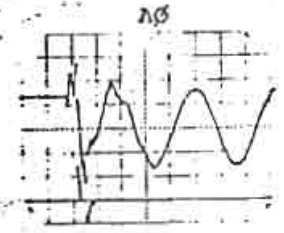
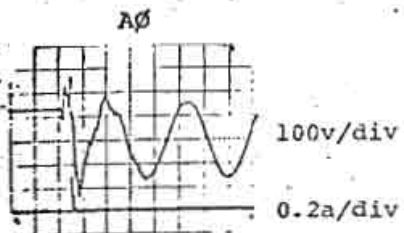
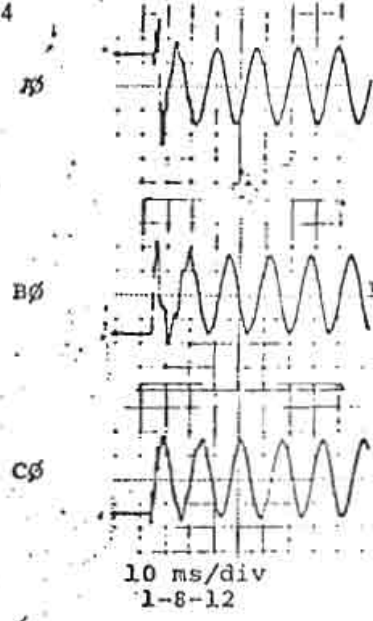
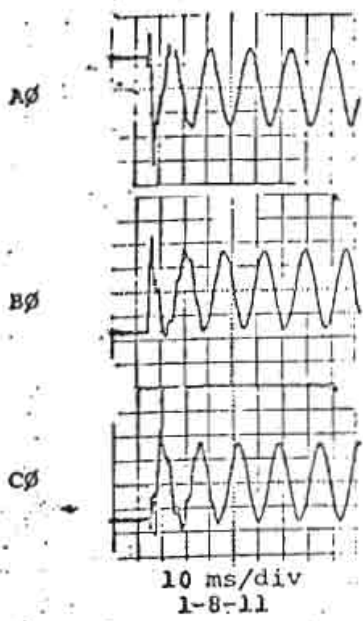


GRAFICO III-4-4-(2) RECIERRE CON R = 400Ω

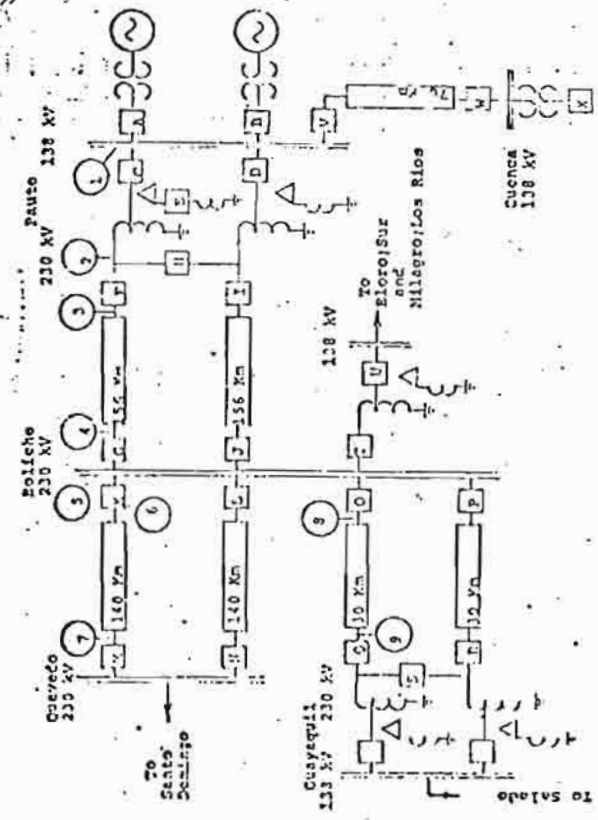
Case No. 17.

TRANSIENT OVER-VOLTAGE MONITORING

TRANSIENT TYPE	DISTANCE FROM SOURCE (KM)				
	1	2	3	4	5
TRANSIENT TYPE	1	2	3	4	5
MAX VOLTAGE AT	230	218	216	214	212

SUSTAINED VOLTAGE MONITORING

TYPE OF FAULT	DISTANCE FROM SOURCE (KM)				
	1	2	3	4	5
BRKR FAULT	105	105	105	105	105
POST SW OP	107.5	107.5	107.5	107.5	107.5
POST SW CL					
POST FLT					
POST SW					



Case No. 17
 SYSTEM RECLOSING FACTI Pauto 230 KV TO Solicho 138 KV
 CLOSING POWER FACTOR 0.85
 OPEN RESISTANCE 1.2 K.O.1.0 P.U
 CLOSING CURRENT BREAKER PARAMETERS
 MAXIMUM ALLOWABLE CLOSING TIME
 5.01 1200 400
 COMMENTS: The other Pauto-Solicho 230 KV line and the 230 KV line to Elorosiur and Milagro Los Rios are out of service.
 Comments: In 1 km voltage at location 5.5 to 1.91
 The breaker failing at location 4.5 to 7.220 KV: 1.91
 The breaker failing at location 1.91 to 5.5 KV: 1.91
 The breaker failing at location 1.91 to 5.5 KV: 1.91
 The breaker failing at location 1.91 to 5.5 KV: 1.91

DATA TABLE

DATA	VALUE	UNIT
DCCT VOLTAGE (1.0 pu)	1.0	pu
DCCT CURRENT (1.0 pu)	1.0	pu
DCCT POWER (1.0 pu)	1.0	pu
DCCT TORQUE (1.0 pu)	1.0	pu
DCCT SPEED (1.0 pu)	1.0	pu
DCCT ACCELERATION (1.0 pu)	1.0	pu

