

CATALOGADO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.134
13 de febrero de 1989

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

ALGUNOS EFECTOS DE LA INCORPORACION DE ENLACES DE 500 KV
A LOS SISTEMAS ELECTRICOS DEL ISTMO CENTROAMERICANO */

*/ Este trabajo fue elaborado por el Consultor Ricardo Mota Palomino, en el marco del convenio de cooperación técnica entre la CEPAL y las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano. Las opiniones en él expresadas son de la exclusiva responsabilidad del autor, y pueden no coincidir con las de la Organización.

INDICE

	<u>Página</u>
Introducción	1
Conclusiones	2
1. Representación de la red troncal de 500 kV	5
2. Cálculo de niveles de falla	11
3. Cálculo de la capacidad de transmisión	15
4. Cálculo de transitorios electromagnéticos	27
Apéndice	46

INDICE DE CUADROS

<u>Quadro</u>	<u>Página</u>
1. Istmo Centroamericano: Niveles de falla en los nodos de interconexión, con y sin red de 500 KV	12
2. Istmo Centroamericano: Impacto de la red de 500 KV sobre los niveles de falla de nodos seleccionados	13
3. Istmo Centroamericano: Secuencia de desconexión de reactores para estudios de cargabilidad	17
4. Sobretensiones de maniobra al energizar líneas desde nodos débiles y robustos para tres longitudes	29
5. Sobretensiones para líneas de tres longitudes al variar el nivel de falla	30
6. Lista de casos reportados gráficamente	31

INDICE DE GRAFICOS

<u>Gráfico</u>	<u>Página</u>
1. Geometría de la línea de transmisión de 500 kV	6
2. Magnitudes de voltaje en Panamá y Veladero, en función de la potencia de carga en Guatemala y de la desconexión de reactores	18
3. Magnitudes de voltaje en Guate Este y San Miguel, en función de la potencia de carga en Guatemala y de la desconexión de reactores	19
4. Magnitudes de voltaje en Nejapa y Ticuantepe, en función de la potencia de carga en Guatemala y de la desconexión de reactores	20
5. Defasamiento en voltajes entre Panamá y Ticuantepe, y Panamá y San Miguel, en función de la potencia de carga en Guatemala y de la desconexión de reactores	21
6. Defasamiento en voltajes nodales entre Panamá y Guate Este, y Panamá y Pavana, en función de la Potencia de carga en Guatemala y la desconexión de reactores	22
7. Consumo de potencia reactiva en la red de 500 kV, en función de la potencia de carga en Guatemala con todos los reactores conectados	23
8. Consumo de potencia reactiva en la red de 500 kV, en función de la potencia de carga en Guatemala desconectando 200 MVAR en reactores	24
9. Consumo de potencia reactiva en la red de 500 kV, en función de la potencia de carga en Guatemala desconectando 400 MVAR en reactores	25
10. Curva de potencia reactiva consumida contra potencia real transmitida en una línea de 500 kV, suponiendo voltajes unitarios en los extremos	26
11. Caso 1. Línea de 150 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real (débil) y sin compensación	32
12. Caso 2. Línea de 150 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y 100 MVAR de reactores conectados	33
13. Caso 3. Línea de 150 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y sin compensación	34

<u>Gráfico</u>	<u>Página</u>
14. Caso 4. Línea de 150 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y con 100 MVAR de reactores conectados	35
15. Caso 5. Línea de 250 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y sin compensación	36
16. Caso 6. Línea de 250 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y 100 MVAR de reactores conectados	37
17. Caso 7. Línea de 250 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y sin compensación	38
18. Caso 8. Línea de 250 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y 100 MVAR de reactores conectados	39
19. Caso 9. Línea de 370 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y sin compensación	40
20. Caso 10. Línea de 370 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real de 100 MVAR de reactores conectados	41
21. Caso 11. Línea de 370 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y sin compensación	42
22. Caso 12. Línea de 370 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y 100 MVAR de reactores conectados	43
23. Caso 13. Línea de 370 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y 200 MVAR de reactores conectados	44
24. Caso 14. Línea de 370 km. Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y 200 MVAR de reactores conectados	45

INDICE DE DIAGRAMAS

<u>Diagrama</u>	<u>Página</u>
1. Istmo Centroamericano: Topología de la red de 500 kV, ubicación y monto de la compensación reactiva inductiva en barra y líneas	9
2. Istmo Centroamericano: Topología y parámetros empleados para los estudios de capacidad de transmisión (cargabilidad) de la red de 500 kV	10
3. Unifilar para la simulación de energización de líneas de 500 kV	27

Introducción

Se presentan en este trabajo algunos resultados de los estudios eléctricos para evaluar el efecto de interconectar los sistemas eléctricos de los países del Istmo Centroamericano mediante enlaces operando a 500 kV. La definición de los estudios realizados está contenida en los términos de referencia proporcionados por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) al consultor y se incluyen como un apéndice de este informe.

Se evaluaron los niveles de falla o capacidades de corto circuito de los nodos del sistema eléctrico centroamericano con la red de 230 kV que se espera tener operando en el año de 1992. Estos niveles fueron calculados también incluyendo enlaces de 500 kV para interconectar los diferentes sistemas a este nivel de tensión.

Dado que las características eléctricas de los sistemas centroamericanos son típicas de sistemas eléctricos longitudinales, se efectuaron estudios para evaluar el impacto de los enlaces de 500 kV, considerando la posibilidad de transmitir potencia de un extremo a otro de dicha red, así como para identificar los factores que limitan esa capacidad.

Por medio de ellos, se evaluó el comportamiento transitorio de las líneas de 500 kV al hacer operaciones de maniobra, comparando los resultados obtenidos con niveles de falla de sistemas robustos, así como el efecto del monto de la compensación reactiva conectada en las líneas.

Sobre la base de esos estudios se presentan en las páginas siguientes algunas observaciones acerca del impacto de incorporar enlaces de 500 kV sobre la operación del sistema eléctrico asociado.

En un anexo al documento se incluyen los archivos de entrada y salida de todos los estudios realizados en computadora digital que sustentan el informe.

Conclusiones

El nivel de falla de los nodos de una red eléctrica es una medida de la robustez del sistema para soportar perturbaciones sin abatimientos severos de voltaje. La inclusión de la red de 500 kV aumenta sensiblemente el nivel de falla de nodos adyacentes a los puntos de interconexión de los nuevos enlaces. Sin embargo, este incremento disminuye rápidamente al alejarse eléctricamente de estos nodos. Estos resultados implican, por un lado, la necesidad de revisar la capacidad de interruptores cercanos eléctricamente a los enlaces de 500 kV, y por otro el esperar un beneficio limitado del aumento de niveles de falla en los nodos de los sistemas existentes debido a las altas impedancias de los elementos que interconectan estos nodos.

La potencia natural de una línea de 500 kV es de 965 MW. Las simulaciones para evaluar la capacidad de transmisión o cargabilidad de la red de 500 kV, muestra que ésta es limitada por fuertes caídas de voltaje. La cargabilidad de un extremo a otro (sur-norte) de la red es de sólo 220 MW ó 23% de su potencia natural considerando la compensación reactiva propuesta completa (2250 MVARs). La desconexión de 700 MVAR reactivos de la compensación de las líneas aumenta esa capacidad a sólo el 42% de la potencia natural, ó 400 MW. En ambos casos se considera aceptable un abatimiento de voltaje hasta de 10% en nodos del troncal. Estos resultados son indicativos de que la red de 500 kV no es una alternativa atractiva para transferir potencias altas de un extremo a otro del sistema interconectado. La alternativa de ampliar esta capacidad mediante la desconexión de reactores implica riesgos de sobretensiones ante una eventual desconexión de enlaces o pérdida de carga.

Debido a los bajos flujos permisibles en la red de 500 kV, las líneas operan produciendo siempre potencia reactiva. Esta misma condición resulta en defasamientos de voltajes nodales moderados en nodos del troncal que no limitan por lo tanto la transferencia de potencia.

Aunque se requerirían estudios de flujos de potencia completos para formular una opinión concluyente, en apariencia la red de 500 kV resulta inadecuada para efectuar intercambios significativos (75 a 100 MW) entre los sistemas de cada país, si es que existiera capacidad instalada para estas operaciones. Ello en virtud de que al ser una sola línea, su salida súbita con esos flujos provocaría un disturbio severo en uno o más sistemas eléctricos nacionales (criterio de contingencia N-1).

Los estudios de sobretensiones muestran la importancia de tres parámetros sobre la magnitud de las sobretensiones máximas que se presentan al energizar tramos de la red de 500 kV; estos son: la longitud de la línea, el nivel de falla del punto desde donde se energiza y el grado de compensación de la línea.

En tramos cortos (150 km), el nivel de falla no es significativo en el valor de la sobretensión máxima resultante. Al energizar una línea de esta longitud desde un nodo con nivel de falla reducido, se presenta una sobretensión 8% superior a la que se presenta en un nodo de energización robusto. En ambos casos el sobrevoltaje es de aproximadamente de dos por unidad.

En tramos de longitud intermedia (250 km), la fortaleza del nodo de energización tiene un impacto mayor, registrándose un sobrevoltaje 21% más alto en el nodo con nivel de falla reducido respecto del que se presenta al energizar el mismo tramo desde un nodo robusto. En el primer caso, la sobretensión es de 2.8 por unidad.

En tramos de gran longitud (370 km), la sobretensión obtenida al energizar la línea desde un nodo de nivel de falla reducido (de 7.912 pu) resulta 62% mayor que al energizar el mismo tramo desde un nodo robusto.

La compensación reactiva reduce la magnitud de las sobretensiones máximas. Este efecto es menos notable en tramos cortos en los que la compensación reduce 21% la sobretensión, mientras que en los tramos largos la misma compensación disminuye hasta 62% la sobretensión máxima.

De los resultados mencionados se desprende que la desconexión de reactores para mejorar la capacidad de transmisión de la línea se contrapone con la necesidad de mantenerlos conectados con el fin de limitar sobretensiones al realizar maniobras operativas con las líneas o en previsión de que queden indisponibles subitamente (disparos). Estos aspectos demandarían del personal involucrado en la operación y planeación de la operación de la red, una mayor capacidad de análisis, conocimiento de estos fenómenos y recursos humanos y técnicos dedicados a estas actividades.

Es importante indicar que se realizaron estudios eléctricos básicos para el sistema eléctrico centroamericano. Sin embargo, existen pocas experiencias reportadas en la literatura técnica de interconexión de sistemas eléctricos débiles mediante líneas largas de extra-alta tensión fuertemente compensadas. De tal forma que es posible la ocurrencia de fenómenos no estudiados aquí tales como desbalances anormales permanentes por la no transposición de las líneas de extra alta tensión, resonancia en estado permanente, ferresonancia, entre otros. Es recomendable entonces realizar otros estudios eléctricos que complementen los reportados en este trabajo.

1. Representación de la red troncal de 500 kV

A fin de incluir los enlaces de 500 kV en estudios eléctricos, se utilizaron los parámetros de estudios de flujos de potencia de los sistemas centroamericanos reportados conjuntamente por técnicos de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano y de la Empresa Nacional de Electricidad, S. A. (ENDESA-España) y proporcionados por la Unidad de Energía de la CEPAL.

El resumen de parámetros de secuencia positiva utilizados se muestra en el diagrama 2. En él se observa también la topología de la red considerada. Para los estudios de capacidad de transmisión, en cada nodo de la red utilizada se incluyeron las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva para cada sistema, calculadas en el estudio de niveles de falla y que se muestran en el diagrama 2.

En todos los casos analizados y reportados en por unidad se utilizó una potencia base de 100 MVA trifásica, y en cada caso se identifican los voltajes base utilizados.

En el Diagrama 1, aparece el detalle completo de los reactores representados en las simulaciones de capacidad de transmisión de acuerdo con la información proporcionada por la Unidad de Energía de la CEPAL.

En los estudios de transitorios electromagnéticos se consideró la geometría del gráfico 1 para las líneas de transmisión de 500 kV de acuerdo con la información proporcionada por la Unidad de Energía de la CEPAL.

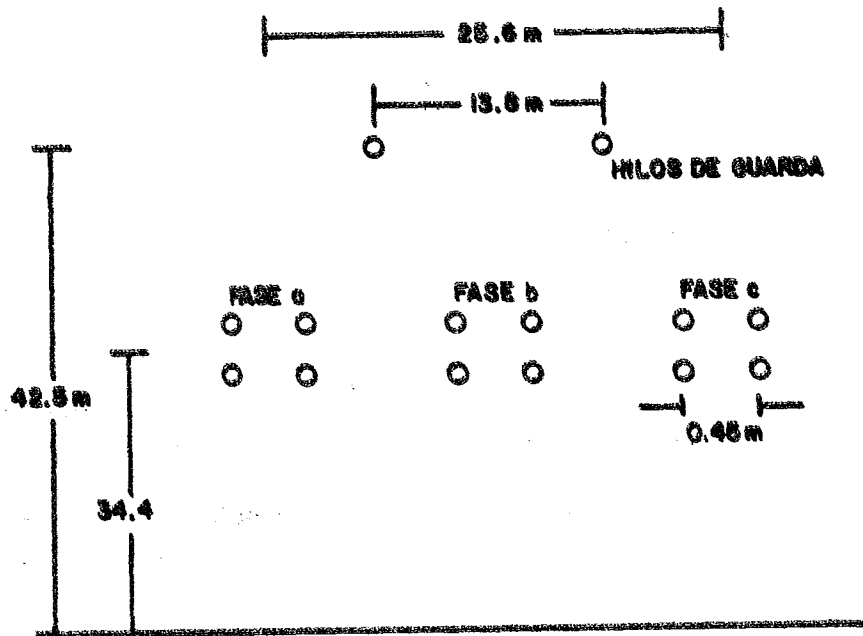


Gráfico 1. Geometría de la Línea de Transmisión de 500 kV

Los conductores de fase de la línea considerados fueron tipo DOVE formado por un haz de cuatro conductores, y los hilos de guarda de acero, de 3 / 8 de pulgada.

