

ESGUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"REQUERIMIENTOS DE BLOQUEO Y DISPARO DE
LINEAS DE TRANSMISION ASOCIADOS
CON OSCILACIONES DE UN
SISTEMA ELECTRICO
DE POTENCIA "

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL
TITULO DE INGENIERO ELECTRICO

WILSON BAYARDO TAPIA GUERRERO

QUITO, 1989

Certifico que el presente trabajo
fue realizado en su totalidad por el
Sr. WILSON BAYARDO TAPIA GUERRERO.



ING. PATRICIO GUERRERO M.

D E D I G A T O R I A

**A MI FAMILIA Y EN
ESPECIAL A MIS PADRES**

PROLOGO

En el presente trabajo se implementó esquemas de bloqueo de disparo en algunas líneas de transmisión del sistema interconectado, donde se presentan oscilaciones de potencia para determinadas condiciones de operación.

Para obtener las oscilaciones de potencia se tomaron en cuenta los estudios de estabilidad transitoria del INECEL, cuyos resultados fueron representados en los diagramas R-X, las imágenes de las oscilaciones, (variación de la impedancia de carga durante condiciones dinámicas del sistema de potencia), en los mismos diagramas R-X se superpone las características de operación de los relés que protegen las líneas de transmisión y en base a la trayectoria que atraviesa (lugar geométrico de la oscilación) y el tiempo que permanecen en la característica de la protección se implementan los esquemas de bloqueo con la finalidad de evitar la apertura o seccionamiento innecesario de líneas que podrían causar inestabilidad en el sistema, produciendo la caída parcial o total del sistema interconectado.

Es así y con la colaboración de funcionarios del INECEL, que se realizaron los estudios de estabilidad transitoria considerando las condiciones de operación antes de la falla de Abril de 1985 (16h00) ratificando la presencia de las oscilaciones de potencia, las mismas que hacen operar los relés que protegen a líneas importantes, requiriendo del

bloqueo de disparo durante un tiempo necesario hasta que salga el punto representativo de la oscilación de la característica de operación de los relés y continúe funcionando normalmente el sistema.

El autor quiere dejar constancia de su agradecimiento a los Ingenieros Mauro Erazo, Mario González, Victor Ajoy, funcionarios del INECEL y a todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de esta tesis.

INDICE

	Pág.
Prólogo.....	iii
Introducción.....	1
CAPITULO I: LAS OSCILACIONES EN UN SISTEMA E- LECTRICO DE POTENCIA	
1.1. Origen y Causas de las Oscilaciones de Potencia.....	4
1.2. Fundamentos de Estabilidad.....	5
1.2.1. Definición de Estabilidad.....	5
1.2.2. Estabilidad Transitoria.....	6
1.2.2.1. Definición de Estabilidad Transitoria.....	6
1.2.2.2. Métodos de Análisis de la Estabilidad Transitoria.....	9
1.2.3. Estabilidad Permanente.....	14
1.2.3.1. Definición de Estabilidad Permanente.....	14
1.2.3.2. Métodos de Análisis de la Estabilidad Permanente.....	15
1.2.4. Fenómenos de Inestabilidad.....	16
1.2.4.1. Inestabilidad Aperiódica.....	16
1.2.4.2. Inestabilidad Oscilatoria Electromecá- nica.....	16
1.2.4.3. Inestabilidad Oscilatoria Autoexcitada.....	17
1.2.4.4. Inestabilidad Torsional.....	17

	Pág.
1.2.5. Torques que intervienen en el Proceso de Oscilación.....	18
1.3. Clases de Oscilaciones de Potencia.....	19
1.3.1. Oscilaciones Libres de Pequeña Amplitud.....	19
1.3.2. Oscilaciones Libres de Gran Amplitud.....	19
1.3.3. Oscilaciones Forzadas.....	20
1.4. Efecto de las Oscilaciones en un Sistema de Potencia.....	20

**CAPITULO II: PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION
CONTRA OSCILACIONES EN LOS SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA**

2.1. Determinación y Representación de las Características de Oscilaciones de Potencia en los Diagramas R-X.....	22
2.2. Obtención de las Características de las Oscilaciones en un Sistema Eléctrico de Potencia Simplificado.....	23
2.3. Efecto de las Oscilaciones en las Protecciones de las Líneas de Transmisión que conforman el Sistema de Potencia.....	28
2.3.1. Efecto de las Oscilaciones en los Esquemas de Distancia.....	30

	Pág.	
2.3.2.	Esquema de Protección de Corriente Diferencial.....	35
2.3.3.	Esquema de Protección de Comparación de Fase.....	38
2.3.4.	Efecto de las Oscilaciones en los Esquemas de Comparación Direccional.....	38
2.3.5.	Efecto de las Oscilaciones en los Esquemas de Disparo Transferido.....	39
2.3.5.1.	Esquema de Disparo Transferido con Sub-Alcance (DUTT).....	41
2.3.5.2.	Esquema de Disparo Transferido Permisivo con Sub-Alcance (FUTT).....	43
2.3.5.3.	Esquema de Disparo Permisivo con Sobre-Alcance (PDU).....	44
2.3.6.	Efecto en los Relés de Sobrecorriente.....	45
 CAPITULO III: APLICACION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION EN LINEAS DE TRANSMISION CUANDO SE PRODUCEN OSCILACIONES DE POTENCIA		
3.1.	Introducción.....	46
3.2.	Esquemas de Bloqueo y su Criterio de Aplicación.....	47
3.2.1.	Bloqueo de Disparo durante Oscilaciones Estables.....	48

	Pág.	
3.2.2.	Bloqueo de Disparo durante Condiciones de Pérdida de Sincronismo.....	51
3.2.2.1.	Aplicación del Esquema de Bloqueo de Disparo y Bloqueo de Recierre durante Oscilaciones de Potencia.....	52
3.3.	Esquemas de Disparo y su Criterio de Aplicación.....	56
3.4.	Criterios de Selección del Esquema Adecuado en el Sistema de Potencia cuando se producen Oscilaciones de Potencia.....	63
 CAPITULO IV: DETERMINACION DE LOS REQUERIMIENTOS DE PROTECCION EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO CUANDO EXISTEN OSCILACIONES		
4.1.	Introducción.....	68
4.2.	Obtención de los Lugares Geométricos de Oscilaciones y/o Pérdidas de Sincronismo para el S.N.I. del INECEL.....	69
4.2.1.	Lugares Geométricos de Oscilaciones y Pérdidas de Sincronismo para el S.N.I. del INECEL en forma simplificada.....	69
4.2.1.1.	Obtención de las Oscilaciones Reflejadas en el Diagrama R-X.....	76

	Pág.
4.2.2. Lugares Geométricos de Oscilaciones y Pérdidas de Sincronismo usando el Programa de Estabilidad Transitoria.....	88
4.3. Análisis de Resultados.....	125
4.3.1. Análisis de las Oscilaciones y Pérdidas de Sincronismo cuando el Sistema de Potencia es simplificado.....	125
4.3.2. Análisis de las oscilaciones y Pérdidas de Sincronismo con resultados del Programa de Estabilidad Transitoria.....	128
4.3.3. Comentarios de Resultados.....	131
4.4. Selección del Esquema de Protección adecuado.....	132
4.5. Beneficios de la Aplicación del Esquema seleccionado durante Oscilaciones de Potencia.....	146
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	148
APENDICE A	
APENDICE B	
APENDICE C	

INTRODUCCION

Desde el momento de entrar a funcionar el sistema interconectado del INECEL se presentaron perturbaciones, las mismas que fueron tomadas en cuenta durante la planificación para implementar esquemas de protección adecuados para cada tipo de perturbación, buscando hacer segura su operación. Sin embargo, no se implementaron los esquemas de protección durante oscilaciones y/o condiciones de pérdida de sincronismo en el sistema de transmisión.

Los fenómenos dinámicos que experimentan los sistemas eléctricos por efecto de las perturbaciones corresponden a los problemas más complejos enfrentados por la ingeniería de potencia [3].

Las oscilaciones de potencia se han presentado en el sistema nacional interconectado (SNI) en varias ocasiones y afectaron la operación normal de dicho sistema de potencia.

El sistema interconectado tuvo uno de los momentos más críticos, en cuanto a oscilaciones de potencia se refiere, en abril de 1985 a raíz de una falla cerca a la subestación Milagro en la línea de subtransmisión Milagro-Babahoyo - 69 Kv, donde se obtuvieron registros oscilográficos que evidenciaron una pérdida de estabilidad, produciendo el colapso y caída total del sistema interconectado. En vista de esta

situación se plantearon numerosas interrogantes en cuanto a la actuación de las protecciones de líneas de transmisión lo que puso de manifiesto la no existencia de algún esquema de protección durante oscilaciones y/o condiciones de pérdida de sincronismo.

Lo mencionado anteriormente condujo a realizar el presente trabajo, que es el de tomar en cuenta las oscilaciones y dar la protección adecuada y que se ha dividido en los siguientes capítulos:

El primer capítulo, llamado oscilaciones de un sistema eléctrico de potencia, estudia a las oscilaciones de potencia bajo los términos de estabilidad transitoria y estabilidad permanente, revisando conceptos modernos de estabilidad.

El capítulo segundo trata de la protección de las líneas de transmisión durante oscilaciones de potencia, se determinan y representan las características de las oscilaciones. También se estudia el efecto de las oscilaciones en las protecciones de las líneas de transmisión o interconexión de los sistemas de potencia.

El capítulo tercero es una aplicación de los esquemas de protección en las líneas de transmisión e interconexión cuando se producen oscilaciones de potencia, se mencionan los esquemas de bloqueo y disparo con sus respectivos crite-

rios de aplicación para seleccionar el esquema más adecuado.

El capítulo cuarto es una aplicación de los conceptos expuestos en capítulos anteriores a un caso específico del sistema nacional interconectado del INECEL. Se describe y analiza el sistema en condiciones normales de operación y cuando se presentan oscilaciones de potencia utilizando el programa de estabilidad transitoria para estudio de protecciones. Posteriormente se analizan los resultados, seleccionando la protección apropiada exponiendo los beneficios de la aplicación del esquema seleccionado.

CAPITULO I

LAS OSCILACIONES EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

1.1.- ORIGEN Y CAUSAS DE LAS OSCILACIONES DE POTENCIA.-

En los sistemas eléctricos se presentan ciertas oscilaciones que pueden afectar en forma parcial o total el funcionamiento normal.

Las oscilaciones son fenómenos balanceados trifásicos. Se originan por perturbaciones, que son variaciones de los parámetros del sistema que conllevan a una ruptura del equilibrio carga-generación.

Las causas más frecuentes de las oscilaciones de potencia son las siguientes:

- a) **Conexión o desconexión normal de cargas.-** Estas perturbaciones originan oscilaciones que siempre están presentes y que no alteran el funcionamiento normal del sistema de potencia.
- b) **Fallas Mono o Polifásicas.-** Estas perturbaciones normalmente van seguidas de la apertura de líneas de interconexión al intervenir los equipos de protección, luego de lo cual la oscilación continúa en el resto del sistema.
- c) **Desconexión accidental de una máquina, de un transformador o de una línea de transmisión.**

Las perturbaciones de los literales b) y c) son las que podrían llevar al sistema eléctrico de potencia a salir de sincronismo. Las oscilaciones de potencia son fenómenos dinámicos electromecánicos que se agrupan bajo los términos de estabilidad transitoria y permanente [3].

1.2.- FUNDAMENTOS DE ESTABILIDAD.-

En un sistema eléctrico, operando normalmente, todos los generadores síncronos conectados giran a la misma velocidad angular eléctrica, llamada velocidad de sincronismo. La potencia eléctrica suministrada por los generadores depende de las posiciones angulares relativas de los rotores, llamados ángulos de potencia (δ). Estas posiciones angulares se mantienen constantes en un estado sin perturbaciones.

1.2.1.- DEFINICION DE ESTABILIDAD.-

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se la define como la habilidad que tiene un sistema de máquinas síncronas, interconectadas por una red eléctrica de mantenerse en sincronismo ante la ausencia de perturbaciones y de recuperar una posición de equilibrio luego de ser sometido a una de ellas [3,9].

El término estabilidad en un sistema eléctrico de potencia se aplica a una máquina o grupo de máquinas

síncronas, para señalar la condición de permanecer en sincronismo entre sí, cuando se han producido perturbaciones en el sistema.

Cuando las fuerzas perturbadoras son mayores a las restauradoras, se presenta inestabilidad en el sistema.

La presencia de ciertas oscilaciones de potencia no necesariamente es síntoma de inestabilidad. *→ está mal.*

1.2.2.- ESTABILIDAD TRANSITORIA.-

1.2.2.1.- DEFINICION DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.-

La estabilidad transitoria se la define como la habilidad que tiene un sistema eléctrico de mantenerse en sincronismo al presentarse grandes perturbaciones.

En las Figs. 1.1. a 1.5., se muestran las diferentes formas en que puede evolucionar un sistema antes, durante y después de ocurrida una perturbación; así: en el caso que se muestra en la Fig 1.1., se presenta inestabilidad y los casos de las Figs. 1.2. a 1.5., se indican cuatro variantes de estabilidad transitoria. Desde el punto de vista práctico, el sistema será estable si llega a una dinámica como la representada en las Figs. 1.4. y 1.5. La estabilidad transitoria, que es importante estudiar en los sistemas eléctricos de potencia es la estabilidad simple de n máquinas síncronas, como el caso que se indica en la Fig. 1.5.

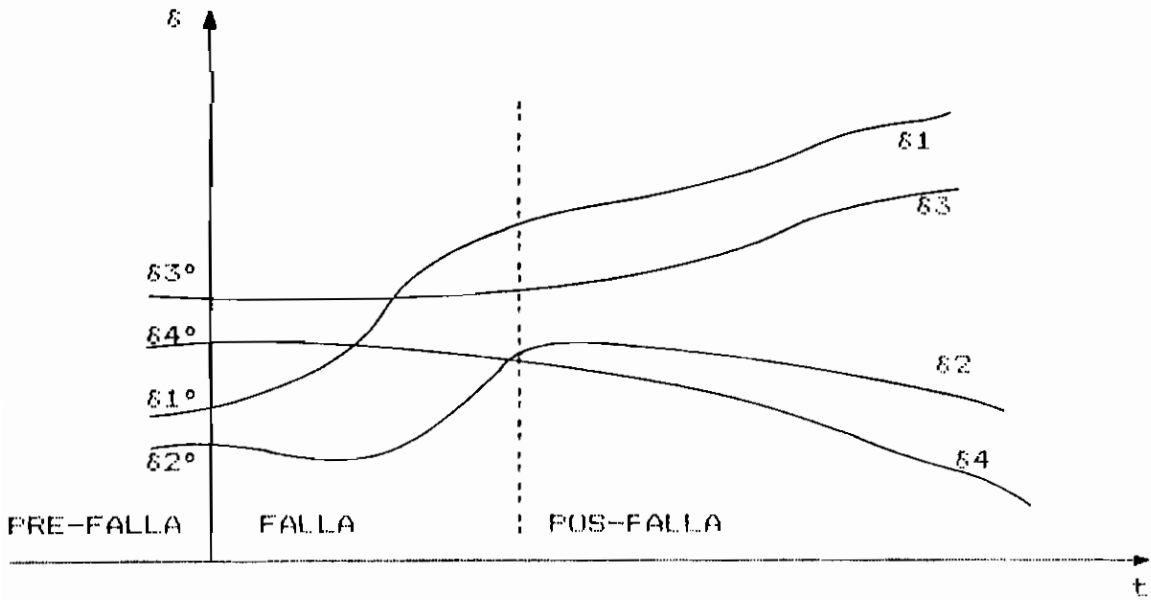


Fig. 1.1. Sistema inestable de 4 máquinas que operaban en sincronismo antes de la perturbación.

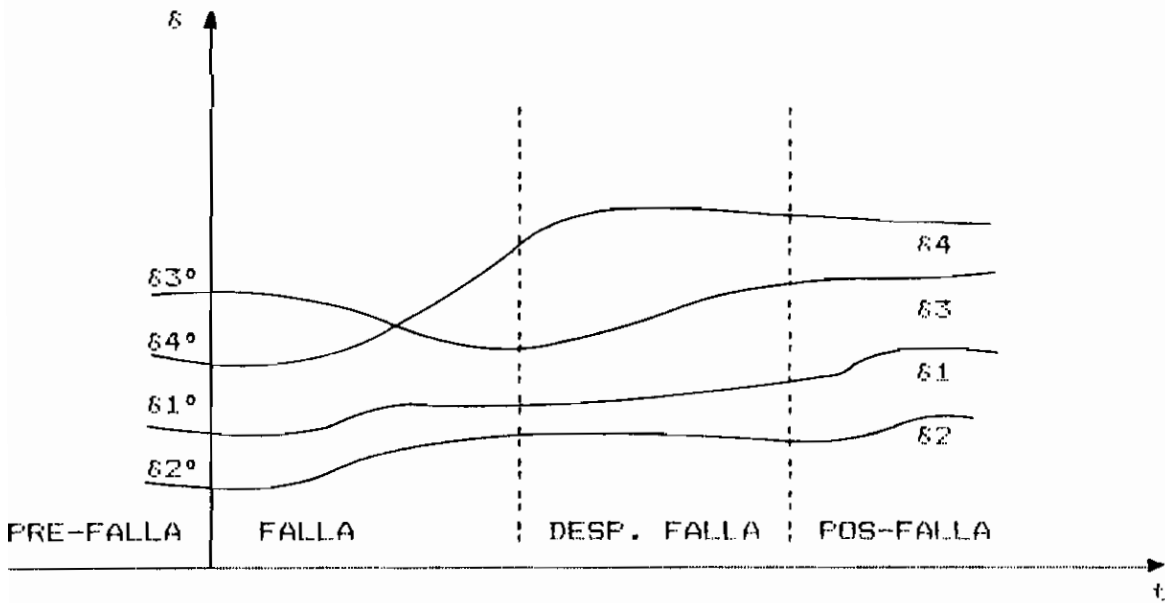


Fig. 1.2. Estabilidad Asintótica en 4 máquinas, tomadas por separado.

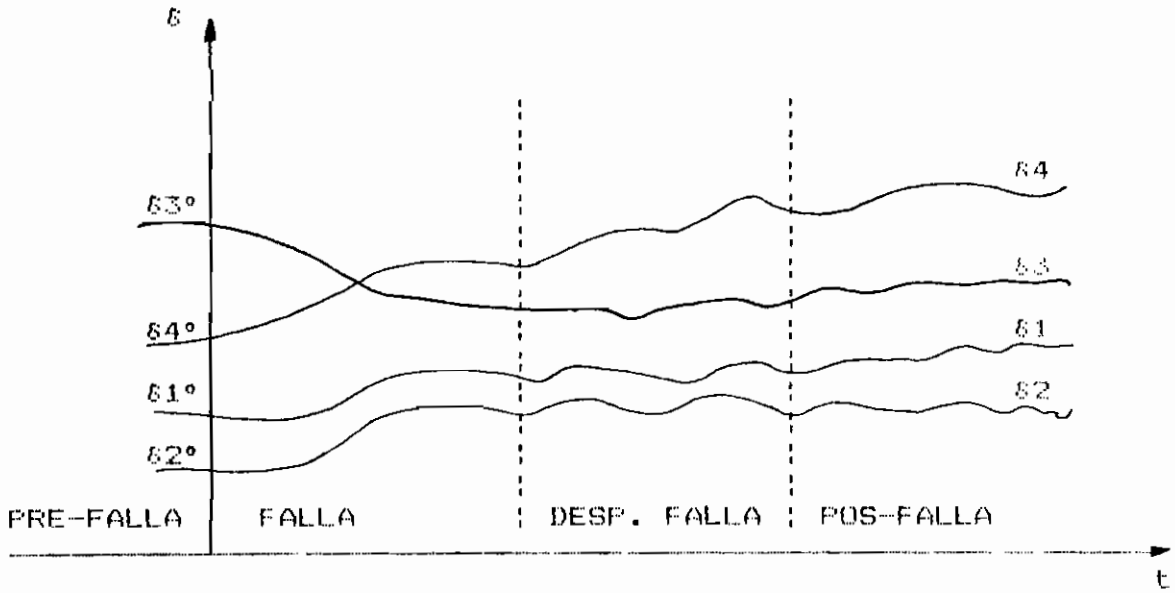


Fig. 1.3. Estabilidad simple de 4 máquinas tomadas por separado, oscilan levemente en torno a la condición de sincronismo.

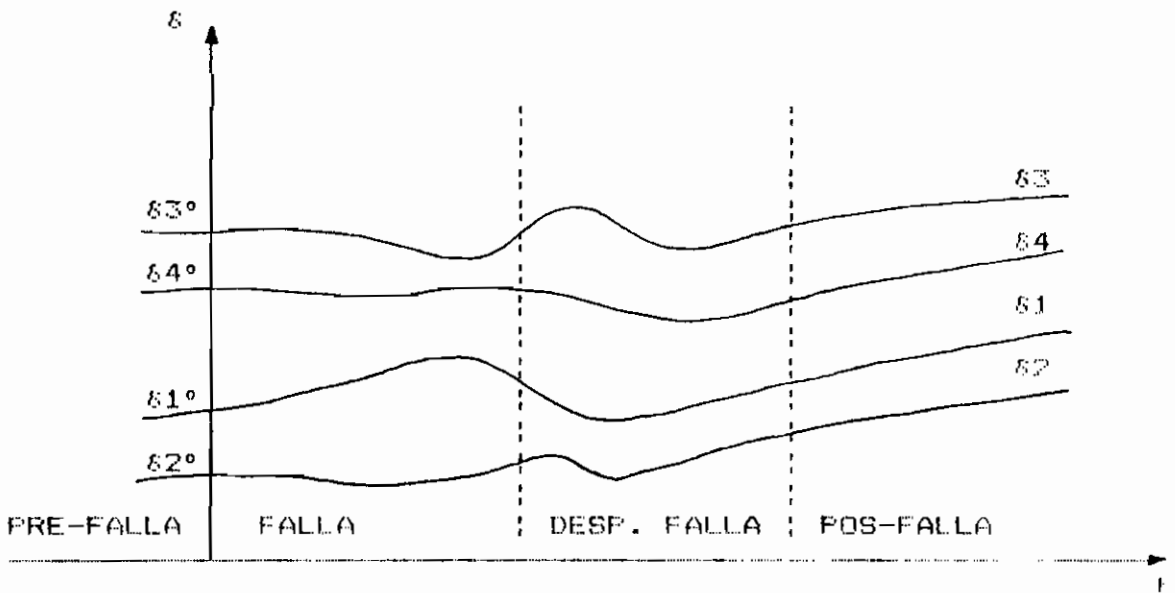


Fig. 1.4. Estabilidad asintótica de 4 máquinas, se sincronizan a una frecuencia que puede ser distinta a la nominal.

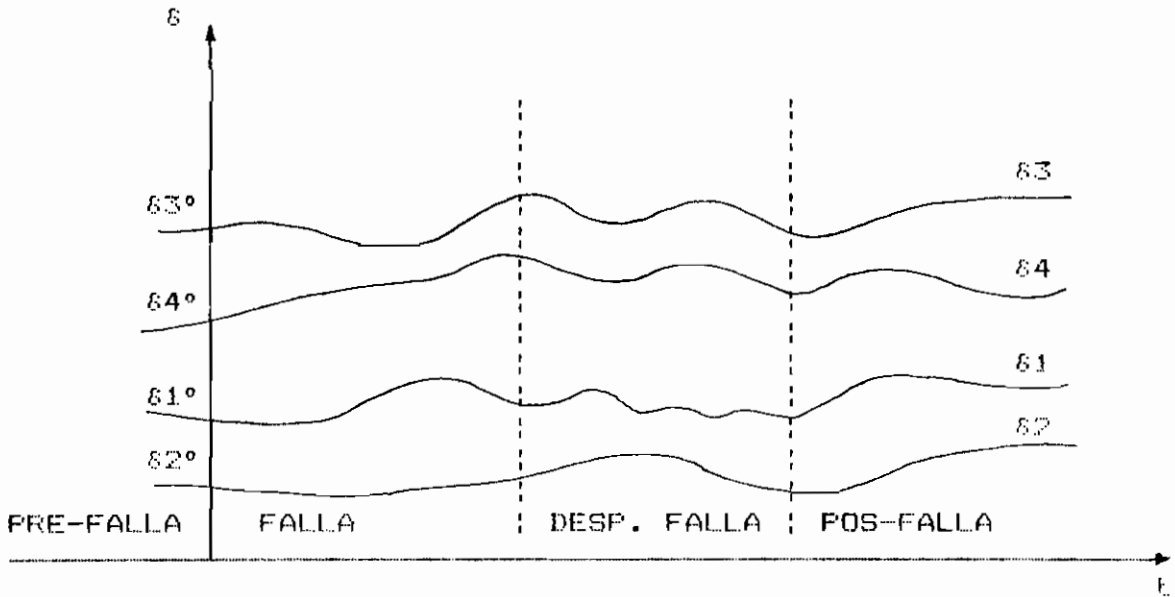


Fig. 1.5. Estabilidad simple del conjunto de las 4 máquinas.

1.2.2.2.- METODOS DE ANALISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA.-

Varios métodos se han desarrollado para analizar la estabilidad transitoria. El problema es complejo, no sólo por la no linealidad, sino por las discontinuidades que se producen en la primera etapa de evolución del sistema eléctrico.

Los métodos usados se ha clasificado en dos grandes grupos:

- a) **METODOS DE SIMULACION.-** Estos métodos simulan el comportamiento del sistema en intervalos de tiempo apropiados hasta que se determina si el sistema se mantiene o no en sincronismo.

En este método se distinguen dos etapas y son: la evolución del sistema desde la ocurrencia hasta la eliminación de la perturbación y la evolución a partir de la eliminación de la perturbación.

En los métodos de simulación se distinguen dos alternativas:

i) **SIMULACION ANALOGICA.**- Se utiliza el computador analógico (analizador de redes eléctricas).

ii) **SIMULACION NUMERICA.**- En la actualidad es la herramienta de mayor uso, por la amplia disponibilidad de los computadores digitales.

b) **METODOS DIRECTOS.**- Estos métodos diagnostican si el sistema es o no estable. En estos métodos se puede distinguir dos subgrupos, así tenemos:

i) **METODOS ANALITICOS CONVENCIONALES.**- Estos métodos resuelven el problema integrando analíticamente las ecuaciones diferenciales. Esto es práctico para sistemas pequeños con dos máquinas.

ii) **METODOS ANALITICOS ENERGETICOS-DIRECTOS.**- Este subgrupo incluye una diversidad de métodos, entre ellos se tiene los siguientes:

- Método de la integral de la energía [4,9,25].

- Método de agrupación dinámica a través de equiva-

lentes [29].

- Método de cambio de la energía cinética [29].
- Segundo método directo de Liapunov [3,26,30,31].

El método directo más familiar para análisis de la estabilidad transitoria surgió de criterios energéticos y es, el "Criterio de Areas Iguales", que es aplicable a un sistema general de una máquina conectada a una barra infinita o dos máquinas conectadas por una red de interconexión. El método se aplica gráficamente comparando dos áreas, una proporcional a la energía cinética y la otra proporcional a la energía potencial.

En la Fig. 1.6. se muestra la transferencia de potencia del Sistema A hacia el B (P_1), que analíticamente y en forma general está dado por la siguiente expresión:

$$P = \frac{V_A \cdot V_B}{X} \sin \delta \quad [1]$$

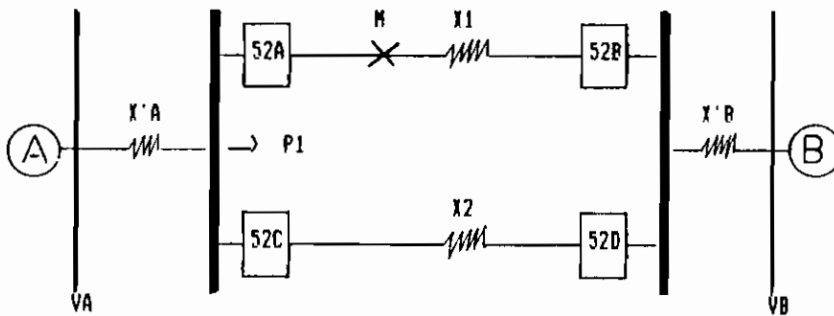
Donde:

V_A, V_B = Magnitudes de voltaje en los sistemas A y B respectivamente.

X = Reactancia total del sistema, que incluyen las reactancias transitorias de las máquinas y de las líneas de interconexión.

δ = Angulo de desfase entre los voltajes de los sistemas A y B (ángulo de potencia).

En la Fig 1.7. se indica las curvas de transferencia de potencia en función del ángulo de potencia (δ) antes, durante y después de una falla trifásica con el objeto de estudiar la estabilidad transitoria.



$$X = X'A + X1 // X2 + X'B$$

Fig. 1.6. Sistema de potencia interconectado por L/L de doble circuito durante una falla 3ϕ en M, para el estudio de estabilidad transitoria.

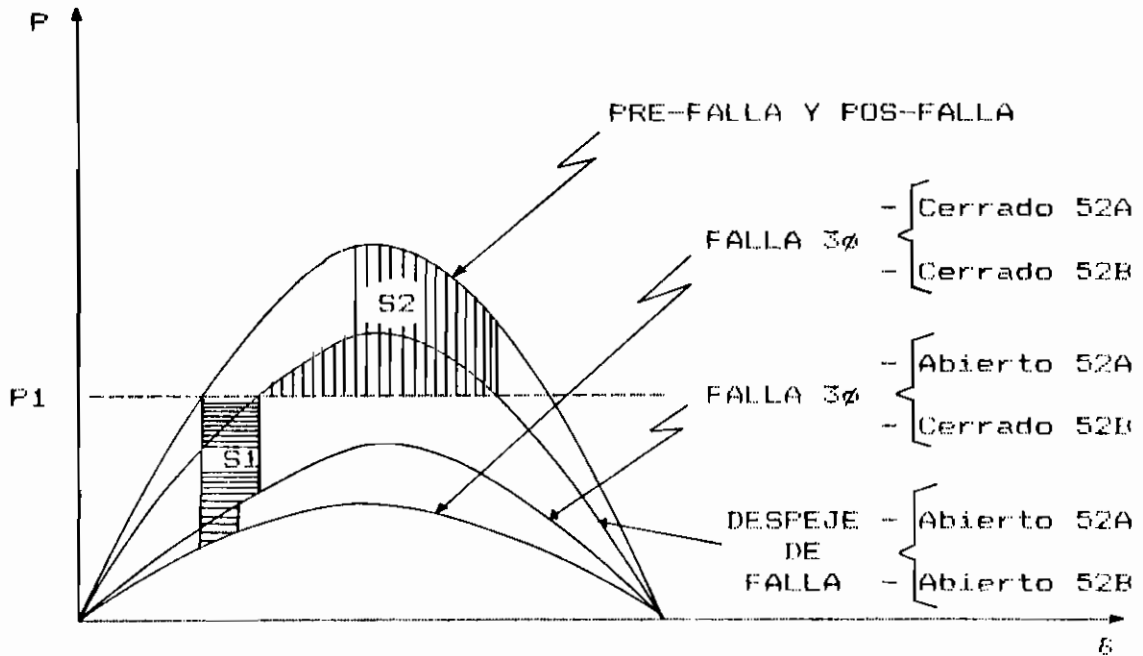


Fig. 1.7. Curvas de transferencia de potencia en función del ángulo de desfase (δ) antes, durante y después de una falla 3 ϕ de Fig. 1.6.

En este método, el análisis de la estabilidad transitoria es directo, en el cual se observa que el área S1 es menor que el área S2, por lo tanto el sistema es estable, ya que el área S1 corresponde a la potencia acumulada por las fuerzas perturbadoras y el área S2 a las restauradoras.

El segundo método directo de Liapunov determina la estabilidad de sistemas dinámicos descritos por ecuaciones diferenciales ordinarias, pero no requiere las soluciones de éstas. El método parte de un modelo mecánico, así por ejemplo: un sistema vibratorio es estable si su energía total es continuamente decreciente hasta alcanzar el estado de equilibrio. El segundo método de Liapunov se basa en este hecho y trata de generalizarlo, manifestando lo siguiente:

Un sistema tiene un estado de equilibrio, cuando la energía acumulada del sistema cae al crecer el tiempo hasta tomar finalmente su valor mínimo en el estado de equilibrio [21].

La aplicación del método directo de Liapunov a estabilidad transitoria en sistemas de potencia es usado en la predicción de límites de estabilidad transitoria. En esencia el procedimiento adoptado es una extensión del criterio de igualdad de áreas.

1.2.3.- ESTABILIDAD PERMANENTE.-

1.2.3.1.- DEFINICION DE ESTABILIDAD PERMANENTE.-

En un sistema eléctrico de potencia, se dice que está en estado permanente si, a continuación de una perturbación pequeña, retorna a un estado de operación sincrónico, idéntico, o muy cercano al estado original [3].

Este tipo de estabilidad ha motivado extensos estudios para varios sistemas de potencia en el mundo, provistos de reguladores de tensión y de velocidad muy rápidos en los generadores de sistemas con unidades térmicas muy grandes, o con líneas de transmisión muy largas, ocasionalmente incluyendo compensación serie.

Se distinguen dos tipos de estabilidad permanente y son:

- a) **ESTABILIDAD PERMANENTE NATURAL.**- Es la estabilidad que corresponde a la lograda sin necesidad de controles en el sistema.

- b) **ESTABILIDAD PERMANENTE CONDICIONAL.**- Es aquella estabilidad que se logra con la ayuda de elementos de control automático.

1.2.3.2.- METODOS DE ANALISIS DE LA ESTABILIDAD PERMANENTE.-

Para sistemas simples se utilizan métodos tales como, el lugar geométrico de las raíces, Routh Hurwitz y Nyquist.

Para sistemas con multimáquinas han sido analizados a través de los siguientes métodos:

- Método de Respuesta de Frecuencia [3].
- Método Algebraico [31].
- Método de Separación de Dominios [3].
- Método por Simulación [3].
- Método de los Valores Propios [3].

De los métodos anteriores, el más utilizado es el de simulación, para lo cual se recurre a programas de simulación no lineal, como son los programas de estabilidad transitoria con integración paso a paso de las ecuaciones diferenciales, considerando sólo perturbaciones pequeñas, con la ventaja de observar directamente la evolución del sistema. La particularidad en el uso de estos programas es

el alto costo del uso del computador.

1.2.4.- FENOMENOS DE INESTABILIDAD.-

Los fenómenos de inestabilidad varían considerablemente, así como los elementos afectados por ella.

El problema de la inestabilidad se subdivide en varios subprogramas, en los cuales se han utilizado varias herramientas, modelos y programas computacionales para resolverlos. Entre los problemas de inestabilidad tenemos:

1.2.4.1.- INESTABILIDAD APERIODICA.-

Es aquella condición que se produce cuando se ha excedido el límite de transferencia de potencia por cambios graduales de carga. Surge debido a torques de acoplamiento o sincronización insuficientes entre las máquinas. Este tipo de inestabilidad es más frecuente en sistemas sin control, por lo que la modelación requerida para su estudio es limitada.

1.2.4.2.- INESTABILIDAD OSCILATORIA ELECTROMECHANICA.-

Es una condición en la cual surgen las oscilaciones rotóricas originadas en el amortiguamiento negativo introducido por la influencia recíproca entre generadores síncronos y sus controladores, en especial por los reguladores de voltaje.

Las oscilaciones rotóricas pueden ser locales o entre áreas:

- i) **OSCILACIONES ROTORICAS LOCALES.-** Ocurren cuando una central generadora oscila con respecto al sistema. Estas oscilaciones se presentan en sistemas de potencia con centrales alejadas de los centros de carga principales e interconectados por líneas de transmisión largas y débiles.
- ii) **OSCILACIONES ROTORICAS ENTRE AREAS.-** Ocurren entre dos o más grupos de máquinas del sistema, afectando totalmente al sistema eléctrico de potencia. Las oscilaciones rotóricas locales o entre áreas pueden persistir por largos periodos o conducir al sistema a un colapso total.

1.2.4.3.- INESTABILIDAD OSCILATORIA AUTOEXCITADA.-

Es una condición que se presenta en sistemas con líneas de transmisión provistos de compensación serie, donde se amplifican las oscilaciones debido a la resonancia entre la capacitancia e inductancia serie del circuito.

1.2.4.4.- INESTABILIDAD TORSIONAL.-

Es una condición que se presenta en centrales térmicas de gran tamaño con excitatrices estáticas y señales estabilizadoras basadas en la velocidad del eje [3,28,29].

1.2.5.- TORQUES QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE OSCILACION.-

A cualquier frecuencia oscilatoria se desarrollan dos componentes del torque de frenado en la máquina síncrona: La una componente es un torque que está en fase con el ángulo del rotor de la máquina, llamado torque de sincronización ; la otra componente está en fase con la velocidad del rotor llamado torque de amortiguamiento. Los valores de estos torques son fundamentales en hacer estables o inestables a las máquinas.

Cuando la máquina síncrona está operando en estado estable, el torque mecánico que es desarrollado por la turbina está balanceado por el torque eléctrico, que es desarrollado por la máquina y por lo tanto el rotor de la máquina girará a velocidad constante. En caso de presentarse perturbaciones, se produce un cambio del ángulo y velocidad del rotor, apareciendo dos componentes del torque eléctrico y son: El de sincronización y el de amortiguamiento, cada uno de estos torques se mencionan a continuación:

a) **TORQUE DE SINCRONIZACION.-** Es desarrollado por los acoplamientos eléctricos entre las máquinas y dependen de las condiciones de operación de estas máquinas y de las características de la red. Cada flujo de potencia da lugar a una condición diferente de los torques de sincronización.

b) **TORQUES DE AMORTIGUAMIENTO.**- Es desarrollado por una variedad de fuentes, así tenemos: Por los enrollados amortiguadores y los de campo; estabilizadores, todos éstos contribuyen a un amortiguamiento positivo. Los reguladores de voltaje y velocidad contribuyen a un amortiguamiento que contribuyen en el proceso de pérdida de la estabilidad. La mayor influencia negativa proviene del regulador de voltaje [3].

1.3.- CLASES DE OSCILACIONES DE POTENCIA.-

A las oscilaciones de potencia se las clasifica en tres grupos y son los siguientes:

1.3.1.- OSCILACIONES LIBRES DE PEQUEÑA AMPLITUD.-

A estas oscilaciones de potencia también se las conoce como oscilaciones naturales y se presentan en forma continua en los sistemas eléctricos originados por las perturbaciones pequeñas.

1.3.2.- OSCILACIONES LIBRES DE GRAN AMPLITUD.-

Estas oscilaciones se presentan generalmente por la presencia de grandes perturbaciones, las cuales pueden causar inestabilidad al sistema, haciendo que las máquinas pierdan el sincronismo, constituyendo un fenómeno altamente perturbador y que por todos los medios posibles debe evitarse.

1.3.3.- OSCILACIONES FORZADAS.-

Este tipo de oscilaciones se presenta en máquinas síncronas previstas de máquinas impulsoras, cuyo torque varía periódicamente durante el curso de una o dos revoluciones, como es el caso de los motores diesel y el de explosión, lo cual quedaría sujeta a perturbaciones periódicas, produciendo las oscilaciones forzadas [19].

1.4.- EFECTO DE LAS OSCILACIONES EN UN SISTEMA DE POTENCIA.-

El manejo o uso de los sistemas eléctricos de potencia en condiciones normales está entregado a la acción del hombre y/o aparatos automáticos que cumplen consignas bien determinadas. Al contrario, el comando de los sistemas cuando se presentan perturbaciones es entregado a las protecciones.

El objeto del uso de las protecciones es, evitar o disminuir los efectos de las perturbaciones como son: daños de los equipos eléctricos y/o salida parcial o total del sistema.

Las oscilaciones que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia se traducen en variaciones de voltaje, corriente y frecuencia, lo que causa variación de impedancia aparente vista o detectada desde diversos puntos de referencia como son: desde terminales de las líneas de transmisión (L/T), subestaciones (S/E), etc.

Las oscilaciones de potencia afectan en mayor o menor grado a circuitos de control, protección y medición. En una condición inestable puede sacar al sistema y sufrir daños en los equipos, lo cual es perjudicial desde todo punto de vista, lo que se debería realizar los estudios necesarios y adecuados, que es el objetivo del presente trabajo.

CAPITULO II

PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION CONTRA OSCILACIONES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

2.1.- DETERMINACION Y REPRESENTACION DE LAS CARACTERISTICAS DE OSCILACIONES DE POTENCIA EN LOS DIAGRAMAS R-X -.

Las características de las oscilaciones de potencia y condiciones de pérdida de sincronismo que se presentan en los sistemas eléctricos se las obtiene analíticamente y se las representa gráficamente en los diagramas R-X.

Cuando las áreas o sistemas empiezan a perder sincronismo entre sí, se presentan variaciones del ángulo de desfase entre los voltajes de dichas áreas (variación de δ) lo que causa variación de la impedancia, la misma que es vista o detectada desde los puntos deseados (terminales de líneas, estaciones, etc.), que son un reflejo del comportamiento dinámico del sistema durante oscilaciones de potencia.

Las características de las oscilaciones de potencia se las superpone en un mismo diagrama R-X con las características de las protecciones de las líneas de interconexión, para analizarlas y obtener alternativas de solución.

2.2.- OBTENCION DE LAS CARACTERISTICAS DE LAS OSCILACIONES EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA SIMPLIFICADO.-

Los sistemas de potencia pueden, casi siempre ser simplificados hasta un esquema como el que se muestra en la Fig. 2.1., a partir del cual se deducen las características de las oscilaciones de potencia.

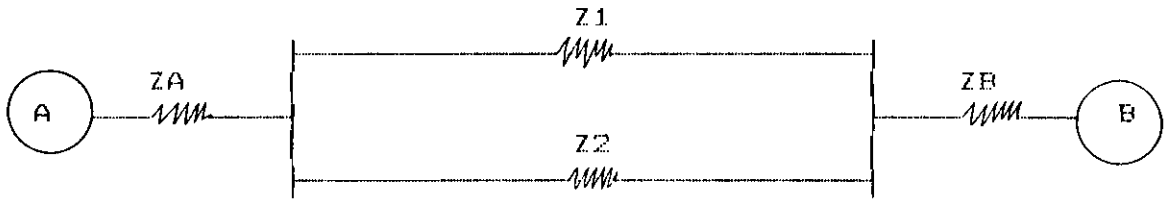


Fig. 2.1. Sistema Eléctrico de Potencia Simplificado.

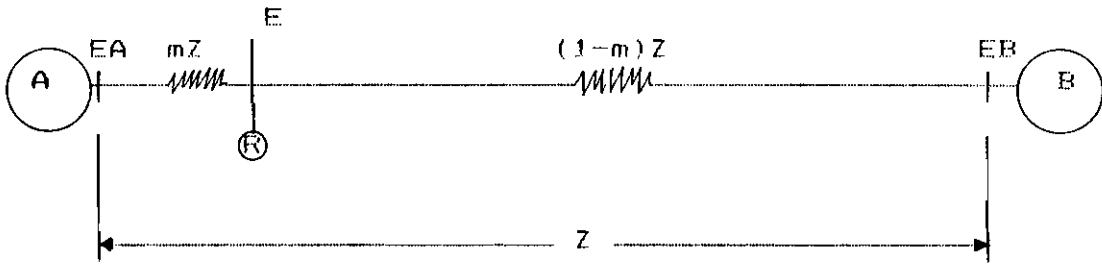


Fig. 2.2. Circuito simplificado para obtener analíticamente las características de oscilaciones y pérdida de sincronismo.

Donde:

$EA = VA \underline{\delta}$ = Es el voltaje en módulo (VA) y ángulo de potencia (δ) atrás de la reactancia transitoria del área o sistema A.

$EB = VB \underline{0}$ = Voltaje en módulo (VB) y se asume un ángulo de potencia cero, asignándole como referencia, por lo tanto la potencia se envía desde A hacia B.

Ⓜ = Es el sitio o subestación de donde se mira o detecta a la oscilación de potencia.

Z = Es la impedancia total del sistema.

m = Es un número real menor que 1 y depende del sitio donde se ubique al relé Ⓜ.

Del circuito de la Fig. 2.2. obtenemos el lugar geométrico del punto representativo de la impedancia vista en R, así:

$$IZ = EA - EB$$

$$I = \frac{VA \angle \delta - VB \angle 0^\circ}{Z} \quad (2.a.)$$

Se asume que las impedancias de las áreas (A ; R) y de la línea de interconexión tienen el mismo valor el ángulo θ (5,6). En R, el voltaje E con respecto a los voltajes EA y EB es:

$$E = (1 - m) VA \angle \delta + mVB \angle 0^\circ \quad (2.b.)$$

La impedancia vista en R sería:

$$Z_R = E/I \quad (2.c.)$$

Reemplazando (2.a.) y (2.b.) en (2.c.) se tiene lo siguiente:

$$Z_R = \frac{(1 - m) VA \angle \delta + mVB \angle 0^\circ}{\frac{VA \angle \delta - VB \angle 0^\circ}{Z}} \quad (2.d.)$$

Donde Z_R es la impedancia vista desde R . Variando el ángulo de potencia δ se obtiene el lugar geométrico de la oscilación de potencia.

Los lugares geométricos pueden ser de distinta forma, ya que éstos dependen de las condiciones de operación del sistema, y en menor grado del sitio donde se mire estas oscilaciones (parámetro m). Tomando en consideración estos parámetros se obtienen diversas familias de lugares geométricos, los mismos que se encuentran agrupados en los siguientes casos:

- a) Cuando las magnitudes de voltaje VA y VB permanecen constantes, variando el ángulo de potencia δ . En este caso, el lugar geométrico de la oscilación sería una línea recta, siempre y cuando las magnitudes de voltaje a más de ser constantes sean iguales ($VA = VB$). Esta característica se la obtiene en forma analítica a continuación:

En (d.2.) se divide para VB :

$$Z_R = \left(\frac{(1 - m)(VA \angle \delta / VB) + m VB / VB}{(VA \angle \delta / VB - VB / VB)} \right) Z$$
$$Z_R = \left(\frac{(1 - m) \angle \delta + m}{\angle \delta - 1} \right) Z \quad (2.e.)$$

$$Z_R = ((-m(\underline{\delta}-1) + \underline{\delta}) / (\underline{\delta} - 1))Z$$

$$Z_R = ((-m + 1) / (1 - \underline{-\delta}))Z$$

$$Z_R = (-m + (1 + \underline{\delta}) / (1 - \underline{-\delta})(1 + \underline{\delta}))Z$$

$$Z_R = (-m + (1 + \underline{\delta}) / (1 + \underline{\delta} - \underline{-\delta} - 1))Z$$

$$Z_R = (-m + (1 + \underline{\delta}) / (\underline{\delta} - \underline{-\delta}))Z; \text{ a coordenadas polares}$$

$$Z_R = ((-m + (1 + \cos \delta + j \sin \delta) / (\cos \delta + j \sin \delta - \cos \delta - j \sin \delta))Z$$

$$Z_R = ((-m + (1 + \cos \delta + j \sin \delta) / (2j \sin \delta))Z$$

$$Z_R = ((-m + (1/2j \sin \delta) + (\cos \delta / 2j \sin \delta) + (j \sin \delta / 2j \sin \delta))Z$$

$$Z_R = ((-m + 1/2) - j1/2(1 + \cos \delta) / \sin \delta)Z$$

$$Z_R = ((1/2 - m) - j(1/2 \cot \delta/2))Z \quad (2.f.)$$

La ecuación (2.f.) se representa en la Fig. 2.3. para distintos valores de m y con el ángulo de la impedancia Z ($Z = |Z| \theta$).

b) Cuando la relación de magnitudes de voltaje entre las áreas es constante ($V_A/V_B = \text{cte}$), variando el ángulo de potencia ($\delta = \text{variable}$). En este caso se obtiene una familia de círculos ortogonales, cuyos centros están en la recta que une los puntos A y B, como se muestra en la Fig. 2.4.

c) Cuando el ángulo de potencia es constante ($\delta = \text{cte}$) y varía la relación de magnitudes de voltaje entre áreas

($V_A/V_B = \text{variable}$). Obteniéndose una familia de círculos que tienen sus centros en la recta que es perpendicular al punto medio de la recta AB y que se muestra en la Fig. 2.4. (punto D). Las ecuaciones del radio y centro de círculo se muestran en la misma Fig. 2.4.

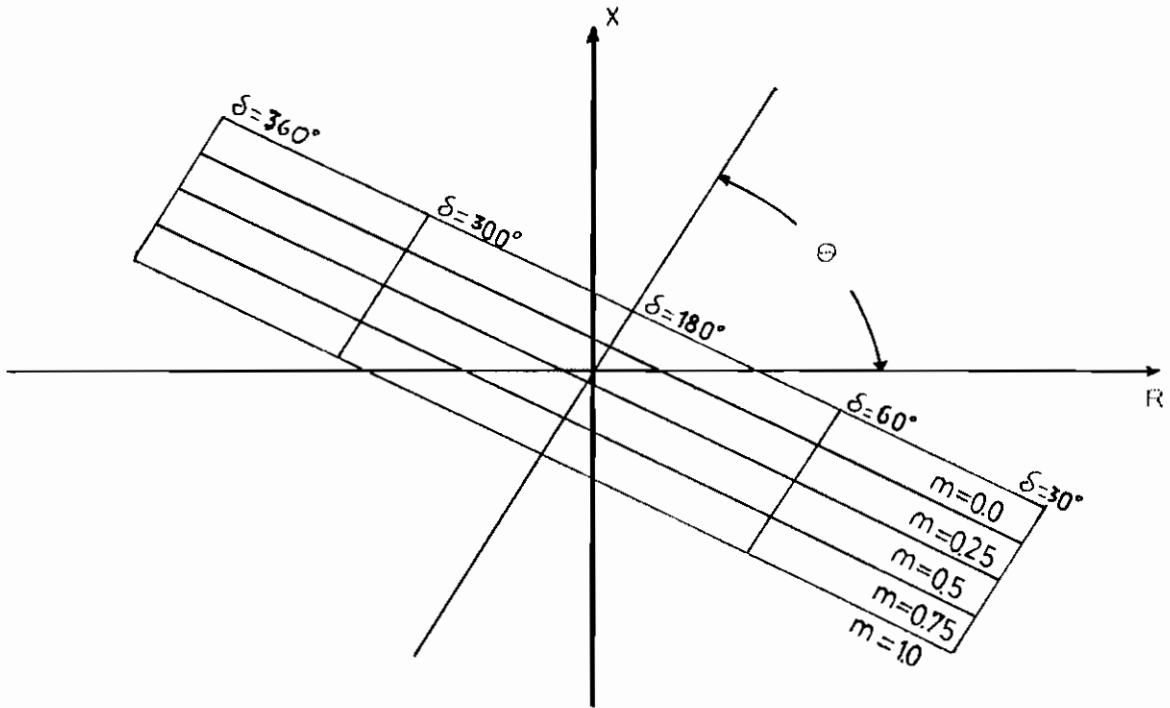


Fig. 2.3. Lugares geométricos de oscilaciones de potencia del sistema simplificado (Fig. 2.2.) para V_A , V_B y m constantes ($V_A = V_B$), variando el ángulo de potencia δ .