GRAFICO III-4-5-(1) RECIBRE CON R = 400 Ω Y TRANSF. EN VACIO

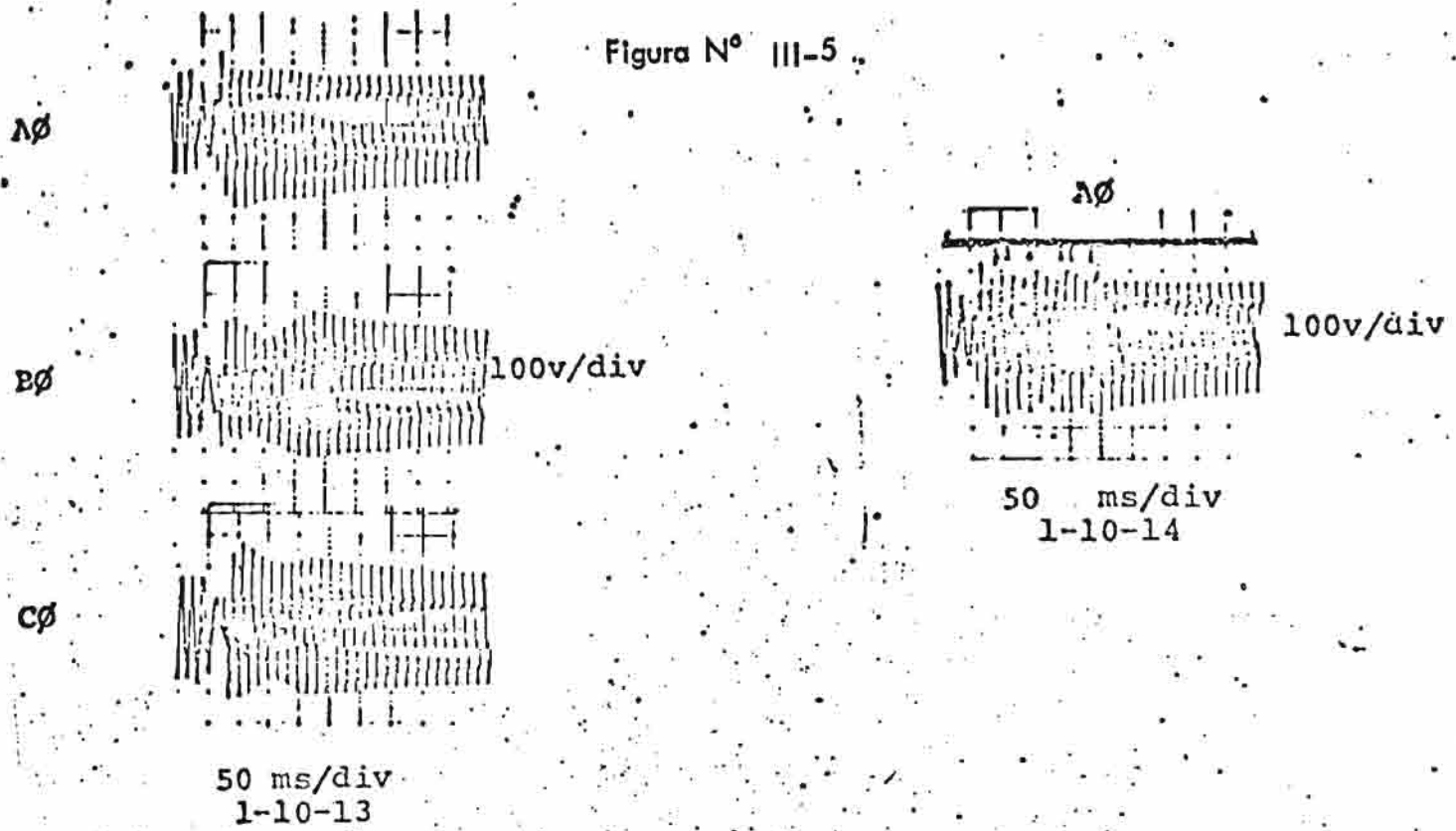


GRAFICO III-4-5-(z) RECIERRE CON $R=400\ \Omega$ Y TRANSF. SIN CARGA

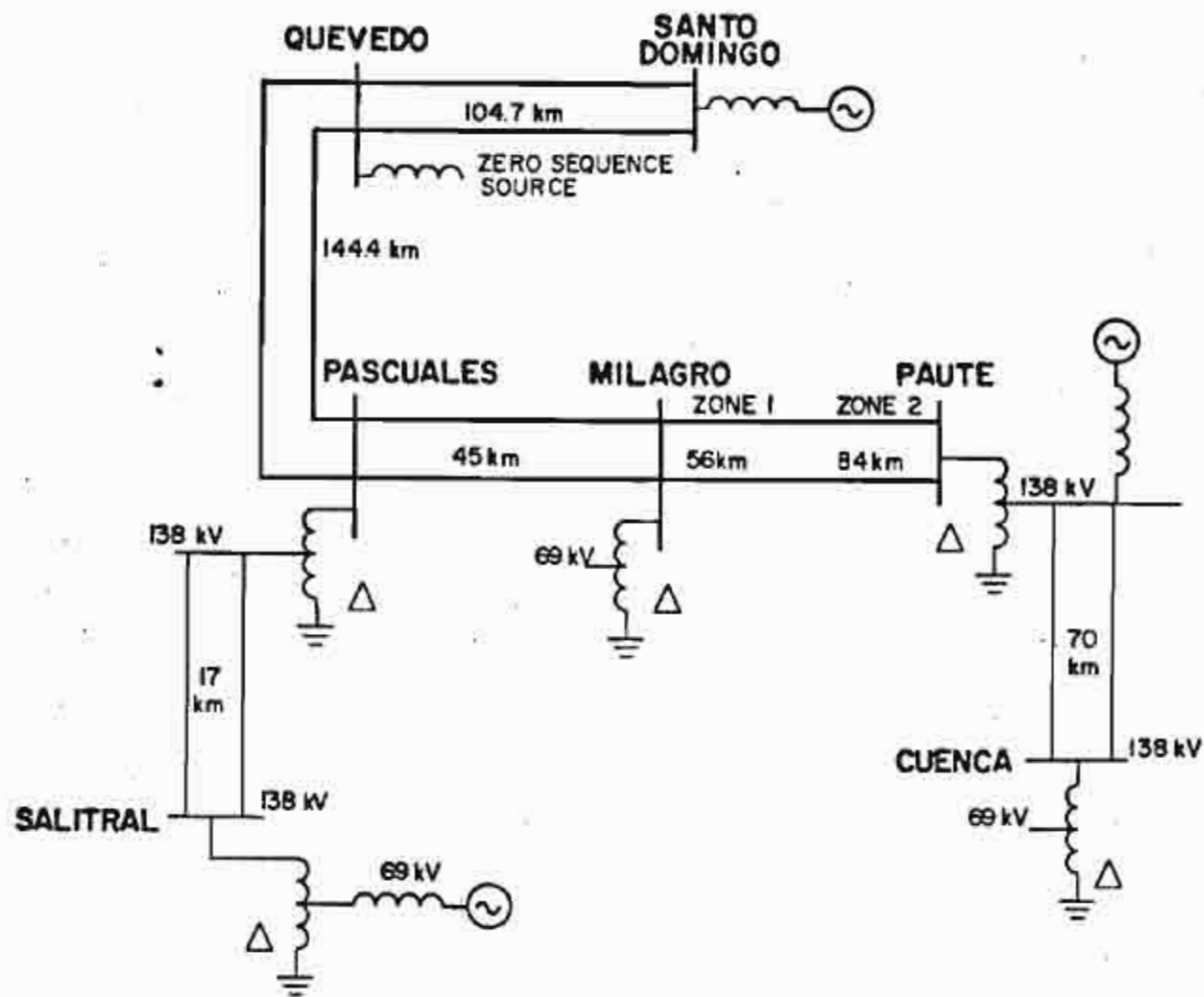


GRAFICO III-4-6

MODELO DEL SNT

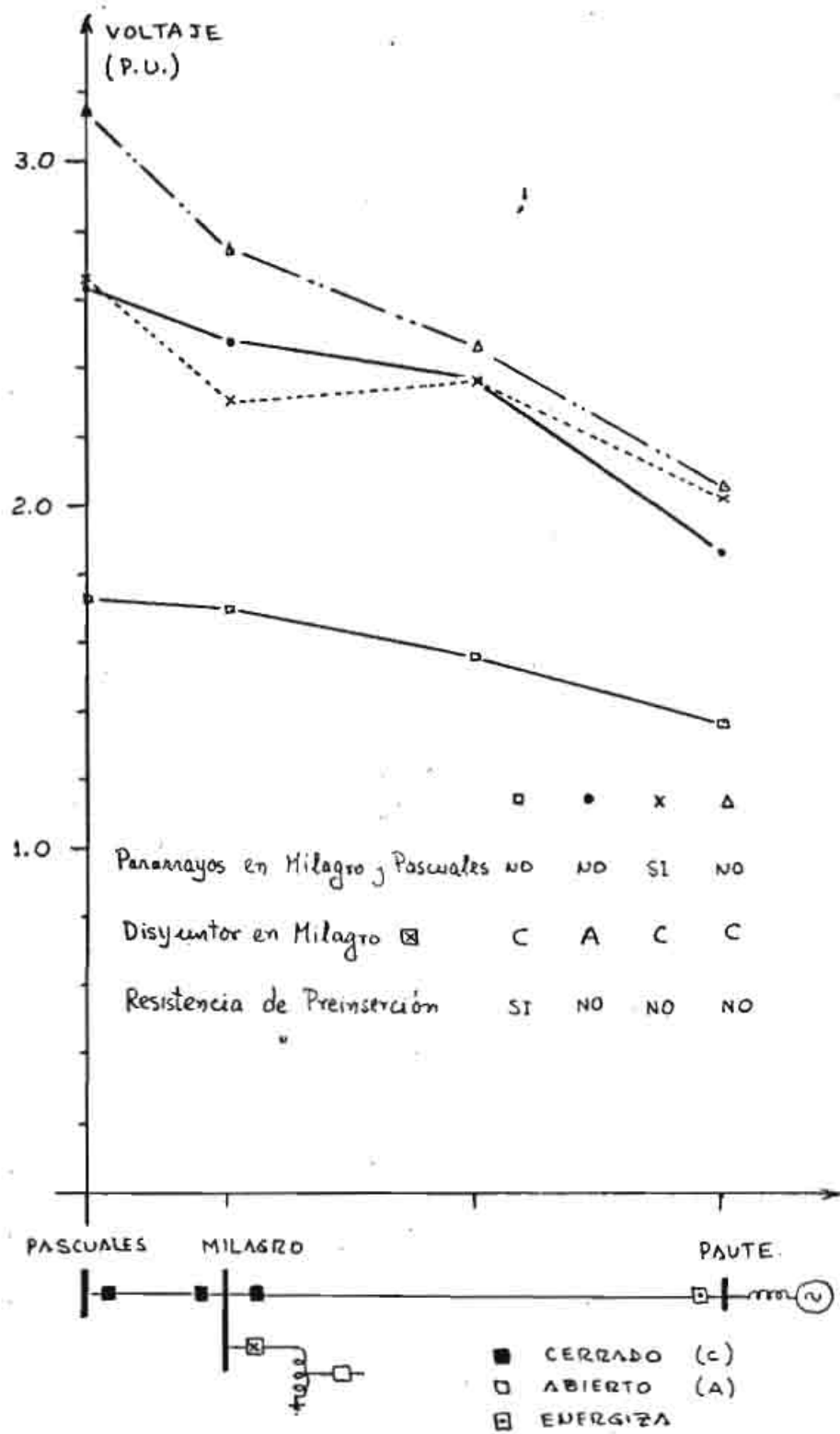
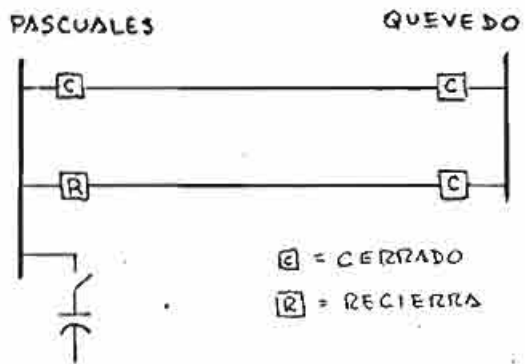