La matriz de impedancia serie en (Ohms /km) de la línea equivalente de tres conductores en coordenadas de fase es la siguiente:

	(a)	(b)	(c)
(a)	0.12338 +j 0.60994	0.09706 + j 0.29957	0.09329 +j 0.29917
(b)	0.09706 +j 0.29957	0.12093 + j 0.60842	0.09706 +j 0.29957
(c)	0.09329 +j 0.29917	0.09706 + j 0.29958	0.12338 +j 0.60994

La matriz de impedancia serie en (Ohms /km) de la línea en coordenadas de secuencia es:

	(0)	(+)	(-)
(0)	0.3171367 +j 1.154310	0.011826624 -j 0.0107652	-0.015233169 -j 0.00486482
(+)	-0.015233169 -j 0.00486482	0.02972858 +j 0.3359856	-0.029931158 +j 0.01771398
(-)	0.01182277 -j 0.0107652	0.030296167 +j 0.01703481	0.029722909 +j 0.3359857

La matriz de capacitancias en (F /km) para la línea equivalente de tres conductores se muestra a continuación :

	(a)	(b)	(c)
(a)	0.10982×10^{-7}	-0.22216×10^{-8}	-0.77028×10^{-8}
(b)	-0.22216×10^{-8}	0.11710×10^{-8}	-0.22216×10^{-8}
(c)	-0.77028×10^{-8}	-0.22216×10^{-8}	0.10982×10^{-7}

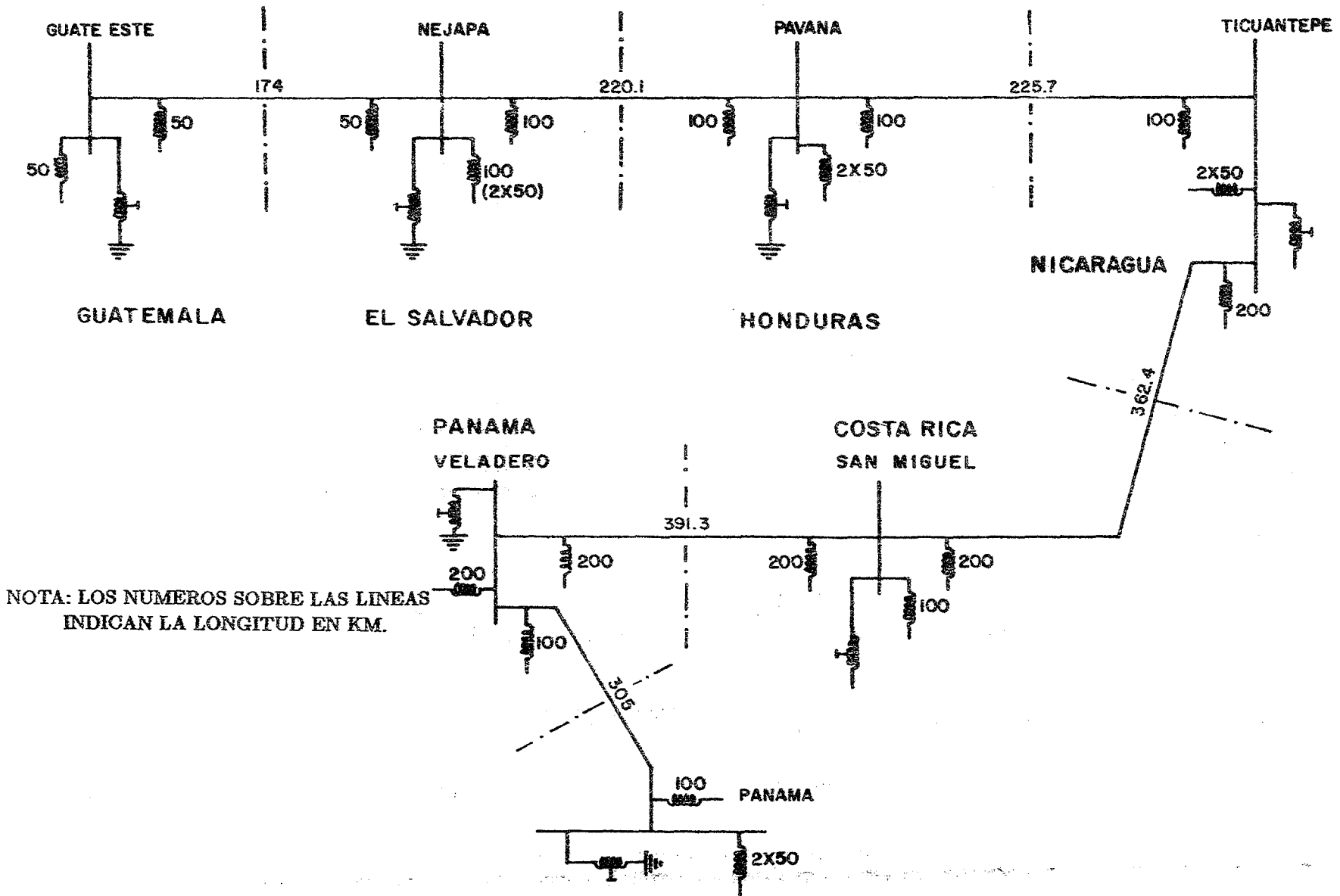
La matriz de capacitancias en (F / km) para la línea en coordenadas de secuencia es:

	(0)	(+)	(-)
(0)	-3.8888888E-10 +j 0.00000000	7.2183342E-10 +j 1.248889E-09	7.2183342E-10 -j 1.248889E-09
(+)	7.2183342E-10 -j 1.248889E-09	1.1780091E-08 +j 2.220448E-18	3.4824772E-09 +j 8.9888881E-09
(-)	7.2183342E-10 +j 1.248889E-09	3.4824772E-09 -j 8.9888881E-09	1.1780091E-08 -j 2.220448E-18

Para las simulaciones de transitorios electromagnéticos se utilizó el Modelo de Martí, el cual considera la dependencia de la frecuencia de los parámetros de la línea. Estos modelos se calcularon mediante el programa EMTP (Electromagnetic-Transients Program). Además, se consideró que los enlaces no eran transpuestos.

DIAGRAMA No. 1

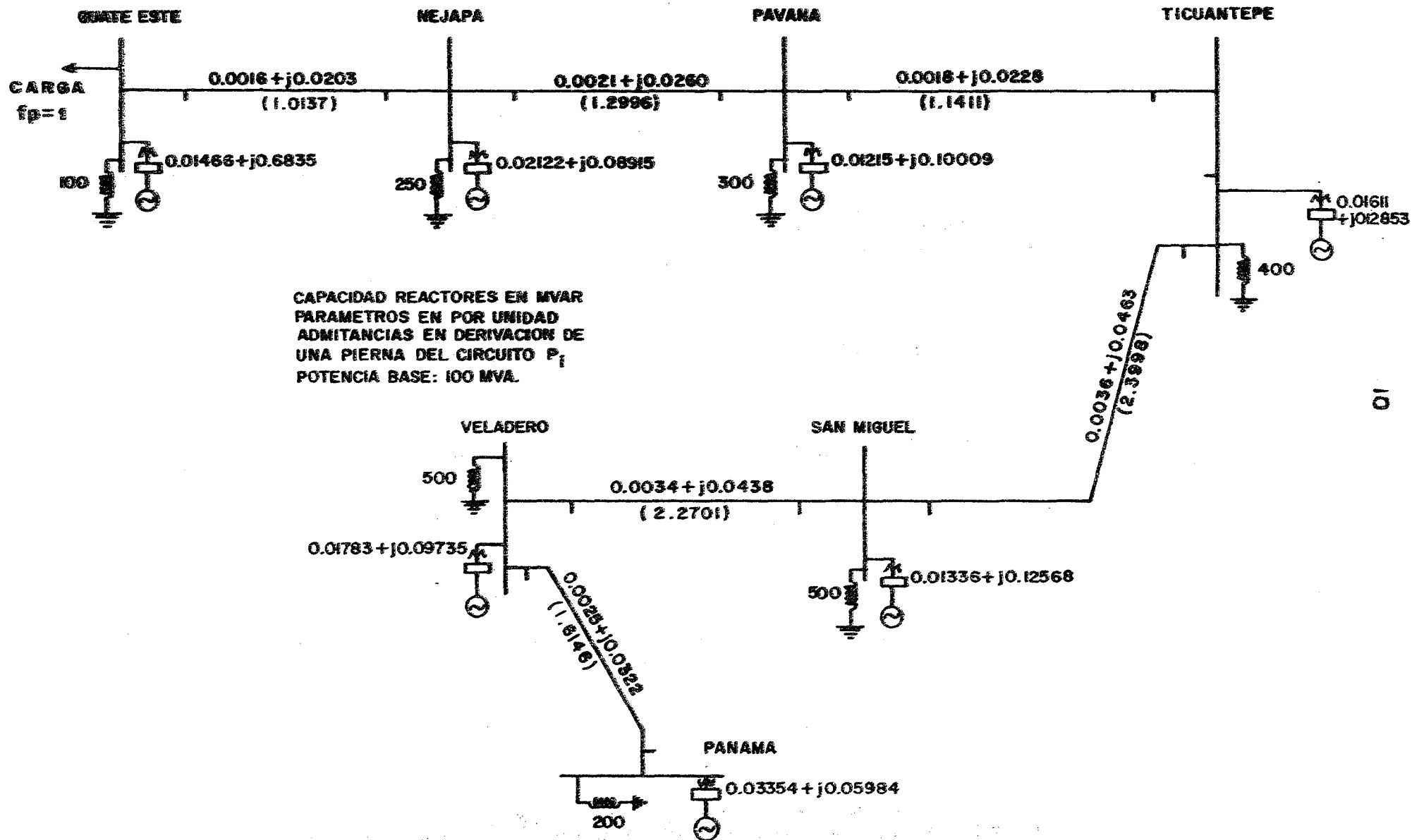
ISTMO CENTROAMERICANO: TOPOLOGIA DE LA RED DE 500 KV, UBICACION Y MONTO DE LA COMPENSACION REACTIVA INDUCTIVA EN BARRAS Y LINEAS.



NOTA: LOS NUMEROS SOBRE LAS LINEAS INDICAN LA LONGITUD EN KM.

DIAGRAMA No. 2

ISTMO CENTROAMERICANO. TOPOLOGIA Y PARAMETROS EMPLEADOS PARA LOS ESTUDIOS DE CAPACIDAD DE TRANSMISION (CARGABILIDAD) DE LA RED DE 500 KV.



2. Cálculo de niveles de falla

En los estudios de nivel de falla se cuantificó el efecto de incorporar enlaces de 500 kV en los sistemas eléctricos de los países del Istmo Centroamericano. La red analizada correspondió a condiciones de demanda alta de 1992 con todos los generadores disponibles conectados. La información de la red fué proporcionada por la Unidad de Energía de la CEPAL, y consta de 424 nodos, 109 generadores y 540 líneas.

Para evaluar el nivel de falla se utilizó un programa de computadora digital que calcula columnas de la matriz de impedancias nodal del sistema eléctrico de potencia.

El cuadro 1 muestra los nodos de 500 kV en los que se agregaron enlaces de esta tensión, así como los nodos de baja tensión correspondientes. El objetivo del cuadro es mostrar el incremento del nivel de falla que se obtiene en esos nodos al conectar la red de 500 kV. Ahí mismo se muestran los equivalentes de Thévenin vistos desde cada nodo, los cuales se utilizan en los estudios de capacidad de transmisión, así como en los estudios de transitorios electromagnéticos.

En el cuadro 2 se incluye una lista de nodos seleccionados por país, con la finalidad de comparar los niveles de falla existentes antes y después de conectar la red de 500 kV. En él se advierte que existe un aumento importante en el nivel de falla de los nodos adyacentes a la red de 500 kV y un impacto mínimo en los nodos más alejados eléctricamente de ellos. El estudio verifica la característica de "no transportabilidad" del nivel de falla o capacidad de corto circuito. El resultado de esta característica es que el impacto de la red de 500 kV es limitado en nodos no cercanos a las subestaciones de la interconexión de 500 kV, esto es, no aumenta la robustez de los nodos de las redes nacionales interconectadas de una manera significativa. En el anexo se presenta una lista completa de los archivos de entrada de los sistemas analizados, así como de los niveles de falla de los nodos de las redes correspondientes.

Cuadro 1

Istmo Centroamericano: Niveles de falla en los nodos de interconexión, con y sin red de 500 kV

NODO	NIVEL DE FALLA (pu)		IMPEDANCIA DE THEVENIN (pu)	
	CON RED DE 500 KV	SIN RED DE 500 KV <u>a)</u>	CON RED DE 500 KV	SIN RED DE 500 KV <u>a)</u>
GUATESTE (500 KV)	28.248	14.308	0.004553 + j 0.009495	0.014580 + j 0.05835
GUATESTE (230 KV)	34.445	28.338	0.008830 + j 0.02768	0.014580 + j 0.06915
NEJAPA (500 KV)	31.977	10.912	0.004380 + j 0.03098	0.021220 + j 0.08915
NEJAPA (115 KV)	28.848	18.748	0.004472 + j 0.03595	0.021220 + j 0.05582
PAVANA (500 KV)	32.598	9.918	0.004021 + j 0.03039	0.012150 + j 0.10009
PAVANA (230 KV)	28.498	14.737	0.004860 + j 0.03743	0.012150 + j 0.08878
TI CUANTEPE (500 KV)	30.184	7.720	0.005060 + j 0.03281	0.016110 + j 0.12853
TI CUANTEPE (230 KV)	22.578	10.387	0.008232 + j 0.04384	0.016110 + j 0.08520
VELADERO (500 KV)	28.933	10.104	0.012330 + j 0.03228	0.0117830 + j 0.08738
VELADERO (230 KV)	28.703	15.048	0.018310 + j 0.03371	0.0117830 + j 0.08402
PANAMA (500 KV)	25.188	14.578	0.018840 + j 0.03608	0.033540 + j 0.05984
PANAMA (230 KV)	28.548	23.391	0.023720 + j 0.02402	0.033540 + j 0.02851
SAN MIGUEL (500 KV)	28.358	7.912	0.007550 + j 0.03444	0.013350 + j 0.12558
SAN MIGUEL (230 KV)	23.088	10.717	0.009060 + j 0.04238	0.013350 + j 0.09238

a) Los niveles de falla e impedancias de Thévenin en los nodos de 500 kV se obtienen conectando los autotransformadores de 900 MVA, 500 / 230 / 94.5 kV correspondientes.