En el Apéndice A, se muestra la deducción analítica de las fórmulas de círculos que se mencionaron anteriormente y que se pueden obtener los lugares geométricos para sistemas simplificados y en diferentes condiciones de operación, cuyos resultados se indican en la carta general de impedancia (Apéndice A). Para una total comprensión se

utiliza este procedimiento en la obtención de los lugares geométricos de las oscilaciones y pérdida de sincronismo del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del INECEL (Cap. IV, ejemplo de aplicación).

2.3.- EFECTO DE LAS OSCILACIONES EN LAS PROTECCIONES DE LAS LINEAS DE TRANSMISION QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE POTENCIA.-

Las oscilaciones de potencia y condiciones de pérdida de sincronismo afectan en mayor o menor grado el funcionamiento a que están asignadas las diversas protecciones que conforman los sistemas de potencia. Ciertas protecciones, como es el caso de las diferenciales no son afectadas por las oscilaciones de potencia, mientras otras tales como las de sobrecorriente, direccionales y distancia pueden detectar oscilaciones de potencia, por lo tanto podrían operar y ordenar el disparo de los interruptores.

El hecho de que las oscilaciones de potencia y condiciones de pérdida de sincronismo sean fenómenos trifásicos balanceados, enfocan la atención en el efecto de estas oscilaciones en los relés de fase que conforman los diferentes esquemas de protección, en especial aquellos que protegen las líneas de transmisión y de interconexión.

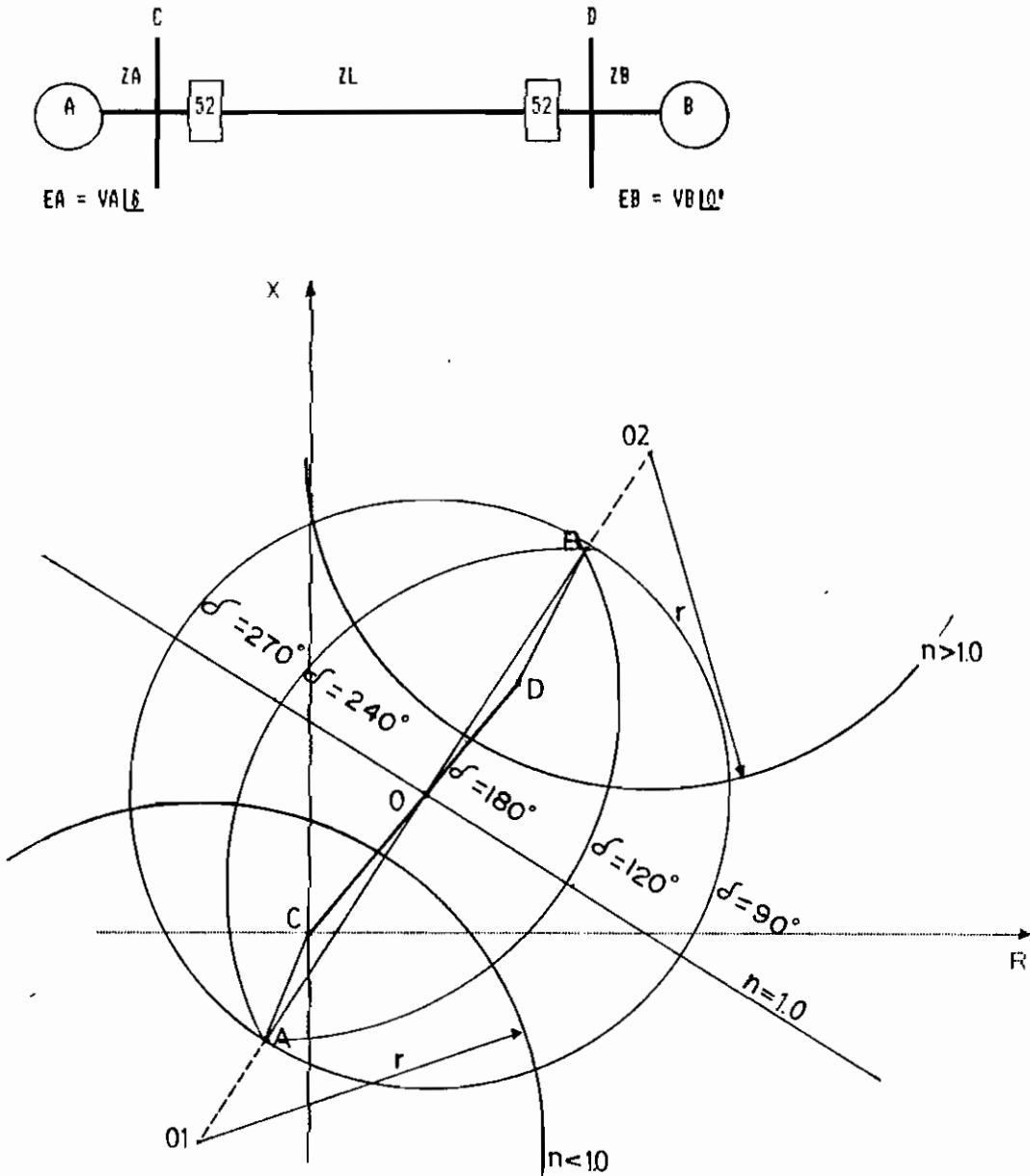


Fig. 2.4. Lugares geométricos de las oscilaciones para $n = \text{cte.}$ variando δ y cuando $\delta = \text{cte.}$ variando n [Ref. 9].

- Donde:
- $r = \text{Radio del círculo } nZ/(n^2-1)$
 - $BO1 = \text{Distancia al centro del círculo}$
 $= Z/(n^2-1) \quad (n > 1)$
 - $AO2 = \text{Distancia al centro del círculo}$
 $= n^2 Z/(1-n^2) \quad (n < 1)$
 - $Z = \text{Impedancia total del sistema} = ZA+ZL+ZB$
 - $n = \text{Relación de las magnitudes de voltaje}$
 $= |EA|/|EB|$

A continuación se estudia el efecto de las oscilaciones y condiciones de pérdida de sincronismo de los esquemas de protección más utilizados en la protección de líneas.

2.3.1.- EFECTO DE LAS OSCILACIONES EN LOS ESQUEMAS DE DISTANCIA.-

Las protecciones de distancia son usadas en líneas de interconexión y radiales, siendo de interés para el presente trabajo las primeras. Estas protecciones se basan en la medida de impedancia, estos relés de distancia operan si el punto representativo de la impedancia penetra en la característica del relé. El hecho de que el relé complete la operación y ordene el disparo del interruptor dependerá del tiempo que la oscilación permanezca dentro de la característica del relé.

El comportamiento de los relés de distancia durante oscilaciones de potencia depende en mucho de las magnitudes relativas de las impedancias de línea y de las áreas o sistemas. Los casos siguientes ilustran este hecho:

- a) CASO 1.- En la Fig. 2.5., se muestra un sistema de potencia, donde la impedancia de línea que interconecta a los sistemas o áreas (A y B), es pequeña comparada a las impedancias de estos sistemas. Para este caso la característica de la oscilación entra en la característica de los relés de distancia, solamente cuando la

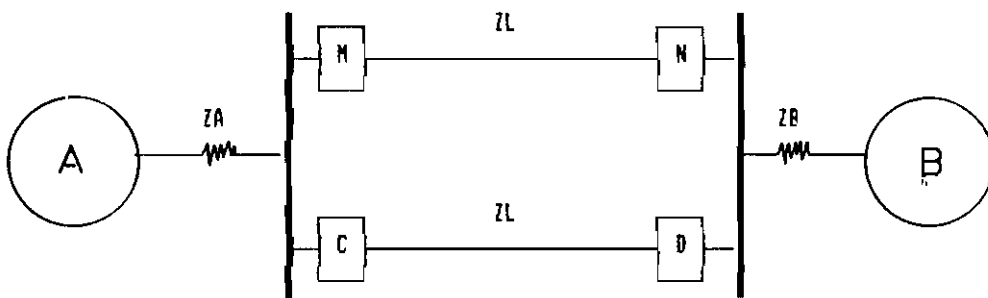
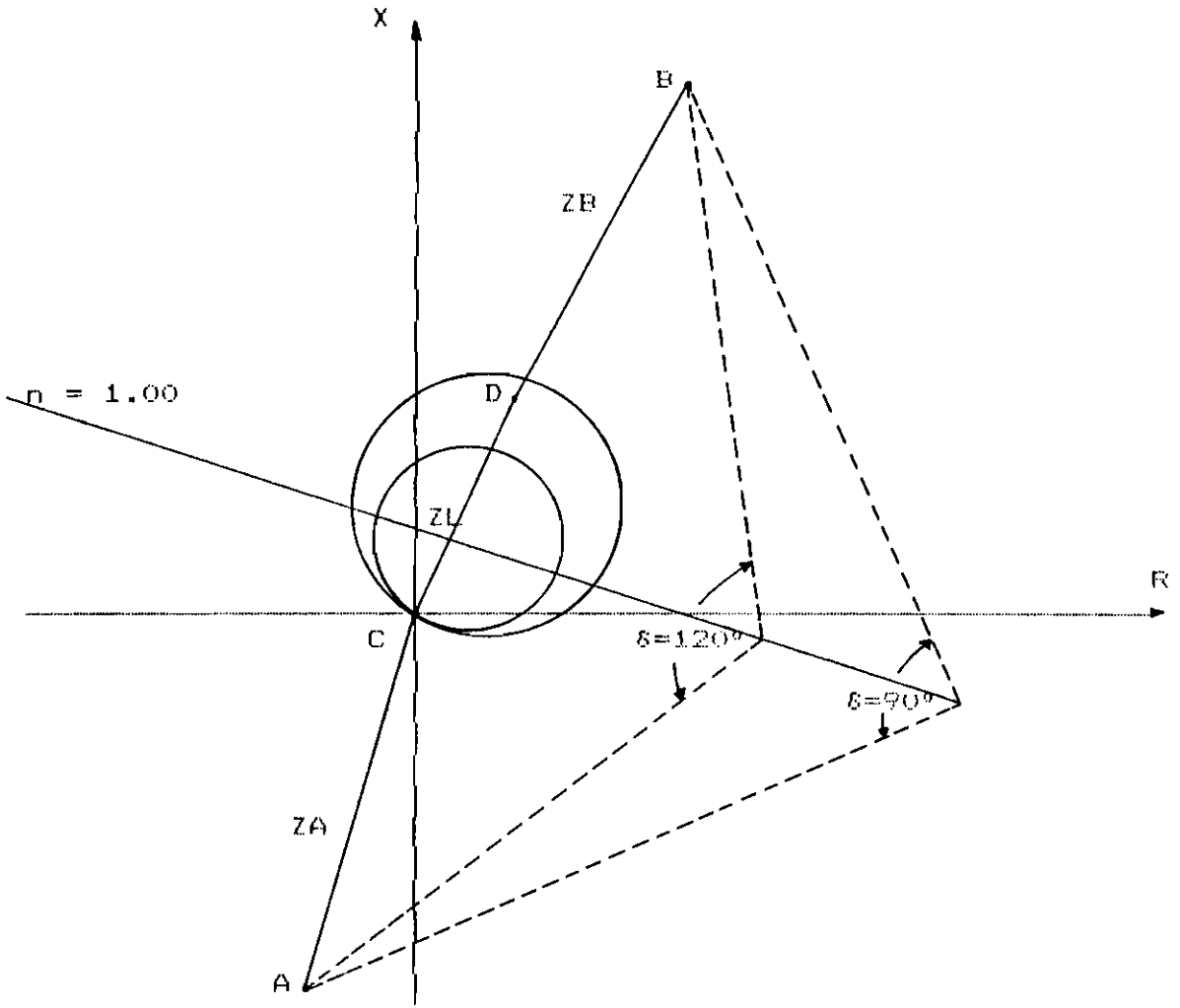


Fig. 2.5. Lugar geométrico de la oscilación de potencia: donde $Z_L \ll Z_A, Z_B$.

separación angular entre las áreas es mayor a 120° , lo que en la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia causaría pérdida de sincronismo.

- b) CASO 2.- En la Fig. 2.6., se observa un caso contrario al anterior, es decir, la impedancia de la línea que interconecta es grande comparada a las impedancias de las áreas o sistemas, por lo tanto, los relés no sólo operarían al presentarse oscilaciones severas, sino que también pueden operar durante oscilaciones de las cuales el sistema pueda recuperarse por sí mismo [1,7].

- c) CASO 3.- En la Fig. 2.7., se muestra la característica del relé en un terminal de la línea y el lugar geométrico del punto representativo de la variación de la impedancia (oscilación de potencia), el cual atraviesa por tercera zona.

Tomando el caso que se muestra en la Fig. 2.7., se puede calcular si un relé asociado con un esquema de tiempo opera o no en determinadas oscilaciones de potencia.

El tiempo que tarda en atravesar la característica del relé el punto representativo de la impedancia en tercera zona está dado por t_{QR} , así:

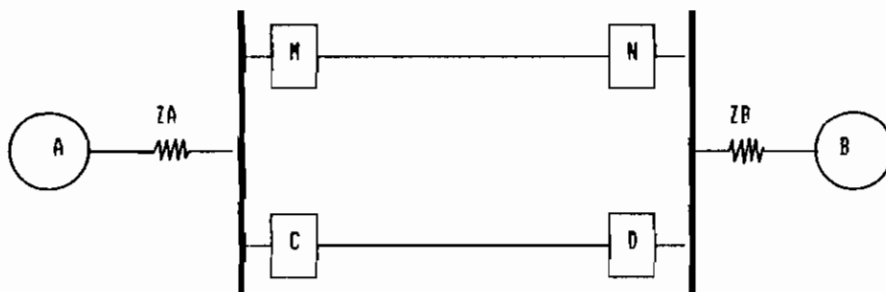
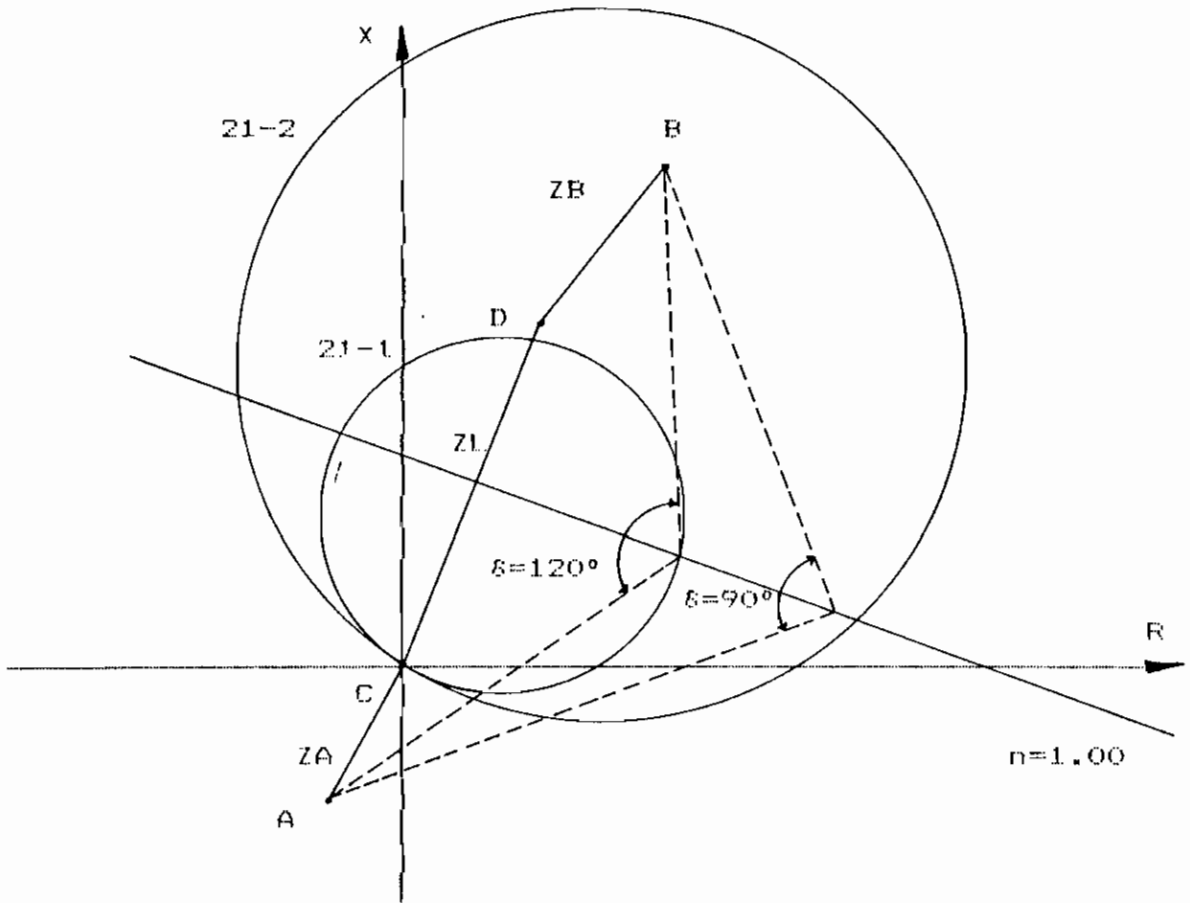


Fig. 2.6. Detección de oscilaciones de las que el sistema se recuperaría por sí mismo, donde $Z_L \gg Z_A, Z_B$.

$$tQR = \frac{\delta_2 - \delta_1}{S \text{ máx}} \text{ (Seg.)} \quad (2.1.)$$

Donde:

$S \text{ máx}$ = Es el máximo deslizamiento (ciclos de deslizamiento/Seg.).

$\delta_2 - \delta_1$ = Desfasamiento o ángulo de potencia entre las áreas o sistemas (grados).

El deslizamiento entre dos áreas o sistemas es una función del torque de aceleración e inercias de los sistemas. En general, el deslizamiento no puede ser determinado analíticamente, pero se lo obtiene de los estudios de Estabilidad Transitoria, graficando las variaciones angulares de las áreas en función del tiempo, como se muestra en la Fig. 2.3.

De estos gráficos se obtiene el deslizamiento promedio, ya sea en grados/seg. o en ciclos de deslizamiento/seg.

El deslizamiento entre áreas o sistemas no es constante, sin embargo, como práctica general se asume un deslizamiento constante. Cada sistema eléctrico de potencia tiene su deslizamiento máximo y en base a este dato se puede

obtener el tiempo que tarda en atravesar o permanecer la oscilación en la característica de protección, método utilizado solamente para casos en que se requiera una estimación aproximada.

Al obtener el tiempo de viaje de la oscilación (t_{QR}), se compara con el tiempo de ajuste del relé; si el tiempo t_{QR} es mayor que el tiempo de ajuste, entonces el relé opera, y por lo tanto ordena el disparo; si el tiempo t_{QR} es menor que el tiempo de ajuste, el relé no opera.

Es importante la obtención del tiempo de viaje de la oscilación dentro de la característica de operación de las protecciones de bloqueo y disparo, que es el objetivo de este trabajo para sistemas que pueden ser simplificados, pero actualmente y con el estudio de estabilidad transitoria para análisis de las protecciones se puede obtener directamente el tiempo que permanece la oscilación en la característica del relé, como se verá más adelante en ejemplo de aplicación (Cap. IV)

2.3.2.- ESQUEMA DE PROTECCION DE CORRIENTE DIFERENCIAL.-

La protección con relés de corriente diferencial usados para la protección de generadores, transformadores, barras y líneas de transmisión, no son afectados por las oscilaciones de potencia, por cuanto se las detectaría como una falla externa, ya que este esquema compara la corriente que entra

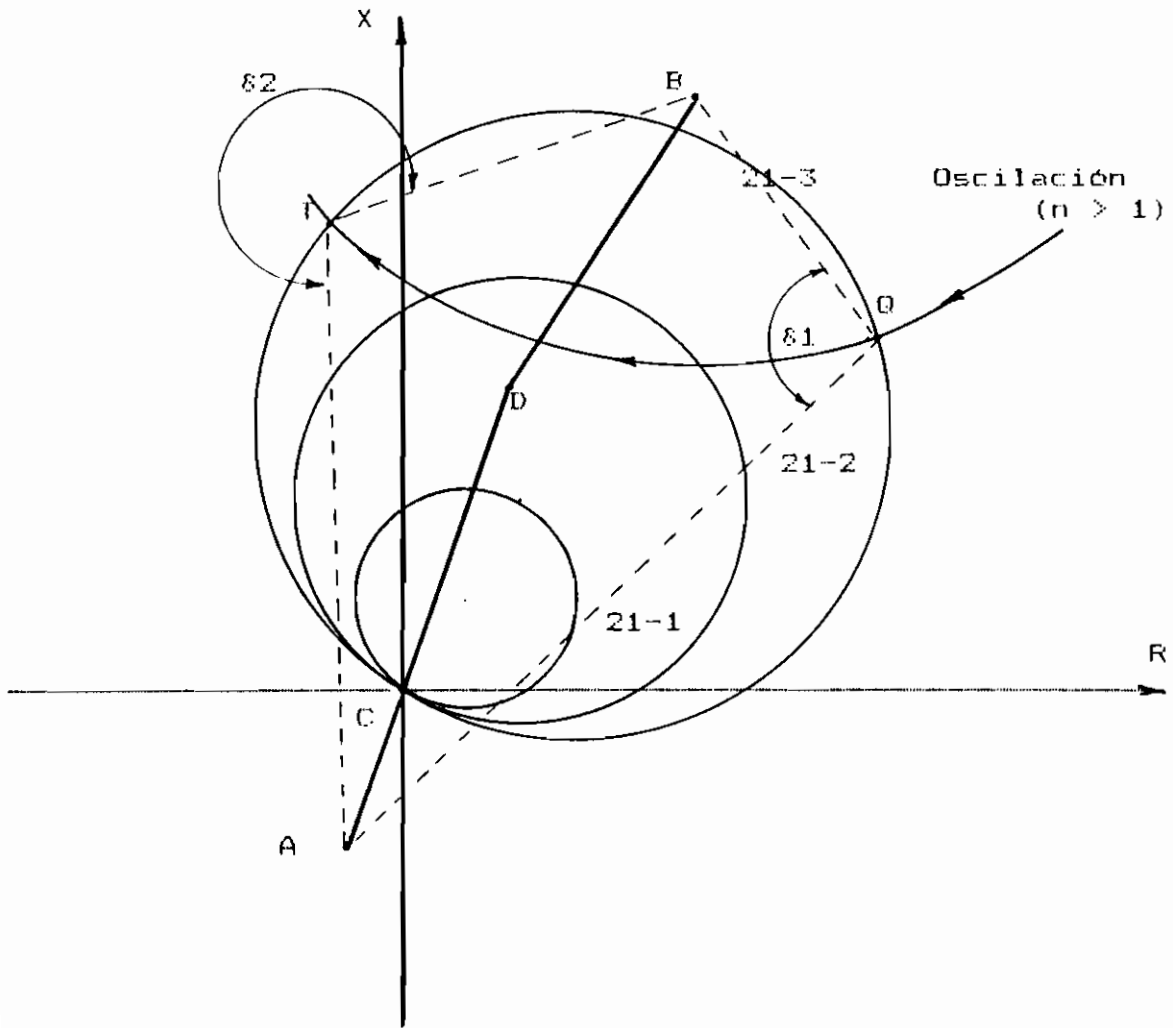


Fig. 2.7.

Forma de determinar la operación de las proyecciones de línea (MHO: 21-1, 21-2, 21-3) durante oscilaciones y/o condiciones de pérdida de sincronismo.

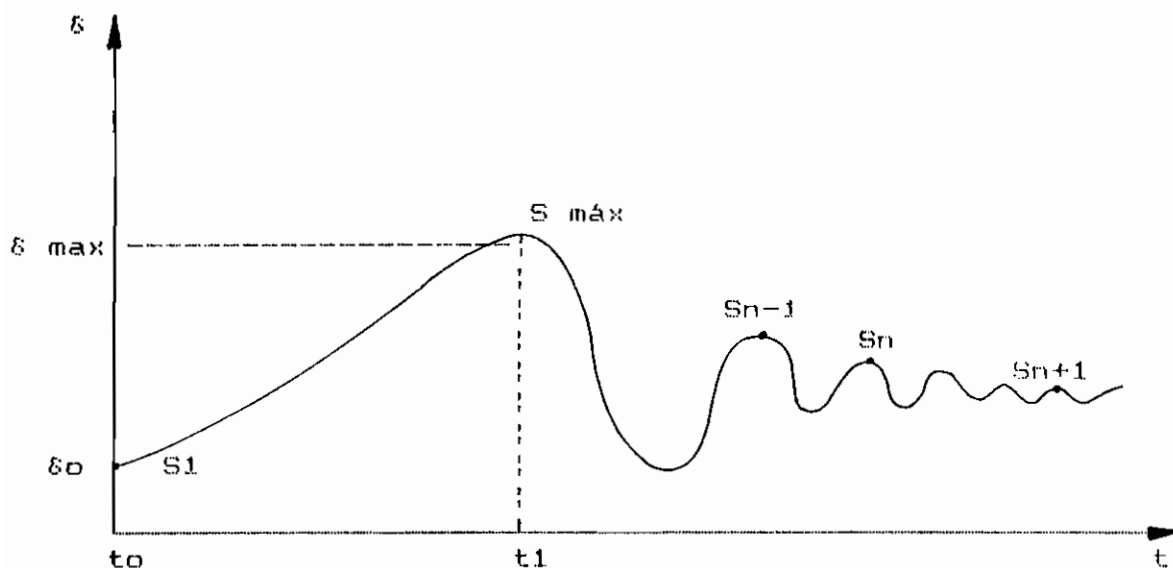


Fig. 2.8. Deslizamiento (S) obtenido gráficamente de la variación angular (δ) Vs. Tiempo (t) de los estudios de estabilidad transitoria.

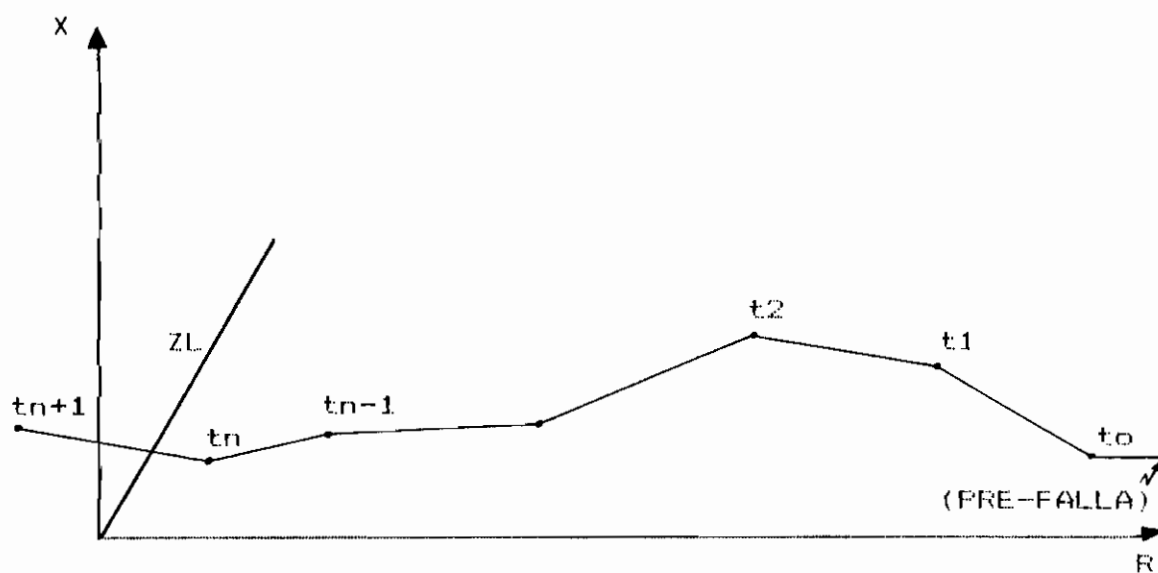


Fig. 2.9. Deslizamiento (S) obtenido de los lugares geométricos de la impedancia aparente vista en el diagrama R-X, de los estudios de estabilidad transitoria.

en un terminal de la línea con la corriente que sale en el otro terminal.

El esquema de corriente diferencial en líneas de transmisión se lo utiliza solo con hilo piloto. Este esquema es de disparo, la circulación de corriente en el hilo piloto causa disparo.

El esquema de corriente diferencial se aplica en líneas de transmisión cortas (20-30 Km) [1,8].

2.3.3.- ESQUEMA DE PROTECCION DE COMPARACION DE FASE.-

Este esquema de protección compara el ángulo de fase de la corriente que entra a un terminal de la línea con el ángulo de la corriente que sale por el otro terminal. Si estas corrientes están esencialmente en fase, no puede existir falla en la línea y si están a 180° o se aproxima a este valor, existe falla en la línea. El esquema de comparación de fase no es afectado por las oscilaciones de potencia [8].

2.3.4.- EFECTO DE LAS OSCILACIONES EN LOS ESQUEMAS DE COMPARACION DIRECCIONAL.-

Los esquemas de comparación direccional se basan en el sentido bien determinado que presentan los flujos de potencia al ocurrir fallas y oscilaciones de potencia en líneas de doble circuito o de interconexión. En condiciones

normales, el flujo de potencia es igual en ambos extremos de la línea si se desprecian las pérdidas dieléctricas. Al ocurrir un cortocircuito, o una oscilación de potencia (donde el ángulo de potencia varía, con valores cercanos a los 180°), el sentido del flujo de potencia se modifica, es decir, fluye la potencia de los extremos hacia el interior de la línea, es en esta situación en que el esquema de comparación direccional opera. En sistemas interconectados, es posible que la dirección de la corriente se invierta para el caso de fallas externas, o de ciertas oscilaciones de potencia (cuando ángulo de potencia varía entre 180° y 360°). Las Figs. 2.10. y 2.11. ilustran esa posibilidad, si la línea sana está protegida por un esquema de comparación direccional al invertirse la dirección de las corrientes los relés invierten su papel, el que veía falla y pedía disparo ahora no lo hace y ordena restricción de disparo.

Los esquemas de protección de comparación direccional por lo expuesto anteriormente, pueden operar durante oscilaciones de potencia. [9, 13, 23].

2.3.5.- EFECTO DE LAS OSCILACIONES EN LOS ESQUEMAS DE DISPARO TRANSFERIDO.-

Existen algunos esquemas de protección con transferencia de disparo, pero todos operan con el mismo principio. Se requiere que se reciba una señal desde el terminal remoto de la línea a fin de ordenar el disparo. La

apertura de una línea es limitada durante oscilaciones de potencia sólo para casos donde los relés de distancia direccionales operan en ambos extremos de la línea.

En condiciones normales de operación, el transmisor envía constantemente la señal de guardia que es recibida en el terminal remoto de la línea, esta señal energiza el relé de guardia G. Cuando el transmisor es activado por los relés de protección, cambia la frecuencia y envía señal de disparo, desenergizando al relé de guardia en el terminal remoto y energizando al relé de disparo T. Los contactos de los relés de guardia y disparo se conectan de tal manera que, al ocurrir el disparo, el relé de guardia G debe estar desenergizado y el relé de disparo T debe estar energizado y así dar orden del disparo simultáneo de ambos extremos de la línea.

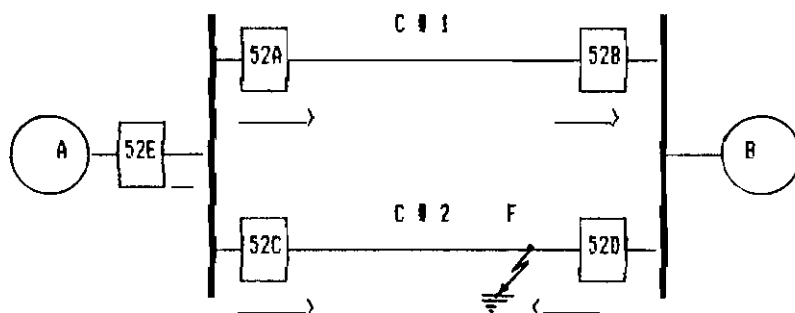


Fig. 2.10. Forma en que miran los relés al flujo de potencia en circuito # 1 (En 52A se pide operación y en 52B restricción) ante una falla externa (Falla en C # 2).

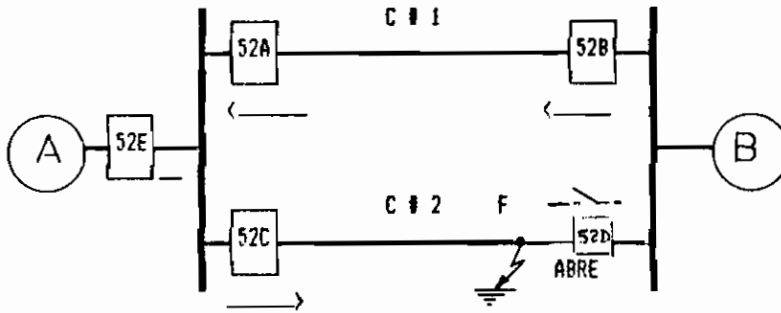


Fig. 2.11. Luego que 52D abre, los relés invierten su papel (En 52A se pide restricción y en 52B operación).

Entre los esquemas de protección con disparo transferido se tiene los siguientes:

2.3.5.1.- ESQUEMA DE DISPARO TRANSFERIDO DIRECTO CON SUB-ALCANCE (DUTT).-

Este esquema se ilustra en la Fig. 2.12.

Donde:

Ru = Relé detector de falla, tipo admitancia, cubre el 80-90% de la línea de transmisión.

T = Relé de disparo.

Este esquema de protección para una falla en F1 (Fig. 2.12.), el Ru1 mira la falla, Ru2 no mira dicha falla, Ru1 activa el transmisor f2 y envía señal de disparo al interruptor 2, el receptor f2 recibe la señal y ordena el disparo. Para una falla en F2, sucede igual que en la falla F1. En falla F3, Ru1 y Ru2 miran la falla, entonces ambos

transmisores se energizan y se produce la apertura de los interruptores.

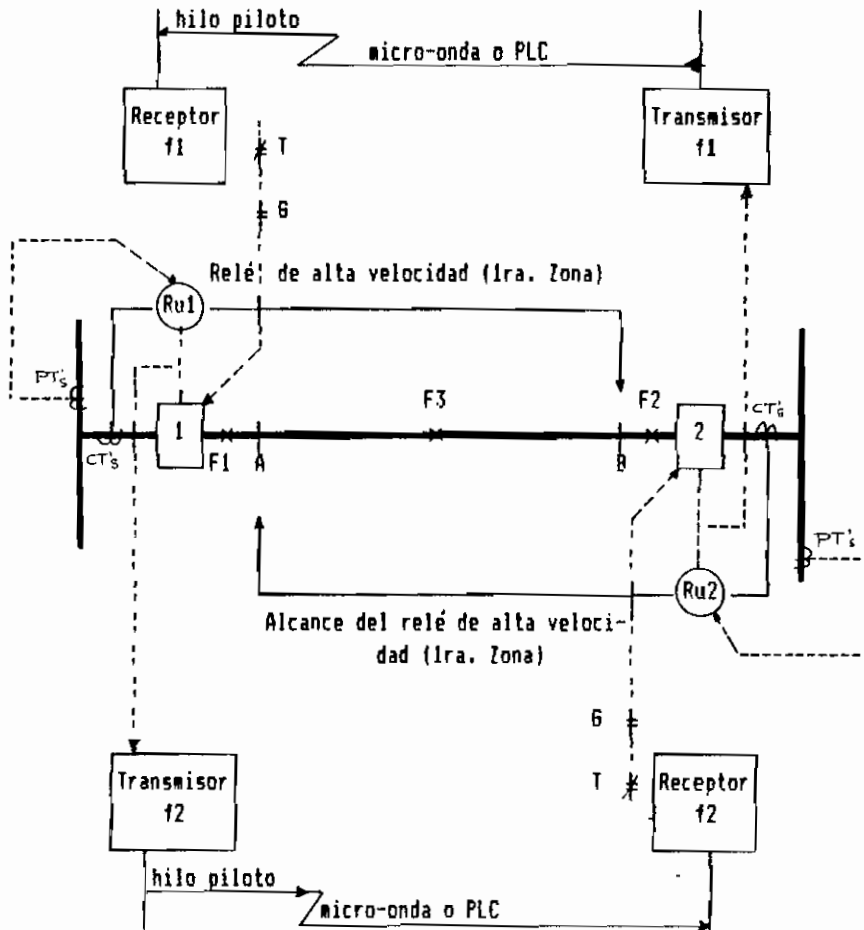


Fig. 2.12. Esquema de disparo transferido directo con sub-alcance (DUTT).

Este esquema no es seguro, ya que ruidos o interferencias pueden causar disparos falsos. Para superar este inconveniente, se puede usar el disparo transferido con doble canal de comunicación para recibir las dos señales a fin de ordenar disparo.

Este esquema de disparo requiere de protección de respaldo.

2.3.5.2.- ESQUEMA DE DISPARO TRANSFERIDO PERMISIVO CON SUB-ALCANCE (PUTT).-

En la Fig. 2.13., se ilustra el esquema de disparo transferido permisivo con sub-alcance (PUTT). Este esquema es similar al anterior, incorporando un relé de alta velocidad con sobre-alcance (Ro).

Este esquema funciona así: Para la falla F1, Ru1 mira la falla, activa el transmisor f2 y dispara el interruptor 1. Ru2 no mira la falla F1; Ro2 mira la falla y da el permiso de disparo al interruptor 2, el relé T se energiza por la señal del transmisor f2 y por la misma razón el relé G se desenergiza. Para una falla F3 (Fig. 2.12.) sucede igual secuencia que para falla F1. Para falla F2; Ru1 y Ru2 miran la falla y ordenan el disparo a sus respectivos interruptores con el permiso de los relés Ro1 y Ro2.

En este tipo de esquema, los relés de distancia Ru pueden cubrir la primera zona existiendo los relés de 2da. zona que no entran en el esquema de transferencia y los relés Ro cubrirían la tercera zona y por lo tanto no necesitaría otro esquema u otros relés para protección de respaldo.

2.3.5.3.- ESQUEMA DE DISPARO PERMISIVO CON SOBRE-ALCANCE (POTT).-

En la Fig. 2.14. se ilustra el funcionamiento de este tipo de esquema. En este esquema los relés Ro realizan dos funciones: La primera da la señal de disparo y la segunda da el permiso para que abran los respectivos disyuntores.

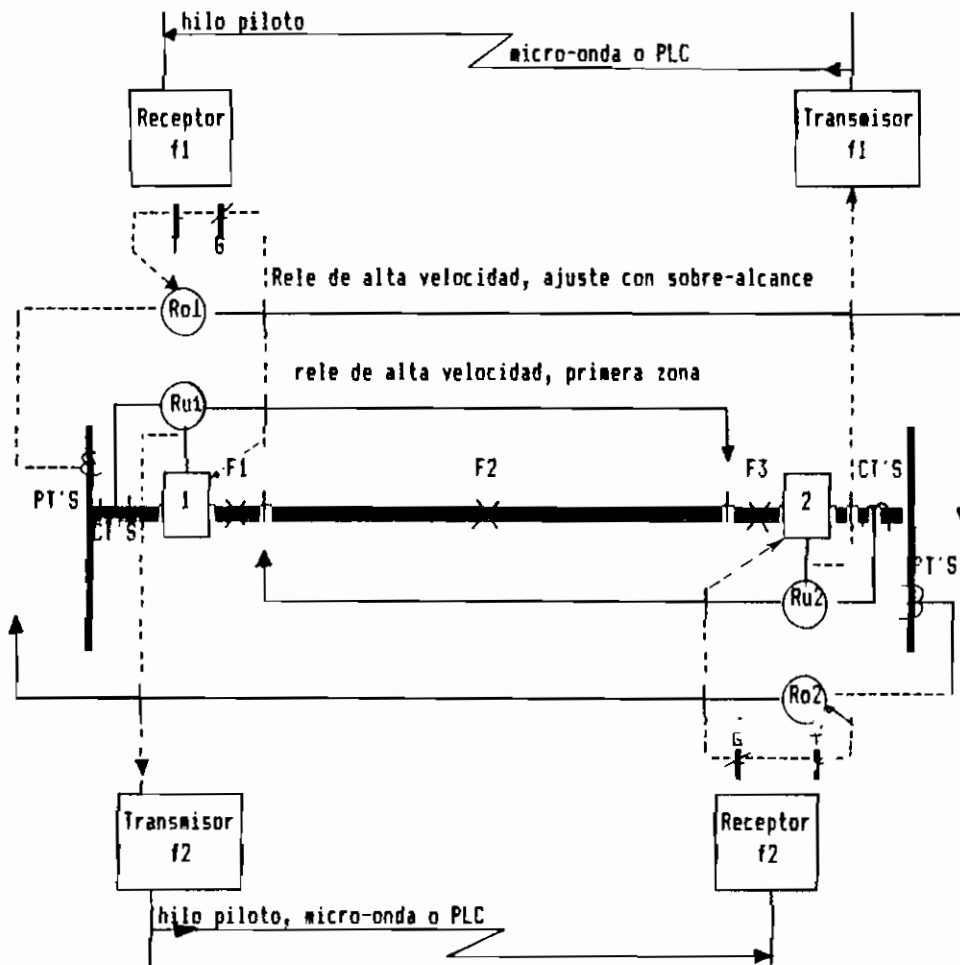


Fig. 2.13. Diagrama funcional del esquema de disparo transferido permisivo con sub-alcance (PUTT).

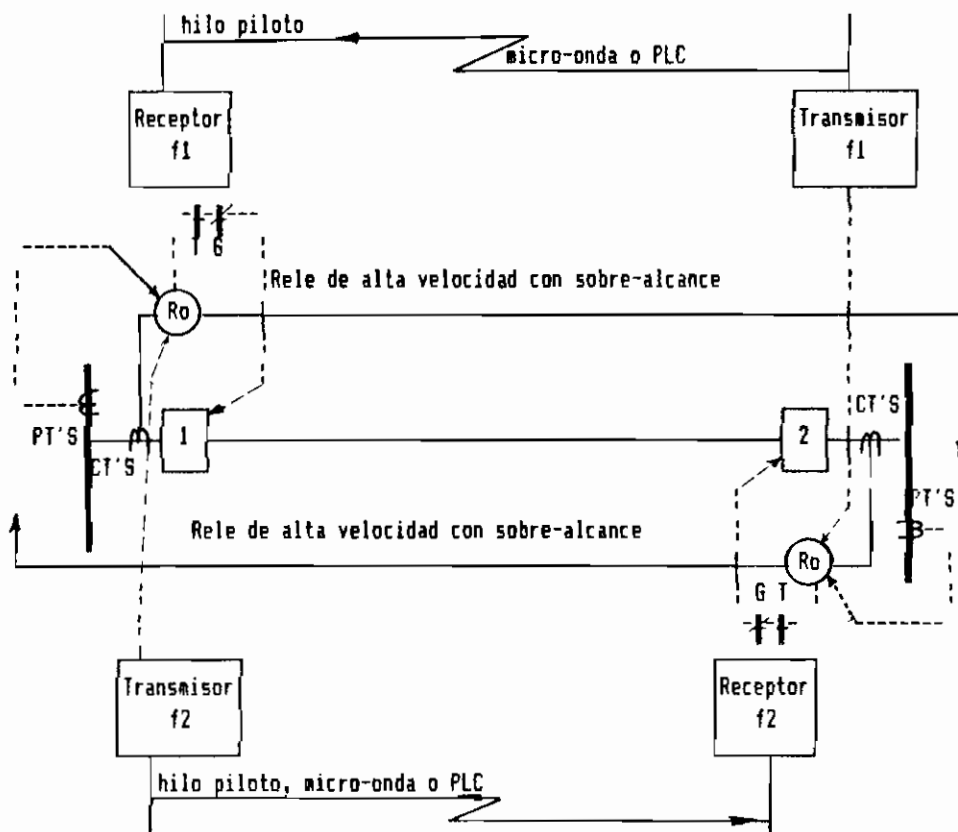


Fig. 2.14. Diagrama funcional del esquema de disparo permisivo con sobre-alcance (POTT).

Este esquema es uno de los más utilizados en los sistemas eléctricos de potencia y para el ejemplo de aplicación se considera este esquema.

2.3.6.- EFECTO EN LOS RELES DE SOBRECORRIENTE.-

Los relés de sobrecorriente normales o direccionales usados para protección de fase operarían si las corrientes de oscilación exceden a la corriente de puesta en marcha de estos relés. En efecto, uno de los problemas de este tipo de protección es que puedan operar durante oscilaciones de las cuales el sistema se podría recuperar por sí mismo.

CAPITULO III

APLICACION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION EN LINEAS DE TRANSMISION CUANDO SE PRODUCEN OSCILACIONES DE POTENCIA

3.1.- INTRODUCCION.-

La apertura de líneas de transmisión sanas durante un periodo de oscilaciones de potencia de las cuales el sistema se podría recuperar por sí mismo, es en muchos casos indeseable. Una línea que alimenta consumos repartidos a lo largo de ella y queda fuera de servicio por el disparo de los interruptores en sus extremos, dejan innecesariamente sin alimentación toda la carga a ella conectada. Por el contrario, si se realiza la apertura en uno de sus extremos, se corre el riesgo de que una de las áreas pierda estabilidad por sobrecarga. Sin embargo, en otros casos es necesario la apertura de líneas sanas durante un periodo de oscilaciones de potencia.

El seccionamiento de un sistema durante oscilaciones y condiciones de pérdida de sincronismo no se debe realizar al azar. Idealmente, el sistema debería seccionarse en puntos preestablecidos con el fin de mantener un balance de carga y generación en cada área separada. Además, la separación se la debería realizar en forma rápida y automá-

ticamente a fin de minimizar el disturbio y de esta manera garantizar el servicio continuadamente.

A través de los años se han desarrollado relés y esquemas de protección para condiciones de oscilaciones y pérdida de sincronismo, las mismas que detectan y ejecutan las funciones necesarias en favor de la preservación del sistema.

El equipo de protección durante oscilaciones y pérdida de sincronismo cae dentro de dos categorías generales: los esquemas de bloqueo y los de disparo. Como se mencionó en capítulos anteriores, las condiciones de oscilaciones y pérdida de sincronismos son fenómenos trifásicos balanceados, por lo tanto los relés de bloqueo y disparo son dispositivos de fase. Cada uno de estos esquemas son estudiados por separado.

3.2.- ESQUEMAS DE BLOQUEO Y SU CRITERIO DE APLICACION.-

Los esquemas de bloqueo son utilizados para bloquear la apertura o recierre de líneas cuando se presentan oscilaciones y condiciones de pérdida de sincronismo. Durante oscilaciones de potencia, los valores de los ángulos de potencia van desde 60° hasta 120° en algunos casos ($60^\circ < \delta < 120^\circ$) para luego volver a condiciones normales con ángulos menores a 60° , llamando a estas variaciones, oscilaciones estables.

Por el contrario, durante condiciones de pérdida de sincronismo, las variaciones de los ángulos de potencia van más allá de los 120° ($120^\circ < \delta < 240^\circ$). A esta condición de pérdida de sincronismo también se la conoce como oscilación inestable. Los límites de los ángulos de potencia mencionados anteriormente no son generalizados para todo sistema eléctrico de potencia, pero sí son valores referenciales, que sirven para distinguir a las oscilaciones estables de las condiciones de pérdida de sincronismo (oscilaciones inestables), diferencia que la hacen autores de algunas referencias. Por el contrario, otras referencias y en la actualidad consideran las oscilaciones estables y condiciones de pérdidas de sincronismo simplemente oscilaciones de potencia. [1, 8, 9, 23].

3.2.1.- BLOQUEO DE DISPARO DURANTE OSCILACIONES ESTABLES.-

Cuando se desea bloquear el disparo durante oscilaciones de las cuales el sistema se recupera por sí mismo, se puede emplear elementos de distancia tipo admitancia MHO (Fig. 3.1.). Si la zona de operación es demasiado amplia, se podría reducirla usando otros elementos de medida como son: los elementos OHM, que son similares a los elementos de reactancia con la diferencia de que corresponden a impedancias de ángulos diferentes a 90° . Las características de los elementos OHM, llamados también "blindings", se muestran en

Fig. 3.1., donde la zona de operación de la protección queda limitada por la característica circular del elemento MHO (M) y los elementos blinders O1 y O2 con ángulos de impedancia de tal forma que sus características de operación sean paralelas a los límites de la zona de falla.

Los elementos OHM (O1, O2) y MHO (M) se conectan de tal forma que se produce el disparo sólo cuando el punto representativo de la impedancia cae dentro del área común de operación (zona sombreada) y, cuando el punto representativo no entra a esta zona, sea por oscilaciones estables, o en mínima impedancia de carga, el esquema bloquea el disparo [5, 9].

También es factible reducir la zona de operación utilizando los elementos de características circulares de gran diámetro, llamados elementos LENS a tipo lente, como se indica en la Fig. 3.2.

En la Fig. 3.3., se muestra otro tipo de esquema para bloquear el disparo en oscilaciones y condiciones de operación estable (mínima impedancia de carga). Se usan relés de distancia con desplazamiento que disminuyen la zona de operación del relé de disparo (ZIF). Este tipo de protección puede ser empleado en líneas de interconexión de impedancia alta, comparada a las impedancias de las áreas o sistemas que conecta.

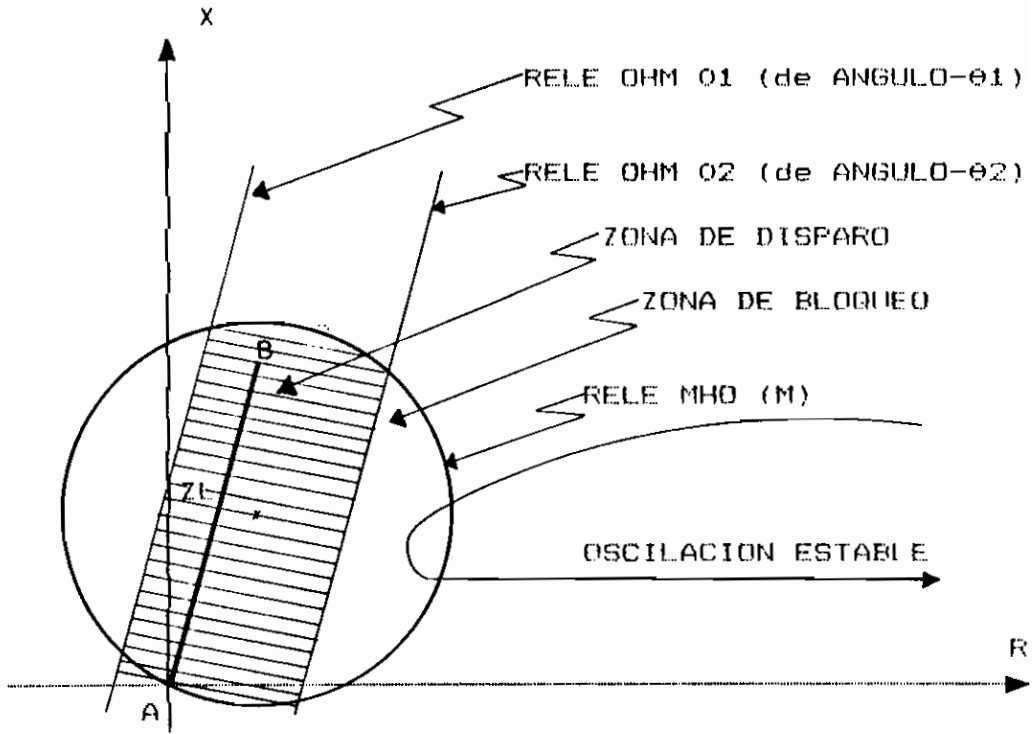


Fig. 3.1. Bloqueo de disparo durante oscilaciones, de las cuales el sistema puede reponerse y permitirlo tan pronto como se pierda el sincronismo y durante cortocircuitos, utilizando unidades MHO y OHM (Blinders).