GRAFICO III-4-7 ENERGIZACION DE LINEAS



C = CERRADO
R = RECIERRA

	■	○	●	x
Resistencia de Preinserción	SI	SI	NO	NO
Condensador 70 MVAR	NO	SI	NO	SI

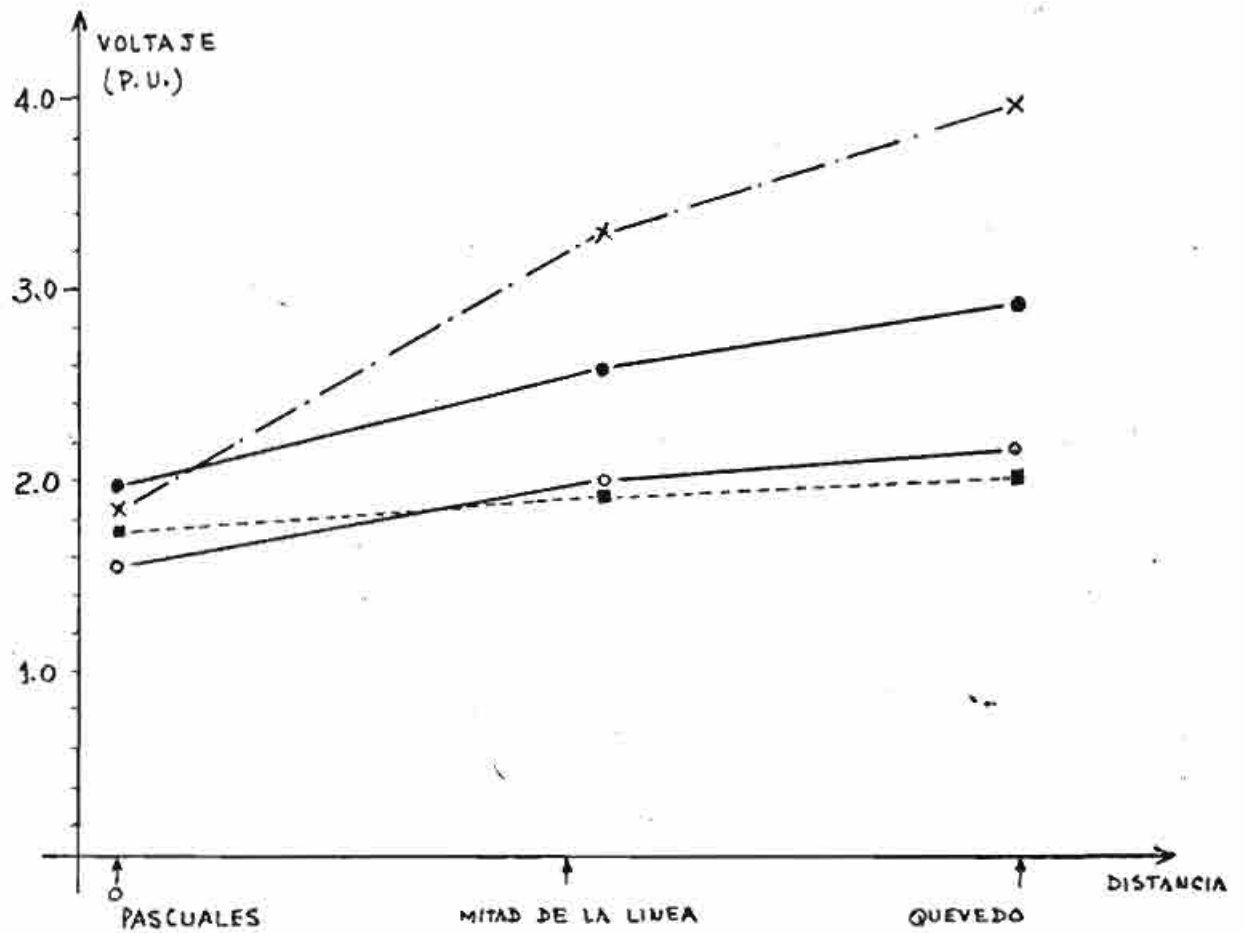
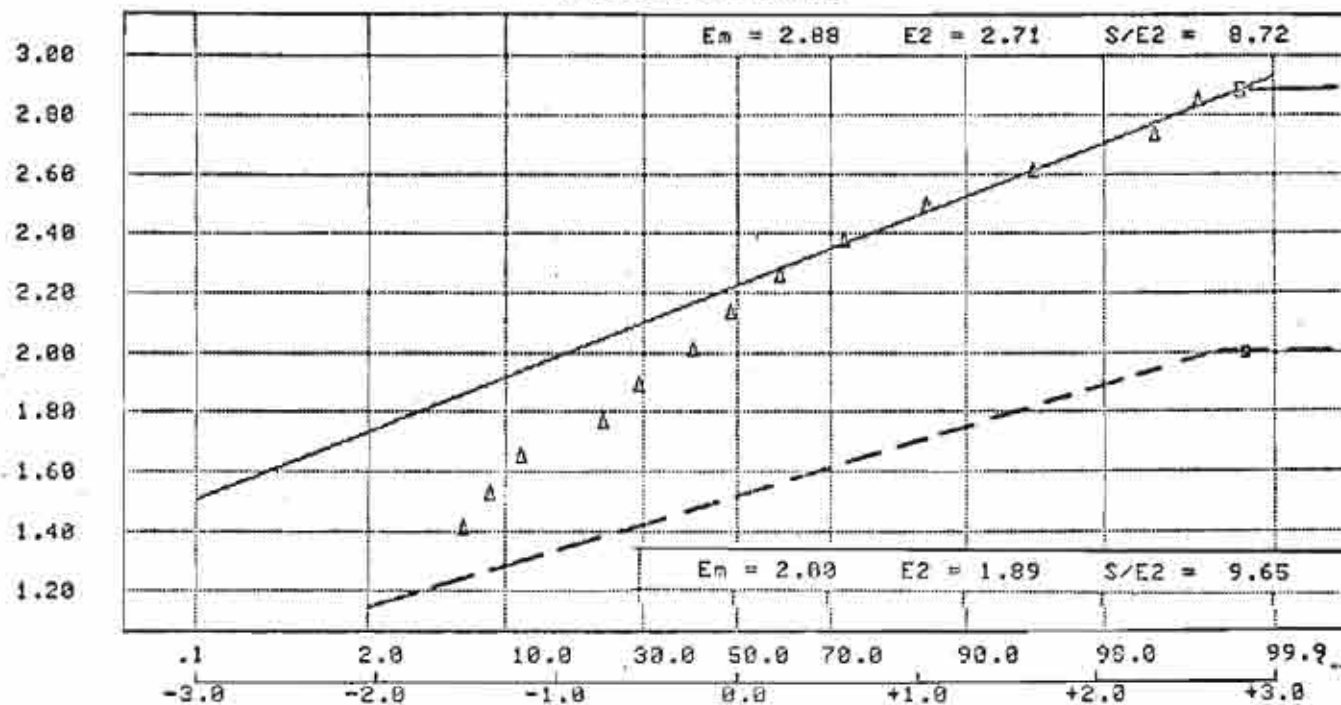