Cuadro 2

Istmo Centroamericano: Impacto de la red de 500 kV
sobre los niveles de falla de nodos seleccionados

NODO	NIVEL DE FALLA (pu)	
	CÓN RED DE 500 KV	SIN RED DE 500 KV
GUATENORTE-230	32.861	26.692
GUATE ESTE-230	34.445	26.338
GUATE SUR-230	33.583	27.408
ESCUINTLA -230	29.141	25.698
AGUACAPA -230	20.681	19.051
JURUN MARINALA-230	15.894	15.282
CENTRO -69	17.084	16.057
LAGUNA -69	10.638	10.402
SAN SEBASTIAN-69	3.551	3.494
PUERTO BARRIOS-69	4.354	4.350
AHUACHAPAN-230	16.790	16.116
15 DE SEPTIEMBRE-230	16.701	15.199
NEJAPA-115	26.846	16.746
ACAJUTLA-115	10.942	10.479
SOYAPANGO-115	19.317	14.778
CERRON GRANDE-115	14.850	13.142
GUAJOYO-115	5.276	5.118
SAN ANTONIO ABAD-115	10.148	9.546
NUEVO CUSCATLAN-115	19.290	15.100
EL CAJON-230	26.803	25.762
PROGRESO-230	22.455	21.911
SUYAPA-230	18.569	16.789
PAVANA-230	26.496	14.737
RIO LINDO-138	11.117	11.007
REGULETO-138	1.542	1.540
LA PUERTA-138	10.549	10.458
SANTA FE-138	7.669	7.721
LA LEONA-69	5.347	5.138

Cuadro 2 (Continuación)

NODO	NIVEL DE FALLA (pu)	
	CON RED DE 500 KV	SIN RED DE 500 KV
LEON-230	23.306	21.429
P. NICARAGUA-230	20.082	18.520
LOS BRASILES-230	18.972	16.168
P. PATRICIO ARGUELLO-138	9.146	8.857
P. CENTROAMERICA-138	9.259	9.144
FRENTE SUR-138	12.892	12.032
P. MANAGUA-138	14.332	13.319
ESTELI-138	5.218	5.176
ACOYAPA-138	2.091	2.071
LIBERIA-230	17.201	12.857
COROBICI-230	27.492	18.658
ARENAL-230	29.130	18.730
BARRANCA-230	25.252	18.162
LA CAJA-230	22.213	17.265
RIO NACHO-230	18.516	15.121
RIO CLARO-230	12.181	11.136
GUAYABAL-138	2.408	2.309
ESTE-138	24.740	19.222
SABANILLA-138	10.247	8.972
MOIN-138	8.842	8.084
PROGRESO-230	14.394	12.885
FORTUNA-230	25.153	21.488
MATA DE NANCE-230	27.076	21.388
LLANO SANCHEZ-230	18.340	14.485
VELADERO-230	26.703	15.048
PANAMA-230	29.596	23.391
BAYANO-230	19.272	17.797
CALDERA-115	12.171	11.611
PANAMA-115	26.545	22.619
BAHIA LAS MINAS-115	16.271	15.733
MARANON-115	16.412	16.814
CHILIBRE-115	12.694	12.249

3. Cálculo de la capacidad de transmisión

Los factores que limitan la capacidad de transmisión de líneas, sin considerar contingencias, son el límite térmico de los conductores o del equipo terminal, el límite teórico de estabilidad cuando existe un buen balance de potencia reactiva en la red, y finalmente, la caída de voltaje entre los extremos del sistema de transmisión.

El objetivo de este estudio fué determinar el límite de transmisión en el sistema propuesto de 500 kV suponiendo que existe capacidad instalada para transferir potencia de un extremo a otro. En particular, el estudio se realizó considerando la transmisión de Sur (Panamá) a Norte (Guate Este). (Vease en el diagrama 2 el sistema simplificado que se analizó).

La metodología del análisis consistió en variar la carga en el extremo norte del sistema, a fin de aumentar la transmisión en el sistema de 500 kV y resolver un estudio de flujos de potencia en cada condición de demanda. Ello con el propósito de registrar las variables importantes del estudio como magnitudes de voltajes nodales y defasamiento angular de los mismos.

Para lograr lo anterior se desarrolló una rutina de computadora digital que automáticamente varía la carga y registra las variables de interés. Para la solución de los estudios de flujos de potencia se utilizó un programa basado en la formulación cartesiana del método de Newton.

En los estudios realizados se utilizó una carga con factor de potencia unitario, por lo que se puede suponer que los resultados son optimistas.

En los gráficos 2, 3 y 4 se representa el voltaje nodal en por unidad en los nodos de 500 kV de Panamá y Veladero, Guate Este y San Miguel, Nejapa y Ticuantepe, respectivamente, al variar la potencia transmitida en MW. Destaca el hecho de que en todos los casos el voltaje baja rápidamente al aumentar la potencia transmitida. Las discontinuidades en los voltajes nodales gráficos se deben a la desconexión de reactores para evitar el consumo de potencia reactiva de éstos y aumentar la capacidad de transmisión de la red. En el cuadro 3 se muestran los pasos de desconexión de reactores; cada uno de ellos implica la desconexión de 100 MVAR, a excepción del 5o paso en el que se desconectan 200 MVAR.

En los gráficos 5 y 6 se ilustra el defasamiento angular de los voltajes entre los nodos Panamá-Ticuantepe y Panamá-San Miguel, Panamá-Guate Este y Panamá-Pavana, respectivamente. En ellos se puede apreciar un comportamiento casi lineal de los defasamientos.

Los gráficos 7, 8 y 9 representan el consumo total de potencia reactiva de todos los enlaces de la red de 500 kV al aumentar la potencia transmitida. En el gráfico 7 se considera que todos los reactores del diagrama 1 están conectados. El gráfico 8 se construyó considerando que se desconectan 100 MVAR de potencia reactiva de compensación en Panamá y otros 100 MVAR en Veladero, es decir un total de 200 MVAR de compensación con reactores. El gráfico 9 se construye al adicionar al caso anterior la desconexión de 100 MVAR en el Guate Este y otros 100 MVAR en San Miguel, es decir se estimó una desconexión de 400 MVAR de compensación con reactores. Los nodos anteriores se seleccionaron de acuerdo al mayor abatimiento registrado al momento de desconectar reactores. El objetivo de estos gráficos es demostrar cómo al desconectar reactores para disminuir el consumo de potencia reactiva, el sistema de transmisión responde generando aún más potencia reactiva, lo cual resulta indeseable.

El comportamiento típico de una línea de 500 kV con soporte de potencia reactiva en ambos extremos, se ilustra en el gráfico 10. El punto donde cruza la curva de consumo de potencia reactiva al eje de potencia real transmitida, ocurre aproximadamente a la potencia natural de la línea, en el cual teóricamente ésta no absorbe ni genera potencia reactiva.

Obsérvese como el sistema de 500 kV propuesto siempre opera generando potencia reactiva, aún en el caso de que no resulta posible transmitir mayor potencia debido a que se presentan fuertes caídas de voltaje. Esto es, el esquema de transmisión- compensación propuesto, presenta una cargabilidad muy reducida, siendo la caída de voltaje permisible el factor limitante.

Cuadro 3
Istmo Centroamericano: Secuencia de desconexión
de reactores para estudios de cargabilidad

NODO (500 KV)	Discontinuidad Paso de desconexión de 50 MVAR					
	1	2	3	4	5	6
Mejapa						■
Pavana						
Ticuantepe					■	
San Miguel			■	■	■	
Veladero	■	■	■	■	■	
Panamá	■	■			■	
Guateste						■

GRAFICO 2
Magnitudes de voltaje en Panamá y Veladero en función
de la potencia de carga en Guatemala y de la
desconexión de reactores.

CARGABILIDAD PARA LA LINEA DE 500 KV
(CARGA CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO)

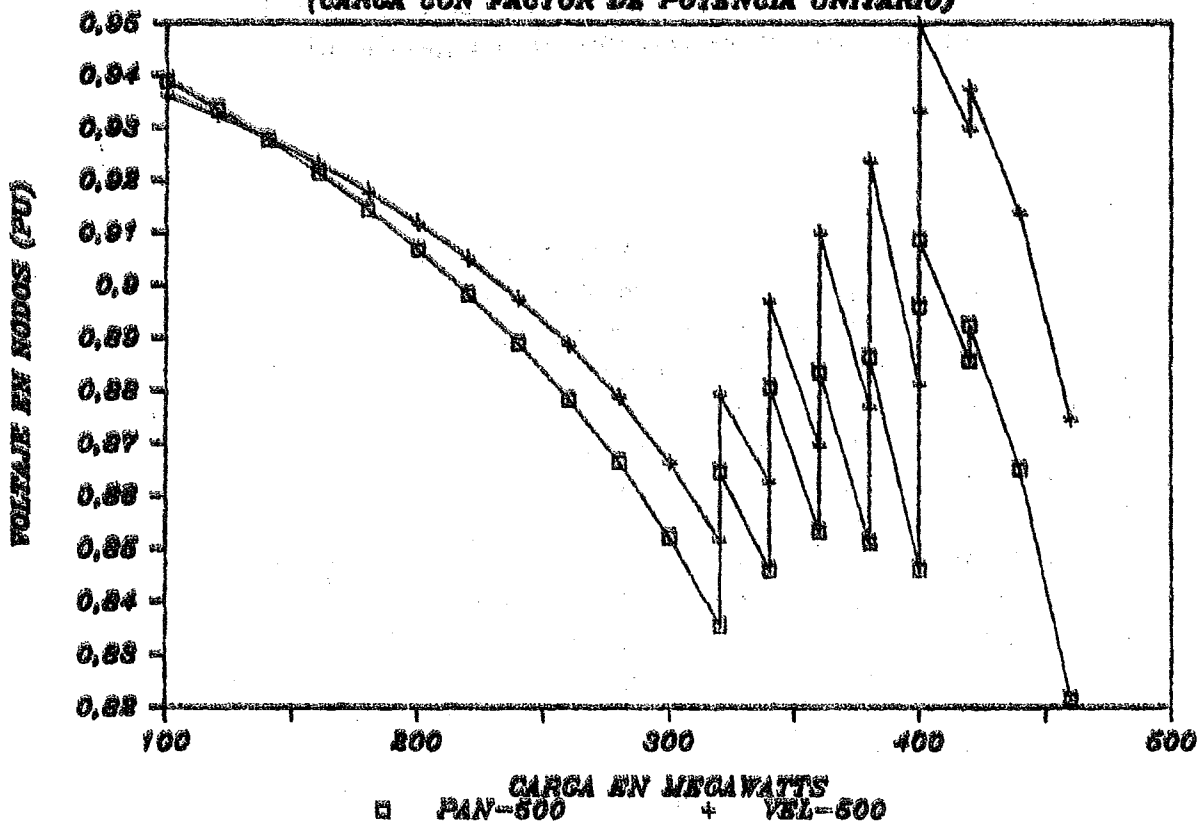


GRAFICO 3
Magnitudes de voltaje en Guate Este y San Miguel en
función de la potencia de carga en Guatemala y
de la desconexión de reactores.

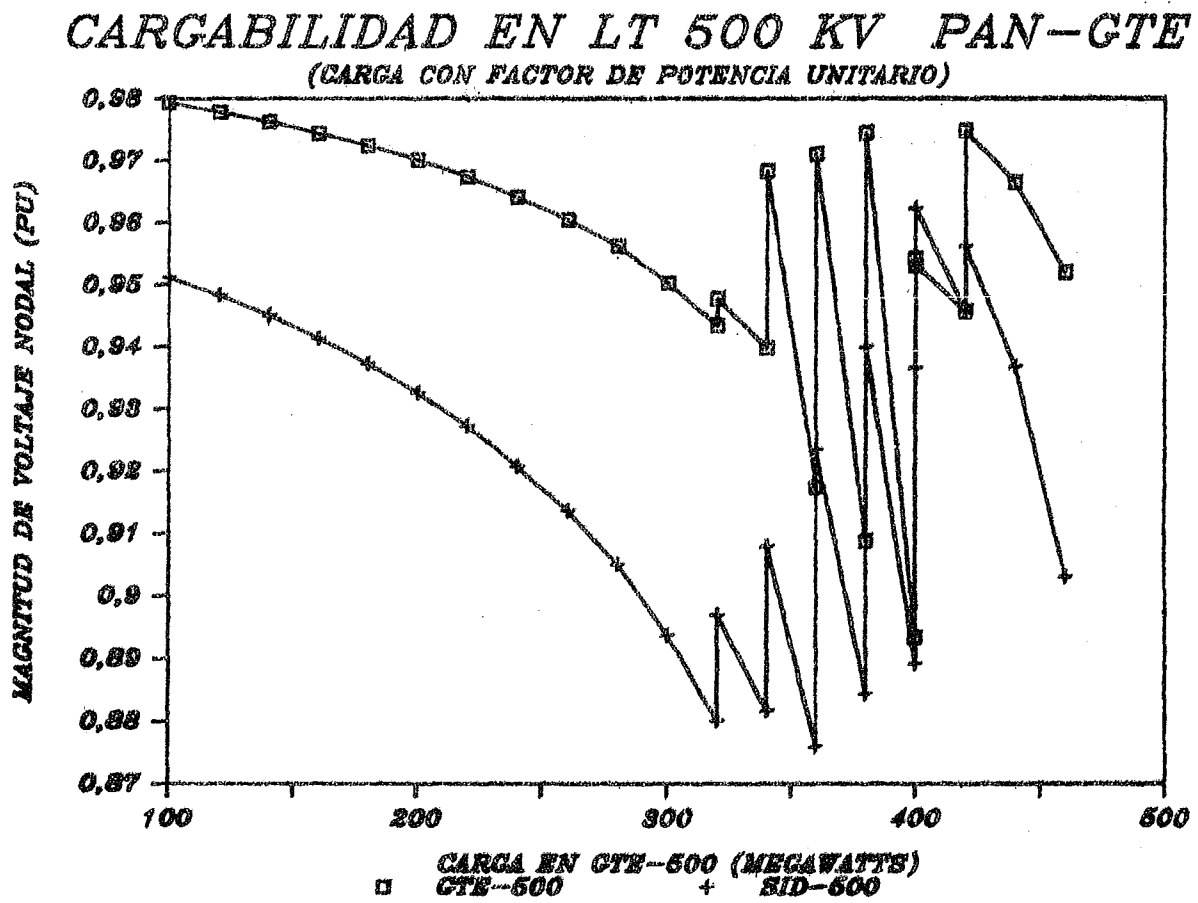


GRAFICO 4

Magnitudes de voltaje en Nejapa y Tiquantepe en función de la potencia de carga en Guatemala y la desconexión de reactores.