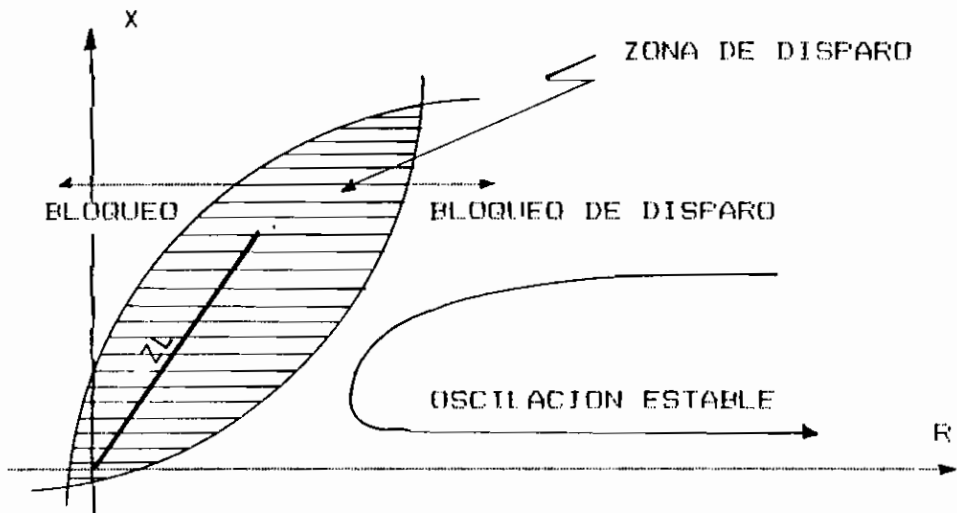


Fig. 3.2. Bloqueo de disparo durante oscilaciones estables, utilizando elementos de características circulares de diámetro grande (hacen las veces de blinders) con el objeto de limitar la zona de disparo.

Este caso se observa en Sección 2.3.1. de la Fig. 2.6., donde los relés de distancia operarían durante oscilaciones de las cuales el sistema se podría recuperar por sí mismo.

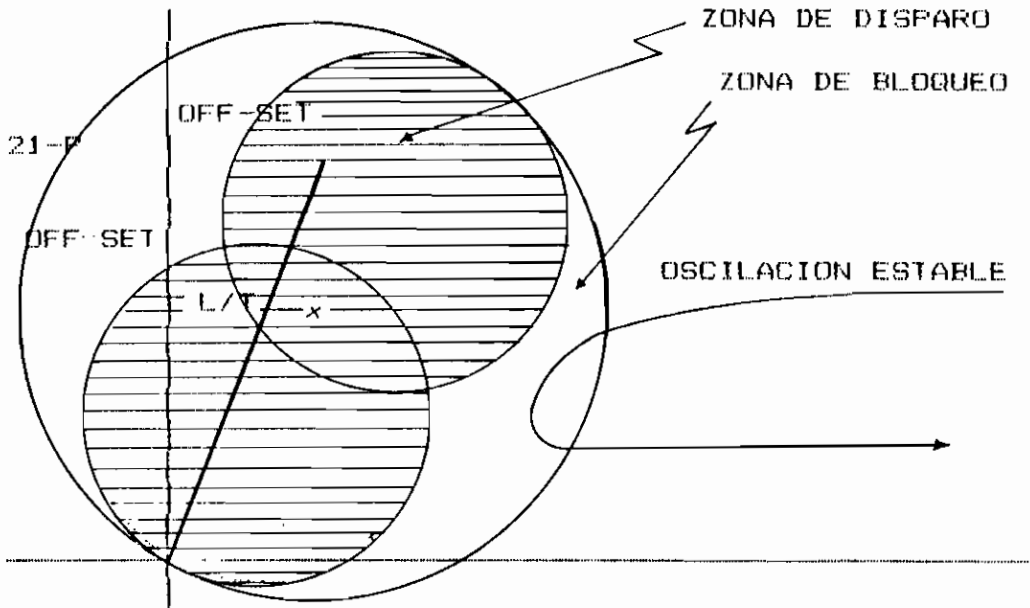


Fig. 3.3. Bloqueo de disparo durante oscilaciones estables utilizando elementos de distancia MHO con desplazamiento (MHO, OFF-SET).

3.2.2.- BLOQUEO DE DISPARO DURANTE CONDICIONES DE PERDIDA DE SINCRONISMO.-

En los casos que se desea bloquear el disparo por pérdida de sincronismo, aún cuando sea aconsejable separar las áreas o sistemas que han salido de sincronismo, no puede efectuarse el seccionamiento en cualquier punto, este punto debe elegirse de modo tal, que las dos partes a separar sean capaces de suministrar potencia a sus cargas durante el

tiempo necesario para volver a sincronizar, como ya se ha mencionado anteriormente.

Durante una pérdida de sincronismo, la variación del punto representativo de la impedancia vista o detectada por los relés es lenta, por el contrario, durante un cortocircuito, el punto representativo de la impedancia varía instantáneamente desde el valor correspondiente a condiciones normales, hasta su valor de cortocircuito. Es, en el criterio de la velocidad de variación de la impedancia en que está basado el funcionamiento de los relés de bloqueo durante condiciones de oscilaciones y pérdidas de sincronismo.

3.2.2.1.- APLICACION DEL ESQUEMA DE BLOQUEO DE DISPARO Y BLOQUEO DE RECIERRE DURANTE OSCILACIONES DE POTENCIA.-

Los esquema de bloqueo de disparo y bloqueo de recierre tienen la misma forma de operar, pero las funciones son diferentes. El bloqueo de disparo evita que los relés ordenen la apertura de los interruptores de la línea. Por el contrario, el bloqueo de recierre evita cerrar los interruptores luego que se ha realizado la apertura por pérdida de sincronismo. El punto seleccionado para el bloqueo de recierre debería tener equipo de sincronización, con el objeto de agilizar la restauración del sistema.

El esquema de bloqueo de disparo y bloqueo de recierre para condiciones de pérdida de sincronismo utiliza en la mayoría de los casos elementos de círculo concéntrico (relé MHO de característica desplazable) y externo al elemento MHO de disparo (21P). Las características de este esquema se muestra en el diagrama R-X de la Fig. 3.4.

En la Fig. 3.5., se muestra un circuito de disparo simplificado con bloqueo por pérdida de sincronismo, donde se indican los contactos del relé de disparo (21P) y del elemento de bloqueo (68), cuyas características están representadas en la Fig. 3.4. T es un relé auxiliar de tiempo que opera con un retardo de varios ciclos (3 o 4 ciclos). Si los contactos 21P y 68 se cierran en forma simultánea, lo que ocurre durante un cortocircuito, energizándose la bobina de disparo (B.D) antes que alcance a operar el relé de tiempo T. Por el contrario, durante una pérdida de sincronismo, los contactos del relé de bloqueo (68) cierran 4 o más ciclos antes que los contactos 21P, siempre que la velocidad del punto representativo de la impedancia lo permita y el relé T ordene no operar el circuito de disparo, del que no puede volver a actuar mientras el punto representativo de la impedancia no salga de la zona de operación del elemento 68.

El circuito que se describe anteriormente tiene un inconveniente, porque puede producirse una falla mientras se encuentre operando el relé T, por lo tanto, dicha falla no

podría ser despejada. Aunque poco probable, esta situación puede presentarse y en consecuencia es necesario proveer un medio para solventar éste inconveniente. Se supera este problema, incorporando un relé auxiliar (X) con el objeto de desenergizar el relé T, tan pronto como el punto representativo de la impedancia entre en la característica del relé de disparo. También puede solucionarse este problema y es el más usado, que consiste en bloquear dos de las tres zonas de protección con el fin de que, en el momento en que se esté bloqueando el disparo durante condiciones de pérdida de sincronismo y en ese mismo instante se presenta una falla, ésta sería despejada por la zona que no tiene bloqueo de disparo.

En cuanto al ajuste o calibración del relé de bloqueo no debería ser muy grande, porque puede establecer bloqueo incorrecto en condiciones normales de mínima impedancia de carga, ya que en estas condiciones se corre el riesgo de que el punto representativo de la impedancia de carga penetre y se establezca en la zona de bloqueo. Para solventar este inconveniente se puede usar los elementos LENS, cuyas características se muestran en la Fig. 3.2., pero en este caso, la función es el bloqueo de disparo [5, 9].

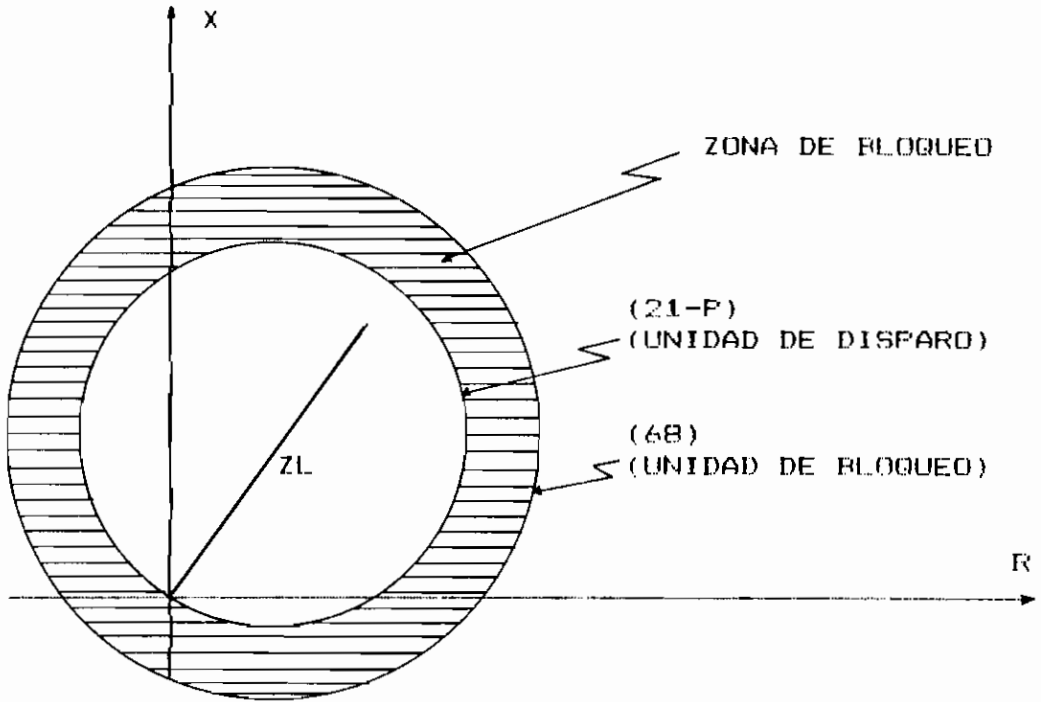


Fig. 3.4. Aplicación del esquema de bloqueo durante pérdida de sincronismo.

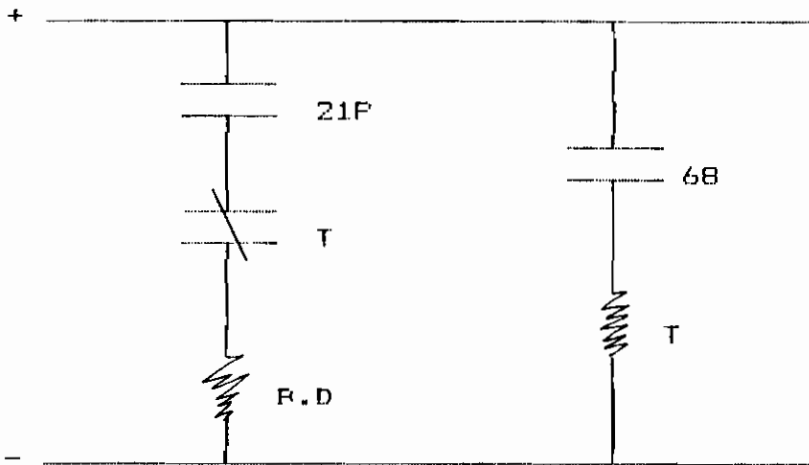


Fig. 3.5. Circuito de disparo, simplificado, con bloqueo por pérdida de sincronismo.

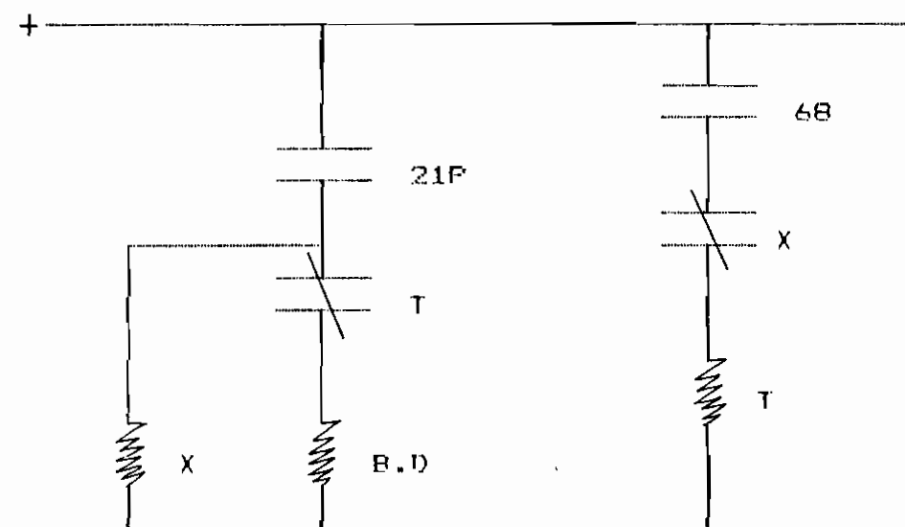


Fig. 3.6. Circuito de disparo modificado con bloqueo durante oscilaciones de potencia.

3.3.- ESQUEMAS DE DISPARO Y SU CRITERIO DE APLICACION.-

Los esquemas de disparo durante condiciones de oscilaciones de potencia utilizan de preferencia unidades de reactancia modificado (blindados). En condiciones de pérdida de sincronismo, el punto representativo de la impedancia entra en el área limitada por las características de los relés OHM (O1 y O2) y emerge por la parte izquierda de O1 (Fig. 3.3.). Esta secuencia de eventos es reconocida por los elementos O1 y O2, que es evaluada por relés auxiliares para asegurar que en verdad ha ocurrido una pérdida de sincronismo. Por lo tanto, el esquema de protección ordenaría el disparo del interruptor local o de algún interruptor remoto que conforman el sistema por medio de una señal de disparo transferido. Esta protección actúa para condiciones de pérdida de

sincronismo cuando el lugar geométrico de la oscilación viene de P a Q o viceversa (Fig. 3.7.). Además, detecta oscilaciones detrás del terminal del lugar donde están ubicados los relés de disparo, como también más allá del terminal remoto de la línea (Fig. 3.7.).

En muchos casos se puede seccionar el sistema en sitios deseados usando este esquema, aunque el centro eléctrico del sistema puede cambiar si alteran las condiciones de operación del sistema. Por ejemplo en el sistema que se

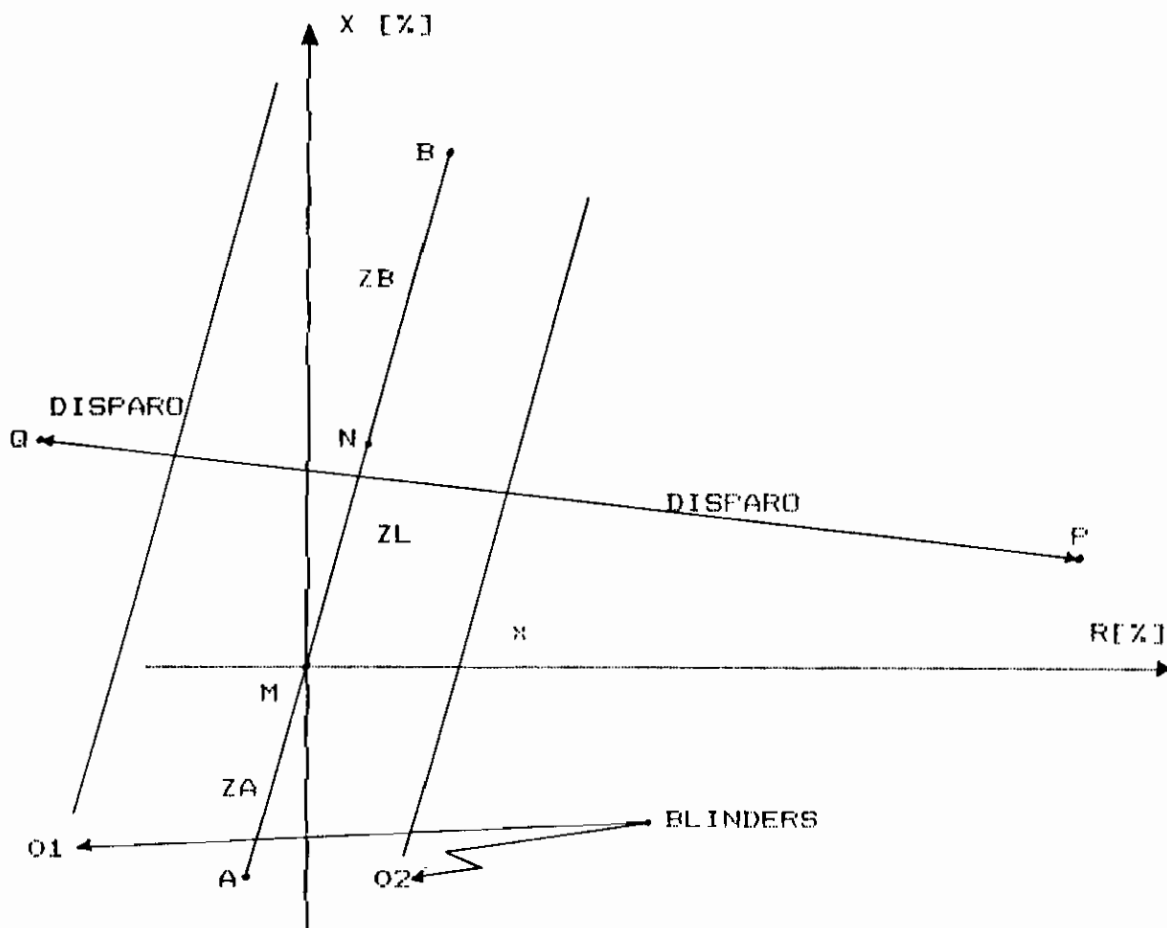


Fig. 3.7. Características de los relés de disparo durante condiciones de pérdida de sincronismo.

muestra en la Fig. 3.8., el sitio adecuado para seccionar dicho sistema durante una condición de pérdida de sincronismo es el punto B, dejando un balance de carga y generación en cada área. Sin embargo, dependiendo de las impedancias del sistema (Z_A y Z_E), como se muestra en el diagrama R-X de la Fig. 3.9., el lugar geométrico de la oscilación atraviesa la sección CD (cuyo centro eléctrico se presenta en CE1), o variando el sistema ($Z_{A'}$, $Z_{E'}$) por lo que cambia el lugar geométrico de la oscilación variando también la ubicación del centro eléctrico (CE2). En el caso de que la oscilación atravesase por la sección CD y el sistema no esté provisto del esquema de disparo para condiciones de pérdida de sincronismo, actuarían los relés que protegen a la línea CD (21P), los mismos que ordenarían el disparo y el seccionamiento se lo realizaría en C o en D (o en ambos sitios), que sería perjudicial para las áreas separadas (en la Fig. 3.8 hacia la izquierda del punto C hay exceso de carga y hacia la derecha hay exceso de generación). Para solventar estos problemas ha sido necesario aplicar los esquemas de disparo durante condiciones de pérdida de sincronismo, ubicándolo en puntos adecuados, en este caso sería en C (Fig. 3.8.).

Este esquema de protección detecta y evalúa la oscilación para luego ordenar el disparo de los interruptores en el punto preestablecido (en este caso sería

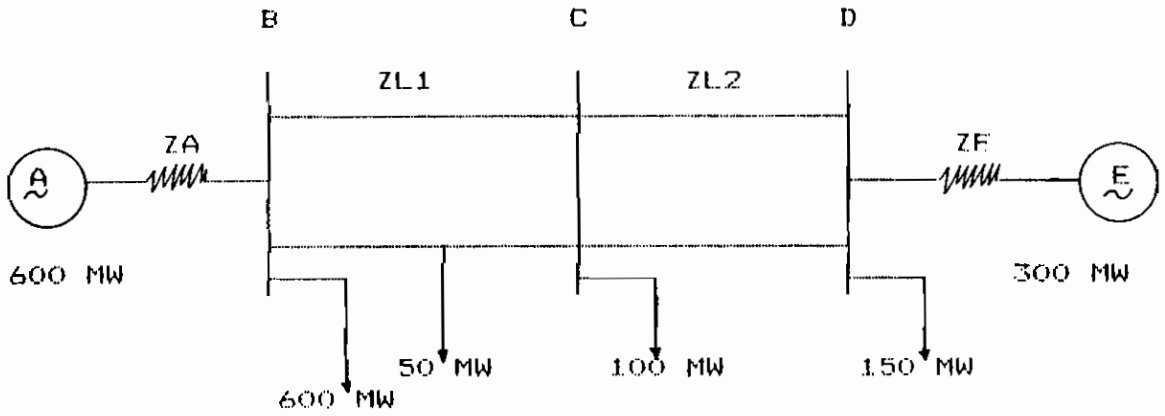


Fig. 3.8. Interconexión de los sistemas A y E, donde existe un balance de carga y generación.

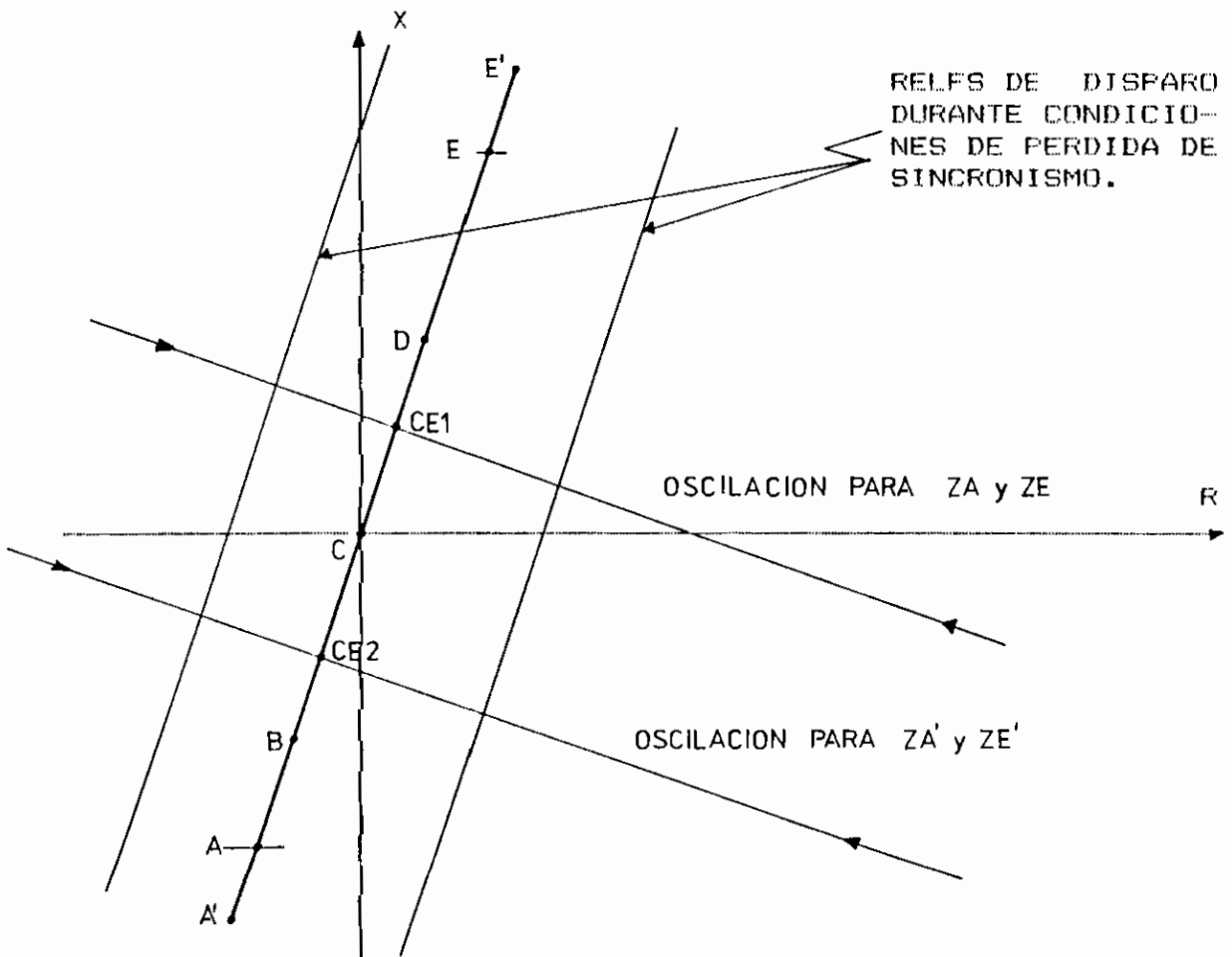


Fig. 3.9. Aplicación del esquema de disparo durante pérdida de sincronismo.

el punto B), esta orden de disparo desde C se la realiza por medio de una señal de disparo transferido, como ya se ha mencionado [1, 9].

El disparo de los interruptores durante oscilaciones de potencia, se lo debería realizar en condiciones de voltaje de recuperación controlado, para evitar daños al interruptor o al terminal de la línea de interconexión.

Los voltajes de recuperación o restablecimiento se presentan a través de los contactos del interruptor luego de producida la interrupción de la corriente. El voltaje de recuperación es de carácter oscilatorio y su magnitud depende de las características del sistema, dispositivos de interrupción y del tipo de mecanismo de interrupción [24].

Para reducir la severidad del voltaje de recuperación se usa resistencias conectadas en paralelo a los interruptores para la apertura de los mismos, introduciendo así un amortiguamiento de la oscilación. Este tipo de mecanismo se muestra en los circuitos de la Fig. 3.10., cuyo fenómeno se refleja en la Fig. 3.11.

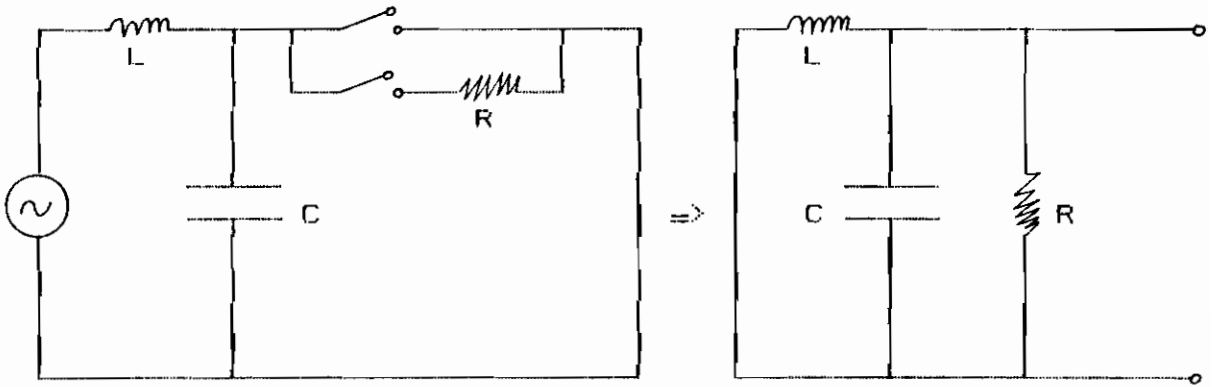


Fig. 3.10. Uso de resistencias para reducir el voltaje de recuperación o reestablecimiento.

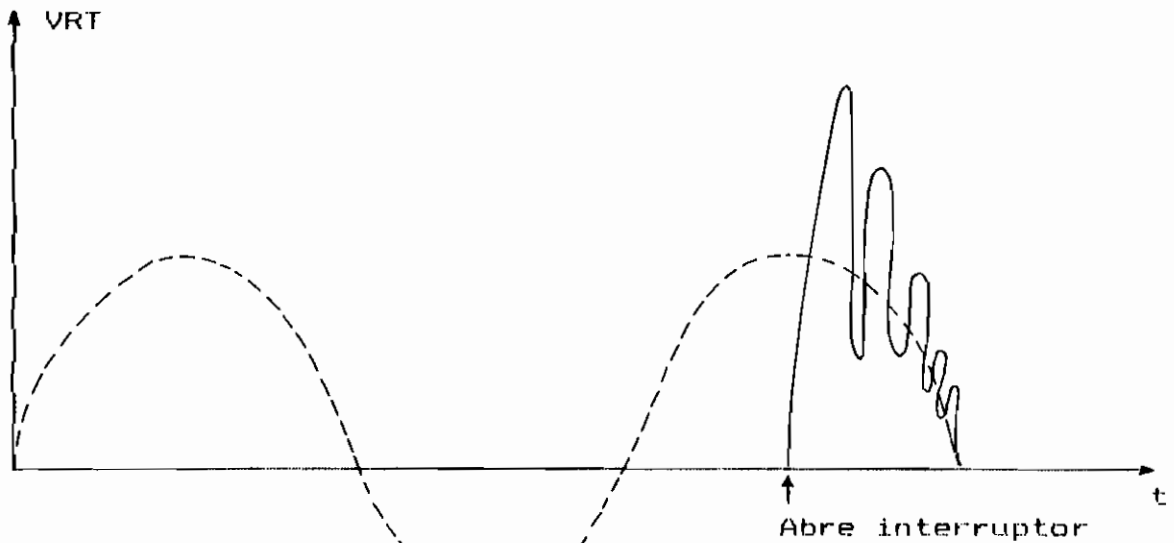


Fig. 3.11. Voltaje de recuperación controlado por resistencias de bajo valor.

En el caso de abrir el interruptor en uno de los terminales de una línea de interconexión en condición de oscilación con ángulo de potencia en 180° ($\delta=180^\circ$), presentándose en dicho interruptor o cercano a éste, el centro eléctrico (sitio donde el voltaje es cero y la corriente es máxima), donde los voltajes de recuperación son

bastante altos y peligrosos, como los que se muestra en la las Figs. 3.12. y 3.13. En estas condiciones no es recomendable realizar este tipo de maniobras, o realizar el disparo con interruptores provistos de resistencias amortiguadoras [4, 7, 9, 24].

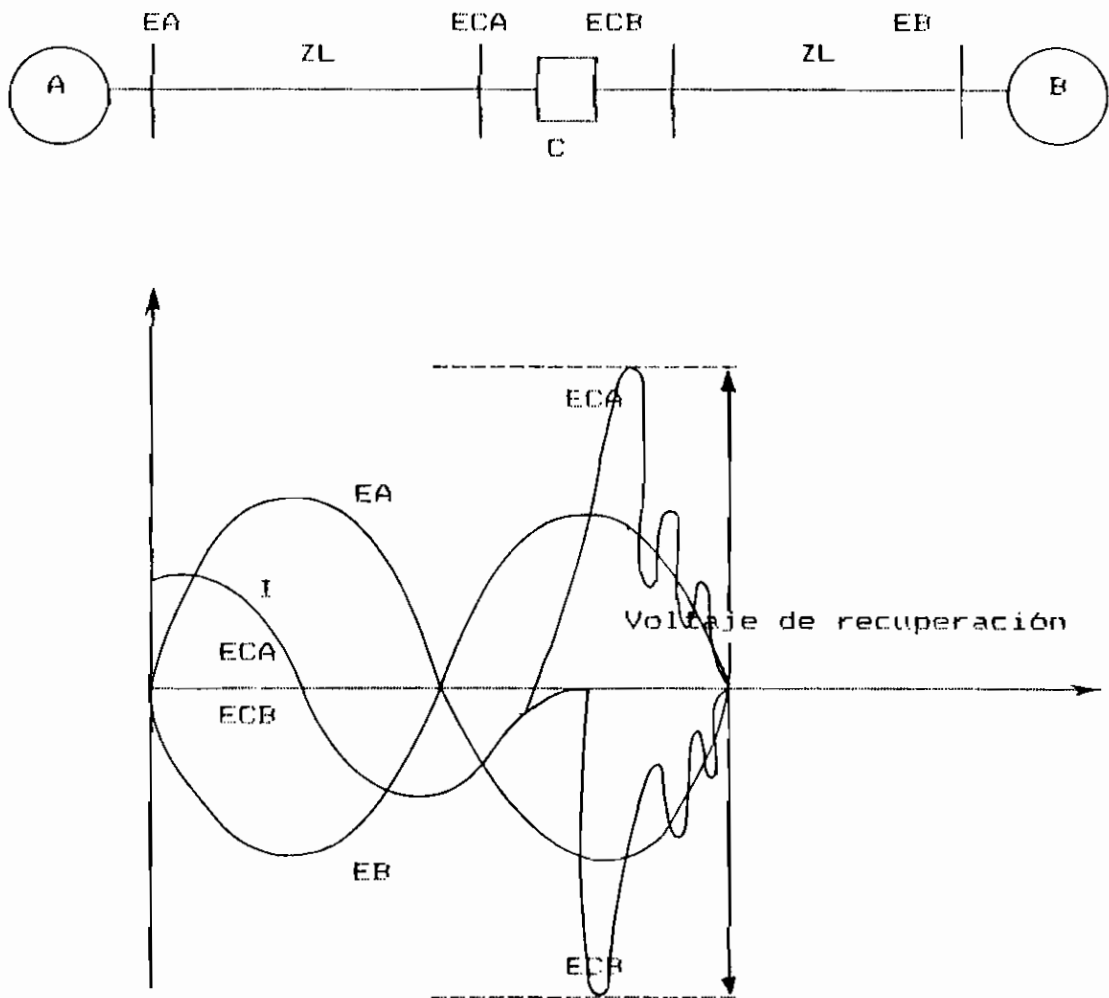


Fig. 3.12. Máximo voltaje de recuperación por disparo ante una pérdida de sincronismo, en el interruptor donde se localiza el centro eléctrico.

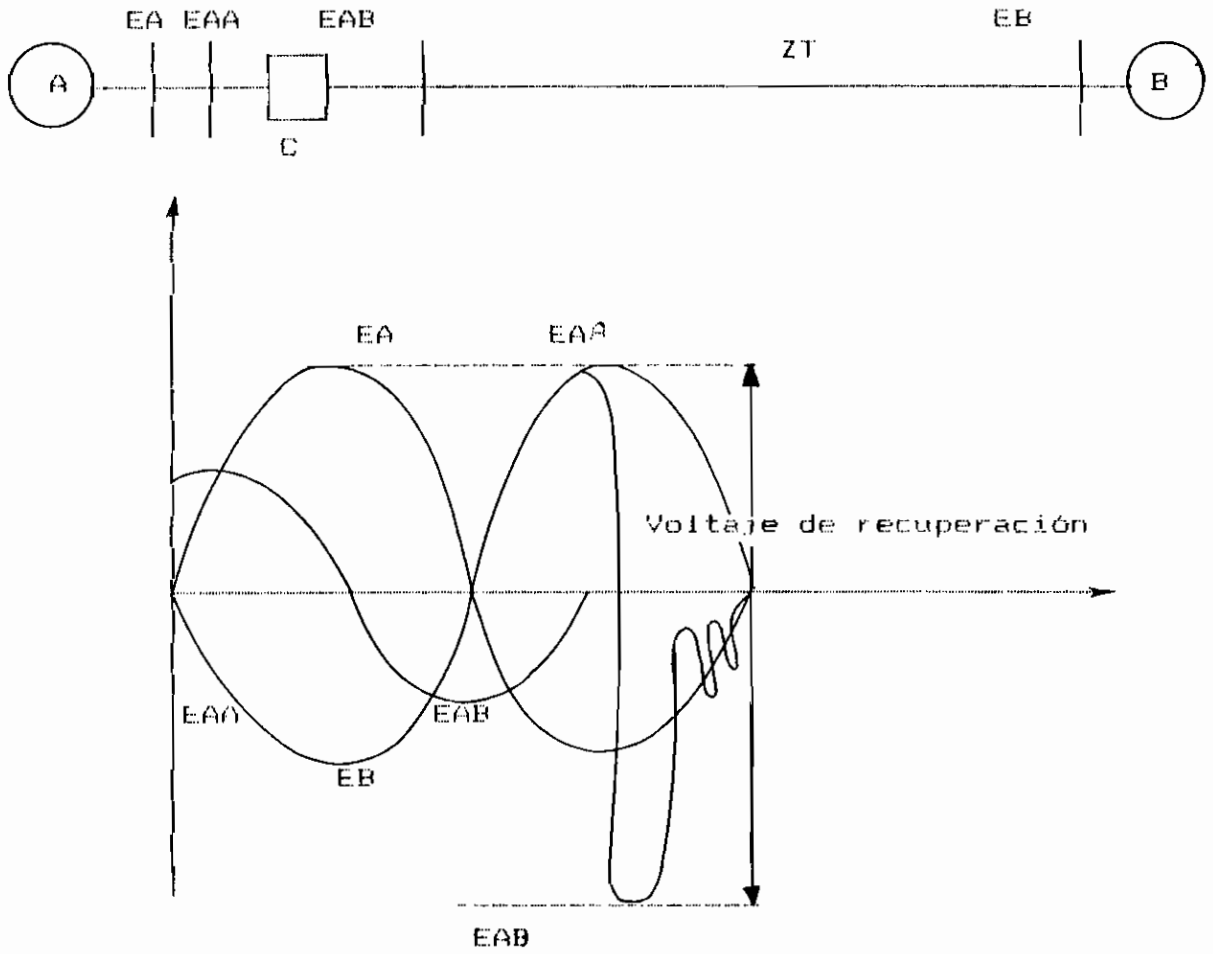


Fig. 3.13. Máximo voltaje de recuperación, por disparo ante una pérdida de sincronismo en el interruptor junto a la fuente A.

3.4.- CRITERIOS DE SELECCION DEL ESQUEMA ADECUADO EN UN SISTEMA DE POTENCIA CUANDO SE PRODUCEN OSCILACIONES DE POTENCIA.-

Los criterios para seleccionar el esquema de proteccion más adecuado durante oscilaciones y pérdidas de sincronismo se fundamenta en la información necesaria del funcionamiento

dinámico del sistema de potencia en condición de perturbación. Dicha información depende del grado de complejidad del sistema y del procedimiento de estudio a seguir.

En sistemas eléctricos de potencia pequeños y radiales es relativamente fácil de obtener los requerimientos necesarios como son: 1) Las localizaciones de los lugares geométricos de las oscilaciones y, 2) El máximo rango de deslizamiento entre las áreas del sistema, esta última información sirve para conocer el tiempo que permanece la oscilación en la protección de línea.

En ciertos sistemas pequeños y radiales es posible obtener la primera parte de la información usando procedimientos aproximados, los mismos que ya fueron aplicados en el Cap. II y que nuevamente se los utiliza en Cap. IV. [1, 4, 5, 6, 7, 9]. Por el contrario, en sistemas de potencia más complejos, especialmente los de tipo mallado, no es práctico utilizar el procedimiento simplificado que se mencionó anteriormente. En estos sistemas complejos es necesario realizar un sinnúmero de estudios de estabilidad, tratando de cubrir todas las combinaciones posibles de las condiciones de operación normales y en perturbación.

En la actualidad, se dispone de programas computarizados de estabilidad transitoria, que es una forma más adecuada para obtener los lugares geométricos de las

oscilaciones en cualquiera de los terminales de las líneas que conforman el sistema. (Se obtiene en Cap. IV), sin necesidad de obtener el deslizamiento.

Obtenidos los lugares geométricos de las oscilaciones y del tiempo que estas permanezcan (sea que desaparezcan, o que lleven a una pérdida de sincronismo) es posible seleccionar un esquema de protección adecuado.

Tomando en consideración todo lo mencionado anteriormente, es posible aplicar una de las siguientes opciones operativas en condiciones de oscilaciones y pérdida de sincronismo:

- a) Bloquear el disparo en líneas de transmisión o de interconexión sanas, donde se presentan oscilaciones originadas por disturbios de los cuales el sistema de potencia se podría recuperar por si mismo, ya que de no tomarse esta opción operativa, el sistema podría perder la estabilidad por apertura de líneas importantes.
- b) Ante una inestabilidad en el sistema, es necesario separar las áreas que pierden sincronismo (de preferencia antes de perder el sincronismo) para evitar daños en los equipos y la eventual salida parcial o total del sistema. Esta filosofía puede ser simple y tal vez obvia, pero en la realidad es difícil de implementar los sistemas de disparo, que obligaría a

tratar otros temas, como es, el estudio económico de la reserva en giro, etc. El punto o los puntos donde se realizaría el seccionamiento debe seleccionarse de tal forma de producir la mínima interrupción de servicio y que las áreas o sistemas separados sean capaces de alimentar sus consumos sin sufrir sobrecargas.

- c) Durante condiciones de pérdida de sincronismo se puede utilizar el esquema de disparo para seccionar los dos extremos de la línea, bloqueando el recierre en uno de los terminales, donde exista equipo de sincronización, agilitando de esta manera la restauración del sistema.

En la actualidad los esquemas de protección utilizan relés de estado sólido (relés estáticos), que son más flexibles, seguros y rápidos de operar. Estos relés pueden adquirir características similares a los elementos "blinders", círculo concéntrico, lenticulares, etc. y pueden usarse para bloqueo y/o disparo durante oscilaciones y pérdidas de sincronismo. El circuito lógico y la característica de relé estático se muestra en la Fig. 3.14 cuyo principio de funcionamiento es el mismo que los esquemas con relés electromecánicos que se los mencionó anteriormente, con la ventaja de usar relés estáticos y circuitos lógicos para bloqueo de disparo, bloqueo de recierre, disparo local sin recierre y disparo remoto en un mismo esquema de protección.

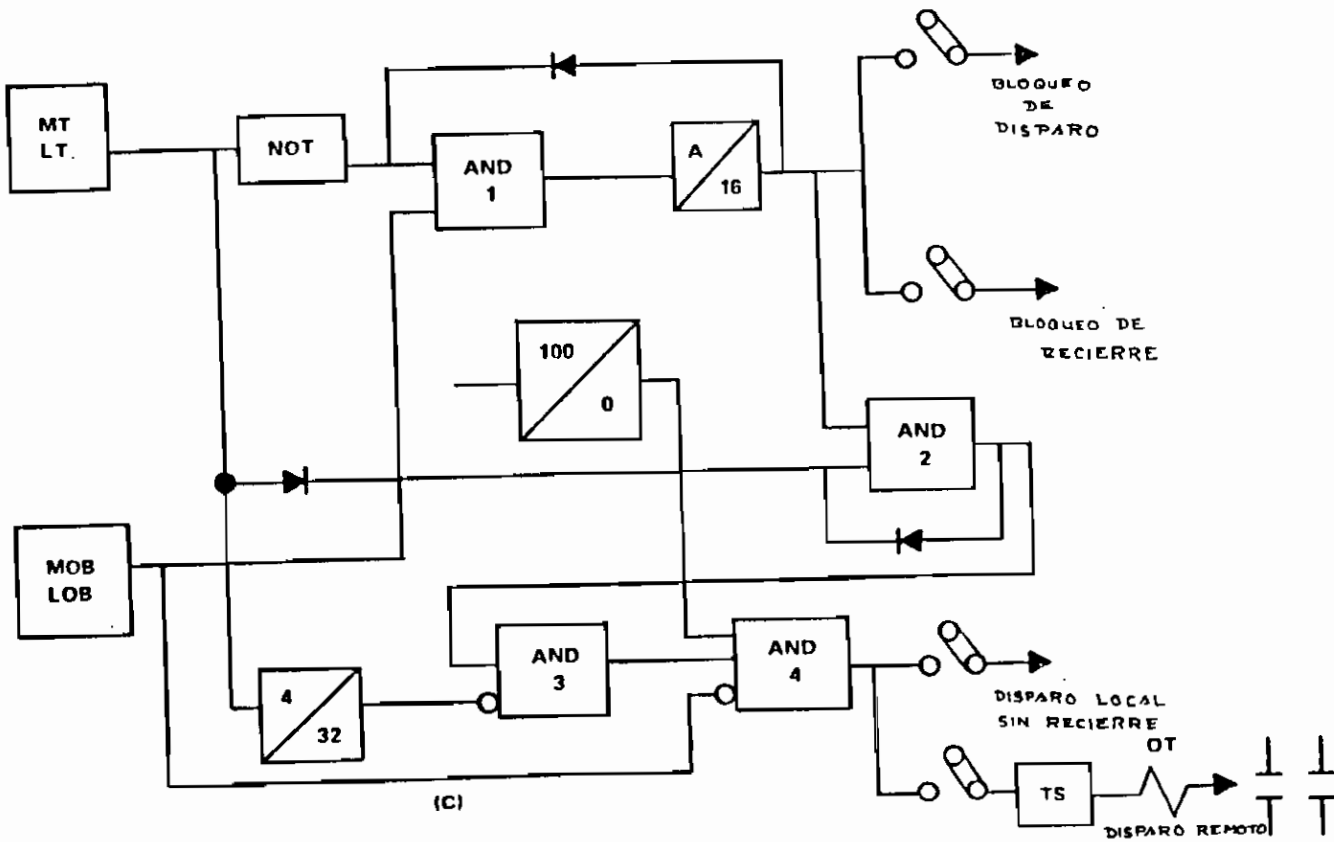
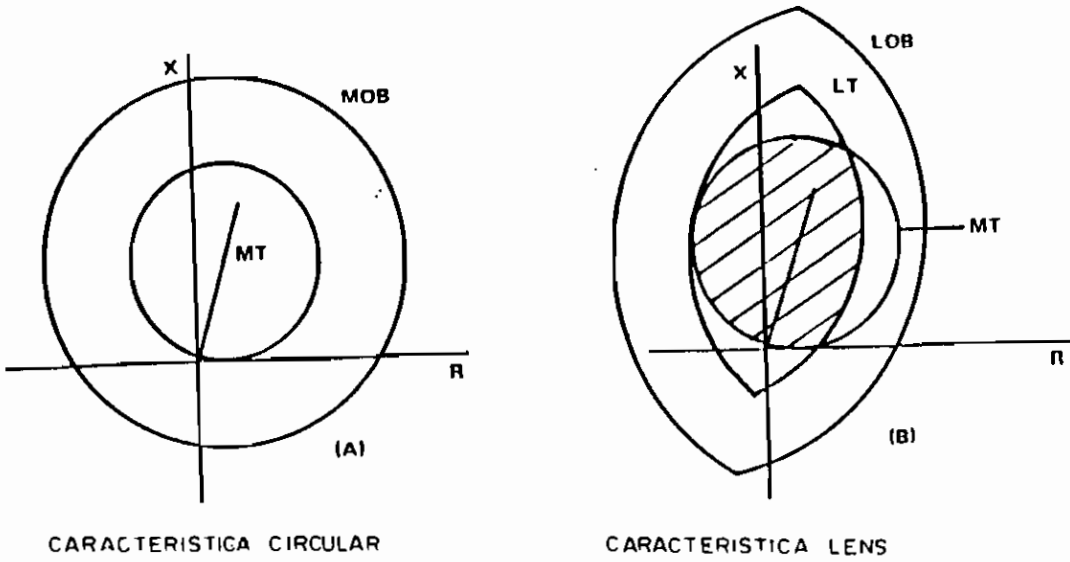


Fig. 3.14. Esquema de protección para oscilaciones y pérdidas de sincronismo usando relés estáticos y circuitos lógicos para bloqueo y/o disparo.

CAPITULO IV

DETERMINACION DE LOS REQUERIMIENTOS DE PROTECCION EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO CUANDO EXISTEN OSCILACIONES

4.1. INTRODUCCION.-

En el Sistema Nacional Interconectado (SNI) del INECEL se han presentado oscilaciones de potencia que de una u otra forma afectaron la operación normal del sistema.

El Sistema Interconectado es propenso a las oscilaciones de potencia puesto que tiene líneas de transmisión muy largas, transportando grandes bloques de potencia desde la central generadora en Paute a sus centros de consumo en Guayaquil y Quito presentándose oscilaciones de potencia en algunas ocasiones; así por ejemplo, en Abril de 1985 se obtuvieron registros oscilográficos que evidenciaron una pérdida de estabilidad, planteándose numerosas interrogantes en cuanto al origen de las oscilaciones y comportamiento de las protecciones de las líneas de transmisión, poniendo de manifiesto la no existencia de esquemas de bloqueo ni de un esquema de disparo automático durante oscilaciones y condiciones de pérdida de sincronismo.

A manera de ejemplo de aplicación se utilizará la configuración del sistema nacional de transmisión (SNT) a Abril de 1985 para determinar los requerimientos de protección. Se siguen los pasos necesarios y se aplican los con-

ceptos mencionados en capítulos anteriores, obteniendo los lugares geométricos de las oscilaciones, las mismas que son representadas en el diagrama R - X para analizarlas y seleccionar los esquemas de protección más apropiados y poder manifestar los beneficios que presentan cada uno de estos esquemas.