GRAFICO III-4-8

RECIERRA DE LINEAS

GAUSSIAN OR NORMAL

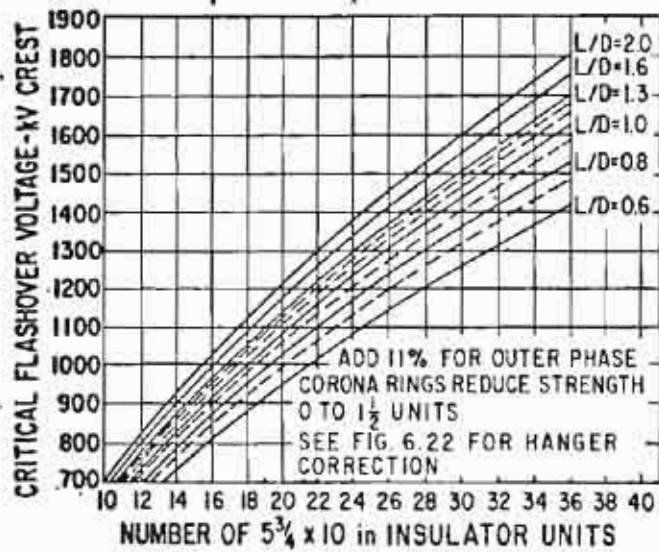
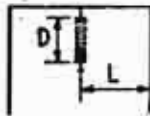


(——) CASE 5: RECLOSE PASCUALES-QUEVEDO, PAR. CKT. IN, 1 CKT. PASCUALES-MILAGRO IN, NO CAP. BANKS, NO R, NO ARR.

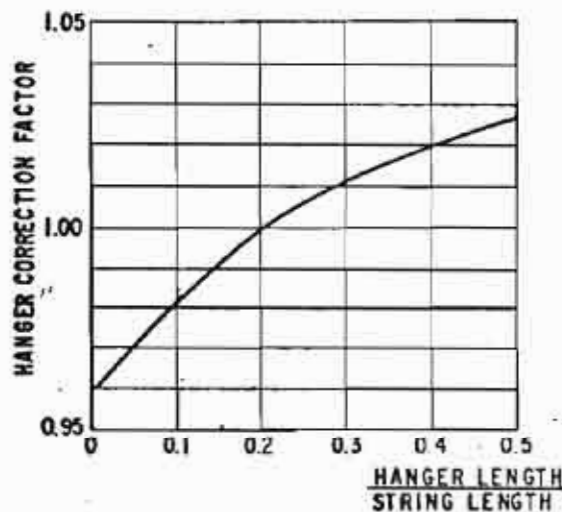
(- - -) CASE 3: RECLOSE PASCUALES-QUEVEDO, PAR. CKT. IN, 1 CKT. PASCUALES-MILAGRO IN, NO CAP. BANKS, R=400 OHMS, NO ARR.

GRAFICO III-4-9

EFFECTO DE LA RESISTENCIA DE PREINSERCIÓN

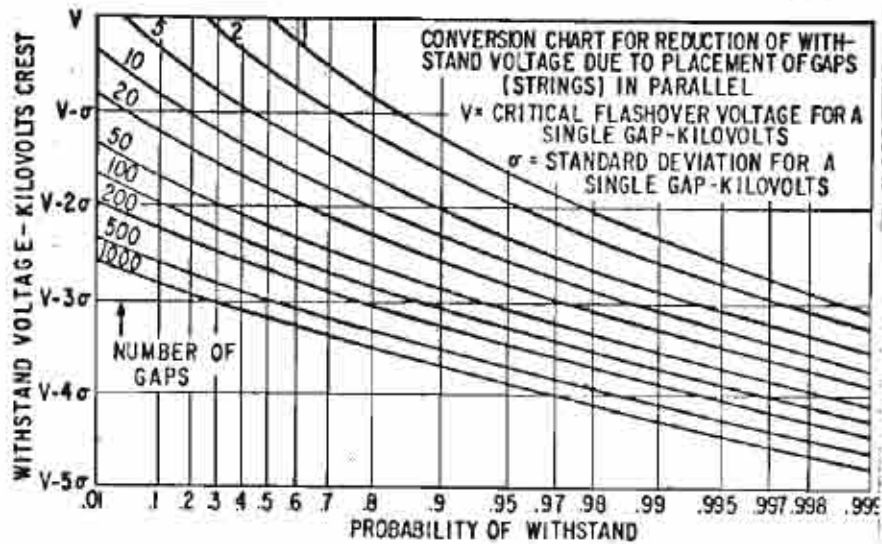


VOLTAJE CRITICO DE CONTORNEO DE CADENAS DE AISLADORES DE SUSPENSION DE LA FASE CENTRAL DE TORRES METALICAS, FRENTE A SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA DE POLARIDAD POSITIVA EN SECO.



FACTOR DE CORRECCION POR EFECTO DE LA LONGITUD DE LOS HERRAJES DE SUSPENSION DE LAS CADENAS DE AISLADORES.

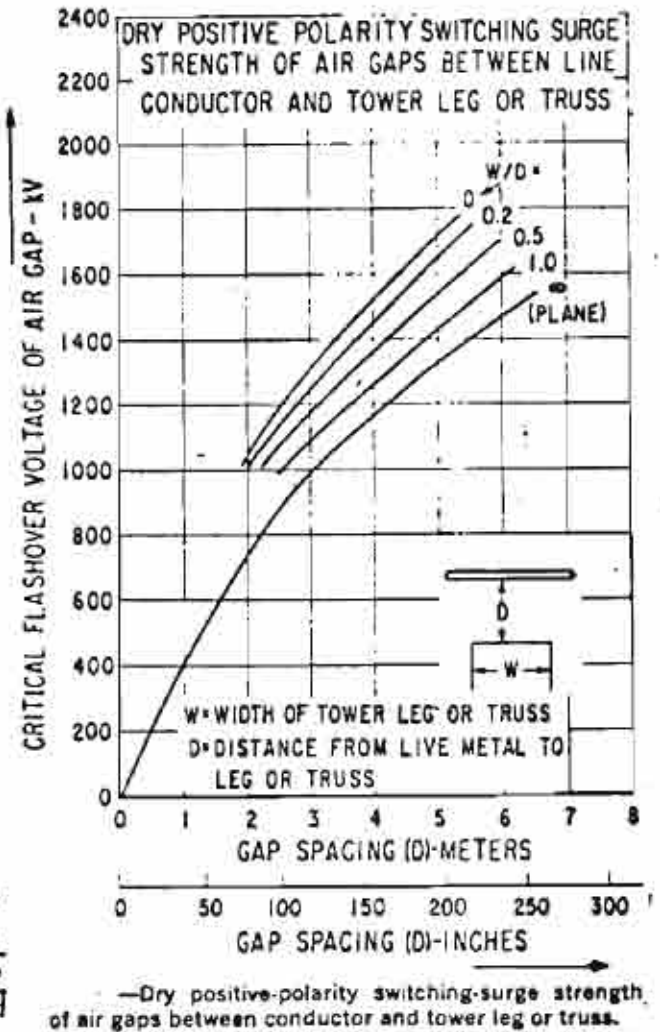
GRAFICO IV. 1-1 FACTORES DE CORRECCION POR "EFECTO DE PROXIMIDAD"



VOLTAJE QUE PUEDEN SOPORTAR VARIAS CADENAS DE AISLADORES EN PARALELO

GRAFICO IV.1-2

Rigidéz dieléctrica de espaciamentos entre conductor y miembros transversales o verticales de las torres, para sobretensiones de maniobra de polaridad positiva (en seco).