CARGABILIDAD EN LT 500 KV PAN-GTE
 (CARGA CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO)

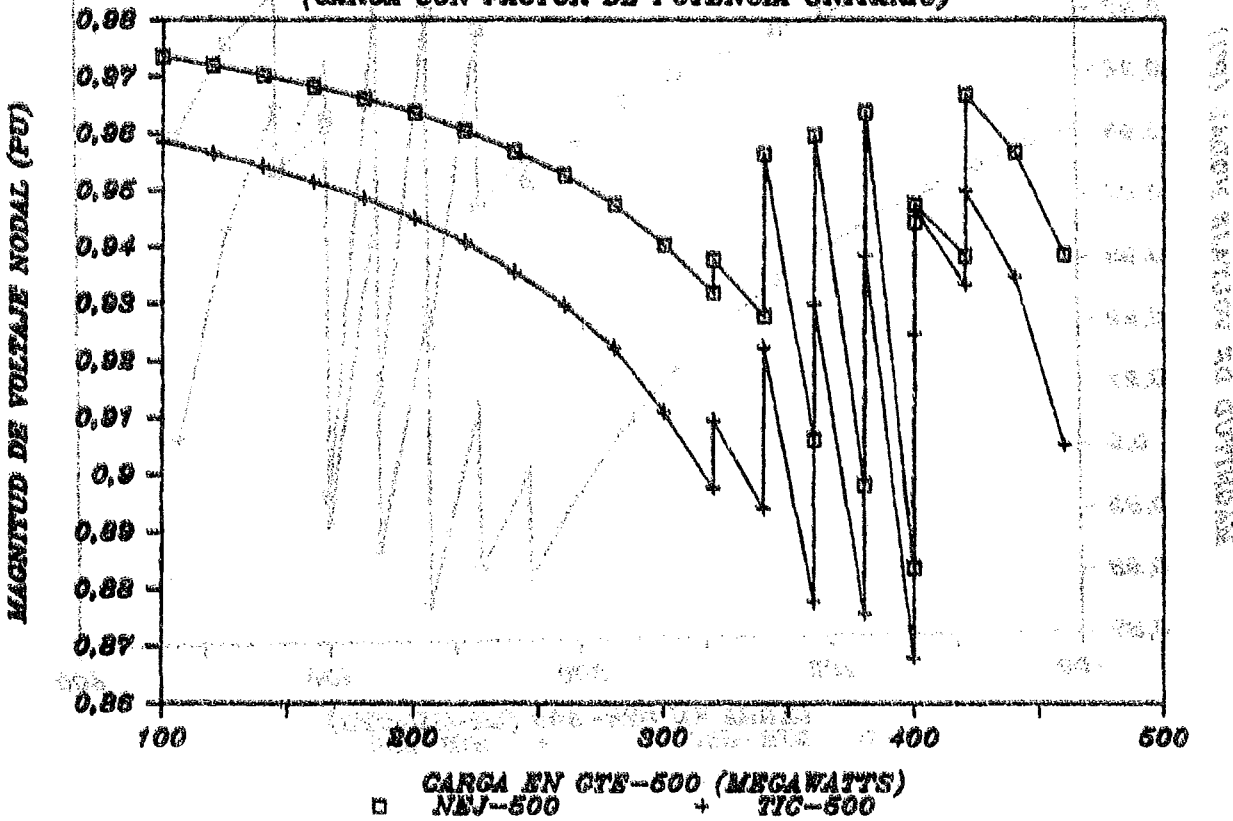


GRAFICO 5

Defasamiento en voltajes entre Panamá y Tiquantepe y Panamá y San Miguel en función de la potencia de carga en Guatemala y de la desconexión de reactores.

DEFASAMIENTO ENTRE VOLTAJES NODALES (CARGA CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO)

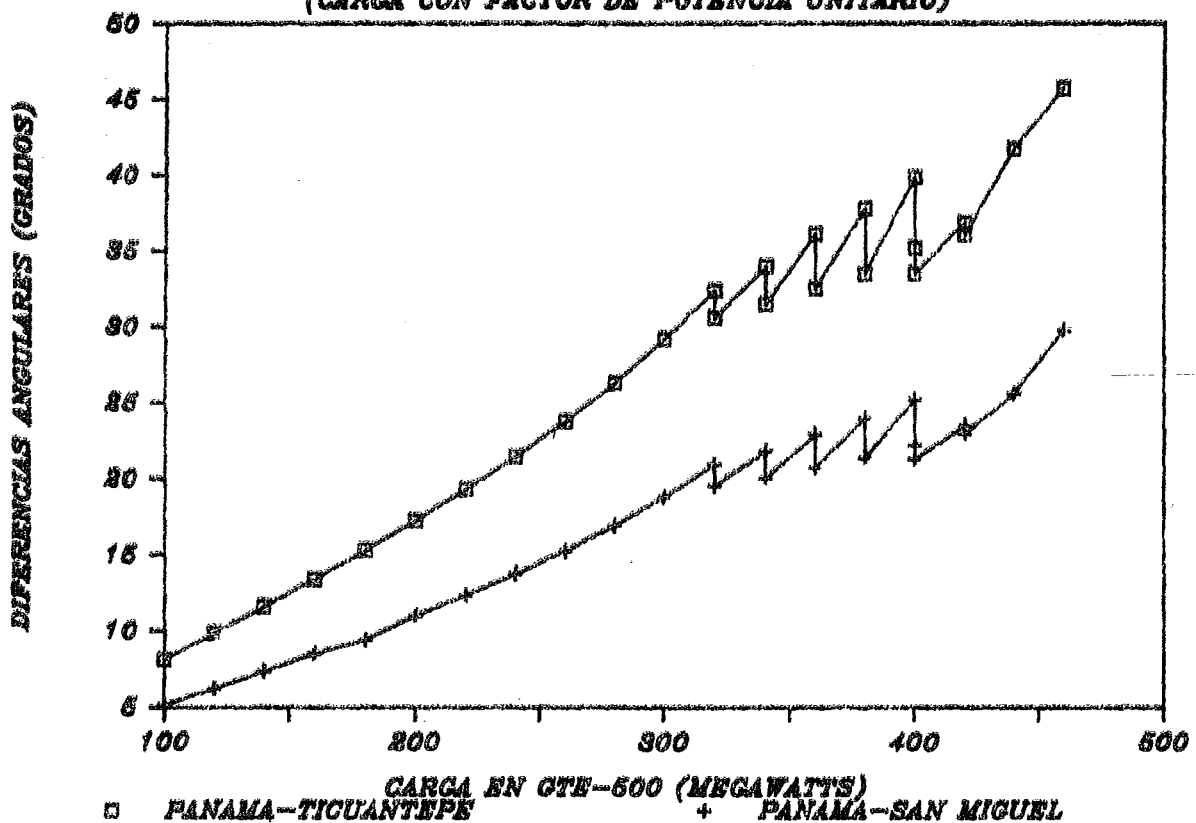


GRAFICO 6
Defasamiento entre voltajes nodales entre Panamá y Guate Este
y Panamá y Pavana en función de la potencia de carga en
Guatemala y la desconexión de reactores.

DEFASAMIENTO ENTRE VOLTAJES NODALES
(CARGA CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO)

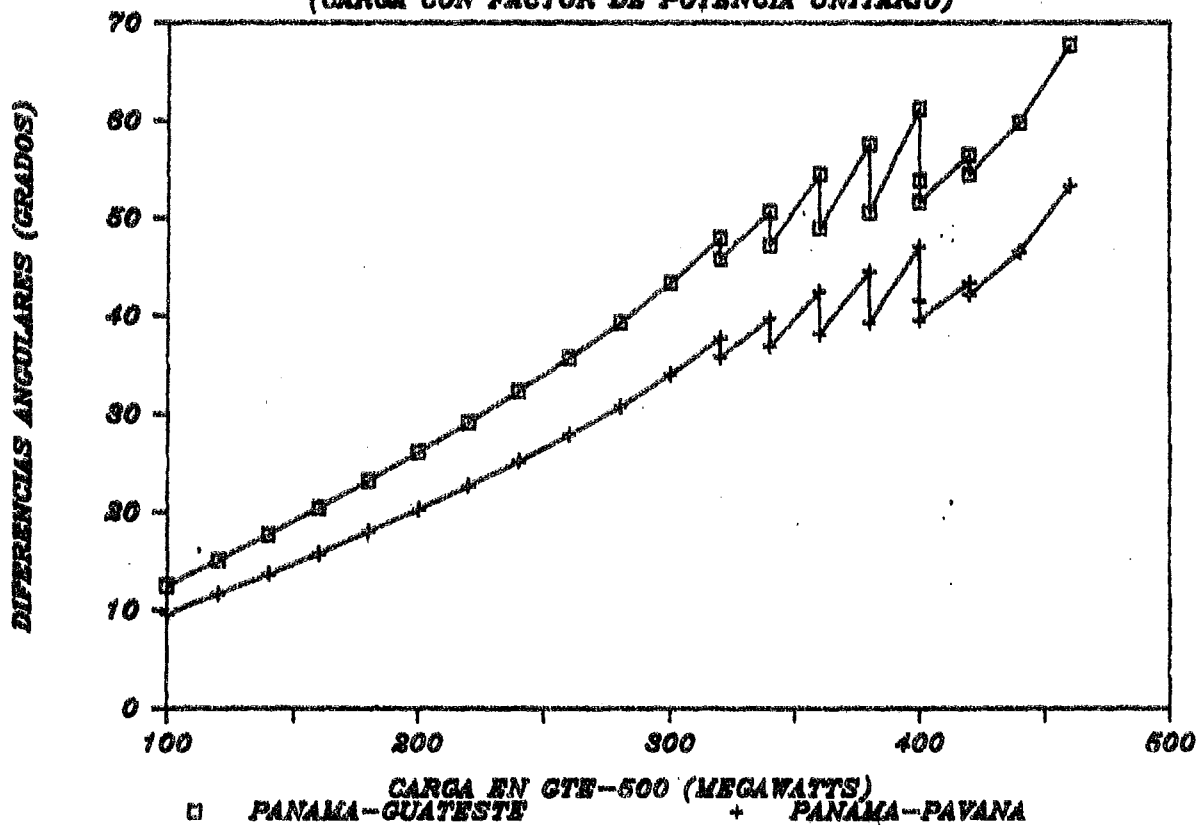


GRAFICO 7

Consumo de potencia reactiva en la red de 500 kV en función de la potencia de carga en Guatemala con todos los reactores conectados.

CONSUMO DE Q EN LA LT PAN-GTE 500 KV
(TODOS LOS REACTORES CONECTADOS)

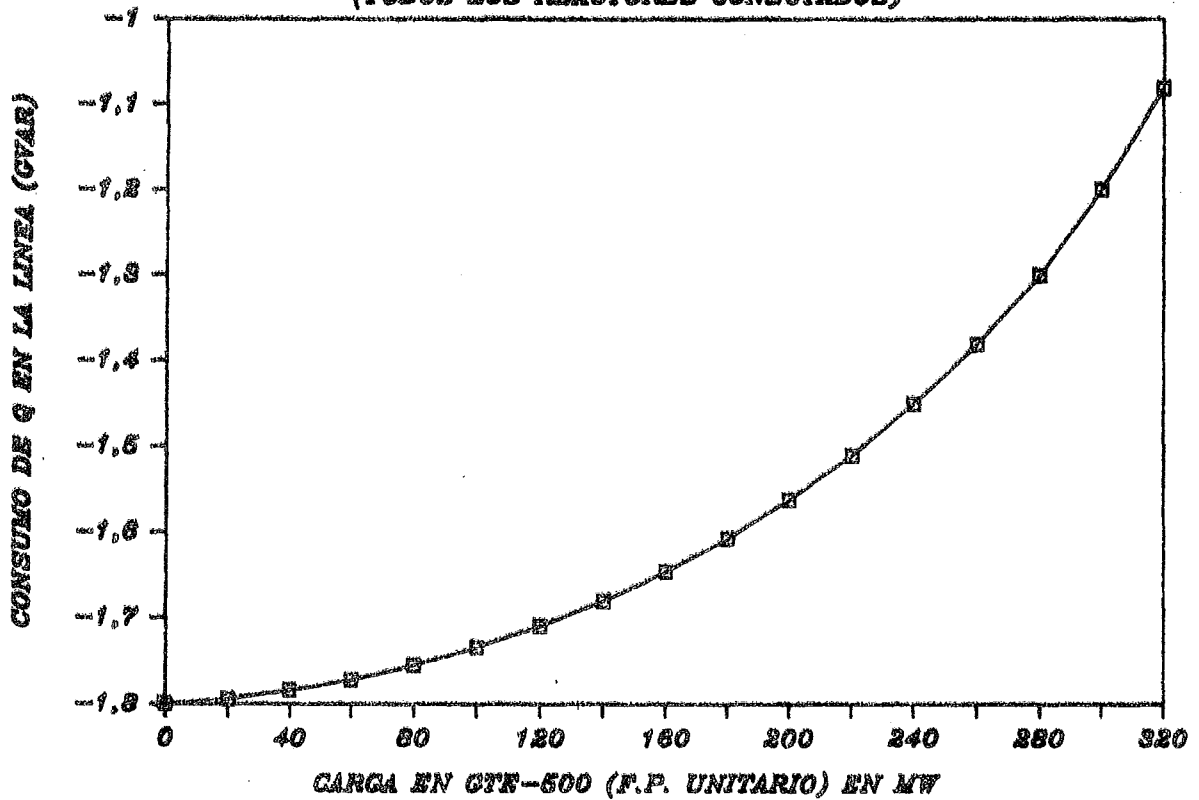


GRAFICO 8

Consumo de potencia reactiva en la red de 500 kV en función de la potencia de carga en Guatemala desconectando 200 MVAR en reactores.