4.2.- OBTENCION DE LUGARES GEOMETRICOS DE OSCILACIONES Y/O PERDIDAS DE SINCRONISMO PARA EL SNI DEL INECEL.-

Los lugares geométricos de las oscilaciones y condiciones de pérdidas de sincronismo para el sistema interconectado del INECEL pueden ser obtenidos por procedimientos que simplifican al sistema, o por procedimientos que utilizan programas computacionales de estabilidad transitoria que se los puede utilizar para el estudio de las protecciones. Cada uno de estos procedimientos se describen a continuación y por separado:

4.2.1.- LUGARES GEOMETRICOS DE OSCILACIONES Y PERDIDAS DE SINCRONISMO PARA EL SNI DE INECEL EN FORMA SIMPLIFICADA.-

El sistema interconectado del INECEL puede ser simplificado utilizando los conceptos del capítulo segundo (sección 2.2). La configuración del sistema interconectado a estudiarse se muestra en la Fig. 4.1., a partir del cual se obtiene los circuitos simplificados, como los que se indican

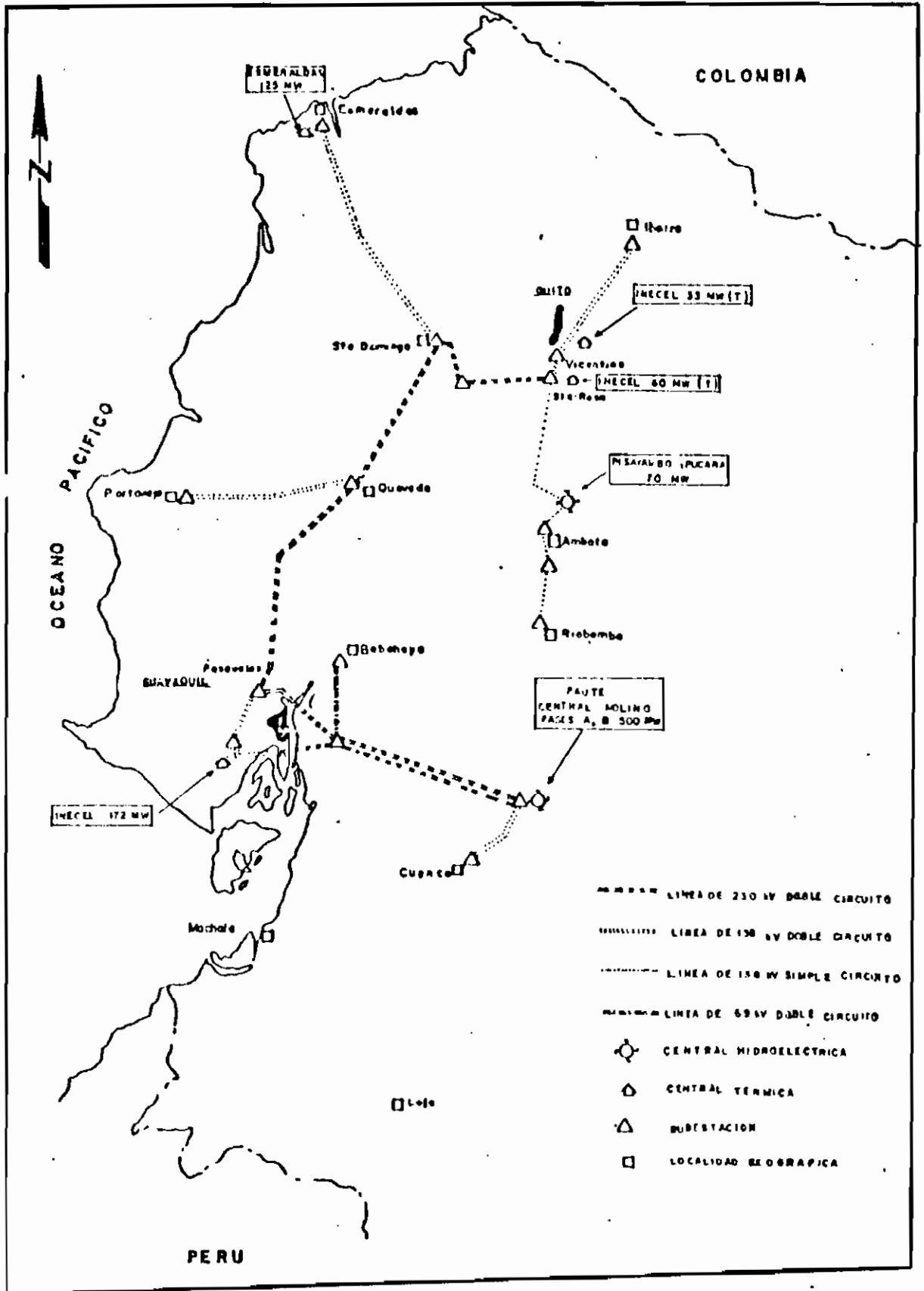


Fig. 4.1. Configuración del Sistema Nacional Interconectado a 1985

en las Fig. 4.2.1 y 4.2.2.

Para la obtención de lugares geométricos de oscilaciones en que se utiliza la simplificación del sistema se establecen ciertas condiciones, entre las que se menciona a las siguientes:

- a) Son ignorados los cambios transitorios de la impedancia por falla o despeje de éstas, por cuanto éstas variaciones son muy rápidas y no serían detectadas por las protecciones.
- b) Los efectos de cargas y capacitancias conectadas en paralelo no son tomadas en cuenta.
- c) No se toma en cuenta los reguladores de velocidad y voltaje.
- d) La relación de las magnitudes de voltaje se asume constante ($|EA|/|EB| = \text{cte}$), detrás de las reactancias de los generadores.

Todas estas asunciones conducen a que cada vez se va simplificando el modelo de las máquinas que conforman el sistema de potencia, para quedar con dos máquinas de fuentes ideales con sus respectivas reactancias transitorias unidas a través de una línea de interconexión. Con este modelo y utilizando el circuito de la fig. 4.2.1. se obtiene analíticamente los lugares geométricos de las oscilaciones de

potencia, las mismas que son reflejadas como puntos de impedancia y son graficados en los diagramas R-X.

Para el ejemplo aplicado al sistema interconectado se utiliza las relaciones de magnitudes de voltaje ($|EA|/|EB|$) de distintos valores para obtener diferentes lugares geométricos variando el ángulo de potencia (δ) con intervalos de 30° .

El proceso de cálculo y resultados se realiza para la mayoría de las líneas del sistema de transmisión. Así, en el caso de la línea Milagro - Pascuales - 230 Kv. se deduce analíticamente los lugares geométricos de las oscilaciones vistas o detectadas desde S/E Milagro (R). Los datos de los parámetros del sistema fueron proporcionados por la DOSNI-INECEL - Departamento de Protecciones, entre los cuales tenemos: Impedancia total del sistema ($Z= 0.31; 86.3^\circ$ pu), impedancias equivalentes atrás de la línea para cada uno de los casos a estudiar (Z_A, Z_B) y las impedancias de las líneas de transmisión (Z_L), que se indican en cada uno de los casos a estudiar (Casos D1 a D9).

Se utiliza las ecuaciones (2.f) y (2.d) de sección 2.2, cap. II que se describen a continuación:

$$Z_{R1} = [(1/2 - m) - j 1/2 \cot \delta/2] \cdot Z \quad (2.f)$$

$$Z_{R2} \text{ y } Z_{R3} = [(1 - m) |EA|/|EB| \angle \delta + m)/(|EA|/|EB| \angle \delta - 1.0)] \cdot Z \quad (2.d)$$

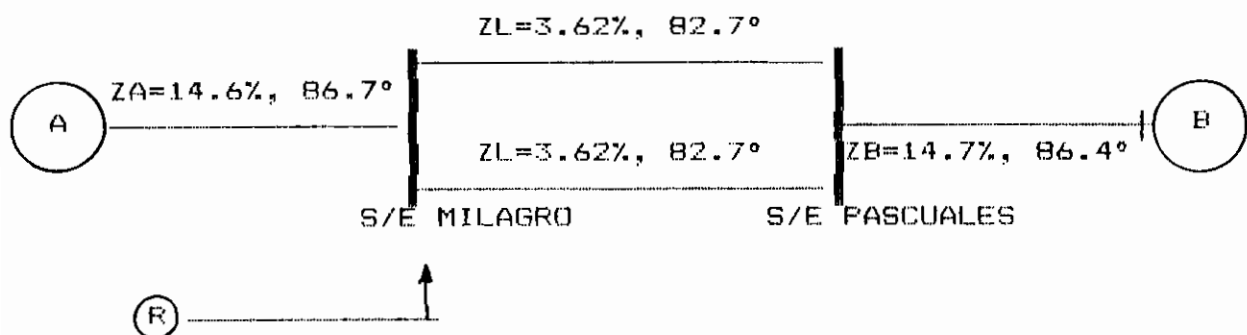


Fig. 4.2.1. Circuito simplificado para la obtención de los lugares geométricos de oscilaciones y/o pérdida de sincronismo, visto desde S/E Milagro

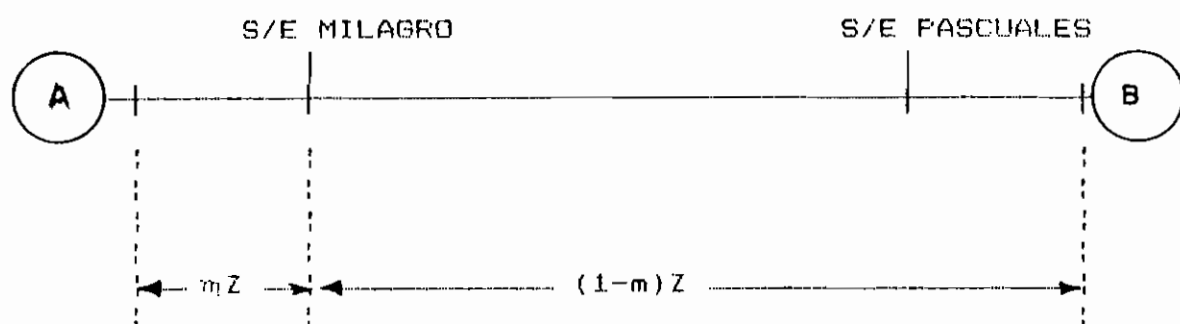


Fig. 4.2.2. Circuito de la Fig. 4.2., adecuado para deducir analíticamente los lugares geométricos de las oscilaciones.

En el caso de ZR_1 ; $|EA|/|EB| = 1.0$. Para ZR_2 y ZR_3 los valores de $|EA|/|EB| = 1.15$ y 0.87 respectivamente. El valor de m lo da la ubicación del relé en el sistema de transmisión ($m = 0.47$ en S/E Milagro).

Los lugares geométricos de las oscilaciones para $|EA|/|EB| = 1, 1.15$ y 0.87 se obtiene ZR_1, ZR_2 y ZR_3 ,

resultados que se muestran en el Cuadro D.1. y graficados en diagrama R-X de la Fig. 4.3.1.

CUADRO D.1

δ	ZR1 pu, grados	ZR2 pu, grados	ZR3 pu, grados
0	0.00	2.23, 86.3°	2.21, -93.7°
30	0.58, -2.8°	0.56, 12.9°	0.54, -18.5°
60	0.27, -1.7°	0.28, 7.2°	0.26, -11.2°
90	0.16, -0.3	0.16, 7.4°	0.15, -8.3°
120	0.09, -1.9°	0.09, 10.8°	0.09, -7.2°
150	0.045, 8.9°	0.046, 23.5°	0.04, -6.5°
180	0.01, 86.3°	0.02, 86.3°	0.02, -93.7°
210	0.045, 163.4°	0.05, 148.1°	0.04, 179.1°
240	0.09, 170.4°	0.09, 160.8°	0.09, 179.1°
270	0.16, 172.9°	0.16, 164.9°	0.15, 180.9°
300	0.27, 174.3°	0.28, 165.4°	0.26, 83.8°
330	0.58, 175.4°	0.56, 158.8°	0.54, 191.1°
360	0.00	2.23, 86.3°	2.21, -93.7°

Siguiendo el procedimiento anterior se obtiene los resultados de los puntos representativos de la impedancia para distintos valores del ángulo de potencia, los mismos que se indican en los cuadros D.2 a D.9 y los lugares geométricos de las oscilaciones y pérdidas de sincronismo respectivo se muestran en las Figs. 4.3.2 a 4.3.9, en estas mismas figuras se superponen a los lugares geométricos las impedancias equivalentes que representan al resto de las áreas o sistemas (ZA, ZB) y la impedancia de línea que interconecta a las áreas o sistemas (ZL).

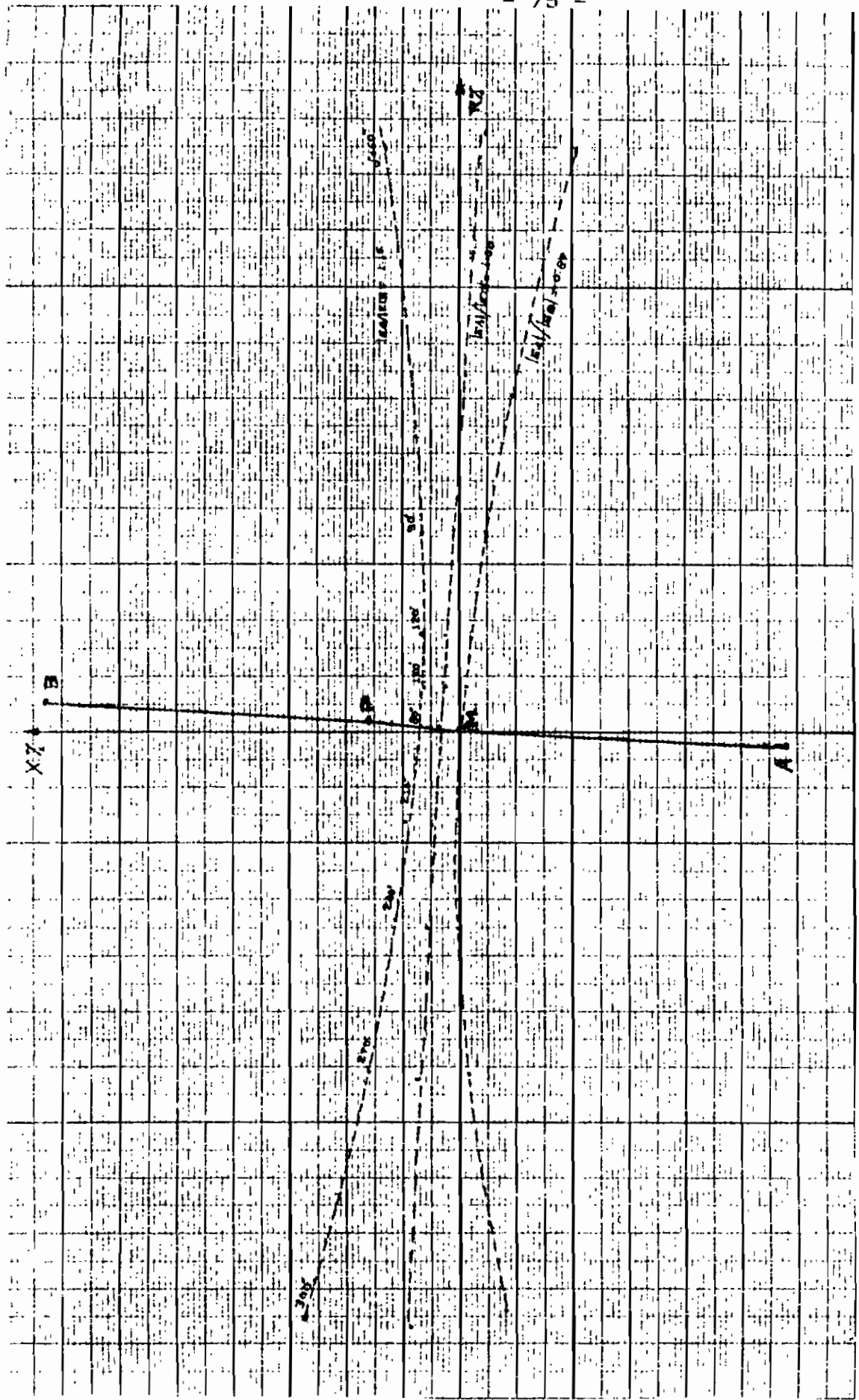
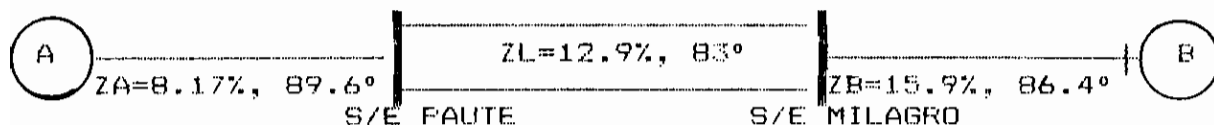


Fig. 4.3.1. Oscilaciones y pérdida de sincronismo, vista desde la S/E Milagro en L/T Milagro - Pascuales - 230 KV.

4.2.1.1.- OBTENCION DE LAS OSCILACIONES REFLEJADAS EN EL DIAGRAMA R-X.

CASO D.2 PAUTE -> MILAGRO (m = 0.26)



CUADRO D.2

δ	ZR1		ZR2	
	pu, grados		pu, grados	
00°			2.299,	86.3°
30°	0.583,	- 3.6°	0.582,	19.0°
60°	0.279,	11.8°	0.582,	19.0°
90°	0.172,	21.9°	0.288,	20.3°
120°	0.116,	36.0°	0.181,	28.3°
150°	0.085,	57.1°	0.126,	41.2°
180°	0.074,	86.3°	0.095,	60.6°
210°	0.085,	115.5°	0.085,	86.3°
240°	0.116,	136.6°	0.095,	112.0°
270°	0.172,	150.6°	0.126,	131.0°
300°	0.279,	160.8°	0.181,	144.3°
330°	0.583,	169.0°	0.288,	152.3°
360°			2.299,	86.3°

CASO D.3. MILAGRO - > PAUTE (m= 0.5)

CUADRO D.3

δ	ZR2	
grados	pu, grados	
0°	2.22,	86.3°
30°	0.567,	12.0°
60°	0.267,	5.5°
90°	0.155,	4.3°
120°	0.090,	5.5°
150°	0.043,	12.0°
180°	0.016,	86.3°
210°	0.043,	160.6°
240°	0.090,	167.0°
270°	0.155,	168.3°
300°	0.267,	167.1°
330°	0.567,	160.7°
360°	2.222,	86.3°

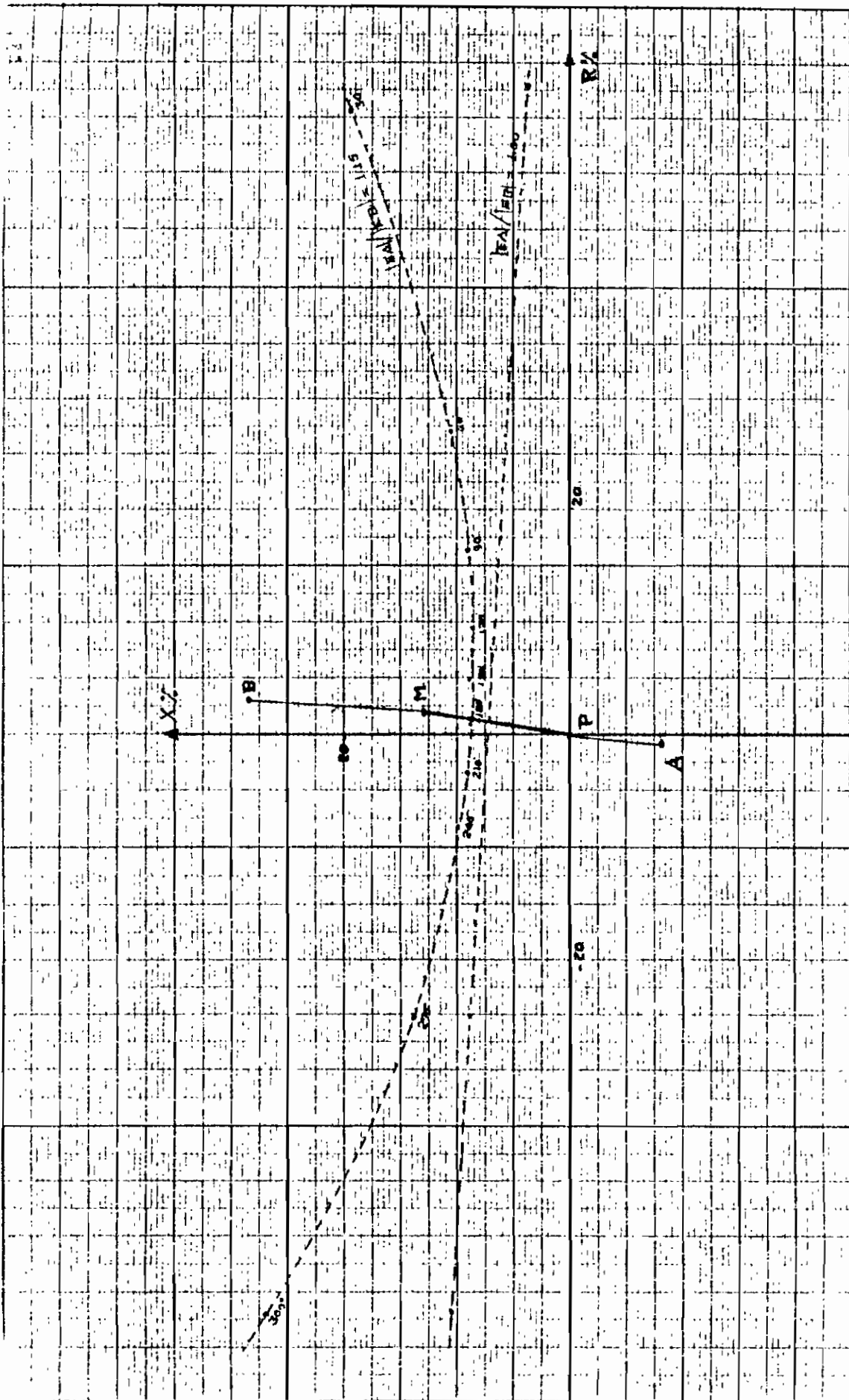


Fig. 4.3.2. Oscilaciones de potencia, vistas desde S/E Pauta en L/T Fauté - Milagro

9

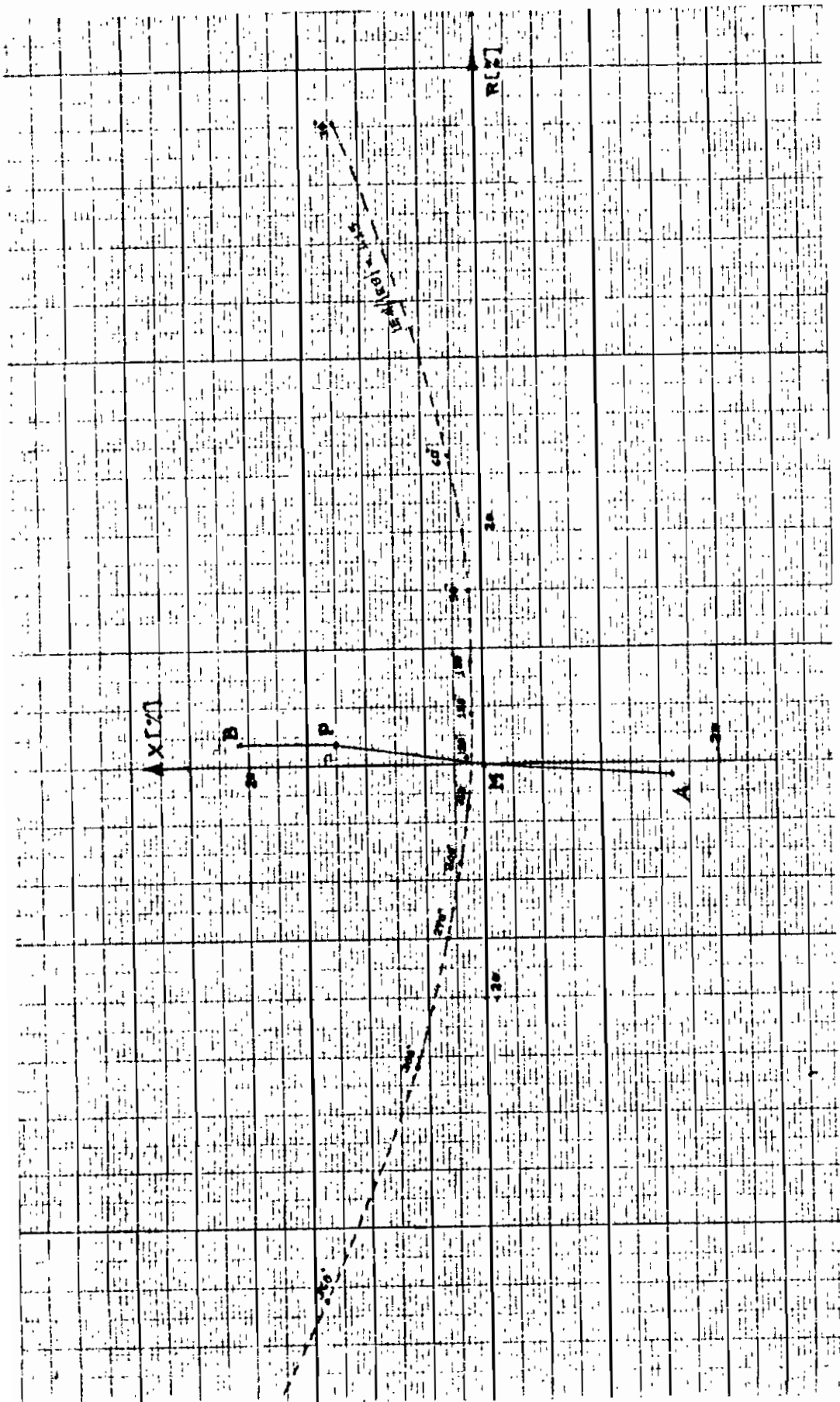
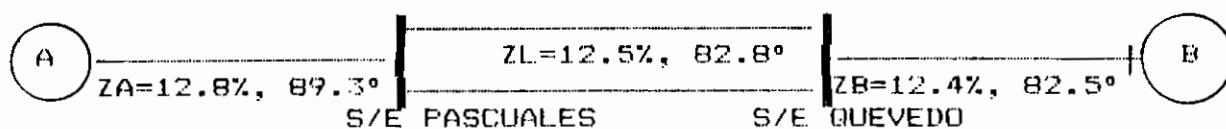


Fig. 4.3.3. Oscilación de potencia, vista desde S/E Milagro en L/T Milagro - Paute.

CASO D.4. PASCUALES → QUEVEDO (m = 0.41)



CUADRO D.4

δ	ZR1		ZR2	
0°			2.245	86.3°
30°	0.579	359.1°	0.568	14.7°
60°	0.270	362.2°	0.273	11.3°
90°	0.157	366.5°	0.161	14.1°
120°	0.094	373.6°	0.098	21.7°
150°	0.050	390.2°	0.057	40.0°
180°	0.028	446.0°	0.039	86.3°
210°	0.050	142.4°	0.057	132.5°
240°	0.094	159.0°	0.098	150.8°
270°	0.157	166.1°	0.161	158.4°
300°	0.270	170.4°	0.272	161.3°
330°	0.579	173.5°	0.568	157.9°
360°			2.245	-86.3°

CASO D.5. QUEVEDO → PASCUALES (m = 0.40)

CUADRO D.5

δ	ZR1		ZR2	
0°			2.253	86.3°
30°	0.579	359.4°	0.569	15.0°
60°	0.270	362.9°	0.274	11.9°
90°	0.158	367.6°	0.162	15.2°
120°	0.095	375.4°	0.099	23.3°
150°	0.052	343.0°	0.059	42.2°
180°	0.031	446.3°	0.042	86.3°
210°	0.052	139.6°	0.059	130.4°
240°	0.095	157.2°	0.099	149.3°
270°	0.158	165.0°	0.162	157.4°
300°	0.270	169.7°	0.274	160.7°
330°	0.579	173.2°	0.569	157.6°
360°			2.283	-86.3°

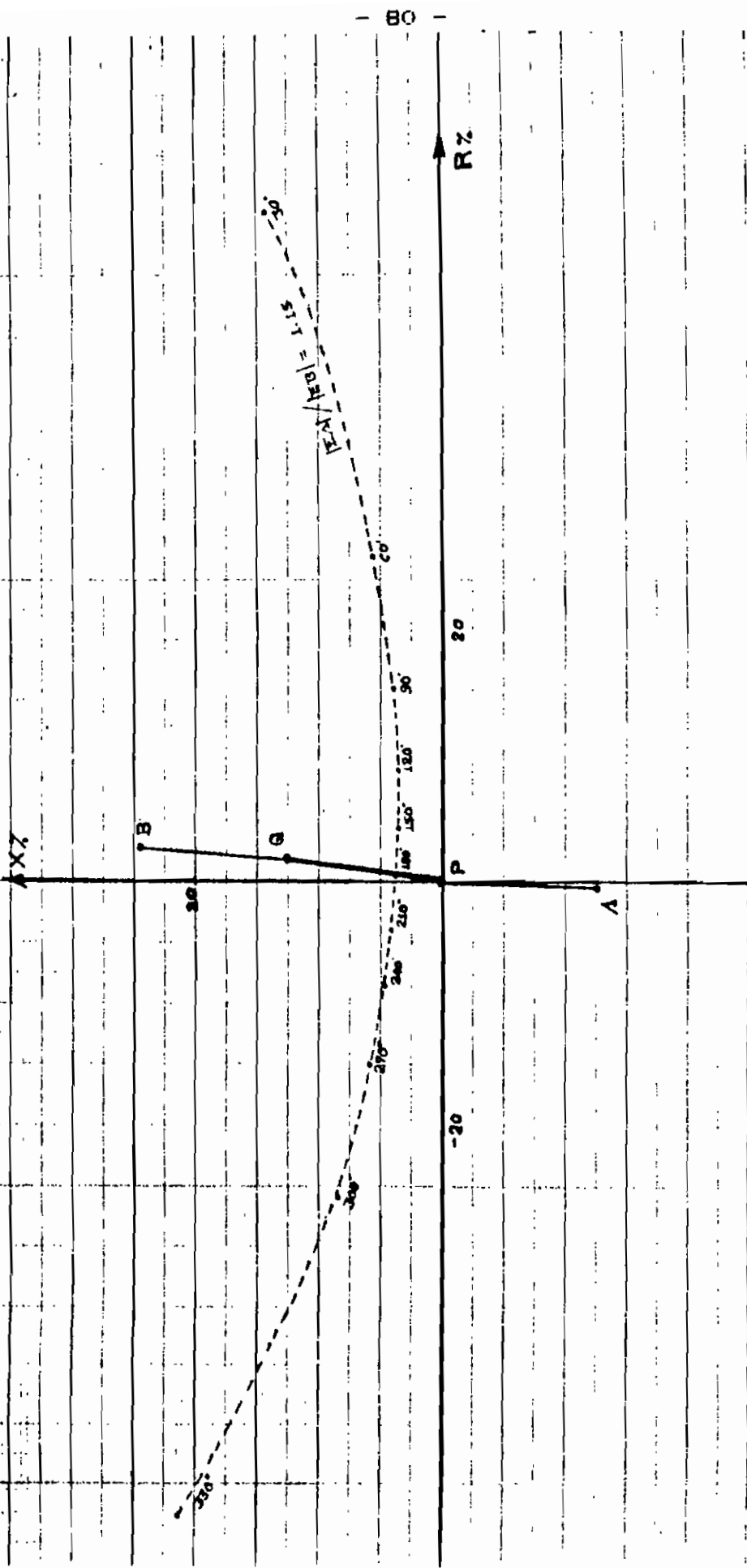


Fig. 4.3.4. Oscilación de potencia; vista desde S/E Pas-
cuales en L/T Pascuales - Quevedo.

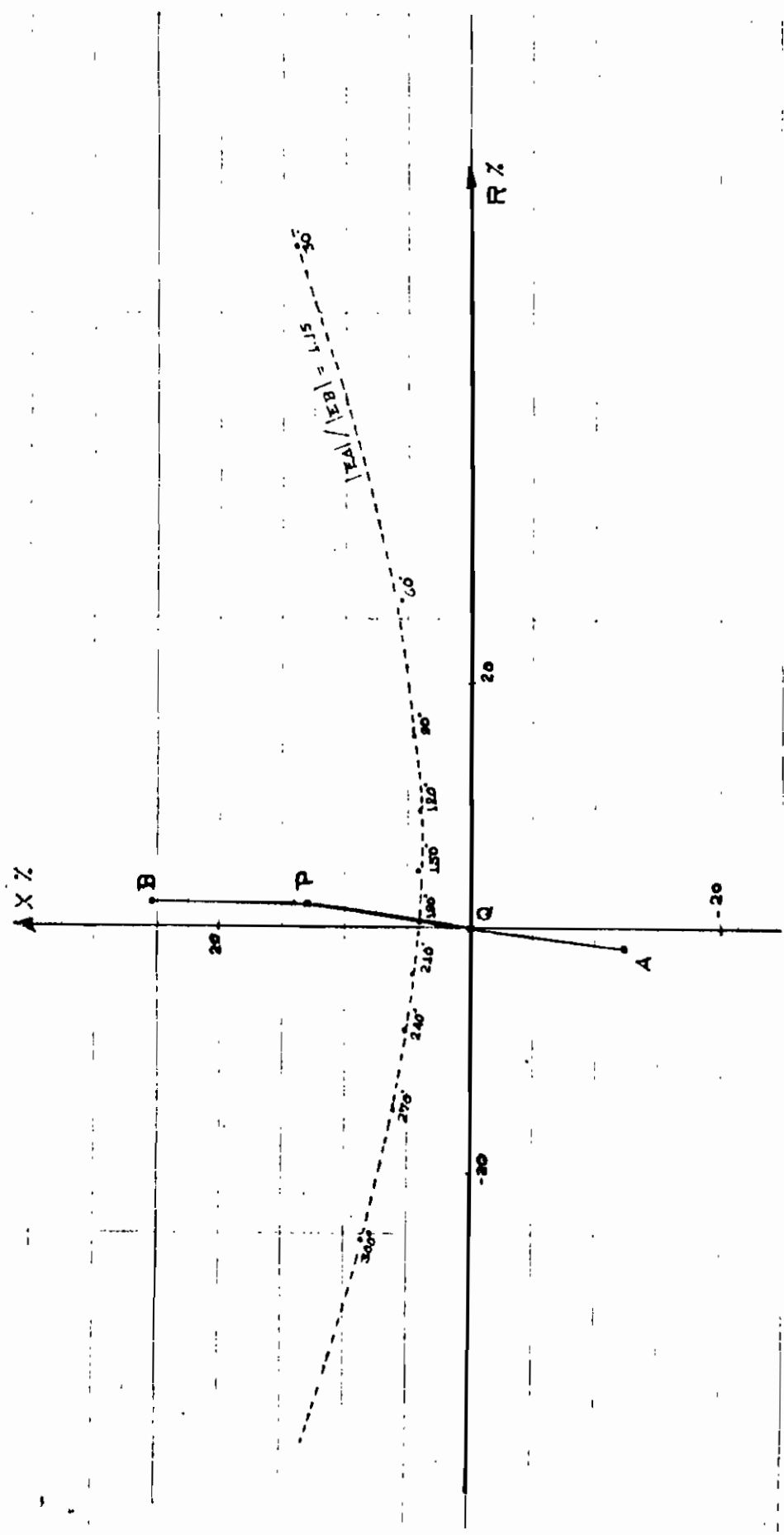
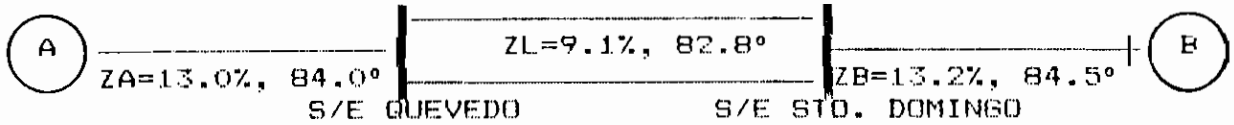


Fig. 4.3.5. Oscilación de potencia, vista desde S/E Quevedo en L/T Quevedo - Pascuales.

CASO D.6. QUEVEDO → STO. DOMINGO (m = 0.41)



Donde $m = 0.41$. Estos valores son semejantes a los obtenidos en L/I Pascuales - Quevedo, por tanto el lugar geométrico es el mismo, con los valores del Cuadro D.4.

CASO D.7 STO. DOMINGO → QUEVEDO (m = 0.42)

CUADRO D.7

δ	ZR1		ZR2	
0°			2.246	86.3°
30°	0.579	358.7°	0.567	14.3°
60°	0.269	361.1°	0.272	10.7°
90°	0.157	365.4°	0.160	13.1°
120°	0.093	371.8°	0.097	20.1°
150°	0.048	387.1°	0.055	37.6°
180°	0.025	446.3°	0.036	86.3°
210°	0.048	145.5°	0.055	134.8°
240°	0.093	160.8°	0.097	152.5°
270°	0.157	167.2°	0.160	159.5°
300°	0.269	171.0°	0.272	191.9°
330°	0.579	173.8°	0.567	158.3°
360°			2.246	186.3°

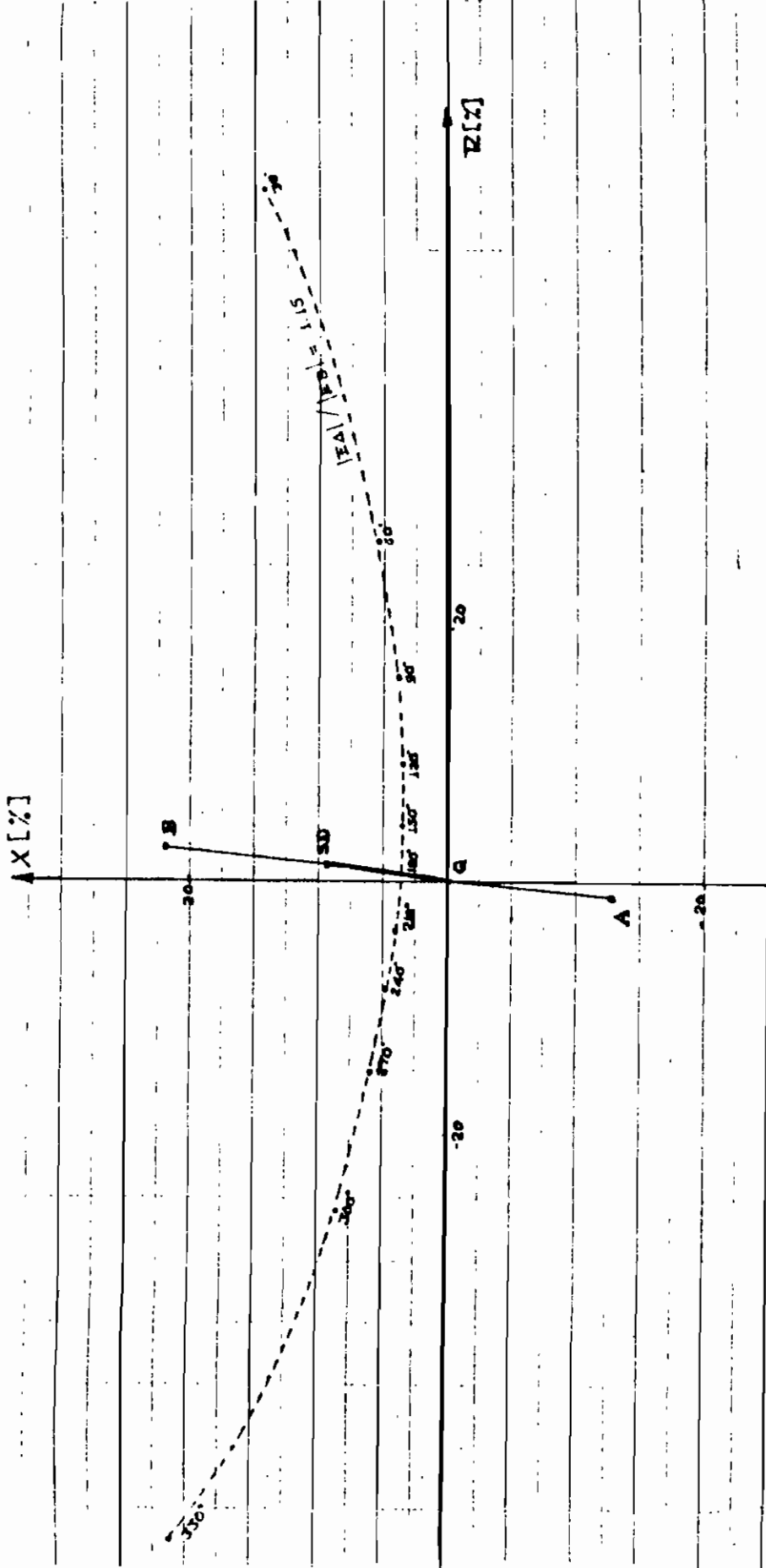


Fig. 4.3.6. Oscilación de potencia, vista desde S/E Quevedo en L/T Quevedo - Sto. Domingo

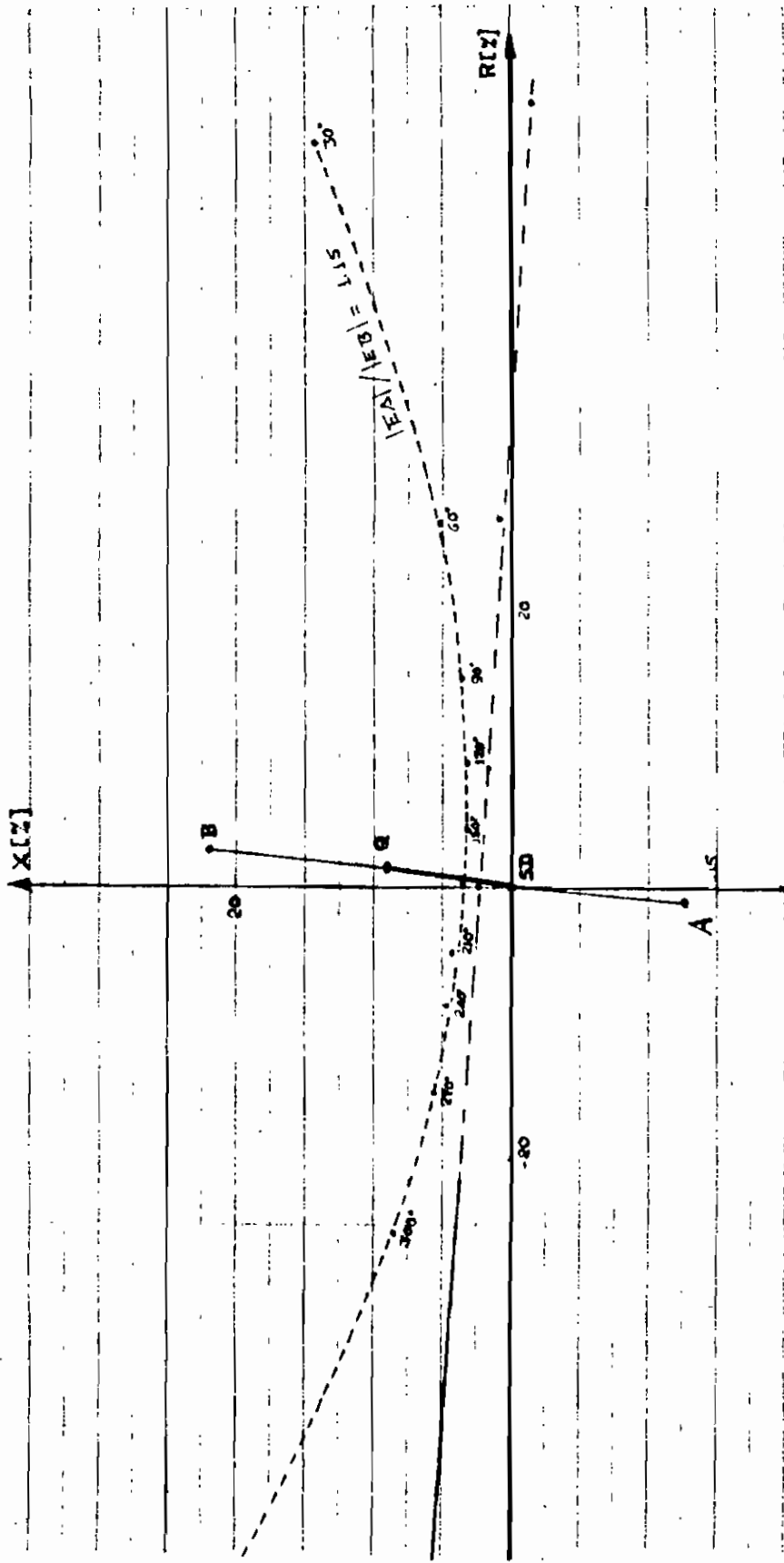
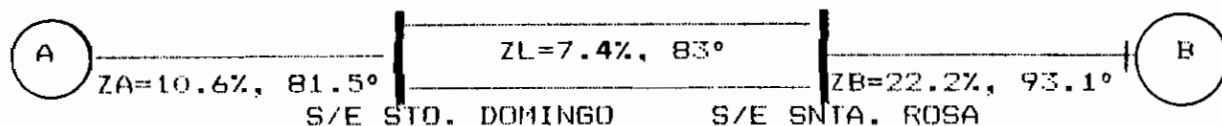


Fig. 4.3.7. Oscilaciones de potencia, vistas desde S/E Sto. Domingo en L/T Sto. Domingo - Quevedo.

CASO D.8 STO. DOMINGO → SANTA. ROSA (m = 0.34)



CUADRO D.8

δ	ZR1		ZR2	
0°			2.271	86.3°
30°	0.581	361.2°	0.576	16.7°
60°	0.273	366.8°	0.283	15.6°
90°	0.163	374.0°	0.169	21.2°
120°	0.102	385.3°	0.110	32.1°
150°	0.065	406.4°	0.074	52.3°
180°	0.050	446.3°	0.061	86.3°
210°	0.065	126.2°	0.074	120.3°
240°	0.102	147.3°	0.110	140.5°
270°	0.163	158.6	0.169	151.4°
300°	0.273	165.8°	0.283	157.0°
330°	0.581	171.4°	0.576	155.9°
360°			2.271	86.3°

CASO D.9 STA. ROSA → STO. DOMINGO (m = 0.71)

CUADRO D.9

δ	ZR1		ZR2	
0°			2.157	86.3°
30°	0.582	349.4°	0.546	5.4°
60°	0.276	342.7°	0.264	-8.6°
90°	0.168	333.5°	0.159	-19.5°
120°	0.111	320.3°	0.102	-33.4°
150°	0.077	233.8°	0.067	-55.9°
180°	0.065	266.3°	0.054	-93.6°
210°	0.077	233.8°	0.0675	12.3°
240°	0.111	212.3°	0.102	206.1°
270°	0.168	199.1°	0.159	192.2°
300°	0.276	189.9°	0.264	181.2°
330°	0.582	182.7°	0.544	167.3°
360°			2.157	86.3°

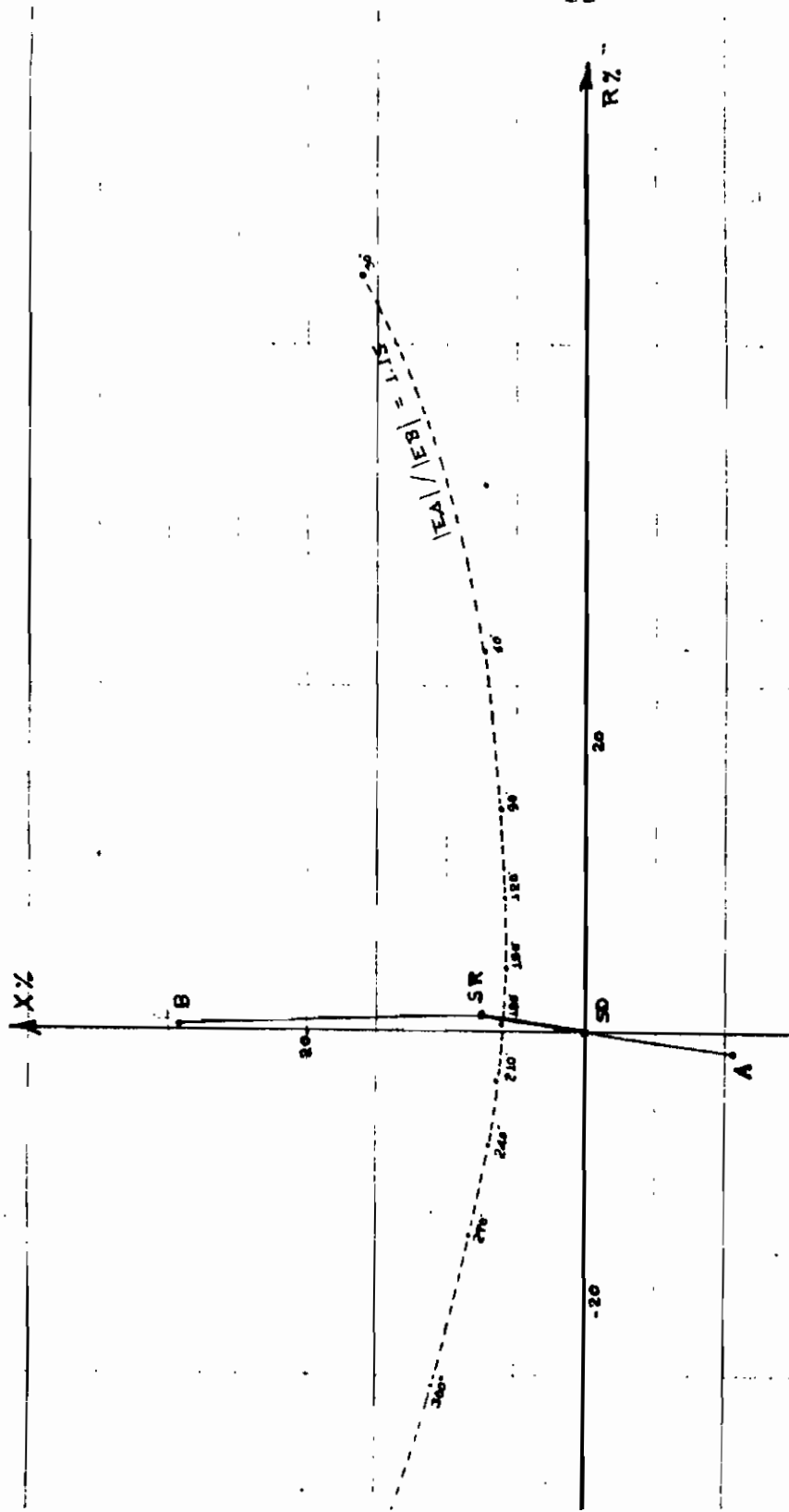


Fig. 4.3.8. Oscilación de potencia, vista desde S/E Sto. Domingo en L/T Sto. Domingo - Snta. Rosa.

