



TM

25853

.M2

FIME

1987

S2.



1020070590



162128



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA  
DIVISION DE ESTUDIOS SUPERIORES**

**ANALISIS Y APLICACION DE EQUIVALENTES  
EN SISTEMAS DE POTENCIA**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA  
ELECTRICA ESPECIALIDAD POTENCIA**

**PRESENTA**

**HUMBERTO SALINAS BARRERA**

**MONTERREY N L**

**SEPTIEMBRE DE 1987**

## **A G R A D E C I M I E N T O S**

Al Doctor Florencio Aboytes Garcia, por su valiosa asesoría para el desarrollo de esta tesis y un reconocimiento a su alto nivel profesional.

A los Ingenieros Cesar Lopez Aldrete Jefe del Area de Control Noreste, Ruben Flores Gonzalez Superintendente de Operación y Gilberto Ordoñez Pineda por haberme facilitado la realización de este trabajo.

Un doble reconocimiento a la Ingeniero Carolina Canales Garcia, Jefe del Departamento de Programación del Area de Control Noreste, responsable de la estructuración y programación del Programa REDUC.

A mis maestros de la Escuela de Graduados de F.I.M.E. y muy especialmente al Doctor Carlos Treviño que fué con quien realizé el primer ensayo de éste trabajo, presentandolo como proyecto de fin de curso.

Especialmente a mi esposa Rosalba Vanegas Treviño que sumó a sus actividades la tarea de escribir gran parte de la tesis.

A la Brita. Alma Benavides y al joven Luis Sergio Martinez Reyes por sus valiosas cooperaciones.

Al Ingeniero Gregorio Villarreal Santos por su respaldo en el trabajo del Departamento de Análisis.

A mi compadre, Ing. Raul H. Aguirre Ochoa por su respaldo en el trabajo.

A mi compadre, Maestro en Ciencias Ingeniero Miguel A. Meléndez Sandit por sus opiniones y consejos.

A todo el personal del plan Doctoral por sus opiniones y principalmente al Ingeniero Fernando Sanchez T. por respaldo en el uso de programas del SISP.

Al Ingeniero Cesario Ibañez Sanchez, por su colaboración técnica.

Al Ingeniero Marcelo González Cueva Jefe del Departamento de Equipo, por su respaldo y apoyo técnico.

Al personal de comunicaciones por su respaldo, en especial al Ingeniero Gilberto Cavazos.

## DEDICATORIA

Con cariño para mi esposa Rosalba Vanegas Treviño, quién con sus muestras de afecto y fe en mí siempre me alentó a seguir adelante. A mis hijos Humberto, Ricardo e Israel con el deseo de recompensarlos con creces por las privaciones recibidas y anhelando ser siempre para ellos un buen ejemplo a seguir.

A mis familiares y muy especialmente a mis padres Humberto Salinas Sanchez y Elvia Teodora Barrera de Salinas quienes siempre han sido motivo de satisfacción, orgullo y ejemplo a seguir. A mis suegros Ricardo Vanegas Rodriguez y Rosalba Treviño Urrutia, a mis cuñadas Carmen y Lourdes por el respaldo que nos dieron a mi esposa y a mí.

# C O N T E N I D O

RESUMEN .....	1
INTRODUCCION .....	3
CONTENIDO DE LA TESIS .....	5
PRINCIPALES CONTRIBUCIONES DE ESTA TESIS .....	6
CAPITULO I .....	7
TEORIA DEL MODELO DE REDUCCION VECTORIAL DE REDES	
1.1 Conceptos de Reducción de Redes .....	8
1.1.1 Eliminación de Nodos .....	8
1.1.2 Ecuaciones Básicas .....	8
1.1.3 Ponderación de las Cargas ( P , Q ) del nodo en proceso de la eliminación .....	9
1.1.4 Ponderación de los Elementos en Derivación .	10
1.1.5 Eliminación del Nodo S .....	12
1.2 Representación de Transformadores .....	13
1.3 Reducción Vectorial Ordenada ( R V O ) .....	13
1.4 Compensación del Modelo Propuesto .....	15
1.4.1 Diagrama de Flujo de Algoritmo de Reducción.	16
1.5 Ejemplo Ilustrativo .....	17
1.5.1 Casos de Estudios .....	17
1.5.2 Caso Alterno .....	22
CAPITULO II .....	25
APLICACION DE EQUIVALENTES EN ESTUDIOS DE FLUJOS	
2.1 Análisis para el Sistema NOINE .....	25
2.1.1 Contingencias a Estudiar en el NOINE .....	25
2.1.2 Análisis de Resultados .....	28
2.2 Análisis para el modelo del BINAL .....	33
2.2.1 Contingencias a Estudiar en el BINAL .....	33
2.2.2 Análisis de Resultados .....	33
2.3 Consideraciones para el uso de Equivalentes en el Análisis de Flujos en Estado Estable .....	39



<b>CAPITULO III .....</b>	<b>40</b>
---------------------------	-----------

**APLICACION DEL MODELO DE EQUIVALENTES EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA**

<b>3.1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>40</b>
<b>3.2</b>	<b>Aplicación de Equivalentes en Sistemas Interconectados .....</b>	<b>41</b>
<b>3.3</b>	<b>Representación de la Carga .....</b>	<b>43</b>
<b>3.4</b>	<b>Aplicación de Equivalentes en Estudios de Estabilidad Transitoria .....</b>	<b>43</b>
<b>3.5</b>	<b>Análisis de Contingencias en el Sistema Noreste .</b>	<b>44</b>
<b>3.5.1</b>	<b>Falla Trifásica AT-REC 400/ 230 KV .....</b>	<b>45</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Falla Trifásica en LT-400 KV GUE-HUI .....</b>	<b>52</b>
<b>3.5.3</b>	<b>Falla Trifásica en HUINALA 230 KV .....</b>	<b>55</b>
<b>3.5.4</b>	<b>Falla Trifásica en FRONTERA 400 KV .....</b>	<b>58</b>
<b>3.6</b>	<b>Aplicación de Equivalentes al Análisis del Sistema Interconectado Nacional .....</b>	<b>61</b>
<b>3.6.1</b>	<b>Falla Trifásica en 1 LT-400 KV ALT-PRD .....</b>	<b>62</b>
<b>3.6.2</b>	<b>Falla Trifásica en LT-400 KV TUL-TEX .....</b>	<b>66</b>
<b>3.6.3</b>	<b>Falla Trifásica en 2 LT-400 KV ALT-PRD .....</b>	<b>69</b>
<b>3.6.4</b>	<b>Falla Trifásica en LT-400 KV ATN-MNZ .....</b>	<b>72</b>
<b>3.7</b>	<b>Comentarios Referentes a la Aplicación de Equivalentes .....</b>	<b>75</b>

<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>77</b>
--------------------------	-----------

**APLICACION DE EQUIVALENTES AL ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA**

<b>4.1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>77</b>
<b>4.2</b>	<b>Conceptos de Agrupación de Generadores .....</b>	<b>78</b>
<b>4.2.1</b>	<b>Aplicación en Diferentes Estudios .....</b>	<b>80</b>
<b>4.3</b>	<b>Agrupación de Generadores para Estudios de Flujo de Corriente Directa .....</b>	<b>80</b>
<b>4.3.1</b>	<b>Contingencias en el Sistema NOINE reducido ( 1 ) .....</b>	<b>81</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Análisis de Contingencias .....</b>	<b>82</b>
<b>4.4</b>	<b>Aplicación de equivalentes en el modelo CARFRE ..</b>	<b>83</b>
<b>4.4.1</b>	<b>Análisis del Sistema NOINE con el Modelo CARFRE .....</b>	<b>83</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Contingencias Estudiadas .....</b>	<b>84</b>
<b>4.4.2.1</b>	<b>Contingencias en el Sistema NOINE con Reducción Máxima .....</b>	<b>84</b>

4.5	Aplicación al Modelo ( DINAMI ) .....	87
4.5.1	Introducción .....	87
4.5.2	Conclusiones .....	91
CAPITULO V .....		92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA INVESTIGACIONES FUTURAS.		
5.1	Conclusiones .....	92
5.2	Recomendaciones .....	94
BIBLIOGRAFIA .....		96
APENDICE A .....		99
APENDICE B .....		102

## RESUMEN

El objetivo principal de esta tesis es el de presentar un modelo de reducción de redes que pueda ser utilizado en la simulación de diversos fenómenos que ocurren en la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). El trabajo muestra el desarrollo y aplicación del equivalente en estudios de Flujos de Potencia en Estado Estable, Estabilidad Transitoria, Comportamiento Dinámico Generalizado y Comportamiento de la Frecuencia Simplificado.

Este modelo surge como resultado de la observación y análisis del comportamiento del SEP, separando efectos de Cargas, Generaciones, Red Eléctrica y sus Elementos en Derivación. El algoritmo utiliza un enfoque alternativo a la presentación tradicional de equivalentes, donde las cargas se ponderan en el proceso de eliminación a sus nodos vecinos, basados en una reducción vectorial de las líneas o transformadores que se involucran al nodo eliminado. De igual forma se transfieren los efectos de los elementos en derivación. Los resultados así obtenidos tienen un desajuste pequeño en potencia reactiva por lo que es necesario compensar el caso base reducido.

La compensación solo es necesaria en los nodos que fueron vecinos a uno eliminado durante el proceso y esta compensación se hace considerando las ramas que finalmente resultaron conectadas a dicho nodo. El algoritmo utiliza los voltajes obtenidos en el caso base original para calcular las potencias complejas de salida de cada una de las ramas que conectan al nodo que se compensa. Las sumatorias de potencias resultantes son los ajustes al caso base reducido.

El modelo de equivalentes propuesto permite el análisis de contingencias en puntos donde los equivalentes tradicionales no lo permiten, por perder sensibilidad al acercarse los puntos de contingencias al equivalente, el método permite analizar cualquier contingencia no importando su cercanía al área externa, inclusive se pueden estudiar contingencias en el centro del equivalente.

El equivalente propuesto fue probado exhaustivamente con modelos del Sistema Eléctrico de la COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD con 405 Nodos, 111 Generadores y 613 Ramas, dando resultados precisos aún en las condiciones más extremas, los ahorros de tiempo computacional van de un 30 a un 50 % según el tipo de estudio realizado.

Se explica y discute ampliamente la experiencia obtenida en esta tesis, en ella se presentan conclusiones y recomendaciones de gran utilidad para el análisis de la red del país. Además los resultados indican que puede ser de gran utilidad para configuraciones de redes de otros Sistemas, no importando su tamaño o grado de complejidad.

## . INTRODUCCION

En las actividades de análisis de los SEP existe un interés permanente de centrar los objetivos de estudio y optimizar la utilización de los recursos computacionales y humanos. Esto ha ocasionado el empleo de diversos métodos de equivalentes en los SEP.

Entre los equivalentes más utilizados se tiene el tipo WARD en sus diferentes versiones y el equivalente radial REI. Todos, con la misma idea al retener un área de interés ( AI ) y el resto, el área externa ( AE ), se sustituye por el equivalente, reduciendo así el trabajo computacional y de análisis.

El problema básico de un equivalente es el de reproducir el comportamiento del SEP estudiado, al ocurrir cambios ( contingencias ) o perturbaciones. Teniendo la solución del caso base para un Sistema completo sin reducción. Se puede ajustar un equivalente para una condición de operación dada sin ningún problema. El problema es tener un equivalente adecuado para representar la reacción del Sistema ante contingencias.

La literatura sobre este tema muestra que muchos modelos han sido propuestos para la obtención de equivalentes, algunos concentrados en estudios en estado estable y otros para estudios dinámicos. En el caso de estudio de flujos, se reduce la red y se obtiene una representación de generadores equivalentes en los puntos frontera entre el área de interés ( AI ) y el área externa ( AE ). En los estudios dinámicos la agrupación de generadores se realiza en base a criterios establecidos; tales como el de coherencia de máquinas. Además, se requiere tener una representación agrupada de controles, para lo cual se emplean técnicas de agregación dinámica.

Dada la naturaleza no-lineal del problema no existe ningún equivalente perfecto que reaccione sin error al ocurrir perturbaciones en el sistema, de ahí que el desarrollo y aplicación de equivalentes sea una combinación de conceptos fundamentales y de experimentación. En el caso de sistemas lineales, como lo es el de la formulación clásica del problema de cálculo de fallas, es posible la obtención del equivalente perfecto, donde los resultados del modelo reducido son exactamente iguales a los del modelo completo.

El método que se presenta en la tesis, está basado en una reducción vectorial de la red, ponderando la localización de cada elemento de acuerdo a la distancia eléctrica entre el nodo que se elimina y sus nodos vecinos. El resultado es un equivalente que en esencia es el mismo que el del sistema original.

El método propuesto permite que todos los nodos puedan ser reducidos y solo retener los puntos de interés (Líneas, Transformadores y/o Nodos). Estos no necesariamente deben de pertenecer a una misma Zona, Área o Sistema, con lo cual, se pueden tener varias áreas de interés conectadas a través del equivalente. Así mismo pueden existir varias áreas externas a reducir.

El modelo retiene todos los generadores y sus nodos de sincronización quedando la opción de agruparlos. La agrupación depende del tipo de estudio que se desea realizar, como por ejemplo para un estudio de flujos se pueden agrupar todos los generadores de una zona, subárea o área, debido a que para este estudio no es tan significativa la diferencia que se pueda tener en los voltajes de generación, pudiendo suplirlo por un voltaje de generación ponderando de acuerdo al tamaño de cada generador. Esto fue analizado para el sistema real de la CFE dando buenos resultados.

Para un estudio de estabilidad transitoria también es posible agrupar generadores, la restricción es que sean de una misma Planta y estén conectados al mismo nodo de sincronización, de esta manera es posible calcular los parámetros de los generadores equivalentes.

En el estudio de comportamiento dinámico generalizado no es fácil la agrupación de generadores, debido a la complejidad de los parámetros que se manejan. Sin embargo el equivalente propuesto permite reducir el tiempo de solución substancialmente al utilizar exclusivamente un equivalente de la red eléctrica, alternativa que no ha sido explotada en el pasado.

Para el estudio de comportamiento de la frecuencia simplificado si es posible agrupar los generadores, siguiendo el mismo principio formulado para el estudio de flujos. Por último para el modelo de cálculo de fallas es posible la agrupación de generadores, como en el caso de estabilidad transitoria.

Todo lo anterior muestra un conocimiento mayor del alcance del modelo, por lo que fué necesario trabajo e investigación en cada area de análisis de los SEP. Se realizaron diversos estudios y en base a ellos se pudieron concretar recomendaciones, así como señalar sus ventajas y desventajas. Una característica del método es que permite la alternativa de una reducción menor, al retener aquellos nodos que pueden causar desajuste en resultados. Esta retención de nodos clave evita la reducción de una ó varias ramas que al ser reducidas ocasionan un cierto error. La selección de nodos y ramas que se desean retener la puede realizar con facilidad el Ingeniero Analista que conoce en detalle el sistema que se va a reducir.

El método fué probado con modelos de la red eléctrica de la COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD (de: 405 Nodos, 111 Generadores, 613 Línea-Transformadores) con resultados bastante precisos en cada tipo de estudio. Esto incluye estudios de Flujos en Estado Estable, Estudios en el tiempo de Estabilidad Transitoria ( 1 seg. ), Análisis del Comportamiento Dinámico ( 10 seg.) completo y simplificado.

## CONTENIDO DE LA TESIS

Capítulo I.- Se presentan los conceptos del método propuesto y su aplicación en un ejemplo típico para mostrar los aspectos mas relevantes y objetivos del equivalente desarrollado.

Capítulo II.-En esta sección se aplica el modelo del equivalente al estudio de Flujos, incluyendo un análisis completo con datos del Sistema real de la COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, además se dan formas de aplicación, recomendaciones y se señalan causas de desajustes ante contingencias.

Capítulo III.- Se introducen aspectos básicos del método para su aplicación en estudios de Estabilidad Transitoria, se verifica la exactitud del método contra simulaciones completas, indicando recomendaciones en su aplicación.

Capítulo IV.- Se describe la aplicación de equivalentes al modelo de Comportamiento Dinámico Generalizado y Simplificado. Se recalcan los aspectos importantes de las consideraciones utilizadas en el análisis. También se presentan recomendaciones para una mejor aplicación de los equivalentes, especialmente para el modelo simplificado. Se incluye la teoría de agrupación de generadores y su

aplicación en ejemplos reales dando recomendaciones para su mejor utilización.

Capitulo V.-En esta sección se resumen todas las conclusiones del método propuesto para cada tipo de estudio realizado. También se dan quias para mejorar su aplicación con base en la experiencia obtenida en el desarrollo del trabajo.

## PRINCIPALES CONTRIBUCIONES DE ESTA TESIS

Mostrar en forma clara un método original de reducción de redes, proporcionando una forma alterna y eficiente para la utilización de equivalentes en los distintos estudios empleados para el análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Se presentan alternativas para la obtención de equivalentes en diferentes puntos de la red no limitándose por Area o Zona de reducción.

Se ilustran los conceptos básicos de equivalentes con ejemplos que muestran los puntos importantes en la aplicación de los mismos.

Se prueba la precisión del equivalente con el análisis de contingencias en puntos donde los equivalentes tradicionales no lo permiten.

Se resume la aplicación efectiva del método propuesto en un sistema real (CFE) con resultados satisfactorios.

Se obtiene un ahorro de tiempo computacional significativo ( 30 a 50 % ) en la solución de los problemas.

Se desarrolló un programa computacional interactivo de fácil manejo para ser utilizado por los Ingenieros Analistas del CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA de la COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.



## CAPITULO I

### TEORIA DEL MODELO DE REDUCCION VECTORIAL DE REDES.

Introducción .- El propósito principal de esta tesis es desarrollar una herramienta que pueda reducir el número de nodos en la red eléctrica, dejando únicamente los de interés, sin perder precisión en el cálculo. Un aspecto importante a señalar es que los equivalentes de redes deberán ser utilizados en diversos estudios del SEP, con lo cual se pueden obtener ahorros significativos de tiempo de computadora y de análisis, reteniendo totalmente las características del fenómeno estudiado.

Lo usual en la aplicación de equivalentes es efectuar una reducción total del área que está fuera del área de interés. El equivalente se representa por un generador con una impedancia de conexión a un nodo de sincronización, donde puede tener una carga equivalente o bien utilizar una fuente de generación equivalente, en la figura 1 se muestra lo anterior.

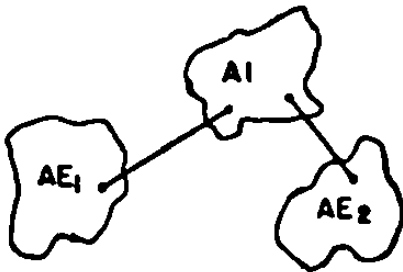


Figura 1a

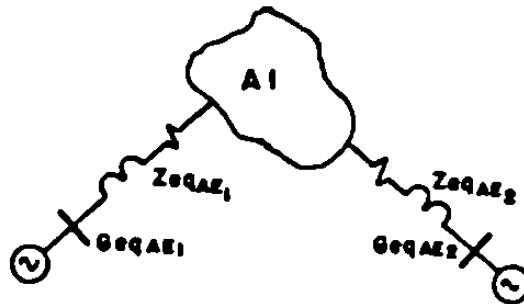


Figura 1b

Figura 1). Configuración Tradicional de Equivalentes. En la figura 1a) Se presenta el SEP dividido en áreas externas y de interés y en la Figura 1b) Reducción de las áreas externas ( AE ) reteniendo el área de interés ( AI ) o de estudio.

La limitante principal de este tipo de equivalentes es la pérdida de sensibilidad al acercarse el punto de falla al área modelada por el equivalente, lo cual hace necesario retener un mayor número de nodos.

El método propuesto para la obtención del equivalente de la red da la posibilidad de reducir todo el sistema y solo retener puntos de interés en una o varias zonas y/o áreas de estudio, sin necesidad de definir toda el área a reducir en un solo grupo de nodos. Es decir el equivalente y el área de interés pueden estar mezclados.

### 1.1 Conceptos de reducción de redes

1.1.1 Eliminación de nodos.- En la figura 2 se presenta la eliminación nodal transformando la estrella de la figura 2a) en la delta en la figura 2b). Se debe notar que al eliminar el nodo S se crean ramas ficticias entre todos los nodos conectados a S.

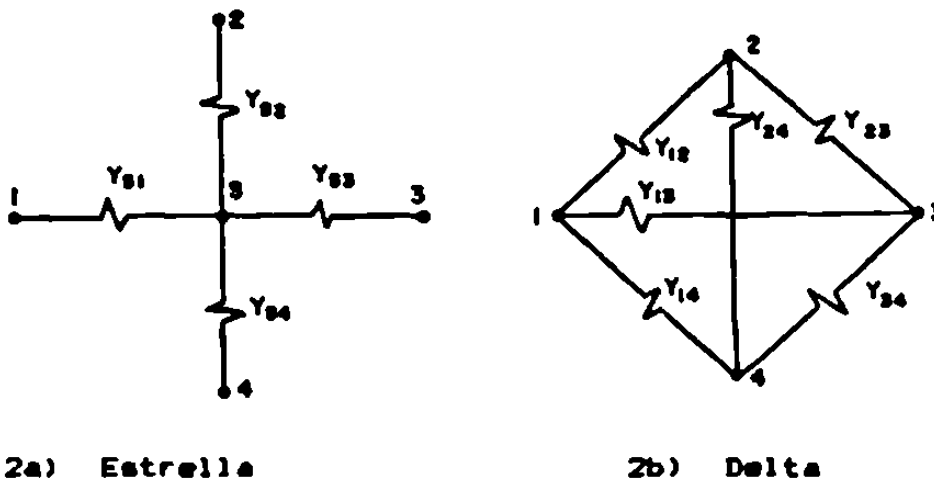


Figura 2) Representación de la eliminación del nodo S

1.1.2 Ecuaciones Básicas.- Para la obtención de las ramas equivalentes se utiliza la ecuación generalizada:

$$Y_{ij} = \frac{Y_{si} Y_{sj}}{Y_{ps}} \quad i \neq j \quad (1)$$

$$Y_{ps} = \sum_{k=1}^n Y_{sk} \quad s \neq k \quad (2)$$

donde: n => número de ramas

Yps => Admitancia propia para el nodo S

1.1.3 Ponderación de las cargas ( P,Q ) del nodo en proceso de eliminación.- En la figura 3 se presenta la configuración de la red y las cargas en donde se va a eliminar el nodo S.

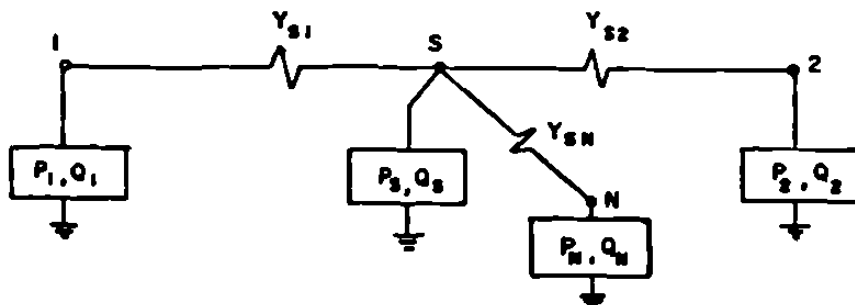


Figura 3) Representación de las cargas antes de eliminar el nodo S.

Procedimiento:

a) Se calcula la admitancia propia en el nodo S

$$Y_{ps} = Y_{s1} + Y_{s2} + \dots + Y_{sn} \quad (3)$$

b) Se pondera la carga ( Ps , Qs ) de acuerdo a la distancia eléctrica de sus nodos vecinos.

$$\Delta ( P_{s1} , Q_{s1} ) = \frac{Y_{s1} ( P_s , Q_s )}{Y_{ps}} \quad (4)$$

c) Se acumula la carga en cada nodo vecino.

$$( P_1 , Q_1 )' = ( P_1 , Q_1 ) + \Delta ( P_{s1} , Q_{s1} ) \quad (5)$$

Generalizando :

$$\Delta ( P_{sn} , Q_{sn} ) = \frac{Y_{sn} ( P_s , Q_s )}{Y_{ps}} \quad (6)$$

$$(P_n, Q_n)' = (P_n, Q_n) + \Delta (P_{sn}, Q_{sn}) \quad (7)$$

En la figura 4 se presenta la carga  $(P_s, Q_s)$  ya ponderada a sus nodos vecinos.

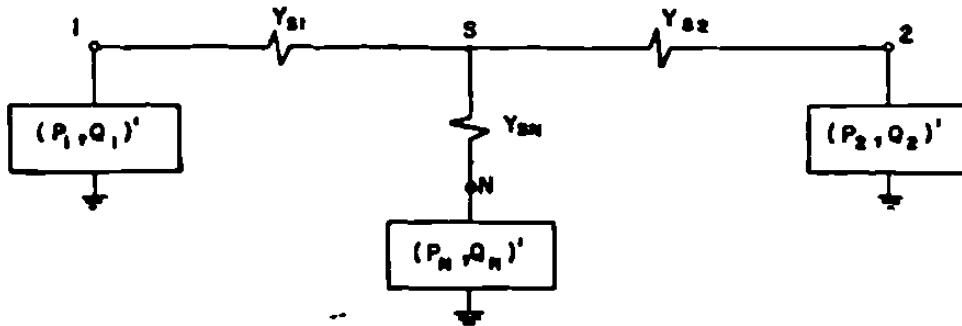


Figura 4) Carga  $(P_s, Q_s)$  ponderada a sus vecinos.

1.1.4 Ponderación de los elementos en derivación.- Este apartado solo se desarrolla en el modelo cuando se selecciona la opción de **DC COMPENS**, debido a que la compensación calcula el elemento en derivación necesario para ajustar el voltaje de la corrida base original en la corrida del caso base reducido. En la figura 5 se representa la red asociada al nodo S.

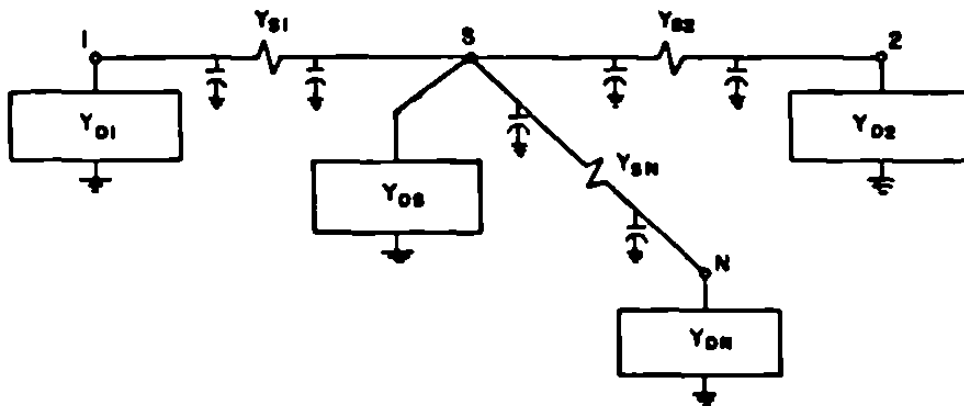


Figura 5) Representación de los elementos en derivación.

**Procedimiento :**

a) Se suman todos los elementos en derivación en cada nodo. Por ejemplo para el nodo S :

$$Y_{ts} = Y_{ds} + \frac{\sum_{k=1}^n Y'_{sk} \quad s \neq k}{2} \quad (8)$$

Donde:  $Y'_{sk}$  => Admitancia capacitiva de la línea transmisión.

$Y_{ds}$  => Admitancia en derivación

$Y_{ts}$  => Admitancia total derivativa en el nodo

b) Se calcula la admitancia ( $Y_{ps}$ ) propia del nodo S.

‡  $Y_{ps}$  es la misma calculada para las cargas en la ec. (2)

c) Se pondera  $Y_{ts}$  a sus nodos vecinos.

$$\Delta Y_{tsi} = \frac{Y_{si} Y_{ts}}{Y_{ps}} \quad (9)$$

d) Se modifican los elementos en derivación de los nodos vecinos.

$$Y'_{ti} = Y_{ti} + \Delta Y_{tsi} \quad (10)$$

Generalizando:

$$\Delta Y_{tsn} = \frac{Y_{sn} Y_{ts}}{Y_{ps}} \quad (11)$$

$$Y'_{tn} = Y_{tn} + \Delta Y_{tsn} \quad (12)$$

En la figura 6 se presenta la ponderación terminada de elementos en derivación para el nodo S en proceso de eliminación.

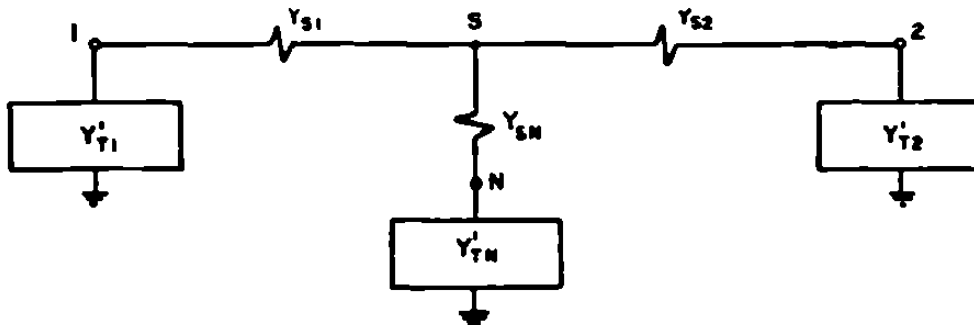
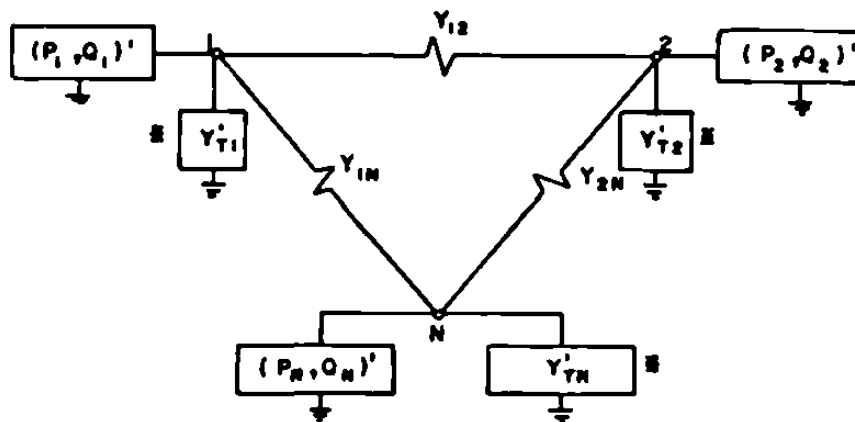


Figura 6) Configuración de la red en ponderación de elementos en derivación.

1.1.5 Eliminación del nodo S.- Observando las figuras 4, 5 y 6 en el proceso de eliminación de las ramas ( $Y_{s1}$ ,  $Y_{s2}$ , ...,  $Y_{sn}$ ) que conectan al nodo S, estas se convierten (utilizando las ecuaciones 1 y 2) en  $Y_{ij}$  teniendo el nodo i y el nodo j conexión con el nodo S obteniéndose ramas ficticias entre los nodos i y j al tiempo de eliminar las ramas  $Y_{is}$  e  $Y_{js}$ , quedando como se indica en figura 7.

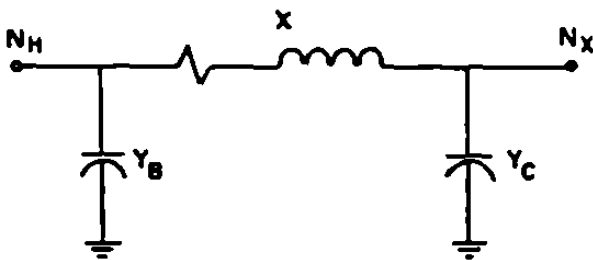


‡ Esta rama a tierra se calcula del modo indicado si no se escoge la opción de compensación.

Figura 7) Red final al eliminar el nodo S.

## 1.2 Representación de transformadores.

Se utiliza un circuito el cual tiene en sus extremos dos ramas en derivación que dependen de la posición del tap, la figura 8 representa este circuito.



$a =$  tap en pu

NH= nodo lado de alto voltaje

Nx= nodo lado de bajo voltaje

$$Y_B = (1-a)/(a^2 X_t) \quad (13)$$

$$Y_C = (a-1)/(a X_t) \quad (14)$$

$$X = a X_t \quad (15)$$

$X_t =$  Imp. del transformador

Figura 8) Representación del transformador

## 1.3 Reducción Vectorial Ordenada ( RVO ).

Es conocido que la eliminación de nodos da lugar a la creación de ramas y que el orden en que se realiza la eliminación puede afectar substancialmente el número de ramas que se crean. En el cálculo del equivalente es importante determinar el orden de eliminación y también decidir hasta que punto es conveniente continuar con el proceso de reducción.

El problema principal es la degradación de la dispersidad de las matrices involucradas en la solución del problema. Así, en algunos casos llega a ser mejor retener ciertos nodos que no son de interés para mantener características de dispersidad aceptables. Por otro lado, la reducción ordenada de una red elimina cálculos innecesarios en la obtención del equivalente, con lo que se puede obtener una red reducida en menor tiempo y con mayor precisión computacional.

En la figura 9 se presenta un ejemplo que ilustra la importancia de efectuar la reducción siguiendo un orden apropiado. Si se elimina primero el nodo i se crearan ramas entre todos sus vecinos, si posteriormente se eliminan los

nodos  $j$ ,  $k$ ,  $l$ , se seguirán calculando ramas ficticias hasta llegar a obtener una rama equivalente entre los nodos NR1 y NR2. Un proceso totalmente diferente se puede obtener si se eliminan en primer término los nodos  $k$  y  $j$ , sin crear ramas nuevas y posteriormente el nodo  $l$ , creando una rama ficticia entre NR1-i y finalmente al nodo  $l$ , obteniendo la rama equivalente entre NR1 y NR2. El ejemplo ilustra claramente la importancia del orden de eliminación.

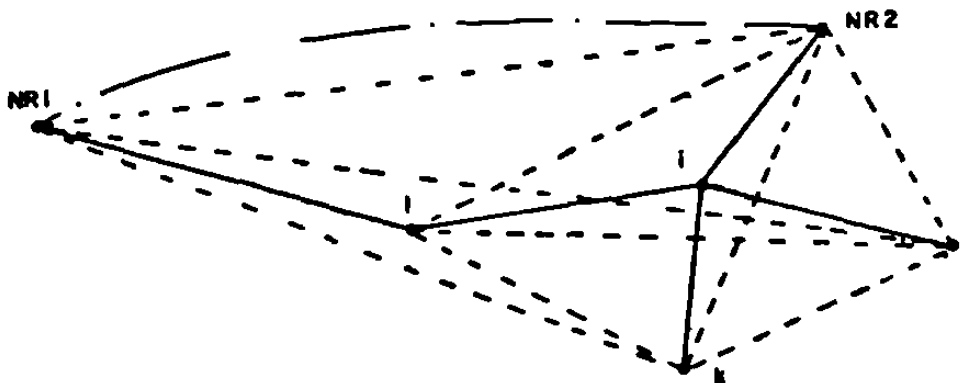


Figura 9) Representación de la RVD.

Existen diversos esquemas que pueden utilizarse para la reducción ordenada, aquí se presentan dos que se pueden implantar fácilmente. En el primer esquema se numeran los nodos que se van a eliminar de acuerdo al número de ramas que tengan conectadas, los de menor número serán los primeros en la eliminación. Este es un procedimiento muy sencillo y que se puede aplicar fácilmente. En el segundo esquema se requiere simular el orden de la eliminación, aquí el primer nodo a eliminar se escoge de acuerdo al esquema uno, se simula su eliminación y después se selecciona el nodo que tenga el menor número de ramas, se simula su eliminación y el proceso se repite.

El segundo esquema puede ser aplicado con pocos recursos de cómputo, solo se requiere el uso de listas encadenadas y lógica computacional, no se hacen necesarios cálculos aritméticos.



Para el control de eliminación de nodos se puede utilizar como índice el número de ramas en el equivalente, así en el momento en que al eliminar un nodo aumenta el número de ramas en el equivalente en lugar de reducir, éste es el momento de parar el proceso de reducción.