CONSUMO DE Q EN LA LT PAN-GTE 500 KV
(MENOS 200 MVAR EN REACTORES)

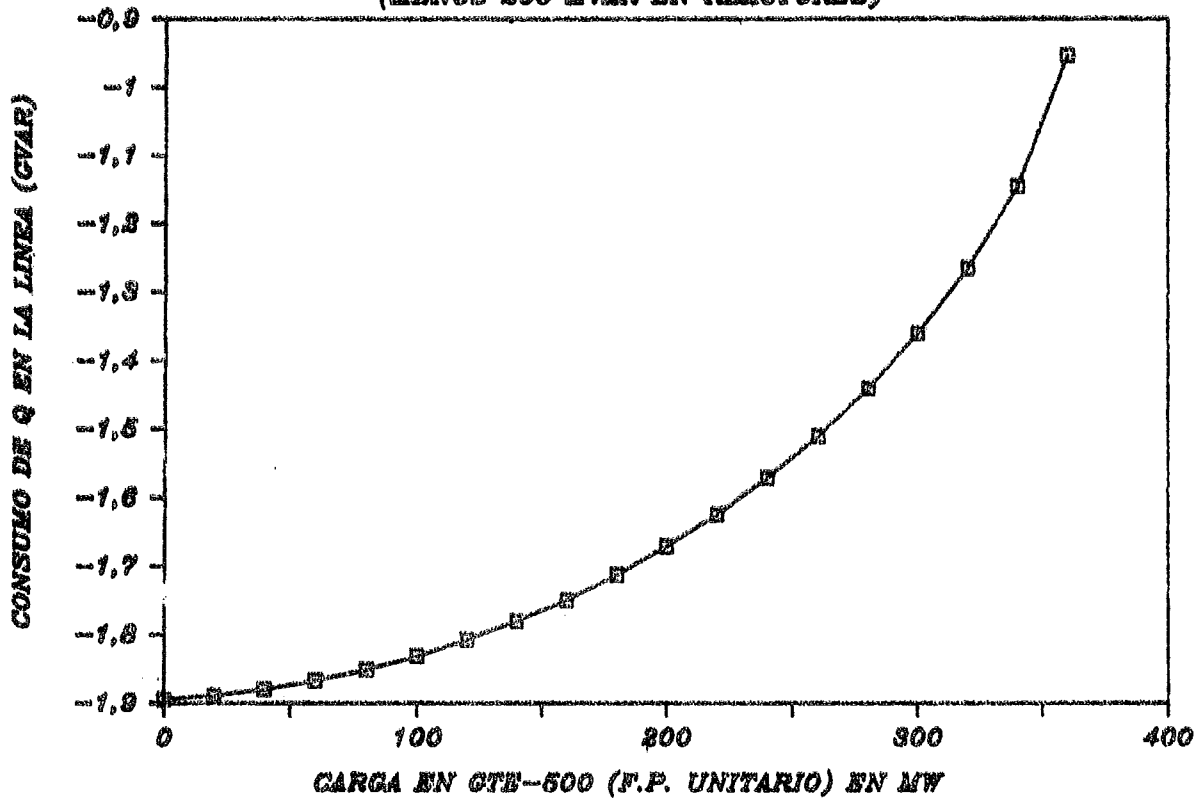


GRAFICO 9

Consumo de potencia reactiva en la red de 500 kV en función de la potencia de carga en Guatemala desconectando 400 MVAR en reactores.

CONSUMO DE Q EN LA LT PAN-GTE 500 KV
(MENOS 400 MVAR EN REACTORES)

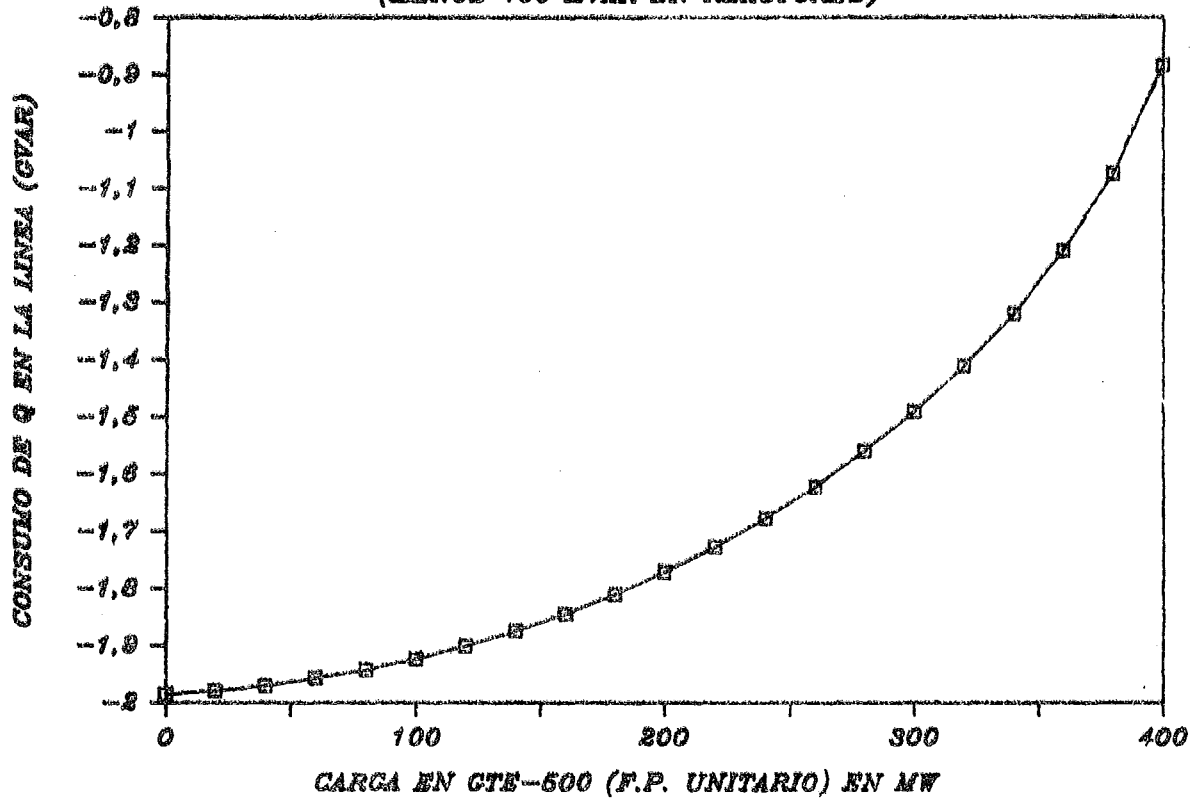
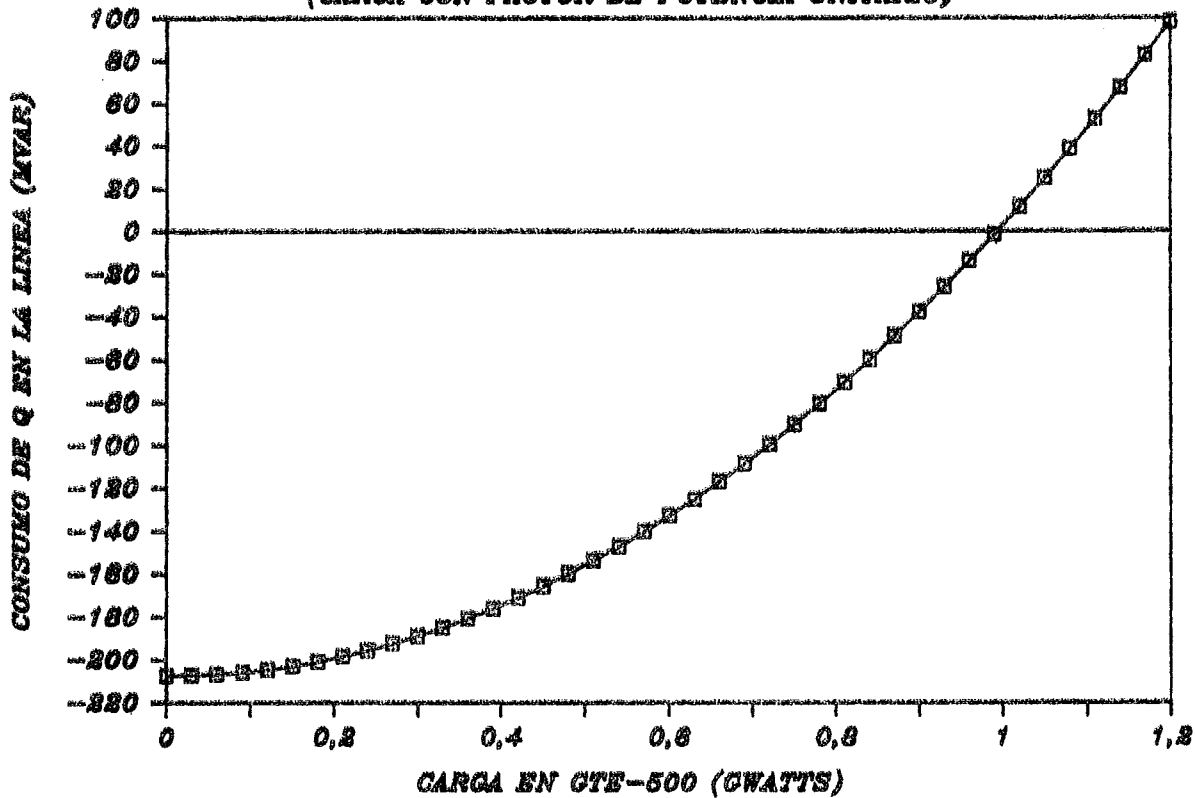


GRAFICO 10

Curva de potencia reactiva consumida contra potencia real transmitida en una línea de 500 kV suponiendo voltajes unitarios en los extremos.

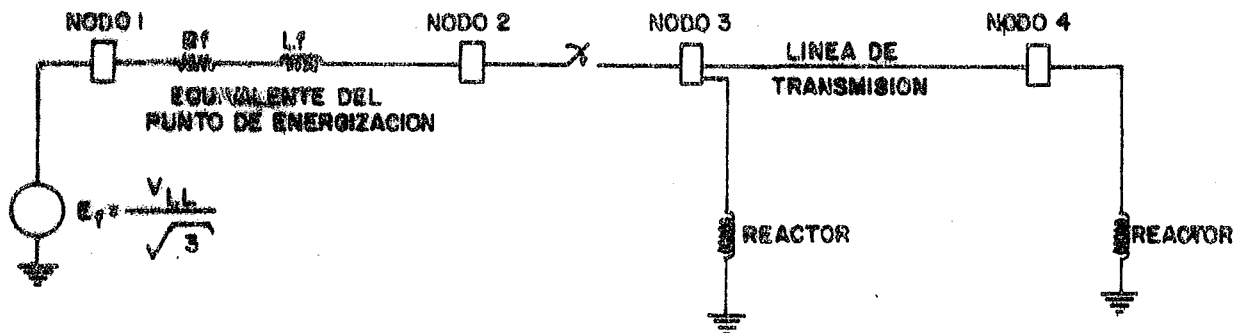
CURVA P-Q DE LA LINEA GTE-NEJ 500 KV
(CARGA CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO)



4. Cálculo de Transitorios Electromagnéticos

Se estudiaron los transitorios electromagnéticos con el propósito de cuantificar las máximas sobretensiones que podrían presentarse al energizar tramos de la red de 500 kV propuesta, así como de tratar de identificar los efectos del nivel de falla (robustez) del punto de energización y de la compensación reactiva sobre esas sobretensiones. El modelo del sistema utilizado para simular estas operaciones aparece en el diagrama 3.

Diagrama 3. Diagrama unifilar para la simulación de energización de líneas de 500 kV



La impedancia mostrada en el diagrama 3 como equivalente del punto de energización y utilizada para representar nodos del sistema analizado, se calculó sin considerar ninguna línea de 500 kV conectada en el sistema. Se simuló la energización de líneas de 500 kV con longitudes de 150, 250 y 370 km que podrían representar los tramos Nejapa-Guate Este, Pavana-Ticuantepé y Ticuantepé-San Miguel (o Veladero-San Miguel), respectivamente. En las simulaciones se utilizan las impedancias equivalentes de Thévenin obtenidas para los nodos Nejapa, Veladero y Ticuantepé, respectivamente, en 500 kV y sin considerar la red de este voltaje, es decir, sólo energizando los autotransformadores de 500 /230 y 500 /115 kV. Además, se simula la energización de los mismos tramos desde un nodo con una corriente de corto circuito de 50 kA ó 43.3 GVA de nivel de falla para evaluar la máxima sobretensión al energizar desde un nodo robusto.

Para cada uno de los 6 casos mencionados, se efectúa un estudio aleatorio considerando 10 puntos diferentes en la onda de voltaje sinusoidal de la fuente a fin de identificar el punto de energización en que se produce la mayor sobretensión. Como resultado de estas simulaciones se obtuvieron los tiempos de cierre de cada fase del interruptor, así como la máxima sobretensión en cada fase en Volts de fase a neutro.

En el cuadro 4 se incluyen las impedancias de Thévenin en Ohms, utilizadas en cada caso, la longitud de la línea que se energiza, en km, los tiempos de cierre de cada fase del interruptor con los que se obtiene la máxima sobretensión y las sobretensiones más altas en cada fase en Volts de fase a neutro.