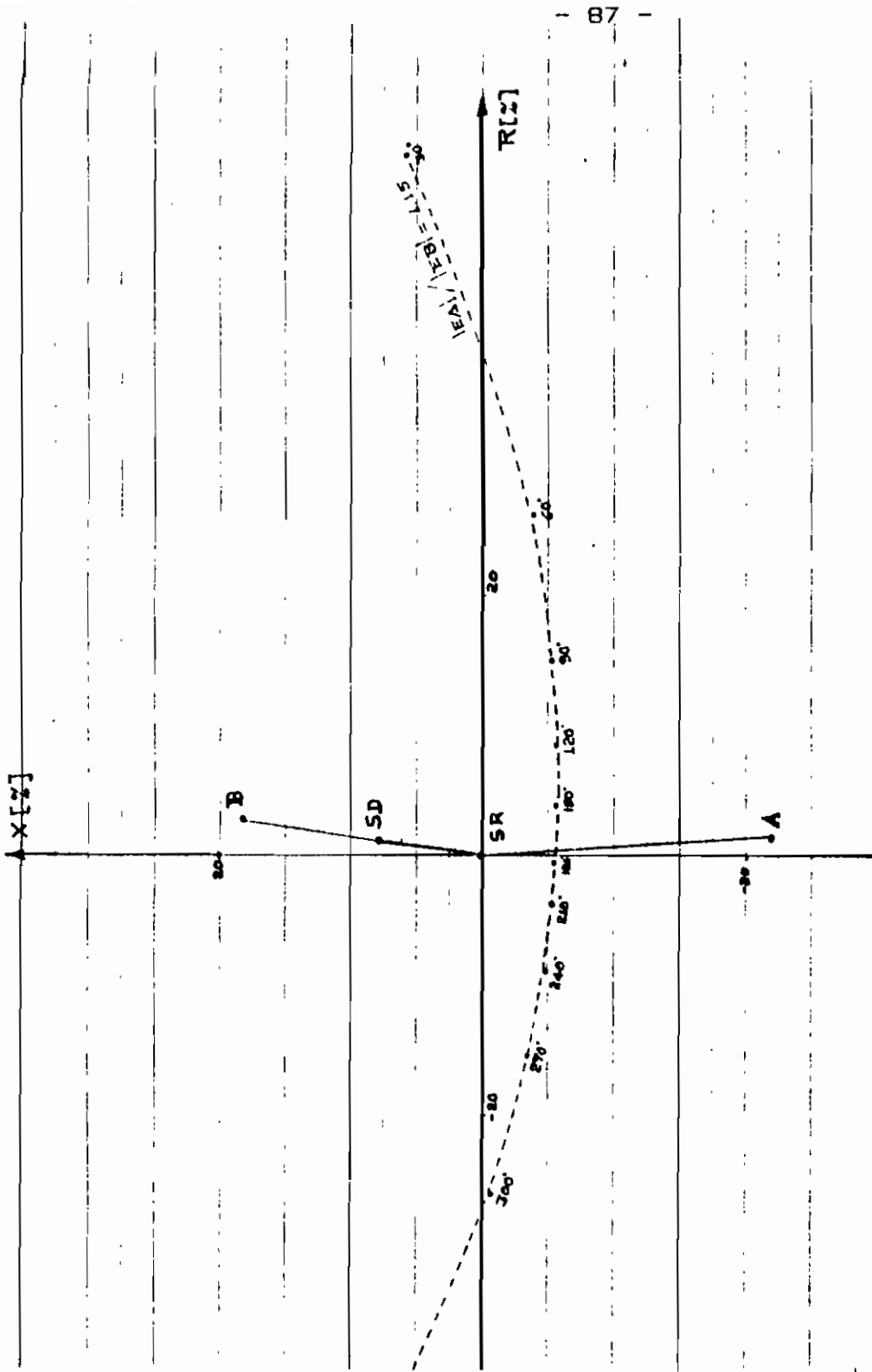


Fig. 4.3.9. Oscilación de potencia, vista desde S/E Snta. Rosa en L/T Snta. Rosa - Sto. Domingo.

4.2.2.- LUGARES GEOMETRICOS DE OSCILACIONES Y PERDIDAS DE SINCRONISMO USANDO EL PROGRAMA DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.-

El estudio de la estabilidad transitoria permite obtener las curvas de variación de la impedancia que son reflejadas por oscilaciones y pérdidas de sincronismo, y son representadas en el diagrama R - X. Los pasos necesarios para obtener estas características son los siguientes:

- a) Se realiza los estudios de flujo de carga para el sistema interconectado (Fig. 4.1), cuyos parámetros y resultados se muestran en el diagrama unifilar de la Fig. 4.4, donde se muestra la condición de operación antes que se produzca el disturbio (18.00 H - 9 de Abril de 1985). El mencionado estudio proporciona la solución del estado estacionario del sistema interconectado bajo las condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red, como se muestra en la Fig. 4.4.

- b) Con el resultado del estudio de flujos de carga se simula una perturbación (falla mono o polifásica, apertura de una línea, salida de un transformador, etc.) en algún punto del sistema interconectado, obteniéndose variaciones de voltaje, potencia y frecuencia.

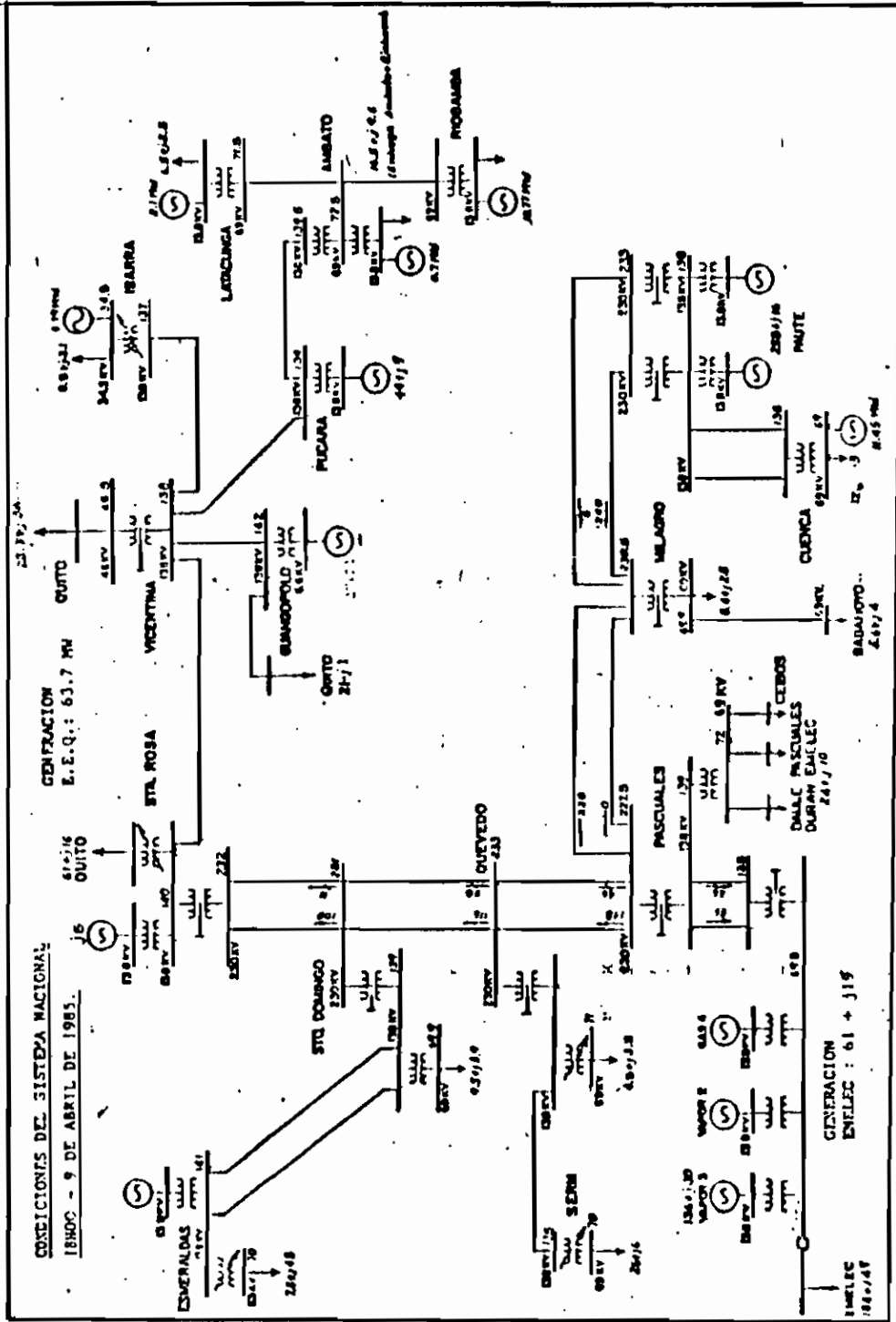


Fig. 4.4. Flujos de carga del Sistema Nacional Interconectado, demanda media del 9 de abril de 1985.

Entre los resultados que interesan en este trabajo están las variaciones de potencia activa y reactiva en función del tiempo, los mismos que se los utiliza en las relaciones siguientes:

$$R = \frac{FV^2}{F^2 + Q^2} \quad (5.a)$$

$$X = \frac{QV^2}{F^2 + Q^2} \quad (5.b)$$

Donde:

R, X = Resistencia y reactancia que se presenta en el diagrama R - X.

F, Q = Potencias activa y reactiva obtenida de los estudios de estabilidad transitoria.

V = Nivel de Voltaje (230 Kv.)

Con las relaciones (5.a) y (5.b) se obtiene la imagen de la variación de potencia activa y reactiva, que se representa en el diagrama R-X. El conjunto de los puntos representativos de las impedancias de carga constituyen los lugares geométricos de las oscilaciones y pérdidas de sincronismo.

Los programas computacionales de flujos de carga y estabilidad transitoria fueron proporcionados por el INECEL,

los resultados de estos programas se muestran en los APENDICES B y C respectivamente.

Para la obtención de las oscilaciones de potencia en líneas de transmisión (a nivel de 230 Kv.) se realizaron varias corridas de estabilidad transitoria, entre los casos que se estudiaron se exponen los siguientes:

CASO 1: FALLA TRIFASICA EN LINEA MILAGRO - BABAHOYO - 69 Kv.

Con las condiciones de operación mencionadas anteriormente (flujos de carga de la Fig. 4.4), se simula una falla trifásica en la línea de subtransmisión Milagro - Babahoyo - 69 Kv. cercano a la subestación Milagro.

Los tiempos de estudio para las diferentes condiciones de operación se resumen en el cuadro D.10.

CUADRO D.10

CONDICION DE OPERACION DEL SNI PARA FALLA 3φ EN L/S/T MILAGRO-BABAHOYO	TIEMPO (Seg.)
Pre-falla	0.000 - 0.050
Falla	0.050 - 0.550
Despeje de falla	0.550
Post - falla	0.550 - 1.000

Los resultados de la corrida de estabilidad transitoria se muestra en APENDICE C, los mismos que son representados

en los diagramas R-X y que se indican en las Figs. 4.5.1. a 4.5.10. En cada uno de estos diagramas se observa la trayectoria de la oscilación de potencia y en ciertas líneas de transmisión la oscilación entra en la zona de operación de la respectiva protección, como es el caso de las líneas de Sto. Domingo - Snta. Rosa - 230 Kv. (Figs. 4.5.9. y 4.5.10.), Sto. Domingo - Quevedo - 230 Kv. (Fig. 4.5.8.) y Paute - Milagro (Fig. 4.5.1.).

El análisis de los resultados anteriores se mencionan en la sección 4.3.

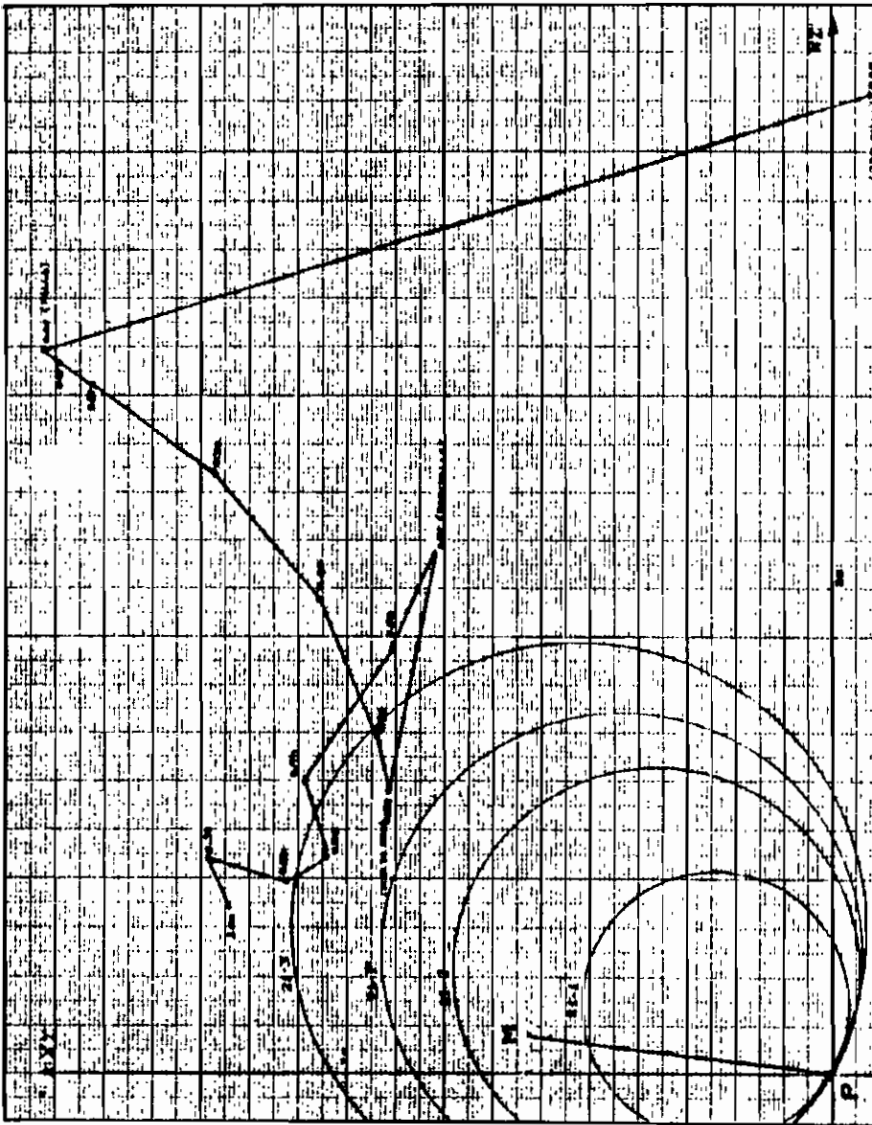


Fig. 4.5.1. Oscilación en L/T Paute - Milagro; desde S/E Paute (Falla 30 en L/S/T Milagro - Babahoyo - 69 Kv.

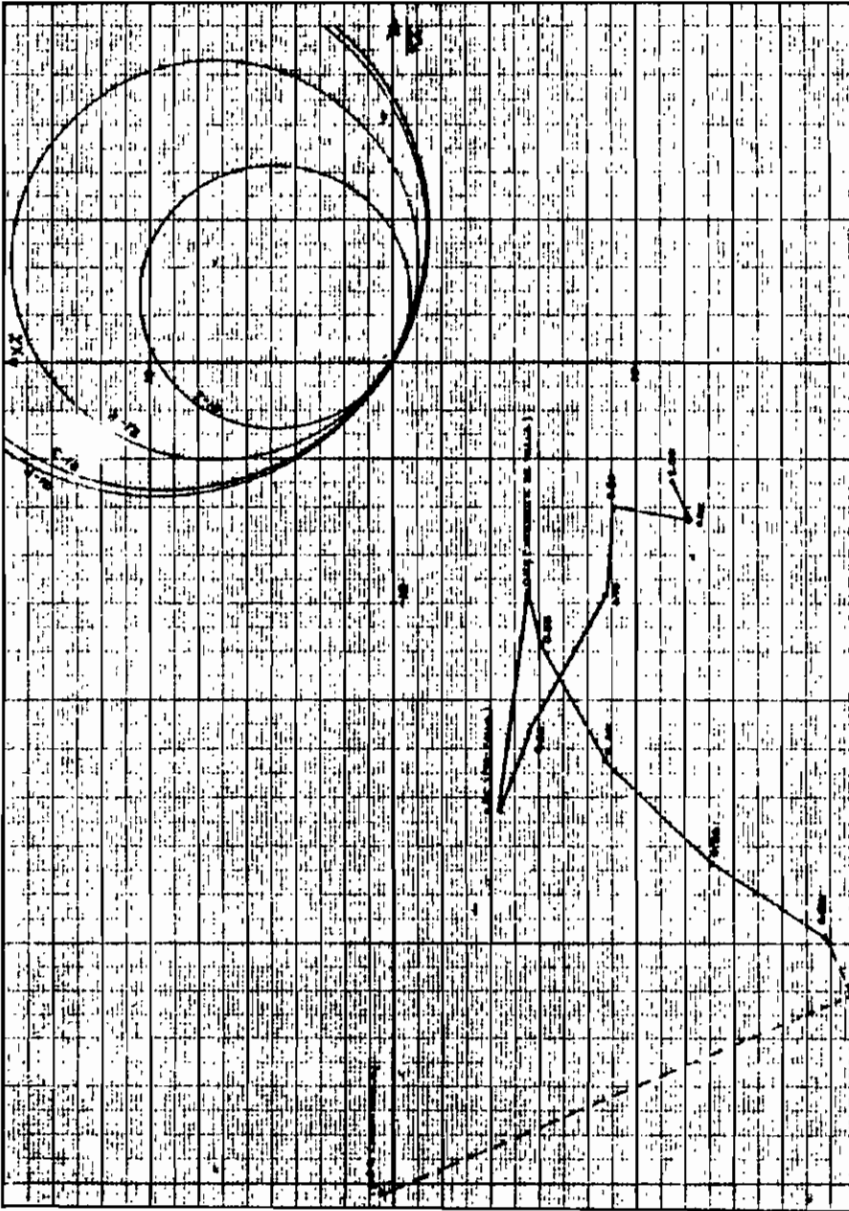


Fig. 4.5.2. Oscilación en L/T Milagro - Paute, desde S/E Milagro (Falla 30 en L/T Milagro - Babahoyo - 69 Kv.

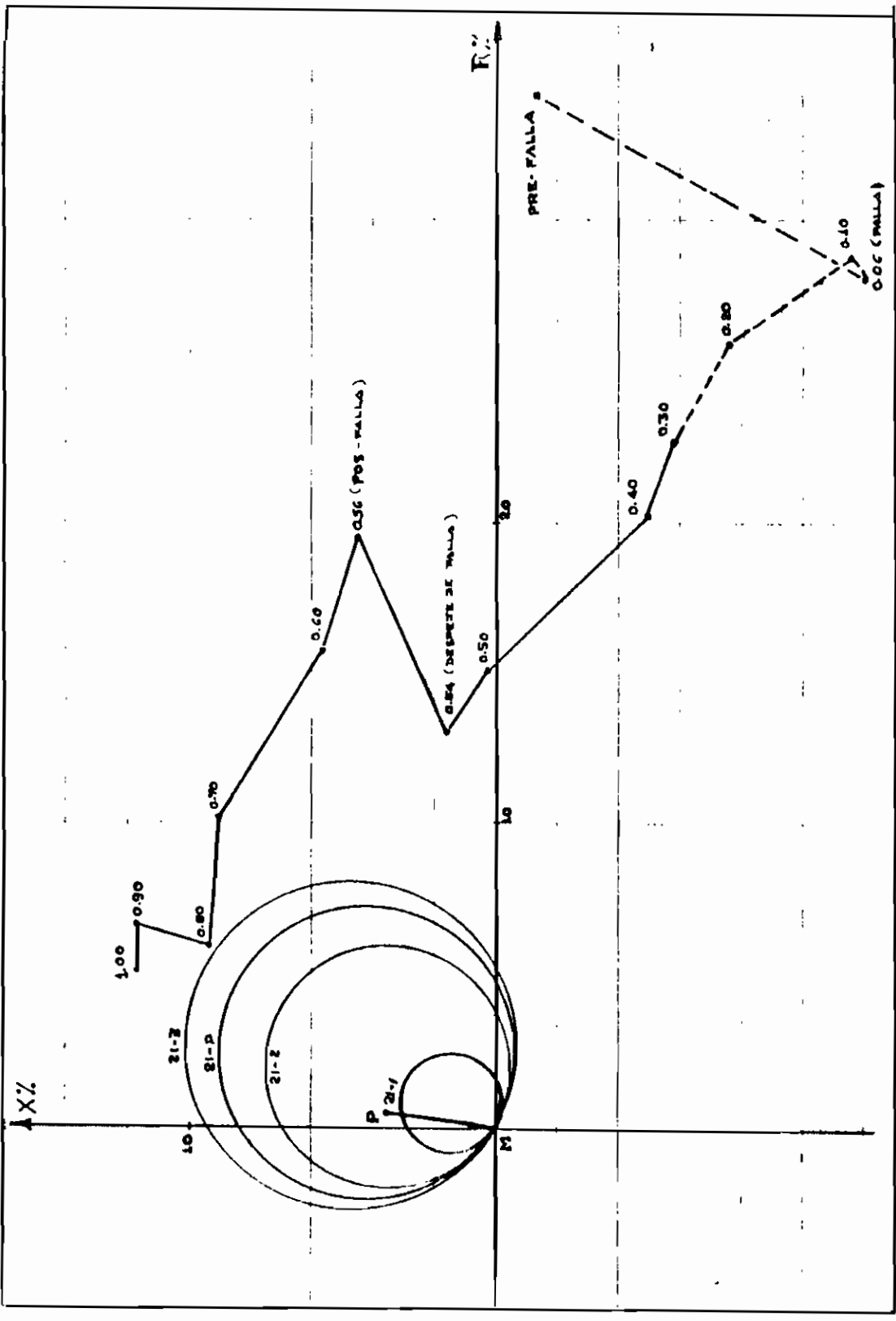


Fig. 4.5.3. Oscilación en L/T Milagro - Pascuales, desde S/E Milagro (Falla 30 en L/S/T Milagro - Babahoyo.

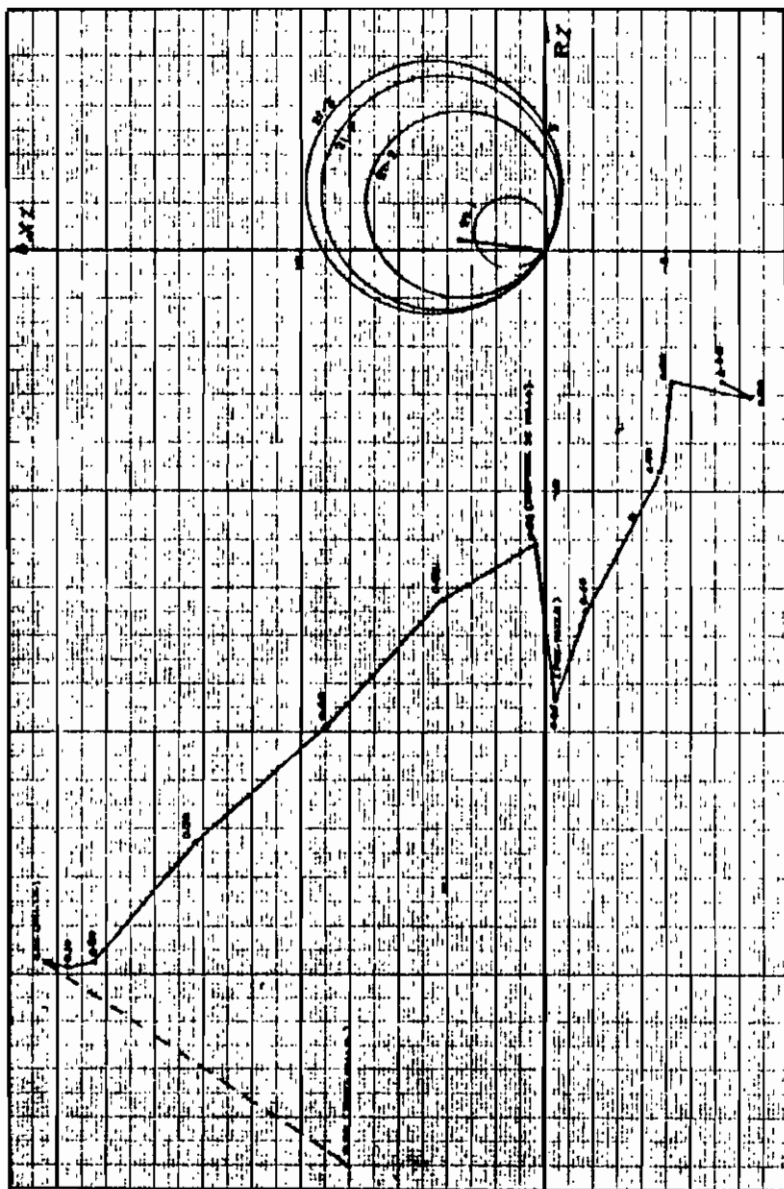


Fig. 4.5.4. Oscilación en L/T Pascuales - Milagro, desde S/E Pascuales (Falla 30 en L/S/T Milagro - Babahovo).

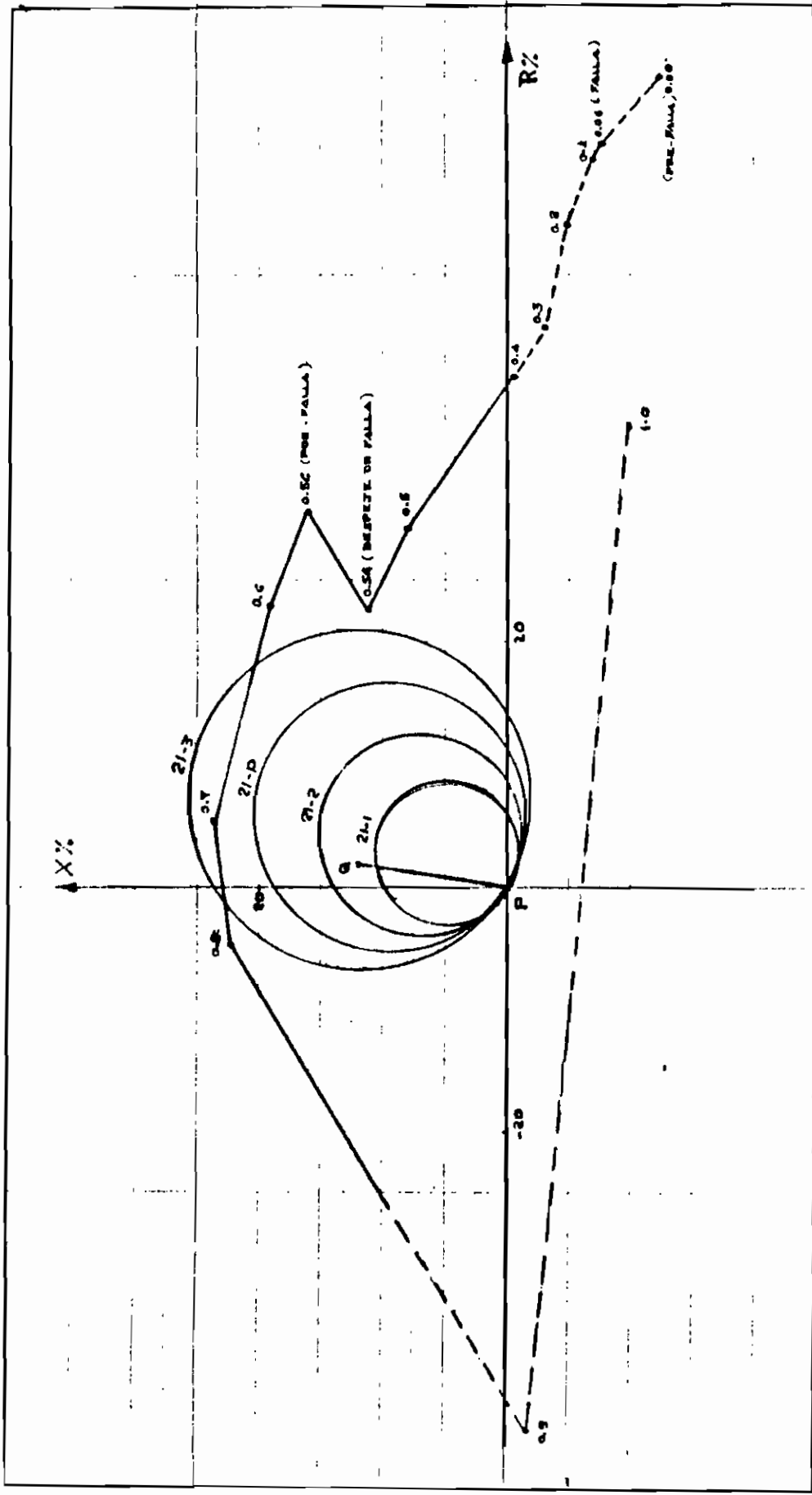


Fig. 4.5.5. Oscilación en L/T Pascuales - Quevedo, desde S/E Pascuales (Falla 30 en L/S/T Milagro - Babahoyo.

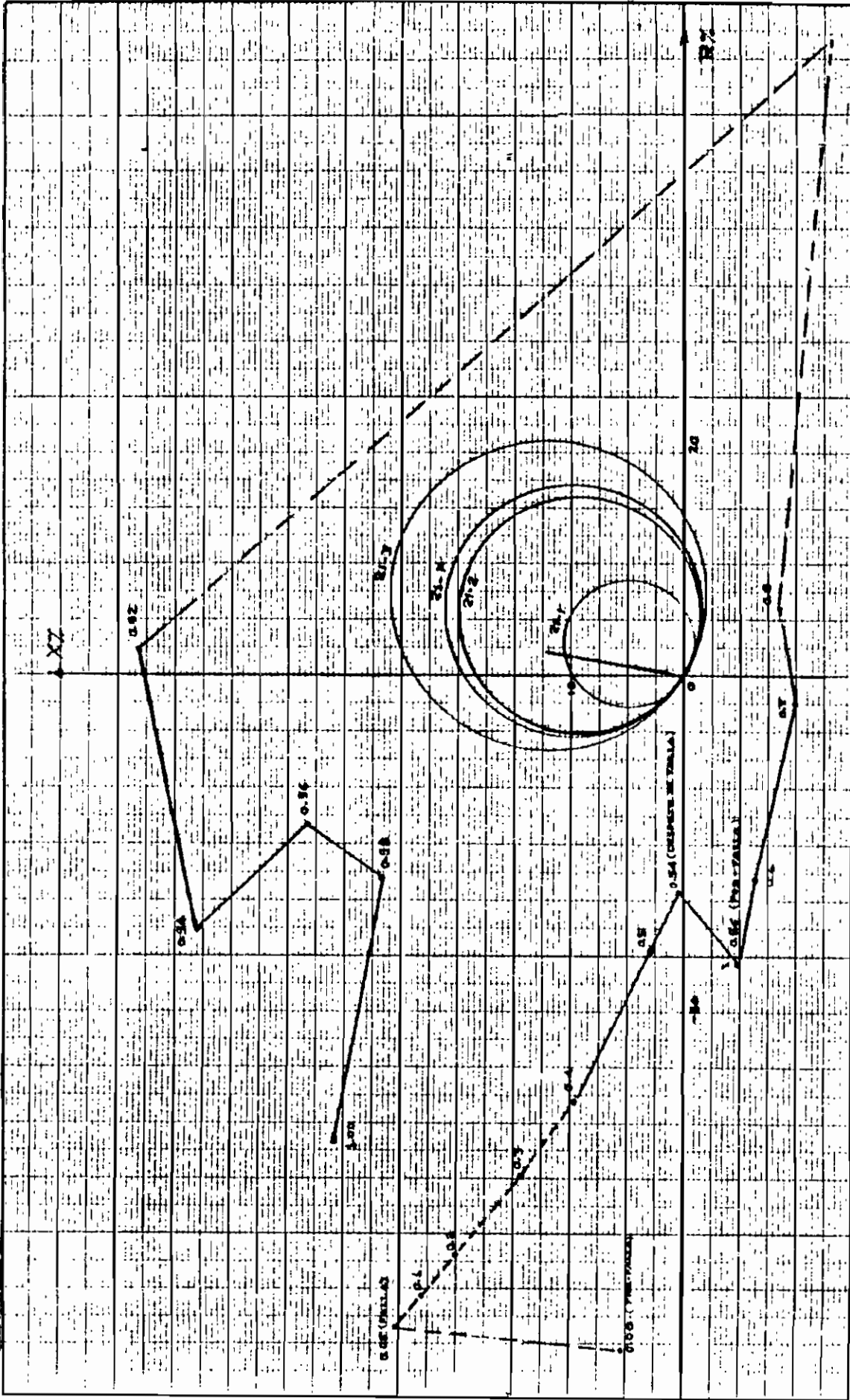


Fig. 4.5.6. Oscilación en L/T Quevedo - Pascuales, desde S/E Quevedo (Falla 34 en L/S/T Milagro - Babahoyo)

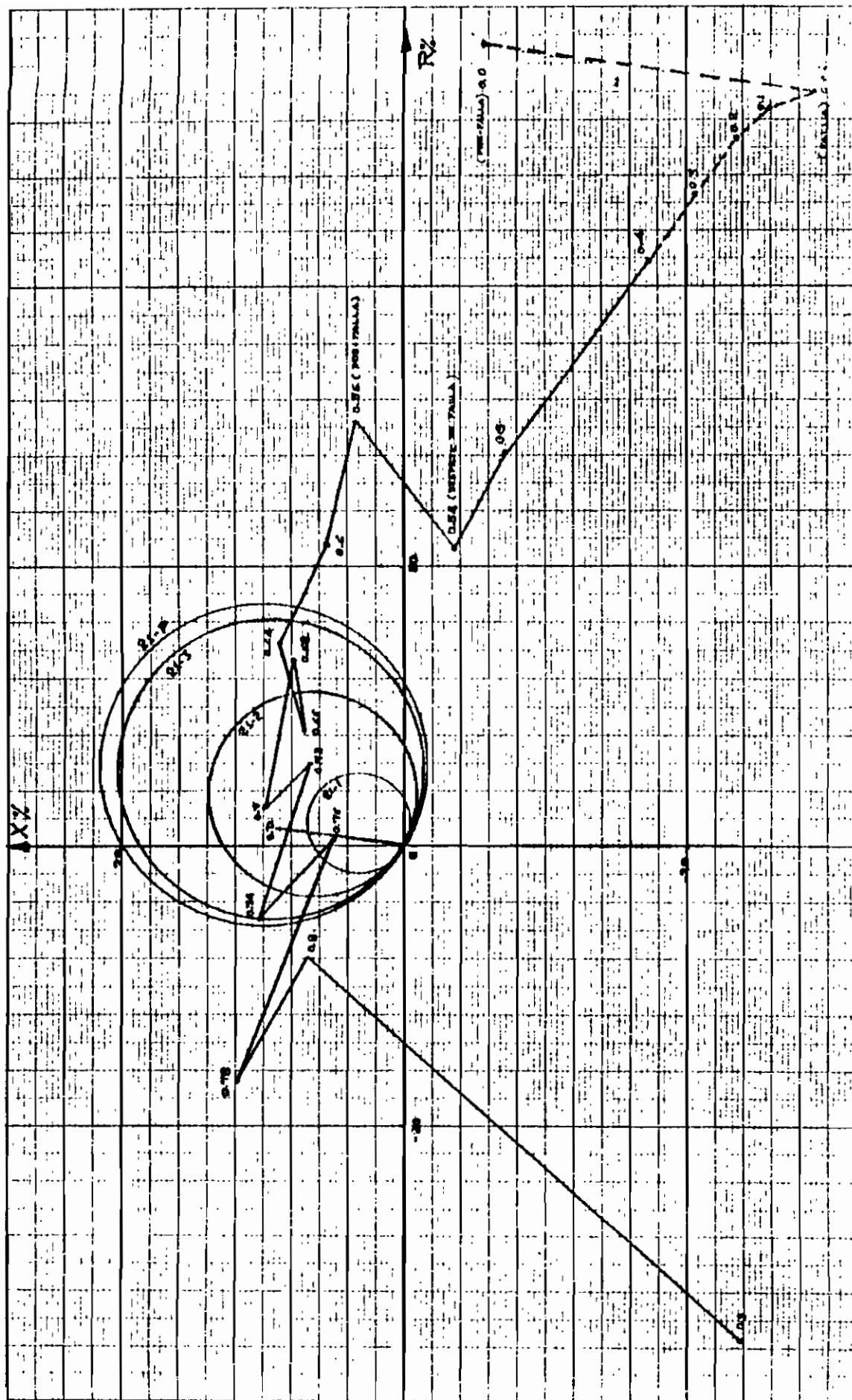


Fig. 4.5.7. Oscilación en L/T Quevedo - Sto. Domingo, desde S/E Quevedo (Falla 30 en L/S/T Milagro - Babahoyo).

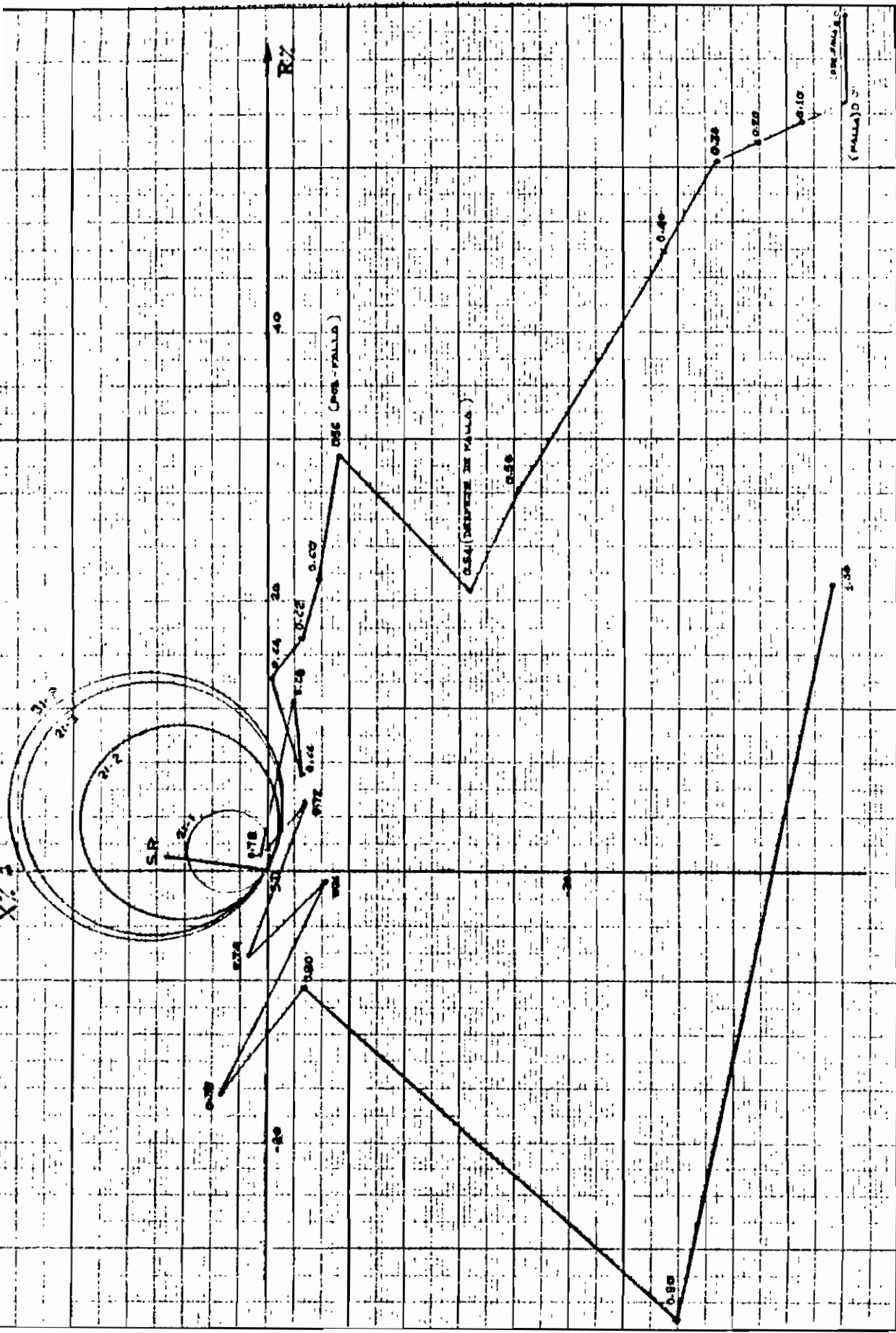


Fig. 4.5.9. Oscilación en L/T Sto. Domingo - Snta. Rosa, desde S/E Sto. Domingo (Falla 300 en L/S/T Milagro - Babahoyo).

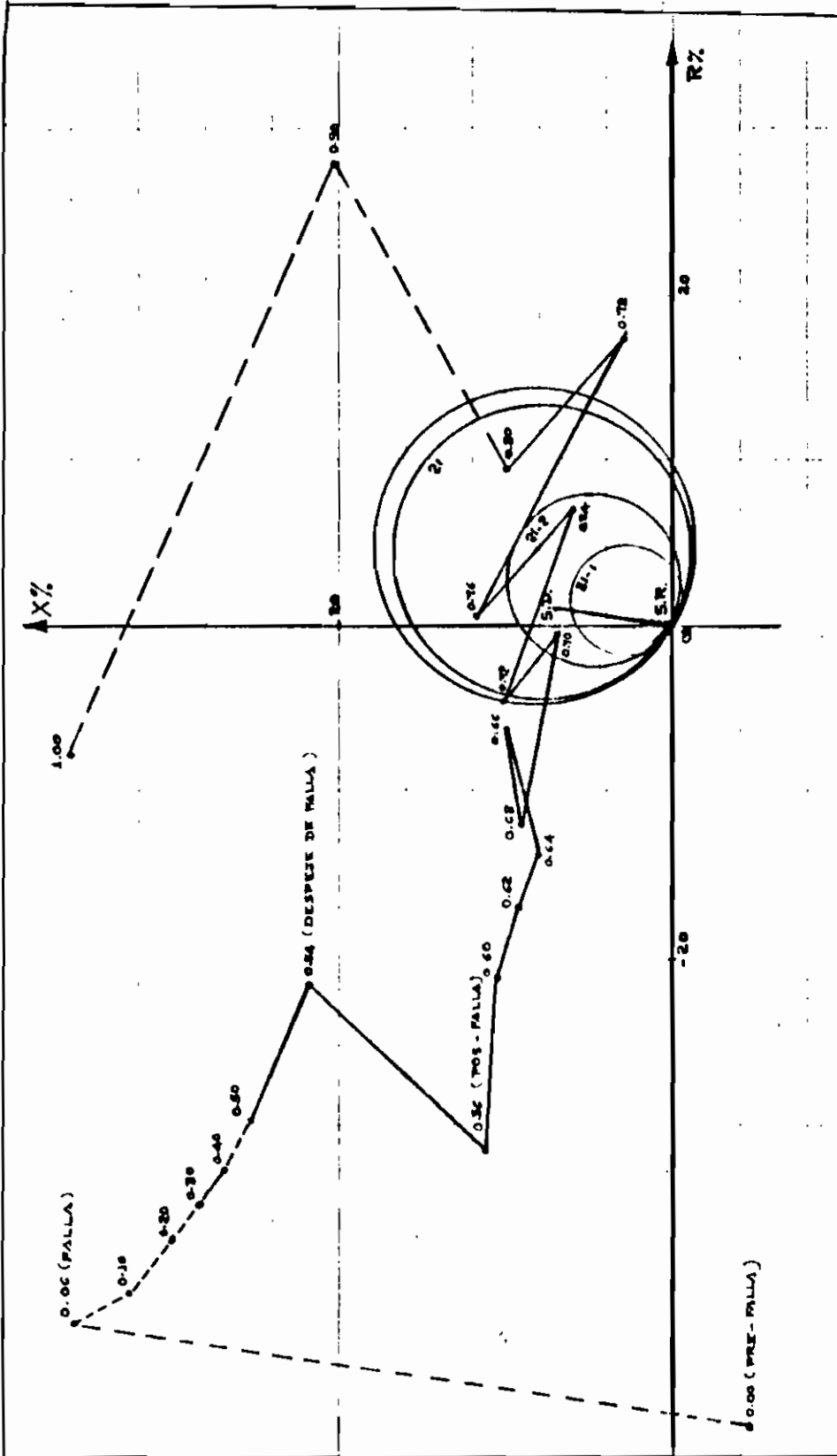


Fig. 4.5.10. Oscilación en línea Snta. Rosa - Sto. Domin-
go, desde S/E Snta. Rosa (Falla 30 en L/S/T
Milagro - Babahoyo).

CASO 2. FALLA TRIFASICA EN LINEA PASCUALES - SALITRAL - 138 Kv.

Con las mismas condiciones de operación del CASO 1, se simula una falla trifásica en la línea de subtransmisión Pascuales - Salitral - 138 Kv., cercano a la subestación Pascuales.

Los tiempos de estudios para las diferentes condiciones de operación se indican en el cuadro D.11.

CUADRO D.11

CONDICION DE OPERACION DEL SNI PARA FALLA 3 ϕ EN L/S/T PASCUALES-SALITRAL	TIEMPO [Seg.]
Pre-falla	0.000 - 0.050
Falla	0.050 - 0.170
Despeje de falla	0.170
Post - falla	0.170 - 1.000

Los resultados de este estudio son representados en los diagramas R-X, que se muestran en las Figs. 4.6.1. a 4.6.10., donde los lugares geométricos de las oscilaciones están alejados de las características de operación de los relés que protegen a las líneas de transmisión. En este caso no es necesario hacer un análisis de resultados, por cuanto no entran las oscilaciones en las características de protección, con excepción del caso de la oscilación que penetra en la protección de la línea Sto. Domingo - Snta. Rosa (Fig. 4.6.9.), pero permanece un pequeño tiempo en que las protecciones no la detectan ya que sale inmediatamente.

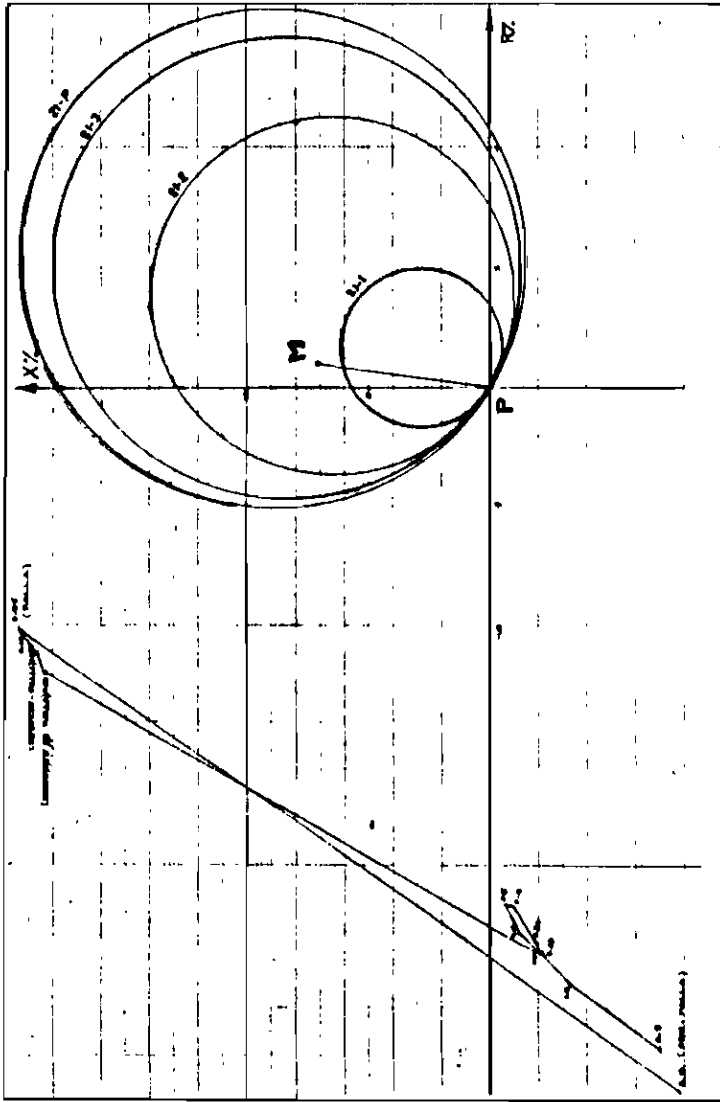


Fig. 4.6.1. Oscilación en L/T Paute - Milagro, desde S/E Paute (Falla \varnothing en L/S/T Pascuales - Salitral).

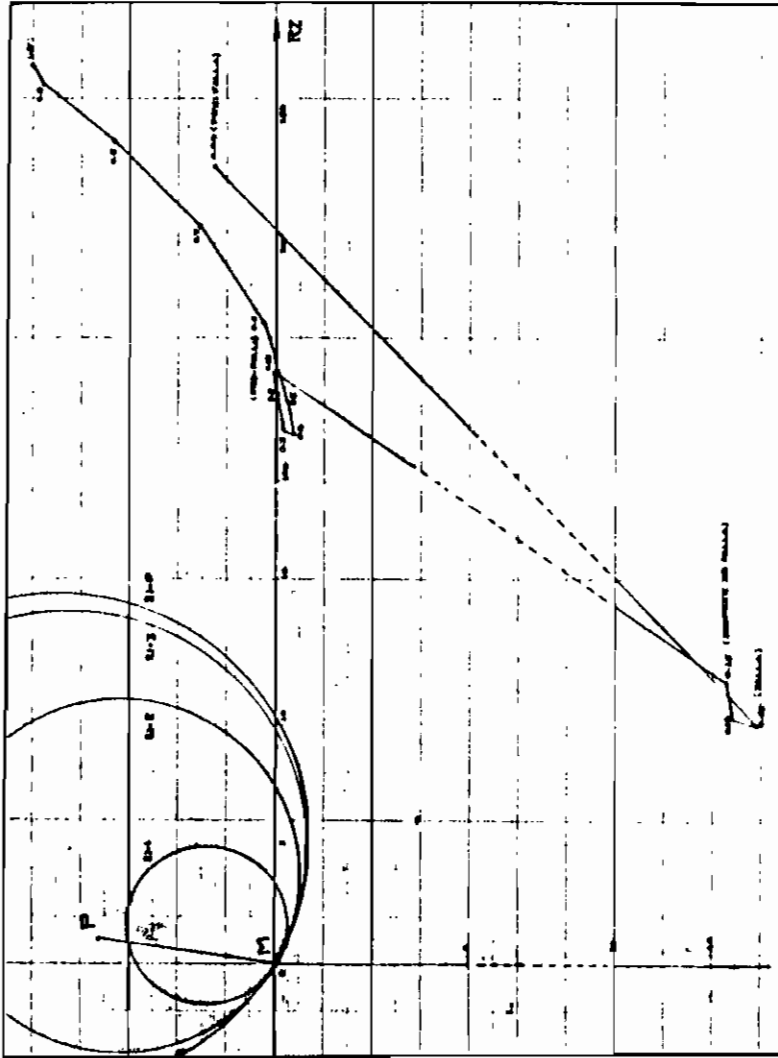


Fig. 4.6.2. Oscilación en L/T Milagro - Paute, desde S/E Paute (Falla 3m en L/S/T Pascuales - Salitral).