#### 1.4 Compensación del modelo propuesto.

La solución lineal antes descrita presenta un desajuste, especialmente en la potencia reactiva, lo cual se debe a las ponderaciones de las cargas, derivaciones ( reactores y capacitores ) y al comportamiento reactivo no-lineal de las líneas de transmisión.

El modelo en su solución directa ( punto 1.1.4 ) arroja buenos resultados para el estudio de la frecuencia en la versión simplificada, ya que éste modelo solo emplea potencia activa, la consideración de potencia reactiva es crítica en otros estudios.

La compensación de potencias (activa y reactiva) se hacen en todos los nodos retenidos que fueron vecinos a un nodo eliminado. La manera de compensar es partiendo de los voltajes reales de la corrida de flujos de la red que se pretende reducir. Una vez obtenido el archivo de voltajes iniciales se procede a calcular la potencia compleja del nodo a compensar, calculando las potencias hacia los nodos vecinos, considerando todas las ramas que quedaron con conexión al nodo que se compensa. Estas ramas son las que se generaron en el proceso de reducción y también se incluyen las ramas originales que no se utilizaron en la reducción, pero que tienen conexión con el nodo en proceso de compensación.

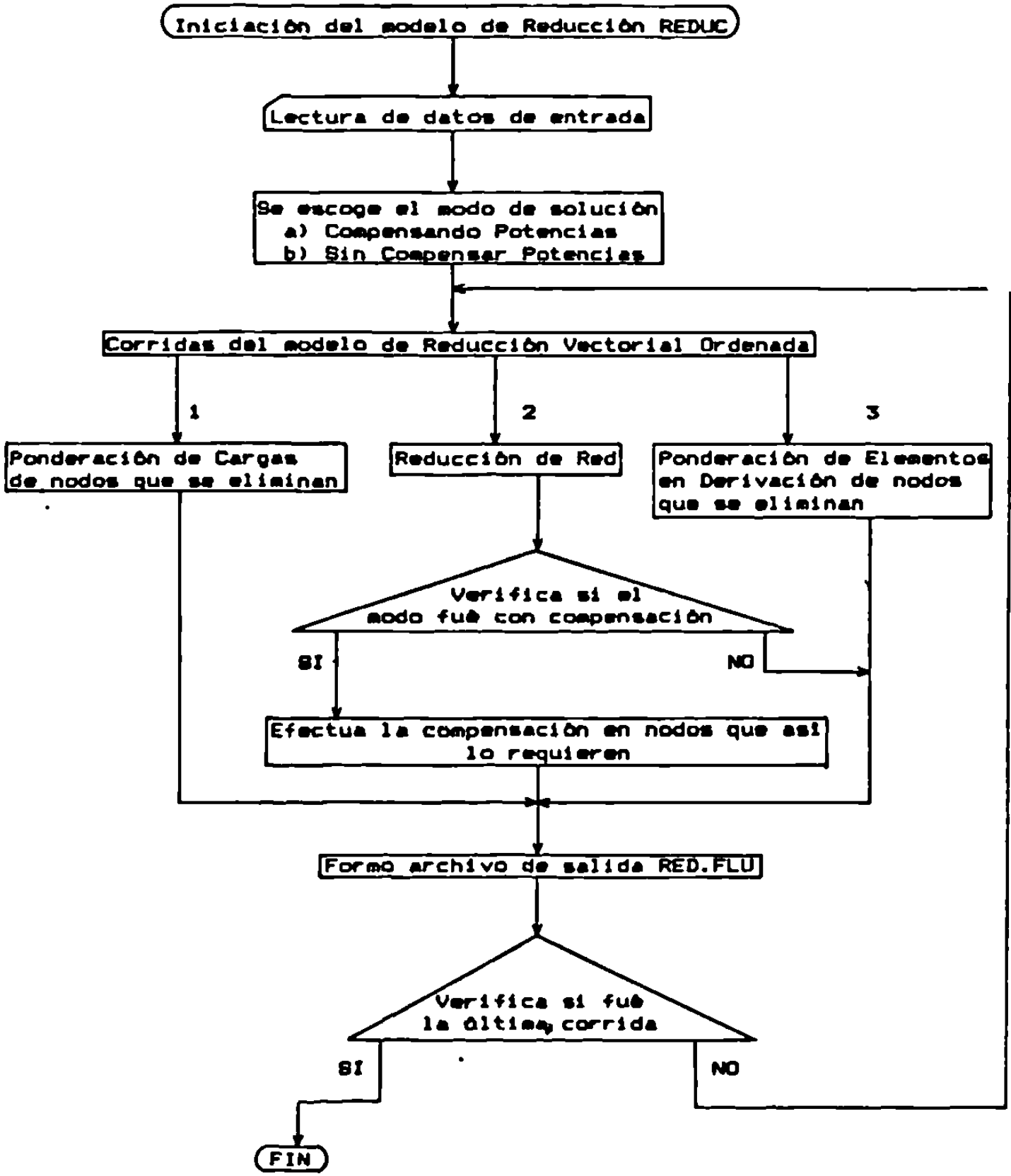
En la ecuación ( 16 ) se muestra la manera de hacer dicha compensación.

$$S^*c = \sum_{k=1}^n S ck \quad c \neq k \quad ( 16 )$$

donde:  $S^*c$  => Potencia compleja de desajuste para el nodo C

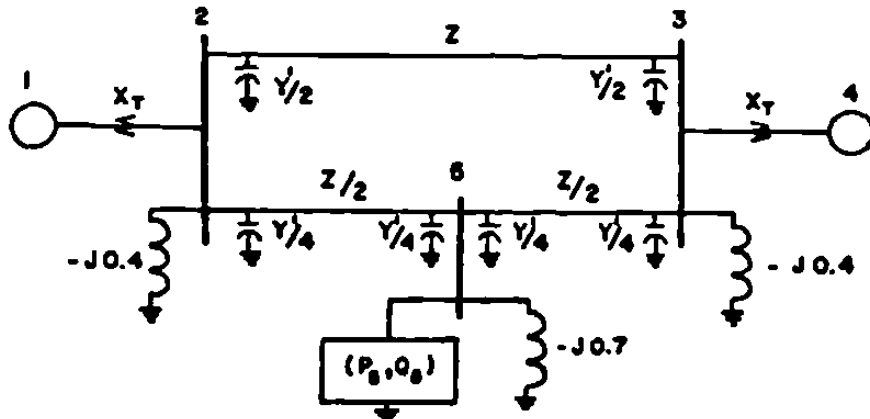
$S ck$  => Inyección de Potencia Compleja en el nodo C, de cada rama que tiene conexión con él

1.4.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO DE REDUCCION



### 1.5 Ejemplo Ilustrativo

En la figura 10 se muestra un sistema de prueba con líneas típicas de 400 KV con doble conductor por fase, tipo 1113 MCM ACSR.



Gen # 1 ( Compensador )

Figura 10) Configuración del sistema de prueba.

Datos en ( pu ) en base 100 MVA, 400 KV

$$Z = 0.0038 + j 0.04786$$

$$X_t = j 0.04$$

$$Y' = j 1.31572$$

$$l = 200 \text{ Km ( long. del 2-3 )}$$

donde:  $Z \Rightarrow$  Impedancia de la línea de transmisión

$Y' \Rightarrow$  Efecto capacitivo de la línea de transmisión

$l \Rightarrow$  Longitud de la línea de transmisión

Objetivo del ejercicio. Mostrar el comportamiento de la red al efectuar la reducción del nodo 5, que además es el nodo donde se tiene la carga. Los resultados de este ejemplo ilustran la precisión del equivalente al realizarlo para diferentes niveles de carga.

1.5.1 Casos de estudio.- Se efectuaron cinco casos variando la carga del nodo 5; en la Tabla I se indican estos valores. Es importante señalar que la reducción del nodo 5 en los casos base es exacta para los diferentes niveles de carga. En la figura 11 se presenta el sistema reducido y en la tabla I se muestran los valores de los elementos en

derivación necesarios para la compensación en cada nivel de carga.

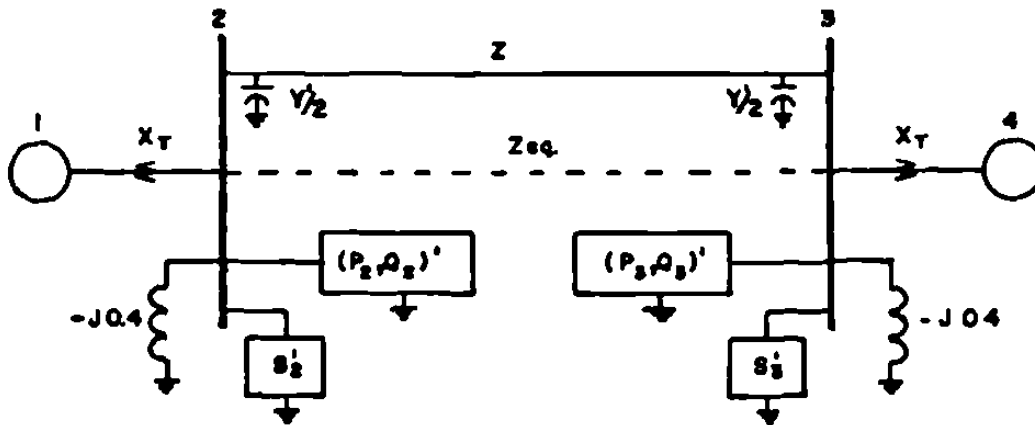


Figura 11) Configuración del caso reducido.

Sin embargo, la prueba importante para cualquier equivalente es que proporcione buenos resultados al simular contingencias que alejen las condiciones de operación del caso base original. Es decir, se debe permitir que el equivalente reaccione ante cambios en el área de interés. En este caso se simulará la salida de la línea (2-3) original lo que forzará todo el flujo a través del equivalente. Esto es un caso crítico ya que normalmente se tendrán líneas alternas en el área de interés para distribuir el flujo de la contingencia.

Tabla I  
Representación de cargas y potencias de ajuste para el ejercicio mostrado en la figura 10

CARGA EN EL NODO 5		Nodo	POTENCIA DE COMPENSACION	
MW	MVAR		MW	MVAR
150	49.3	2	0.338	29.988
		3	-0.119	28.683
250	82.2	2	0.430	26.973
		3	0.163	26.232
400	131.5	2	0.389	17.842
		3	1.454	20.450
600	197.2	2	-0.884	-6.462
		3	5.756	6.884
800	262.9	2	-5.754	-57.658
		3	16.656	-20.454

Se debe notar que la carga del nodo 5 se ponderó en partes iguales a los nodos 2 y 3, ya que el nodo 5 se encuentra a la misma distancia eléctrica de los nodos vecinos.

Se efectuaron cinco casos para diferentes valores de carga, manteniendo el generador 1 como nodo compensador. La tabla II resume los resultados de voltajes con el sistema completo y con reducción. Se puede observar que los resultados son muy precisos para cargas de hasta 600 MW ( <.3% ) y para valores mayores el error aumenta pero mantiene valores aceptables ( 1.3% ). Sin embargo, se debe recordar que éste es un caso extremo donde se está eliminando toda el área de interés.

Si se analiza la estructura del equivalente, en la figura 11 se observa lo siguiente: Se tiene un elemento en derivación compensador (  $S' 2$  y  $S' 3$  ) que fué obtenido para las condiciones de operación del caso base y se retiene una línea equivalente entre los nodos 2 y 3. Es decir la simulación de la parte del sistema que se va a reducir se realiza mediante una superposición de efectos y la precisión de esta modelación es lo que da lugar a un desajuste con respecto a la solución completa.

Tabla II  
Comparación de voltajes del ejemplo original.

	N	Carga ( MVA )	V O L T A J E	
			Magnitud	Ángulo
	0			
	D			
	0			
-----				
Completo	5	(150, 49.30)		
	2		0.98388	- 0.01103
	3		0.98458	2.12978
Reducción	2	( 75, 24.65)	0.98383	- 0.01007
nodo 5	3	( 75, 24.65)	0.98475	2.12224
Diferencia	2		0.00005	0.00096
	3		0.00017	0.00754
-----				
Completo	5	(250, 82.20)		
	2		0.97631	-2.36553
	3		0.97629	-1.64365
Reducción	2	(125, 41.10)	0.97645	-2.36153
nodo 5	3	(125, 41.10)	0.97656	-1.64353
Diferencia	2		0.00014	0.00400
	3		0.00027	0.00012
-----				
Completo	5	(400, 131.50)		
	2		0.95955	-6.03103
	3		0.96045	-7.59869
Reducción	2	(200, 65.75)	0.96037	-6.02032
nodo 5	3	(200, 65.75)	0.96081	-7.55965
Diferencia	2		0.00082	0.01071
	3		0.00036	0.03904
-----				
Completo	5	(600, 197.20)		
	2		0.92356	-11.38971
	3		0.93047	-16.56852
Reducción	2	(300, 98.60)	0.92683	-11.33271
nodo 5	3	(300, 98.60)	0.93128	-16.33331
Diferencia	2		0.00327	0.05700
	3		0.00081	0.23521
-----				
Completo	5	(800, 262.90)		
	2		0.85718	-18.06542
	3		0.87993	-28.51177
Reducción	2	(400, 131.45)	0.86990	-17.72868
nodo 5	3	(400, 131.45)	0.88479	-27.34385
Diferencia	2		0.01272	0.33674
	3		0.00486	1.16792
-----				

Tabla III  
Comparación de potencias del ejemplo original.

CARGA NODO S (MW)	C O M P L E T O			REDUCIDO		P E R D I D A S		
	L 2-3	L 3-5	L 2-5	L 2-3	completo	reducido		
150	B	P	-37.51	112.45	37.85	-37.51	0.34378	0.32852
		Q	-65.14	-6.18	-3.90	2.12	-101.90578	-101.88991
	C	P		149.97	0.47	-74.89	0.47548	0.43294
		Q		-5.36	0.93	5.44	34.17643	33.83764
250	B	P	-12.40	137.60	113.08	-12.41	0.68984	0.60742
		Q	-65.34	13.88	14.82	0.88	-92.23494	-92.24886
	C	P		150.00	100.74	-24.82	0.74191	0.59013
		Q		15.13	17.61	1.90	43.00006	41.99471
400	B	P	25.75	175.72	226.12	25.73	1.87030	1.84977
		Q	-66.53	48.54	45.96	-2.39	-51.26425	-51.29737
	C	P		150.00	252.04	51.45	2.04248	1.81103
		Q		53.36	46.93	-4.27	86.45984	83.49612
600	B	P	77.90	227.64	377.08	77.90	4.98924	4.99434
		Q	-69.87	105.29	94.80	-9.75	64.81470	64.72113
	C	P		149.99	455.93	156.08	5.97162	5.31974
		Q		122.28	96.92	-14.15	218.07510	207.53726
800	B	P	132.80	281.96	528.07	132.79	10.87542	10.87968
		Q	-75.40	180.55	157.36	-21.42	290.45001	290.36115
	C	P		150.00	664.53	266.58	14.53524	12.28702
		Q		228.04	171.03	-25.63	505.08813	458.83252

P => Potencia Activa (MW)                      B => Caso Base  
Q => Potencia Reactiva (MVAR)                C => Caso Contingencia

Se puede notar de la tabla III que la diferencia mayor existe en los valores de potencia reactiva al tener un mayor flujo de potencia activa en la contingencia. Esto se observa que es más crítico a medida que los flujos superan los valores de la potencia natural de la línea al ocurrir la contingencia.

En la figura 12 se comparan las pérdidas de potencia reactiva que se originan por el paso de la potencia activa a través de la línea equivalente de 2-3. La figura demuestra una alta linealidad hasta un flujo de 500 MW. El flujo de potencia activa que pasa por la línea equivalente es menor de lo esperado, debido a que el flujo resultante en la línea se obtiene restando la carga que se ponderó al nodo que inyecta la potencia.

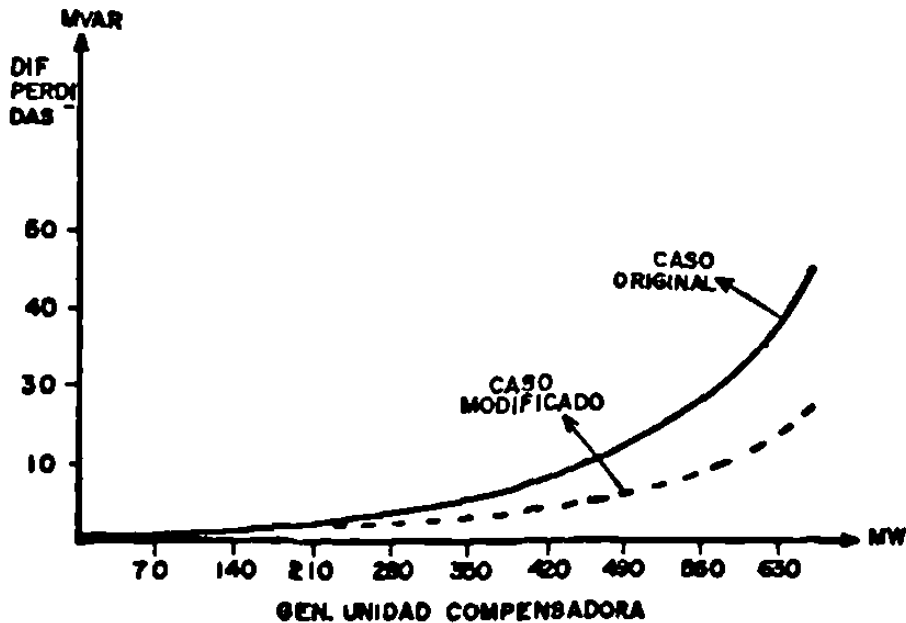


Figura 12) Comparación de pérdidas (MVAR) en contingencia contra generación de potencia (MW) en la unidad compensadora.

De lo anterior se puede concluir que es importante retener ciertas líneas que se verán afectadas al tener cambios en el sistema y así minimizar flujos importantes en el área que se va a eliminar.

1.5.2 Caso alternativo.- Para mostrar el impacto de lo expuesto anteriormente se incluyó otra línea en paralelo con la 2-3 original, ver figura 13, cambiando los parámetros, de tal forma que el equivalente de las dos líneas sea igual a la de la línea original de 2-3. Esto con el fin de no alterar la compensación que se muestra en la Tabla I, a este caso se le denomina ejemplo modificado.

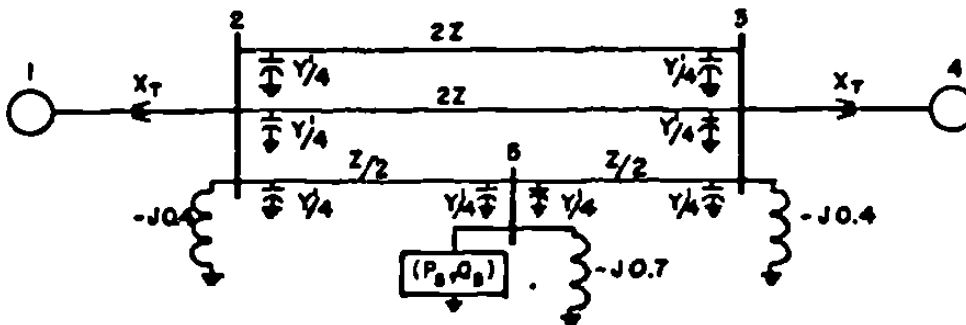


Figura 13) Red del caso base original modificado.



Se estudiaron los casos ya descritos, pero ahora solo se simula la salida de la mitad de la línea del ejemplo original, que se refleja en dar ayuda a la red reducida, ver figura 14.

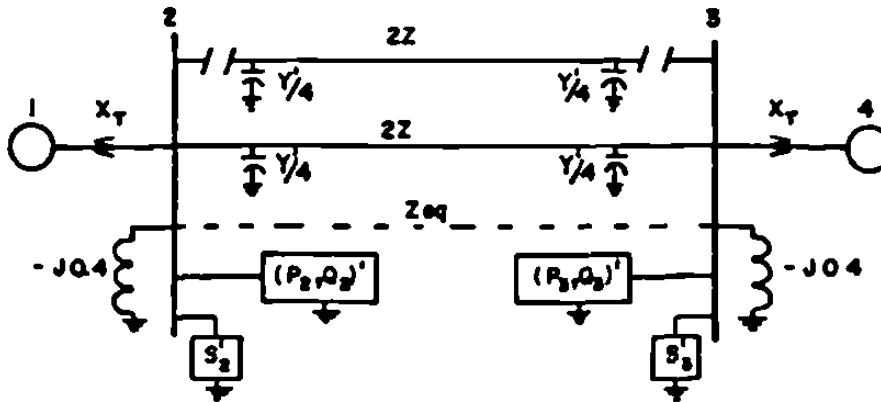


Figura 14) Red reducida del ejemplo modificado con contingencia.

La salida de una de las dos líneas originales de 2-3, simula lo explicado anteriormente, se debe observar que al mantener red original para soportar la contingencia se reduce el flujo de potencia por la red del equivalente. La tabla IV resume los resultados encontrados, dando una precisión muy aceptable.

El error en voltaje es pequeño ( $< 0.5\%$ ) aún en el caso más crítico, el error máximo en las pérdidas de potencia reactiva para el caso del ejemplo original fueron de 47 MVARs y con el ejemplo modificado es de 17 MVARs, lo cual representa una mejora substancial.

Como se puede apreciar en la figura 12, la línea punteada indica el comportamiento del ejemplo modificado, observando una mejora apreciable a partir de 500 MW. Esto es sumamente importante, ya que entendiendo lo anterior, se pueden obtener resultados muy precisos con solo retener nodos claves, de acuerdo a las ramas que participan en la contingencia. Esto no es una restricción para el modelo ya que se pretende retener de la red original todo lo que pueda ser de importancia en el estudio de la contingencia.

Tabla IV  
Comparacion de potencias del ejemplo modificado.

CARGA NODO S (MW)			C O M P L E T O			REDUCIDO	P E R D I D A S	
			L 2-3	L 3-5	L 2-5	L 2-3	completo	reducido
150	B	P -	37.51	112.45	37.85	-37.58	0.34378	0.32439
		Q -	65.14	-6.18	-3.90	2.13	-101.90578	-101.24448
	C	P -	25.02	124.93	25.40	-50.08	0.38953	0.35746
		Q -	31.01	-5.61	-2.14	3.13	-33.23028	-32.75858
250	B	P -	12.40	137.60	113.08	-12.41	0.68984	0.60742
		Q -	65.34	13.88	14.82	0.88	-92.23494	-92.24693
	C	P -	8.27	141.69	108.96	-16.55	0.71292	0.59578
		Q -	31.58	14.64	16.04	1.21	-23.76731	-24.26760
400	B	P	25.74	175.72	226.12	25.73	1.87030	1.84960
		Q	-66.54	48.54	45.96	- 2.39	-51.26425	-51.29512
	C	P	17.25	167.23	234.69	34.28	1.94478	1.81956
		Q	-32.83	50.45	46.69	- 3.07	18.32495	16.82907
600	B	P	77.90	227.64	377.08	77.90	4.98924	4.99439
		Q	-69.86	105.29	94.80	- 9.75	64.81470	64.72554
	C	P	52.45	202.21	402.88	103.89	5.35307	5.05879
		Q	-35.58	110.83	95.79	-11.77	140.28311	135.51941
800	B	P	132.80	281.96	528.07	132.79	10.87542	10.87947
		Q	-75.40	180.55	157.36	-21.42	290.45001	290.36121
	C	P	90.29	239.47	571.81	177.18	12.09078	11.25190
		Q	-39.66	194.46	161.16	-24.65	386.09558	369.47101

P => potencia activa (MW)                      B => Caso Base  
Q => potencia reactiva (MVAR)                C => Caso Contingencia

Los resultados de los casos analizados en este ejemplo ilustran claramente aspectos muy importantes para obtener buenos resultados en la aplicación de equivalentes.

## CAPITULO II

### APLICACION DE EQUIVALENTES EN ESTUDIOS DE FLUJOS

Para probar la efectividad del método propuesto en el capítulo I se seleccionaron modelos de la red eléctrica de CFE para analizar los resultados en un marco de aplicación más realista.

El modelo se aplicó en dos niveles, uno en un sistema aislado que incluye las Areas de Control Norte - Noreste ( NOINE ver apendice A ) y en el segundo nivel se incluye la conexión de todas las Areas del Sistema Interconectado Nacional ( SINAL ver apendice B ): Central, Oriental, Occidental, Noreste y Norte .

#### 2.1 Análisis para el Sistema NOINE

El Sistema NOINE ( ver figura 15 ) lo integran 164 nodos, 46 generadores, 240 líneas-transformadores. Se puede ver que las Areas Norte y Noreste están unidas por una línea de 230 KV.

Escogiendo puntos de estudio en el Area Noreste, se optó por reducir el Sistema Original en dos niveles. En el primero solo reduciendo el Area Norte y en el segundo la reducción fue mayor eliminando también al Area Noreste y reteniendo algunos puntos de interés. Se tuvo necesidad de retener nodos en diversas partes del Area Noreste para analizar con el mismo equivalente cinco contingencias en distintos puntos. En la figura 16 se muestra el área de interés para el segundo nivel de reducción.

Descripción de los casos de estudio para el Sistema NOINE.

NOINE => Caso Base Original NOINE  
NOINE1 => Caso Base con Reducción del Area Norte  
NOINE2 => Caso Base con Reducción del NOINE

##### 2.1.1 Contingencias a estudiar en el NOINE

1- Salida del autotransformador de la Subestación de Río Escondido ( REC ) de 400/230 KV de 300 MVA. Esta contingencia afecta la salida de generación de las dos unidades de 300 MW que sincronizan en 230 KV.

2- Salida de línea de transmisión de 400 KV de Villa de García (VDG ) a Huinela (HUI). La salida de esta línea fuerza el flujo por el transformador de VDG de 375 MVA de 400/230 KV, sobrepasando su capacidad.

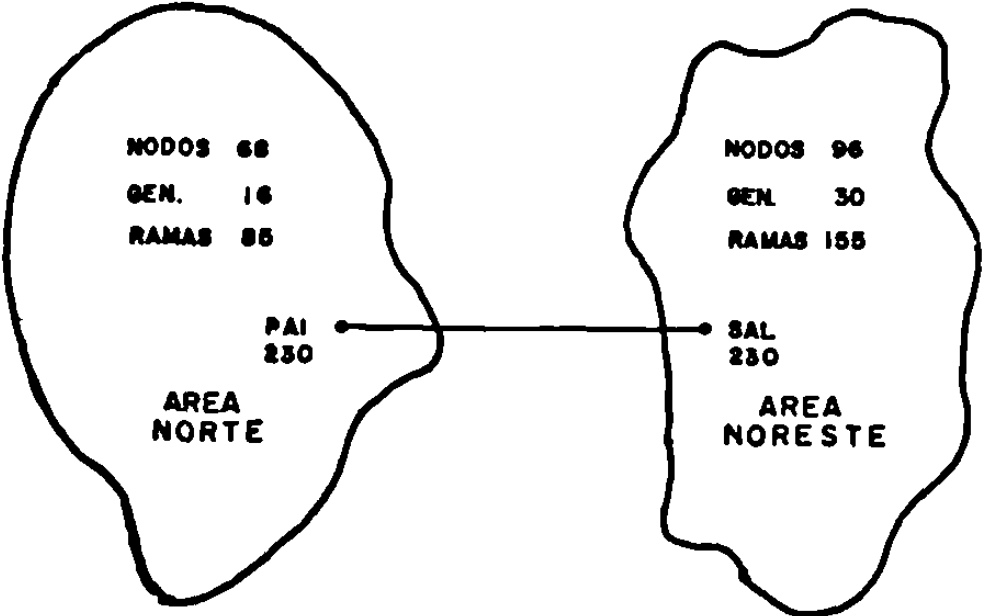
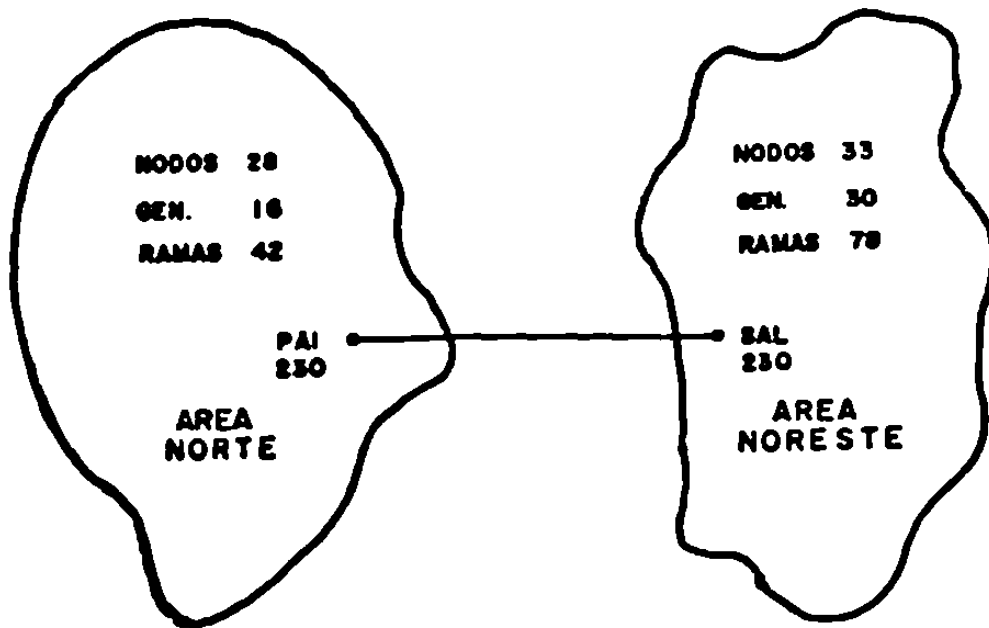


Figura 15) Sistema NOINE



**Figura 16) Sistema Reducido NOINE2**

3- Salida de las dos líneas de transmisión de Huinala ( HUI ) a Aeropuerto ( AER ). Esta contingencia es una de las mas críticas para la zona de Tamaulipas.

4- Salida de una de las dos líneas de transmisión de Huinala ( HUI ) a Guemez ( GUE ). Para esta contingencia no se obtuvo convergencia tanto para el caso original como para el reducido.

5- Salida de una de las dos líneas de transmisión de 400 KV entre Rio Escondido ( REC ) a Frontera ( FRO ). La contingencia es crítica para la Central de Rio Escondido que tiene además de los dos generadores en 230 KV y dos en 400 KV de 300 MW cada uno.

### 2.1.2 ANALISIS DE RESULTADOS.

Los análisis se efectuarán mediante la comparación de resultados en los dos niveles de reducción ( NOINE1 y NOINE2 ), tomando siempre de referencia el Sistema Completo ( NOINE ). Se escogieron puntos claves, principalmente en el Area Noreste debido a que ahí se tiene el area de estudio .

Los comentarios se concretan a Voltajes ( Tabla V ), Flujos en Líneas ( Tabla VI ) y Pérdidas de Potencia Totales por Area ( Tabla VII ).

La reducción del Area Norte ( NOINE1 ) da resultados exactos, no importando la contingencia que se aplique en el Area Noreste. Esto confirma lo expuesto en el capítulo I, donde se menciona que al no forzar flujos de potencia distintos a los que se consideraron en la compensación del caso base, no se producen cambios importantes. Se debe recordar que el Area Norte está conectada al Area Noreste por una línea de 230 KV, por lo cual no hay manera de que el Area Noreste provoque cambios, en estado estable, en las líneas del Area Norte. El compensador para estos análisis es una unidad en la Central de Altamira.

Tabla V  
Comparación de Voltajes para Sistema NOINE.

Contingencia	Nodo	NOINE		NOINE1		NOINE2	
		mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.
1	PAI-230	226.5	-18.65	226.5	-18.64	226.5	-18.65
	GPL-230	223.9	-22.18	223.9	-22.18	223.9	-22.18
	REC-230	231.2	22.31	231.2	22.31	231.3	22.28
	FRD-400	409.0	3.48	409.0	3.48	409.0	3.47
	ESC-230	230.7	-3.93	230.7	-3.93	230.7	-3.94
	ALT-400	399.5	-3.66	399.5	-3.66	399.5	-3.65
2	PAI-230	225.4	-19.13	225.4	-19.15	225.4	-19.13
	GPL-230	223.5	-21.80	223.5	-21.78	223.6	-21.78
	REC-230	232.3	15.13	232.3	15.13	232.3	15.13
	FRD-400	405.4	4.97	405.4	4.97	405.4	4.97
	ESC-230	229.4	-3.40	229.4	-3.40	229.4	-3.40
	ALT-400	399.5	-3.66	399.5	-3.66	399.5	-3.65
3	PAI-230	225.4	-19.13	225.4	-19.15	225.4	-19.13
	GPL-230	223.4	-22.75	223.5	-22.76	223.5	-22.74
	REC-230	231.8	16.96	231.8	16.96	231.8	16.96
	FRD-400	404.1	4.98	404.1	4.98	404.1	4.99
	ESC-230	228.5	-4.28	228.5	-4.28	228.5	-4.26
	ALT-400	398.7	-3.95	398.7	-3.96	398.8	-3.95
5	PAI-230	225.1	-19.16	225.1	-19.18	225.1	-19.18
	GPL-230	223.3	-22.81	223.3	-22.81	223.4	-22.81
	REC-230	231.5	19.59	231.5	19.56	231.6	19.59
	FRD-400	397.7	3.86	397.7	3.86	397.7	3.85
	ESC-230	228.0	-4.09	228.0	-4.10	228.0	-4.10
	ALT-400	398.5	-3.89	398.5	-3.89	398.6	-3.89

De lo anterior se concluye que toda red radial puede reducirse sin ocasionarle ningún problema al Area o Zona de Estudio, por esta razón y aceptando que la reducción del Area Norte no afectó en nada al Noreste, solo se comparará el caso original NOINE con el de la Reducción máxima que es el NOINE2.

Voltajes ( ver tabla V ). Los resultados son practicamente los mismos, los desajustes mayores son de 0.1 KV en magnitud y 0.03 grados en ángulo. Son valores bastante aceptables, las diferencias fueron en el Area Noreste, que fué donde se aplicaron las contingencias. El Area Norte no registro nungún cambio a excepción de algunos nodos que variaron en 0.1 KV que puede ser causa del rango de convergencia.

Flujos en Lineas ( ver tabla VI ). El desajuste mayor en la potencia reactiva fué de 0.7 MVAR en la contingencia 3. En la red asociada a la contingencia el error promedio fué de 0.2 MVAR.

Tabla VI  
Comparación de Flujos en Líneas en Sistema NOINE.