Cuadro 4
Sobretensiones ^{a)} de maniobra al energizar líneas desde
nodos débiles y robustos para tres longitudes

Z _{th} (Ohms)	Longitud (km)	Tiempo de cierre (seg)			Voltajes línea-tierra (Volts)		
		T _{ca}	T _{cb}	T _{cc}	V _a	V _b	V _c
57.2000 +j 222.35	150	0.01836	0.01953	0.018110	-.9297E+6	.74365E+6	-.72614E+6
0.00000 +j 5.7735	150	0.02496	0.02640	0.025771	-.8561E+6	-.4928E+6	.822030E+6
44.5250 +j 243.40	250	0.03333	0.03238	0.034398	-.1145E+7	-.9627E+6	.839682E+6
0.00000 +j 5.7735	250	0.03230	0.03034	0.031922	.94531E+6	-.7396E+6	.708760E+6
33.4000 +j 314.20	370	0.01978	0.02022	0.020093	0.1968E+7	-.1757E+7	.128981E+7
0.00000 +j 5.7735	370	0.01688	0.01941	0.019077	-.1078E+7	-.8761E+6	-.65828E+6

^{a)} Cada renglón representa la mayor sobretensión de diez simulaciones generadas al azar.

En el cuadro 5 se presenta el nivel de falla en por unidad considerado para cada estudio, la longitud de la línea y las máximas sobretensiones obtenidas, también en por unidad. Cada valor de la sobretensión del cuadro 5 se obtuvo normalizando cada valor del cuadro 4 con el voltaje base de $(500 \sqrt{2} / \sqrt{3})$ kV.

Cuadro 5
SOBRETENSIONES PARA LINEAS DE TRES LONGITUDES
AL VARIAR EL NIVEL DE FALLA

Nivel de Falla (pu)	Longitud (km)	Voltajes de línea a tierra (pu)		
		Va	Vb	Vc
10.8680	150	2.2772	1.8215	1.7541
433.0120	150	2.0971	1.2072	2.0135
10.1025	250	2.6055	2.3585	2.0567
433.0120	250	2.3155	1.6117	1.7361
7.9120	370	4.9220	4.3058	3.1593
433.0120	370	2.6408	2.1480	1.6124

La información resultante de los estudios aleatorios anteriores se utilizó para simular en forma determinística doce estudios que corresponden a los casos de energización de líneas de 150, 250 y 370 km, considerando para cada una niveles de falla de acuerdo al cuadro 4, es decir, nivel de falla real y el de un sistema robusto. Además, cada caso se repitió incluyendo 100 MVAR de compensación. Adicionalmente, para la línea de 370 km se simuló la inclusión de 200 MVAR de compensación reactiva a fin de observar el efecto sobre la sobretensión máxima. (Véase el cuadro 6). Todas las simulaciones se efectuaron considerando la red mostrada en el diagrama 3.

Los resultados puntuales para los 14 casos descritos en el cuadro 6, se ilustran respectivamente en los gráficos del 11 al 24. Los casos para sistema robusto muestran discontinuidades debido a que solo se incluye la parte inductiva de la impedancia equivalente de Thévenin.

Cuadro 6
Lista de casos reportados gráficamente

Caso	Longitud de la línea(km)	Nivel de Falla (pu)	Compensación (MVAR)
1	150.00	10.8800	—
2	150.00	10.8800	100
3	150.00	433.000	—
4	150.00	433.000	100
5	250.00	10.1025	—
6	250.00	10.1025	100
7	250.00	433.000	—
8	250.00	433.000	100
9	370.00	7.9120	—
10	370.00	7.9120	100
11	370.00	433.000	—
12	370.00	433.000	100
13	370.00	7.9120	200
14	370.00	433.000	200

GRAFICO 11

Caso 1. Línea de 150 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real (débil) y sin compensación.

(Faint, illegible text, likely bleed-through from the reverse side of the page)

**ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 150 KM
SIN COMPENSACION NIVEL DE FALLA 10.88pu**

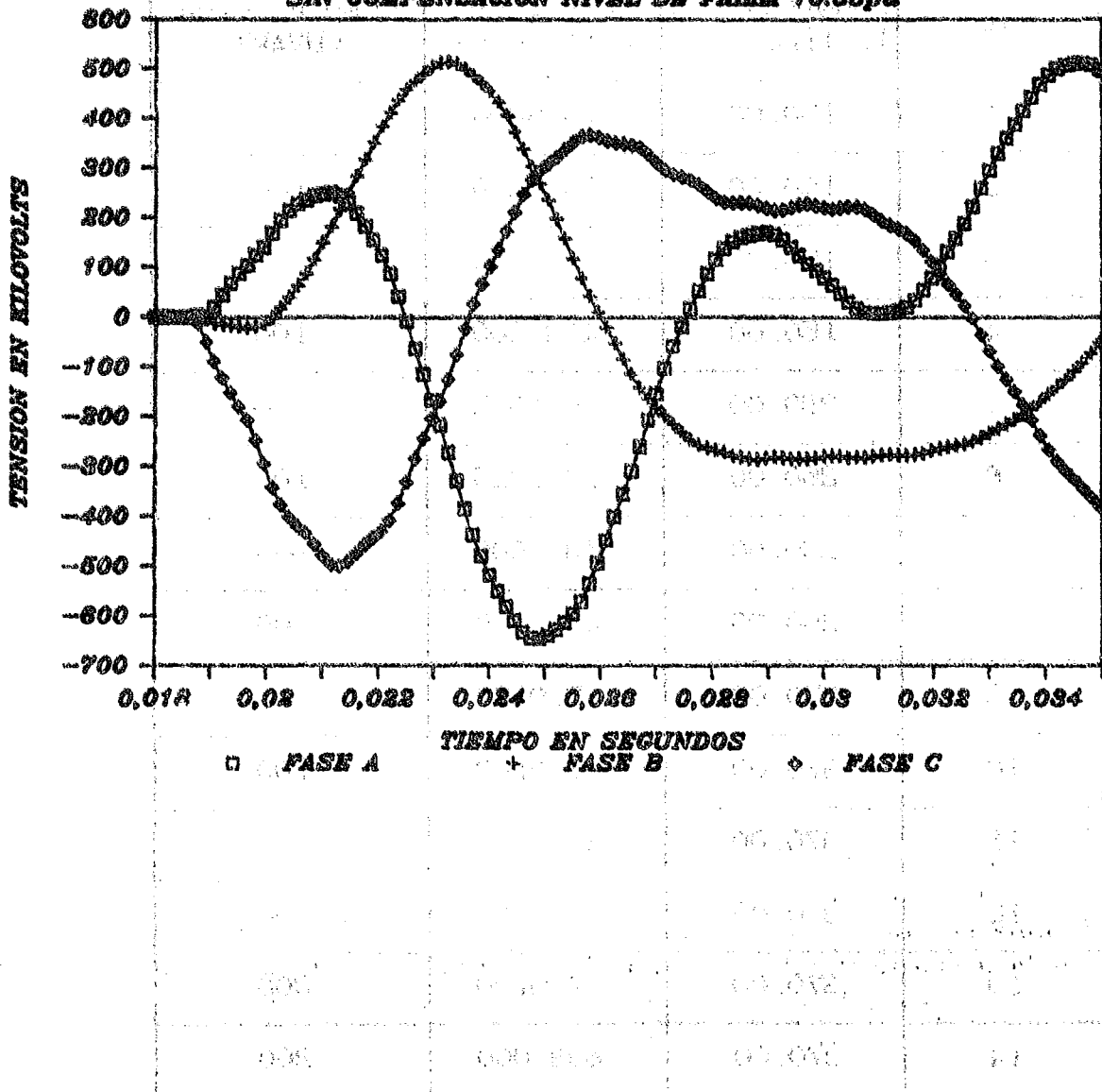


GRAFICO 12

Caso 2. Línea de 150 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y 100 MVAR de reactores conectados.

ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 150 KM
 100MVAR DE COMPENSACION, N. F. 10.88 pu

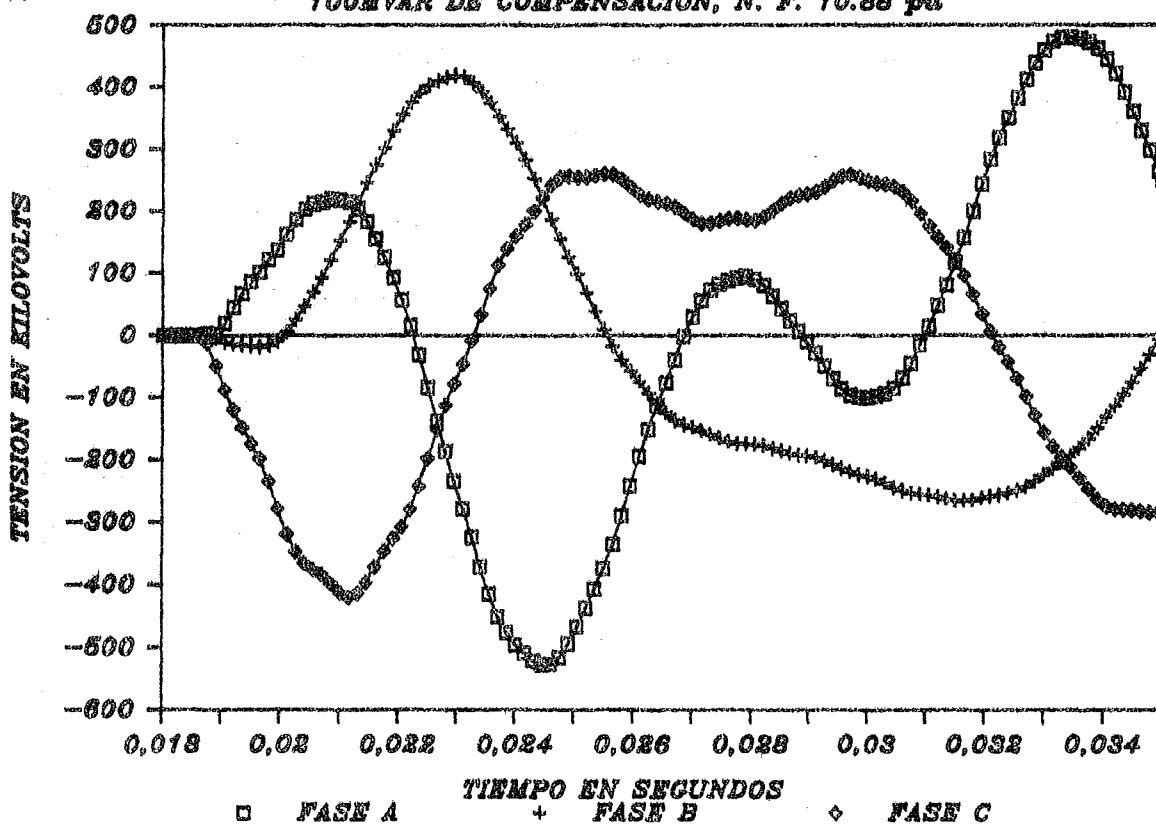


GRAFICO 13

Caso 3. Línea de 150 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y sin compensación.

ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 150 KM

SIN COMPENSACION, NIVEL DE FALLA 499pu

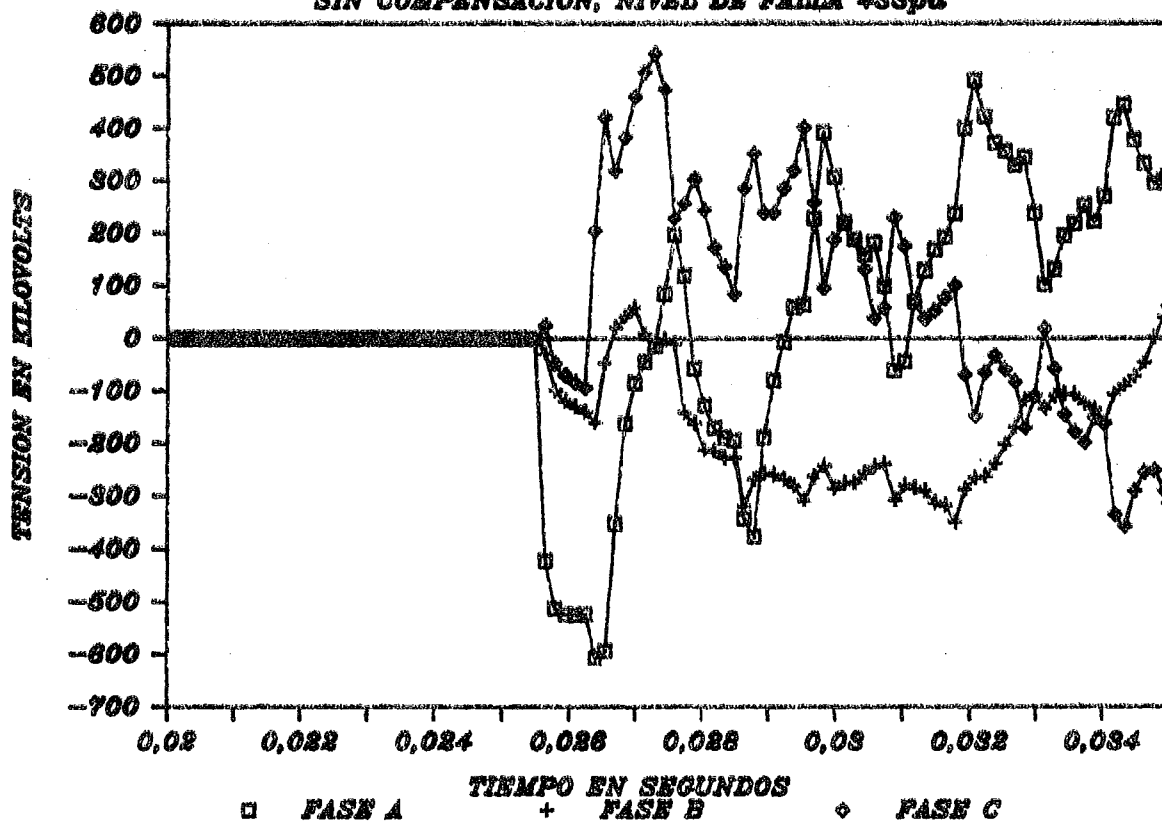


GRAFICO 14

Caso 4. Línea de 150 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y con 100 MVAR de reactores conectados.