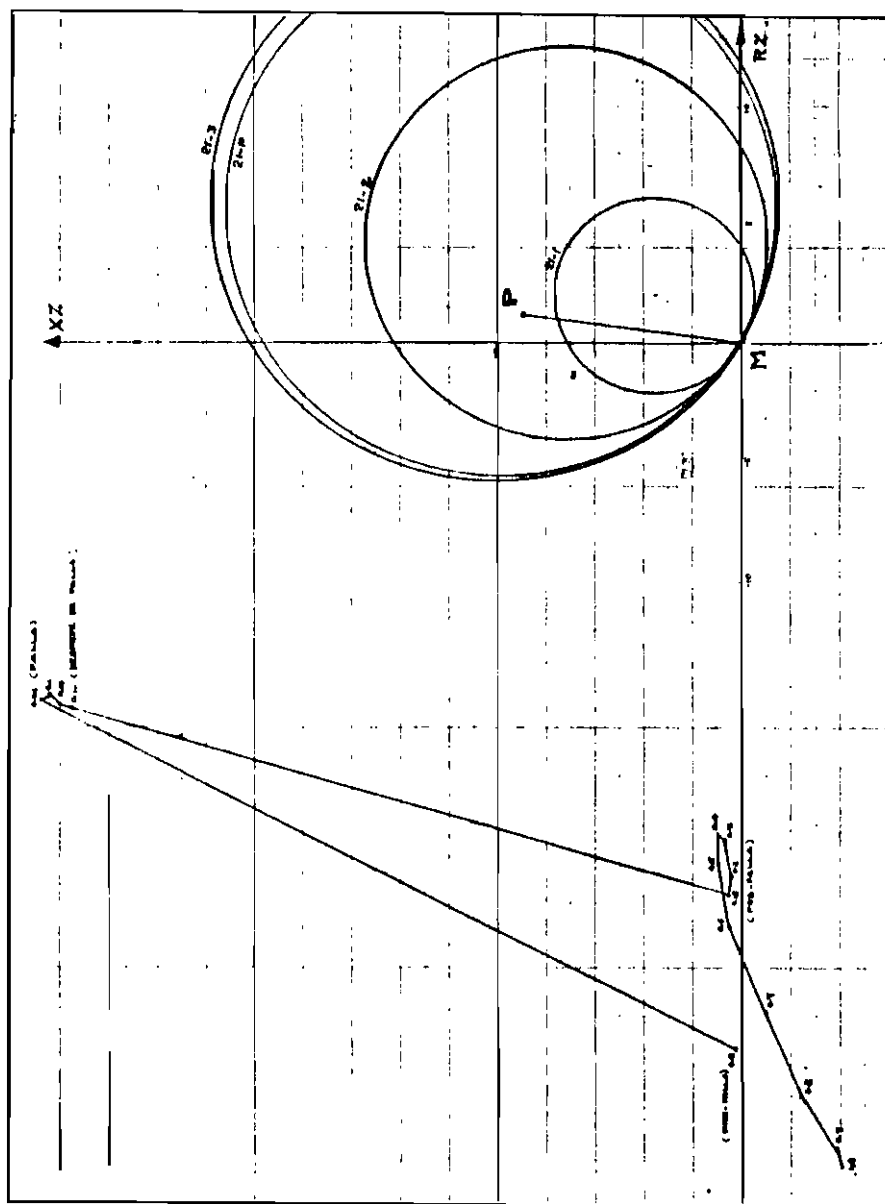


Fig. 4.6.3. Oscilación en L/T Milagro - Pascuales, desde S/E Milagro (Falla 30 en L/S/T Pascuales - Salitral).

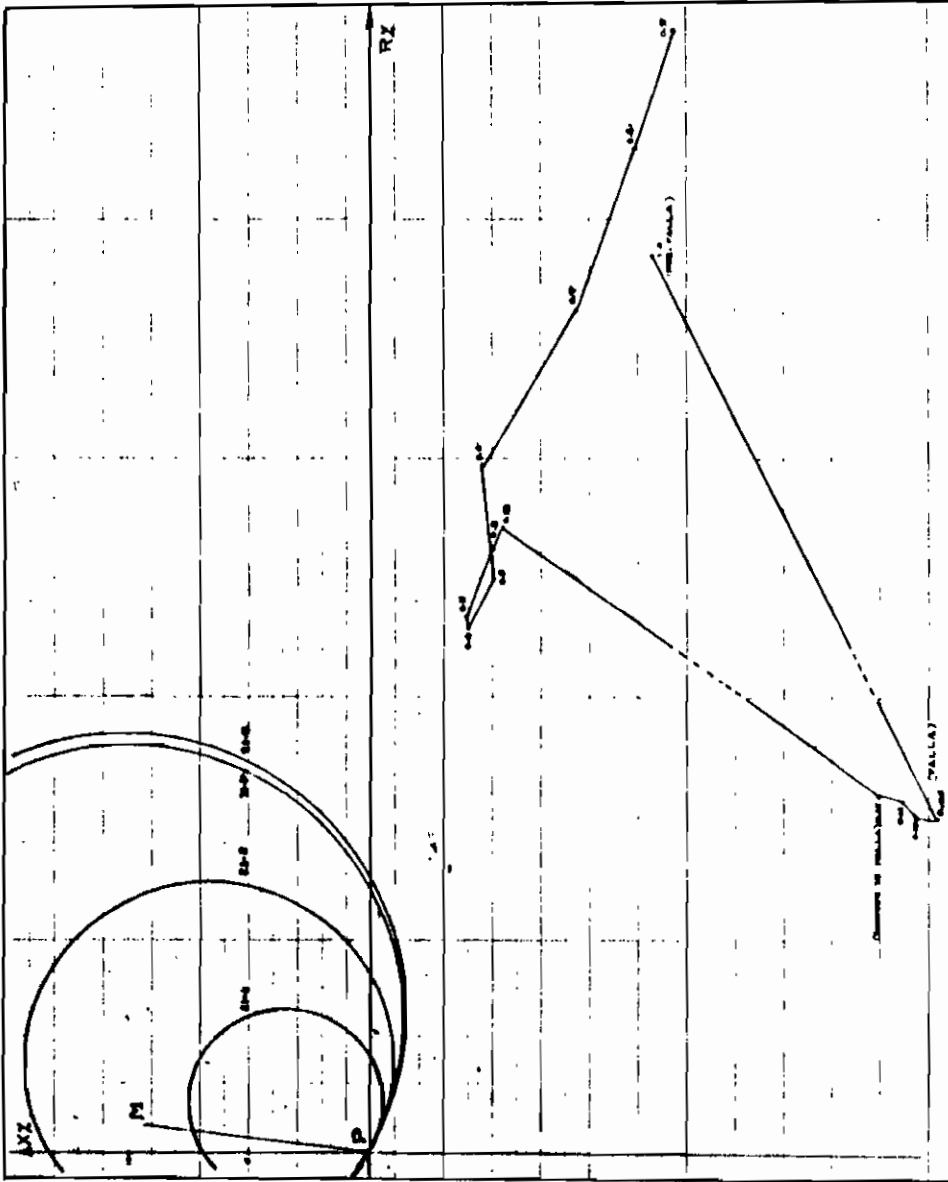


Fig. 4.6.4. Oscilación en L/T Pascuales - Milagro, desde S/E Pascuales (Falla 30 en L/S/T Pascuales - Salitral).

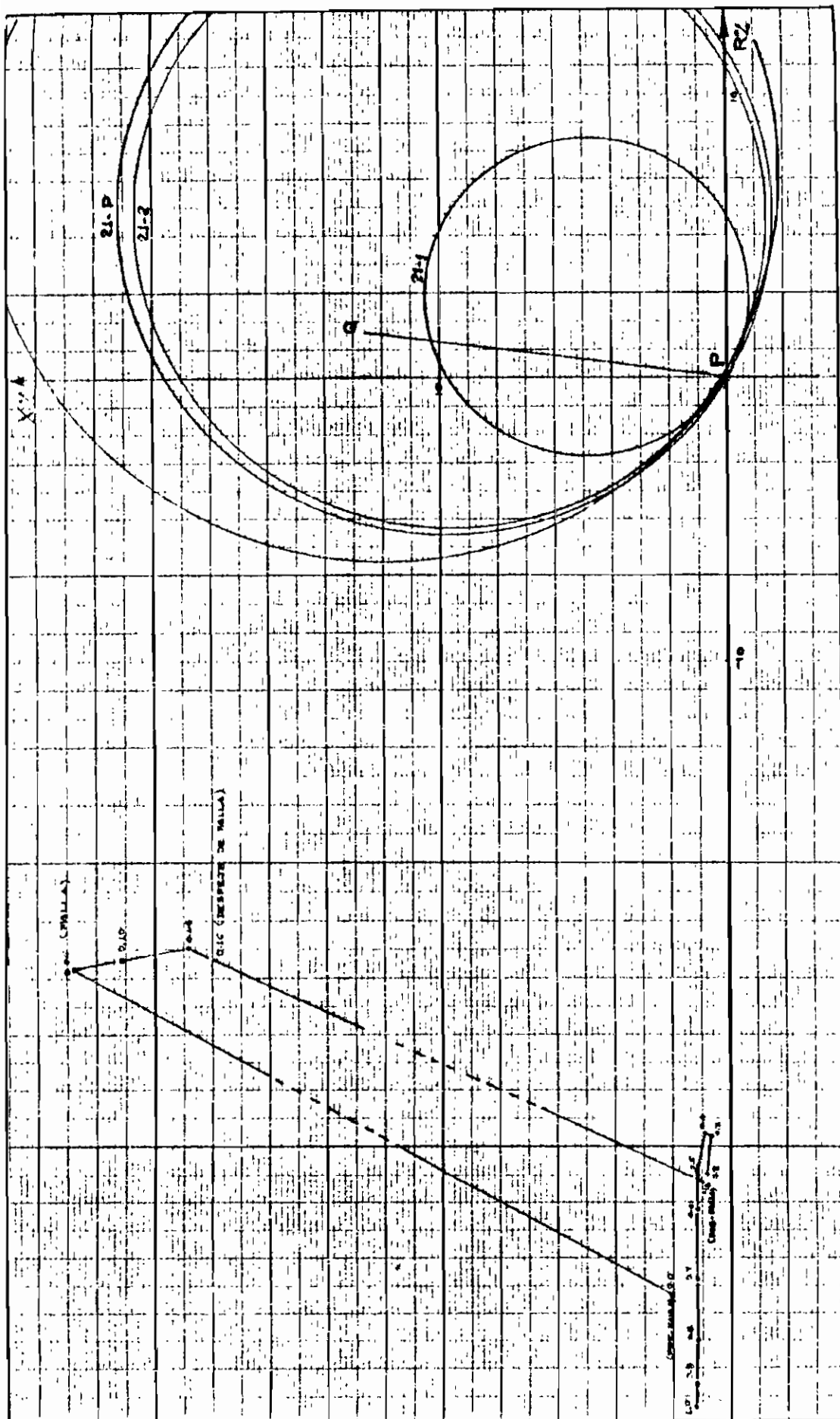


Fig. 4.6.5. Oscilación en L/T Pascuales - Quevedo, desde S/E Pascuales (Falla 3/4 en L/S/T Pascuales - Salitral).

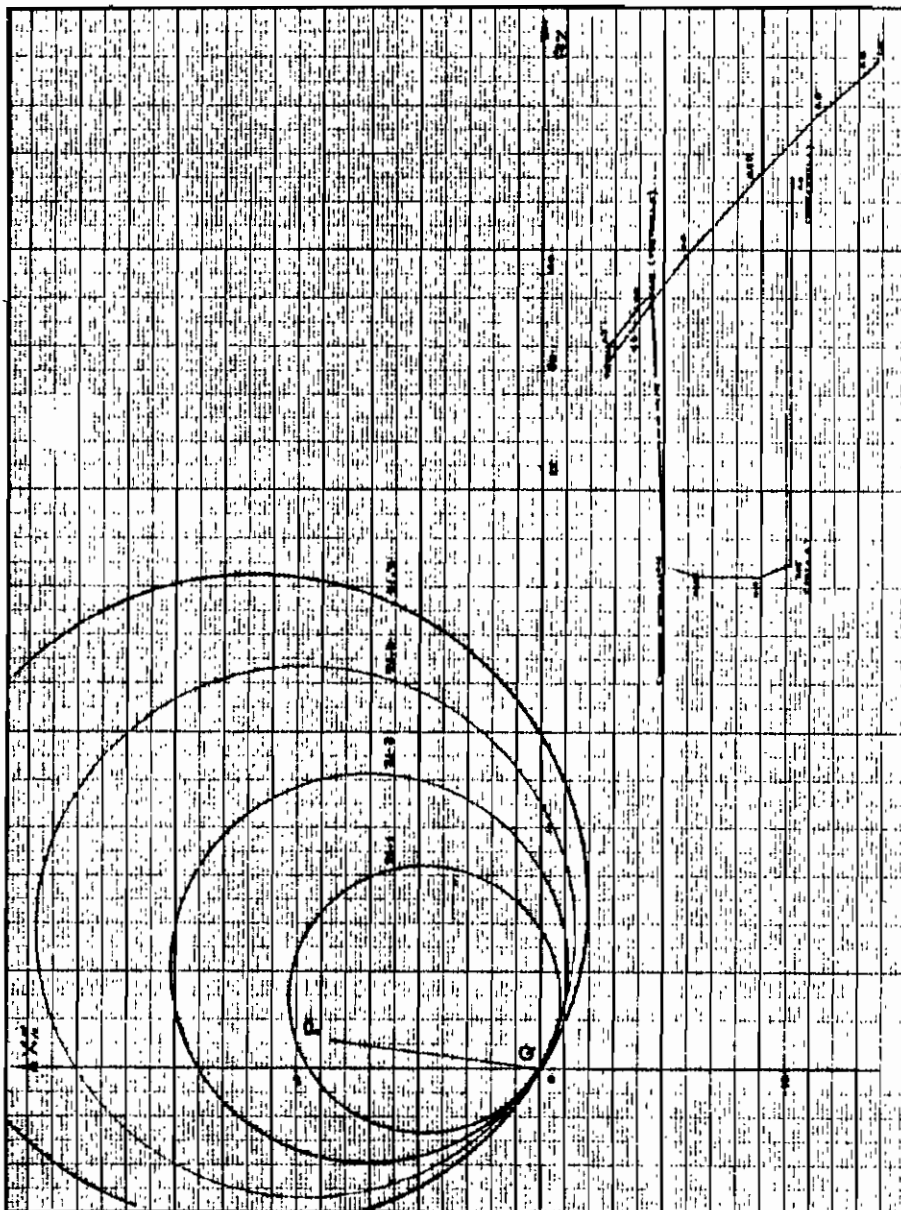


Fig. 4.6.6. Oscilacion en L/T Quevedo - Pascuales, desde S/E Quevedo (Falla 30 en L/S/T Pascuales - Salitral).

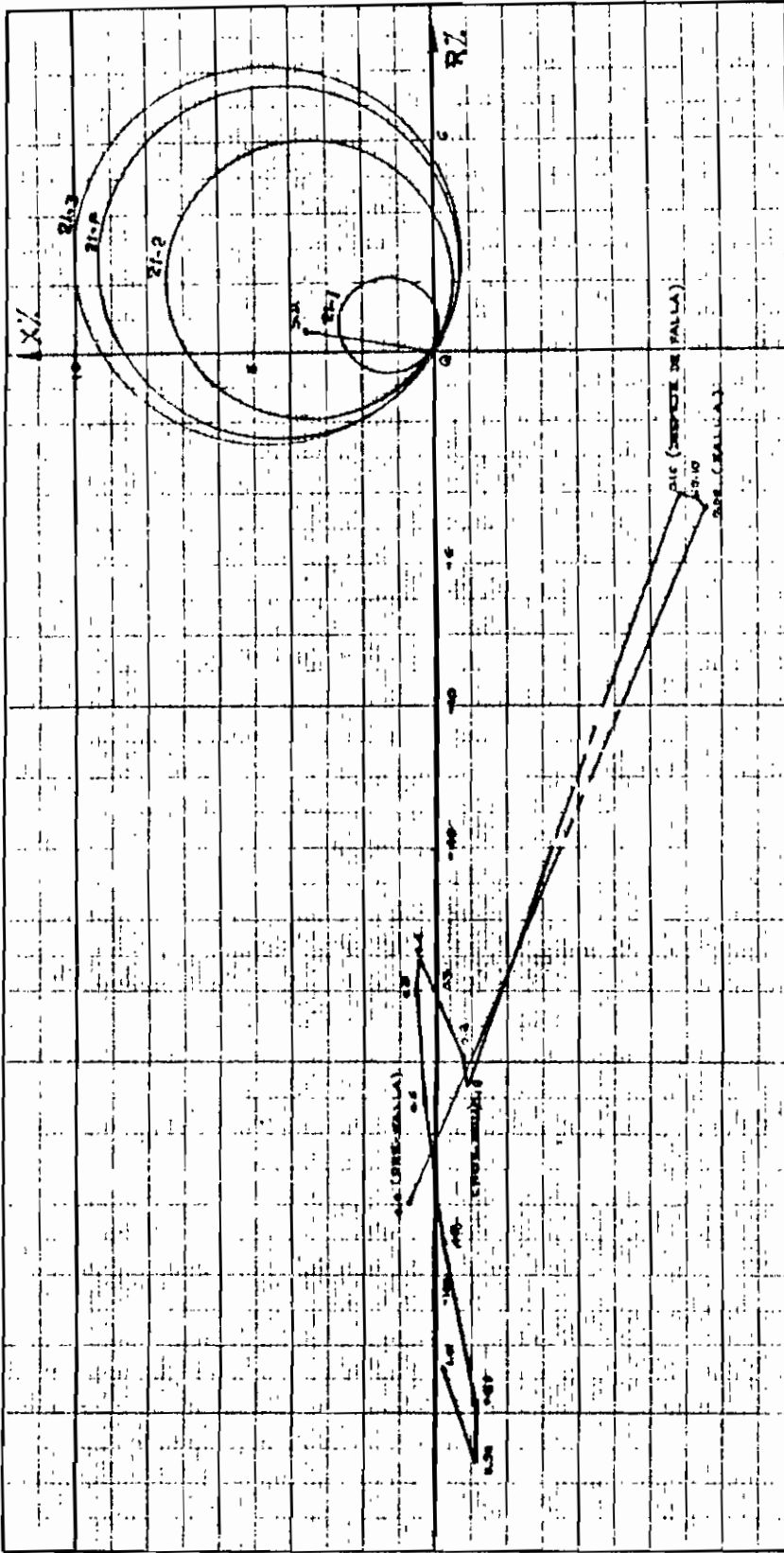


Fig. 4.6.7. Oscilación en L/T Quevedo - Sto. Domingo, desde S/E Quevedo (Falla 30 en L/S/T Pascuales - Salitral).

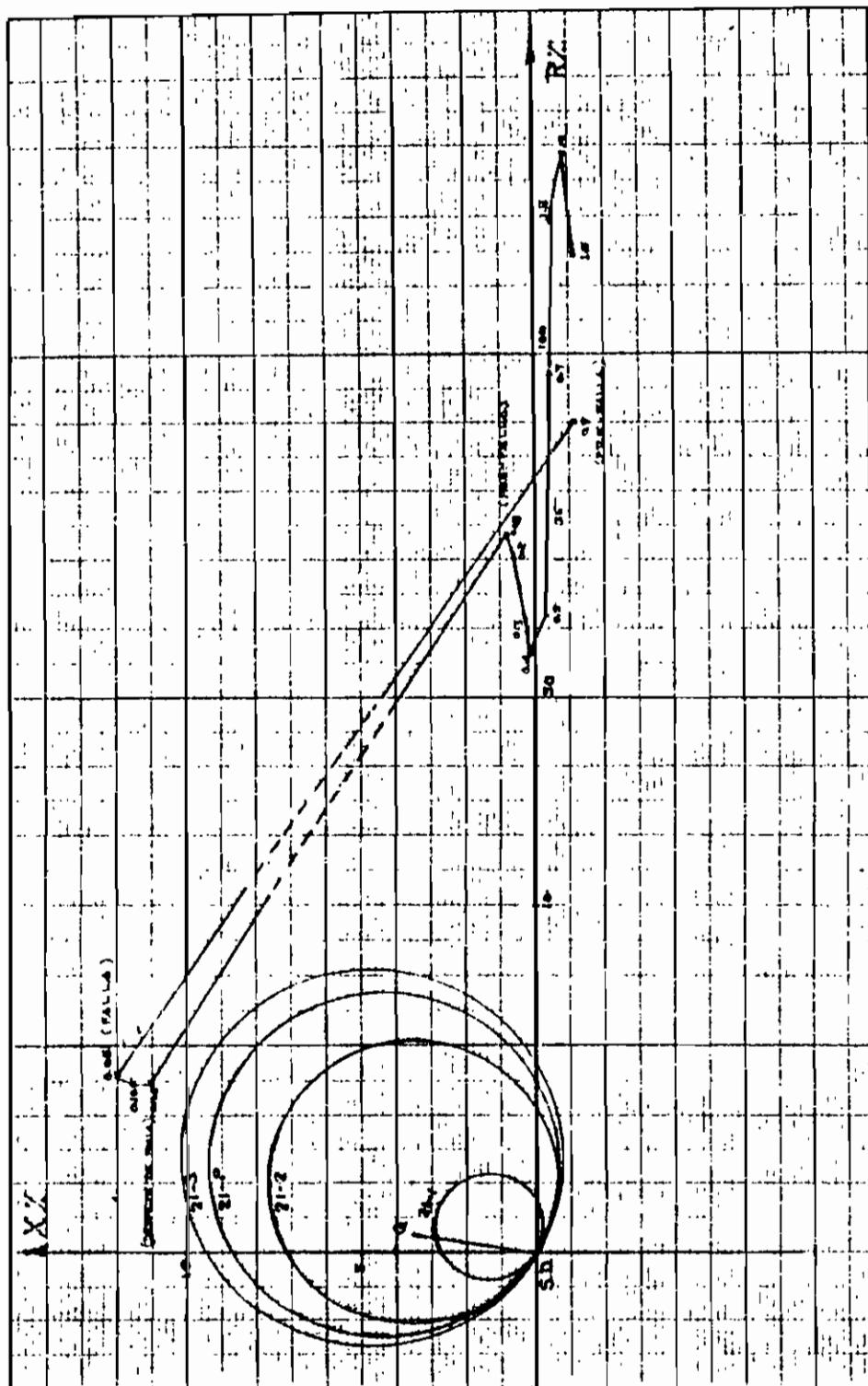


Fig. 4.6.8. Oscilación en L/T Sto. Domingo - Quevedo.
desde S/E Sto. Domingo (Falla 30 en L/S/T
Pascales - Salitral).

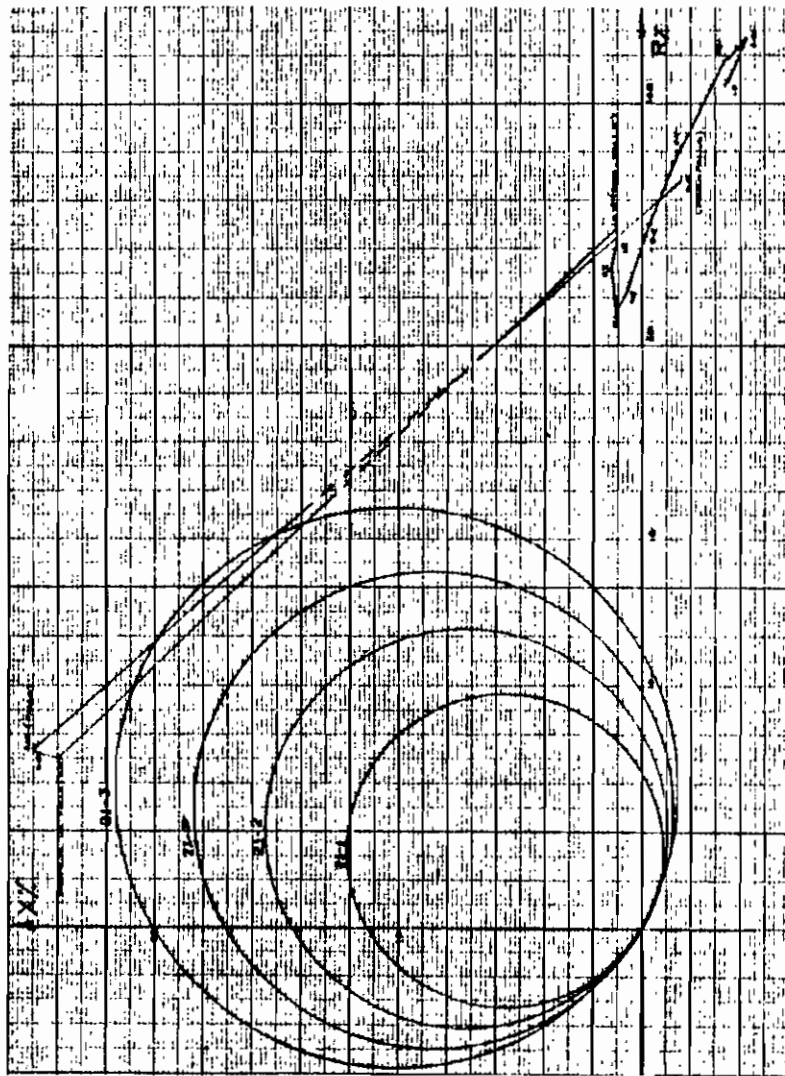


Fig. 4.6.9. Oscilación en L/T Sto. Domingo - Snta. Rosa, desde S/E Sto. Domingo (Falla 30 en L/S/T Pascuales - Salitral).

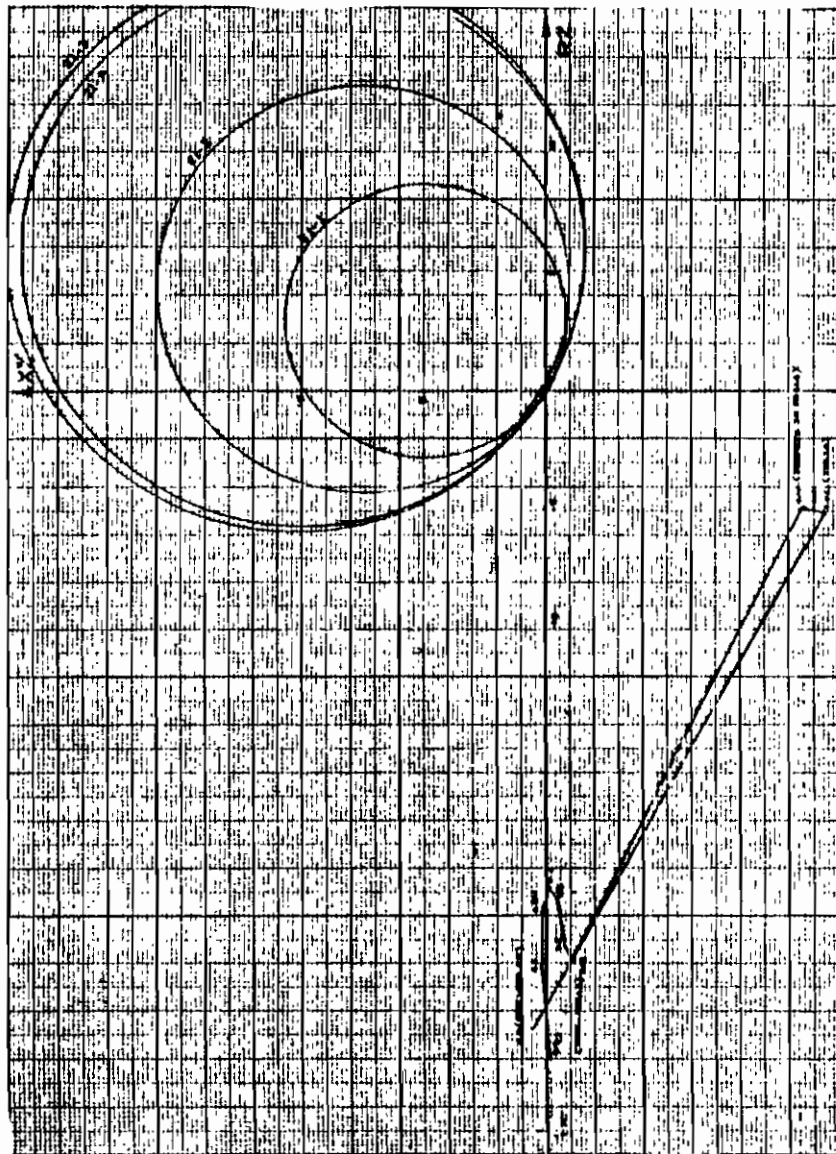


Fig. 4.6.10. Oscilación en L/T Snta. Rosa - Sto. Domingo, desde S/E Snta. Rosa (Falla 300 en L/S/T Pas-cuales - Salitral).

**CASO 3. FALLA TRIFASICA EN LINEA QUEVEDO - STO. DOMINGO -
230 Kv.**

Siguendo el mismo procedimiento y con los mismos flujos de carga de los casos 1 y 2 se simula una falla trifásica (3ø) en uno de los circuitos de la línea de transmisión Quevedo - Sto. Domingo - 230 Kv., cercano a la subestación Quevedo.

Los tiempos de estudio para las diferentes condiciones de operación se indican en el cuadro D.12.

CUADRO D.12

CONDICION DE OPERACION DEL SNI PARA FALLA 3ø EN LINEA QUEVEDO-STO. DOM.	TIEMPO [Seg.]
Pre-falla	0.000 - 0.050
Falla	0.050 - 0.130
Despeie de falla	0.130
Post - falla	0.130 - 1.000

De igual manera, los resultados de este estudio son representados en los diagramas R-X, de las Figs. 4.7.1. a 4.7.10. Los lugares geométricos de las oscilaciones están alejados de las características de líneas y características de relés (no penetran en las características de los relés que protegen las líneas de 230 Kv.), con la única excepción que es el lugar geométrico de la oscilación que entra en la protección de la línea de transmisión Pascuales - Quevedo, como se muestra en la Fig. 4.7.5.

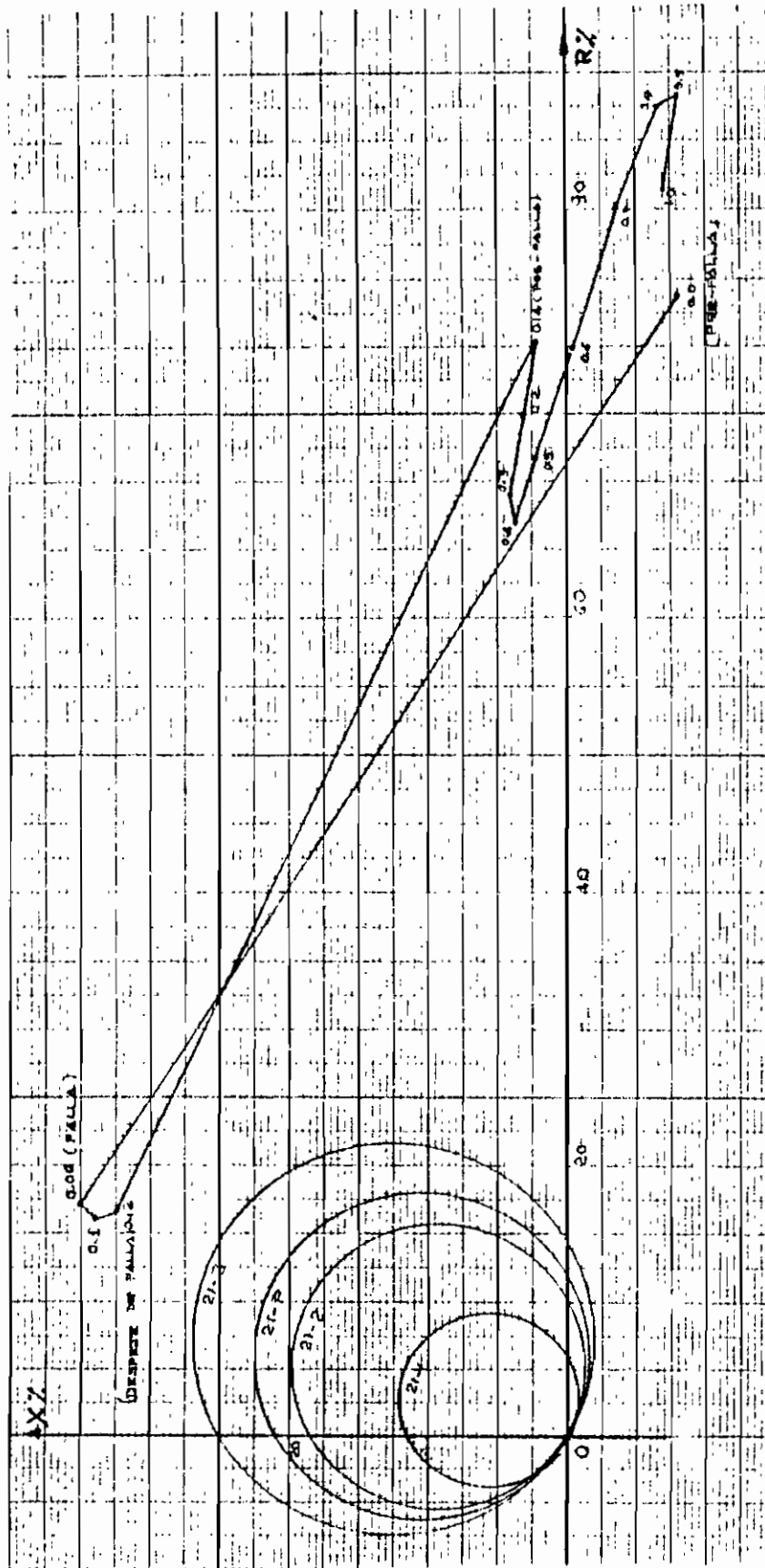


Fig. 4.7.1. Oscilación en L/T Paute - Milagro, desde S/E Paute (Falla 30 en L/T Quevedo - Sto. Domingo - 230 KV).

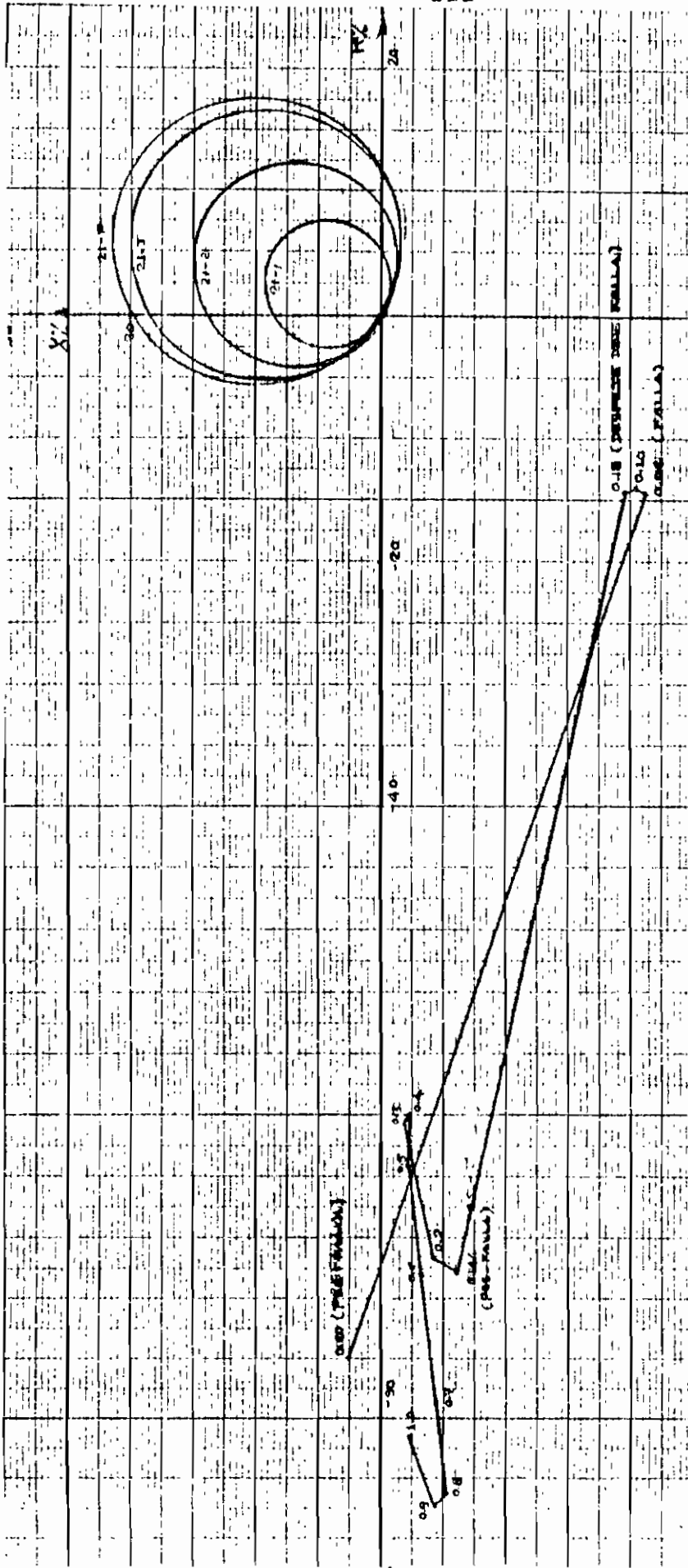


Fig. 4.7.2. Oscilación en L/T Milagro - Paute, desde S/E Milagro (Falla 30 en L/T Quevedo - Sto. Domingo).

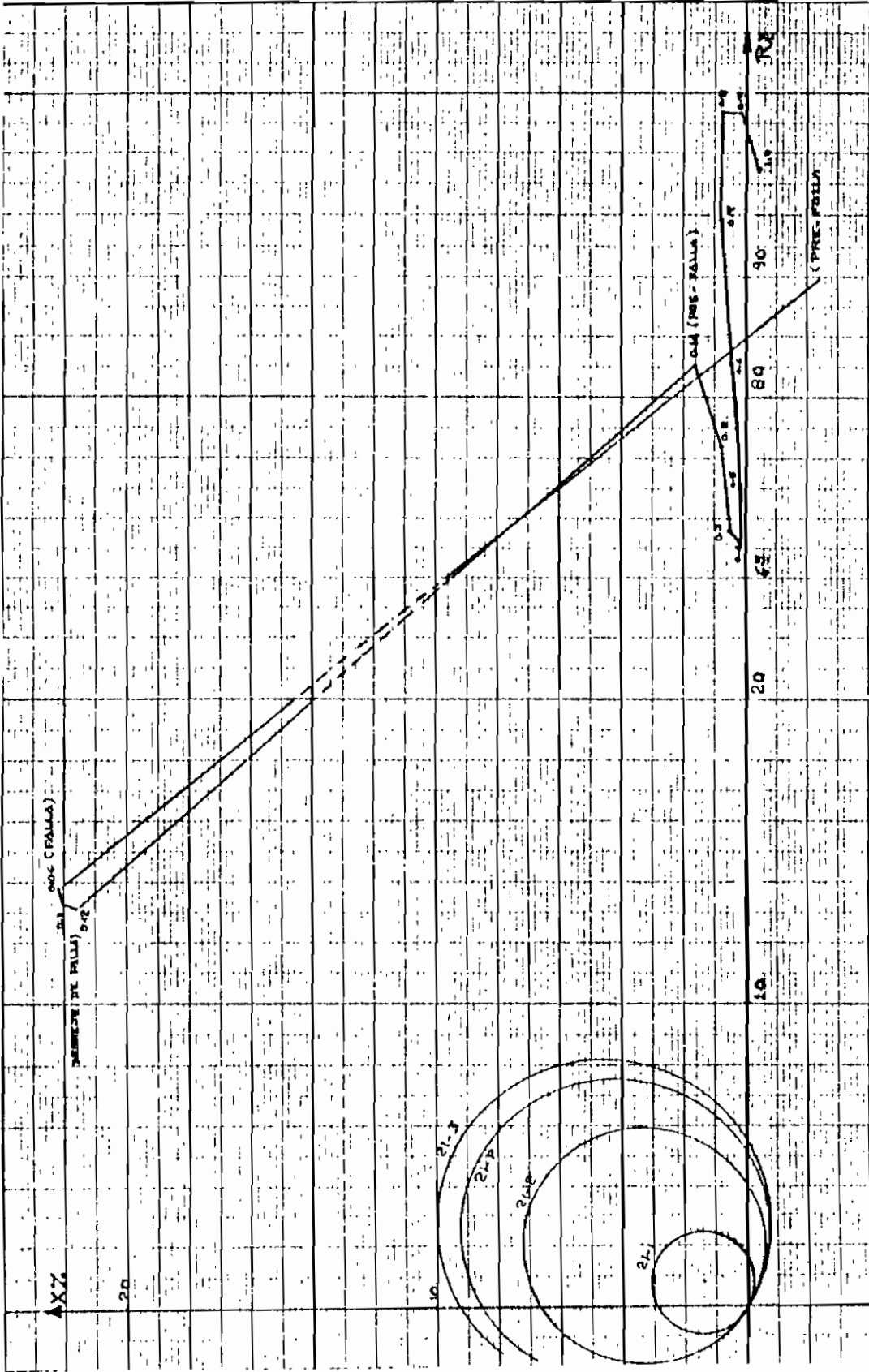


Fig. 4.7.3. Oscilación en L/T Milagro - Pascuales, desde S/E Milagro (Falla 36 en L/T Quevedo - Sto. Domingo).

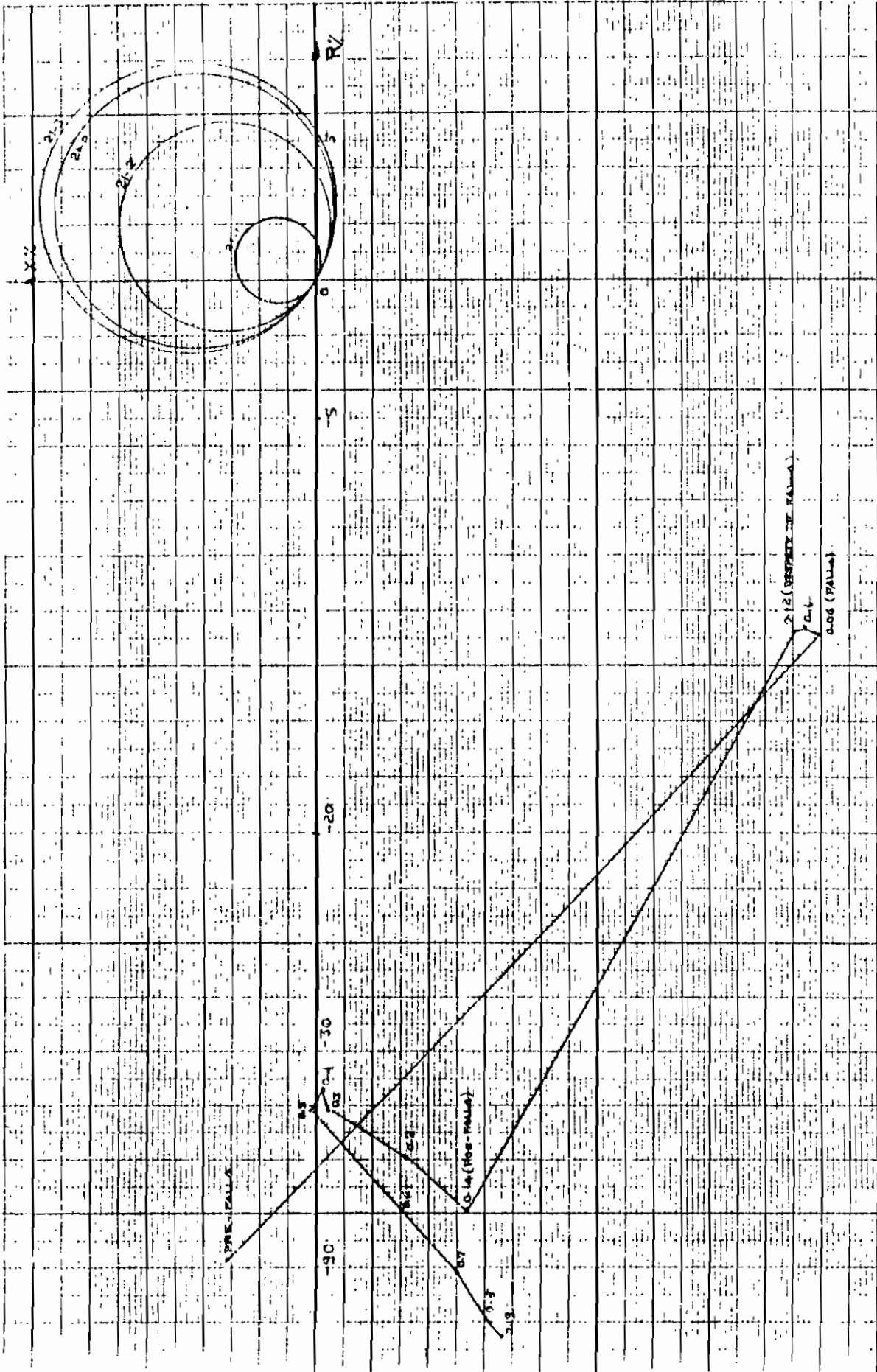


Fig. 4.7.4. Oscilación en L/T Pascuales - Milagro, desde S/E Pascuales (Falla 30 en L/T Quevedo - Sto. Domingo).

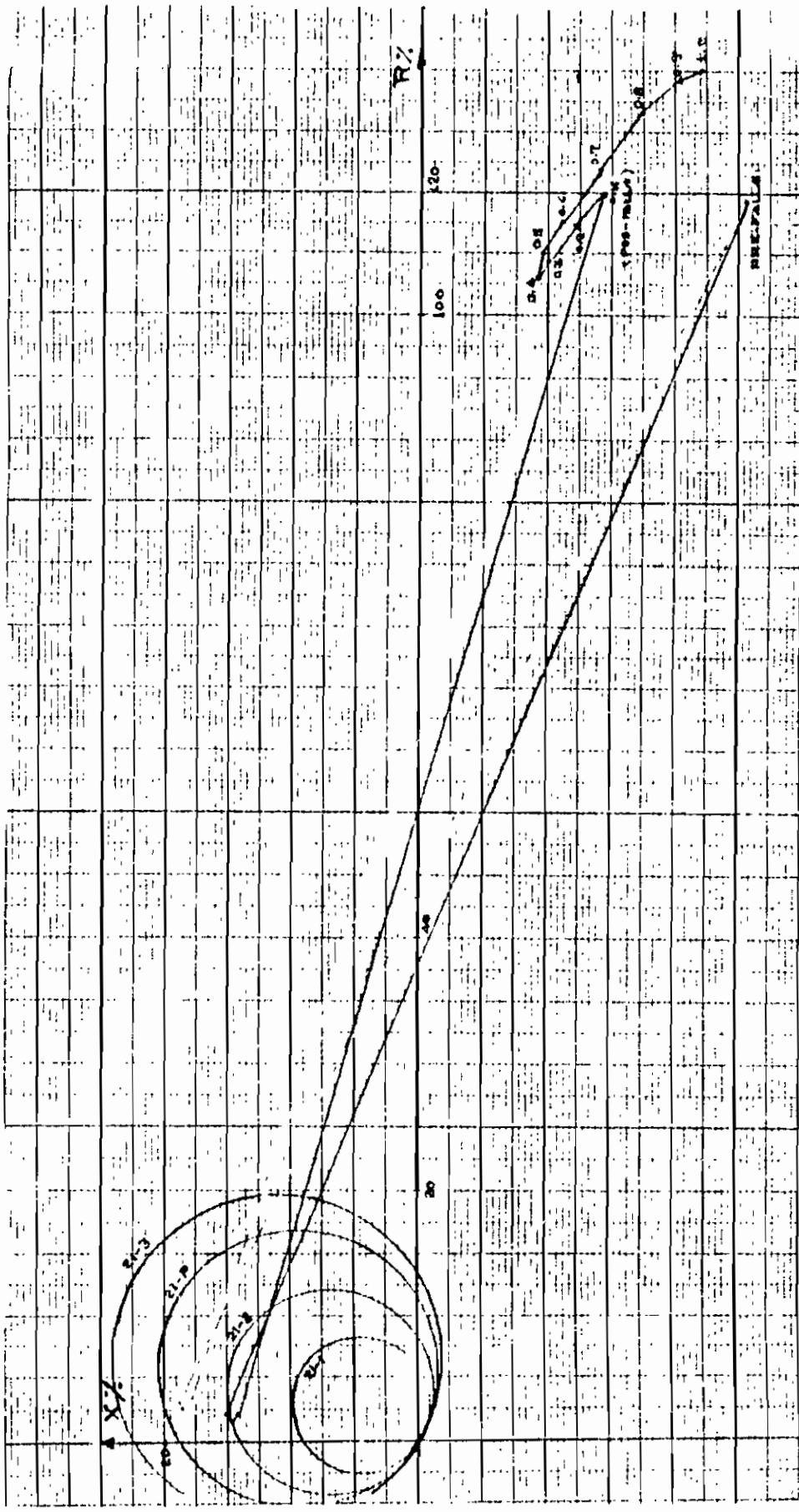


Fig. 4.7.5. Oscilación en L/T Pascuales - Quevedo, desde S/E Pascuales (Falla 3a en L/T Quevedo - Sto. Domingo).