CON TIN BEN CIA	N O D O		N O I N E		N O I N E 1		N O I N E 2	
	DE	A	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
B A S E	SAL	PAI-230	159.3	- 13.3	159.2	- 13.3	159.2	- 13.2
	HUI	AER-230	-124.9	- 22.8	-124.9	- 22.9	-124.9	- 23.1
	REC	ADC-230	120.4	- 24.4	120.4	- 24.4	120.4	- 24.4
	MON	EBC-230	80.2	- 19.2	80.2	- 19.2	80.2	- 19.2
	FRO	VDG-400	537.4	- 81.0	537.4	- 81.0	537.4	- 81.4
	FAM	CER-138	32.4	2.4	32.4	2.4	32.4	2.4
	HUI	GUE-400	41.6	- 76.0	41.6	- 76.0	41.7	- 75.9
	HUI	VDG-400	- 51.6	57.3	- 51.6	57.3	- 51.6	58.0
1	SAL	PAI-230	159.2	- 13.3	159.2	- 13.3	159.2	- 13.3
	HUI	AER-230	-144.5	- 16.4	-144.5	- 16.5	-144.3	- 16.8
	REC	ADC-230	156.2	- 20.2	156.2	- 20.2	156.4	- 20.6
	MON	EBC-230	84.4	- 22.5	84.3	- 22.5	84.2	- 22.6
	FRO	VDG-400	496.6	- 76.8	496.6	- 76.8	496.6	- 77.4
	FAM	CER-138	41.8	0.1	41.8	0.1	41.9	0.0
	HUI	GUE-400	37.5	- 75.6	37.6	- 75.7	37.5	- 75.6
	HUI	VDG-400	- 38.5	53.2	- 38.5	53.2	- 38.4	54.1
2	SAL	PAI-230	159.3	- 16.6	159.3	- 16.7	159.3	- 16.6
	HUI	AER-230	-125.9	- 25.5	-125.9	- 25.5	-125.9	- 25.7
	REC	ADC-230	125.4	- 24.0	125.4	- 24.0	125.4	- 24.0
	MON	EBC-230	81.8	- 19.2	81.8	- 19.2	81.8	- 19.2
	FRO	VDG-400	534.4	- 58.8	534.4	- 58.8	534.4	- 59.2
	FAM	CER-138	32.8	2.8	32.8	2.8	32.8	2.8
	HUI	GUE-400	41.4	- 77.6	41.4	- 77.6	41.5	- 77.4
	HUI	VDG-400	XX	XX	XX	XX	XX	
3	SAL	PAI-230	159.3	- 17.6	159.4	- 17.6	159.4	- 17.6
	HUI	AER-230	XX	XX	XX	XX	XX	XX
	REC	ADC-230	46.4	- 11.0	46.4	- 11.0	46.8	- 9.8
	MON	ESC-230	92.1	- 19.5	92.1	- 19.5	92.0	- 19.5
	FRO	VDG-400	600.2	- 73.0	600.4	- 73.0	600.0	- 73.8
	FAM	CER-138	76.6	- 0.9	76.6	- 0.9	77.2	- 1.4
	HUI	GUE-400	34.5	- 81.1	34.5	- 81.1	34.7	- 81.0
	HUI	VDG-400	- 75.8	62.5	- 75.8	62.5	- 75.7	63.2
5	SAL	PAI-230	159.3	- 18.8	159.5	- 18.8	159.5	- 18.8
	HUI	AER-230	-138.0	- 26.6	-138.1	- 26.5	-137.9	- 26.6
	REC	ADC-230	145.8	- 21.2	145.8	- 21.2	146.0	- 21.6
	MON	EBC-230	82.0	- 26.9	82.0	- 27.0	81.9	- 27.1
	FRO	VDG-400	505.4	-127.8	505.6	-127.8	505.6	-128.6
	FAM	CER-138	39.0	1.8	39.1	1.8	39.1	1.7
	HUI	GUE-400	36.1	- 82.1	36.0	- 82.1	36.0	- 82.0
	HUI	VDG-400	- 41.1	74.4	- 41.1	74.4	- 41.0	75.3



Generación y Pérdidas en el Sistema ( ver Tabla VII ). Este apartado tiene información importante, se puede notar practicamente cero error en potencia activa y en la reactiva un desajuste de 2 en un total de 724 MVAR, lo que significa un 0.27 % , originado en el Area Noreste donde se simula la contingencia.

Tabla VII

Comparación de Pérdidas de Potencia del Sistema NOINE.

CON TIN GEN CIA	C A S O	A R E A	G E N E R A C I O N		P E R D I D A S M A S E N L A C E S	
			MW	MVAR	MW	MVAR
1	NOINE	NORTE	1139.99	195.63	-129.94	-151.85
		NORESTE	2705.84	575.96	205.98	-590.16
	NOINE1	NORTE	1139.97	195.68	-129.96	-151.80
		NORESTE	2705.74	576.52	205.87	-589.60
	NOINE2	NORTE	1139.97	195.73	-129.97	-151.75
NORESTE		2705.83	576.18	205.97	-589.92	
2	NOINE	NORTE	1139.97	201.17	-129.97	-146.31
		NORESTE	2697.90	605.16	198.04	-560.96
	NOINE1	NORTE	1139.96	200.76	-129.97	-146.72
		NORESTE	2697.90	605.08	198.03	-561.04
	NOINE2	NORTE	1139.98	200.68	-129.96	-146.80
NORESTE		2697.82	604.31	197.96	-561.79	
3	NOINE	NORTE	1139.96	202.54	-129.98	-144.94
		NORESTE	2711.55	724.01	211.68	-442.11
	NOINE1	NORTE	1139.98	202.15	-129.96	-145.33
		NORESTE	2711.96	723.95	212.09	-442.16
	NOINE2	NORTE	1140.00	202.12	-129.94	-145.36
NORESTE		2711.51	721.95	211.65	-444.15	
4	NOINE	NORTE	1139.95	204.43	-129.98	-143.05
		NORESTE	2708.46	724.36	208.60	-441.76
	NOINE1	NORTE	1140.00	204.03	-129.94	-143.45
		NORESTE	2708.87	724.26	209.01	-441.86
	NOINE2	NORTE	1140.00	203.92	-129.94	-143.56
NORESTE		2708.89	722.16	209.04	-443.94	

Los resultados anteriores son excelentes por haberse escogido adecuadamente nodos clave, a su vez se retuvieron ramas donde el propio análisis exigía retenerlas. Esto muestra que no solo por ayudar al modelo de reducción se deben retener elementos, sino también la necesidad de análisis así lo exige.

La convergencia en todos los casos reducidos fueron iguales o semejantes al caso original correspondiente, inclusive si se retuvo algún nodo que es indicado en el patrón de convergencia original, el reducido también lo indica. La no convergencia del caso 4 original también se refleja en las reducciones NOINE1 y NOINE2.

Por último la tabla VIII presenta los beneficios computacionales que se obtuvieron con la reducción. En ella se muestran las condiciones iniciales del estudio y los porcentajes de reducción en nodos y ramas. Para el caso NOINE1 se observa una reducción del 20 % en nodos y ramas y un ahorro del 14.3 % en tiempo de solución. Para la segunda reducción NOINE2 se logra un ahorro del 34.3 % en tiempo de CPU para una reducción del 50 % en nodos y ramas. Es de resaltar que todo esto se obtuvo manteniendo una alta precisión en los cálculos.

Tabla VIII  
Comparación de los Casos Base.

C A S O S			
	NOINE	NOINE1	NOINE2
NODOS	164	130 ( 79 % )	81 ( 49 % )
GENERADORES	46	46	46
RAMAS	240	193 ( 80 % )	120 ( 50 % )
TIEMPO DE C P U RELATIVO	100 %	85.7 %	65.7 %

## 2.2 Análisis para el Modelo del SINAL.

El Sistema Interconectado Nacional ( ver figura 17 ) lo integran 405 nodos, 111 generadores y 615 líneas-transformadores.

En la reducción del SINAL se retuvieron nodos clave para analizar los flujos de potencia en los enlaces principales del Sistema Interconectado Sur ( SIS ). Además se retuvieron puntos del troncal de 400 KV en el Area Noreste y la interconexión entre las Areas Norte-Noreste. La figura 18 muestra el diagrama del sistema reducido.

### Descripción de los casos de estudio:

SINAL => Caso Base Original SINAL

SINAL1 => Caso Base con Reducción

### 2.2.1 Contingencias a estudiar en el SINAL.

1- Salida de una de las líneas de transmisión de Altamira ( ALT ) a Poza Rica ( PRD ). Se tienen dos líneas de 400 KV como enlace principal entre el Sistema Interconectado Sur ( SIS ) y el del Norte ( SIN ).

2- Salida de las dos líneas de 400 KV de Tula ( TUL ) a Texcoco ( TEX ). Contingencia que afecta principalmente al SIS en el Area Central y Oriental.

3- Salida de la línea de 400 KV de Acatlán ( ATN ) a Manzanillo ( MNZ ) en el Area Occidental, afectando la generación de la Central de Manzanillo.

### 2.2.2 ANALISIS DE RESULTADOS.

El análisis para este Sistema se hará comparando los resultados, principalmente en el Area de estudio. La reducción SINAL1 fué hecha con la intención de aprovecharla en el análisis de todas las contingencias. Como se puede observar las contingencias se tienen en diferentes Areas de Control.

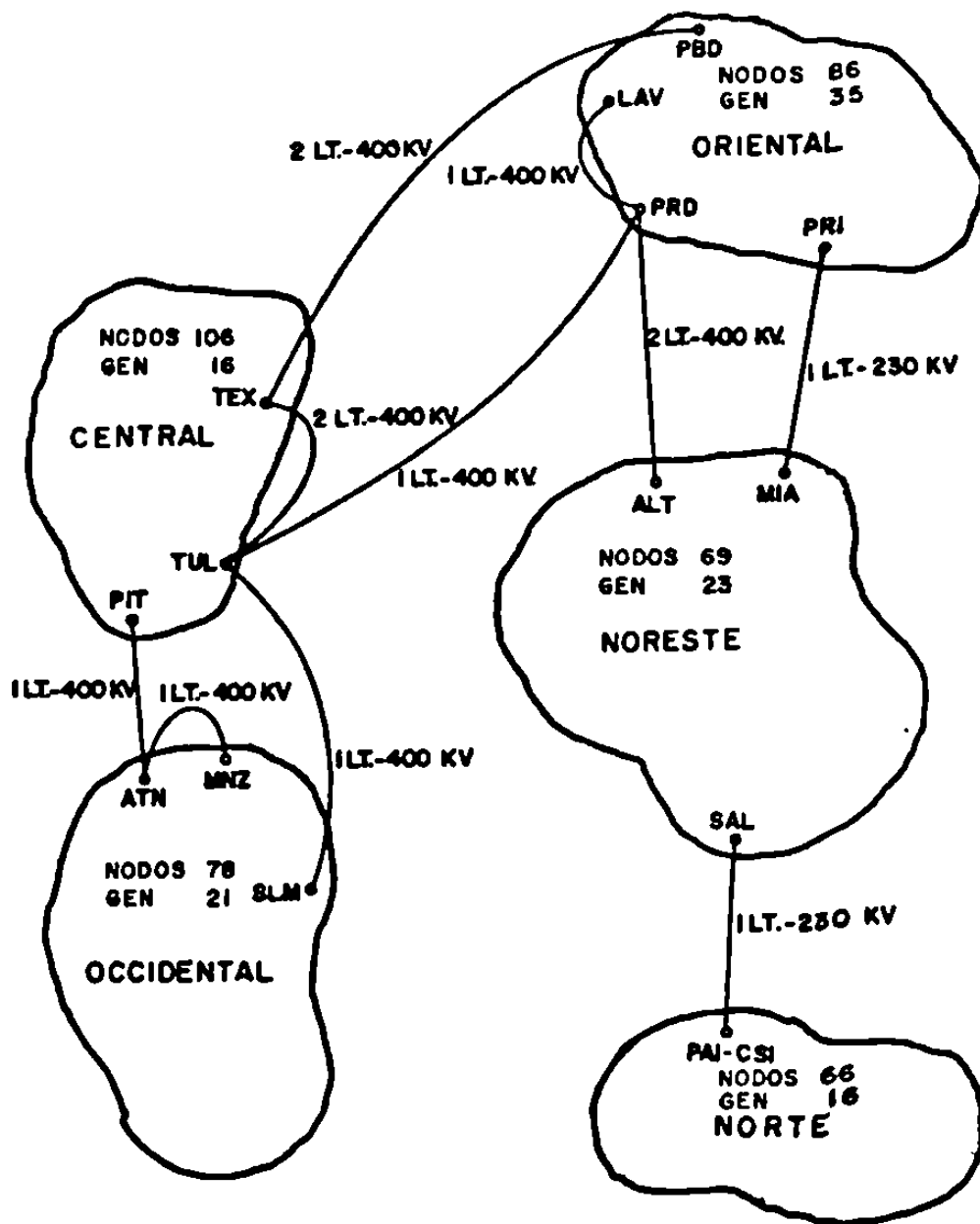


Figura 17) Red del SINAL.

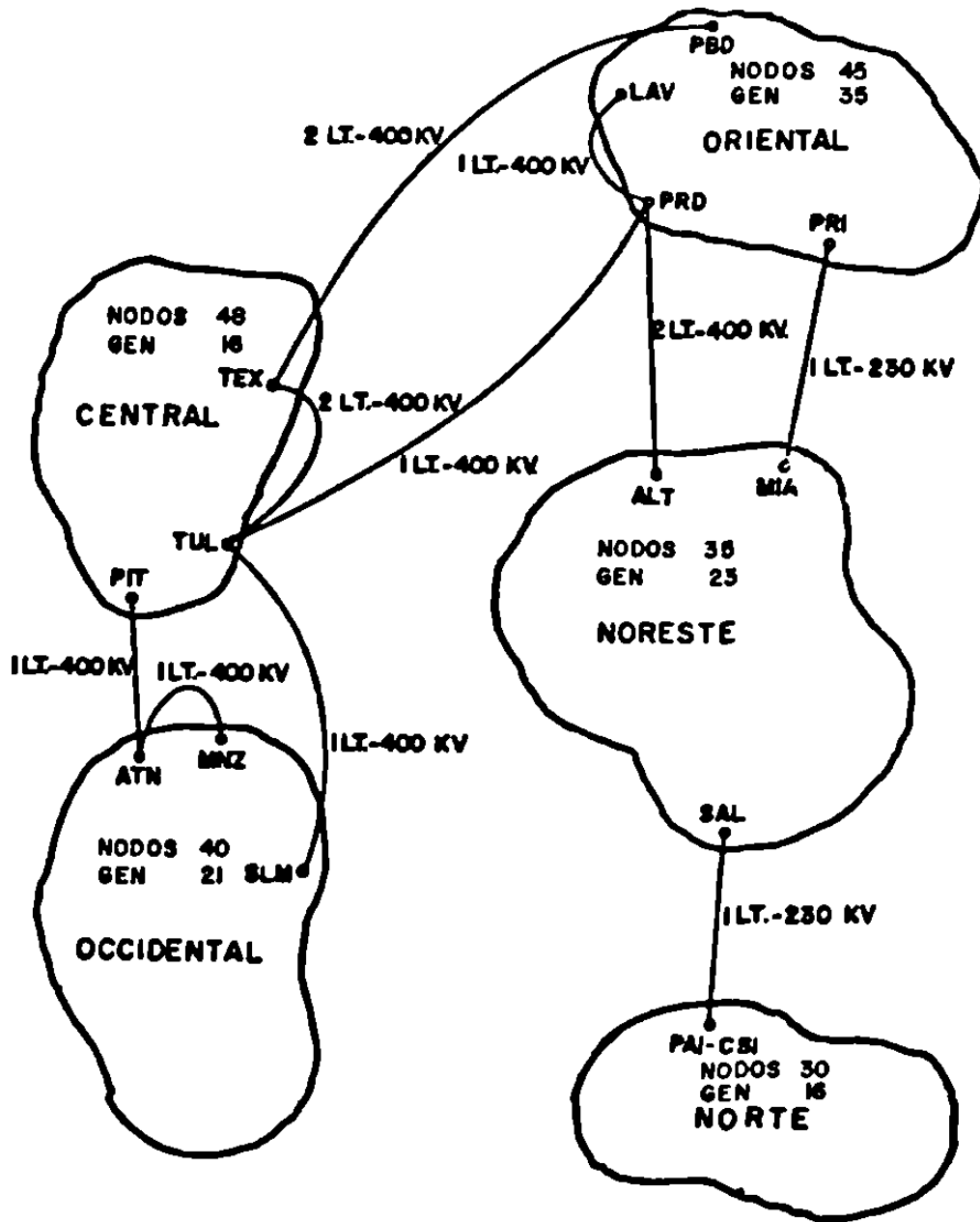


Figura 18) Red del SINAL Reducido.

Los comentarios se concretan en Voltajes ( Tabla IX ), Flujos en Líneas ( Tabla X ) y Pérdidas de Potencia Totales ( Tabla XI ). Cabe mencionar que para el análisis de la contingencia 3, salida de la línea de 400 KV de Manzanillo a Acatlán, se hizo una extensión ya que ésta contingencia es muy ilustrativa y por su importancia se analizará por separado.

La configuración longitudinal del SINAL facilita determinar fronteras de estudio para un enfoque Nacional o Global. Esto da como resultado una configuración sencilla del SINAL al respetar las fronteras de cada Área.

Con el grado de reducción que se obtuvo ( figura 18), dejando prácticamente solo nodos frontera y de sincronización, al aplicar contingencias en líneas de enlace entre Áreas se fuerza flujo de potencia en la red reducida. Esta fue una prueba crítica para el modelo, sin embargo, como se verá más adelante el desajuste fue prácticamente despreciable.

Voltajes ( ver tabla IX ). Los resultados son muy buenos al grado de tener un desajuste máximo de 0.9 KV ( 0.2 % ) en la contingencia más crítica que fue la 3 . En ella se forzó flujo de contingencia total por la red del equivalente en el Área de Control Occidental. Se debe señalar que en este caso no retuvo el área de interés, por lo cual se considera como un caso crítico extremo, ya que normalmente se deben retener nodos y ramas que participan en la contingencia. Esto se hizo como comprobación y se obtuvieron valores de desajuste máximos de 0.2 KV ( 0.05 % ) que fue en realidad lo obtenido en promedio en el resto de los nodos, aún con la red completamente reducida. Lo anterior resalta la importancia de retener nodos clave es determinante.

Flujos en Líneas ( ver tabla X ). Los desajustes obtenidos máximos fueron de 1 MW y de 4 MVAR , se ha mencionado en varias ocasiones que el desajuste mayor es en potencia reactiva y se produce por no retener ramas que participan en la contingencia. Al repetir la contingencia 3 reteniendo el Área Occidental, el desajuste máximo fue de solo 1 MVAR.

Tabla IX  
Comparación de Voltajes en el Sistema SINAL.

Nodo	Contingencia	SINAL		SINAL1	
		mag.	ang.	mag.	ang.
TUL-400	B	405.5	- 33.64	405.5	- 33.64
	1	404.3	- 34.24	404.3	- 34.21
	2	405.7	- 33.13	405.8	- 33.11
	3	404.5	- 34.21	404.6	- 34.33
TEX-400	B	400.2	- 34.27	400.2	- 34.26
	1	398.9	- 34.80	398.9	- 34.78
	2	392.7	- 34.88	392.5	- 34.88
PBD-400	B	400.5	- 30.99	400.4	- 30.99
	1	398.7	- 31.43	398.6	- 31.41
	2	395.2	- 31.39	395.0	- 31.38
MNZ-400	B	409.5	- 30.45	409.5	- 30.45
	1	409.4	- 31.06	409.4	- 31.03
	2	409.4	- 30.14	409.4	- 30.11
SLM-400	B	405.9	- 37.73	405.9	- 37.73
	1	405.5	- 38.35	405.5	- 38.32
	2	405.8	- 37.36	405.9	- 37.33
ATN-400	B	400.2	- 39.64	400.2	- 39.64
	1	400.0	- 40.26	400.1	- 40.23
	2	400.1	- 39.34	400.1	- 39.31
	3	380.0	- 41.42	380.9	- 41.43

B => Caso Base SINAL

1 => Caso con Contingencia 1 Sale una LT-400 ALT-PRD

2 => Caso con Contingencia 2 Salen las dos LT-400 TUL-TEX

3 => Caso con Contingencia 3 Sale LI-400 MNZ-ATN

Pérdidas en el SINAL ( ver Tabla XI ). Como se podrá observar las pérdidas en potencia activa son mucho menores que la reactiva, el desajuste máximo se obtuvo en la contingencia 3 con un valor de 2 MW en potencia activa y de 46 MVAR en potencia reactiva. Este último valor es considerable pero es a nivel de sistema. Al repetir la contingencia pero ahora reteniendo al Area Occidental el desajuste se redujo a 5 MVAR. El uso del modelo nos indica que no es necesario retener en detalle el Area o Zona de estudio, solo basta retener algunos nodos clave, como para el caso de la contingencia 3, con solo retener el nodo de Atequiza se logran practicamente los mismos resultados que con el sistema completo.

Tabla X  
Comparación de Flujos en Líneas en Sistema SINAL.

N O D O		CON TIN GEN CIA	S I N A L		S I N A L I	
DE	A		MW	MVAR	MW	MVAR
SAL	PAI-230	B	25.4	- 29.7	25.4	- 29.7
		1	25.4	- 30.7	25.4	- 30.7
		2	25.4	- 29.7	25.4	- 29.7
		3	25.4	- 29.7	25.4	- 29.7
ALT	PRD-400	B	584.2	-179.0	584.2	-178.8
		1	XXX	XXX	XXX	XXX
		2	553.1	- 24.1	553.2	- 23.7
		3	582.2	-173.0	582.2	-173.2
ATN	MNZ-400	B	-364.4	- 54.3	-364.4	- 54.3
		1	-364.4	- 54.9	-364.4	- 54.8
		2	-364.6	- 54.8	-364.6	- 54.7
		3	XXX	XXX	XXX	XXX
TEX	PRD-400	B	-530.2	- 10.6	-530.0	- 10.2
		1	-541.0	1.4	-540.6	2.2
		2	-551.6	- 56.6	-551.4	- 56.4
		3	-537.6	- 10.4	-536.6	- 9.8
TEX	TUL-400	B	-133.6	-188.6	-134.0	-190.6
		1	-121.2	-192.6	-121.8	-194.6
		2	XXX	XXX	XXX	XXX
		3	-128.4	-187.0	-129.6	-189.2

B => Caso Base SINAL

1 => Caso con Contingencia 1 Sale una LT-400 ALT-PRD

2 => Caso con Contingencia 2 Salen las dos LT-400 TUL-TEX

3 => Caso con Contingencia 3 Sale LT-400 MNZ-ATN

Tabla XI  
Pérdidas en el Sistema SINAL.

CONTIN GENCIA	S I N A L C O M P L E T O		S I N A L R E D U C I D O	
	MW	MVAR	MW	MVAR
1	292.65	-1520.60	291.78	-1529.63
2	285.81	-1650.40	285.46	-1660.81
3	299.94	-1434.10	297.90	-1479.81
3'	299.94	-1434.10	299.00	-1439.07

La convergencia en todos los casos, con o sin equivalente, fue prácticamente la misma, reflejando el grado de similitud aún en casos donde no se obtuvo.



En la tabla XII se muestran los porcentajes de reducción en nodos y ramas y los Beneficios computacionales obtenidos. Se debe observar una reducción del 42 % en tiempo de CPU en la solución del sistema lo cual representa un ahorro de tiempo muy significativo al estudiar el comportamiento en estado estable del Sistema Interconectado Nacional.

Tabla XII  
Comparación de los Casos Base del modelo BINAL

	B I N A L C O M P L E T O		B I N A L R E D U C I D O	
Nodos	405		198	48.9 %
Generadores	111		111	
Líneas-transf.	615		385	62.6 %
Tiempo CPU Relativo	100 %		58 %	
	MW	MVAR	MW	MVAR
Pot. de Generación	( 12699,	2344 )	( 12699,	2344 )
Pot. de Carga	( 12417,	4175 )	( 12417,	4175 )
Pérdidas	( 282,	-1831 )	( 282,	-1831 )

### 2.3 Consideraciones para el uso de equivalentes en el Análisis de Flujos en Estado Estable.

1. Seleccionar las contingencias que se desean analizar.

2. Definir el Area, Sub-Area o Zona que se desea estudiar.

3. Se recomienda seleccionar contingencias que puedan involucrar ramas comunes para aprovechar al máximo el equivalente.

4. Se debe recordar que entre más pequeña sea el Área de interés, mayor será el ahorro en el tiempo. Sin embargo, no hay que descuidar el reducir ramas que luego en la contingencia sean importantes.

5. La agrupación de generadores puede realizarse escogiendo Zonas, Sub-Áreas o Áreas según la intención del análisis, se recomienda agruparlos por Zona ya que es de utilidad y ocasiona menos error. La reducción de nodos por agrupación de generadores puede traer un ahorro adicional en el tiempo de solución. Los conceptos de agrupación se describen en detalle en el Capítulo IV.

## CAPITULO III

### APLICACION DEL MODELO DE EQUIVALENTES EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

#### 3.1 Introducción.

El problema de estabilidad involucra la solución de ecuaciones algebraicas que representan la red eléctrica y ecuaciones diferenciales que modelan la dinámica de los generadores y sus controles. La solución tradicional del problema de estabilidad requiere la solución simultánea de las ecuaciones diferenciales y algebraicas. Para esto es necesario integrar las ecuaciones diferenciales, utilizando un paso de integración, el cual permite encontrar la solución en el tiempo en puntos discretos.

Si se realiza un estudio de estabilidad para analizar la primera oscilación de una máquina y se utiliza un paso de integración de un ciclo, se deberán obtener 60 soluciones para el conjunto de ecuaciones algebraicas y diferenciales. En cada paso de integración se tendrá un proceso iterativo para obtener la solución en un punto. Lo anterior muestra que el estudio de estabilidad requiere gran cantidad de recursos computacionales y tiempo de solución, especialmente cuando el tiempo de simulación crece.

Es aquí donde los equivalentes pueden llegar a ser muy útiles, si logran reducir sustancialmente la utilización de recursos computacionales sin perder precisión en los resultados.

En el estudio de estabilidad, la aplicación de equivalentes puede efectuarse independientemente en dos niveles:

- § Red de transmisión.
- § Generadores y Controles.

En este trabajo se presenta la idea de explotar la reducción de la red eléctrica como primer paso y posteriormente incluir la reducción de generadores y controles de acuerdo a la precisión requerida.

### 3.2 Aplicación de Equivalentes en Sistemas Interconectados.

En el estudio de grandes sistemas es común tener un área de interés, de acuerdo al estudio que se realiza, y generalmente se tiene el problema de como representar el área que no interesa. Aquí los equivalentes tienen gran importancia sobretodo en el aspecto computacional. Tradicionalmente se tratan de obtener equivalentes donde se combina la reducción de la red y la agrupación de generadores, lo que en muchos casos introduce errores al emplear el equivalente.

En este trabajo se propone reducir la red sin obtener el equivalente de las máquinas, con lo cual se retienen las características dinámicas de cada generador en el equivalente. Esto es muy importante ya que es posible obtener el comportamiento de todas las máquinas en el sistema pero utilizando una red reducida. Aquí resulta interesante saber en donde se obtiene mayor ahorro en recursos computacionales, si reduciendo la red o reduciendo generadores.

La opción de reducir generadores manteniendo la red intacta ya ha sido investigada anteriormente, sin embargo la opción que se presenta ahora tiene mayores ventajas desde el punto de vista computacional. Por otro lado, resulta evidente que la combinación de ambos métodos debe ser lo mejor, pero se debe tener en cuenta que al hacerlo la precisión del cálculo se puede afectar. Esto puede llegar a ser crítico si se simulan varios segundos del comportamiento dinámico, donde los errores pueden ir creciendo en el tiempo.

Un aspecto muy importante a considerar en un sistema longitudinal es que los enlaces entre las áreas del sistema son generalmente pocos y adicionalmente el número de nodos frontera entre las áreas es muy reducido, con lo cual se tiene un equivalente muy compacto. Esto puede alterarse dependiendo del número de generadores que se retengan en el equivalente, sin embargo puede minimizarse el efecto si se retienen los nodos de sincronización. La figura 19 ilustra claramente esta posibilidad.

Si se retienen los nodos ( A, B, C ) de la figura 19 se obtiene un equivalente con tres líneas, en cambio si se eliminan también los nodo de sincronización se incrementan notablemente el número de ramas, obteniendo finalmente 6 nodos de generación y 15 líneas equivalentes.

Un aspecto importante en un sistema interconectado longitudinal es la posibilidad de estudiar el comportamiento transitorio y dinámico del sistema, reteniendo exclusivamente la red troncal del sistema y eliminando líneas y nodos de poca importancia para el estudio. Esto permite tener el Área de interés y el Área reducida mezcladas, con lo que se tiene un equivalente híbrido. Esto se muestra en forma esquemática en la figura 20, donde se observa que se puede centrar el estudio en el análisis de flujos y oscilaciones de potencia en las líneas de interconexión y observar el comportamiento de cualquier máquina del sistema.

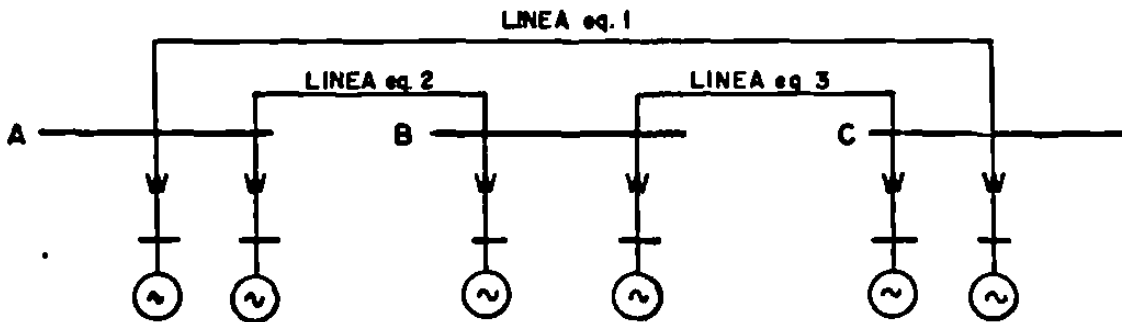
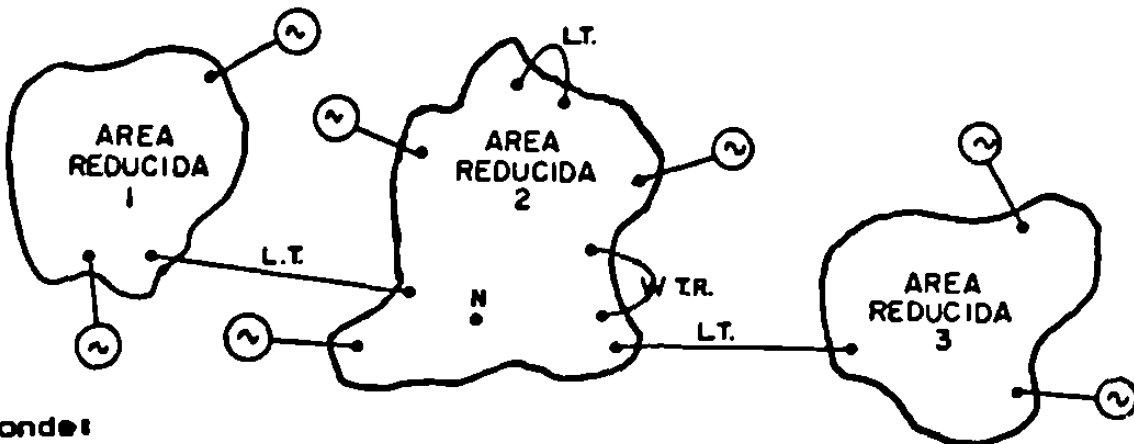


Figura 19) Representación de los Generadores a sus Nodos de Sincronización.



Donde:  
 N => Nodo  
 LT => Línea  
 TR => Transf.

Figura 20) Representación Híbrida del Sistema al mezclar el Área de Interés con el Área Reducida.

### 3.3 Representación de la Carga.

Un elemento importante en el análisis del comportamiento transitorio y dinámico es la representación de la carga, especialmente cuando se tiene un modelo generalizado, en que se tiene dependencia del voltaje y la frecuencia. El problema que se tiene es que al efectuar la reducción, la carga se va agrupando en los nodos del sistema reducido. Si todas las cargas tienen un comportamiento similar la agrupación es directa y el modelo de la carga agrupada es similar al modelo individual. En cambio, si se tienen modelos diferentes es necesario realizar una ponderación de los coeficientes del modelo de acuerdo al valor de la carga agregada.

Por otro lado, debe recordarse que si el área que se representa por el equivalente está lejana eléctricamente del punto de disturbio, el comportamiento de los diferentes tipos de carga es muy similar. Las diferencias empiezan a aparecer al acercarse el disturbio al área reducida.

### 3.4 Aplicación de Equivalentes en Estudios de Estabilidad Transitoria.

En esta sección se presentan aplicaciones del método propuesto en modelos del sistema de la COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Se continúa con la misma base de datos utilizada en el Capítulo II y se analizarán las mismas contingencias.

En el análisis de flujos se estudiaron dos niveles, uno con Sistema Norte-Noreste aislados ( NOINE ) y el otro con toda la red que integra el Sistema Interconectado Nacional ( SINAL ).

Al igual que en el Estudio de Flujos, aquí se analizan dos grados de reducción, uno con reducción total del Área Norte y el otro con reducción total de las áreas Norte-Noreste, solo reteniendo puntos de interés para el análisis.

El análisis de Estabilidad comprende el estudio de comportamientos de generadores ( posición angular, potencia, etc. ) líneas y/o transformadores ( flujos de potencia ) y nodos ( voltajes, frecuencias, cargas ) .

En esta sección se comparan los resultados obtenidos con el Sistema Original ( sin reducción ) contra los calculados usando los equivalentes. Los comentarios se centrarán más a comparación de resultados que a explicación de los fenómenos eléctricos.

### 3.5 Análisis de Contingencias en el Sistema NORESTE.

En la figura 21 se indica el diagrama unifilar del Sistema Noreste, que es el que se va a emplear como indicativo de reducción y contingencias. El diagrama unifilar del Area Norte se incluye en el apéndice A.

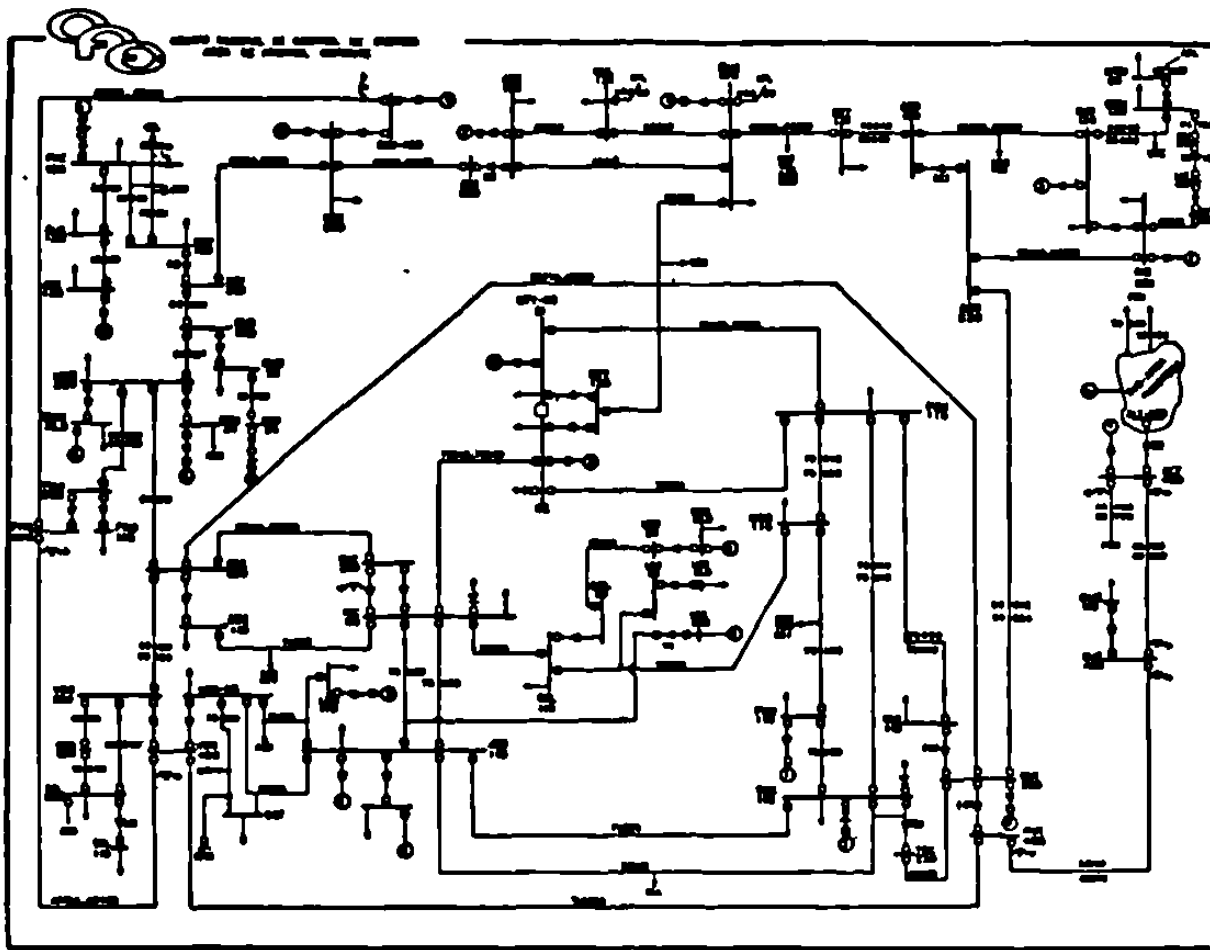


Figura 21) Representación del Sistema NORESTE.