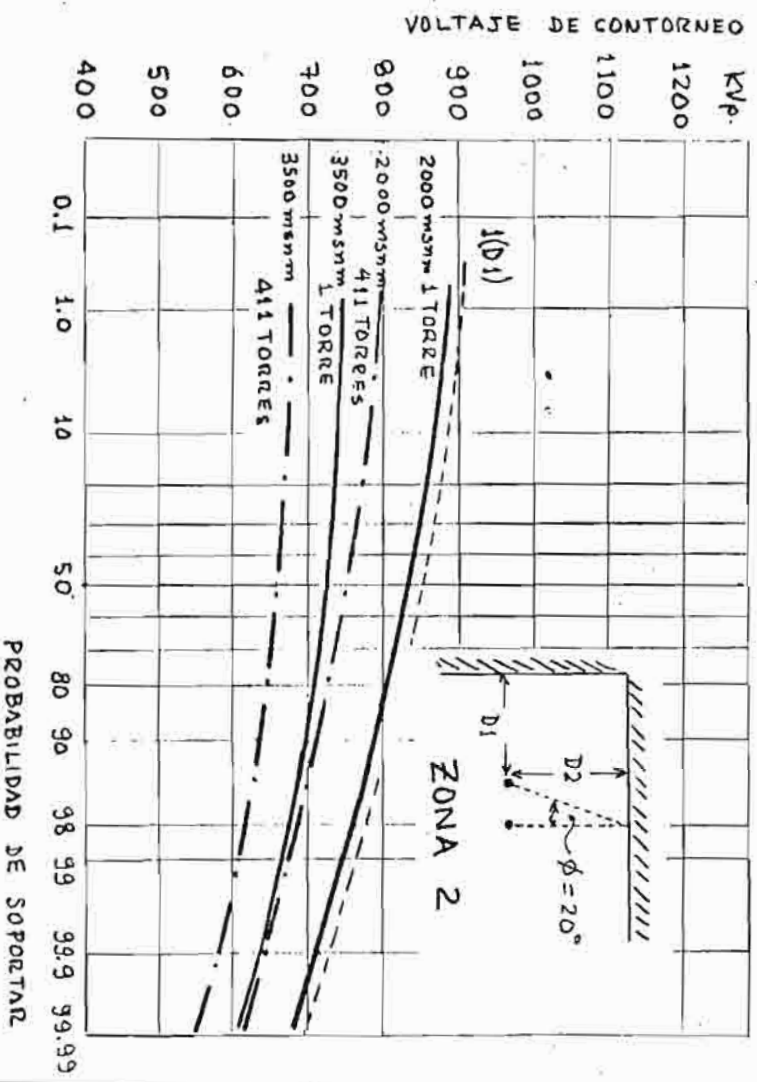
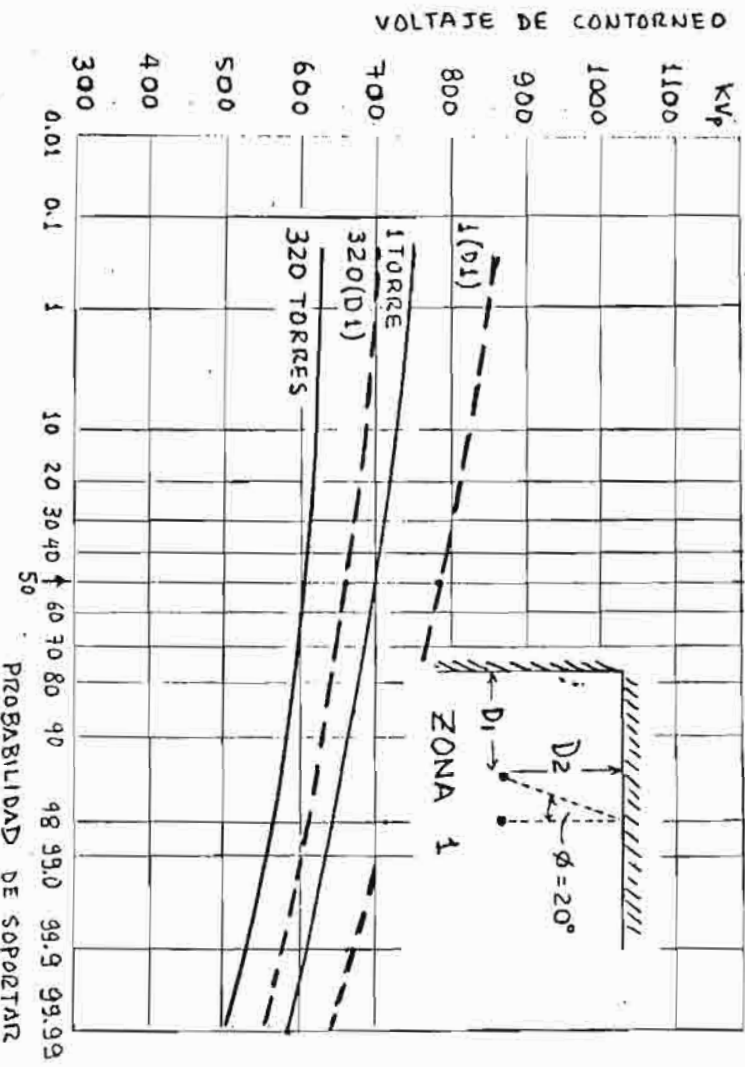


GRAFICO IV-3-1 PROBABILIDAD DE SOPORTAR UN CIERTO NIVEL DE VOLTAJE

MÓDELOS DE LOS COMPONENTES BASICOS

A continuación se presenta una breve descripción de los componentes básicos del sistema eléctrico que han sido modelados en el TNA, a saber: fuentes, transformadores, líneas de transmisión, disyuntores, descargadores. Los gráficos A-III.2-1 y A-III.2-2 ilustran los modelos.

1. Fuentes de Generación

La representación se la hace mediante un transformador delta-Y conectado a una barra infinita. La impedancia de secuencia positiva se conecta al devanado delta mientras que la impedancia de secuencia cero se la representa por una impedancia conectada al neutro del devanado Y. Los valores de impedancias de fuentes equivalentes se obtienen de estudios de corto circuito.

2. Transformadores

El modelo por fase está constituido por inductancias lineales para representar las reactancias de dispersión y del núcleo entre los devanados de alta y baja tensión y de baja tensión al terciario. Para simular la característica de saturación, se conecta un toroide saturable en serie con la reactancia del núcleo. Para incluir el efecto de los devanados terciarios conectados en delta, se usa un transformador ideal.

3. Líneas de Transmisión

Son representadas mediante una serie de secciones PI compuestas por inductancias, resistencias y condensadores. Existe la posibilidad de modelar tanto líneas transpuestas como no transpuestas.

4. Disyuntores

Son representados, mediante suiches controlados electrónicamente. Puede dispnerse de dos modos de control: manual y automático; en el manual, los tiempos de operación pueden ser calibrados a un valor constante; en el automático, utilizado para casos en que se quiere obtener datos probabilísticos, los tiempos de operación son variados aleatoriamente, de acuerdo a una distribución Gaussiana generada por un computador.

Pueden modelarse disyuntores con y sin resistencias de preinserción.

5. Descargadores (Pararrayos)

Los descargadores son modelados mediante circuitos electrónicos sensitivos al voltaje en serie con resistencias no lineales que se calibran para obtener las características de fábrica.