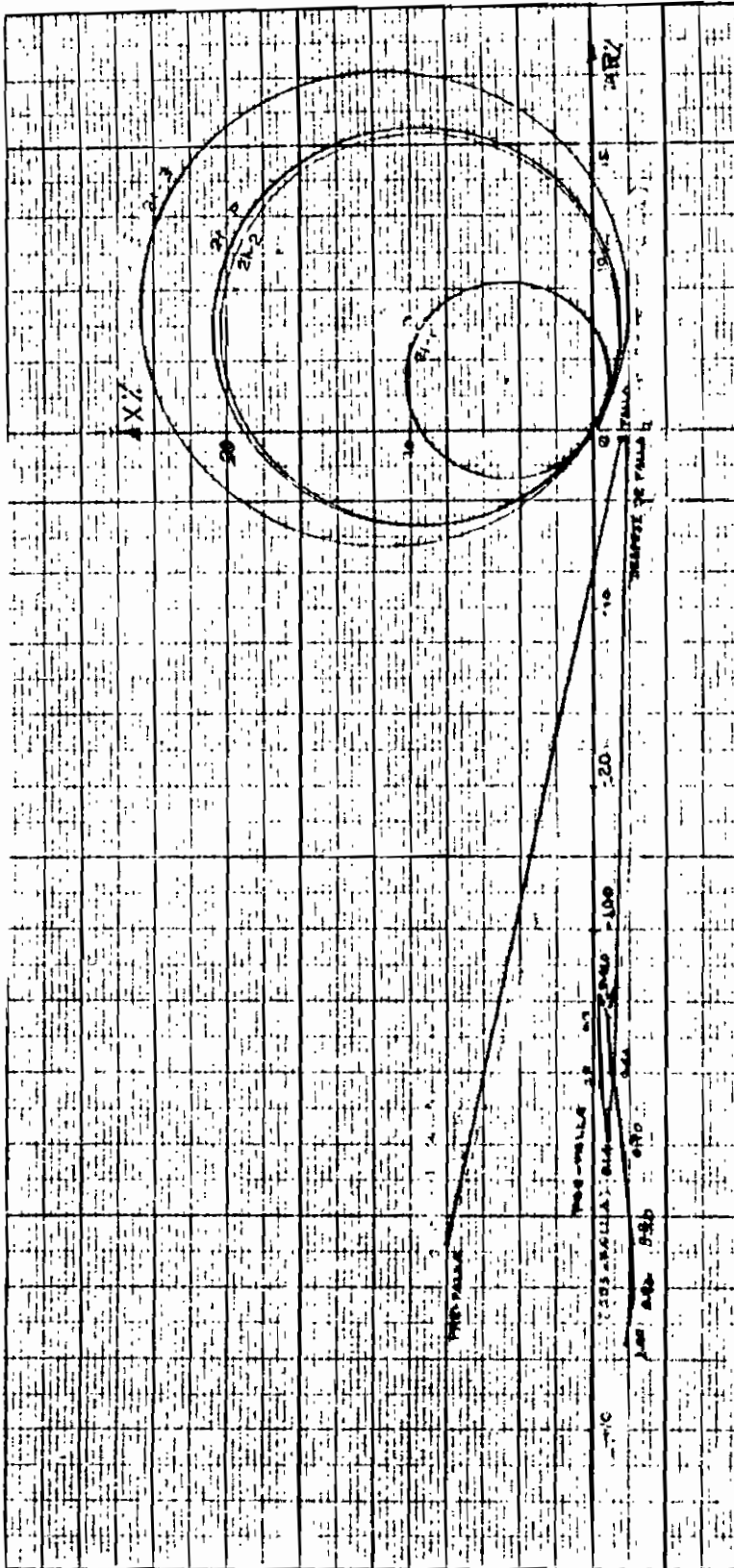


Fig. 4.7.6. Oscilación en L/T Quevedo - Pascuales, desde S/E Quevedo (Falla 3ª en L/T Quevedo - Sto. Domingo).

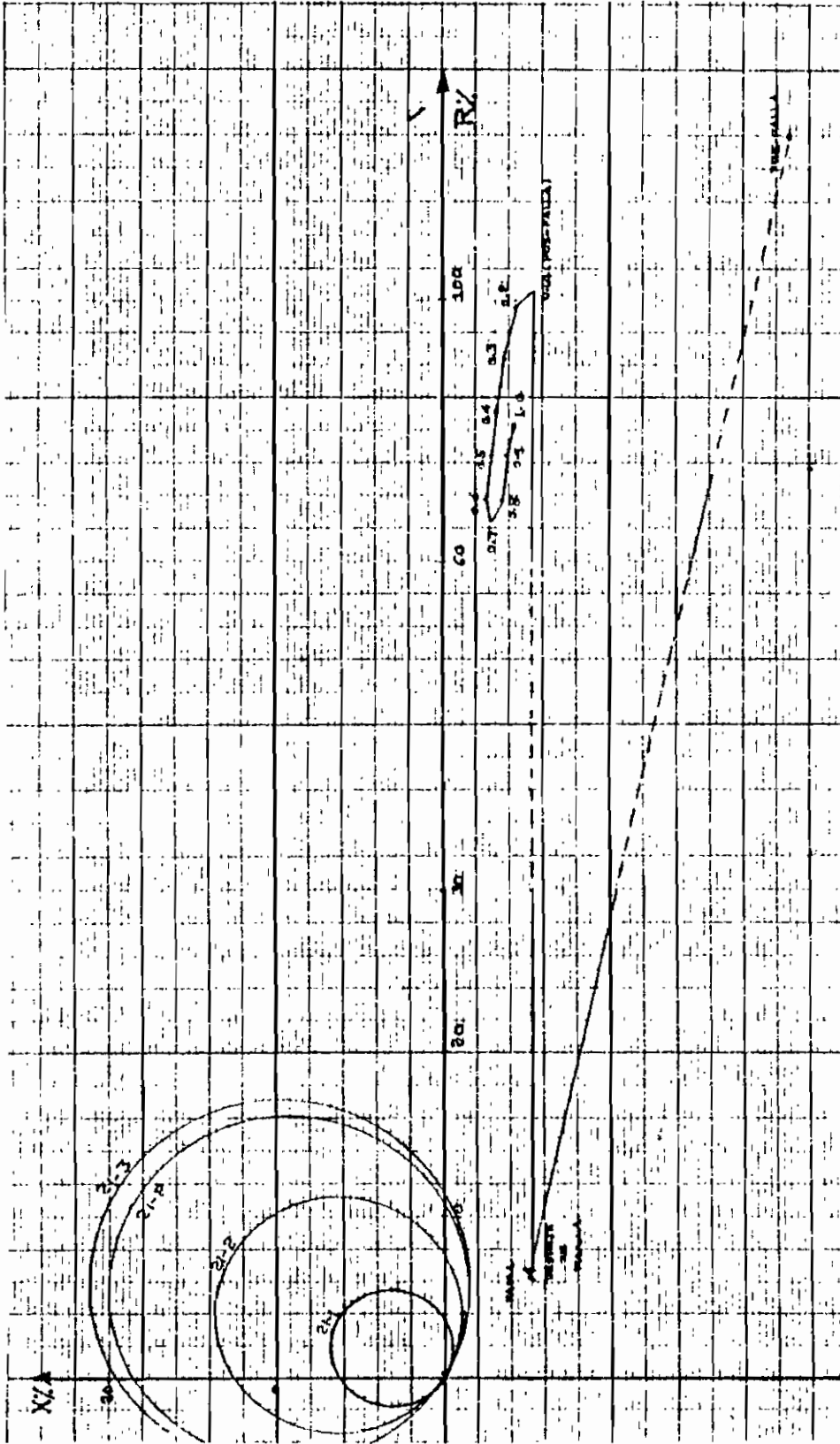


Fig. 4.7.7. Oscilación en L/T Quevedo - Sto. Domingo, desde S/E Quevedo (Falla 36 en L/T Quevedo - Sto. Domingo).

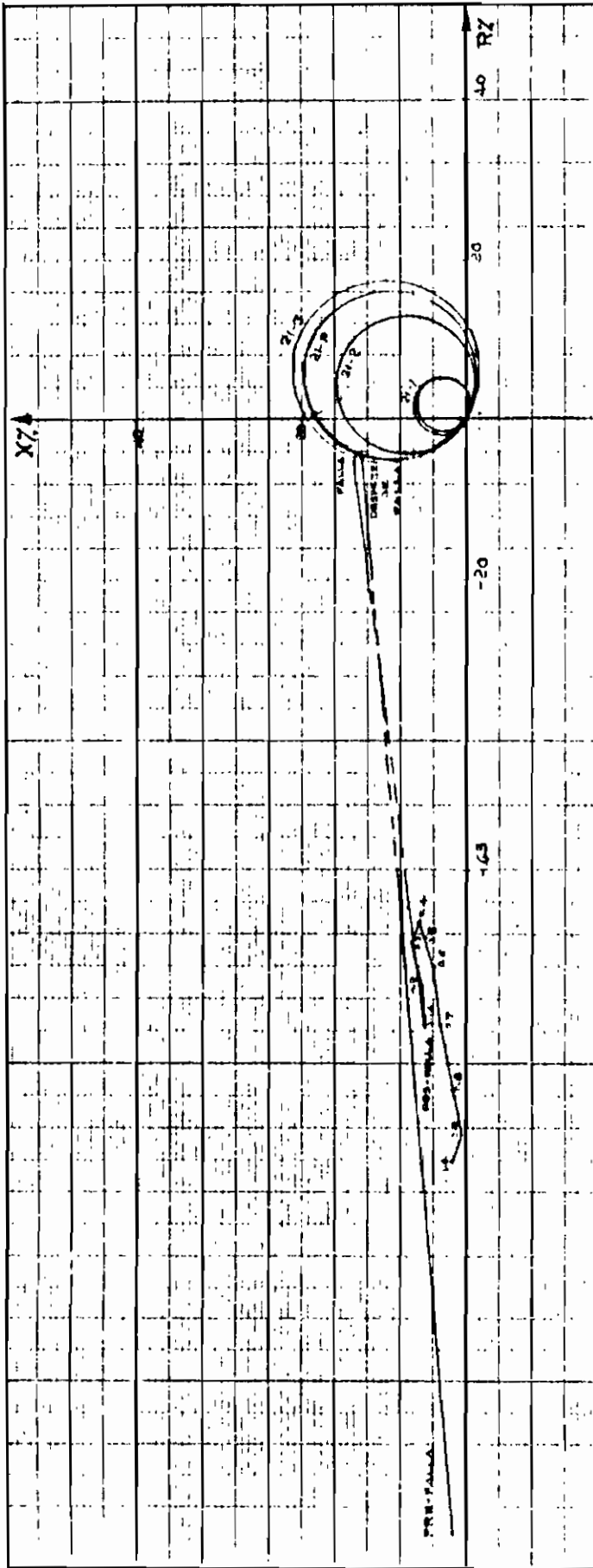


Fig. 4.7.8. Oscilación en L/T Sto. Domingo - Quevedo, desde S/E Sto. Domingo (Falla 30) en L/T Quevedo - Sto. Domingo).



Fig. 4.7.9. Oscilación en L/T Sto. Domingo - Snta. Rosa, desde S/E Sto. Domingo (Falla 3w en L/T Quevedo - Sto. Domingo).

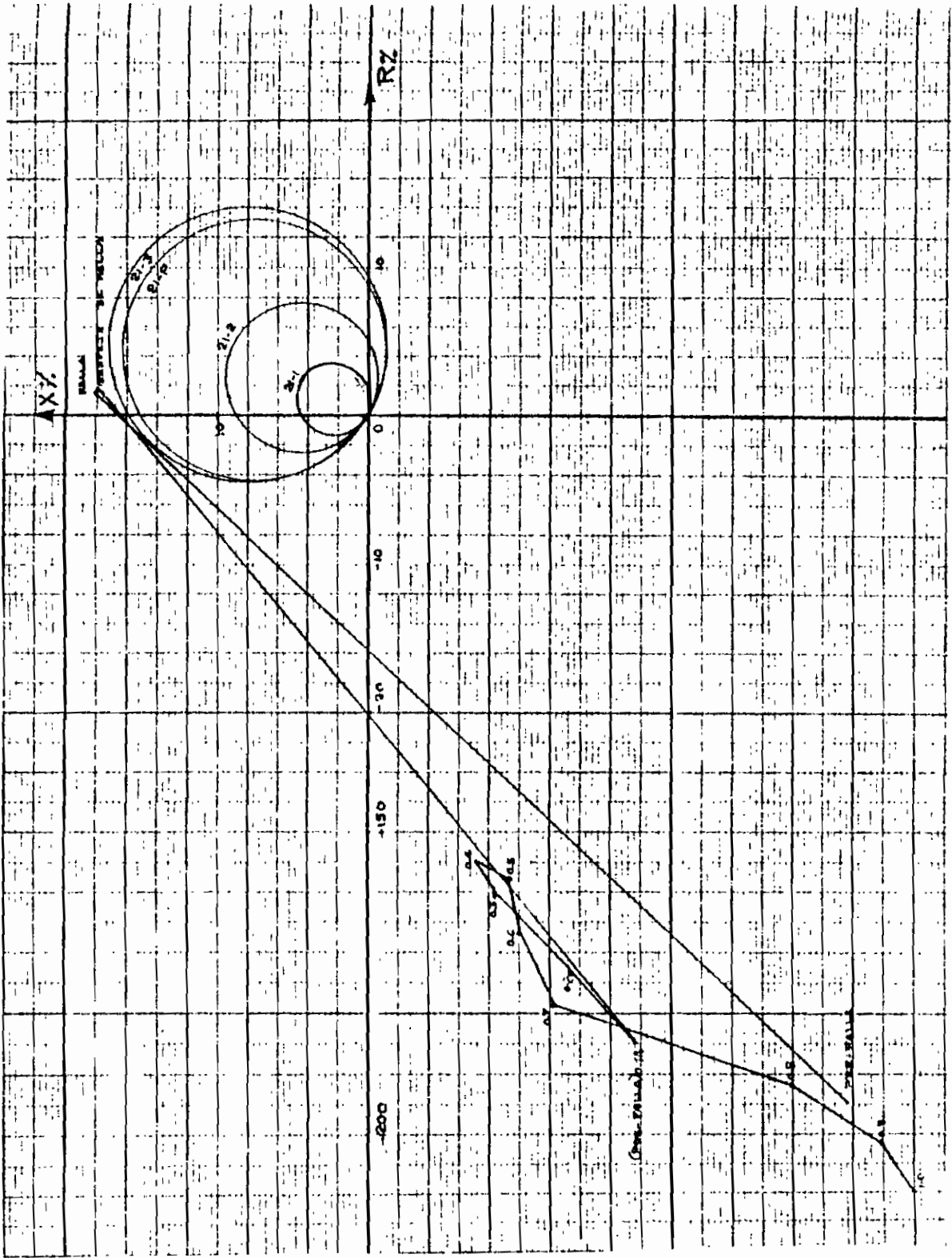


Fig. 4.7.10. Oscilacion en L/T Snta. Rosa - Sto. Domingo, desde S/E Snta. Rosa (Falla 30 en L/T Quevedo - Sto. Domingo).

4.3.- ANALISIS DE RESULTADOS.-

Los lugares geométricos de las oscilaciones de potencia y pérdidas de sincronismo se las obtuvo siguiendo dos procedimientos, por lo tanto se analiza sus resultados por separado y se los mencionan a continuación:

4.3.1.- ANALISIS DE LAS OSCILACIONES Y PERDIDAS DE SINCRONISMO CUANDO EL SISTEMA DE POTENCIA ES SIMPLIFICADO.-

Los lugares geométricos de las oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo representados en el diagrama R-X de las Figs. 4.3.1. a 4.3.9. obtenidas cuando el sistema de potencia es simplificado (caso de la fig. 4.2.1), constituye una primera aproximación para establecer los sistemas de protección durante oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo.

De cada uno de estos gráficos (Figs. 4.3.1 a 4.3.9) se manifiesta lo siguiente:

- a) En la Fig. 4.3.1. se observa que la impedancia de línea (Z_L), de uno de los circuitos (circuito No. 2 de línea Milagro - Pascuales - 230 kv., vista desde subestación Milagro) es mucho menor que las impedancias equivalentes de las áreas o sistemas (Z_A , Z_B). Ante esta situación, la característica de la protección de la línea no detectaría a las oscilaciones de potencia ya que dichas

oscilaciones no atraviesan la zona de operación del relé, solamente detectarían condiciones de pérdida de sincronismo cuando los ángulos de potencia adquieran valores comprendidos entre 150° y 210° ($150^\circ \leq \delta \leq 210^\circ$). El mismo caso sucede en la línea Quevedo - Sto. Domingo (Figs. 4.3.6. y 4.3.7.) y en la línea Sto. Domingo - Sta. Rosa (Fig. 4.3.8.). En el sistema interconectado se presenta también el caso contrario al mencionado anteriormente, es decir, existen líneas de transmisión de impedancia muy grande en comparación a las impedancias de las áreas o sistemas y se puede observar en la línea Pascuales - Quevedo - 230 kv. (Figs. 4.3.4. y 4.3.5.). En estas condiciones estarían los puntos representativos de la impedancia durante condiciones normales de operación (mínima carga) y oscilaciones de potencia que se presentarían en líneas de las que el sistema se recuperaría por sí mismo. El mismo caso sucedería en la línea Paute - Milagro (Figs. 4.3.2. y 4.3.3.).

En la línea Snta. Rosa - Sto. Domingo vista desde la subestación Sta. Rosa como se muestra en la Fig. 4.3.9., donde la impedancia de línea y una de las áreas son de magnitudes semejantes, la impedancia de la otra área o sistema es mucho mayor en comparación a las anteriores. En éste caso los lugares geométricos de las oscilaciones y pérdidas de sincronismo no atraviesan

por la zona de protección de la línea, éstos lugares geométricos se presentan en otros sitios del sistema interconectado.

La comparación de las impedancias de las líneas de interconexión con la de las áreas o sistemas es importante en los alcances de las protecciones y en especial cuando se utiliza la protección contra oscilaciones de potencia.

- b) Otro punto de análisis de los resultados obtenidos en la sección 4.2.1. es la situación o localización del centro eléctrico ante los diferentes valores de las relaciones de voltajes ($|EA|/|EB|$). En el caso del sistema simplificado e interconectado por la línea Milagro - Pascuales (Fig.4.3.1.) se localiza el centro eléctrico cerca a los interruptores del terminal de línea, en subestación Milagro cuando $|EA|/|EB| = 0.87$. Esta situación hay que tomar en cuenta para la ubicación de los relés de disparo ante una pérdida de sincronismo por los voltajes de recuperación, que pueden ser de valores altos y pueden dañar a los interruptores de dicho terminal. En otros casos también se presenta el centro eléctrico en los terminales de línea, así tenemos en la subestación Milagro de la línea Milagro - Faute (Fig. 4.3.3.) para una relación de voltajes $|EA|/|EB| = 1.00$. Como caso particular se puede obser-

var el centro eléctrico en la línea Snta. Rosa - Sto. Domingo, visto desde Snta. Rosa (Fig. 4.3.9.) se localiza en algún punto de una de las áreas del sistema para las relaciones de voltaje de 1, 1.15 y 0.87 ($|EA|/|EB| = 1, 1.15, 0.87$). En este caso sería el sitio ideal para la apertura de los interruptores durante pérdidas de sincronismo en la subestación Snta. Rosa ya que para estas condiciones el centro eléctrico está alejado de los interruptores en Snta. Rosa de la línea Snta. Rosa - Sto. Domingo - 230 Kv., pero aquí también se tomaría en cuenta el equilibrio de carga-generación, etc.

4.3.2.- ANALISIS DE LAS OSCILACIONES Y PERDIDAS DE SINCRONISMO CON RESULTADOS DEL PROGRAMA DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.-

De los estudios de estabilidad transitoria para seleccionar las protecciones se obtuvieron las oscilaciones que se muestran en Figs. 4.5.1. a 4.5.10. y que se analizan a continuación:

- a) En el caso 1 se muestran los lugares geométricos de las oscilaciones y condiciones de pérdida de sincronismo vistas o detectadas desde cada uno de los terminales de las líneas de transmisión a nivel de 230 Kv. (Figs. 4.5.1. a 4.5.10.). En esta caso las oscilaciones penetran o son detectadas desde algunos terminales por las

protecciones de las líneas. Así tenemos el caso de la línea Quevedo - Sto. Domingo, donde la oscilación penetra en las características de operación de los relés ubicados en los extremos de esta línea (ver figs. 4.5.7. y 4.5.8.), En estos diagramas R-X se puede apreciar los tiempos que permanecen las oscilaciones en las zonas de operación de las protecciones, que constituye datos importantes para la selección del esquema de protección durante oscilaciones de potencia. No así, en la línea Snta. Rosa - Sto. Domingo, la oscilación de potencia solamente es detectada desde la subestación Snta. Rosa, como se muestra en la Fig. 4.5.10. y el lugar geométrico de la oscilación en el otro extremo de la línea pasa atrás de la S/E Sto. Domingo como se indica en la Fig. 4.5.9. Esta misma situación se presenta en la línea Pascuales - Quevedo, donde la oscilación es vista desde la S/E Pascuales (Fig. 4.5.5.) aunque un poco alejados de la línea y permanecen poco tiempo en esta zona. Otros lugares geométricos de las oscilaciones que penetran en las zonas de operación de la protección de línea se presentan en las líneas Paute - Milagro, vista desde la S/E Paute (Fig. 4.5.1.) y Milagro - Pascuales, vista desde la S/E Milagro (Fig. 4.5.3.), casos que son tomados en cuenta para la selección del esquema de protección durante oscilaciones de potencia.

b) En esta parte se analizan los casos 2 y 3 de la sección 4.2.2., donde los lugares geométricos de las oscilaciones no penetran en las diferentes zonas de operación de las protecciones de línea (protección principal y de respaldo de las líneas a nivel de 230 kv. en el SNI), ésto se puede verificar en los diagramas R-X de las Figs.. 4.6.1. a 4.6.10. (caso 2) con la única excepción en la línea Sto. Domingo - Snta. Rosa vista desde la S/E Sto. Domingo (Fig. 4.6.9.) donde penetra la oscilación en la zona de operación de la protección de línea. En el caso 3 sucede lo mismo (Figs. 4.7.1. a 4.7.10.), aunque también se presenta una excepción como es la línea Pascuales - Quevedo (Fig. 4.7.5.) vista desde la S/E Pascuales donde el lugar geométrico de la oscilación penetra en las zonas de operación en los relés por un corto tiempo, para luego salir de ésta zona de operación y continuar en condiciones normales de operación. Por lo tanto, para las oscilaciones obtenidas en los casos 2 y 3 con las condiciones de operación dadas y para el tipo de falla simulada con el tiempo total de estudio en cada caso, las oscilaciones de potencia no afectan al funcionamiento del sistema de potencia, por cuanto son oscilaciones estables que por causa de la falla se presentan en las líneas de transmisión sin penetrar en las zonas de protección para posteriormente desaparecer y continuar funcionando normalmente el

sistema interconectado.

4.3.3.- COMENTARIOS DE RESULTADOS.-

Los resultados obtenidos en secciones anteriores son relativamente diferentes por los métodos seguidos. Así, el método de simplificación del sistema interconectado se hace una serie de asunciones, sin considerar el tiempo que permanece la oscilación en la característica de la protección, solamente se obtiene la posible trayectoria que sigue la oscilación al variar el ángulo de potencia (δ). Para el ajuste de las protecciones durante oscilaciones de potencia necesariamente se requiere del deslizamiento del sistema, que es un dato difícil de obtener, como se mencionó en el Capítulo Segundo.

En el caso de los resultados usando el programa de estabilidad transitoria es un modelo que simula a la mayoría de los elementos que conforman el sistema, cuyos resultados que interesan son las variaciones de potencia, las mismas que son reflejadas como impedancia aparente vistos o representados en el diagrama R-X con su respectivo tiempo de permanencia de dicha oscilación en la zona de operación de la protección de la línea.

De estos dos procedimientos usados para obtener las

oscilaciones de potencia, el que se toma en cuenta en el presente trabajo es el que utiliza el programa de estabilidad transitoria para estudio de protecciones por ser más confiable y más fácil de obtener por la disponibilidad del programa de estabilidad del INECEL.

4.4.- SELECCION DEL ESQUEMA DE PROTECCION APROPIADO.-

Para seleccionar el esquema de protección durante condiciones de oscilación de potencia se utiliza los resultados de la sección 4.3., donde se muestran los lugares geométricos de las oscilaciones y a estos lugares geométricos se superponen las características de los relés que protegen las líneas de transmisión del sistema interconectado (SNI), cuyos ajustes y alcances se resumen en el cuadro D.13.

Las líneas del sistema interconectado a nivel de 230 kv., están conformadas por la protección principal (primaria) y la protección de respaldo (secundaria). La protección principal es un esquema de disparo permisivo con sobre-alcance (esquema POTT: Permissive Overreach Transfer Trip) cuyo principio de funcionamiento se menciona en la sección 2.3. (en Fig. 1.13. sección 2.3.5.). Los relés que usa la protección principal son del tipo MHO (21 - P) con ángulo de torque máximo de 60° ($ATM = 60^\circ$) con alcances de la zona de operación que depende del sitio o ubicación de la línea y componentes que se conectan a ésta línea (estación generador-

ra, subestación, derivación de líneas de subtransmisión etc.), dichos alcances se muestran en los diagramas R-X de las Figs. 4.5.1. a 4.7.10. (de los casos 1, 2 y 3 sección 4.2.) datos que se resumen en el cuadro D.13 que fueron proporcionados por el INECEL.

La operación de la protección principal es casi instantánea si el punto representativo de la impedancia (oscilación de potencia) entra en las características de los relés en ambos extremos de la línea protegida, considerando los tiempos necesarios para ordenar la apertura de los interruptores, tiempos que se muestran a continuación (datos proporcionados por el INECEL) en la dirección de operación.

Tiempo en verificar una perturbación.....	10-30 m Seg
Tiempo en enviar señal a PLC.....	1-5 m Seg
Transferencia de señal a través de PLC.....	0-5 m Seg
Tiempo en recibir señal desde PLC a relé.....	0-6 m Seg
Tiempo que tarda en operar el disyuntor.....	25-80 m Seg

El máximo tiempo de operación de la protección principal incluido la operación del interruptor más un margen de tiempo, es de aproximadamente 180 m Seg (10.8 ciclos). Considerando el tiempo que tarda en actuar cuando el punto representativo de la impedancia entra a su zona de operación y el tiempo que permanece en esta zona se puede seleccionar el esquema apropiado, considerando los lugares geométricos de las oscilaciones obtenidas en la sección 4.2.

CUADRO D.13

SURESTACION LINEA TENSION (KV.) BARRAS (# - #)	PAUTE MILAGRO 230 62 - 60	MILAGRO PAUTE 230 60 - 62	MILAGRO PASCUALES 230 60 - 56	PASCUALES MILAGRO 230 56 - 60	PASCUALES QUEVEDO 230 56 - 55
DISTANCIA PRIMARIA RTC RTP ALCANCE (%) ATM (GRD)	1.200/5 230.000/115 19.9 60°	1.200/5 230.000/115 22.9 60°	1.500/5 230.000/115 9.9 60°	800/5 230.000/115 9.9 60°	800/5 230.000/115 22.4 60°
DISTANCIA SEC. FASE RTC RTP ZONA 1 (%) ATM (GRD) ZONA 2 (%) ATM (GRD) ZONA 3 (%) ATM (GRD) TIEMPO 2/TIEMPO 3 (SEG)	11.3 60° 16.9 60° 23.7 60° 0.25/0.80	11.3 60° 17.0 60° 23.7 60° 0.25/1.00	3.1 60° 8.0 60° 10.6 60° 0.25/0.80	3.1 60° 8.0 60° 10.7 60° 0.25 60°	10.9 60° 16.3 60° 27.2 60° 0.25/1.00

CUADRO D.13 Continuación

SURESTACION LINEA TENSION (KV.) BARRAS (# - #)	QUEVEDO PASCUALES 230 55 - 56	QUEVEDO STO. DOMINGO 230 55 - 53	STO. DOMINGO QUEVEDO 230 53 - 55	STO. DOMINGO SNTA. ROSA 230 53 - 52	SNTA. ROSA STO. DOMINGO
DISTANCIA PRIMARIA RTC RTP ALCANCE (%) ATM (GRD)	800/5 230.000/115 22.4 60°	800/5 230.000/115 22.8 60°	800/5 230.000/115 22.8 60°	800/5 230.000/115 19.8 60°	800/5 230.000/115 17.5 60°
DISTANCIA SEC. FASE RTC RTP ZONA 1 (%) ATM (GRD) ZONA 2 (%) ATM (GRD) ZONA 3 (%) ATM (GRD) TIEMPO 2/TIEMPO 3 (SEG)	10.9 60° 21.7 60° 27.2 60° 0.25/1.00	7.9 60° 15.1 60° 23.0 60° 0.25/1.00	7.9 60° 16.4 60° 23.0 60° 0.25/1.00	6.4 60° 11.6 60° 19.2 60° 0.25/1.00	6.4 60° 11.5 60° 19.2 60° 0.25/1.00

De estos gráficos (Fig. 4.5.1. a 4.5.10.) se puede ver que en algunas líneas que conforman el sistema de transmisión la oscilación de potencia penetra en algunas características de los relés (21-P), cuyos tiempos de permanencia de esta oscilación en las mencionadas características se resumen en el Cuadro D.14.

CUADRO D.14

FIG	S/E	L/T	TIEMPO DE PERMANENCIA DE OSCILACION EN CARACTERISTICAS DE RELE (21-P)	
			(EN SEG.)	(EN CICLOS)
4.5.10.	SNTA. ROSA	SNTA. ROSA - STO. DOMINGO	0.12	7.2
4.5.9.	STO. DOMINGO	STO. DOMINGO - SNTA. ROSA	0.02	1.2
4.5.8.	STO. DOMINGO	STO. DOMINGO - QUEVEDO	0.08	4.8
4.5.7.	QUEVEDO	QUEVEDO - STO. DOMINGO	1.14	8.4

Comparando los tiempos que permanecen las oscilaciones en las características de los relés con el tiempo que tardan en reconocer la perturbación, se puede decir que actuarían las protecciones y ordenarían la apertura de las líneas Sto. Domingo - Quevedo y Sto. Domingo - Snta. Rosa a nivel de 230 kV. (Figs. 4.5.7. a 4.5.10.). Para evitar la apertura innecesaria o catastrófica de estas líneas de transmisión se debe seleccionar uno de los esquemas de protección estudia-

dos en el Capítulo III. El más recomendable es el esquema de bloqueo de disparo que se menciona en la Sección 3.2.2.1. (Fig. 3.4.), dicho esquema se implementa en las subestaciones de Snta. Rosa, Sto. Domingo y Quevedo para las líneas de transmisión Snta. Rosa - Sto. Domingo y Quevedo - Sto. Domingo con los tiempos y alcances que se muestran en las Figs. 4.8.1. a 4.8.4. y se resumen a continuación:

S/E	QUEVEDO	STO. DOMINGO	STO. DOMINGO	SNTA. ROSA
L/T	STO. DOMINGO	QUEVEDO	SNTA. ROSA	STO. DOMINGO
Kv.	230	230	230	230
DISTANCIA PROTECCION PRINCIPAL				
- ALCANCE (%), ATM (GRD)	22.8, 60°	22.8, 60°	19.8, 60°	17.5, 60°
BLOQUEO A PROTECCION PRINCIPAL				
- ALCANCE (%), ATM (GRD)	34.1, 60°	34.1, 60°	29.7, 60°	26.3, 60°
- TIEMPO DE BLOQUEO (SEG.)	0.04	0.04	0.04	0.04

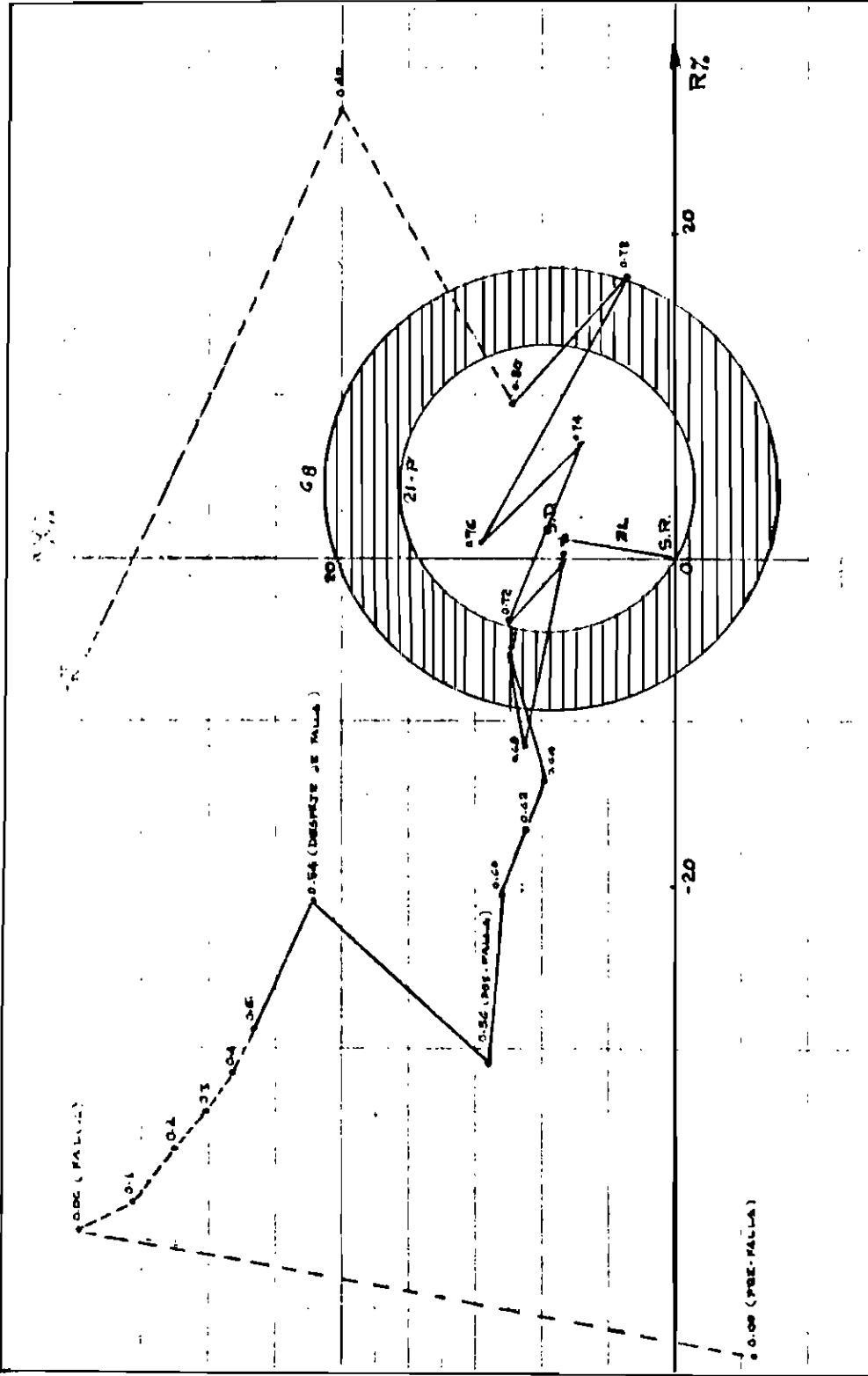


Fig. 4.8.1. Bloqueo de disparo a la protección principal en L/T Snta. Rosa - Sto. Domingo, en S/E Snta. Rosa.

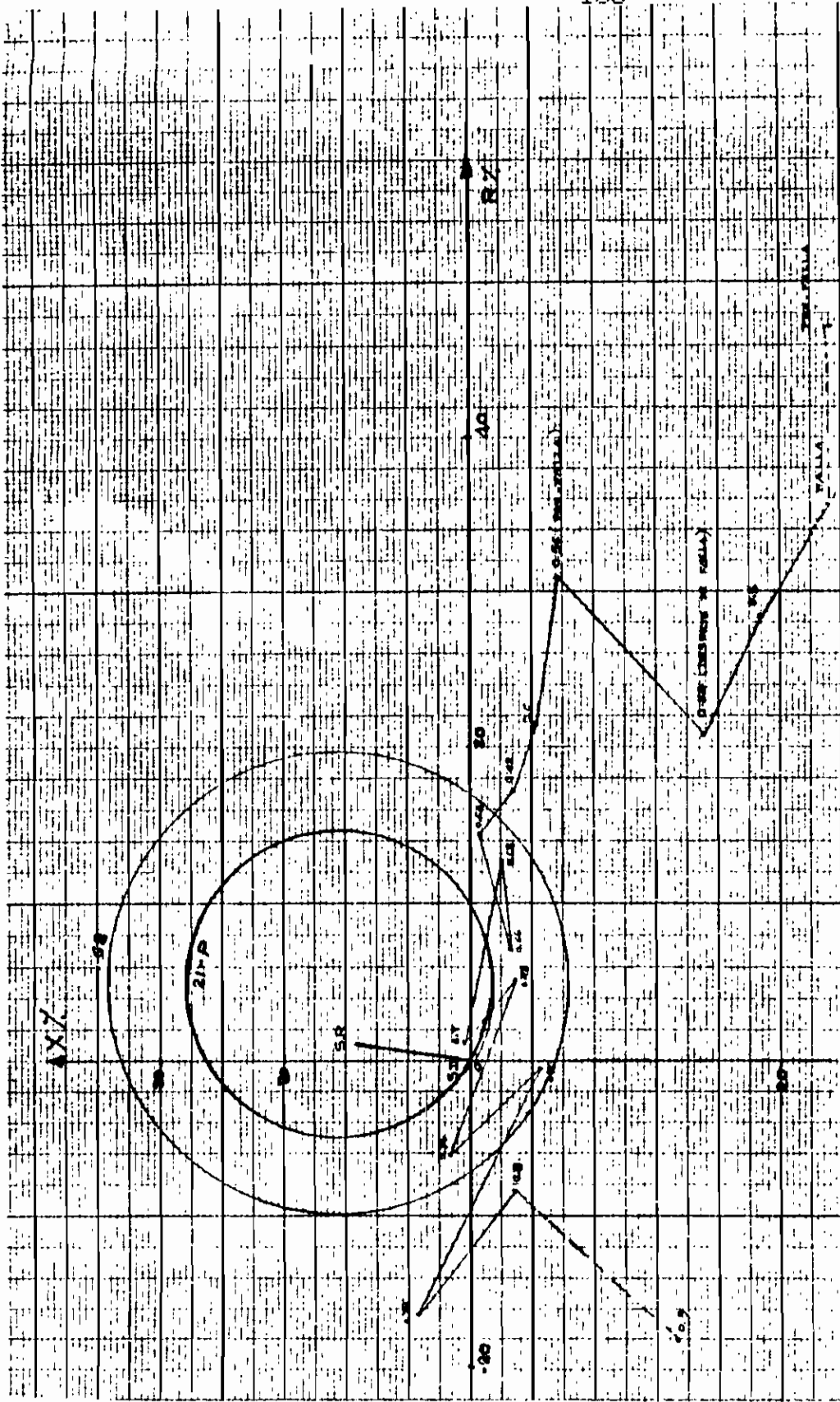


Fig. 4.8.2. Bloqueo de disparo a la protección principal en L/T Sto. Domingo - Snta. Rosa, en S/E Sto. Domingo.

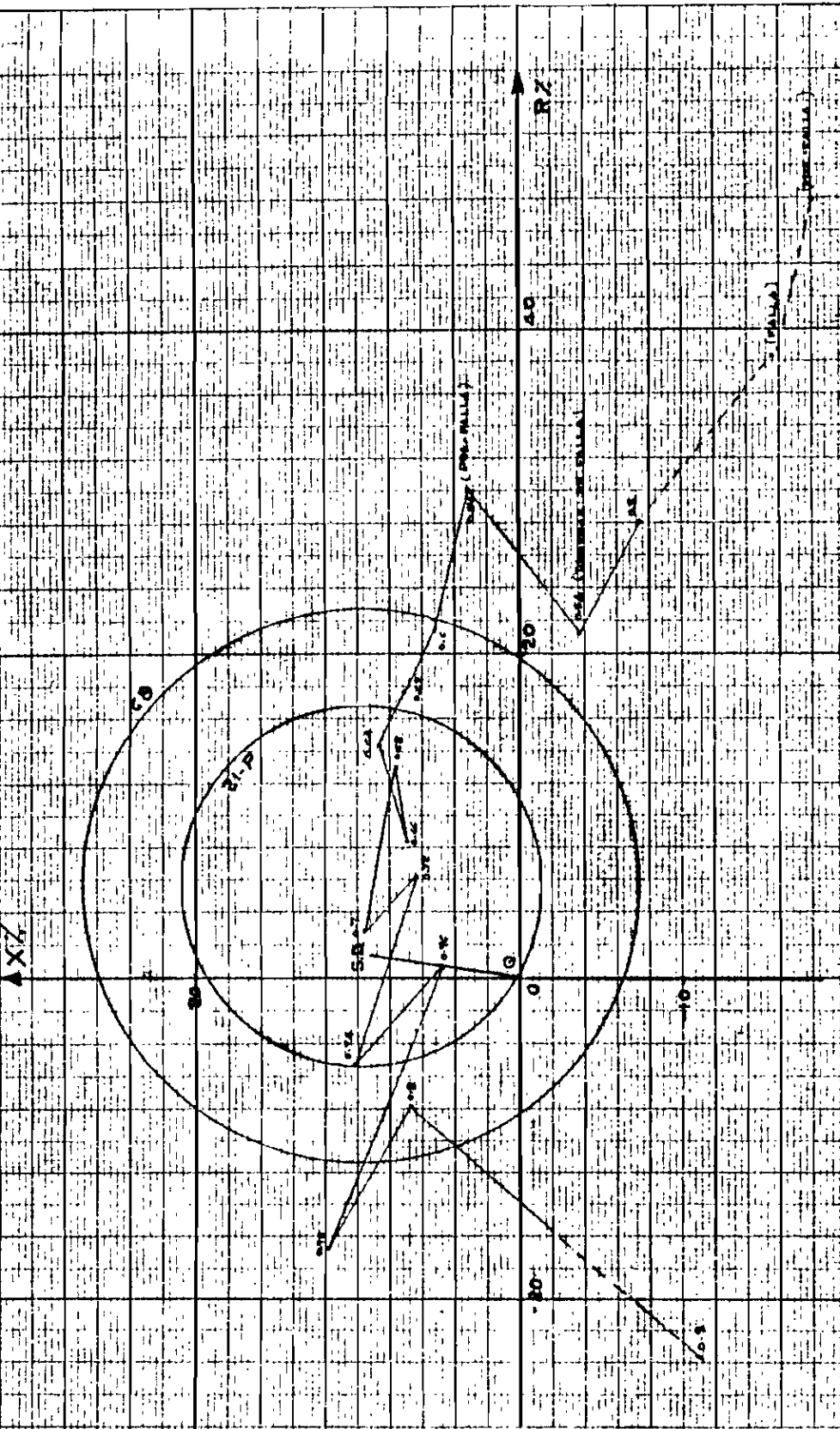


Fig. 4.8.4. Bloqueo de disparo a protección principal en L/T Quevedo - Sto. Domingo, en S/E Quevedo.

La protección de respaldo (secundaria) opera independientemente de la protección principal, cuyos alcances y ajustes se indican en el Cuadro D.13 y sus características se hallan superpuestas en los mismos diagramas R-X con las características de la protección principal y los lugares geométricos de las oscilaciones de potencia obtenidas en la Sección 4.2 (Figs. 4.5.1. a 4.7.10.).

La protección de respaldo es instantánea en su primera zona (21-1) y temporizadas las zonas 2 y 3 (21-2 y 21-3), con ángulo de torque de 60° ($ATM = 60^\circ$).

De la misma forma de la protección principal, la protección de respaldo toma en cuenta el CASO 1 (Figs. 4.5.1. a 4.5.10.) donde se observa como las oscilaciones entran en las zonas de operación de la protección de respaldo, cuyos tiempos de permanencia en estas zonas se resumen en el Cuadro D.15. y se compara con los tiempos que tardan en operar la protección de respaldo en las zonas 2 y 3 que es $t_1(21-2)/t_2(21-3)$ de 0.25/0.80 y 0.25/1.00 Seg. respectivamente, tiempos que se muestran en el Cuadro D.13.

Comparando los tiempos de los Cuadros D.13 y D.15, se puede ver, que los tiempos de permanencia de las oscilaciones en las zonas de operación de la protección de respaldo es mucho menor a los de operación, por lo tanto la protección de respaldo no ordena el disparo durante estas

oscilaciones de potencia.

CUADRO D.15

DE FIG.	S/E	L/T	TIEMPO DE PERMANENCIA DE OSCILACION EN CARACTERISTICAS DE PROTECCION DE RESPALDO.		
			21 - 1 (SEG.)	21 - 2 (SEG.)	21 - 3 (SEG.)
4.5.1.	PAUTE	PAUTE - MILAGRO	---	---	0.08
4.5.5.	PASCUALES	PASCUALES - QUEVEDO	---	---	0.18
4.5.7.	QUEVEDO	QUEVEDO - STO. DOMINGO	0.015	0.09	0.14
4.5.8.	STO. DOMINGO	STO. DOMINGO - QUEVEDO	0.010	0.04	0.08
4.5.9.	STO. DOMINGO	STO. DOMINGO - SNTA. ROSA	---	0.01	0.02
4.5.10.	SNTA. ROSA	SNTA. ROSA - STO. DOMINGO	---	0.02	0.12

El caso de la línea Pascuales - Quevedo (Fig. 4.5.5.) donde el tiempo de permanencia en tercera zona (21-3) es el más grande ($t = 0.18$ Seg.) comparando con los demás casos que se muestran en el Cuadro D.15 y el tiempo para operar el relé en la tercera zona es de 1.00 Seg. ($t_{21-3} = 1.00$ Seg. Cuadro D.13), por lo tanto no opera ($t_{oscilación} < t_{operación} \implies$ no opera).

En segunda zona (21-2) el tiempo más grande es detectado en la S/E Quevedo de la línea Quevedo - Sto. Domingo (Fig. 4.5.7.), donde el tiempo de operación del relé es mucho mayor al tiempo de permanencia de la oscilación en la zona 2 (21-2), tampoco opera ($t_{de permanencia} = 0.09$ Seg. y $t_{operación} = 0.25$ Seg. \implies no opera).

En primera zona es detectada la oscilación desde la S/E Quevedo de línea Quevedo - Sto. Domingo y desde la S/E Sto.

Domingo de línea Sto. Domingo - Quevedo, porque esperan un tiempo para que opere la protección principal.

Es importante ver el lugar geométrico de la oscilación y las características de la protección de respaldo desde la subestación Faute de la línea Faute - Milagro - 230 kV (Fig. 4.5.1.), donde la oscilación tiende a permanecer en tercera zona (21-3) y podría hacer operar la protección de respaldo lo que se abriría la línea Faute - Milagro que es una línea muy importante ya que es el único camino para transferir la potencia desde la central generadora de Faute, lo que afectaría la estabilidad del sistema con la subsiguiente caída total del sistema. Como puede verificarse en el CASO 3 de la Sección 4.2., donde se simula una falla trifásica en uno de los circuitos de la línea Faute - Milagro, donde se realiza la apertura inmediata; los resultados de este estudio fueron negativos, volviéndose inestable el sistema produciendo el colapso total del sistema.

Para solventar estos inconvenientes es necesario implementar el esquema de bloqueo de disparo en las zonas 2 y 3 (en 21-2 y 21-3), cuyas características se superponen a las características de la protección de respaldo como se muestra en la Fig. 4.9.1. con ajustes y alcance que se indican en el mismo diagrama R-X de la Fig. 4.9.1.

S/E	FAUTE	
LINEA	MILAGRO	
TENSION	230 Kv.	
PROTECCION DE RESPALDO		
- ALCANCE (%), ATM (GRD)	21-1	11.25, 60°
	21-2	16.87, 60°
	21-3	23.66, 60°
BLOQUEO A PROTECCION DE RESPALDO		
- ALCANCE (%), ATM (GRD)		33.2, 60°
- TIEMPO DE BLOQUEO (SEG.)		0.04

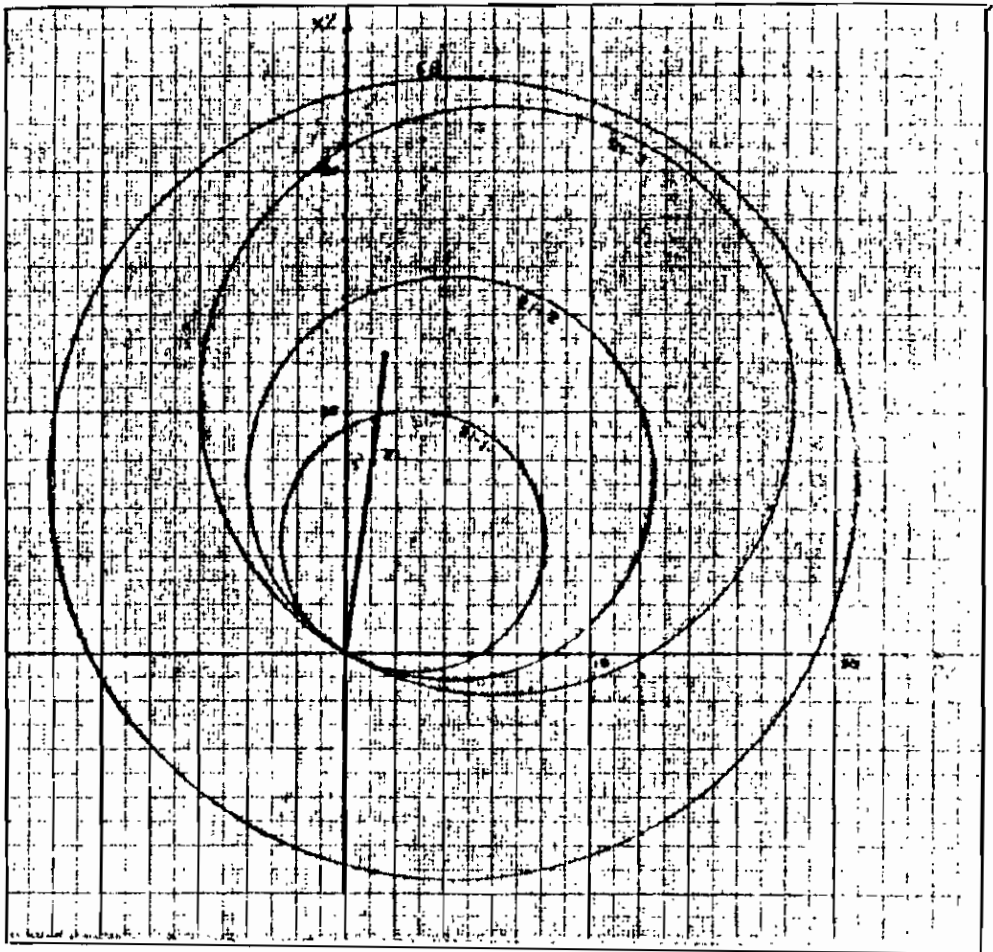


Fig. 4.9.1 Bloqueo a protección secundaria en L/T Faute - Milagro, en S/E Faute.

4.5.- BENEFICIOS DE LA APLICACION DEL ESQUEMA SELECCIONADO DURANTE OSCILACIONES DE POTENCIA.-

Al seleccionar el esquema de protección durante oscilaciones de potencia, que es el de bloquear el disparo en algunas líneas de transmisión considerando los alcances y tiempos apropiados como se indica en las Figs. 4.8.1. a 4.8.4. y la Fig. 4.9.1., presentándose la característica de la oscilación en las protecciones de algunas líneas se puede mencionar ciertos beneficios que a continuación se indican:

Estos esquemas de protección son beneficiosos en el mantenimiento de la estabilidad del sistema Nacional durante oscilación de potencia, por cuanto no permite actuar a los disyuntores de las líneas de transmisión que están afectadas por las oscilaciones de potencia al presentarse cierta perturbación en algún punto del Sistema Nacional, como se pudo verificar en el ejemplo de aplicación.