3.5.1 Falla Trifásica AT-REC 400/230. Se analiza la falla Trifásica ( FT ) en el nodo de Río Escondido 230 KV en demanda máxima liberada en 6 ciclos, desconectando el autotransformador de 400/230 KV., en la figura 22 se indica la rama fallada.

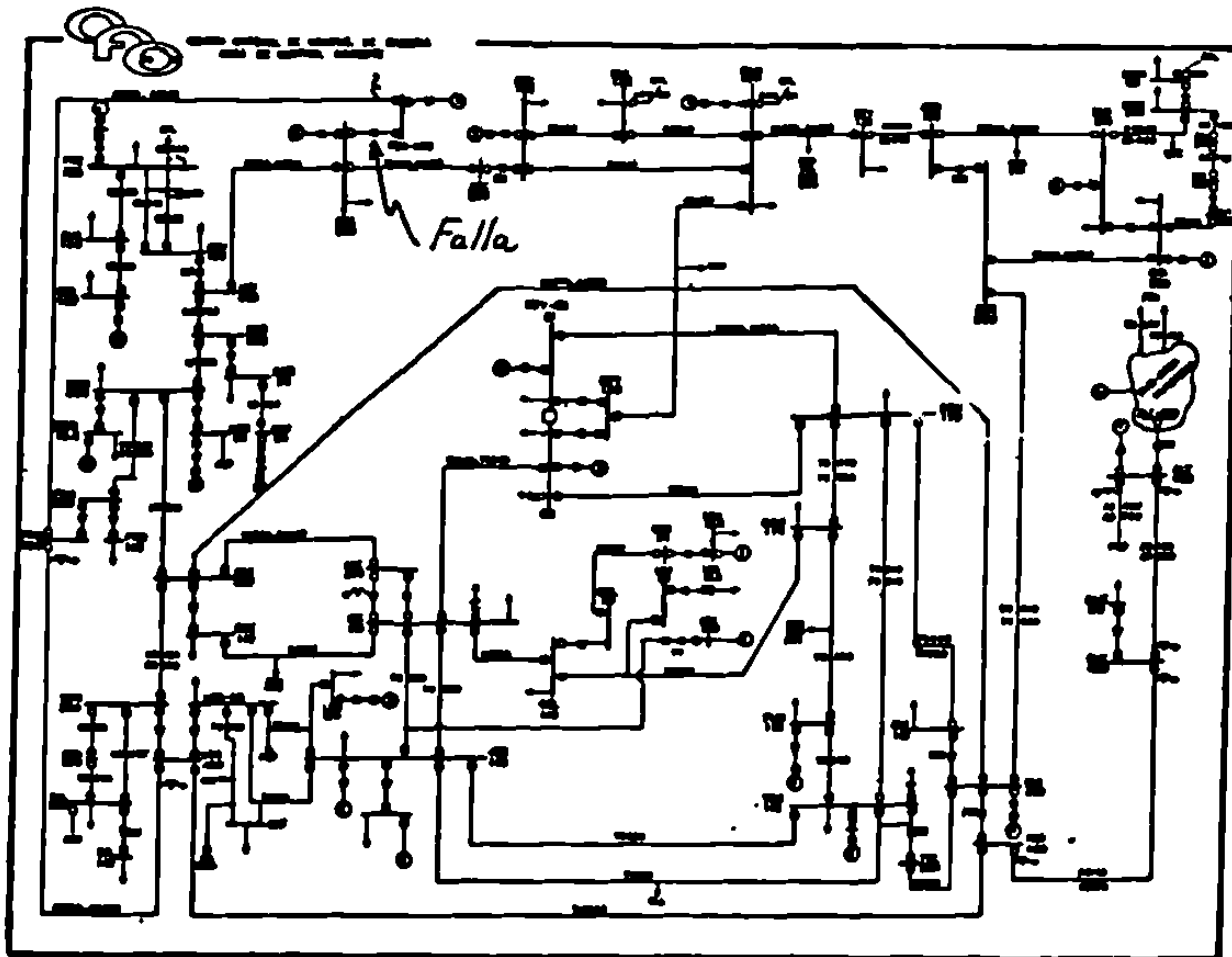


Figura 22) Representación de la salida del AT-REC 400/230 KV.

La salida del autotransformador origina problemas para liberar la energía cinética que absorben las unidades generadoras de la Central de Río Escondido durante la falla. Esto es especialmente crítico para las unidades 1 y 2 de 300 MW que además de sincronizar al nodo fallado quedan con una red de post-falla deficiente. .

El resto de los nodos tienen menos perturbación por la falla según sea su alejamiento eléctrico. Recordando que este trabajo va encaminado al análisis de resultados, se compararan los del sistema completo contra los obtenidos en las reducciones.

Posición Angular. En las figuras 22-A1 y 22-A2 se presentan diferentes comportamientos angulares ocasionados por esta falla. Se puede observar que los resultados son practicamente iguales tanto para la unidad REC-U2 como para la unidad RIB-U3. La presentación de curvas en las gráficas será siempre la misma y el orden será el siguiente: Primero el Sistema Completo ( NOINE ), luego la Reducción del Area Norte ( NOINE1 ) y finalmente la Reducción total ( NOINE2 ).

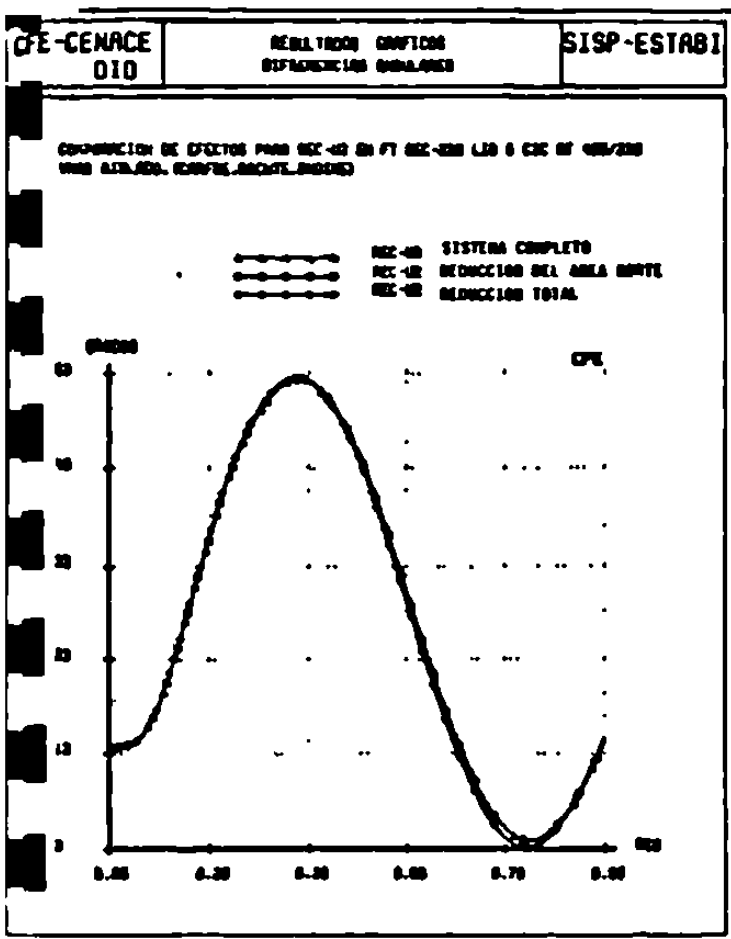


Figura 22-A1  
Comportamiento Angular de  
la Unidad REC-U2

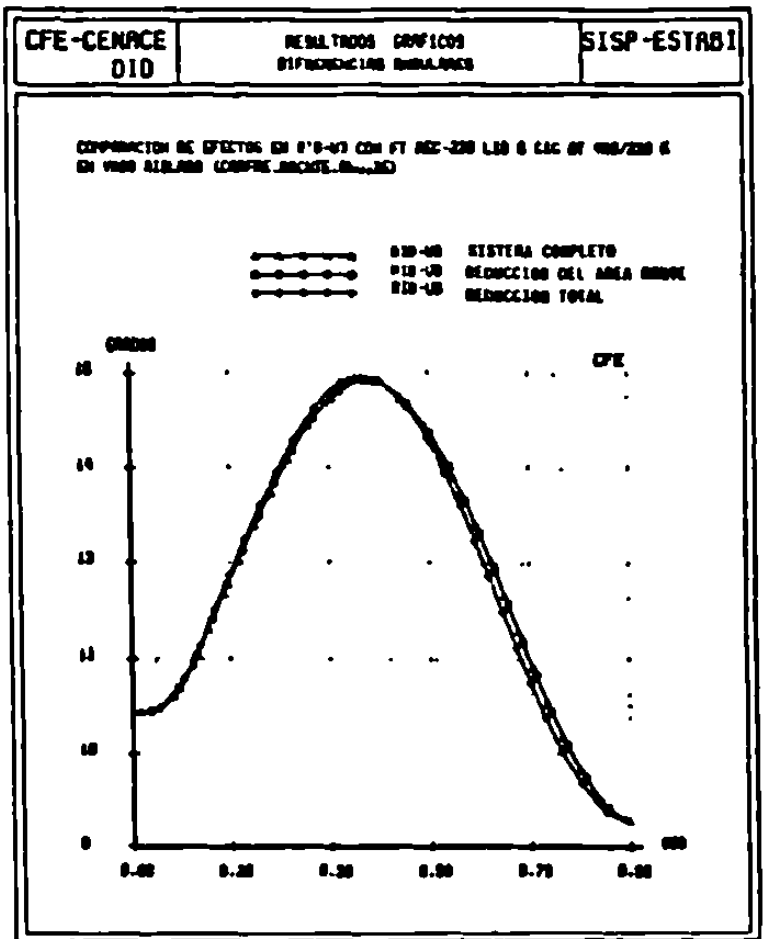


Figura 22-A2  
Comportamiento Angular de  
la Unidad RIB-U3



Generación de Potencia Activa. En las figuras 22-P1 y P2 se muestran los efectos en la unidad de REC-U2 que se encuentran eléctricamente en el punto de falla y en la unidad RIB-U3 que está ubicada a una distancia considerable. La distancia origina un pequeño desajuste a medida que se aleja de la falla, se puede observar que REC-U2 tiene cero error y RIB-U3 tiene una ligera desviación en la reducción NOINE2. El NOINE1 obtiene los mismos resultados que el NOINE completo, o sea la reducción del Área Norte no afecta al Noreste.

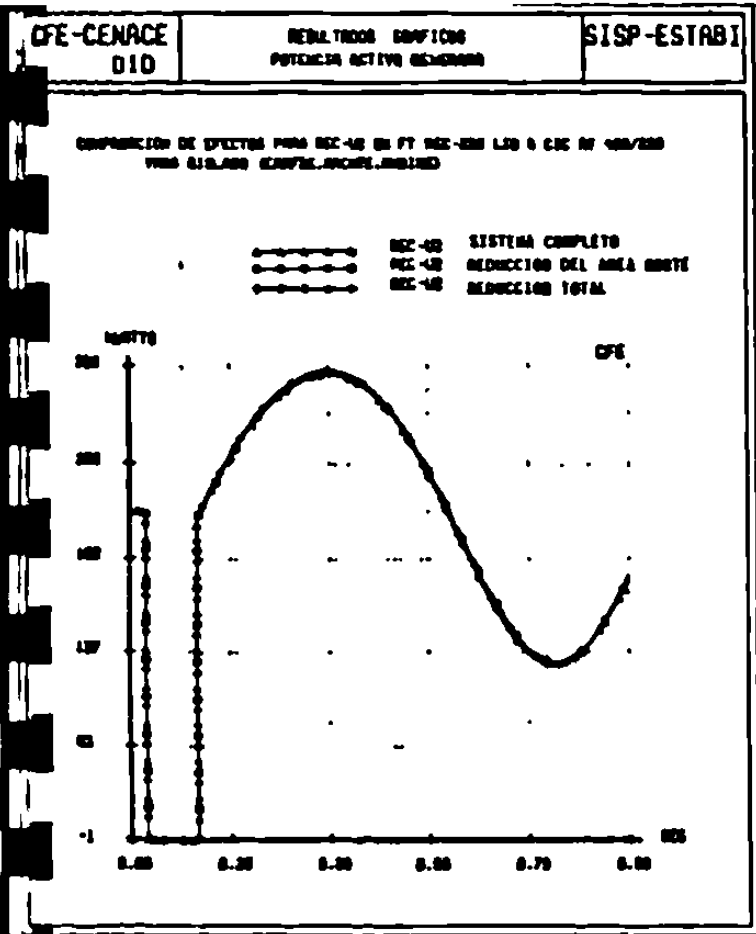


Figura 22-P1  
Potencia Activa Generada  
por la Unidad REC-U2

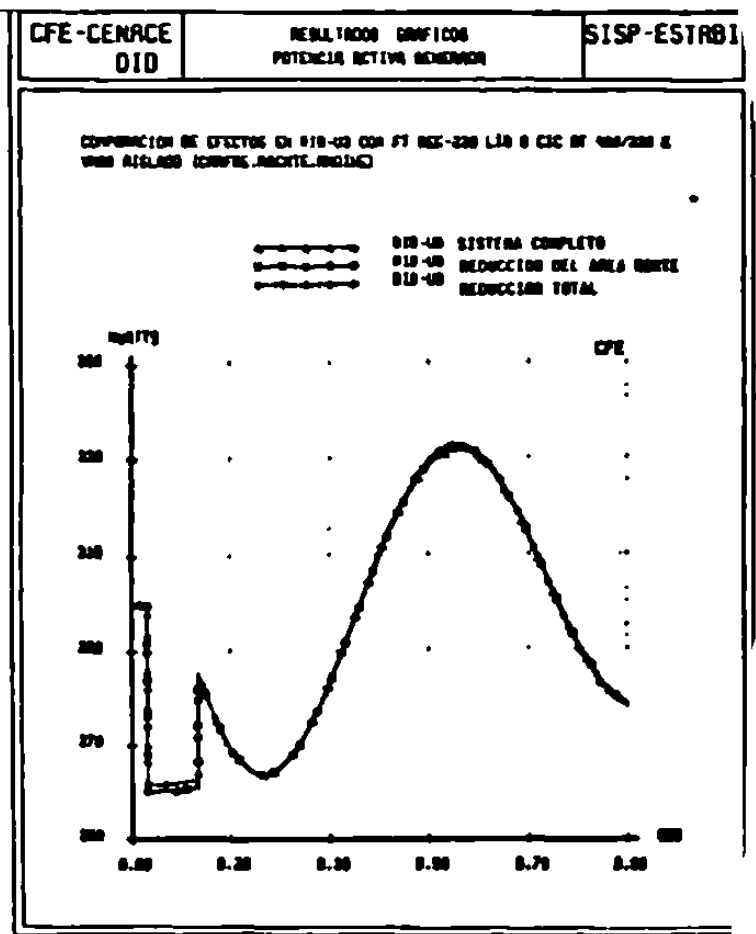
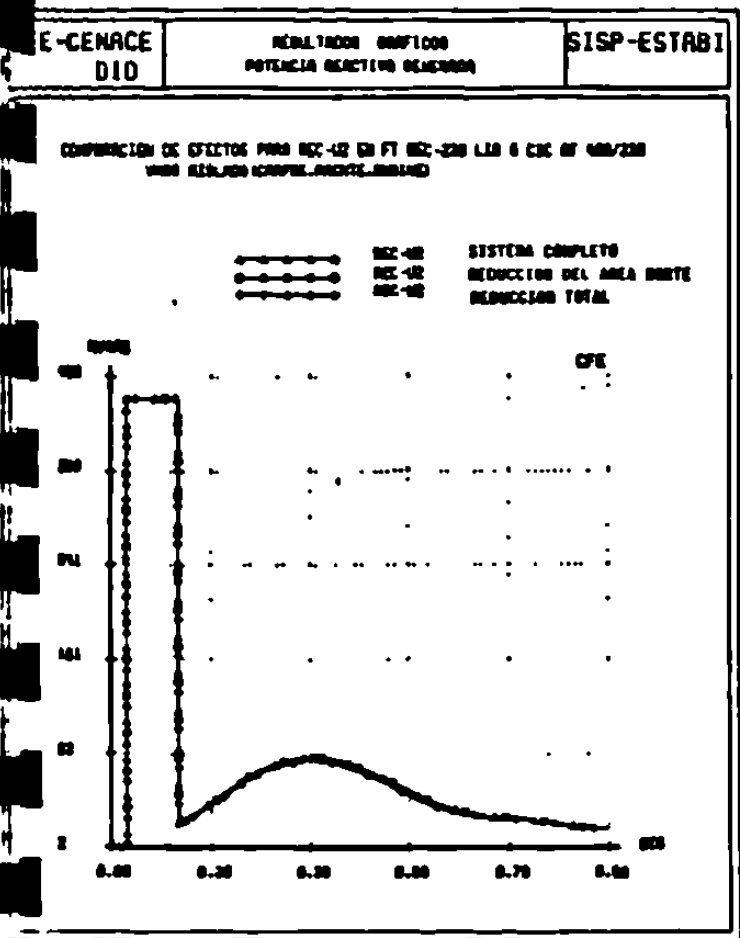
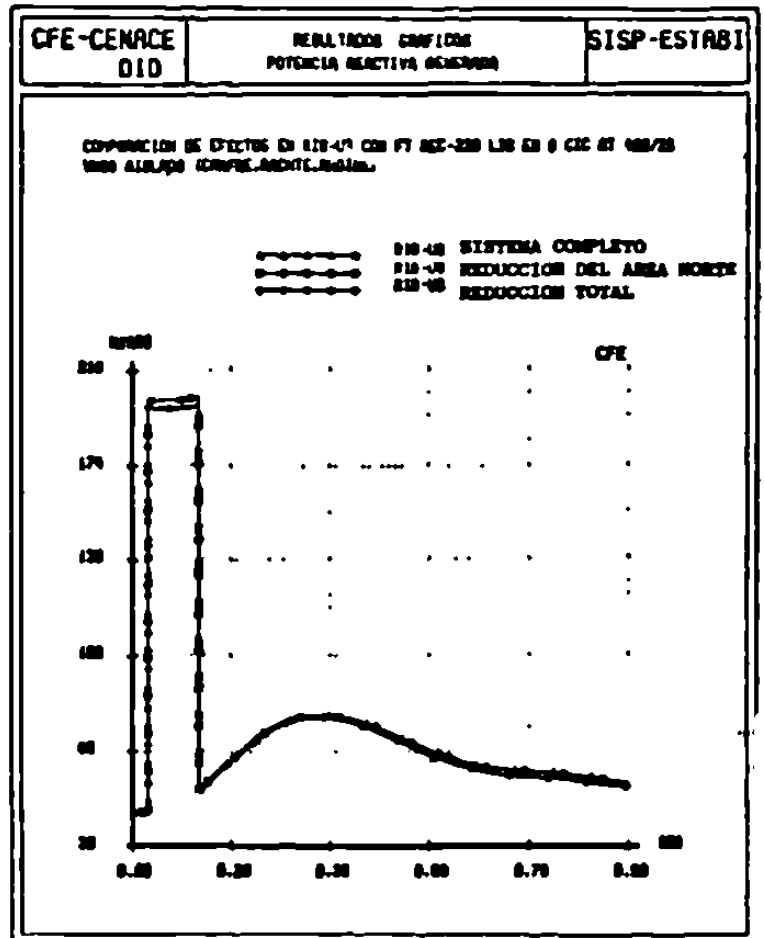


Figura 22-P2  
Potencia Activa Generada  
por la Unidad RIB-U3

**Generación de Potencia Reactiva .** En figuras 22-01 y 02 se muestran los efectos para las unidades REC-U2 y RIB-U3, se pretende ser consistente en el análisis al seguir analizando las mismas unidades y así poder generalizar los efectos ocasionados por la falla. La potencia reactiva en REC-U2 es igual en todos los casos y en RIB-U3 se obtiene una ligera diferencia con la reducción NOINE2, que en ningún momento aumenta y siempre sigue el comportamiento de la original. El NOINE1 reproduce los resultados del NOINE , es decir la reducción del Norte no afecta al Noreste.



**Figura 22-01**  
Potencia Reactiva Generada  
por la Unidad REC-U2



**Figura 22-02**  
Potencia Reactiva Generada  
por la Unidad RIB-U3

**Voltajes en Nodos .** En las figuras 22-V1 y 22-V2 se muestran los efectos de la falla en puntos distintos. En la figura 22-V1 se observa un comportamiento exacto del nodo fallado REC-230 y en la figura 22-V2 se nota un ligero desajuste en el nodo AER-230 durante la aplicación de la falla, esto para la reducción NOINE2, la reducción NOINE1 es exacta.

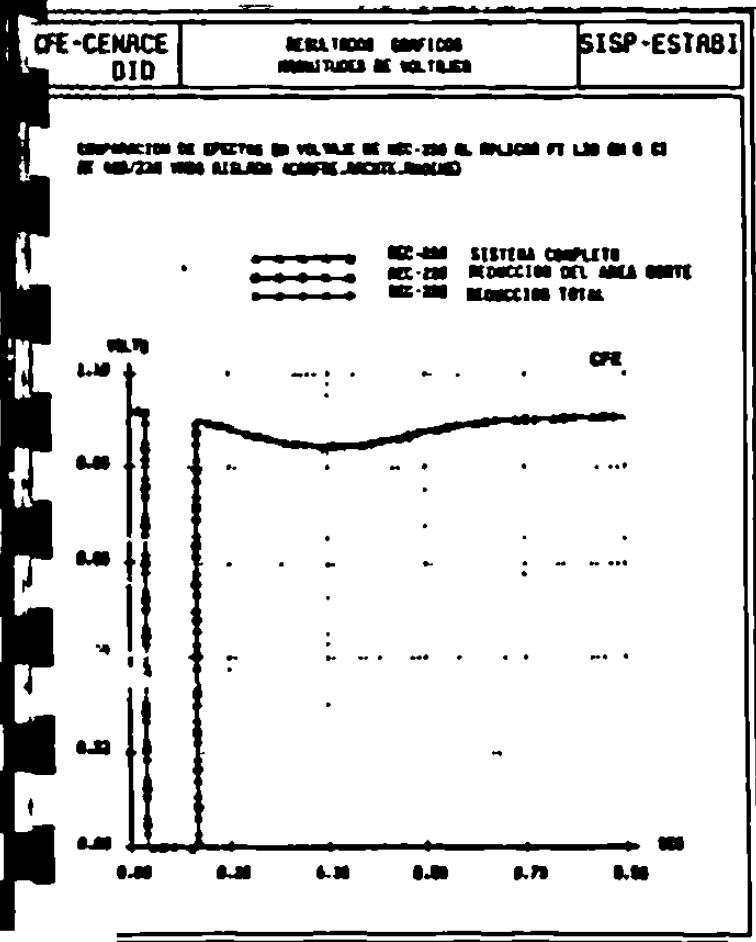


Figura 22-V1  
Voltaje Nodal en REC-230

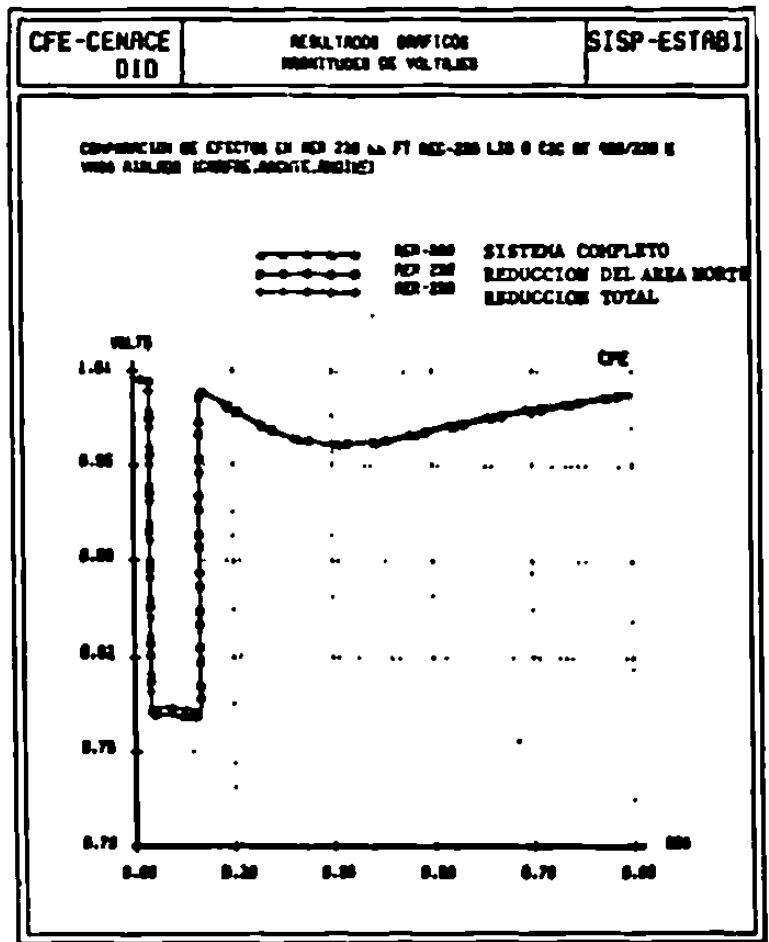


Figura 22-V2  
Voltaje Nodal en AER-230

Flujo de Potencia Activa en Líneas. En las figuras 22-LP1 y LP2 se presentan comportamientos en puntos distintos con referencia a la falla. Se observa la línea que une ( figura 22-LP1 ) a la zona fallada ( Coahuila ) con Tamaulipas, el comportamiento del flujo es exacto y en la figura 22-LP2 se tiene la línea que une a la zona Tamaulipas con la Metropolitana, la respuesta es casi igual, solo el caso NOINE2 presenta un ligero desajuste durante la falla.

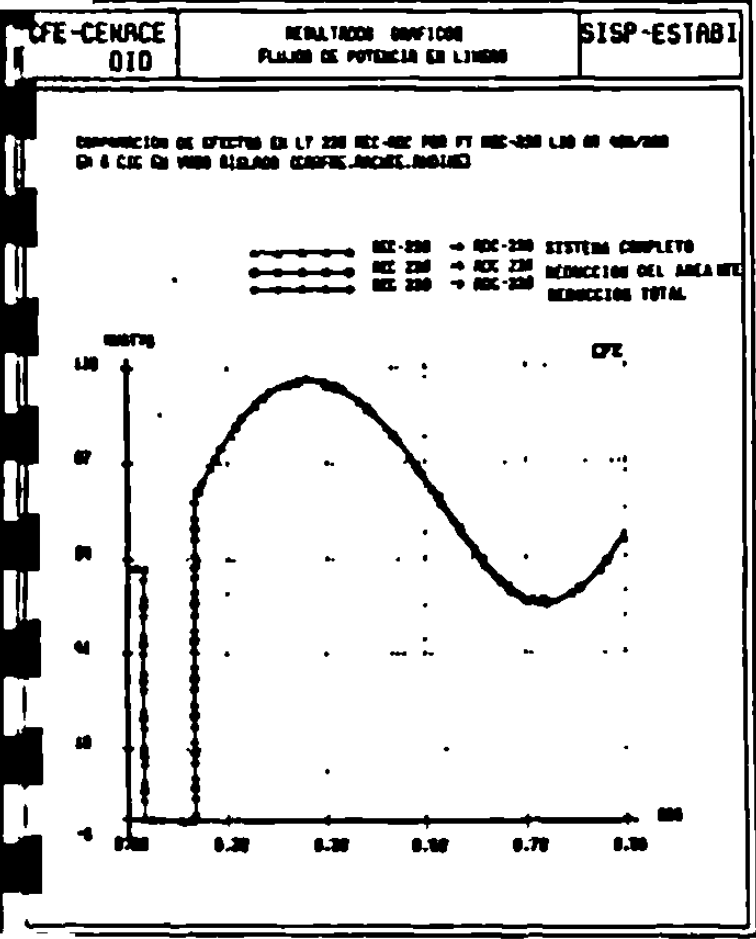


Figura 22-LP1  
Flujo de Potencia Activa en  
LT-230 KV REC-ADC

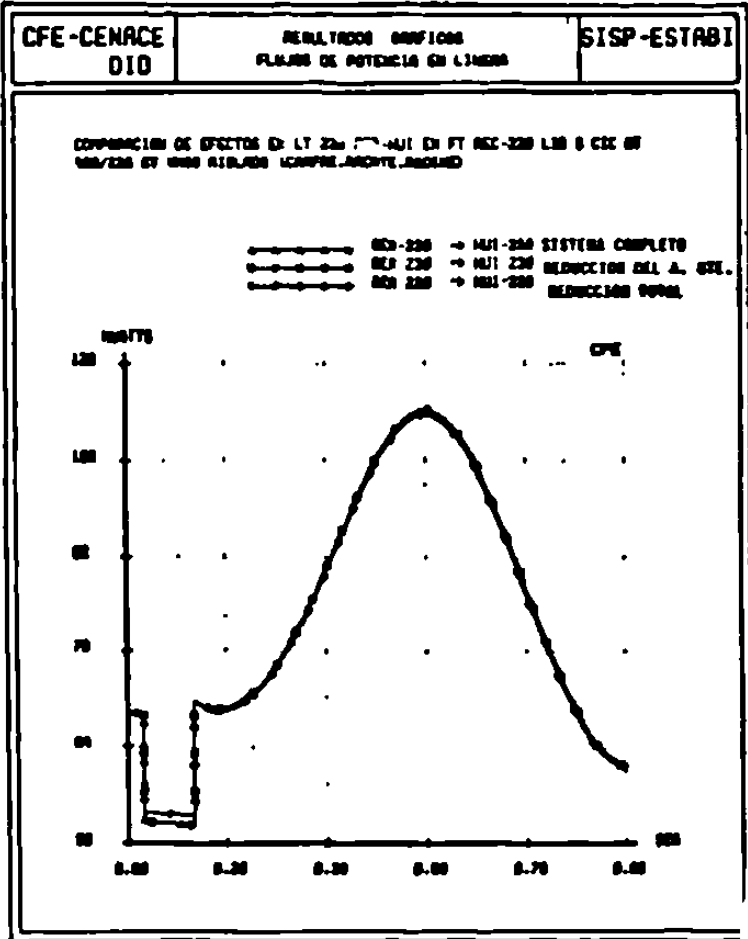


Figura 22-LP2  
Flujo de Potencia Activa  
LT-230 KV AER-HUI

Flujo de Potencia Reactiva en Líneas. En las figuras 22-LQ1 y LQ2 se presentan efectos que resumen la respuesta de toda una Zona. En la figura 22-L1 se muestra el intercambio de la Zona Coahuila con Tamaulipas durante la falla, se puede observar un comportamiento muy aceptable con un seguimiento casi igual al original. En el caso NOINE2 que es el que tiene la mayor reducción el desajuste es solo en el maximo de la oscilación positiva, disminuyendo a cero el error en el minimo de la oscilación. El desajuste se observa aumentado por la escala utilizada. En la figura 22-LQ2 el desajuste observado es solo durante la falla y corresponde al caso NOINE2, o sea con reducción máxima, posteriormente el comportamiento transitorio es idéntico.

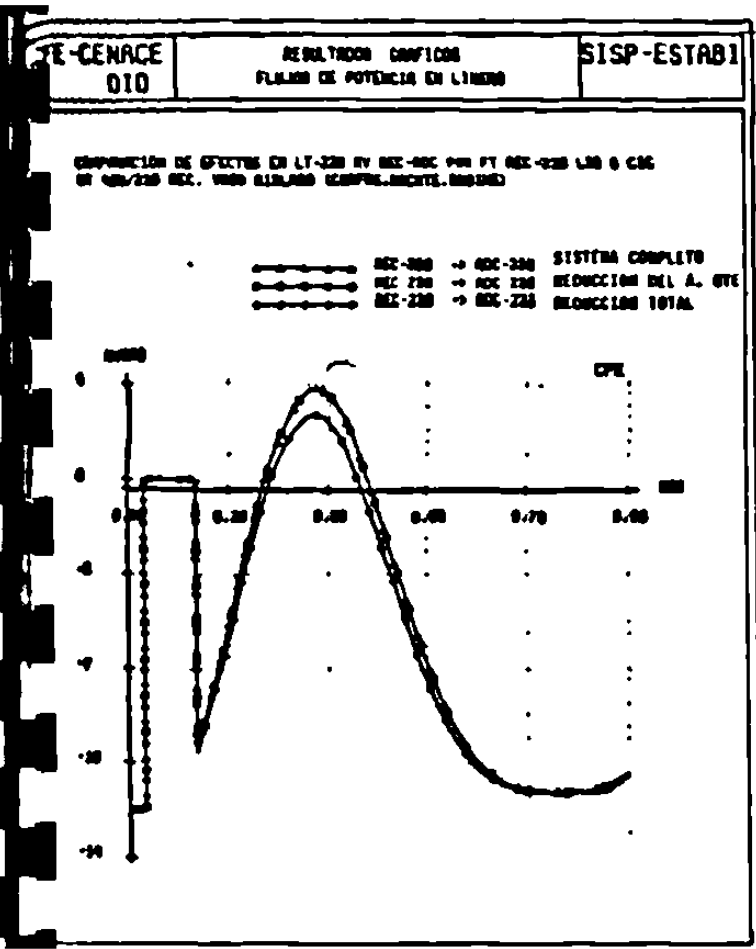


Figura 22-LQ1  
Flujo de Potencia Reactiva  
LT-230 KV REC-ADC

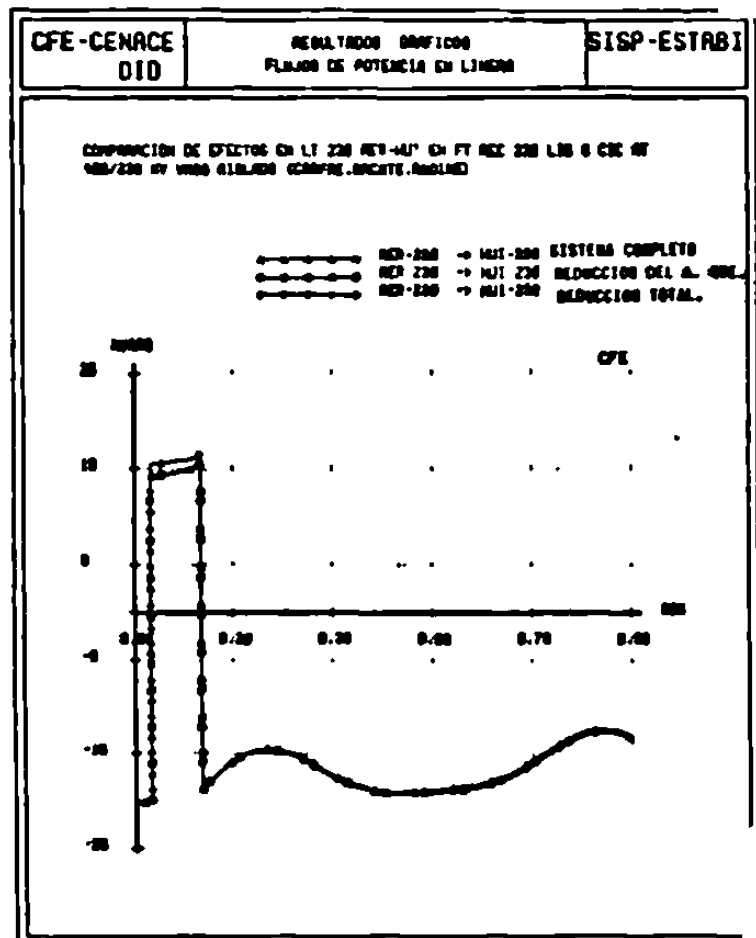


Figura 22-LQ2  
Flujo de Potencia Reactiva  
LT-230 KV AER-HUJ

3.5.2 Falla trifásica en LT-400 GUE-HUI. Falla Trifásica en Buenez 400 KV, librada en 6 ciclos, desconectando la línea a 400 KV de Buenez a Huinala. Esta falla no es tan severa porque queda otra línea entre estos puntos, sin embargo se tiene la falla en un nodo de 400 KV de importancia para el NOINE, en la figura 23 se muestra la salida de esta línea.