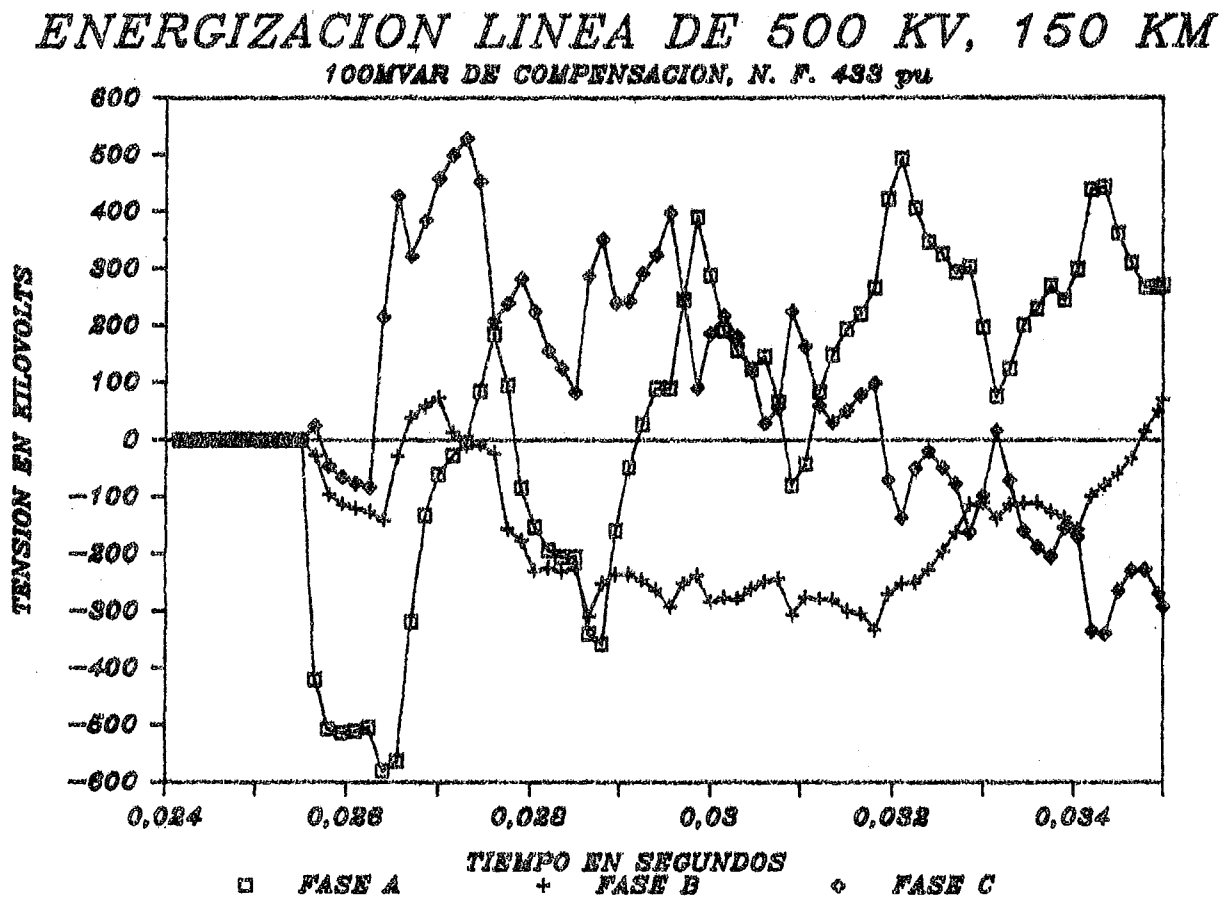


GRAFICO 15

Caso 5. Línea de 250 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y sin compensación.

**ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 250 KM
SIN COMPENSACION NIVEL DE FALLA 10.1pu**

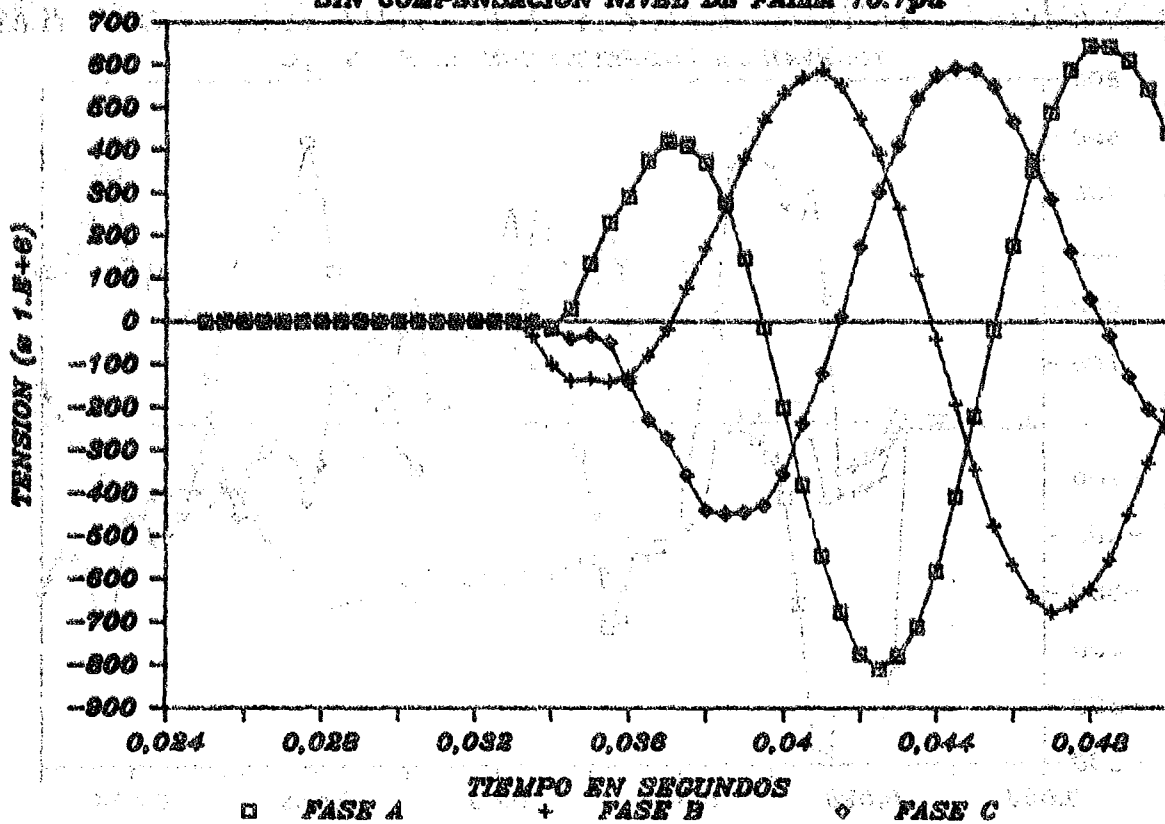


GRAFICO 16

Caso 6. Línea de 250 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y 100 MVAR de reactores conectados.

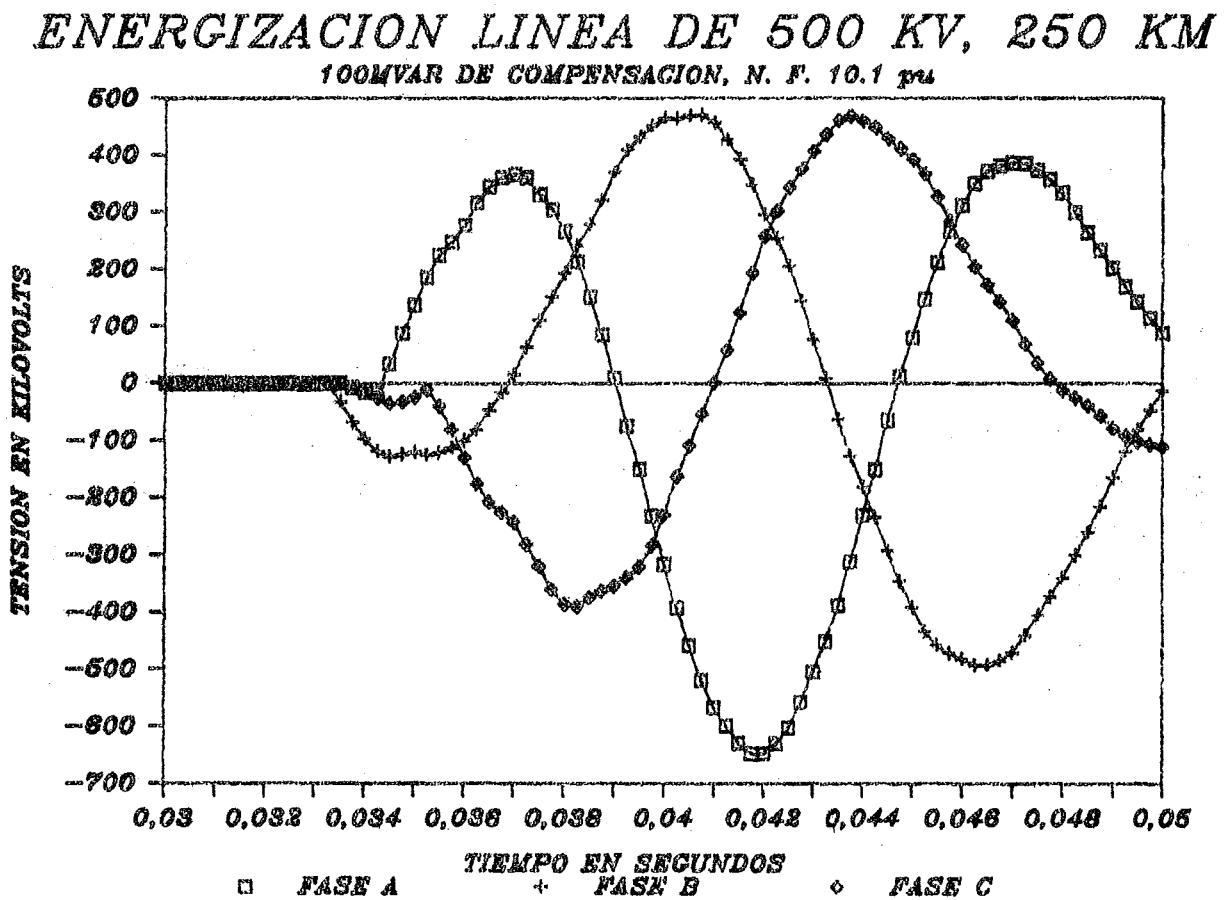


GRAFICO 17

Caso 7. Línea de 250 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y sin compensación.

ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 250 KM
SIN COMPENSACION, NIVEL DE FALLA 433pu

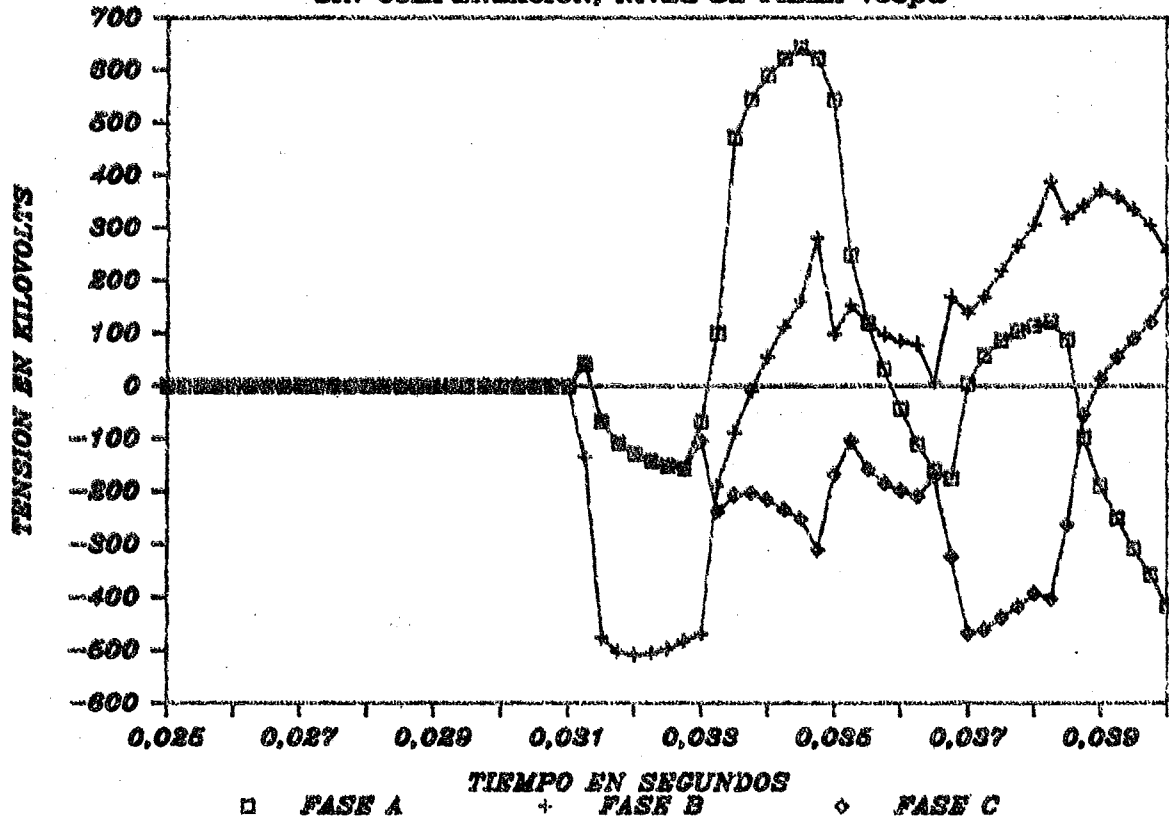


GRAFICO 18

Caso 8. Línea de 250 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y 100 MVAR de reactores conectados.