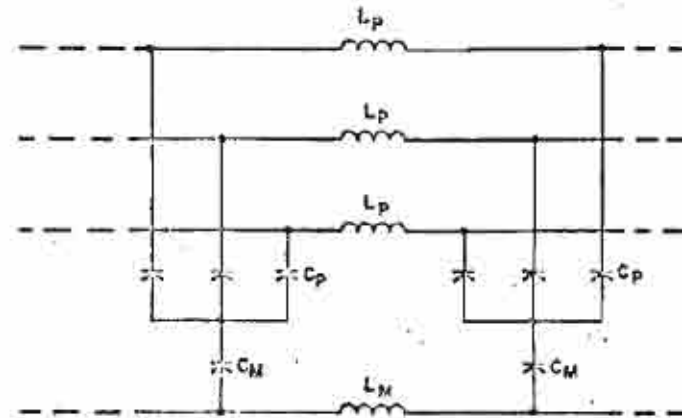
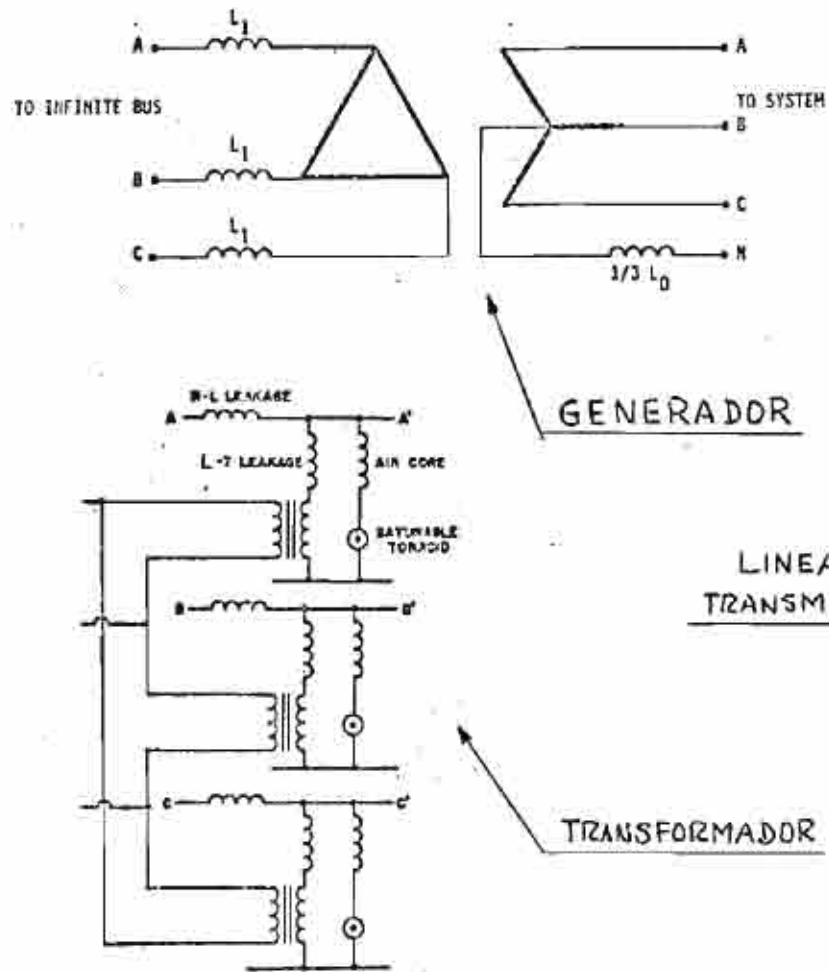
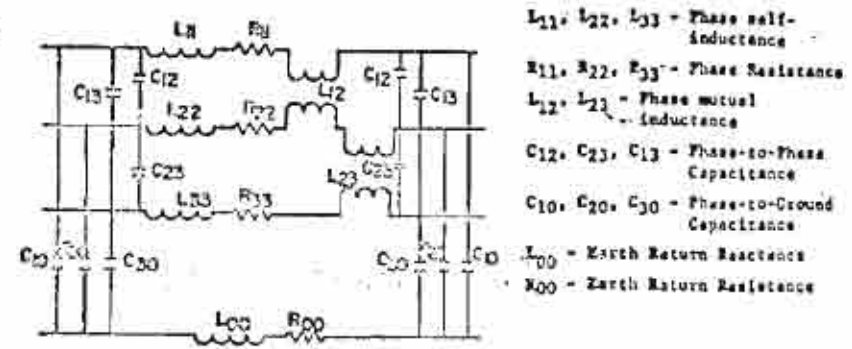


FIGURE 3-5. ANACOM Transposed Transmission Line Model

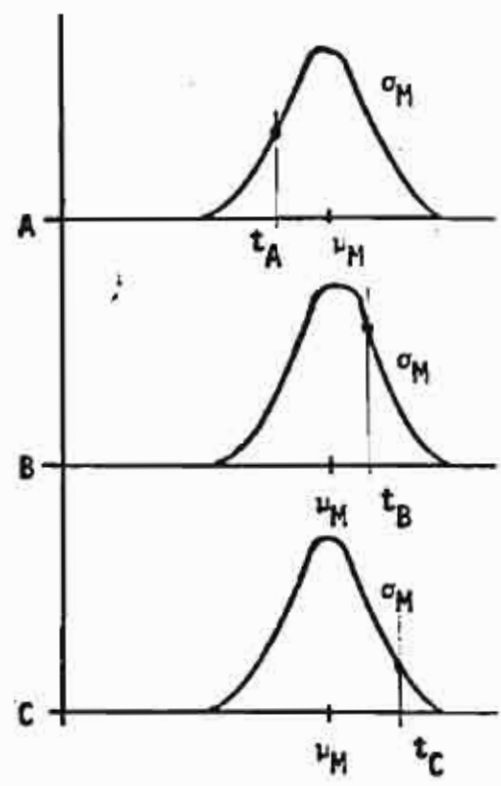
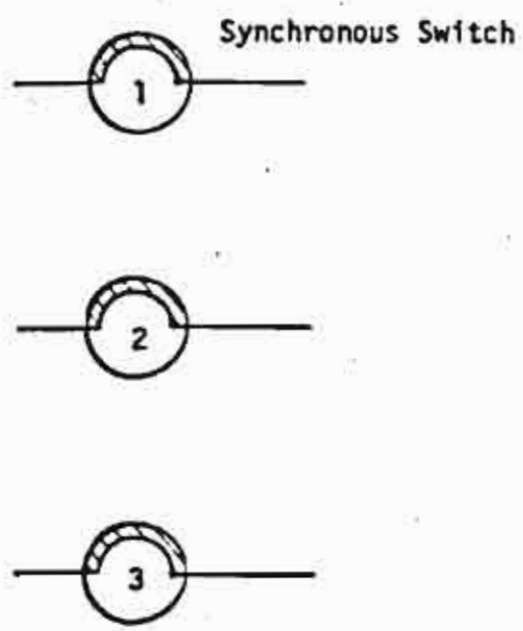
LINEA DE TRANSMISION



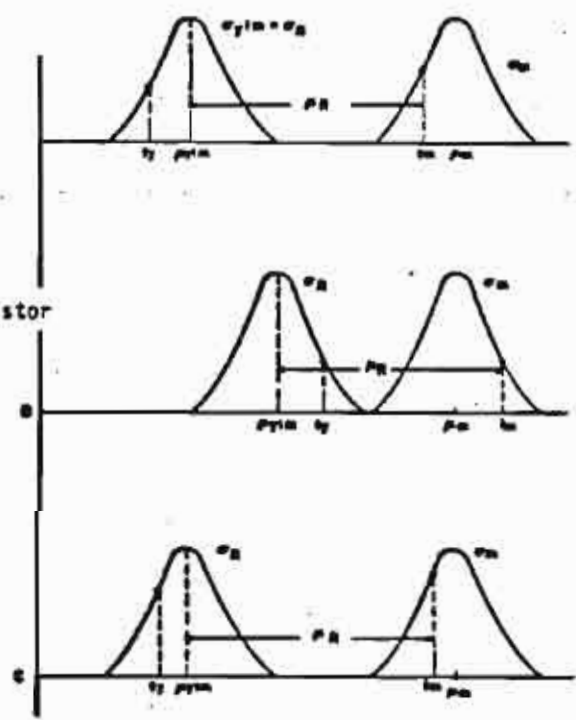
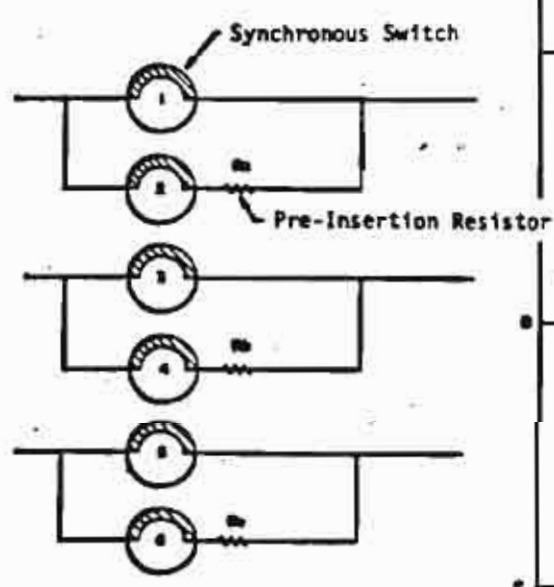
- L_{11}, L_{22}, L_{33} - Phase self-inductance
- R_{11}, R_{22}, R_{33} - Phase Resistance
- L_{12}, L_{21} - Phase mutual inductance
- C_{12}, C_{21}, C_{13} - Phase-to-Phase Capacitance
- C_{10}, C_{20}, C_{30} - Phase-to-Ground Capacitance
- L_{10} - Earth Return Reactance
- R_{10} - Earth Return Resistance