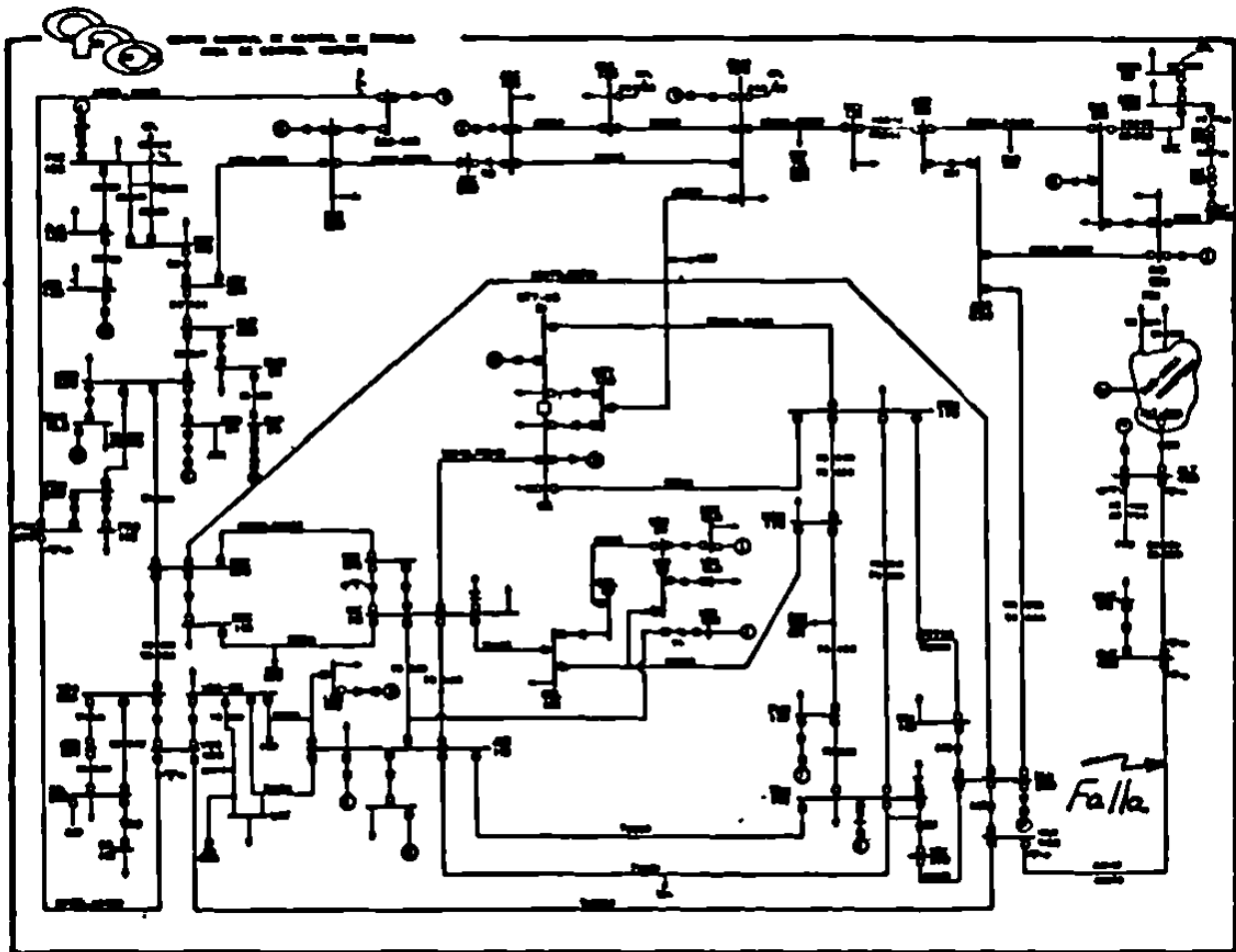


Figura 23) Representación de la salida de la línea de transmisión de 400 KV de Huinala a Buenez.

Esta falla no fué crítica por el bajo flujo de potencia que transmitía, además la ayuda de la línea alterna fue determinante. Como se podrá ver en las figuras siguientes ( Figura 23 ) del Posición Angular, Potencias de Generación, Flujos de Potencia en Líneas y Voltaje Nodal, los equivalentes utilizados reproducen el fenómeno estudiado en forma exacta con excepción del tiempo en que se aplica la falla, mostrando la reducción máxima ( NOINE2 ) ligero desajuste que a final de cuentas no altera el comportamiento transitorio.

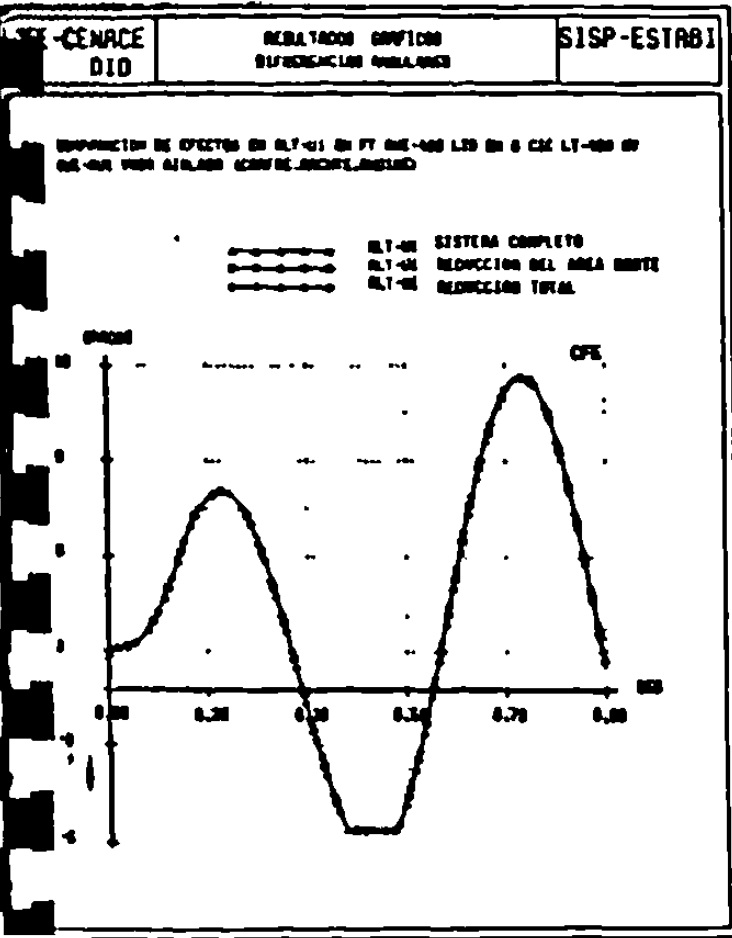


Figura 23-A1  
Comportamiento Angular de  
la Unidad ALT-U1

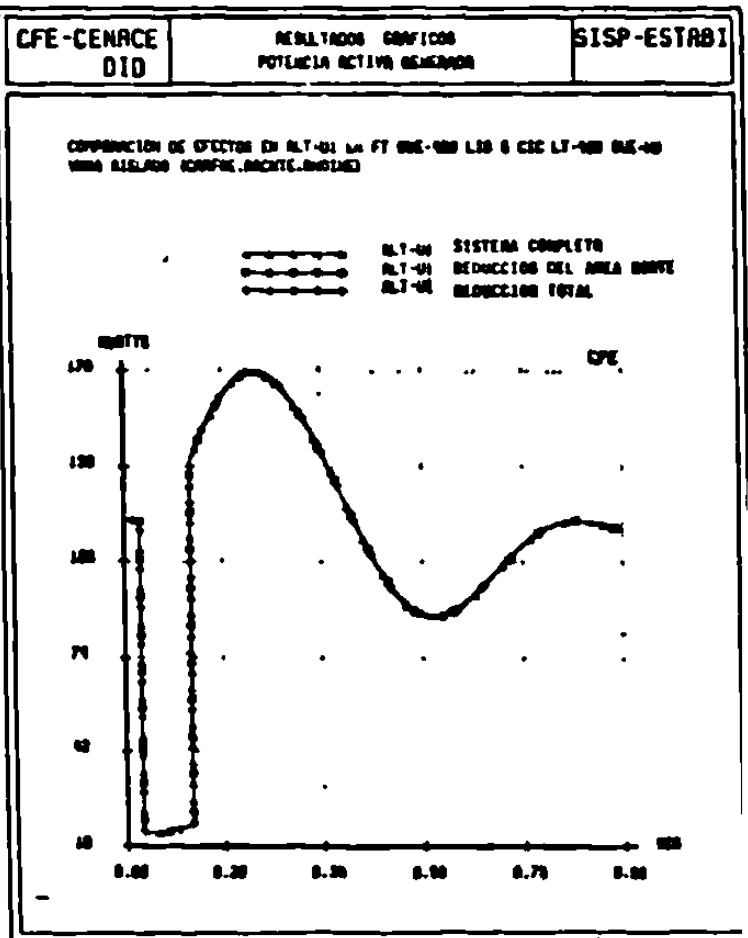


Figura 23-P1  
Potencia Activa Generada  
por la Unidad ALT-U1

PLANO DE POTENCIA EN LINEAS

COMPARACION DE EFECTOS LT-400 400-400 EN FT 04E-400 L10 B CIC LT-400 B 04E-400 400 B10.0000 (CONTR. ARCADE. BOND)

- 400-400 → 400-400 SISTEMA COMPLETO
- 400-400 → 400-400 REDUCCION DEL A. ETC.
- 400-400 → 400-400 REDUCCION TOTAL.

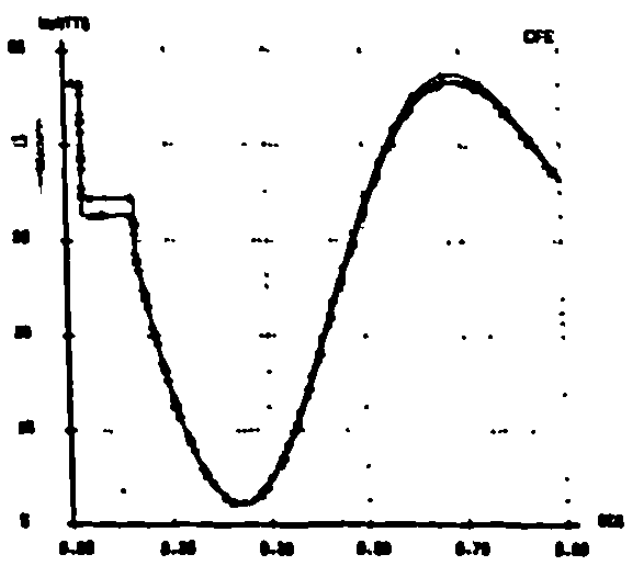


Figura 23-LP1

PLANO DE POTENCIA EN LINEAS

COMPARACION DE EFECTOS EN LT-400 400-400 EN FT 04E-400 B10 L10 B CIC LT-400 B 04E-400 400 B10.0000 (CONTR. ARCADE. BOND)

- 400-400 → 400-400 SISTEMA COMPLETO
- 400-400 → 400-400 REDUCCION DEL A. BOND
- 400-400 → 400-400 REDUCCION TOTAL.

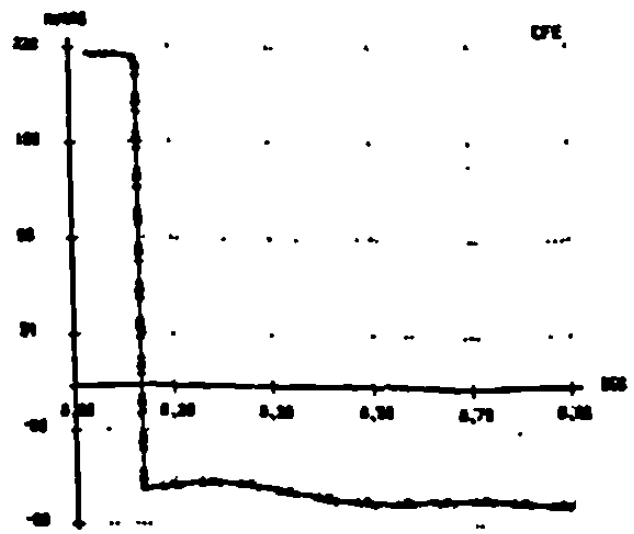


Figura 23-LQ1

POTENCIA REACTIVA DEMANDADA

COMPARACION DE EFECTOS EN LT-400 EN FT 04E-400 L10 B CIC LT-400 04E-400 400 B10.0000 (CONTR. ARCADE. BOND)

- 400-400 SISTEMA COMPLETO
- 400-400 REDUCCION DEL AREA BOND
- 400-400 REDUCCION TOTAL.

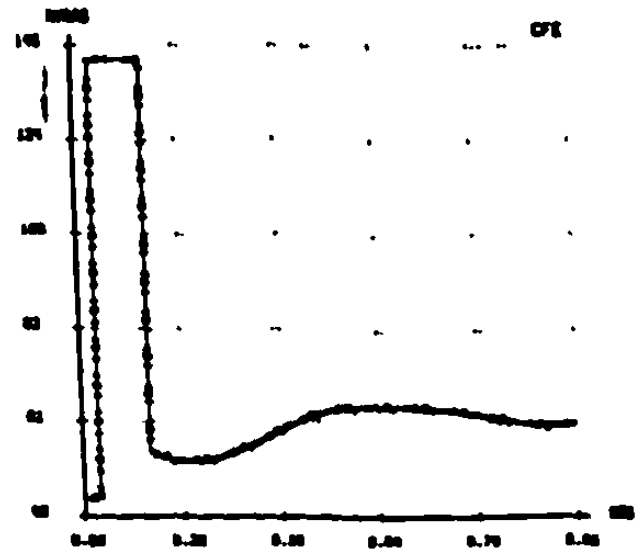


Figura 23-Q1

MAGNITUDES DE VOLTAJES

COMPARACION DE EFECTOS EN 400-400 EN FT 04E-400 L10 B CIC LT-400 B 04E-400 400 B10.0000 (CONTR. ARCADE. BOND)

- 400-400 SISTEMA COMPLETO
- 400-400 REDUCCION DEL AREA BOND
- 400-400 REDUCCION TOTAL.

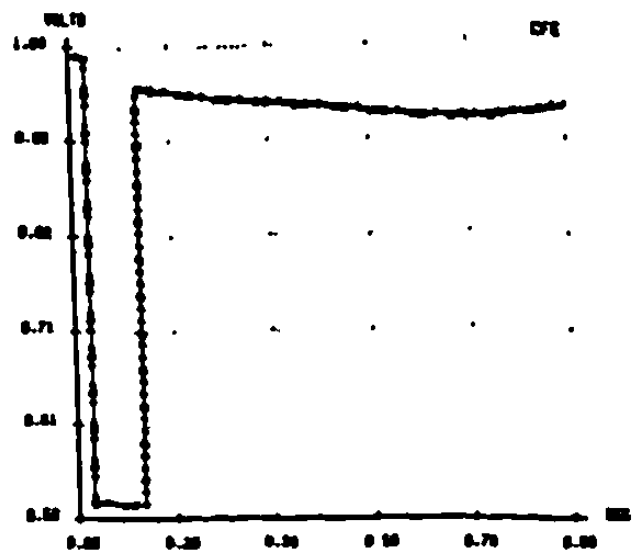


Figura 23-V1



3.5.3 Falla Trifásica en Huinala 230 KV. Se analiza la falla Trifásica en Huinala 230 KV, liberando en 6 ciclos dos líneas de Huinala Aeropuerto, en la figura 24 se indica. Esta falla es crítica para la zona Tamaulipas, principalmente para la unidad 3 de Rio Bravo, esto debido a la debilidad de la red después de ser perturbada por la falla. La salida de la generación se refleja en la línea ( FAM-CER ) que tiene una capacidad de transmisión máxima de 80 MVA aproximadamente.

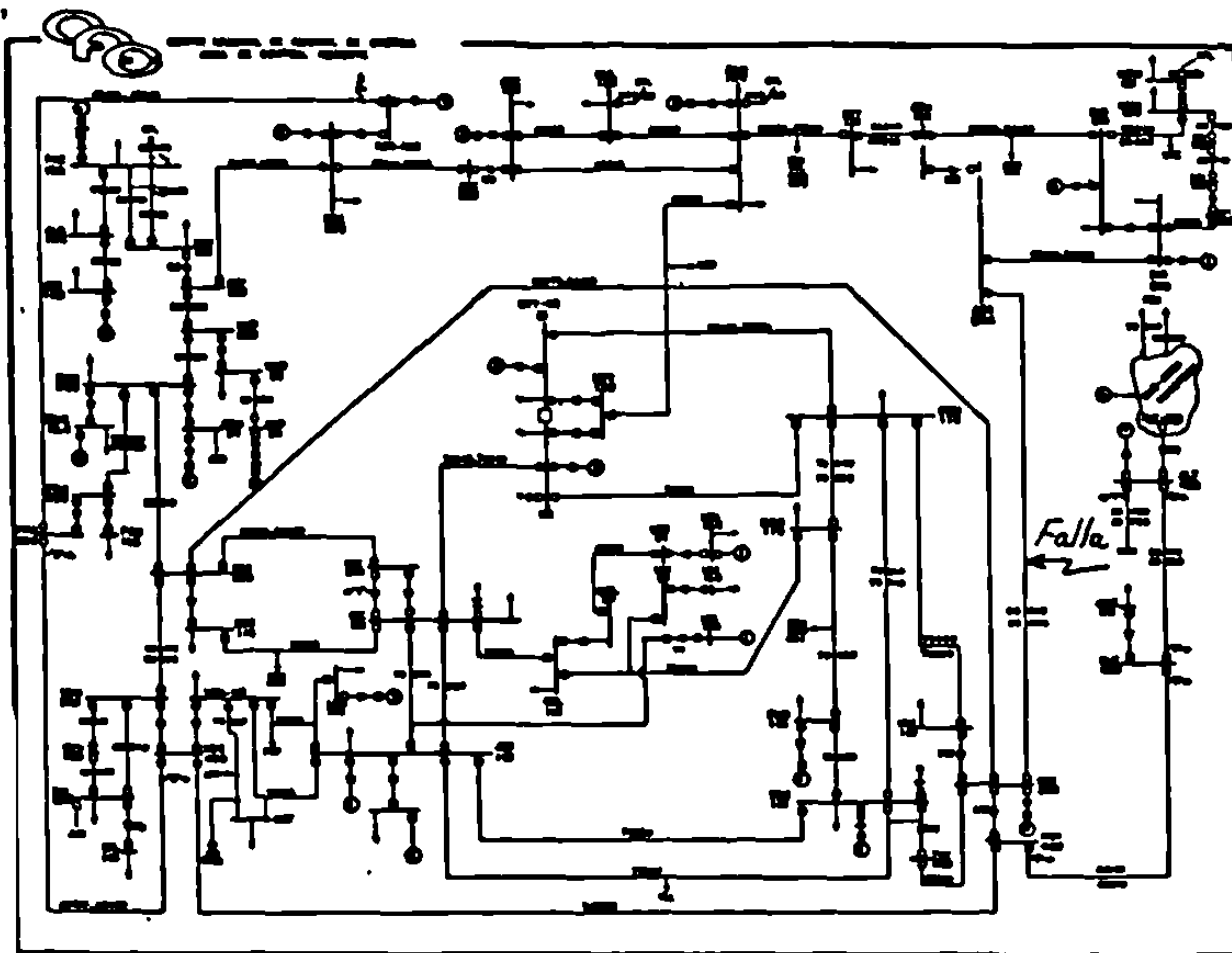


Figura 24) Salida de las 2 LT-230 KV de Huinala a Aeropuerto.

Para esta falla los puntos clave son principalmente, la posición angular de RIB-US ( figura 24-A1 ) y los flujos de Potencia Activa en la línea ( FAM-CER ) ( figura 24-LP1 ) y la potencia reactiva en esta misma línea ( figura 24-LQ1 ).

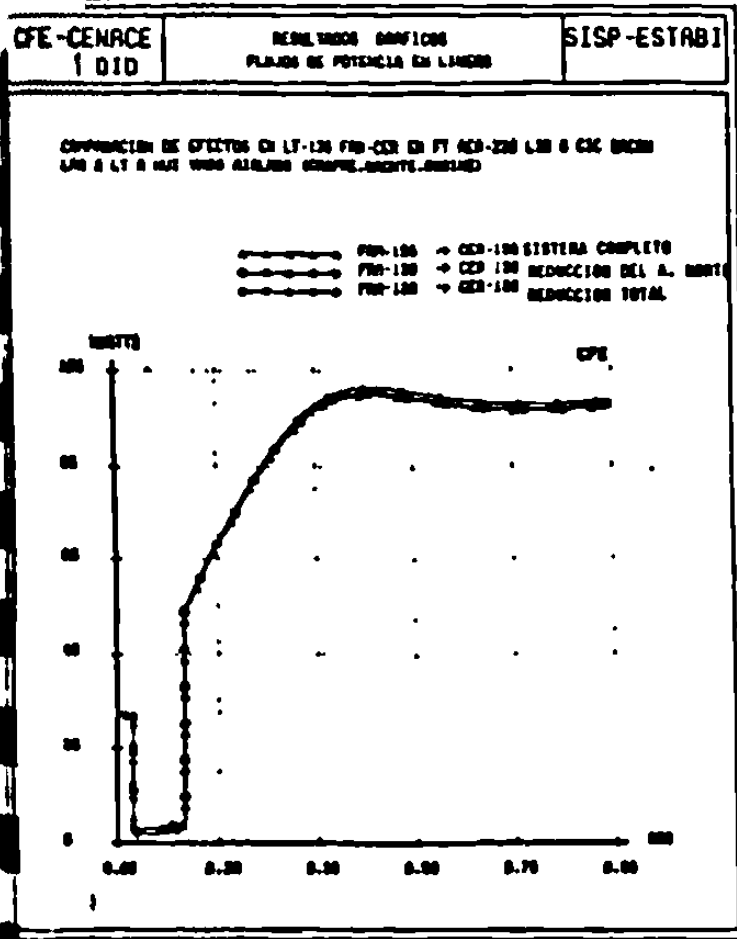


Figura 24-LP1  
Flujo de Potencia Activa  
LT-138 FAM-CER

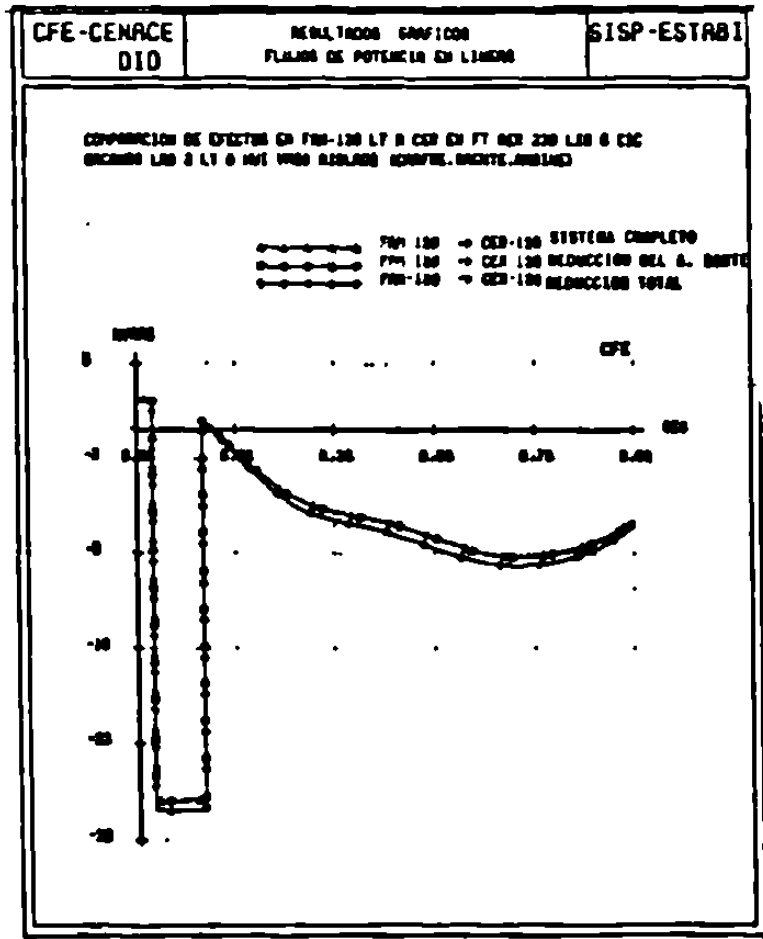


Figura 24-LQ1  
Flujo de Potencia Reactiva  
LT-138 FAM-CER



3.5.4 Falla Trifásica en Frontera 400 KV. La falla trifásica en Frontera 400 KV se libera en 6 ciclos desconectando las dos líneas de 400 KV de Frontera a Villa de García en la figura 25 se representa. El tiempo de estudio se amplió a 1.5 segundos con la intención ver el comportamiento de la Central Rio Escondido ante una pérdida de sincronismo. La red resultante después de liberada la falla es insuficiente para permitir que las cuatro unidades liberen toda la energía cinética recibida durante la falla.

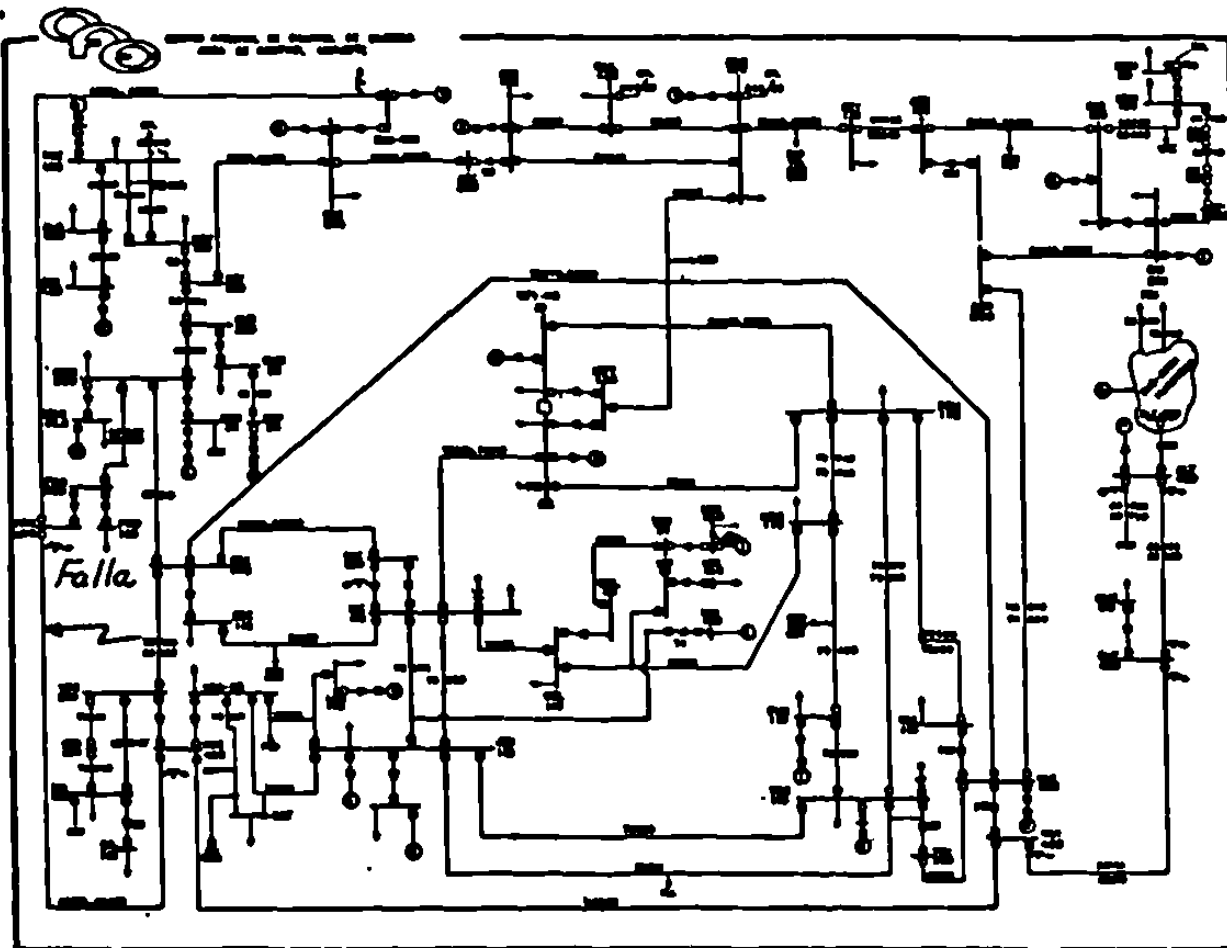
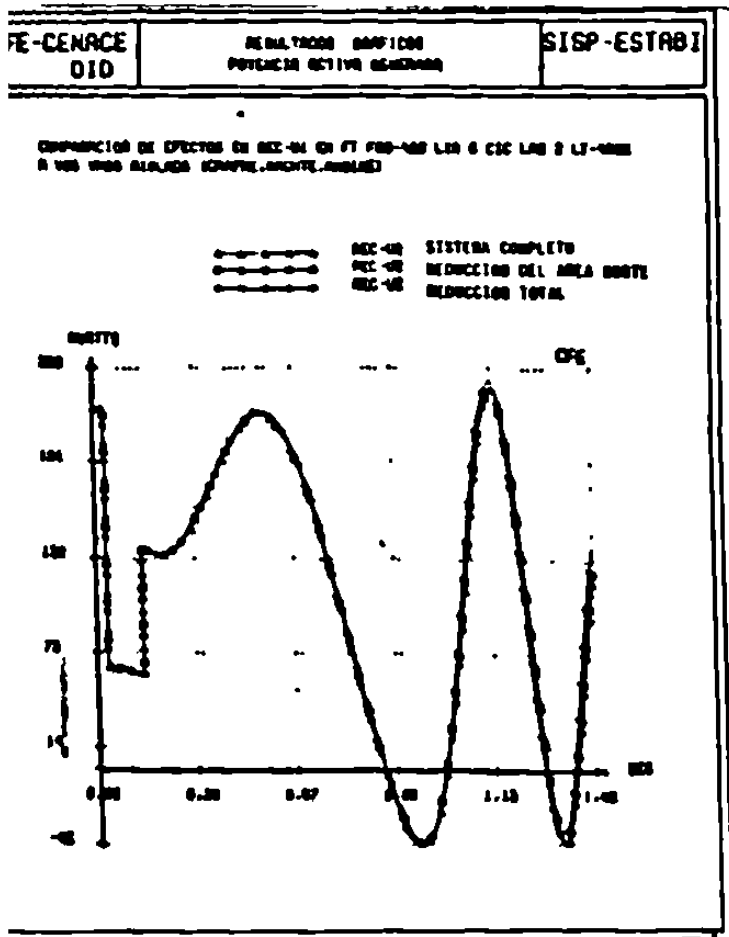


Figura 25) Contingencia, salen las 2 LT-400 KV de Frontera a Villa de García.

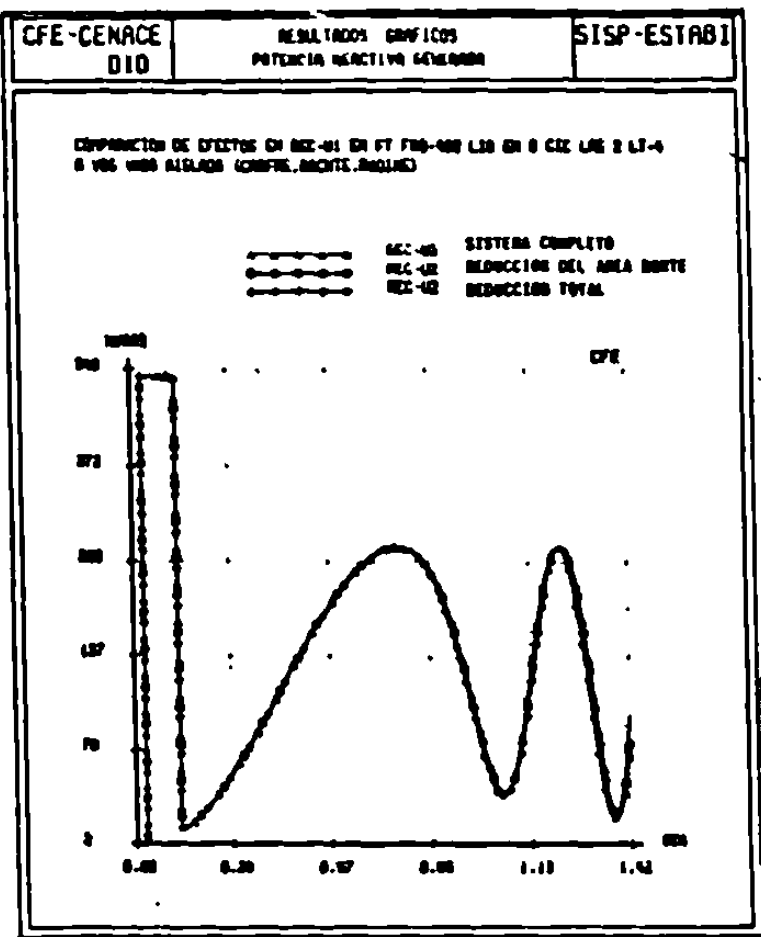
La falla provoca pérdida de sincronismo de las unidades de Rio Escondido, se eligió esta contingencia como una prueba severa para el equivalente, ya que dicha falla ocasiona fuertes oscilaciones de potencia, lo que permite analizar mejor el efecto en la red reducida.

En la figura 25-A1 se puede observar la Posición Angular de REC-U2, la Potencia Activa de Generación de REC-U2 se muestra en la figura 25-P1, también se incluyen gráficas de la Potencia Reactiva Generada en la figura 25-Q1, y del Flujo en la línea más afectada con la contingencia (MON-ESC) ( Figuras 25-LP1 y LP1 ).

Todas las figuras muestran resultados practicamente exactos, comprobando una vez más la gran precisión que puede lograr el modelo equivalente con solo retener los nodos adecuados.