Otro de los beneficios, es la ubicación de los relés de bloqueo solamente en las líneas donde se detectan las oscilaciones de potencia luego de realizar un estudio profundo de la estabilidad transitoria para distintos tipos de perturbaciones y en diferentes condiciones de operación y tiempos de estudios, ya que una de las soluciones frente a las oscilaciones sería la de ubicar los relés de bloqueo en todos los terminales de las líneas de transmisión, pero la

desventaja sería lo relacionado a que es antieconómico y sin ajustes y alcances adecuados que podrían traer serios problemas en la operación de las protecciones principal y de respaldo que conforman el Sistema Nacional de Transmisión, ya que al ubicar la protección de bloqueo en sitios donde no se detectan las oscilaciones de potencia se corre el riesgo de abrir líneas importantes pudiendo perder la estabilidad todo el sistema.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se han desarrollado dos procedimientos para estudiar las oscilaciones de potencia, los resultados obtenidos se ha representado y superpuesto conjuntamente a las características de la impedancia de la línea de interconexión y elementos de distancia que protegen a las mismas en el diagrama R-X. Resultados que permiten seleccionar el esquema de bloqueo de disparo y encontrar los sitios en donde se ubicarán dichos esquemas durante oscilaciones de potencia.

De los dos procedimientos estudiados, en el primero se simplificó al Sistema Nacional en dos fuentes sincrónicas que representan dos áreas o sistemas comunicados por una línea de interconexión. Con este modelo se obtuvieron lugares geométricos de las oscilaciones de potencia reflejadas como variación de la impedancia, para ésto se utilizó deducciones analíticas, variando al ángulo de potencia δ con incrementos apropiados.

Los resultados del primer procedimiento no se utiliza para la ubicación y calibración de la protección durante oscilaciones de potencia, porque a más de realizar una serie de asunciones requiere como dato el deslizamiento promedio del Sistema Nacional, el mismo que es difícil de obtener en

forma confiable, cuyos resultados finales útiles para la calibración serían inexactos. Pero es de gran utilidad para sistemas eléctricos pequeños donde se requiera protección contra oscilaciones de potencia.

Lo importante del primer procedimiento son los datos de las impedancias equivalentes de las áreas o sistemas que son útiles para comparar con la impedancia de la línea de interconexión para dar los alcances correctos en las protecciones: primaria (principal), secundaria (de respaldo) y para los esquemas de bloqueo durante oscilaciones de potencia. Estos datos se los utiliza en los diagramas R-X de las Figs. 4.3.1. a 4.3.9., cuyos alcances de las protecciones principal y respaldo de las líneas del sistema de transmisión a nivel de 230 Kv se indican en las Figs. 4.5.1. a 4.7.10..

En el presente trabajo se utilizó el segundo procedimiento para el ajuste y selección de los relés de bloqueo durante las oscilaciones de potencia. El empleo de este método es más confiable en el que se utiliza programas de estabilidad existentes como el que dispone INECEL, obteniendo los resultados requeridos, como son las variaciones de la potencia en función del tiempo, los mismos que se los reflejó como ... variaciones de impedancia aparente considerando el tiempo que tarda en viajar dicha oscilación, evitando considerar el deslizamiento que es prioritario en el primer procedimiento.

El manejo del programa de estabilidad para estudios de las protecciones durante oscilaciones de potencia permite obtener una confiabilidad aceptable en la selección y ubicación de las protecciones, por lo que es recomendable que INECEL, en especial a las personas encargadas del sistema de protecciones, realizar un estudio profundo de este procedimiento, cuyas herramientas necesarias tiene a disposición, la mencionada Institución.

El estudio comprende la simulación de diferentes condiciones de operación para un gran número de perturbaciones en distintos sitios, con tiempos diferentes de estudio, con la finalidad de obtener resultados óptimos para la ubicación y ajustes de los esquemas de protección durante oscilaciones de potencia, que serán de gran importancia especialmente cuando el sistema de transmisión forme el anillo a nivel de 230 Kv. y entren a funcionar nuevas fuentes de generación.

Este trabajo también es importante para realizar futuros estudios al considerar las oscilaciones de potencia en grandes sistemas interconectados, como sería el caso de una interconexión entre los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia, donde se podría implementar un esquema de bloqueo adecuado o para mantener o mejorar la estabilidad de los sistemas cuando por alguna perturbación en uno de los sistemas se presenten las oscilaciones de potencia.

Luego de la selección del esquema de bloqueo es recomendable estudiar las oscilaciones de potencia para implementar un esquema de separación de áreas durante condiciones de pérdida de sincronismo en uno o varios sitios del Sistema Nacional Interconectado.

La separación de una área puede justificarse cuando se demuestra que por problemas en otra(s) área(s) puede perderse la estabilidad de todo el sistema.

En el presente trabajo se expone algunos conceptos para la selección adecuada del punto de seccionamiento durante condiciones de pérdida de sincronismo. Por la complejidad y falta de datos necesarios no se implementó el esquema de disparo automático. Pero es recomendable utilizar estos conceptos para seleccionar el esquema de seccionamiento adecuado, analizando detalladamente los estudios que ya se mencionaron anteriormente y que se resumen a continuación:

- Tener un conocimiento exacto de los sitios donde se presentan los centros eléctricos, resultados que se los obtiene de los estudios de estabilidad.
- El lugar donde se va a seccionar debería tener un balance de carga y generación en cada área, haciendo un estudio económico de la reserva en giro.
- Se debe tener un conocimiento de los valores del voltaje de recuperación con el objeto de evitar daños

al disyuntor donde se realizará el seccionamiento.

Los esquemas de bloqueo y/o disparo durante oscilaciones y pérdidas de sincronismo son importantes para el Sistema Nacional Interconectado actual y futuro con la finalidad de tener un sistema confiable que ayude al mejoramiento de la estabilidad para dar un servicio seguro y continuo que va en beneficio económico tanto para la población en general mejorando su forma de vida, como para el INECEL evitando daños en los equipos y pérdidas de dinero por no dar el servicio eléctrico con el respectivo malestar en la industria y en general todo aquello que requiere de este vital servicio.

APENDICE A

RECIPROCAL OF EQUATIONS FOR CIRCLES AND STRAIGHT LINES

To Prove: The terminus of the vector denoted by the complex expression

$$V = x + jy = \frac{1}{A + B/\phi} \quad [C-1]$$

describes a circle under the following conditions:

1. ϕ varies from 0° to 360° ; A and B are constant;
2. B varies from 0 to ∞ ; A and ϕ are constant;

where A and B are real and positive.

Proof: If B/ϕ is expressed in the complex form, [C-1] becomes

$$x + jy = \frac{1}{A + B \cos \phi + jB \sin \phi} \quad [C-2]$$

If [C-2] is cleared of fractions,

$$Ax + Bx \cos \phi - By \sin \phi + j(Ay + By \cos \phi + Bx \sin \phi) = 1 + j0$$

When reals and imaginaries are equated,

$$Ax + Bx \cos \phi - By \sin \phi = 1 \quad [C-3]$$

$$Ay + By \cos \phi + Bx \sin \phi = 0 \quad [C-4]$$

Case 1. ϕ varies from 0° to 360° . A and B are constant.

$$p = A + B/\phi$$

in then the equation of a circle in polar coordinates.

Multiplying [C-3] by x and [C-4] by y and adding, there results

$$A(x^2 + y^2) + B(x^2 + y^2) \cos \phi = x$$

$$\cos \phi = \frac{x - A(x^2 + y^2)}{B(x^2 + y^2)} \quad [\text{C-5}]$$

If [C-3] and [C-4] are multiplied by y and x , respectively, and their difference taken,

$$B(x^2 + y^2) \sin \phi = -y$$

$$\sin \phi = \frac{-y}{B(x^2 + y^2)} \quad [\text{C-6}]$$

$$\sin^2 \phi + \cos^2 \phi = 1 \quad [\text{C-7}]$$

Substituting [C-5] and [C-6] in [C-7], there results

$$\frac{(x^2 + y^2) - 2A(x^2 + y^2)x + A^2(x^2 + y^2)^2}{B^2(x^2 + y^2)} = 1$$

$$1 = 2Ax + A^2(x^2 + y^2) = B^2(x^2 + y^2)$$

$$x^2 - \frac{2Ax}{A^2 - B^2} + \frac{A^2}{(A^2 + B^2)^2} + y^2 = \frac{A^2}{(A^2 - B^2)^2} - \frac{A^2 - B^2}{(A^2 - B^2)^2}$$

$$\left[x - \frac{A}{A^2 - B^2} \right]^2 + y^2 = \left[\frac{B}{(A^2 - B^2)} \right]^2 \quad [\text{C-8}]$$

Equation [C-8] is the equation of a circle in rectangular coordinates. As ϕ varies from 0° to 360° , the terminus of the vector $V = x + jy$ will move completely around the circle.

If r and C denote radius and center of the circle, respectively,

$$r = \left| \frac{B}{A^2 - B^2} \right| = \left| \frac{B}{B^2 - A^2} \right| \quad [C-9]$$

$$C = \frac{A}{A^2 - B^2} + j0 = \frac{A}{A^2 - B^2} \angle 0^\circ \quad [C-10]$$

It is of interest to note the same equations apply for r and C if $V = x + jy = 1/(A - B \phi)$.

From [C-9] and [C-10], V can be written as the equation of a circle in polar coordinates:

$$V = C + r \theta = \frac{1}{A + B \angle \phi} = \frac{A}{A^2 - B^2} \angle 0^\circ + \left| \frac{B}{A^2 - B^2} \right| \angle \theta \quad [C-11]$$

where θ has all values between 0° and 360° . θ is not the same as ϕ but, if ϕ covers the range from 0° to 360° , θ will also cover this range.

Case 2. B varies from 0 to ∞ . A and ϕ are constant.

$$p = A + B \angle \phi$$

is then the equation of a straight line.

RECIPROCAL

If B is eliminated from [C-3] and [C-4],

$$Ax(y \cos \phi + x \sin \phi) - Ay(x \cos \phi - y \sin \phi) = y \cos \phi + x \sin \phi$$

$$A \sin \phi (x^2 + y^2) - x \sin \phi - y \cos \phi = 0$$

$$x^2 - \frac{x}{A} + y^2 - \frac{y}{A} \cot \phi = 0$$

$$x^2 - \frac{1}{A}x + \frac{1}{4A^2} + y^2 - \frac{\cot \phi}{A}y + \frac{\cot^2 \phi}{4A^2} = \frac{1 + \cot^2 \phi}{4A^2}$$

$$x - \frac{1}{2A} \quad + \quad y - \frac{\cot \phi}{2A} = \frac{\csc \phi}{2A} \quad \text{[C-12]}$$

Equation [C-12] is the equation of a circle. If C' and r' denote center and radius of this circle, respectively,

$$\begin{aligned} C' &= \frac{1}{2A} + j \frac{\cot \phi}{2A} = \frac{1}{2A \sin \phi} \left[\tan^{-1} \cot \phi \right] \\ &= \frac{1}{2A \sin \phi} \left[90^\circ - \phi \right] \end{aligned} \quad \text{[C-13]}$$

$$r' = \left| \frac{\csc \phi}{2A} \right| = \left| \frac{1}{2A \sin \phi} \right| \quad \text{[C-14]}$$

Case 2 (a). Let

$$V = x + jy = \frac{1}{A - B \angle \phi} \quad [C-15]$$

It can readily shown that the equations for C' and r' given by [C-13] and [C-14] apply to this case also.

From [C-13] and [C-14], V given by either [C-1] or [C-15] can be written as the equation of a circle in polar coordinates.

$$V = C' + r' \angle \phi = \frac{1}{2A \sin \phi} \angle 90^\circ - \phi + \left| \frac{1}{2A \sin \phi} \right| \angle \phi \quad [C-16]$$

where θ' has all values between 0° and 360° as B varies from $-\infty$ through 0 to $+\infty$. As B was eliminated in developing [C-12], the restriction that B must be positive has disappeared. It is necessary to consider the original equation, [C-1] or [C-15], to impose this restriction.

There are the relations:

$$\cot \alpha = \cot (\alpha + 180^\circ)$$

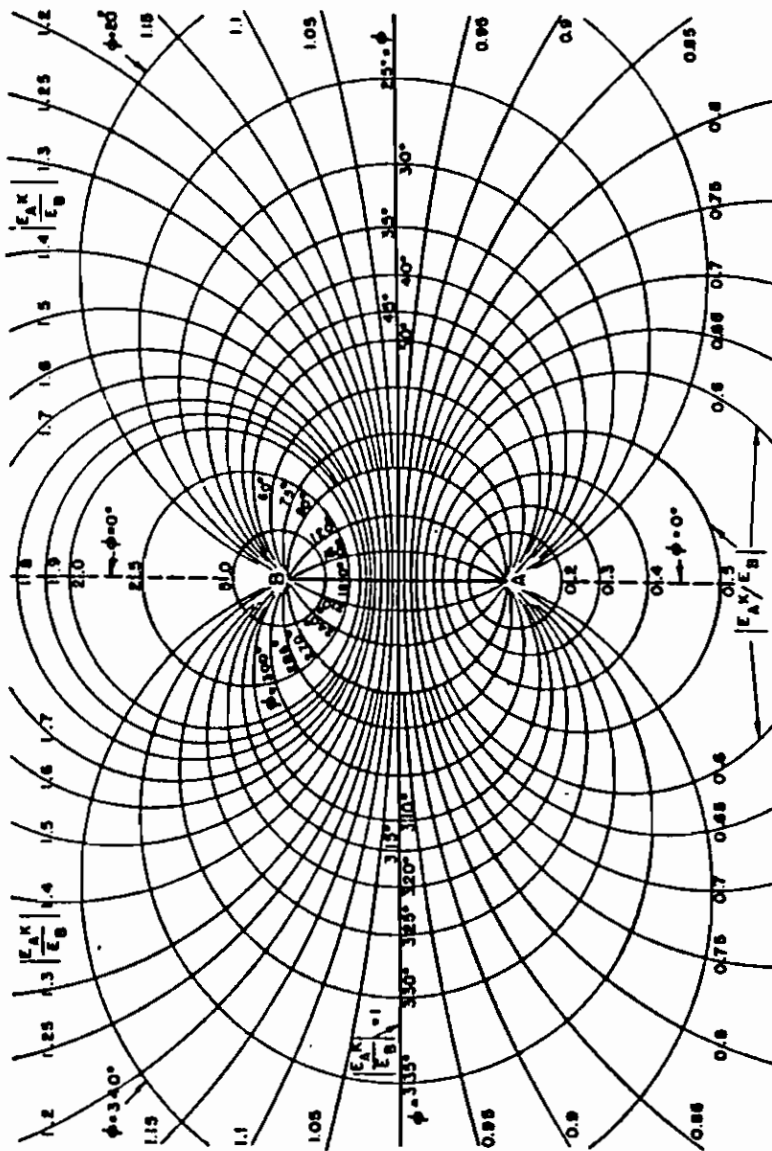
$$|\sin \alpha| = |\sin (\alpha + 180^\circ)|$$

From above equations, it follows that center and radius of the circle given by [C-13] and [C-14] will be the same for $\phi = \alpha$ as for $\phi = (180^\circ + \alpha)$. The complete circle will apply for $\phi = \alpha$ and for $\phi = (180^\circ + \alpha)$. The portion which

applies to each can be determined from a consideration of the original equation for V , given by [C-1] or [C-15].

Consider V given by [C-15]. If ϕ lies between 0° and 180° , the j component of V will be positive and the arc above the x -axis will apply. If ϕ lies between 180° and 360° , the j component of V will be negative and the arc below the x -axis will apply. If $\phi = 0$ or 180° , the circle becomes a straight line which coincides with the x -axis. If $\phi = 180^\circ$, the denominator in [C-15] becomes $A + B$ and V extends from 0 (when $B = \infty$) to $1/A$ (when $B = 0$). The rest of the line, which extends from 0 to $-\infty$ and from $+\infty$ to $1/A$, is the locus of V when $\phi = 0$.

If V given by [C-1] is considered, the conditions will be the reverse of those for V given by [C-15]. For example: When V is given by [C-1], the line between $1/A$ and zero is the locus of V when $\phi = 0$.



Carta General de Impedancias. Dedución Analítica de APENDICE A (obtenido de Refs. [5, 6]).

USER: G400-1 -AT

FLUJOS-9ABR-85


```
WWW  W      WWW  WWW  W
W  W W W W  W W  W  WWW
W      W W W  W W  W
W      WWWWW W W W W W WWWWW  W
W  WW      W  W  W W  W
W  W      W  W  W W  W
WWWW  W      WWW  WWW  WWW
```


```
WWWWW W      W  W  WWW  WWW  WWW
W      W      W  W  W  W  W  W
W      W      W  W  W  W  W  W
WWWW  W      W  W  W  W  W  W
W      W      W  W  W  W  W  W
W      W      W  W  W  W  W  W
W      WWWWW  WWW  WW  WWW  WWW
```

```
WWW  WWW  WWWW  WWWW  WWW  WWWWWW
W  W W W  W W  W  W  W  W  W  W
W  W W W  W W  W  W  W  W  W  W
WWWWW  WWWW  WWWWW  WWWW  WWWW  WWWWW  WWW  W
W  W W W  W W  W  W  W  W  W  W
W  W W W  W W  W  W  W  W  W  W
WWW  W  W  WWWW  W  W  WWW  WWW
```


LABEL: PRT002 -FORM XXXXXX

SPOOLED: 86-11-18.15:14
STARTED: 86-11-18.15:21, ON: PRO BY: PRO

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION - PLANIFICACION

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, 7 ITERATIONS, SWING BUS IS 67.

BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	W	LCAD	MVAR	CAP/REAC	BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIFT
11	VAP1 13.	1.000	-15.8	68.0	10.78	0.0	0.0	0.0	0.0	9	SALIT 69	68.00	10.55		
12	VAP1 13.	1.020	-18.1	33.0	7.48	8.7	4.3			9	SALIT 69	24.35	3.06		
13	S.ROSA 4	1.045	-32.7	0.0	0.0	9.4	4.1			4	S.ROSA 13	-67.64	-5.97		
14	EPICLA 4	1.016	-36.2	0.0	0.0	23.8	8.3			14	EPICLA 4	27.22	3.29		
15	GAS5613.	0.993	-21.2	0.0	0.0	0.0	0.0			13	S.ROSA 4	-26.74	-3.63		
16	G.HERN6.	1.013	-22.8	8.0	4.14	0.0	0.0			25	PERI 4	24.67	6.71		
17	VAP2 13.	1.000	-15.8	68.0	10.78	0.0	0.0			9	SALIT 69	68.00	10.55		
18	E-SME 6	1.031	-22.5	0.0	0.0	31.8	5.4			9	SALIT 69	-31.89	-5.40		
19	POLICE 6	1.039	-21.7	0.0	0.0	1.0	0.3			9	SALIT 69	-12.72	-2.94		
21	VAPRG 6	0.955	-22.6	0.0	0.0	0.0	0.0			51	ATERRA 7 G	11.42	2.84		
22	VAPG 13.	1.020	-18.5	30.0	8.42	15.0	3.4			32	VAPG 13.	-15.00	-7.42	1.000	
23	S/SUR 4	0.990	-31.7	6.5	2.04	25.0	6.8			46	ISERE 6	-20.47	-5.44		
25	ESCI 4	1.004	-37.4	0.0	0.0	9.2	1.2			58	PORTM 6	33.84	8.29		
26	C-MORT13	1.013	-14.4	0.0	0.0	0.0	0.0			76	ROYACA 69	1.63	3.94		
27	C-MORT 5	1.020	-16.3	13.5	3.88	76.5	15.6			21	VAPRG 6	15.01	4.97		
28	ESSE 13.	1.022	-27.5	0.0	0.0	0.0	0.0			32	VICEY 66	9.07	-6.63		
29	ESSE 4	1.061	-40.0	0.0	0.0	20.0	3.8			72	PAS-CM14	3.60	0.90		
30	ESSE 4	1.057	-53.6	0.0	0.0	14.0	4.0			34	GABRA 4	-20.17	5.83		
										14	EPICLA 4	-27.00	-6.00		
										29	ESSE 2 4	20.28	4.80		
										8	PUCIP 13	-23.00	-12.79		
										27	C-MORT 6	23.00	12.79	0.975	
										26	C-MORT13	-23.00	-11.77		
										7	ESPER 13	3.00	0.00	0.00	
										26	ESCI 4	-20.00	-3.00		
										34	ESCI 4	-13.59	-7.00		

BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	WVAR	MVA	MVAR	MVAR	MVAR	WVAR	MVA	MVAR	MVAR	WVAR	TAP	SHIFT
31	VIGEN 13	1.017	-29.5												
32	VIGEN45	0.997	-32.3	0.0	0.0	0.0	15.0	11.8							
33	T.QUIT6	0.992	-29.5	0.0	0.0	0.0									
34	EE24	0.977	-33.1	0.0	0.0	0.0	36.7	20.0							
35	CUM8 4.1	1.001	-30.2	24.0	12.28	0.0	0.0	0.0							
36	MAYO 4.1	1.001	-29.2	18.4	6.08	0.0	0.0	0.0							
37	IBARR 13	1.015	-29.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							
38	IBAR 34	1.031	-30.2	6.2	0.01	0.0	8.8	3.1							0.575
39	QUEVE 5	1.034	-25.4	0.0	0.0	0.0	6.5	3.5							
40	MAMAR 13	1.012	-27.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							
41	MARABI 5	1.030	-25.6	0.0	0.0	0.0	26.0	6.0							
42	G.SI013	1.030	-28.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							0.075
43	ESMERA 6	1.031	-28.0	0.0	0.0	0.0	7.5	5.0							
44	G.SR013	1.032	-29.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							
45	GUASMO 6	0.982	-23.4	0.0	0.0	0.0	26.0	5.0							
46	TORRE 6	1.007	-22.0	0.0	0.0	0.0	20.9	2.5							
48	FALBOF 6	0.999	-22.8	0.0	0.0	0.0	8.2	1.7							
51	SAS4 15	0.971	-21.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							

L ESTUDIOS ELECTRICOS-DIVISION DE MEDIDA CIGRES C-PAUTE 058 058 - FALLA DE ABRIL

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1

BUS - DATA

X-GENERATION-X X-LOAD-X X-CAPREAC

BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	WVAR	MVA	MVAR	MVAR	WVAR	MVA	MVAR	MVAR	WVAR	TAP	SHIFT
52	SROSA 23	1.014	-27.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
53	S.DOMI23	1.026	-25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						

7 ITERATIONS* SWING BUS IS 57.

DATE: 04/01/80 TIME: 00:00:00 PAGE 1

52 SCSA 23	43.40									4.34	
52 SROGA 23	45.40									4.34	
54 SLDW113	17.05									-13.45 1.000	
55 QUEVL 23	-51.92									3.29	
55 QUEVE 23	-53.92									0.20	
7 ESMEB 13	3.78									-7.35	
7 ESMB 13	3.78									-7.35	
53 SLDW107	-17.58									1.55	
54 SLDW115	9.52									5.28 1.000	
6 QUEVL 13	39.11									0.84 0.975	
54 SLDW123	34.25									-18.20	
53 SLDW123	34.26									-18.20	
54 PASCU 23	-70.61									1.34	
54 PASCU 23	-70.61									15.04	
55 QUEVE 23	71.57									-31.54	
55 QUEVE 23	71.57									-31.54	
60 MILAG 23	-112.36									4.09	
60 MILAG 23	-112.36									4.09	
74 FICT-PAS	41.38									53.29	
4 SALIT 13	28.69									19.70	
8 SALIT 13	28.69									19.70	
74 FICT-PAS	-61.36									-52.04	
42 DAUL*6	24.19									12.55 0.975	
54 S-DUM113	-8.50									-8.21	
21 VAPOR 5	-33.54									-7.39	
45 GUIS*6	27.24									5.19	
56 PASCU 23	112.59									-7.43	
56 PASCU 23	112.59									-7.43	
52 PAU23 23	-112.98									3.95	
61 PAU23 23	-112.98									3.95	
53 FICT-MIL	14.23									6.97	
10 POLICE 6	-11.40									-2.52	
60 MILAG 23	122.24									-12.33	
60 MILAG 23	122.24									-12.33	
54 PAU23 13	-244.47									24.33	
7 ITERATIONS, SWING BUS IS 67.											
L I N E - F L O W											
BUS NAME	VOLTS	ANGLE	WV	WVAR	WVA	WVAP	WVTR	WV	WVAR	TAP	SWIFT
63 PSWFC 59	1.800	-22.80	0.0	0.0	32.00	7.0					
64 PAU23 13	0.993	-5.2	3.0	0.0	0.0	0.0					
65 PAU4513	0.990	-0.0	172.0	1.5R	0.0	0.0					

REPORT OF POWER FICA CALCULATIONS FOR AREA 1,
 BUS - 0 1 1
 X---GENERATION---X X---LOAD---X CAP/REAC
 I ESTUDIOS ELECTRICOS-DOSYI 0-MEDIA DIC/85 C-PAUTE 25R WY - FALLA 0 DE APRIL

54 PAU23 13	172.00	1.00	1.000
54 PAU23 13	0.00	0.00	0.075
54 PAU23 13	0.00	0.00	1.000
54 PAU23 13	-6.75	-2.75	
54 PAU23 13	-6.75	-2.75	
54 CUENCA 6	13.50	5.56	1.025
58 CULVIC 13	-13.50	-5.56	
9 SALIT 50	-41.21	-11.15	
74 BOYACAS9	15.81	5.15	
9 SALIT 50	-19.20	-5.00	
9 SALIT 50	-29.50	-8.30	
54 PASCU 23	-61.50	-18.86	1.000
57 PASCU 13	61.50	18.86	1.000
75 T.PAS13	-9.00	-3.00	1.000
74 FICT-PAS	0.00	0.00	
21 VAPORG 6	-1.00	-0.99	
71 CE130 6	-15.77	-5.52	
23 S/SUR 4	3.00	1.00	
34 CUC 4	18.20	7.00	
35 CUC 4.1	-25.05	-11.28	1.000
50 MILAG 24	-14.00	-5.35	1.000
81 T.MILL3	0.00	0.00	1.000
82 MILAGR 6	14.00	5.35	
80 FICT-MIL	0.00	0.00	

1 ESTUDIOS ELECTRICOS-OPONI C-MEDIA DIC/85 C-PAUTE 258 MW - FALLA DE ABRTL

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 14
BUS - DATA

BUS	VARS	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	X-GENERATION	X-LOAD	MW	MVAR	CAP/REAC	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIFT
55 PAU2 13	0.984	-5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							
67 PAU3 13	0.990	0.0	86.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							
68 CUENC 13	0.980	-5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0							
53 CUENCA 6	0.957	-6.5	10.4	3.04	23.0	8.4										
71 CE130 6	1.003	-22.2	0.0	0.0	24.4	6.2										
72 CEMENOS9	0.990	-22.1	0.0	0.0	19.2	8.0										
73 GARAY 59	1.000	-21.8	0.0	0.0	29.5	4.3										
74 FICT-PAS	1.021	-19.0	0.0	0.0	0.0	0.0										
75 T.PAS13	1.021	-19.0	0.0	0.0	0.0	0.0										
76 BOYACAS9	0.995	-22.6	0.0	0.0	17.4	6.0										
78 PAS*CH14	0.989	-31.7	6.0	2.04	6.6	2.0										
79 CUMRAY 4	0.981	-32.5	0.0	0.0	5.0	3.6										
80 FICT-MIL	1.009	-15.6	0.0	0.0	0.0	0.0										
81 T.MILL3	1.000	-15.6	0.0	0.0	0.0	0.0										

7 ITERATIONS, SPENS BUS IS 67.
LINE - F L O W

88 FICT-SAL	1.01	-21.5	0.0	0.0	0.0	0.0	
89 T.SALIS.	1.021	-21.5	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3
90 RESISMI	1.006	-16.1	0.0	0.0	0.4	2.0	
91 S-10N	0.993	-32.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
92 VICENT 4	0.993	-32.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
<hr/>							
AREA TOTALS				594.0	84.7	579.5	193.7
		SOLUTION TIME		20.3			
		TOTAL TIME		0.00 CPU SECONDS.			

9 SALIT 13	-57.19	-37.51	1.025
9 SALIT 59	57.13	43.73	1.000
89 T.SALIS.	-0.00	-6.19	1.000
<hr/>			
86 FICT-SAL	0.00	0.25	
<hr/>			
92 MILLAGE 5	-8.40	-2.00	
<hr/>			
32 VICEN46	0.00	0.00	
<hr/>			
32 VICEN46	0.00	0.00	


```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
R      0.000000000 0.000000000 0.000000000
X      0.000000000 0.000000000 0.000000000

```

```

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=
R      0.5303 0.60 0.5303 0.55 0.6029 -22.62 0.53 0.6342 -27.15
X      0.5303 0.60 0.5303 0.55 0.6029 -22.62 0.53 0.6342 -27.15

```

```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
R      0.000000000 0.000000000 0.000000000
X      0.000000000 0.000000000 0.000000000

```

```

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=
R      0.5268 0.60 0.5268 0.55 0.5982 -22.09 0.53 0.6294 -25.72
X      0.5268 0.60 0.5268 0.55 0.5982 -22.09 0.53 0.6294 -25.72

```

```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
R      0.000000000 0.000000000 0.000000000
X      0.000000000 0.000000000 0.000000000

```

```

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=
R      0.5228 0.60 0.5228 0.55 0.5926 -21.42 0.53 0.6236 -26.17
X      0.5228 0.60 0.5228 0.55 0.5926 -21.42 0.53 0.6236 -26.17

```

```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
R      0.000000000 0.000000000 0.000000000
X      0.000000000 0.000000000 0.000000000

```



```

TIME 0.267   P    Q             R    X
0.267  73.4  74.9              0.073  0.076
0.268  73.6  75.2              0.074  0.077
0.269  73.8  75.4              0.075  0.078
0.270  74.0  75.6              0.076  0.079
0.271  74.2  75.8              0.077  0.080
0.272  74.4  76.0              0.078  0.081
0.273  74.6  76.2              0.079  0.082
0.274  74.8  76.4              0.080  0.083
0.275  75.0  76.6              0.081  0.084
0.276  75.2  76.8              0.082  0.085
0.277  75.4  77.0              0.083  0.086
0.278  75.6  77.2              0.084  0.087
0.279  75.8  77.4              0.085  0.088
0.280  76.0  77.6              0.086  0.089
0.281  76.2  77.8              0.087  0.090
0.282  76.4  78.0              0.088  0.091
0.283  76.6  78.2              0.089  0.092
0.284  76.8  78.4              0.090  0.093
0.285  77.0  78.6              0.091  0.094
0.286  77.2  78.8              0.092  0.095
0.287  77.4  79.0              0.093  0.096
0.288  77.6  79.2              0.094  0.097
0.289  77.8  79.4              0.095  0.098
0.290  78.0  79.6              0.096  0.099
0.291  78.2  79.8              0.097  0.100
0.292  78.4  80.0              0.098  0.101
0.293  78.6  80.2              0.099  0.102
0.294  78.8  80.4              0.100  0.103
0.295  79.0  80.6              0.101  0.104
0.296  79.2  80.8              0.102  0.105
0.297  79.4  81.0              0.103  0.106
0.298  79.6  81.2              0.104  0.107
0.299  79.8  81.4              0.105  0.108
0.300  79.9  81.5              0.105  0.108
    
```

```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
0.52  0.497  27.28  960  0.473  11.65  0.56  0.497  4.33  0.55  0.5209  -8.43  0.53  0.5497  -15.18
    
```

```

TIME 0.297   P    Q             R    X
0.297  79.7  81.7              0.107  0.107
0.298  79.8  81.8              0.107  0.107
0.299  79.9  81.9              0.107  0.107
0.300  80.0  82.0              0.107  0.107
0.301  80.1  82.1              0.107  0.107
0.302  80.2  82.2              0.107  0.107
0.303  80.3  82.3              0.107  0.107
0.304  80.4  82.4              0.107  0.107
0.305  80.5  82.5              0.107  0.107
0.306  80.6  82.6              0.107  0.107
0.307  80.7  82.7              0.107  0.107
0.308  80.8  82.8              0.107  0.107
0.309  80.9  82.9              0.107  0.107
0.310  81.0  83.0              0.107  0.107
0.311  81.1  83.1              0.107  0.107
0.312  81.2  83.2              0.107  0.107
0.313  81.3  83.3              0.107  0.107
0.314  81.4  83.4              0.107  0.107
0.315  81.5  83.5              0.107  0.107
0.316  81.6  83.6              0.107  0.107
0.317  81.7  83.7              0.107  0.107
0.318  81.8  83.8              0.107  0.107
0.319  81.9  83.9              0.107  0.107
0.320  82.0  84.0              0.107  0.107
    
```

```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
0.52  0.499  31.71  760  0.463  15.23  0.56  0.467  7.52  0.55  0.5075  -5.81  0.53  0.5360  -12.96
    
```

```

TIME 0.327   P    Q             R    X
0.327  81.1  85.1              0.109  0.109
0.328  81.2  85.2              0.109  0.109
0.329  81.3  85.3              0.109  0.109
0.330  81.4  85.4              0.109  0.109
0.331  81.5  85.5              0.109  0.109
0.332  81.6  85.6              0.109  0.109
0.333  81.7  85.7              0.109  0.109
0.334  81.8  85.8              0.109  0.109
0.335  81.9  85.9              0.109  0.109
0.336  82.0  86.0              0.109  0.109
0.337  82.1  86.1              0.109  0.109
0.338  82.2  86.2              0.109  0.109
0.339  82.3  86.3              0.109  0.109
0.340  82.4  86.4              0.109  0.109
0.341  82.5  86.5              0.109  0.109
0.342  82.6  86.6              0.109  0.109
0.343  82.7  86.7              0.109  0.109
0.344  82.8  86.8              0.109  0.109
0.345  82.9  86.9              0.109  0.109
0.346  83.0  87.0              0.109  0.109
    
```

```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
0.52  0.499  33.54  360  0.4495  19.26  0.56  0.4733  11.12  0.55  0.4930  -2.96  0.53  0.5210  -10.56
    
```

```

TIME 0.327   P    Q             R    X
0.327  74.5  75.3              0.259  0.259
    
```

```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
0.52  0.499  74.5  75.3
    
```


0.4779	3.2604				
0.5004	3.3143				
0.5419	3.3662				
---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=					
0.5756	35.68	0.4153	28.40	0.55	0.4210
0.4711	36.77	0.4153	28.40	0.55	0.4472

TIME 0.471	P	Q	R	X	
---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=					
0.4711	74.91	85.13	1.1891	0.2114	
0.4711	67.49	85.13	0.1691	0.2114	
0.4711	55.09	85.13	0.1691	0.2114	
0.4711	42.69	85.13	0.1691	0.2114	
0.4711	30.29	85.13	0.1691	0.2114	
0.4711	17.89	85.13	0.1691	0.2114	
0.4711	5.49	85.13	0.1691	0.2114	

0.52	0.5543	67.15	0.60	0.3810	14.78	0.53	0.4249	4.06
0.4711	44.67	56	0.3778	33.58	0.55	0.3993		

TIME 0.471	P	Q	R	X	
---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=					
0.4711	72.39	81.74	0.1691	0.2114	
0.4711	64.91	81.74	0.1691	0.2114	
0.4711	52.43	81.74	0.1691	0.2114	
0.4711	40.03	81.74	0.1691	0.2114	
0.4711	27.63	81.74	0.1691	0.2114	
0.4711	15.23	81.74	0.1691	0.2114	
0.4711	2.83	81.74	0.1691	0.2114	

0.52	0.5821	74.62	0.60	0.3644	19.06	0.53	0.4009	7.44
0.4711	51.04	55	0.3792	19.16	0.55	0.3759		

TIME 0.471	P	Q	R	X	
---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=					
0.4711	71.17	82.93	0.1750	0.2114	
0.4711	63.69	82.93	0.1750	0.2114	
0.4711	51.21	82.93	0.1750	0.2114	
0.4711	38.73	82.93	0.1750	0.2114	
0.4711	26.25	82.93	0.1750	0.2114	
0.4711	13.77	82.93	0.1750	0.2114	
0.4711	1.29	82.93	0.1750	0.2114	

0.52	0.5756	60.08	0.60	0.3567	10.75	0.53	0.4472	0.62
------	--------	-------	------	--------	-------	------	--------	------

52 0.535 22.62 060 0.3469 57.93 056 0.3593 45.16 055 0.3508 23.60 053 0.3751 10.94

TIME 0.45 P Q X

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

0.1642 0.1654
 0.1690 0.1696
 0.1711 0.1715
 0.1726 0.1741
 0.1767 0.1787
 0.1819 0.1816
 0.1849 0.1846
 0.1877 0.1872

52 0.5274 21.23 060 0.3285 51.65 056 0.3182 51.65 055 0.3238 28.44 053 0.3474 14.53

TIME 0.45 P Q X

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

0.1671 0.1675
 0.1709 0.1702
 0.1722 0.1722
 0.1743 0.1745
 0.1777 0.1770
 0.1809 0.1810
 0.1838 0.1830

52 0.5182 10.54 060 0.3593 56.71 056 0.3169 56.71 055 0.2950 33.60 053 0.3177 18.19

TIME 0.50 P Q X

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

0.1671 0.1675
 0.1709 0.1702
 0.1722 0.1722
 0.1743 0.1745
 0.1777 0.1770
 0.1809 0.1810
 0.1838 0.1830

52 0.5335 11.41 060 0.2697 82.56 055 0.2925 82.56 053 0.2642 39.17 053 0.2860 21.90

TIME 0.52 P Q X

SNI DEMANDA 18:03H * FALLA-9-ABR-85 * DESP 0.5 SFG-EN MILAGRO 65KV * SIN RELES

50	0.5444	156.82	060	0.3975	115.44	056	0.3714	102.16	055	0.2882	78.03	053	0.2743	57.20
50	0.1933	46.17												

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

TIME	0.60	P	Q	R	X
0	0.5444	156.82	060	0.3975	115.44
0	0.1933	46.17			

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

TIME	0.60	P	Q	R	X
0	0.5444	156.82	060	0.3975	115.44
0	0.1933	46.17			

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

TIME	0.60	P	Q	R	X
0	0.5444	156.82	060	0.3975	115.44
0	0.1933	46.17			

SWI DEMANDA REATCH + FALLA-9-APP-85 + DESP 0.5 SEG EN MILAGRO 69KV + SIN RELES

02 033 -11.2 6.0 -0.1376 0.0018
02 05403 -177.95 060 0.2271 156.69 0.55 0.2842 141.15 0.55 0.1679 118.28 0.53 0.1318 85.23
02 05402 -59.00

TIME 0.66 P Q R X
02 050 51.15 0.77 0.1341 0.2276
02 051 51.15 0.77 0.1341 0.2276
02 052 -17.17 0.25 0.0709
02 053 -10.36 0.16 0.0327
02 054 19.88 0.33 0.2225
02 055 24.91 0.42 0.2672
02 056 7.22 0.15 0.0321
02 057 7.22 0.15 0.0321
02 058 6.53 0.11 0.0271
02 059 6.53 0.11 0.0271

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=
02 052 0.2972 0.60 0.2072 173.21 0.56 0.2447 157.46 0.55 0.1103 135.83 0.53 0.0734 75.60
---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

TIME 0.66 P Q R X Y
02 050 57.11 0.77 0.1370 0.1910
02 051 57.11 0.77 0.1370 0.1910
02 052 -10.36 0.16 0.0349
02 053 -10.36 0.16 0.0349
02 054 19.88 0.33 0.0351
02 055 24.91 0.42 0.0360
02 056 7.22 0.15 0.0360
02 057 7.22 0.15 0.0360
02 058 6.53 0.11 0.0386
02 059 6.53 0.11 0.0386

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=
02 052 0.2962 0.60 0.2962 173.50 0.56 0.2816 162.71 0.55 0.1463 136.09 0.53 0.1134 98.68
---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

TIME 0.77 P Q R X Y
02 050 51.15 0.77 0.1329 0.2691
02 051 51.15 0.77 0.1329 0.2691
02 052 -17.17 0.25 0.0380
02 053 -10.36 0.16 0.0395
02 054 19.88 0.33 0.0476
02 055 24.91 0.42 0.0535
02 056 7.22 0.15 0.0395
02 057 7.22 0.15 0.0395
02 058 6.53 0.11 0.0397
02 059 6.53 0.11 0.0397

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=
02 052 0.2919 0.60 0.2919 176.14 0.56 0.2302 171.04 0.55 0.1018 174.65 0.53 0.1145 127.57
---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

```

TIME 0.720  P Q R X
0.000000000 54.5 107.0 0.1105 0.2715
0.000000000 44.3 107.0 0.1576 0.2715
0.000000000 45.0 107.0 0.0889 0.0731
0.000000000 47.9 107.0 0.0931 0.0731
0.000000000 47.9 107.0 0.0778 0.1001
0.000000000 47.9 107.0 0.0571 0.0561
0.000000000 47.9 107.0 0.0512 0.0568
0.000000000 47.9 107.0 0.0406 0.0287
0.000000000 47.9 107.0 0.0527 0.0284
0.000000000 47.9 107.0 0.0448 0.1151
    
```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

```

0.000000000 0.55 0.2608 0.56 0.2023 -165.21 0.55 0.0817 170.66 0.53 0.0505 93.94
    
```

```

TIME 0.740  P Q R X
0.000000000 42.0 149.0 0.1074 0.2230
0.000000000 42.0 149.0 0.1834 0.2230
0.000000000 42.0 149.0 0.0844 0.1117
0.000000000 42.0 149.0 0.0782 0.1607
0.000000000 42.0 149.0 0.0446 0.2944
0.000000000 42.0 149.0 0.0543 0.1713
0.000000000 42.0 149.0 0.0507 0.1156
0.000000000 42.0 149.0 0.0671 0.0117
0.000000000 42.0 149.0 0.0645 0.0118
0.000000000 42.0 149.0 0.0735 0.0570
    
```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

```

0.000000000 0.56 0.2669 0.56 0.2151 -125.98 0.55 0.1592 -117.68 0.53 0.0625 -65.68
    
```

```

TIME 0.760  P Q R X
0.000000000 46.0 141.0 0.0676 0.2101
0.000000000 46.0 141.0 0.0583 0.0785
0.000000000 46.0 141.0 0.0527 0.0785
0.000000000 46.0 141.0 0.0565 0.1751
0.000000000 46.0 141.0 0.0388 0.0466
0.000000000 46.0 141.0 0.0345 0.0485
0.000000000 46.0 141.0 0.0372 0.0486
0.000000000 46.0 141.0 0.0343 0.0487
0.000000000 46.0 141.0 0.0183 0.1191
    
```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

```

0.000000000 0.56 0.2380 0.56 0.1867 -120.76 0.55 0.0834 -133.01 0.53 0.0395 43.22
    
```

```

TIME 0.780  P Q R X
0.000000000 43.7 158.4 0.1021 0.2533
0.000000000 43.7 158.4 0.0777 0.1112
    
```

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

```

0.000000000 0.56 0.2669 0.56 0.2151 -125.98 0.55 0.1592 -117.68 0.53 0.0625 -65.68
    
```

1 SWI DEMANDA IR.OM - FALLA-D-ABR-95 - DESP 0.5 SEG EN MILAGRO 60KV * SIN RELES

02	0.4548	-75.87	0.3051	0.56	0.2272	-90.52	0.55	0.1630	-75.90	0.53	0.1433	-45.07
03	0.4548	-75.87	0.3051	0.56	0.2272	-90.52	0.55	0.1630	-75.90	0.53	0.1433	-45.07

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

TIME 0.80	P	G	R	X
02	0.4548	-75.87	0.3051	0.56
03	0.4548	-75.87	0.3051	0.56

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

02	0.4548	-75.87	0.3051	0.56	0.2272	-90.52	0.55	0.1630	-75.90	0.53	0.1433	-45.07
----	--------	--------	--------	------	--------	--------	------	--------	--------	------	--------	--------

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

TIME 0.80	P	G	R	X
02	0.4548	-75.87	0.3051	0.56
03	0.4548	-75.87	0.3051	0.56

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

02	0.4548	-75.87	0.3051	0.56	0.2272	-90.52	0.55	0.1630	-75.90	0.53	0.1433	-45.07
----	--------	--------	--------	------	--------	--------	------	--------	--------	------	--------	--------

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

TIME 0.84	P	G	R	X
02	0.4548	-75.87	0.3051	0.56
03	0.4548	-75.87	0.3051	0.56

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

SMI DEMANDA 18-JUN FALLA-00-ABR-85 • DESP 0.5 SFS EN PTLACRO 69KV • SIN RELES

52	0.5328	122.18	360	0.3209	93.27	156	0.2353	81.74	73.12	053	0.2951	79.50
53	0.5329	122.18	360	0.3209	93.27	156	0.2353	81.74	73.12	053	0.2951	79.50
54	0.5330	122.18	360	0.3209	93.27	156	0.2353	81.74	73.12	053	0.2951	79.50

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

0.5328 122.18 360 0.3209 93.27 156 0.2353 81.74 73.12 053 0.2951 79.50

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

0.5329 122.18 360 0.3209 93.27 156 0.2353 81.74 73.12 053 0.2951 79.50

---SUMMARY OF MONITORED LINES TIME=

52	0.5330	122.18	360	0.3209	93.27	156	0.2353	81.74	73.12	053	0.2951	79.50
53	0.5331	122.18	360	0.3209	93.27	156	0.2353	81.74	73.12	053	0.2951	79.50
54	0.5332	122.18	360	0.3209	93.27	156	0.2353	81.74	73.12	053	0.2951	79.50

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

0.5330 122.18 360 0.3209 93.27 156 0.2353 81.74 73.12 053 0.2951 79.50

---SUMMARY OF MONIT VOLTAGE AND ANGLE TIME=

0.5331 122.18 360 0.3209 93.27 156 0.2353 81.74 73.12 053 0.2951 79.50

REFERENCIAS

- [1] C.R. MASON, "THE ART AND SCIENCE OF PROTECTIVE RELAYING", John Wiley & Sons, 1956, New York. N.Y.

- [2] W.A. ELMORE, "THE FUNDAMENTAL OF OUT-OF-STEP RELAYING", Westinghouse Electric Co. Relay - Instrument division, January, 1979. RPL 579-1.

- [3] H. RUDNICK V.D.W., "FENOMENOS DINAMICOS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA", Pontificia Universidad Católica de Chile, 1987.

- [4] W.A. ELMORE, "SYSTEM STABILITY AND OUT-OF-STEP RELAYING", Westinghouse (libro), Electric Co., 1976.

- [5] E.W. KIMBARK, "POWER SYSTEMS STABILITY" (libro), Vol II, John Wiley and sons, New York, 1948.

- [6] EDITH CLARKE, "CIRCUIT ANALISYS OF A-C POWER SYSTEMS" (libro) VoI II, September, 1960.

- [7] JOHN DERBY, "APPLICATION OF OUT-OF-STEP BLOCKING AND TRIPPING RELAYS", C.E. Schenectady Protective Relaying Application Guide.

- [8] GENERAL ELECTRIC, "THE ART OF PROTECTIVE RELAYING",
Power Systems Protection for: Transmis-
sion and Subtransmission Lines, 1964.
- [9] L.A. BRAND Y J.A. MONCADA, "PROTECCIONES DE SISTEMAS
ELECTRICOS", (libro) Santiago de Chile
Junio, 1976.
- [10] P. GARCIA Y L. VEINTIMILLA, "SISTEMA NACIONAL DE TRANS-
MISION, ESQUEMAS DE PROTECCION", IEEE
Sección - Ecuador, Mayo, 1977.
- [11] A. ISOND, T. KUDO, "DIGITAL SIMULATION OF POWER DIS-
TURBANCES AND PROTECTIVE RELAYING",
IEEE, February, 1971.
- [12] A. MENA P., "MANUAL DE PROTECCIONES DE SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA, EPN, Julio,
1984.
- [13] GENERAL ELECTRIC Co., "THE USE THE R-X DIAGRAM IN
RELAY WORK", (Folleto), GET - 2230 B.
- [14] J. DERBY AND K. WINICK, "APPLICATION GUIDE FOR THE USE
OF DISTANCE RELAYS", (Folleto), General
Electric Co.
- [15] WESTINGHOUSE ELECTRIC Co., "POWER - SYSTEM STABILITY
BASIC ELEMENTS OF THEORY AND APPLICA-
TION", (libro), Electrical Transmission
and Distribution, CAF. XII.

- [16] M. LARA, A DE LIMA O.S., "OSCILACIONES DE POTENCIA Y PERDIDAS DE SINCRONISMO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO VENEZOLANO", CIER, Junio, 1980.
- [17] D.L. BAUER, W.D. BUNR, S.S. COGSWELL, "SIMULATION OF LOW FREQUENCY UNDA MPED OSCILLATIONS IN LARGE POWER SYSTEMS", IEEE, PAS. 94 March/April, 1975.
- [18] PLC. APPLICATION GUIDE, "PROTECTIVE RELAYING CHANNELS", Vol. II, Power System Communications, April 1978.
- [19] CURSO DE MAQUINAS ELECTRICAS ROTATIVAS, "OSCILACIONES PENDULARES DE LAS MAQUINAS SINSRONICAS", (libro), Vol IV, Cuenca - Ecuador.
- [20] G.W. STAGG, A-H. EL-ABIAD, "COMPUTER METHODS IN POWER SYSTEM ANALYSIS", (libro), McCrow-Hill, 1968.
- [21] P. ORBE, "APUNTES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y ESTABLE", EPN, Quito - Ecuador, 1985.
- [22] H. SANHUEZA, "SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA", (libro) EPN, Quito - Ecuador, 1976.

- [23] INECEL, "PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION", (Folleto) Curso de Protecciones, Quito - Ecuador, Abril 1984.
- [24] AIDI-INECEL, "VOLTAJES DE RECUPERACION", (Folleto), Curso de Sobrevoltajes, Noviembre 1985.
- [25] P.D. AYLETT, "THE ENERGY - INTEGRAL CRITERION OF TRANSIENT STABILITY LIMITS OF POWER SYSTEMS", IEE, Vol. 105 C. No. 8, pp. 527-536, 1958.
- [26] P. VARAJYA, F.R. CHEN, "DIRECT METHODS FOR TRANSIENT STABILITY ANALYSIS SYSTEMS: RECENT RESULTS", IEEE, Vol. 73, No. 12, pp. 1703-1715, Diciembre 1985.
- [27] H. RUDNICK, R.I. PATINO, A. BRAMMELLER, "POWER SYSTEM DYNAMIC EQUIVALENTS: COHERENCY RECOGNITION VIA THE RATE OF KINETIC ENERGY", IEE, Vol. 128-c, pp. 325-333, 1981.
- [28] G. CROSS, C.F. IMPARATO, P.M. LOOK, "A TOOL FOR THE COMPREHENSIVE ANALYSIS OF POWER SYSTEM DYNAMIC STABILITY", IEEE, pp. 123-133, Mayo 1981.

- [29] W. WATSON, M. COULTES, "STATIC EXCITER STABILIZING SIGNALS LARGE GENERATORS - MECHANICAL PROBLEMS", IEEE Trans Power App. Syst., Vol. PAS-90, PP. 204-211, 1971.
- [30] H. RUDNICK, A. BRAMPELLER, "TRANSIENT SECURITY ASSESSMENT METHODS", IEE, Vol. 125, No. 2, pp. 135-140, Febrero 1978.
- [31] V.A. VENILLOV, "TRANSIENT PROCESSES IN ELECTRICAL POWER", Mit Publishers, Moscu 1977.