FIGURE 3-6. ANACOM Nontransposed Transmission Line Model

GRAFICO A-III-2-1 MODELOS DE COMPONENTES EN EL TNA



a) Without pre-insertion resistors



b) With pre-insertion resistors

GRAFICO A - III - 2 - 2 MODELO DE DISYUNTORES EN EL TNA

LISTA DE CASOS ESTUDIADOS

1. PRIMER ESTUDIO (Con General Electric 1974)

Objetivo básico: Determinar las condiciones más severas de voltaje en descargadores.

Estudios realizados: Fallas, energización, recierre, pérdida de carga.

Sistema Estudiado: Esquemas del SNT para 1979 y 1990

2. SEGUNDO ESTUDIO (Con General Electric 1975)

Objetivo básico: Determinar las condiciones más severas de voltaje en descargadores y definir si se presentarían restricciones en la operación del sistema.

Estudios realizados: Energización y pérdida de carga.

Sistema Estudiado: Esquema del SNT Guayaquil-Quito.

3. TERCER ESTUDIO (Con Westinghouse 1984)

(El listado presenta sólo los casos de energización y recierre).

Objetivo básico: Determinar efectos de los sobrevoltajes por maniobras en condensadores, además evaluar requerimientos de pararrayos y resistencias de preinscripción para algunos casos.

Estudios realizados: Energización y recierre de líneas, energización de bancos de condensadores, reencendido, fallas, pérdida de carga.

Sistema estudiado: Esquema del SNT Paute-Pascuales-Sto. Domingo.

I. PRIMER ESTUDIO

PRIMER ESTUDIO		1979 SYSTEM	
Case No.	Operation	From	To
1	SLGF	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
2	Reclosing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
3	Energizing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
4	Reclosing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
5	Energizing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
6	SLGF	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
7	Reclosing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
8	Energizing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
9	Reclosing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
10	Energizing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
11	SLGF	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
12	Reclosing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
13	Reclosing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
14	Energizing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
15	Energizing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
16	Energizing	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
17	Reclosing	Faute 230 kV	Bolicho 138 kV
18	SLGF	Faute 230 kV	Bolicho 230 kV
19	SLGF	Faute 138 kV	Bolicho 230 kV
20	Energizing	Faute 138 kV	Bolicho 230 kV
21	SLGF	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
22	Reclosing	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
23	Reclosing	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
24	Energizing	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
25	SLGF	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
26	Energizing	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
27	SLGF	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
28	Reclosing	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
29	Energizing	Bolicho 230 kV	Faute 230 kV
30	SLGF	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
31	Reclosing	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
32	Energizing	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
33	SLGF	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
34	Reclosing	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
35	Energizing	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
36	SLGF	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
37	Reclosing	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
38	Energizing	Bolicho 230 kV	Quevedo 230 kV
39	SLGF	Bolicho 230 kV	Guayaquil 230 kV
40	Reclosing	Bolicho 230 kV	Guayaquil 230 kV
41	SLGF	Bolicho 230 kV	Guayaquil 230 kV
42	Reclosing	Bolicho 230 kV	Guayaquil 230 kV
43	SLGF	Faute 138 kV	Cuenca 138 kV
44	Energizing	Faute 138 kV	Cuenca 138 kV
45	IP Reclosing	Faute 138 kV	Cuenca 138 kV
46	SLGF	Bolicho 230 kV	Santo Domingo 230 kV
47	Energizing	Bolicho 230 kV	Santo Domingo 230 kV
48	SLGF	Bolicho 230 kV	Santo Domingo 230 kV and Quevedo 138 kV
49	Energizing	Bolicho 230 kV	Santo Domingo 230 kV and Quevedo 138 kV
50	Reclosing	Bolicho 230 kV	Santo Domingo 230 kV
51	SLGF	Bolicho 230 kV	Santo Domingo 230 kV
52	Reclosing	Bolicho 230 kV	Santo Domingo 230 kV
53	SLGF	Quevedo 230 kV	Santo Domingo 230 kV
54	Reclosing	Quevedo 230 kV	Santo Domingo 230 kV

Case No.	Operation	From	To
55	SLGF	Bolicho 138 kV	El Oro 138 kV
56	Reclosing	Bolicho 138 kV	El Oro 138 kV
57	Energizing	Bolicho 138 kV	El Oro 138 kV
58	SLGF	El Oro 138 kV	Sur 138 kV
59	Reclosing	El Oro 138 kV	Sur 138 kV
60	Energizing	El Oro 138 kV	Sur 138 kV
61	SLGF	Guayaquil 230 kV	Bolicho 230 kV
62	SLGF	Santo Domingo 230 kV	Quevedo 230 kV
63	Reclosing	Santo Domingo 230 kV	Quevedo 230 kV
64	Energizing	Santo Domingo 230 kV	Quevedo 230 kV
65	SLGF	Santo Domingo 230 kV	Quito 230 kV
66	Reclosing	Santo Domingo 230 kV	Quito 230 kV
67	Energizing	Santo Domingo 230 kV	Quito 230 kV
68	SLGF	Santo Domingo 230 kV	Esmeraldas 138 kV
69	Reclosing	Santo Domingo 230 kV	Esmeraldas 138 kV
70	Energizing	Santo Domingo 230 kV	Esmeraldas 138 kV
71	SLGF	Quito 230 kV	Santo Domingo 230 kV
72	Reclosing	Quito 230 kV	Santo Domingo 230 kV
73	Energizing	Quito 230 kV	Santo Domingo 230 kV
74	SLGF	Quito 138 kV	Inbarra 138 kV
75	Reclosing	Quito 138 kV	Inbarra 138 kV
76	Energizing	Quito 138 kV	Inbarra 138 kV
77	Load Rejection	Paute 138 kV	Cuenca 138 kV
78	Load Rejection	Paute 138 kV	Cuenca 138 kV
79	Load Rejection	Paute 138 kV	Cuenca 69 kV

Case No.	Operation	From	To
1990 SYSTEM			
80	SLGF	Paute 345 kV	Guayaquil 345 kV
81	Energizing	Paute 345 kV	Guayaquil 345 kV
82	Energizing	Paute 345 kV	Guayaquil 345 kV
83	Energizing	Paute 345 kV	Guayaquil 345 kV
84	Reclosing	Paute 345 kV	Guayaquil 345 kV
85	Energizing	Paute 345 kV	Guayaquil 345 kV
86	SLGF	Guayaquil 345 kV	Paute 345 kV
87	Reclosing	Guayaquil 345 kV	Paute 345 kV
88	SLGF	Coca 230 kV	Quito 230 kV
89	Energizing	Coca 230 kV	Quito 230 kV
90	Energizing	Coca 230 kV	Quito 230 kV
91	Energizing	Coca 230 kV	Quito 230 kV
92	Reclosing	Coca 230 kV	Quito 230 kV
93	Reclosing	Coca 230 kV	Quito 230 kV
94	SLGF	Quito 230 kV	Coca 230 kV
95	Reclosing	Quito 230 kV	Coca 230 kV
96	Reclosing	Quito 230 kV	Coca 230 kV
97	SLGF	Quito 230 kV	Toachi 230 kV
98	SLGF	Toachi 230 kV	Quito 230 kV
99	SLGF	Quevedo 230 kV	Santo Domingo 230 kV
100	SLGF	Santo Domingo 230 kV	Quevedo 230 kV
101	SLGF	Bolicho 230 kV	Paute 230 kV
102	SLGF	Paute 230 kV	Bolicho 230 kV
103	Load Rejection	Coca 230 kV	Quito 230 kV
104	Load Rejection	Coca 230 kV	Quito 230 kV