**Figura 25-P1**  
Potencia Activa Generada  
por la Unidad REC-U2



**Figura 25-Q1**  
Potencia Reactiva Generada  
por la Unidad REC-U2

COMPARACION DE EFECTOS EN LT 230 FIB-ESC POR FT FIB-100 EN LT 230 EN 6 CS  
SEGUNDO LAS 2 LT 100 EN 6 VOS VIBO REAJUSTO (COMPARACION DE EFECTOS)

----- REC-230 → ESC 230 SISTEMA COMPLETO  
 ----- REC-230 → ESC 230 REDUC. DEL AREA NORTE  
 ----- REC-230 → ESC 230 REDUCCION TOTAL

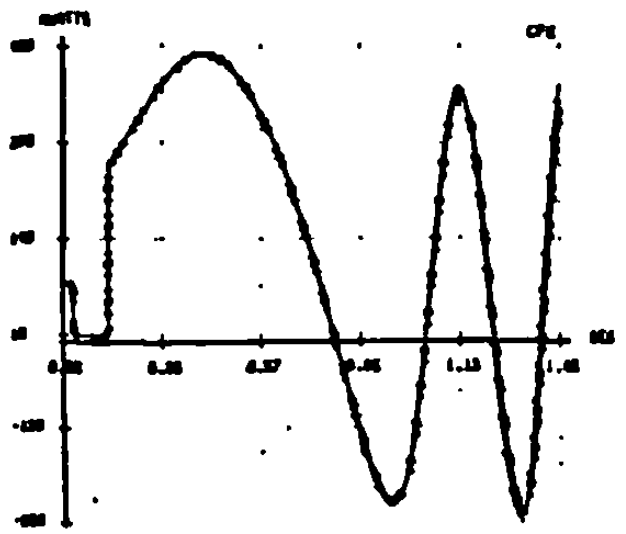


Figura 25-LP1

COMPARACION DE EFECTOS EN LT 230 EN REC-ESC POR FT FIB-100 LAS 2 ESC LAS 2 LT-100 EN 6 VOS VIBO REAJUSTO (COMPARACION DE EFECTOS)

----- REC-230 → ESC 230 SISTEMA COMPLETO  
 ----- REC-230 → ESC 230 REDUC. DEL AREA NORTE  
 ----- REC-230 → ESC 230 REDUCCION TOTAL

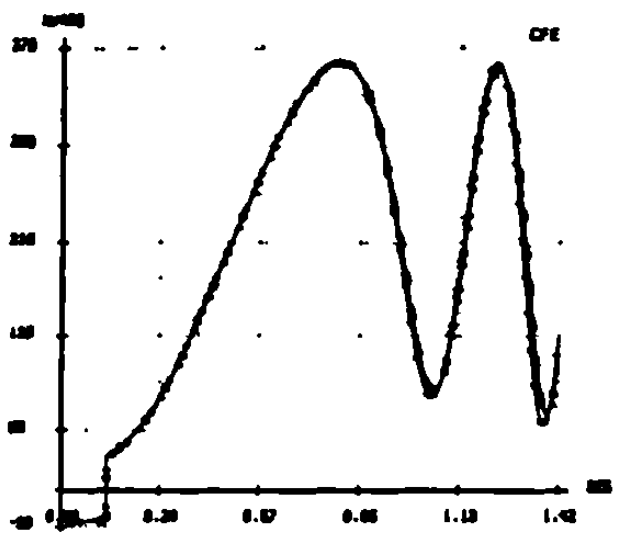


Figura 25-LQ1

COMPARACION DE EFECTOS EN REC-10 EN FT FIB-100 LAS 2 ESC LAS 2 LT-100 EN 6 VOS VIBO REAJUSTO (COMPARACION DE EFECTOS)

----- REC-10 SISTEMA COMPLETO  
 ----- REC-10 REDUCCION DEL AREA NORTE  
 ----- REC-10 REDUCCION TOTAL

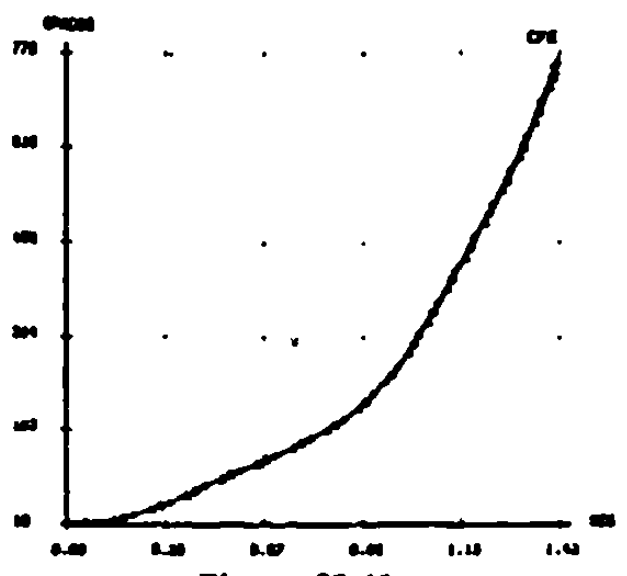


Figura 25-A1



3.6.1 Falla Trifásica en LT-400 KV ALT-PRD. Falla trifásica en Altamira 400 KV liberada en 6 ciclos, abriendo una de las dos líneas de 400 KV entre Altamira y Poza Rica dos. Esta falla es importante para las Áreas del Norte y del Sur del país, debido a que ésta es una línea de interconexión.

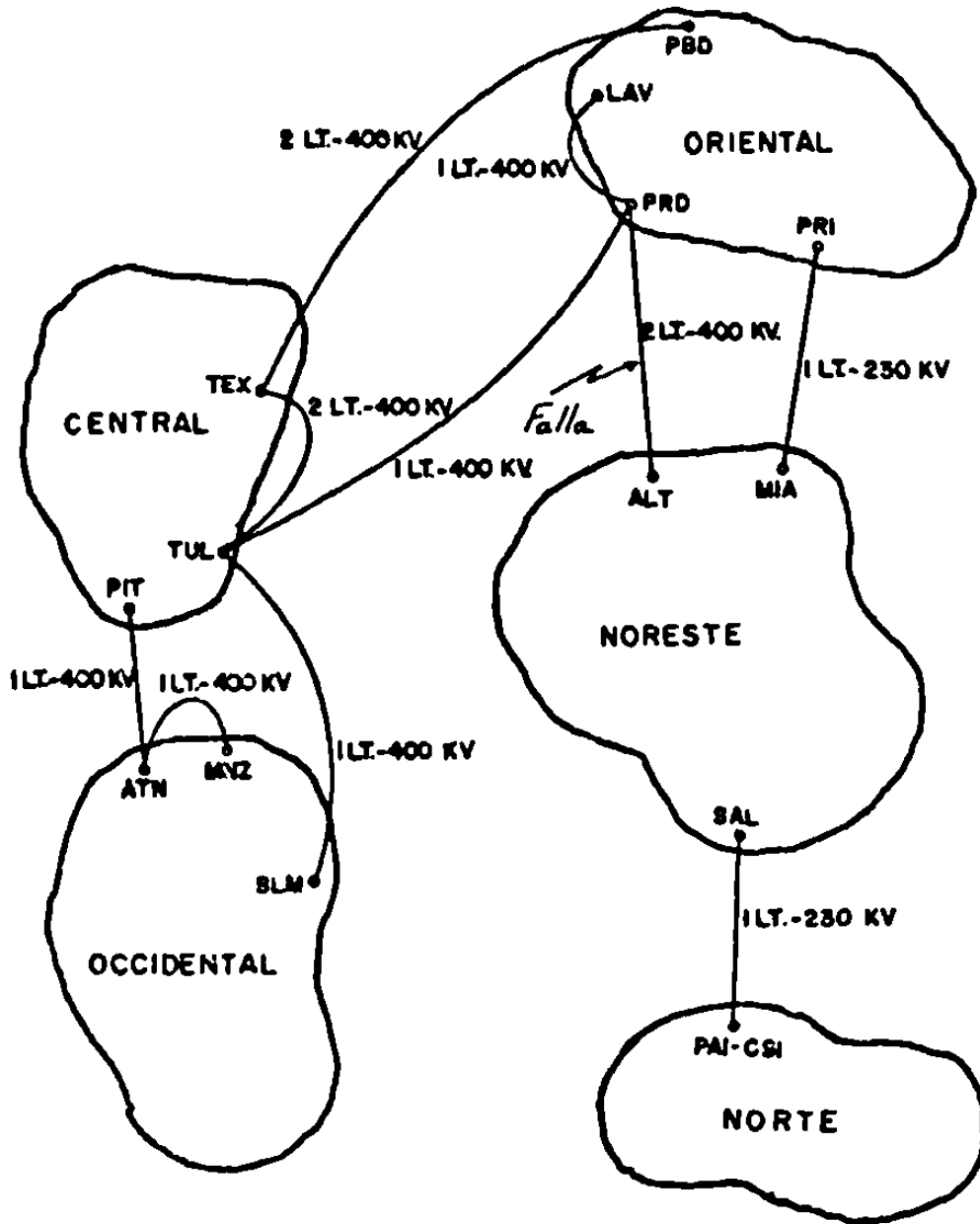


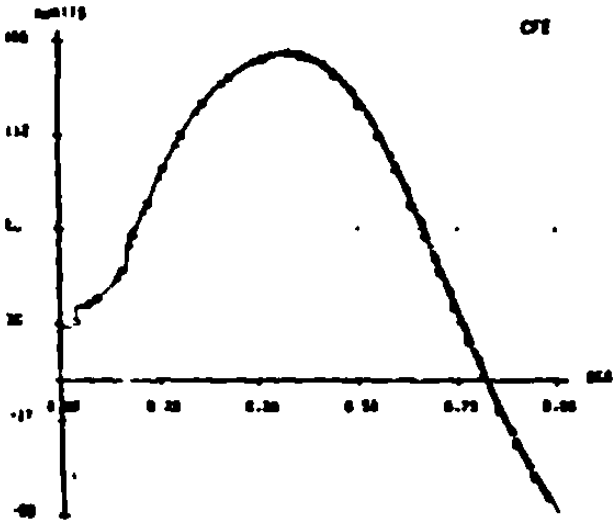
Figura 27) Red SINAL, contingencia al salir una LT-400 KV Altamira a Poza Rica.





COMPARACION DE EFECTOS EN LT-220 BVL-400 EN FT BVL-400 L30 O C30 E LT-  
A POR 10000 C30AL, C30ALD

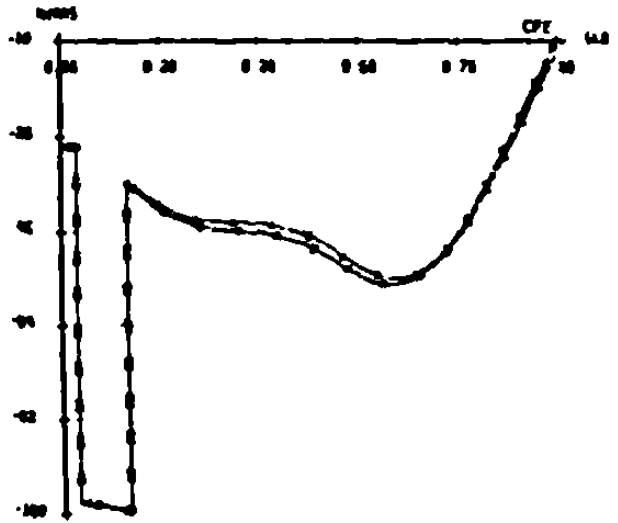
----- BVL 220 → PVL 220 *3 mol Amplole*  
 ----- BVL 220 → PVL 220 *3 mol Reducido*



27-LP1

COMPARACION DE EFECTOS EN LT-220 BVL-400 EN FT BVL-400 L30 O C30 E LT-  
B POR 10000 C30AL, C30ALD

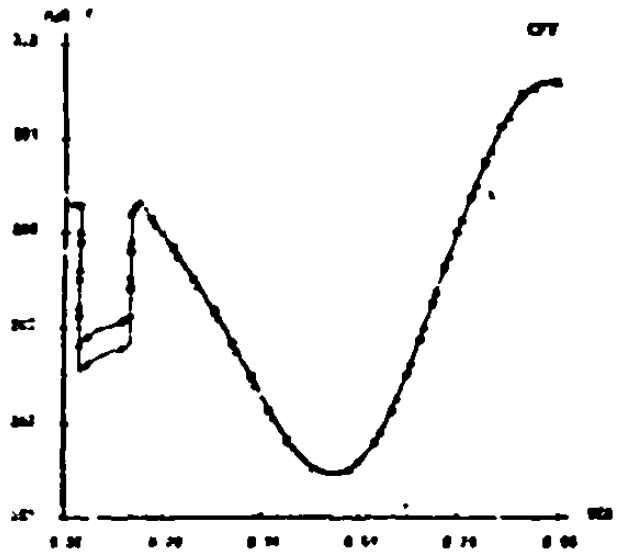
----- BVL 220 → PVL 220 *3 mol Amplole*  
 ----- BVL 220 → PVL 220 *3 mol Reducido*



27-LQ1

COMPARACION DE EFECTOS EN BVL-400 EN FT BVL-400 L30 O C30 E LT-400 BY 0  
POR 10000 C30AL, C30ALD

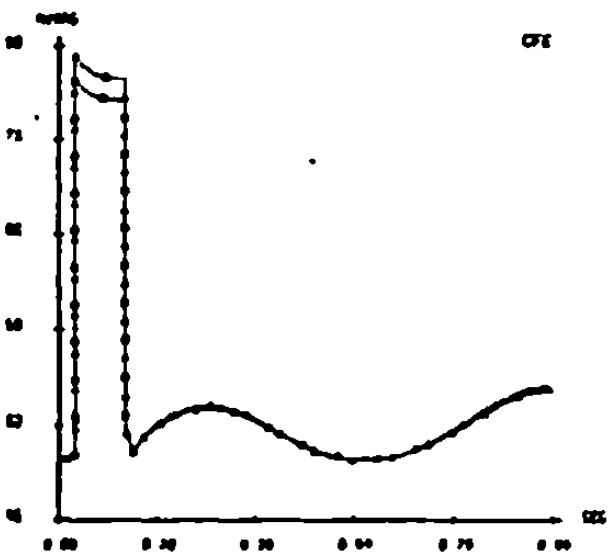
----- BVL 400 *3 mol Amplole*  
 ----- BVL 400 *3 mol Reducido*



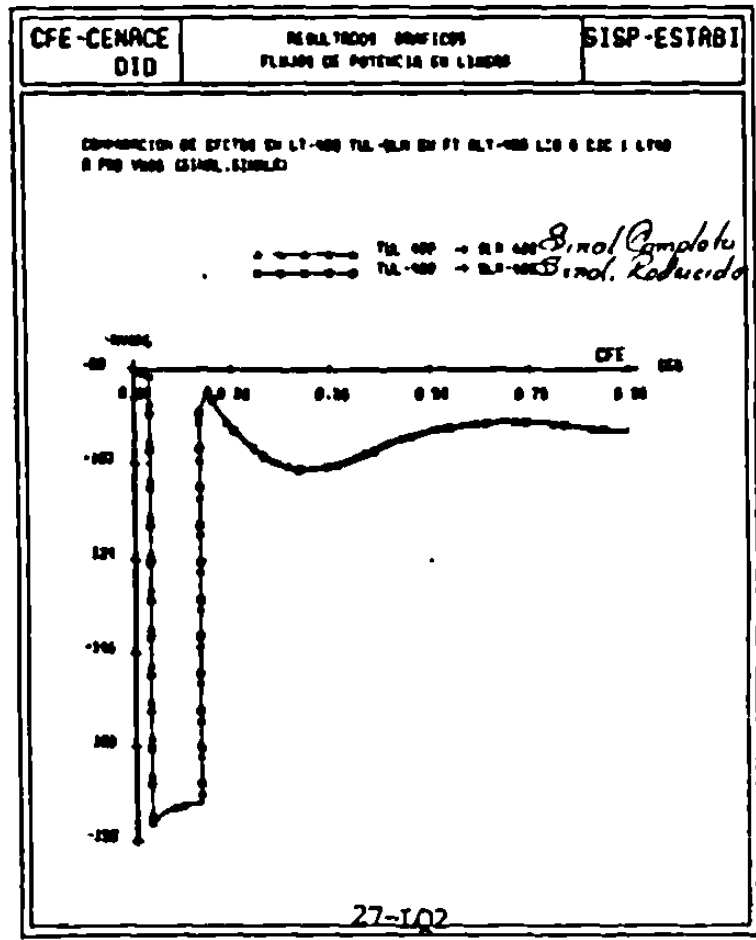
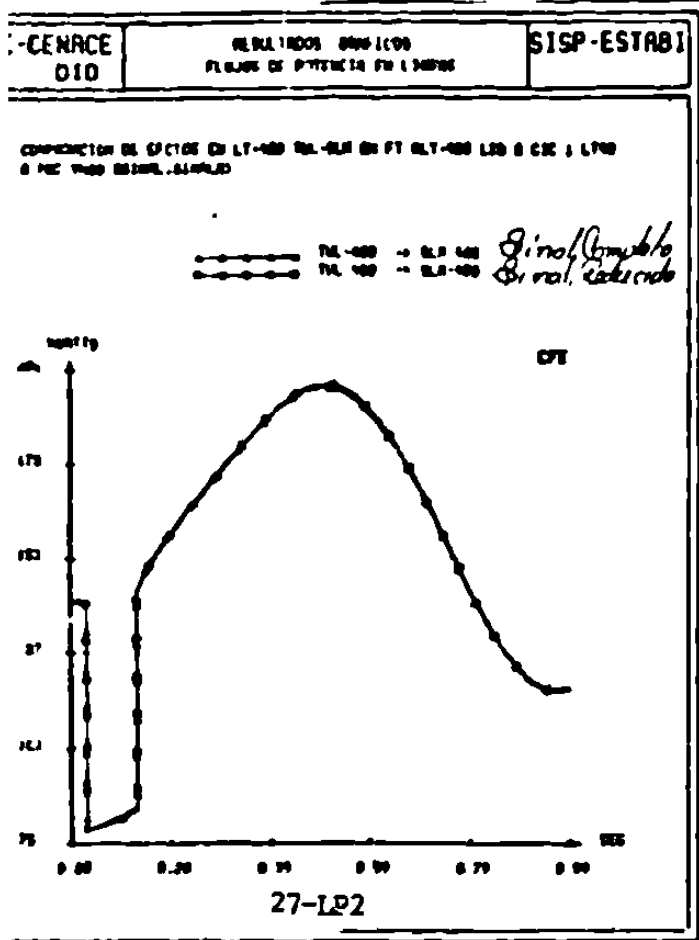
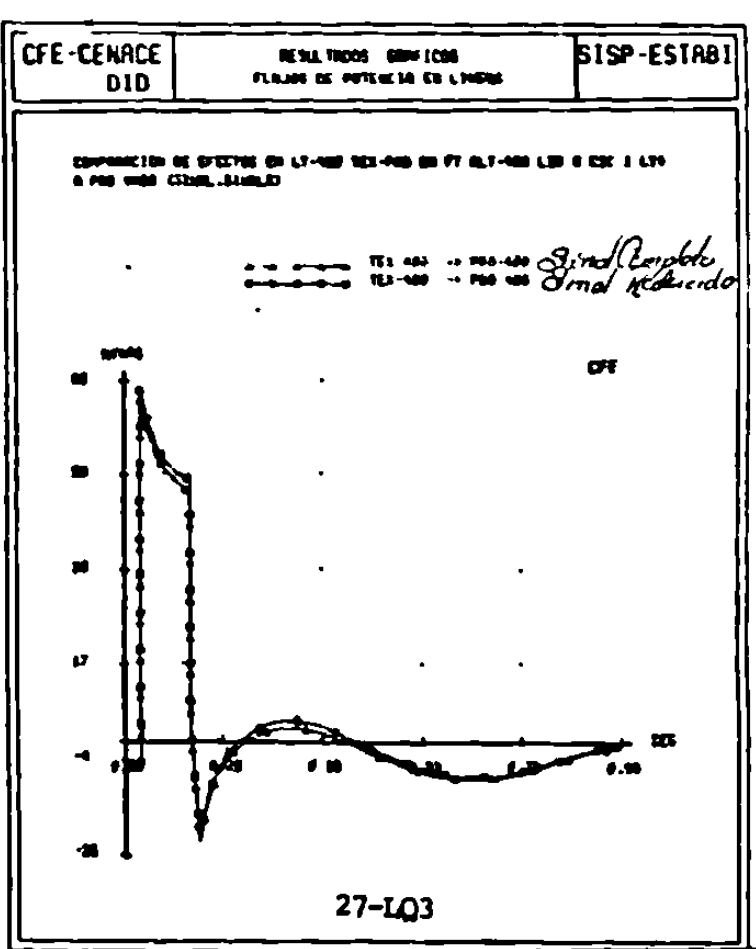
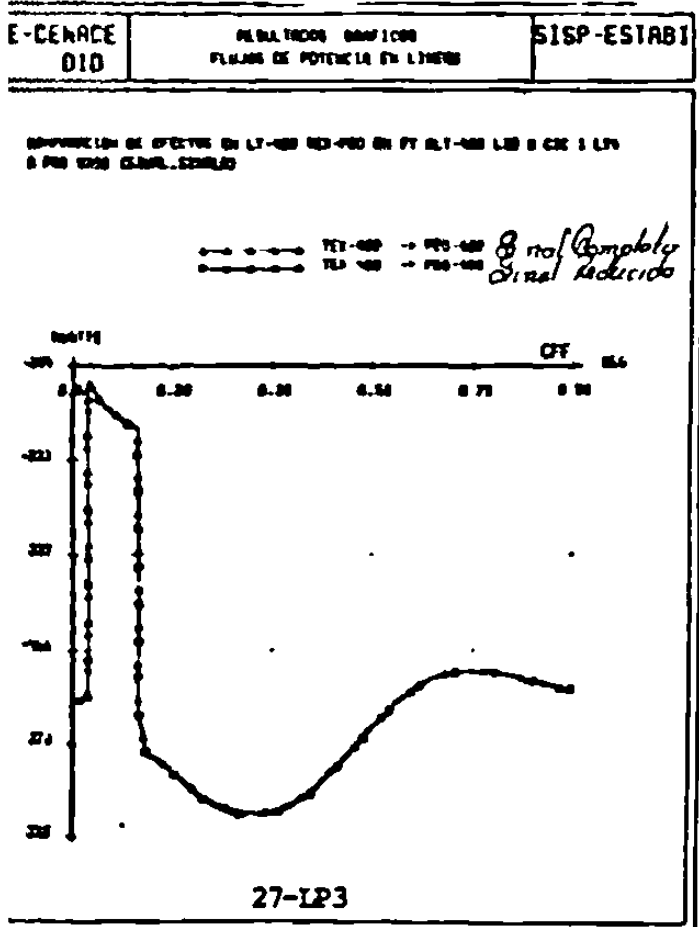
27-PI

COMPARACION DE EFECTOS EN BVL-400 EN FT BVL-400 L30 O C30 E LT-400 BY 0  
POR 10000 C30AL, C30ALD

----- BVL 400 *3 mol Amplole*  
 ----- BVL 400 *3 mol Reducido*



27-Q1



3.6.2 Falla Trifásica en LT-400 KV TUL-TEX. Falla Trifásica en Tula 400 KV, desconectando en 6 ciclos las dos líneas de 400 KV a Texcoco.

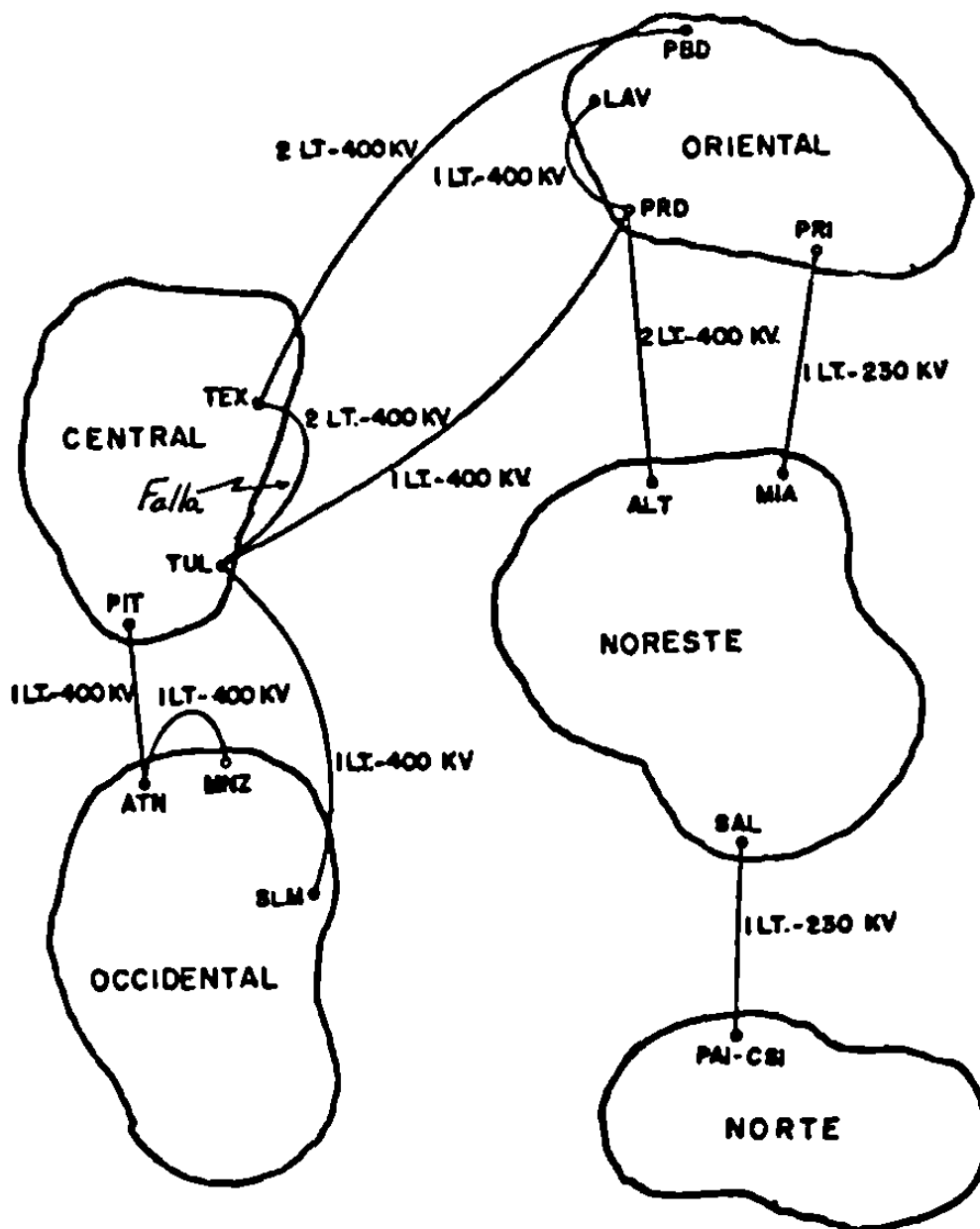


Figura 28) Red SINAL, salida de la 2 LT-400 KV de Tula a Texcoco







El equivalente responde muy bien, en las figuras 29 se pueden apreciar que las simulaciones de diferentes variables son muy similares a los del caso completo. Esto es importante por ser un caso que involucra pérdida de sincronismo de unidades.

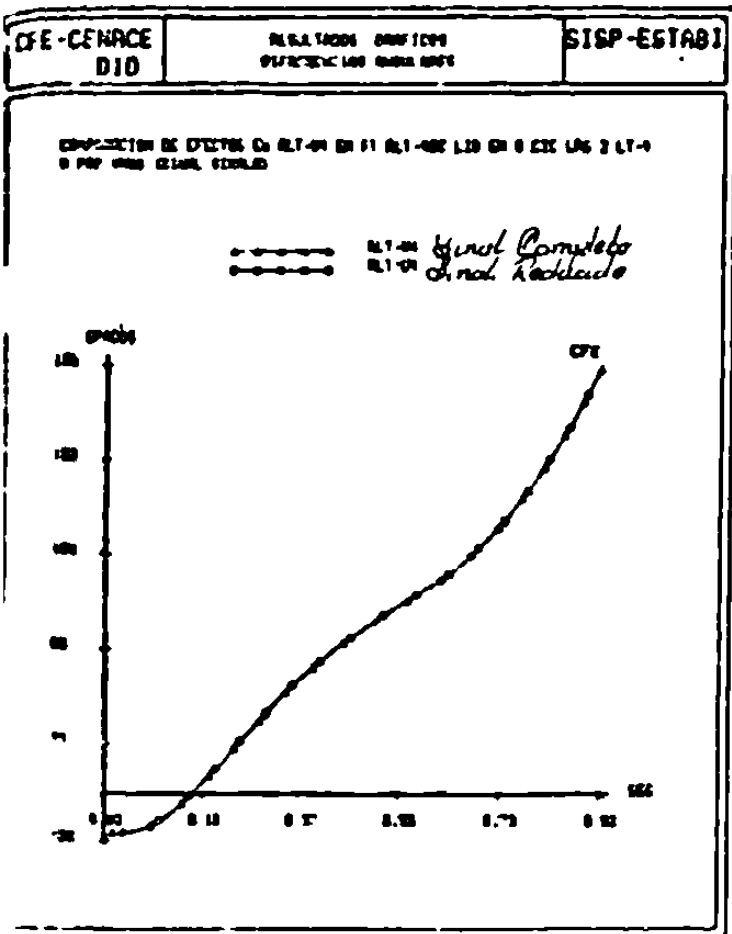


Figura 29-A1  
Posición Angular  
LT-U4

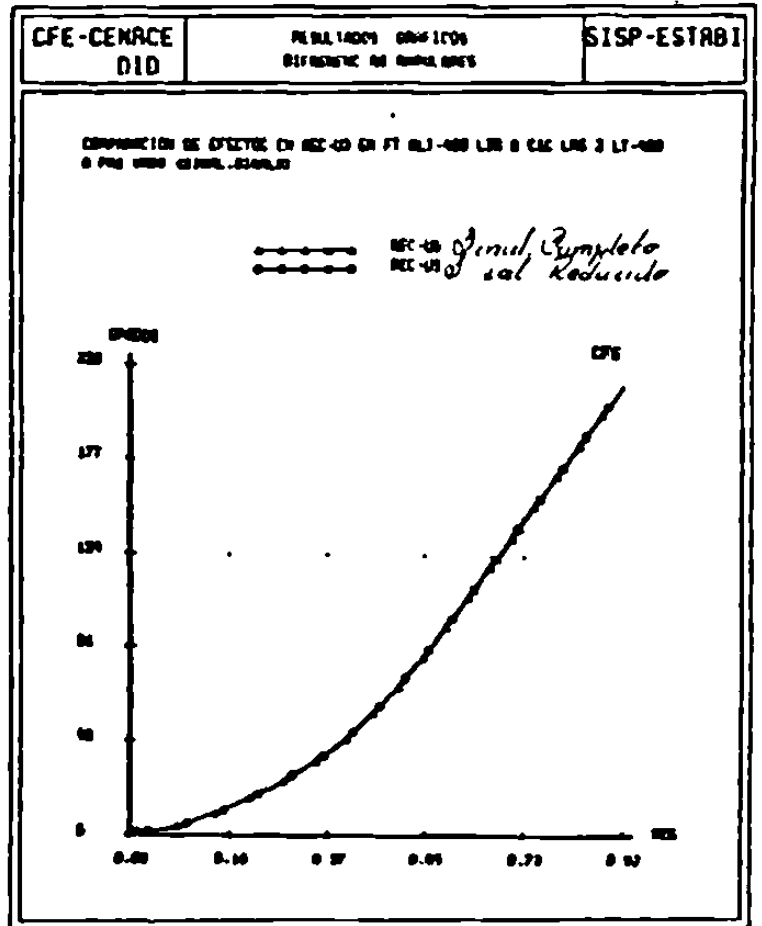


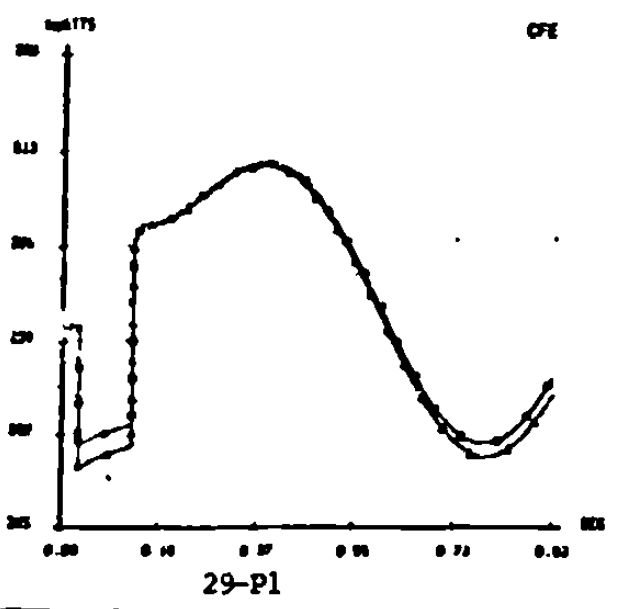
Figura 29-A2  
Posición Angular  
REC-U3



RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIAL DE TIPO DE ALAMBRO

COMPARACION DE EFECTOS EN MEC-01 EN PT ALY-400 LTO EN 0 CDE LAS 0 LT  
0 PMS UNOS (CENACE, ESTABI)

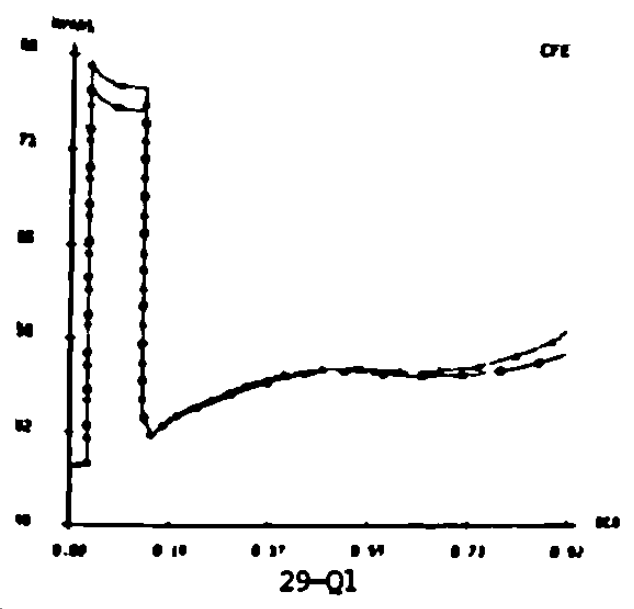
MEC-01 *Signal Completa*  
MEC-02 *Signal Reducida*



RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIAL DE TIPO DE ALAMBRO

COMPARACION DE EFECTOS EN MEC-01 EN PT ALY-400 LTO EN 0 CDE LAS 0 LT  
0 PMS UNOS (CENACE, ESTABI)

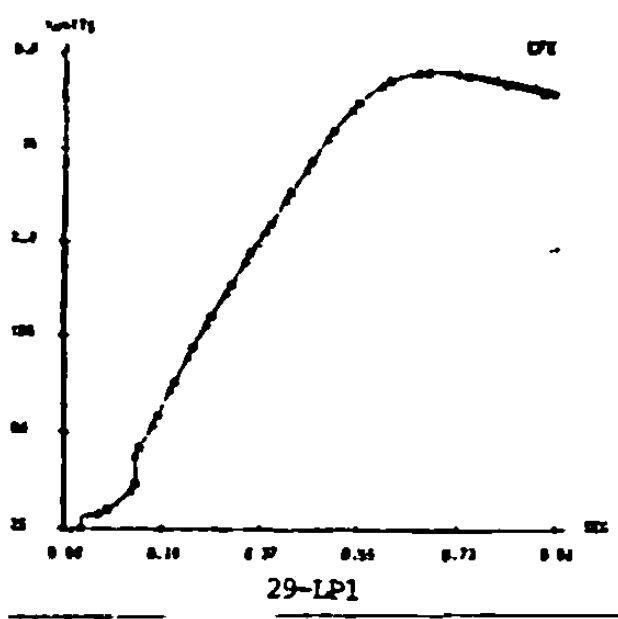
MEC-01 *Signal Completa*  
MEC-02 *Signal Reducida*



RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJO DE POTENCIO EN LINEAS

COMPARACION DE EFECTOS EN LT 220 VOL-400 EN PT ALY-400 LTO EN 0 CDE LA  
0 LT 0 PMS UNOS (CENACE, ESTABI)

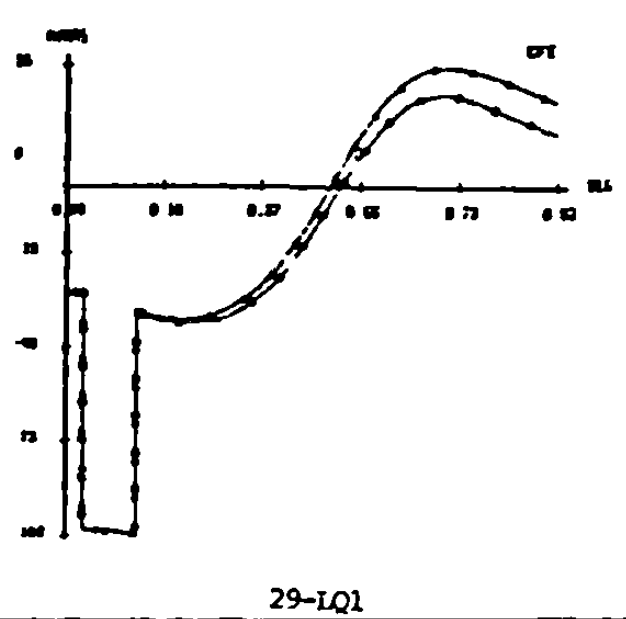
DL-220 -- PAL-220 *Signal Completa*  
DL-220 -- PAL-220 *Signal Reducida*



RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJO DE POTENCIO EN LINEAS

COMPARACION DE EFECTOS EN LT 220 VOL-400 EN PT ALY-400 LTO EN 0 CDE LA  
0 LT 0 PMS UNOS (CENACE, ESTABI)

DL-220 -- PAL-220 *Signal Completa*  
DL-220 -- PAL-220 *Signal Reducida*



3.6.4 Falla Trifásica en LT-400 KV AÍN-MNZ. Se estudia la falla trifásica en Acatlán, liberando en 6 ciclos la línea a Manzanillo. Esta contingencia fué la falla más severa para la reducción, ya que en ella se redujo al máximo el Area Occidental. Esta falla es relevante porque la línea que se pierde lleva un flujo muy considerable, forzando así un flujo grande por el equivalente, lo que origina un desajuste pequeño. Buscando corregir esta desviación se repitió la reducción, pero ahora sin eliminar el Area Occidental, dando como resultado una solución prácticamente exacta. El retener toda el Area Occidental fué extremo porque no todas las líneas de esta Área recibieron el impacto de la contingencia. El caso se puede mejorar sustancialmente con solo retener el nodo de Atequiza 400 KV, que es la alternativa para el Flujo de Potencia al salir la línea de Acatlán.