II SEGUNDO ESTUDIO

SEGUNDO ESTUDIO

B2-3

LINE NUMBER	LINE OR LINE AND TRANSFORMER BEING SWITCHED (See note below)	SYSTEM OPERATION	OPERATING CIRCUIT BREAKER				230/135/13.8 KV AUTO-TRANSFORMERS IN SERVICE				10 KVAN - 13.8 KV SHUNT REACTORS IN SERVICE							
			LOCATION	KV	CLOSING SEQUENCE PARAMETERS			Pascales	Quevedo	Santo Domingo	Quito	Pascales	Quevedo	Santo Domingo	Quito			
					Resistor (Ohms)	Acceleration (ft/sec ²)	Time (Sec)											
FROM	TO																	
1	1	Pascales 230 KV	Quevedo 135 KV	Energizing	Pascales	230	400	120	150	2	1	-	-	2	1	-	-	-
1	2	Pascales 230 KV	Quevedo 230 KV	Energizing	Pascales	230	400	120	150	1	0	-	-	0	0	-	-	-
1	3	Pascales 230 KV	Quevedo 230 KV	Reclosing	Pascales	230	400	120	150	1	0	-	-	0	0	-	-	-
1	10	Pascales 230 KV	Santo Domingo 135 KV	Energizing	Pascales	230	400	120	150	2	1	1	1	2	1	1	1	1
1	20	Pascales 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Pascales	230	400	120	150	2	1	1	1	2	1	1	1	1
1	21	Pascales 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Pascales	230	400	120	150	1	0	1	1	1	0	1	1	1
1	2	Quevedo 230 KV	Santo Domingo 135 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	2	1	1	-	2	1	1	-	-
1	9	Quevedo 230 KV	Santo Domingo 230 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	1	0	0	-	0	0	0	-	-
1	14	Quevedo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	2	1	1	1	2	1	1	1	1
1	15	Quevedo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	1	1	1	1	0	1	1	1	1
1	17	Quevedo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	1	0	1	1	0	0	1	1	1
21	3	Santo Domingo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	2	1	1	1	2	1	1	1	2
21	4	Santo Domingo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	2	1	1	1	2	1	1	1	1
21	7	Santo Domingo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	2	1	1	1	2	1	1	1	0
21	21	Santo Domingo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	22	Santo Domingo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	1	1	1	1	0	1	1	1	1
21	23	Santo Domingo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	1	0	1	1	1	0	1	1	1
21	14	Santo Domingo 230 KV	Santa Rosa 135 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	1	1	0	1	1	1	0	1	1
21	15	Santo Domingo 230 KV	Quito 230 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	2	1	1	0	2	1	1	-	-
21	16	Santo Domingo 230 KV	Quito 230 KV	Energizing	Santo Domingo	230	400	120	150	1	0	0	-	0	0	0	-	-
21	17	Santo Domingo 230 KV	Quito 230 KV	Reclosing	Santo Domingo	230	400	120	150	2	1	1	-	2	1	1	-	-
21	18	Santo Domingo 230 KV	Quito 230 KV	Reclosing	Santo Domingo	230	400	120	150	1	0	1	-	0	0	1	-	-
21	24	Quevedo 230 KV	Pascales 135 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	1	0	0	1	1	0	0	0	0
21	25	Quevedo 230 KV	Pascales 135 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	1	1	1	1	1	1	1	1	2
21	23	Quevedo 230 KV	Pascales 135 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	2	1	1	1	2	1	1	1	2
21	24	Quevedo 230 KV	Pascales 230 KV	Energizing	Quevedo	230	400	120	150	-	1	1	1	-	1	1	1	2
21	27	Quevedo 230 KV	Pascales 230 KV	Reclosing	Quevedo	230	400	120	150	-	1	1	1	-	1	1	1	2
21	29	Quevedo 230 KV	Pascales 230 KV	Reclosing	Quevedo	230	400	120	150	-	0	0	1	-	0	0	0	0
21	22	Quito 230 KV	Pascales 135 KV	Energizing	Quito	230	400	120	150	1	0	0	1	1	0	0	0	0
31	31	Central 69 KV	Santa Rosa 135 KV	Load Rejection	---	---	---	---	---	2	1	1	1	2	1	1	1	2

Note: Second Pascales-Quevedo-Santo Domingo-Quito 230 KV line not in service.

III.

TERCER
ESTUDIO

Line Reclosing Case Results

Case Number	Sending End	Receiving End	Preinsertion Resistor	Circuits Out Of Service	Shunt Capacitor Banks		
					MVAL	Location	Grounding
1	Pascuales	Quevedo	400	Pascuales-Milagro (1)	35	Pascuales 230	U
2	Pascuales	Quevedo	400	Pascuales-Milagro (1)	70	Pascuales 230	U
3	Pascuales	Quevedo	400	Pascuales-Milagro (1)	--	--	--
4	Pascuales	Quevedo	--	Pascuales-Milagro (1)	70	Pascuales 230	U
5	Pascuales	Quevedo	--	Pascuales-Milagro (1)	--	--	--
6	Pascuales	Quevedo	400	Pascuales-Milagro (1)	70	Pascuales 138	U
7	Pascuales	Quevedo	400	Pascuales-Milagro (1)	70	Pascuales 13.8	U
8	Pascuales	Quevedo	400	Pascuales-Milagro (1)	70	Pascuales 230	G
9	Pascuales	Quevedo	400	Pascuales-Milagro-Paute(1)	70	Pascuales 230	U
10	Pascuales	Quevedo	400	None	70	Pascuales 230	U
11	Pascuales	Milagro	400	None	70	Pascuales 230	U
12	Pascuales	Milagro	400	None	70	Pascuales 230	G
13	Pascuales	Milagro	400	None	--	--	--
14	Pascuales	Milagro	--	None	70	Pascuales 230	U
15	Milagro	Paute	400	None	20	Milagro 230	U
16	Milagro	Paute	400	Pascuales-Milagro (1)	20	Milagro 230	U
17	Paute	Milagro	400	Pascuales-Milagro (1)	20	Milagro 230	U

Line Energizing Case Results

Case Number	Sending End	Receiving End	Preinsertion Resistor	Arresters	System Configuration
54	Paute	Pascuales	400	--	Parallel Line Out, Unloaded xf at Milagro
55	Paute	Pascuales	--	--	Parallel Line Out, Unloaded xf at Milagro
56	Paute	Pascuales	--	192 KV at Milagro and Pascuales	Parallel Line Out, Unloaded xf at Milagro
57	Paute	Pascuales	--	--	Parallel Line Out
61	Paute	Cuenca	--	--	Parallel Line In, Three Units On

ANEXO A-III-3-(4)

B I B L I O G R A F I A

- | | | |
|-----|------------------|--|
| B1 | INECEL | Línea de Transmisión 230 kV - Memoria Descriptiva. |
| B2 | OREJUELA V. | Selección y Coordinación del aislamiento del Sistema de Transmisión <u>Paute</u> -Guayaquil. Tesis de Grado - <u>Escuela</u> Politécnica Nacional - Quito Agosto 1972. |
| B3 | GENERAL ELECTRIC | EHV Transmission Line Reference Book
EEI - 1968 - New York. |
| B4 | OREJUELA V. | Sobrevoltajes de maniobra en el sistema interconectado ecuatoriano CIER - Porto Alegre - Brasil 1978. |
| B5 | INECEL-IECO-CP | Selection and Coordination of the Insulation - SNT - Quito 1974. |
| B6 | GENERAL ELECTRIC | TNA study for IECO-INECEL
Schenectady - N.Y. 1974. |
| B7 | GENERAL ELECTRIC | TNA study for IECO-INECEL
Schenectady - N.Y. 1975 |
| B8 | WESTINGHOUSE | A Switching surge study for INECEL'S 230 kV Transmission System with Shunt Capacitor Banks, Pittsburgh 1984. |
| B9 | HILEMAN A.R. | Line Insulation Design 1973. |
| B10 | HILEMAN A.R. | Weather and its effect on air insulation specifications IEEE, T D. 1984. |
| B11 | FRICK T.H. | Transmission Line insulation design - at High altitude. IEEE, T D. 1984. |