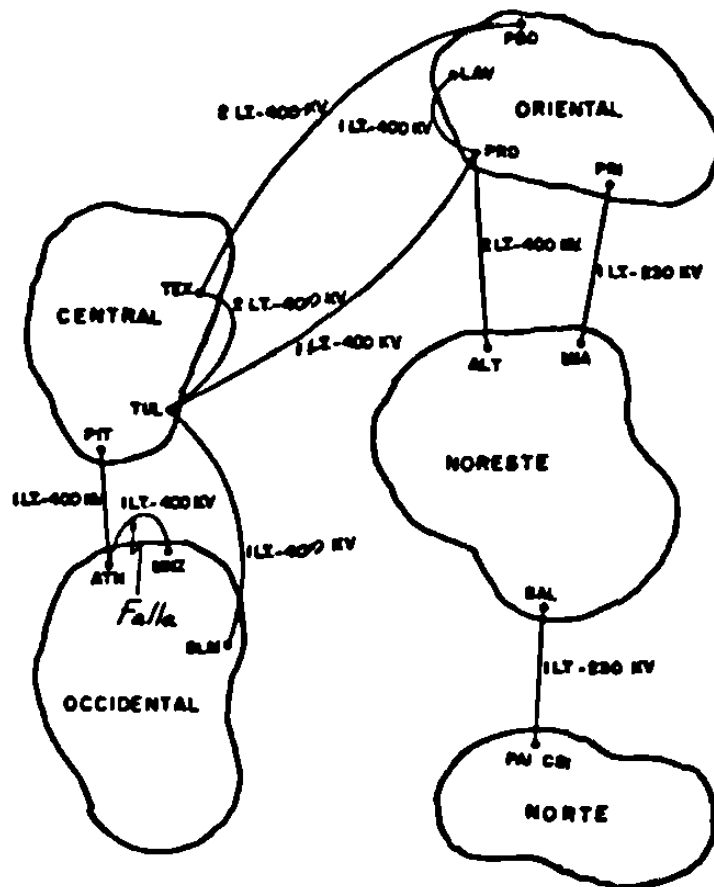


Figura 30) Red SINAL, salida de LT-400 KV de Acatlán a Manzanillo.

En las figuras 30 se puede apreciar el efecto de retener la red del Area Occidental, observando que los resultados son muy similares a los obtenidos con la simulación completa. También, se observan los desajustes mencionados al tener la reducción máxima. En las figuras se muestran variables en puntos cercanos y lejanos (eléctricamente) a la falla para analizar el impacto de la reducción. En general se concluye que los resultados son muy precisos.

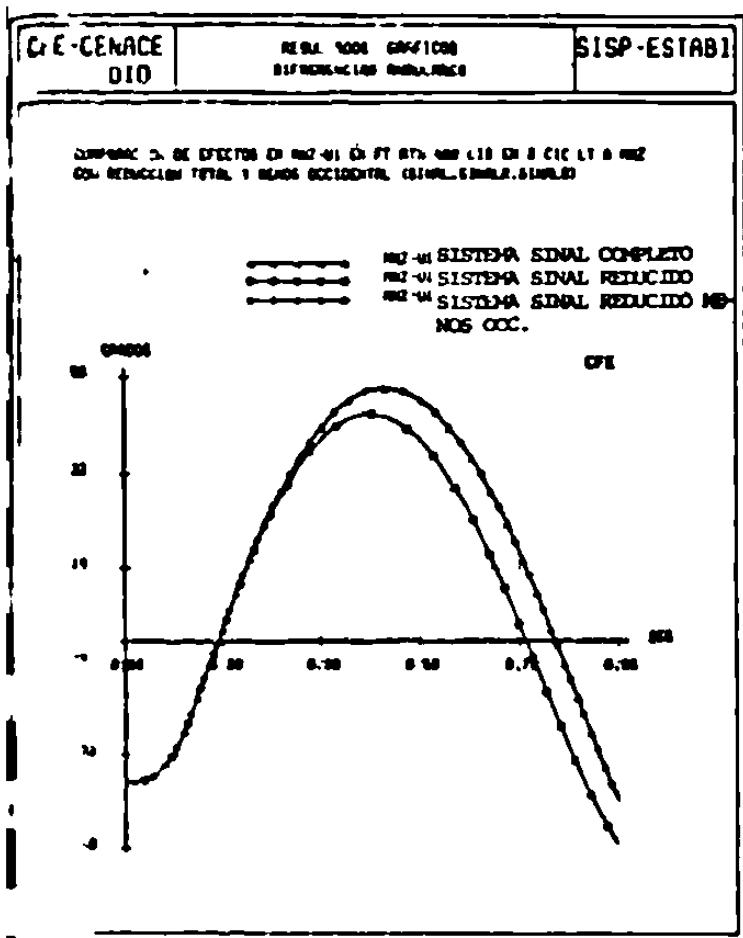


Figura 30-A1  
Posición Angular  
MNZ-U1

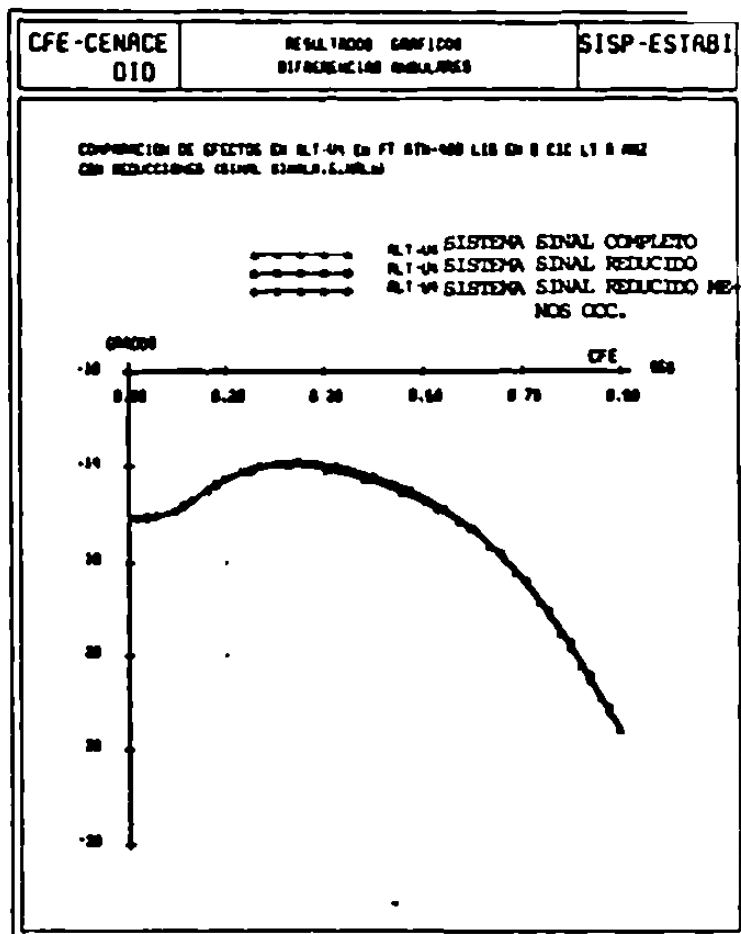
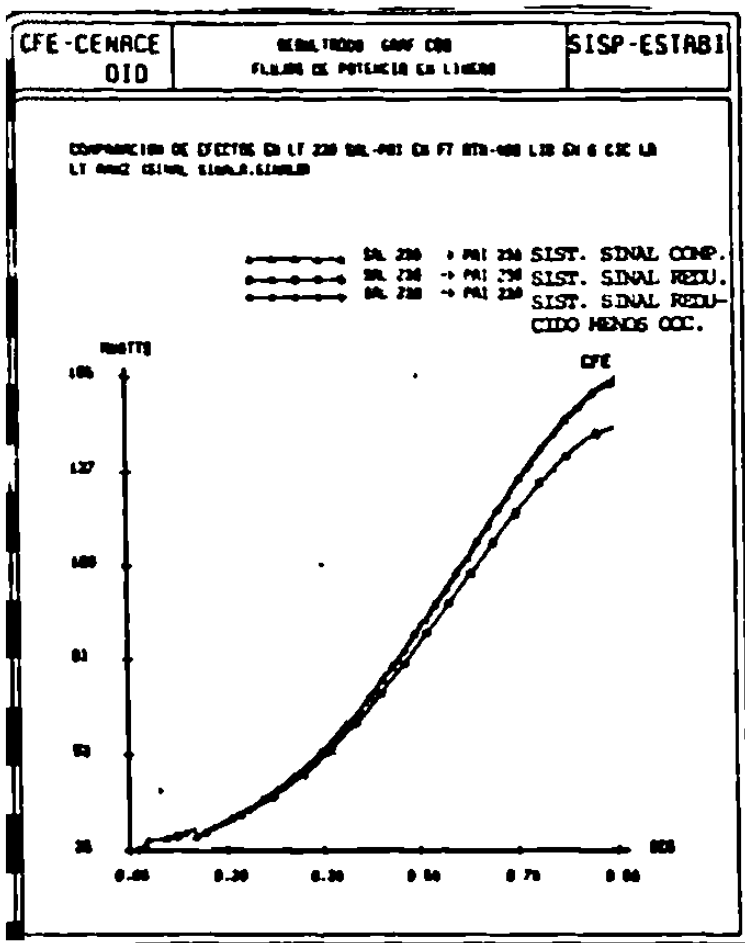
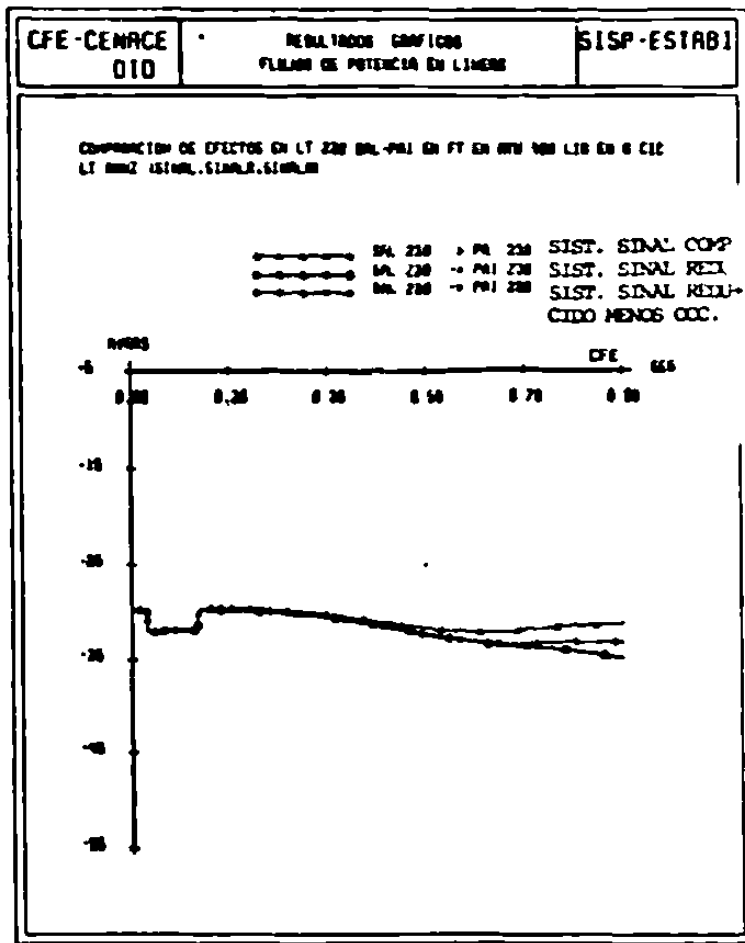


Figura 30-A2  
Posición Angular  
ALT-U4





**Figura 30-LP1**  
Flujo de Potencia Activa  
LT-230 KV SAL-PAI



**Figura 30-LQ1**  
Flujo de Potencia Reactiva  
LT-230 KV SAL-PAI

### 3.7 Comentarios referentes a la aplicación de Equivalentes.

Se lograron resultados con un alto grado de precisión, con solo retener nodos clave para conservar ramas originales que participan en la contingencia. Se comprobó lo anterior en la contingencia de la línea a ATN-MNZ, reteniendo el Área Occidental en el archivo del SINAL, con lo cual se elimina el desajuste observado. Por otro lado se nota que el fenómeno transitorio es aceptable aún en la condición del desajuste máximo.

El proceso de solución iterativa en el análisis de estabilidad fué similar con y sin equivalente, comprobando lo anterior inclusive con casos donde no se tenía convergencia.

Los errores más apreciables ocurrieron cuando el transitorio da lugar a flujos máximos en las líneas, los cuales difieren de los que se habían utilizado en la compensación.

La Tabla XIII muestra la comparación de los casos base con respecto a sus casos reducidos, incluyendo los valores de ahorros en tiempo de CPU. En la solución del caso NOINE se obtuvo un ahorro de 17.5 % al reducir solo el Area Norte y un 42.9 % al reducir también el Area Noreste, para la solución del SINAL el ahorro fue del 42.0 %. Se puede observar que el porcentaje de ahorro en tiempo es ligeramente menor al porcentaje de reducción de nodos y ramas.

El ahorro de tiempo es significativo, pero se debe recordar que solo se utilizó la reducción de la red. Esto se podría mejorar con solo agrupar generadores similares o iguales que sincronizan a un mismo nodo, dando así una disminución adicional al no tener que integrar ecuaciones diferenciales para todas las unidades.

Tabla XIII  
Comparación de los Casos Base.

	R E D U C C I O N		
	NOINE1	NOINE2	SINAL
NODOS	130 (79 %)	81 (49 %)	198 (48.9 %)
GENERADORES	46	46	111
LINEAS-TRANSF.	193 (80 %)	120 (50 %)	385 (62.2 %)
AHORRO DE TIEMPO CPU ( relativo )	17.5 %	42.9 %	42.0 %

## CAPITULO IV

### APLICACION DE EQUIVALENTES AL ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA.

#### 4.1 INTRODUCCION.

Uno de los problemas más importantes en la operación de SEP es el control de la frecuencia. El comportamiento de la frecuencia es un reflejo del desbalance entre la potencia mecánica que suministran los generadores y la potencia eléctrica que entregan al sistema.

En este capítulo interesa estudiar la variación de la frecuencia al ocurrir disturbios mayores, tales como pérdidas de generación y de enlaces entre áreas. El estudio es de gran importancia en la operación porque permite definir los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia, que tienen por objetivo evitar el colapso generalizado del sistema.

El análisis del comportamiento de la frecuencia puede realizarse utilizando diversos modelos, desde los simplificados hasta los muy detallados. Y es en este punto donde los equivalentes son empleados.

El modelo más sencillo asume una coherencia completa de los generadores y elimina las oscilaciones en las líneas de interconexión. En este caso se utiliza un modelo de una área una máquina y la red se elimina totalmente. Un modelo intermedio (CARFRE) considera el agrupamiento de varias máquinas en diferentes áreas del sistema y a su vez modela la interconexión entre dichas áreas mediante un equivalente. En este caso es necesario utilizar una reducción de generadores y de red.

Finalmente se puede emplear el modelo (DINAMI), donde se retienen las características individuales de generadores, controles y líneas de transmisión. En este caso se puede tener como opción eliminar parte de la red de transmisión que no sea de interés.

Como se puede notar, el problema en la aplicación de equivalentes, en la evaluación de la frecuencia, está relacionado con la eliminación de nodos y enlaces de transmisión y la agrupación de generadores. En este capítulo se presentan algunas ideas y se muestra la aplicación de equivalentes para la solución de este problema.

#### 4.2 Conceptos de Agrupación de Generadores.

Los generadores que pertenecen a una misma planta y que conectan a un mismo nodo son candidatos a ser agrupados, obteniendo la ventaja de manejar menos ramas, nodos y generadores. Esto es posible y fácil de hacer sin alterar resultados, aprovechando que lo usual es tener unidades iguales en una misma central y que inyectan su potencia en un punto común.

En la agrupación de generadores que se encuentran conectados a distintos nodos de sincronización ( ver figura 3i-A ) el modelo de reducción da resultados aproximados, sin embargo, siguiendo criterios de agrupamiento por zonas definidas, en donde se encuentran cerca ( eléctricamente ) tanto la carga como la generación se puede mejorar la aproximación de la reducción.

El modelo de reducción propone una alternativa más técnica, donde el programa da información de conexiones entre zonas, algunas de ellas ficticias que se deben considerar. Se comprueba que estas son de gran importancia cuando participan en las contingencias que se estudian.

Revisando trabajos de equivalentes se encuentra al equivalente REI como una opción inmediata para ajustar el error que se tiene al no inyectar la potencia adecuada en los nodos. En este caso la agrupación se realizará de acuerdo al diagrama de la figura 3i-B. Se tiene el proyecto de continuar este trabajo y se buscarán alternativas para eliminar o disminuir dicho error.

El generador equivalente (  $g_e$  ) tendrá las características siguientes:

$$P_{g_e} = \sum P \text{ (MW )} \quad ( 17 )$$

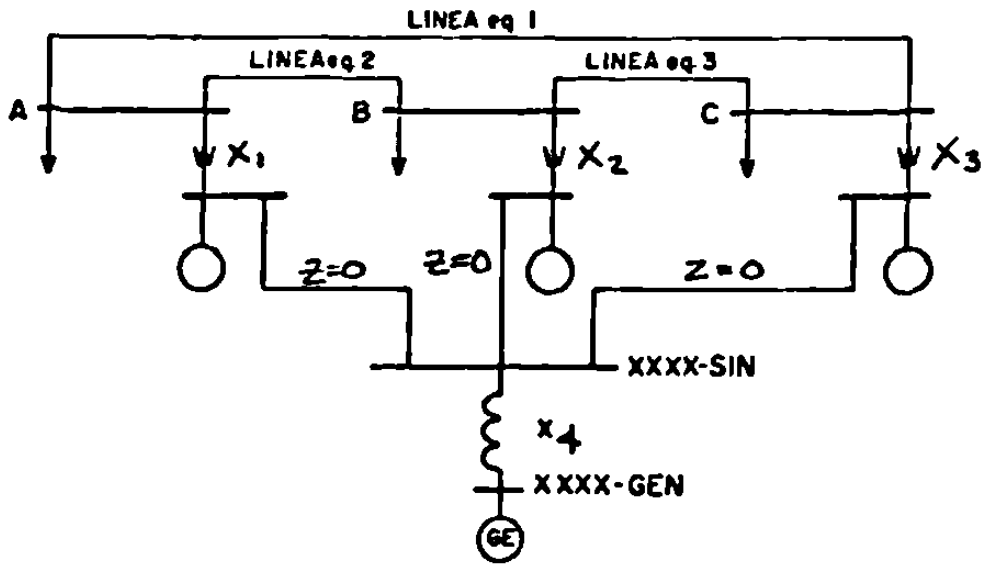
$$Q_{g_e} = \sum Q \text{ ( MVAR ) para límite alto y bajo.} \quad ( 18 )$$

$$Y'd_{g_e} = \sum Y'd \text{ ( pu )} \quad ( 19 )$$

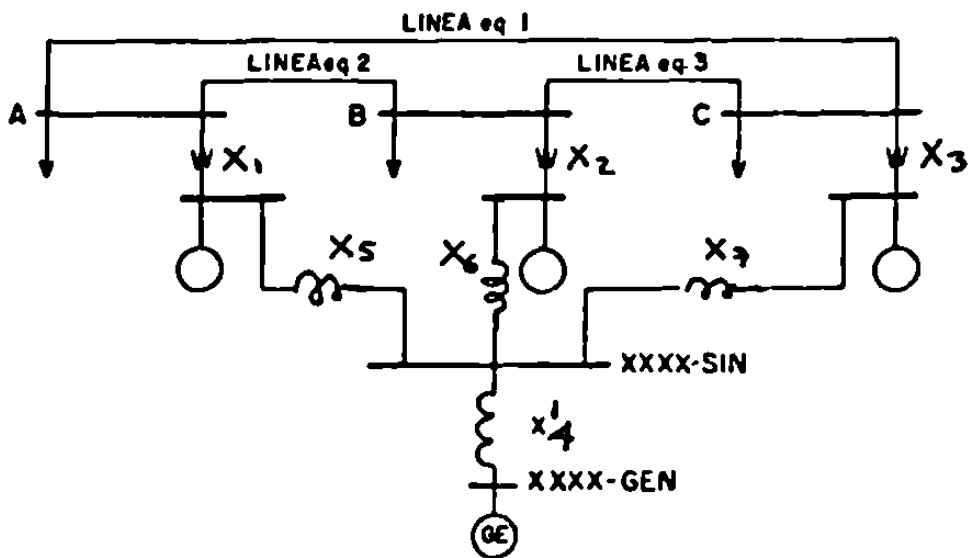
$$Y'q_{g_e} = \sum Y'q \text{ ( pu )} \quad ( 20 )$$

$$H_{g_e} = \frac{\sum H S_n}{\sum S_n} \text{ ( seg )} \quad ( 21 )$$





A) Arreglo actual de Agrupamiento con Resultados Aproximados.



B) Arreglo a Determinar similar al Equivalente REI.

Figura 31 ) Proceso de Agrupación de Generadores.

4.2.1 Aplicaciones en Diferentes Estudios.- El proceso de agrupamiento de generadores en un mismo nodo de sincronización puede ser utilizado en los modelos de Flujos en Estado Estable, Estabilidad Transitoria y Comportamiento de la Frecuencia. Sin embargo, en cada modelo anterior se hacen consideraciones especiales y además la base de datos es diferente.

En un Estudio de Estabilidad Transitoria el equivalente de generadores es selectivo, ya que solo se pueden agrupar directamente generadores conectados al mismo nodo de sincronización. Para realizar la agrupación es necesario manejar la información adicional de reactancias transitorias ( eje directo y cuadratura ) y constantes de inercia.

Para el estudio del comportamiento de la frecuencia el agrupamiento es más complejo, porque se requiere información adicional de constantes de tiempo de gobernadores, características de regulación en estado estable y modelos de turbinas. En estos casos se sugiere realizar el agrupamiento solo en el modelo simplificado y no utilizarlo en el modelo detallado, esto es para mantener la precisión de la simulación y evitar la complejidad de la agregación de controles.

#### 4.3 Agrupación de Generadores para Estudios de Flujo de Corriente Directa.

Se tomó como caso base el sistema NOINE, solo que ahora la reducción 1 es mayor ( 83 % ), debido a que también se agruparon los generadores por zona, la cual se definió de acuerdo a la distancia eléctrica entre generadores. En la tabla XIV se muestra el nivel de reducción obtenido y en la figura 32 el diagrama del sistema reducido ( 1 ).

Tabla XIV

Comparación de los casos base NOINE			
	Completo	Reducido 1	Reducido 2
NODOS	164	28 ( 17 % )	5 ( 3 % )
GENERADORES	46	5 ( 11 % )	5 ( 11 % )
LINEAS-TRANSF.	240	72 ( 30 % )	10 ( 4 % )

Se utilizaron dos niveles de reducción para efectuar la comparación de resultados en las simulaciones. La reducción 2 es practicamente total ( 97 % ).

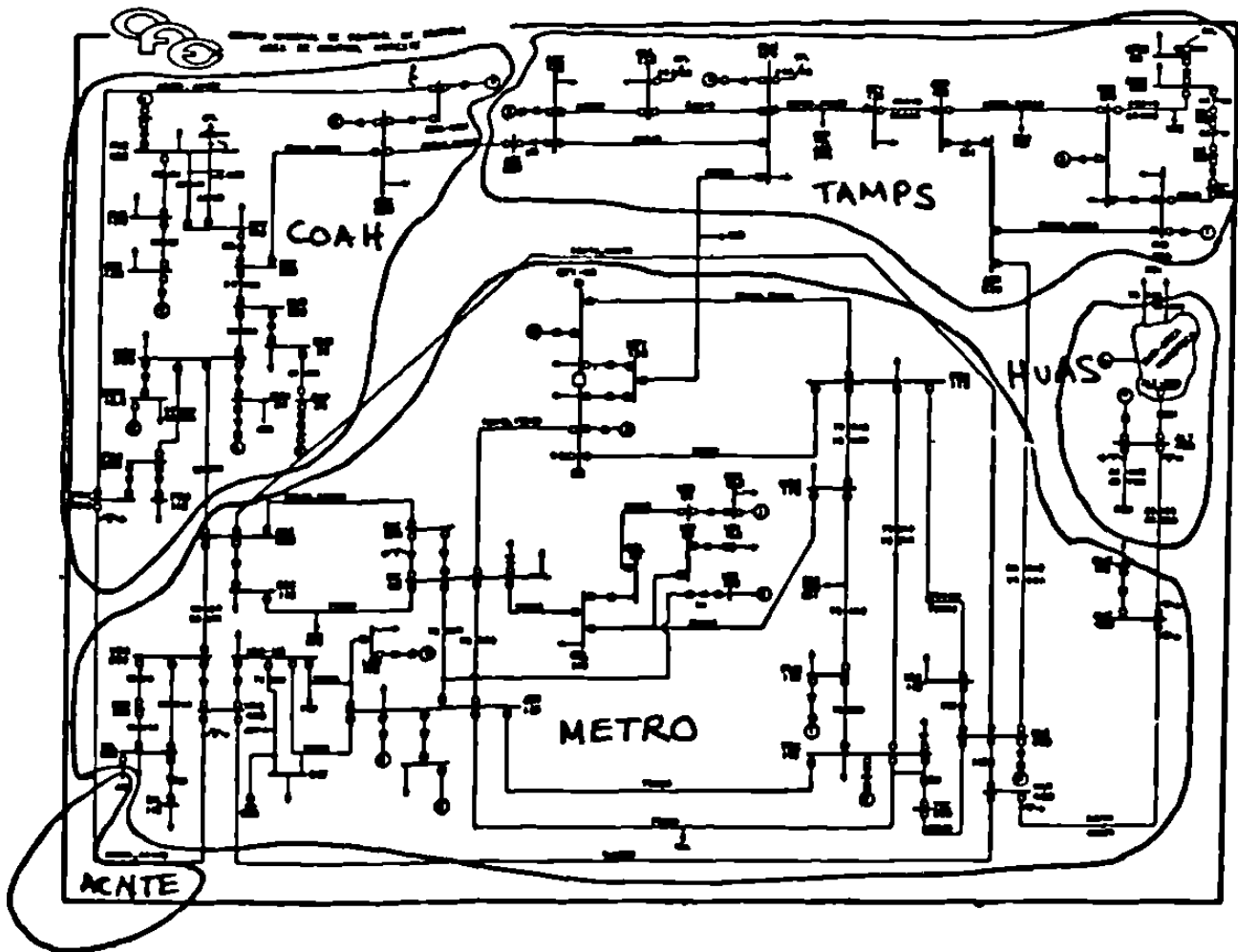


Figura 32 ) Sistema NOINE reducido ( 1 ).

#### 4.3.1 Contingencias en el Sistema NOINE reducido ( 1 ).

1.- Salida de las dos líneas de transmisión de 230 KV de Aeropuerto a Huinala.

2.- Salida de las dos líneas de transmisión de 400 KV de Frontera a Villa de Garcia.

3.- Salida de la línea de transmisión de 400 KV de Villa de Garcia a Huinala.

TABLA XV

Comparación de Flujos de Corriente Directa  
en Sistema NOINE Reducido.

N O D O de	a	Con tin gen cia	Completo	Reducido
			mw	mw
SAL	PAI-230	B	130.1	132.1
		1	130.1	132.1
		2	130.1	132.1
		3	130.1	132.1
VDG	HUI-400	B	75.6	91.1
		1	104.5	117.7
		2	- 59.0	- 45.8
		3	XXX	XXX
FR0	VDG-400	B	547.2	551.6
		1	615.0	620.0
		2	XXX	XXX
		3	544.0	547.8
MON	ESC-230	B	83.9	83.4
		1	96.9	96.1
		2	477.9	468.8
		3	85.8	85.7
REC	ADC-230	B	124.8	120.8
		1	43.8	39.6
		2	277.8	287.0
		3	125.8	122.2
AER	HUI-230	B	130.8	130.0
		1	XXX	XXX
		2	233.9	251.0
		3	131.7	131.3
FAM	CER-138	B	32.7	29.3
		1	82.6	78.2
		2	82.7	74.4
		3	32.8	29.5

4.3.2 Análisis de Contingencias.- La agrupación de generadores introduce error en la simulación, esto ocurre inclusive en el caso base. La magnitud del error depende del número de generadores agrupados y de sus distancias eléctricas. Si la agrupación se hace adecuadamente la aproximación puede ser muy buena.

Al ocurrir contingencias el error se mantiene pero aún en este caso la situación puede ser aceptable. La tabla XV presenta resultados comparativos para tres contingencias, donde se observan buenos resultados considerando que el nivel de reducción es significativo ( 83 % ).

#### 4.4 Aplicación de equivalentes en el modelo CARFRE.

Uno de los problemas en la utilización del modelo es la especificación de los enlaces de transmisión entre áreas. Esto es porque asume una agrupación de generadores y la reducción de la red no es trivial lo que requiere seguir un procedimiento. Esto podría ser bastante crítico, principalmente para sistemas que tengan una configuración mallada, dando en la reducción responsabilidad de intercambios entre todas las Areas o Zonas retenidas.

Para poder usar adecuadamente el modelo CARFRE es necesario seguir los siguientes pasos:

1. Definir las Areas o Zonas que se van a agrupar.
2. Agrupar generadores en un nodo común en cada zona.
3. Aplicar el modelo de reducción para eliminar nodos.
4. Realizar un Estudio de Flujo de Corriente Directa con el archivo de salida formado en la reducción.
5. Utilizar datos y resultados del estudio de flujos para completar la información del modelo CARFRE.

##### 4.4.1 Análisis del Sistema NOINE con el modelo CARFRE.-

Se definieron seis zonas dentro del Sistema NOINE para analizar el comportamiento de la frecuencia. Quedando el Sistema reducido ( 2 ) como se muestra en la figura 33. Se puede observar que el arreglo de las Zonas da la posibilidad de estudiar diferentes contingencias.

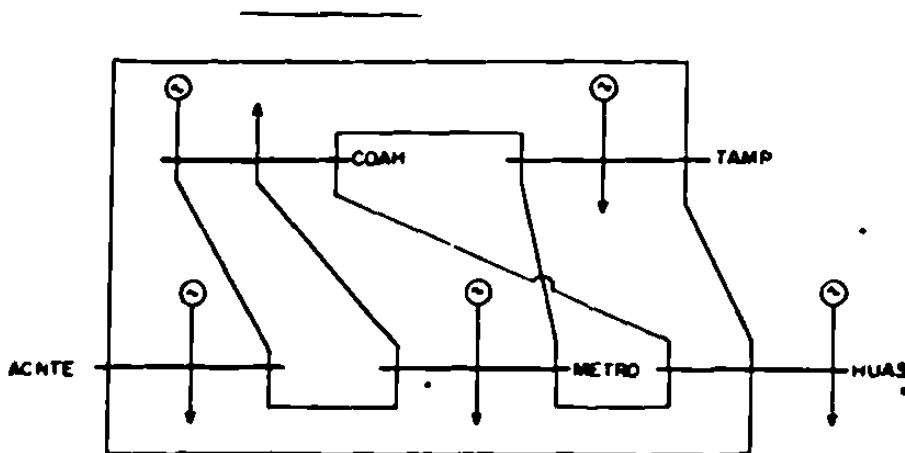


Figura 33) Reducción ( 2 ) del Sistema NOINE a seis Zonas Eléctricas.

Es interesante comentar que la carga nodal se agrupa de acuerdo al procedimiento establecido en el capítulo I y se obtiene responsabilidad de una zona más amplia que la correspondiente a la generación que se concentra.

4.4.2 Contingencias Estudiadas.- Con la reducción ( 2 ) se efectuaron dos contingencias, simulando pérdidas de generación. La primera en la zona Coahuila con una pérdida de 300 MW y otra en la zona Tamaulipas también de 300 MW. Los valores corresponden al tamaño de las unidades más grandes en esas zonas. Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 34 a 37, observando respuestas interesantes en el comportamiento de la frecuencia y en la producción de potencia mecánica.

La definición de zonas y enlaces da lugar a frecuencias locales y a oscilaciones de potencia entre áreas. Las figuras 34 y 36 muestran claramente que las frecuencias están alrededor del valor promedio a nivel de sistema. Los cambios alrededor de él dependerán de la fortaleza ( valor de inercias ) de las zonas. Así se puede observar en la figura 36 que la frecuencia en la zona Tamaulipas tiene una oscilación apreciable alrededor del valor promedio, esto es debido al valor de inercia resultante después de perder generación ( inercia ) en esa zona.

4.4.2.1 Contingencias en el Sistema NOINE con Reducción máxima.- Partiendo de la reducción ( 2 ), arreglo en la figura 33, se realizó una reducción ( 3 ) mayor, agrupando las Zonas de Coahuila ( COAH ) Tamaulipas ( TAMP ) Huasteca ( HUAS ) y Metropolitana del Area Noreste ( METRO ), quedando el sistema como se muestra en la figura 38.

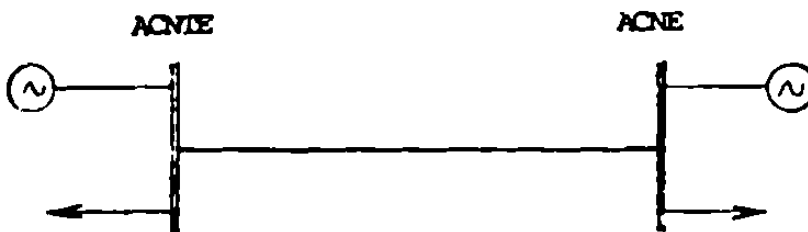


Figura 38) Reducción ( 3 ) máxima NOINE.



Aquí se simuló la pérdida de generación en la zona que tiene la reducción máxima, de hecho toda esta zona representa al Area Noreste ( ACNE ). Se simuló la pérdida de 300 MW , los resultados se muestran en la figura 39. Es interesante notar aquí que al ir incrementando la reducción, el comportamiento de la frecuencia es más " limpio " ( sin tantas variaciones ). Esto es debido a la eliminación de oscilaciones en los enlaces que fueron eliminados.

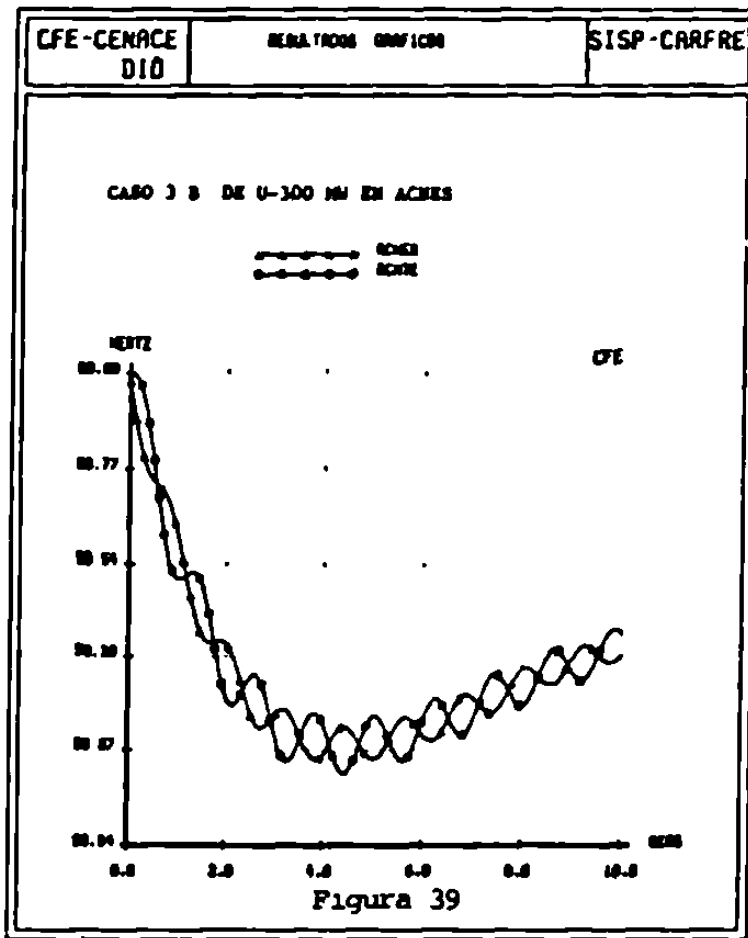


Figura 39) Efecto de la Frecuencia por pérdida de generación en ACNES, en reducción ( 3 ).

Por otro lado debe notarse que ahora se puede hablar de una frecuencia promedio a nivel de sistema y frecuencias promedio locales. En el caso extremo de llegar a tener una reducción total del sistema, solo se obtendrá el comportamiento del valor promedio de la frecuencia y se perderán las variaciones locales. Esto puede llegar a ser importante en la coordinación de esquemas de desconexión de carga de baja frecuencia.



La aplicación del método de reducción permite realizar la simulación a nivel de zona y obtiene los enlaces entre las áreas definidas. Esto es muy importante porque ahora el modelo CARFRE permitirá analizar el impacto de la desconexión de carga en el esquema de baja frecuencia.

#### 4.5 Aplicación al modelo ( DINAMI )

4.5.1 Introducción. El simulador DINAMI es un poderoso recurso computacional del Centro Nacional de Control de Energía de CFE para analizar el comportamiento dinámico de un sistema de potencia ante contingencias. Considera la modelación de controles de velocidad y voltaje de los generadores y toma en cuenta los cambios en la carga ante desviaciones de frecuencia y voltaje. El simulador incluye la modelación de diversas protecciones, entre ellas la desconexión de carga por baja frecuencia.

Al tener una representación muy completa de los generadores y controles, la carga computacional es elevada y los tiempos para realizar un estudio ( 10 seg. ) es del orden de minutos para un sistema real de tamaño moderado.

En esta sección se presentan resultados de la aplicación de reducción de redes al modelo DINAMI. Todos los generadores se retienen sin cambio y solo se trata de aprovechar la reducción de nodos y ramas del sistema.

Al realizar cualquier estudio siempre es necesario definir una área de interés, que en este caso es la zona Coahuila del sistema NDINE. Se retuvieron nodos clave en el Área Noreste y el Área Norte fue eliminada totalmente. La tabla XVI presenta el grado de reducción utilizada.

TABLA XVI

Comparación de la reducción NOINE para Programa DINAMI.

	NOINE COMPLETO	NOINE REDUCIDO
NODOS	141	71 ( 50 % )
GENERADORES	37	37 ( 0 % )
LINEAS-TRANSFORM.	181	98 ( 54 % )
TIEMPO DE CPV	100 %	58 %

La disminución en tiempo de CPU es significativa logrando un ahorro del 42.0 %, que corresponde a una reducción del 50 % en nodos y líneas.

Nuevamente, la atención se centra en la comparación de resultados más que al análisis del fenómeno dinámico, lo que interesa es determinar la precisión del equivalente, por lo que se simuló contingencias críticas.

Se estudia el efecto del cambio de configuración al salir una de las dos líneas de 400 KV de Frontera a Villa de García. En la figura 40 se presentan resultados de Potencia de Generación en REC-UI; en la figura 41 el Flujo de Potencia en la línea de 230 KV SAL-PAI y en la figura 42 el Voltaje Nodal en FR0-400 KV, todas ellas relacionadas directamente en la contingencia. Se puede observar de las figuras que los resultados con la reducción son excelentes, prácticamente los mismos que los obtenidos con la simulación completa.

CONDICION BASE DEL VIBRADOR SIN CON REDUCCION PARA COMPARAR CON  
 EL COMPLETO. CARGA BASE 1000

----- COMPLETO NO LINE COMPLETO  
 - - - - - REDUCIDO NO LINE REDUCIDO

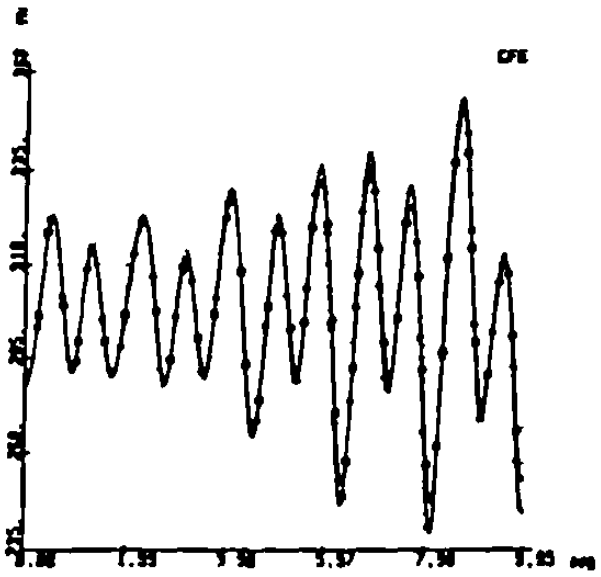


Figura 40

CONDICION BASE DEL VIBRADOR SIN CON REDUCCION PARA COMPARAR CON  
 EL COMPLETO. CARGA BASE 1000

----- COMPLETO NO LINE COMPLETO  
 - - - - - REDUCIDO NO LINE REDUCIDO

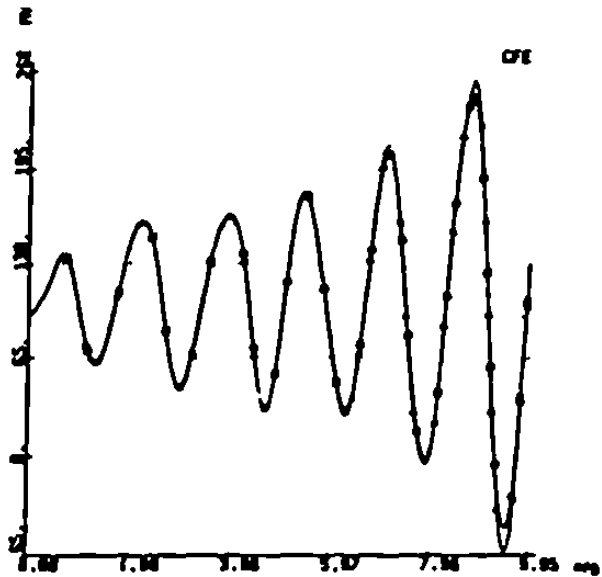


Figura 41

CONDICION BASE DEL VIBRADOR SIN CON REDUCCION PARA COMPARAR CON  
 EL COMPLETO. CARGA BASE 1000

----- PRO CON RED COMPLETO NO LINE COMPLETO  
 - - - - - PRO CON RED REDUCIDO NO LINE REDUCIDO

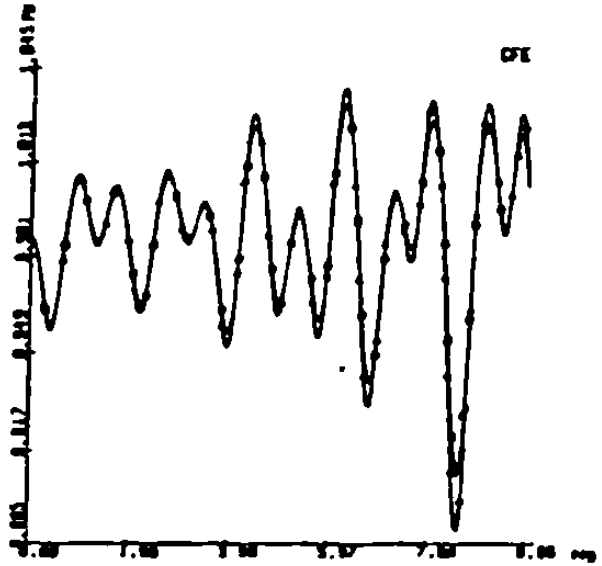
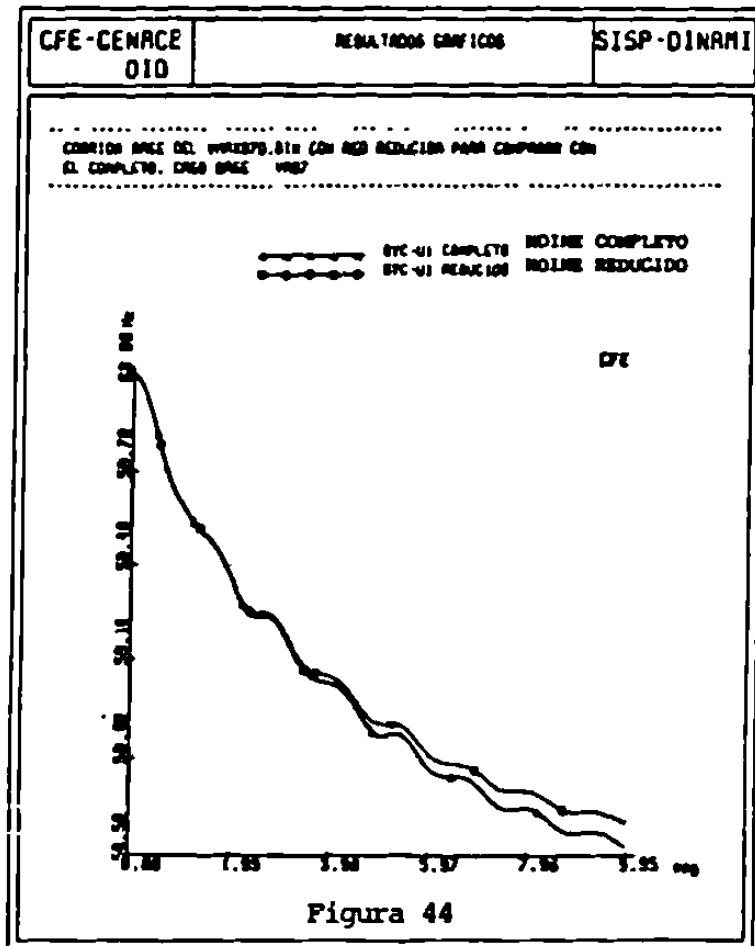
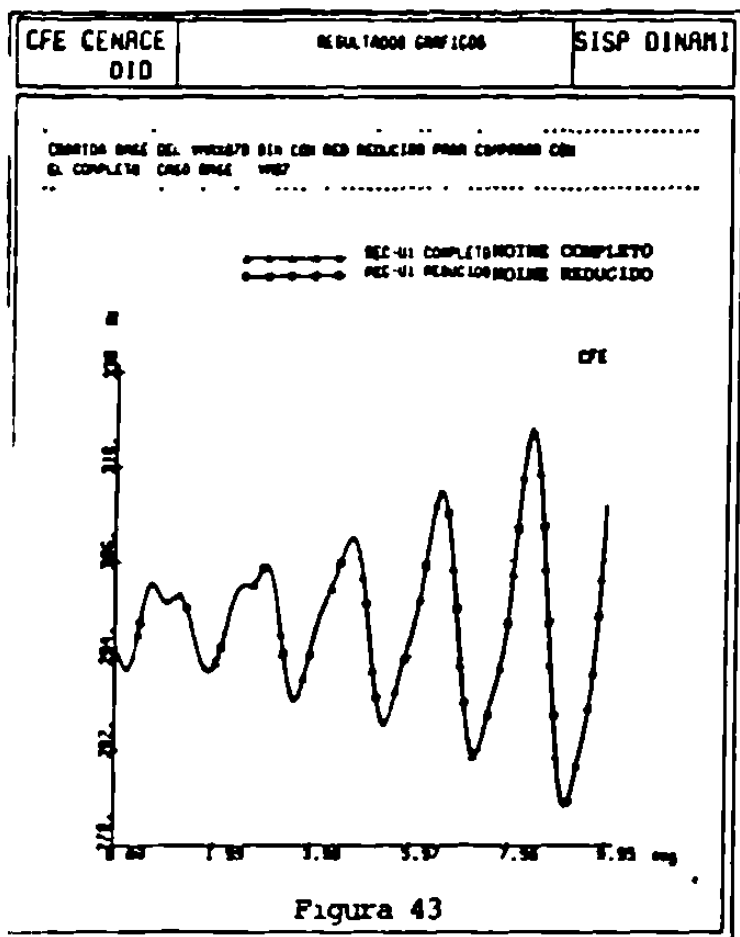


Figura 42

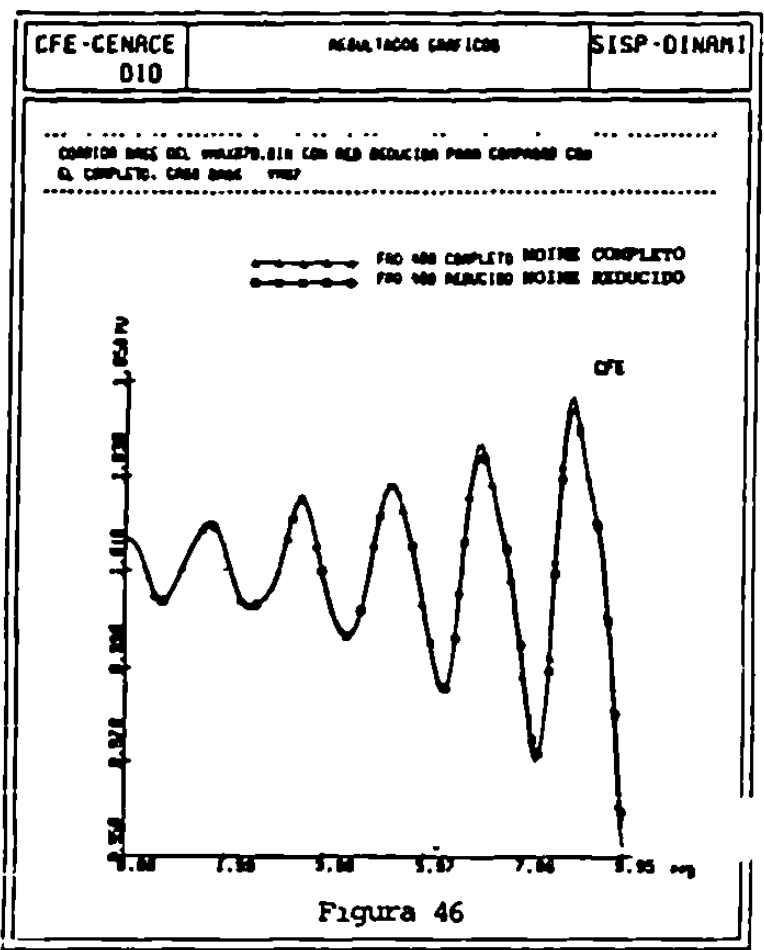
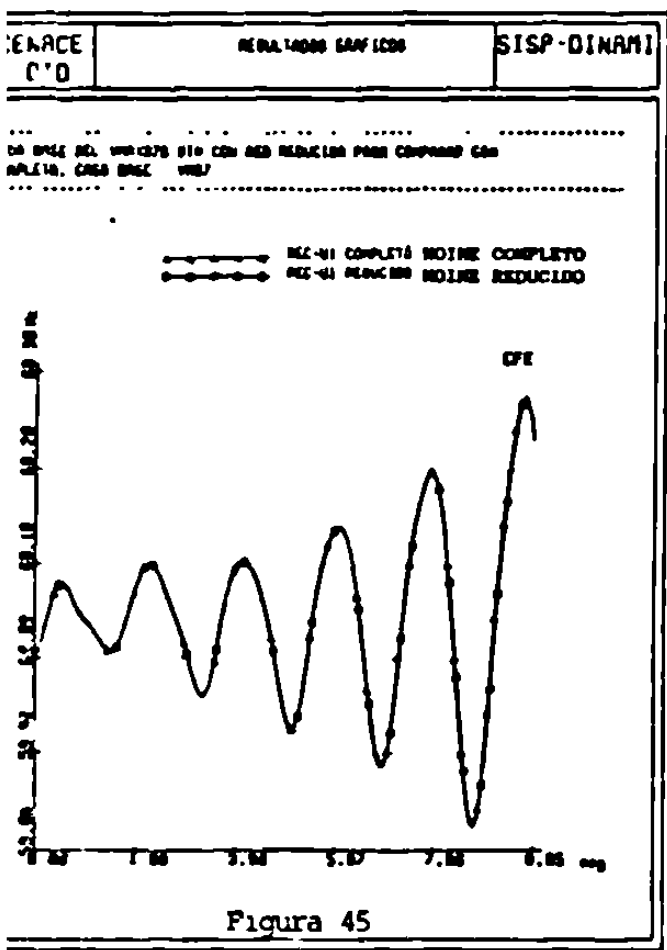
También se simuló el cambio de configuración al salir la línea de enlace entre las Areas Norte y Noreste ( línea Saltillo a Paila ). La contingencia separa los sistemas, por lo que es de importancia principalmente para el Area Norte, debido a la importación de potencia, lo cual causa el abatimiento de la frecuencia en esta area.

En la figura 43 se presentan resultados de la Potencia de Generación en la unidad REC-UI, las Frecuencias de SYNC-UI en la figura 44 y de REC-UI en la figura 45 y el Voltaje en el nodo de FRD-400 KV en la figura 46. Nuevamente se puede notar que los resultados coinciden con los obtenidos en la simulación completa.



4.5.2 Conclusiones.- De la experiencia obtenida en otras simulaciones que no se reportan, todo indica que es posible obtener ahorros muy significativos en el tiempo de solución utilizando únicamente la reducción de la red. La precisión de los resultados puede ser muy buena con solo retener las ramas que participan directamente en la contingencia.

En todas las simulaciones que se presentan se consideró el mismo tipo de carga y la agrupación se realizó de acuerdo a lo presentado en el capítulo I.



## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA INVESTIGACIONES FUTURAS.

#### 5.1 Conclusiones.

El trabajo que se desarrolló en esta tesis resuelve problemas importantes relacionados con el análisis del comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia ante disturbios.

En el estudio de la seguridad de un sistema eléctrico es necesario evaluar la respuesta del sistema al ocurrir contingencias que se consideran críticas. Lo anterior requiere una gran cantidad de estudios en estado estable y del comportamiento dinámico del sistema que consumen recursos computacionales considerables y horas hombre en el análisis de resultados.

El empleo de equivalentes resulta ser una tarea de ingeniería donde se trata de hacer más eficiente un proceso, que en este caso puede ser útil en la operación o en la planificación de los sistemas de potencia.

El reto del equivalente es reducir el trabajo computacional y humano, sin sacrificar la precisión del cálculo que describe el fenómeno investigado.

El trabajo que se reporta en esta tesis es el resultado de investigaciones realizadas y observaciones de resultados en el análisis de diversos fenómenos.

La experiencia obtenida en la tesis indica que resulta muy difícil obtener un equivalente perfecto que reproduzca los resultados de la simulación del sistema completo. Sin embargo, es posible y se ha demostrado en el trabajo que siguiendo algunas reglas los resultados pueden ser muy buenos, casi exactos para todo fin práctico.

Los aspectos importantes en el desarrollo de equivalentes son: entender a fondo los principios sobre los cuales se desarrolla e identificar sus limitaciones. El trabajo ha tratado de cubrir estos aspectos, ilustrando los conceptos básicos y mostrando la efectividad de los equivalentes.

La tesis ha sido ambiciosa en tratar de presentar un equivalente o mejor dicho un procedimiento de equivalencia que pueda ser útil en diferentes estudios, tanto en estado estable como en el comportamiento dinámico del sistema.

Se ha mostrado que es posible reducir substancialmente la utilización de recursos computacionales ( 30 a 50 % ) sin perder precisión en la simulación, incluyendo estudios de flujos, estudios de estabilidad transitoria y comportamiento dinámico de la frecuencia en su versión generalizada y simplificada.

La validez del equivalente fué probada exhaustivamente, bajo diversas contingencias, incluyendo algunas muy criticas, en un sistema real ( CFE ), lo que es muy importante en cualquier método que se proponga.

El procedimiento que se utiliza se aleja de lo convencional al permitir que las áreas de interés y las reducidas estén mezcladas. Al mismo tiempo es factible tener disturbios en el corazón del equivalente, obteniendo resultados muy satisfactorios.

El trabajo combina diversos aspectos que lo han hecho muy atractivo en su desarrollo y aplicación. Entre ellos sobresalen aspectos computacionales para realizar la reducción ordenada, el procedimiento para la obtención del equivalente considerando todos los elementos del sistema, la agrupación de generadores y controles y aspectos prácticos para definir el área de estudio.

En la aplicación de equivalentes a estudios de flujos se puede concluir que los resultados pueden ser prácticamente exactos si se retienen elementos clave que participan en la contingencia. La agrupación de generadores en una misma planta puede efectuarse en forma directa y con buenos resultados.

En la utilización de equivalentes en estudios de flujos de potencia activa ( versión de corriente directa ) la agrupación de generadores puede ser más general, pero se tendrá una solución aproximada. En este caso la agrupación de generadores tiene que ser con criterios de distancia eléctrica para minimizar el error en la aproximación.

El modelo que simula el comportamiento de la frecuencia en forma simplificada ( CARFRE ) utiliza la combinación del equivalente de la red y la agrupación de generadores. El procedimiento desarrollado permite obtener en forma directa los datos para este modelo. La reducción de nodos, ramas y generadores en este caso es substancial , con lo cual el tiempo de simulación disminuye considerablemente.

## 5.2 Recomendaciones

El trabajo presentado abre perspectivas interesantes para nuevos desarrollos que complementen lo realizado. Debe resaltarse que lo más importante en este tipo de modelos es verificar la validez del equivalente, ante diferentes condiciones de operación, incluyendo contingencias muy severas.

Aunque se realizaron varias pruebas en este trabajo, es necesario continuar el estudio de alternativas para efectuar la agrupación de generadores en estudios de flujos, tanto en la versión de corriente alterna como de corriente directa.

Es de interés analizar el problema de agrupación de carga cuando se tienen diferentes características. Esto puede ser importante en los puntos cercanos al disturbio, cuando las características son muy diferentes.

Es necesario evaluar la conveniencia de agrupar controles, midiendo el impacto que puede tener la agrupación de generadores en relación con el tiempo de simulación con el modelo detallado ( completo ). Se cree que la reducción de la red es la que tiene un efecto mayor en el esfuerzo computacional.

El modelo que simula en forma completa el comportamiento de la frecuencia ( DINAMI ) aprovecha únicamente los beneficios de la reducción de la red, con lo cual se obtienen reducciones muy importantes en el tiempo de solución. La agrupación de controles requiere aún mayor trabajo de investigación.

La utilización de equivalentes en estudios de fallas es más directa pero requiere consideraciones especiales en el caso de redes de secuencia cero. Se recomienda desarrollar procedimientos para utilizar en forma general una red reducida en el análisis de fallas.



En el modelo del comportamiento de la frecuencia simplificado es necesario diseñar e implantar una versión que permita retener líneas reales en el equivalente y aceptar nodos sin generación. El modelo de reducción propuesto es muy general y acepta cualquier especificación pero el algoritmo de simulación tiene limitaciones.

Se recomienda cuantificar el impacto de utilizar el equivalente de generadores por planta combinado con la reducción de la red propuesta. Se considera que esta alternativa es la mejor en una evaluación global.

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

- 1.- Ward J. B., Equivalent Circuits for Power-Flow Studies, AIEE transactions, PAS, vol. 68, pag. 373-382, 1949.
- 2.- W.F. Tinney, W.L. Powell y M.M. Peterson, Sparsity Oriented Network Reduction, Conferencia de PICA, Pag. 385-390, Minneapolis, Mayo de 1973.
- 3.- H. Duran y N. Arvanitidis, Simplification for Area Security Analysis: A new Look at Equivalencing, IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-91, pag. 670-679 Marzo/Abril de 1972.
- 4.- P. Dimeo, Nodal Analysis of Power Systems, Abacus Press, Tunbridge Wells, Kent. England, 1975.
- 5.- S. Deckman, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott y D. Alsac, Numerical Testing of Power Systems Equivalents, IEEE PES Winter Meeting, New York, Junio de 1980.
- 6.- F. Aboytes, Simulador Interactivo del Comportamiento Transitorio del Sistema Eléctrico, Reporte Interno del Departamento de Metodología. CFE, México D.F. Mayo de 1980
- 7.- F. Aboytes, R. Vargas, Equivalentes Dinámicos en Sistemas Eléctricos de Potencia, Artículo presentado en la Conferencia Internacional del IEEE MEXICON-86, en Guadalajara, Jal. Octubre 27-30 de 1986.
- 8.- F. Aboytes, R. Vargas, Determinación de Equivalentes de Plantas Generadoras en Estudios de Estabilidad Transitoria, Reporte Interno CFE-CENACE-DID., Mayo de 1986.
- 9.- F. Aboytes, R. Vargas, Equivalentes Heurísticos Combinados para Análisis en Estado Estable y Dinámico, Reporte de Investigación No. 3 ESIME-IPN, Abril de 1987.
- 10.- S. C. Savalescu, T. E. Dy Liacco y C. Goldenberg, Criteria for the Selection of Essential Nodes in Equivalents of Electric Power Systems, Artículo A 77 557-2 presentado en el IEEE PES Summer Meeting, Mexico D.F., Julio de 1977.

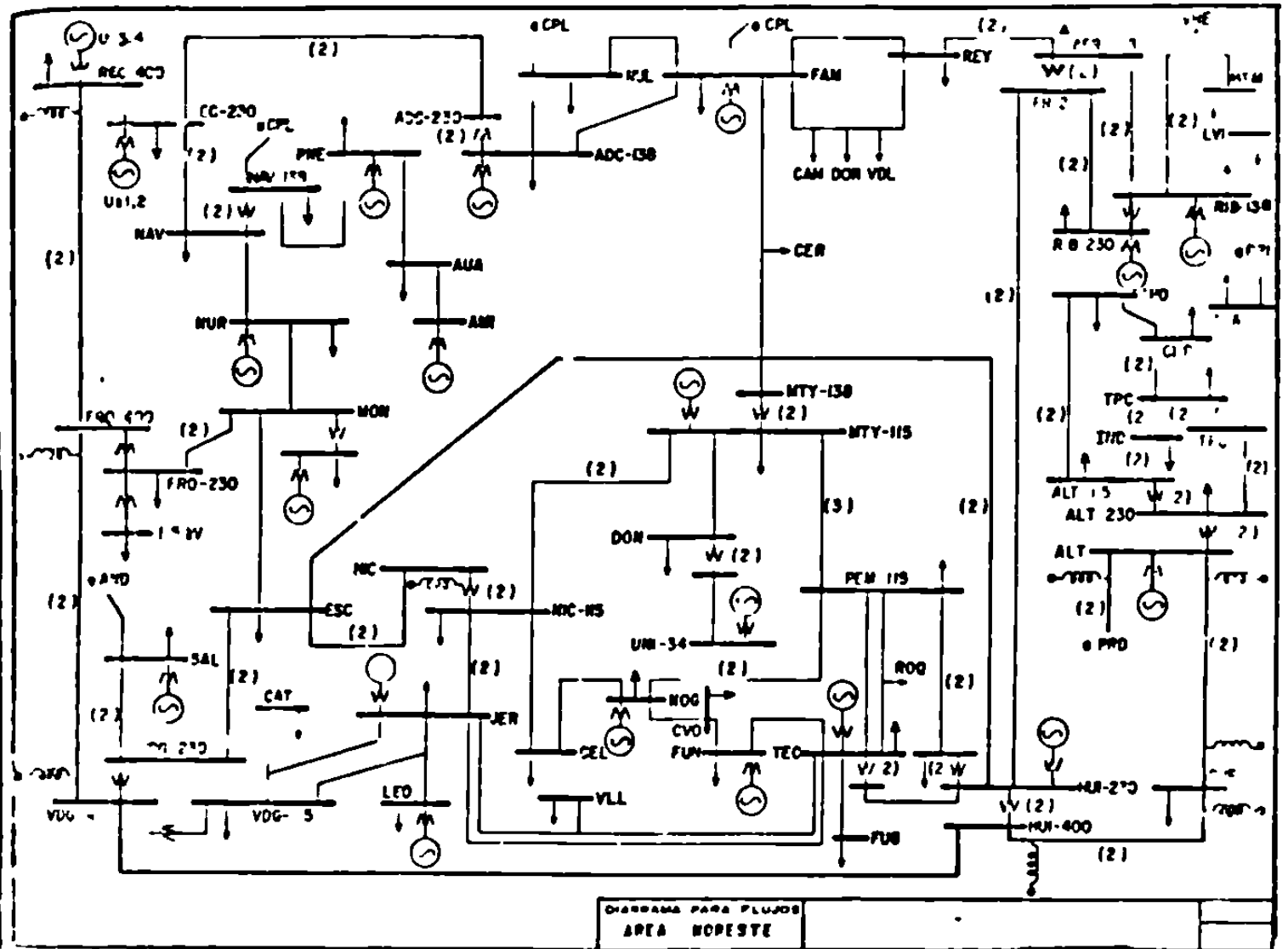
- 11.- W. L. Snyder Jr, Load Flow Equivalent Circuits-An Overview, Artículo C72 162-1 presentado en el IEEE PES Winter Power Meeting, New York Junio de 1972.
- 12.- W. F. Tinney y W. L. Powell, The PEI approach to Power Network Equivalents, PICA Conference, 1977.
- 13.- S. Deckman, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott y O. Alsac, Studies on Power System Load Flow Equivalent, Artículo F80 192-5 presentado en el IEEE PES Winter Meeting, New York, Febrero de 1979.
- 14.- R. A. H. Van Amerongen y H. P. van Meesteren, A Generalised WARD equivalent for Security Analysis, IEEE transactions on PAS, Vol. PAS-101. No. 6 pag. 1519-1526, Junio de 1982.
- 15.- F. Aboytes, D. Diguin, Aplicación de Equivalentes Dinámicos a Estudios de Estabilidad Transitoria, Reporte Técnico, CFE Gerencia de Estudios- Subgerencia de Estudios Eléctricos, México D. F., Junio de 1981.
- 16.- F. Aboytes, B. Vidrio, Simulador Interactivo del Comportamiento Dinámico del Sistema Eléctrico, IEEE, MEXICON-81
- 17.- F. Aboytes, Reporte Técnico del Simulador CARFRE, Reporte Interno CFE-CENACE -DID, Diciembre 1983.
- 18.- F. Aboytes, F. Sanchez, M. Flores, Simulador Interactivo de Sistema de Potencia SISP, CFE-CENACE-DID, Julio 1983.
- 19.- T. E. Dy Liacco, S. C. Savulescu, K. A. Ramarao, An On-Line Topological Equivalent of a Power System, Artículo F77 523-4 presentado en el IEEE Summer Meeting, México D. F. Julio de 1977.
- 20.- EPRI, Coherency Based Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies, Reporte final del proyecto RP904 de EPRI. Diciembre de 1974.

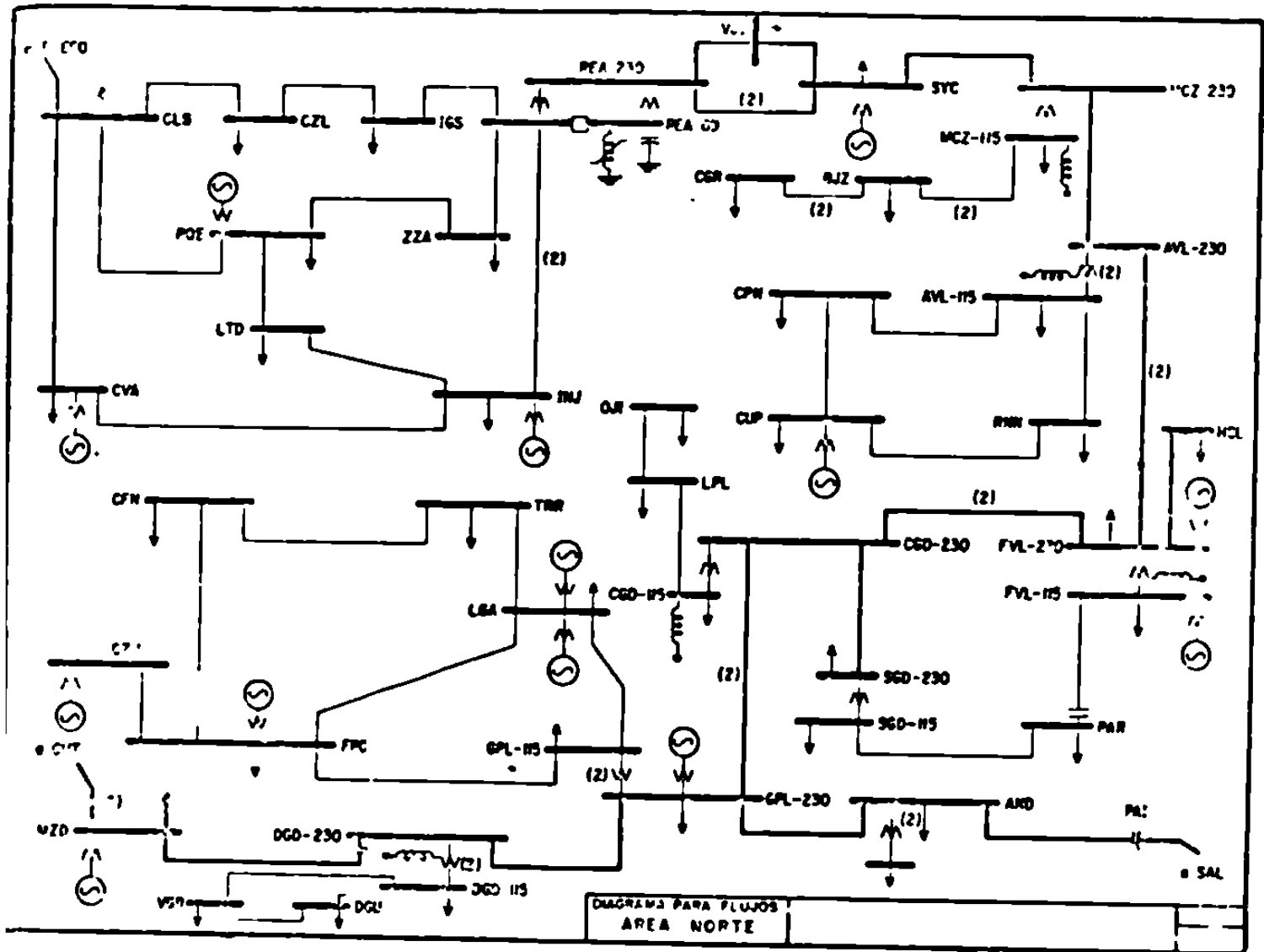
21.- A. Geraond, R. Podmore, Dynamic Aggregation of Generating Unit Models, presentado en la Reunión del Invierno del IEEE PES, New York, N.Y., Enero de 1977.

22.- R. Podmore, A Comprehensive Program for Computing Coherency Based Dynamic Equivalents, Conferencia de PICA, 1979, Publicación 79CH1281-3 PWR.

APENDICE A

Se anexan Diagramas Unifilares de las Areas de Control Noreste y Norte, en los cuales no se indican todos los nodos que se utilizaron en la reducción.





## APENDICE B

Se anexan Diagramas Unifilares del Sistema Interconectado Nacional, indicando que los correspondientes al Sistema NDINE se encuentran en el APENDICE A por lo que solo se anexan en este apartado los de las Areas de Control Oriental, Occidental y Central. En estos Diagramas no se indican todos los nodos que fueron utilizados en la reducción.