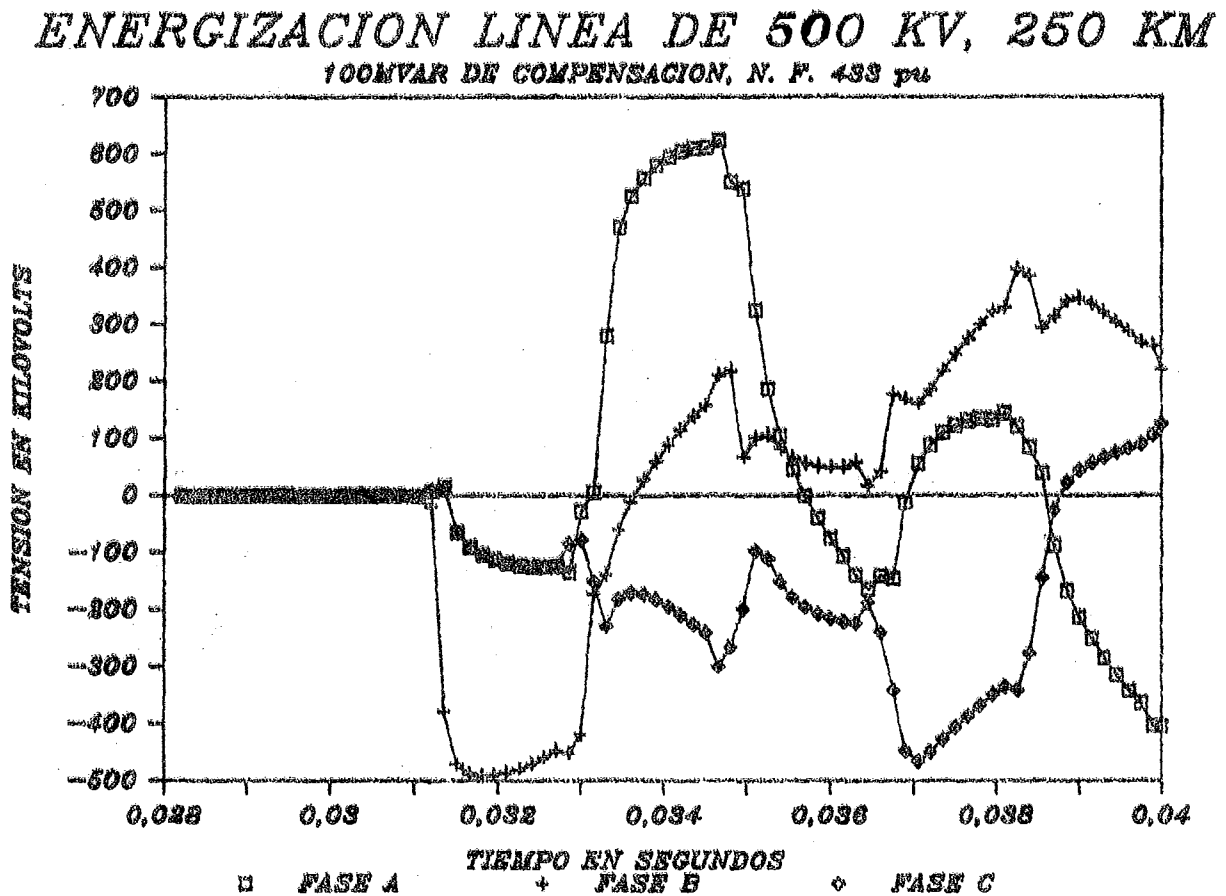


GRAFICO 19
Caso 9. Línea de 370 km.
Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real y sin compensación.

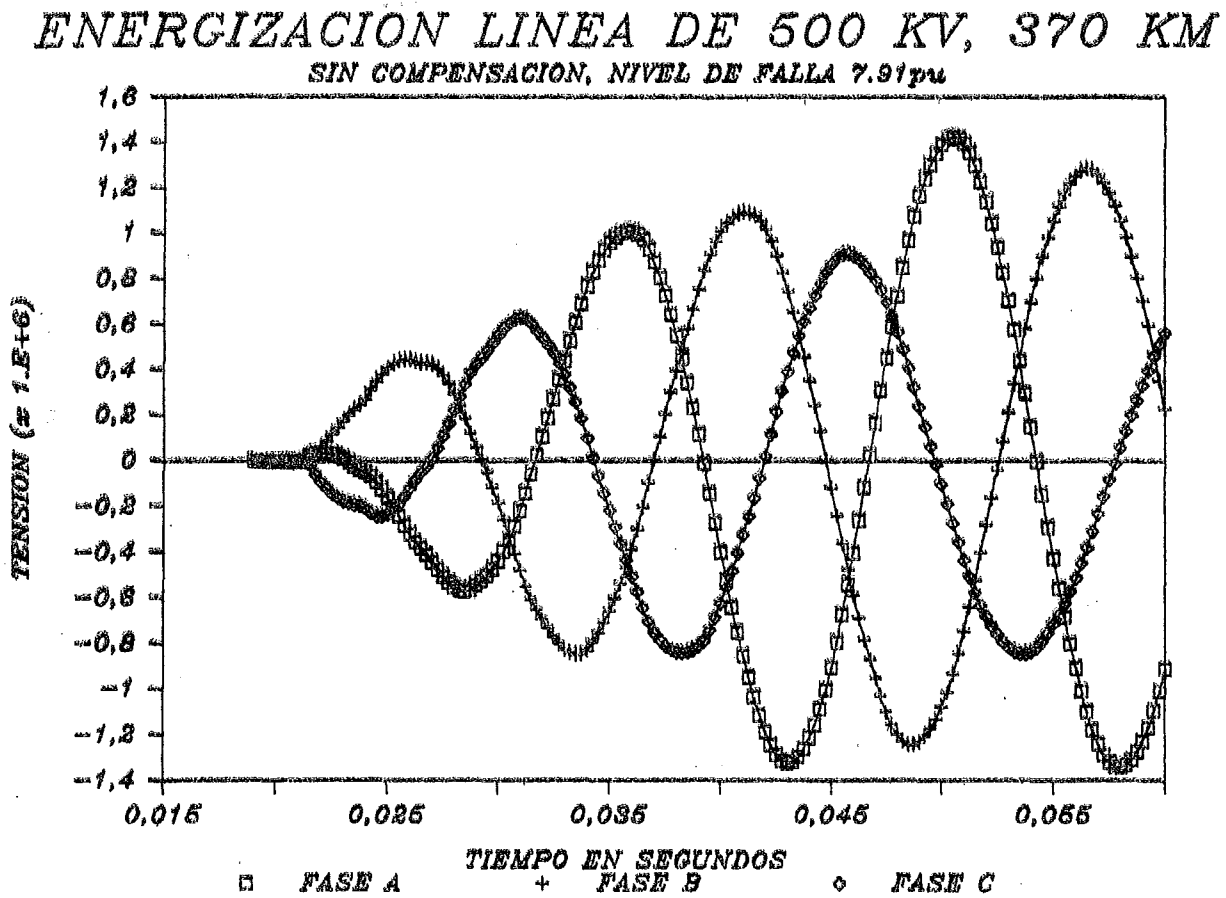


GRAFICO 20

Caso 10. Línea de 370 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla real de 100 MVAR de reactores conectados.

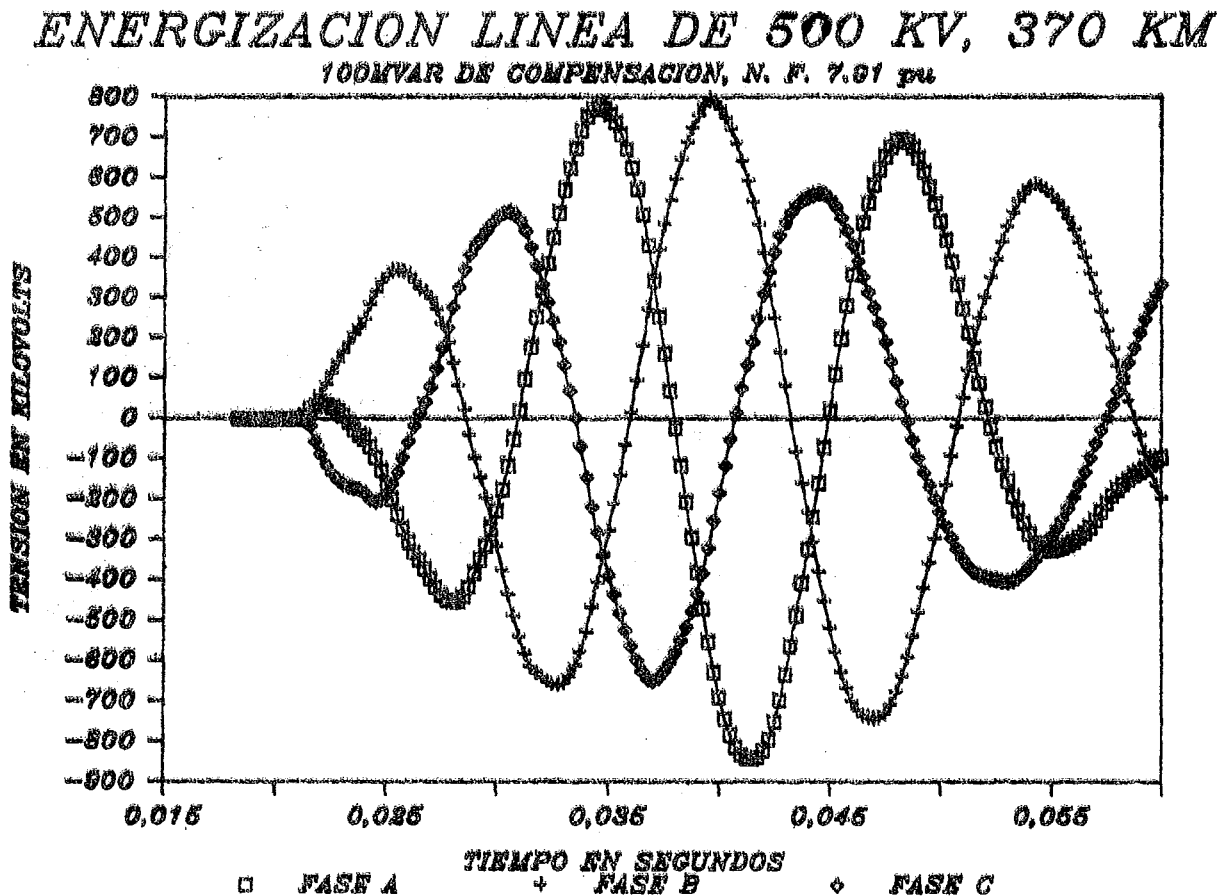


GRAFICO 21

Caso 11. Línea de 370 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y sin compensación.

ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 370 KM

SIN COMPENSACION, NIVEL DE FALLA 493pu

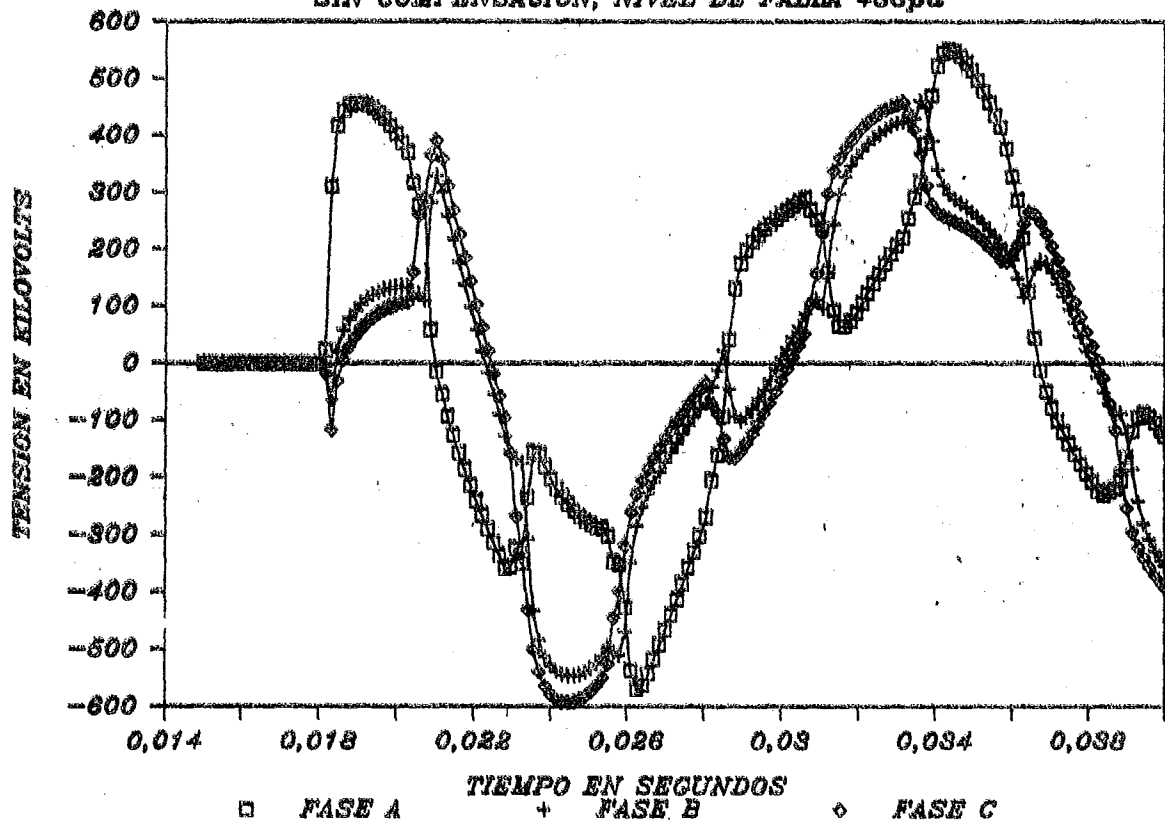


GRAFICO 22

Caso 12. Línea de 370 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y 100 MVAR de reactores conectados.

ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 370 KM
100MVAR DE COMPENSACION, N. F. 493pu

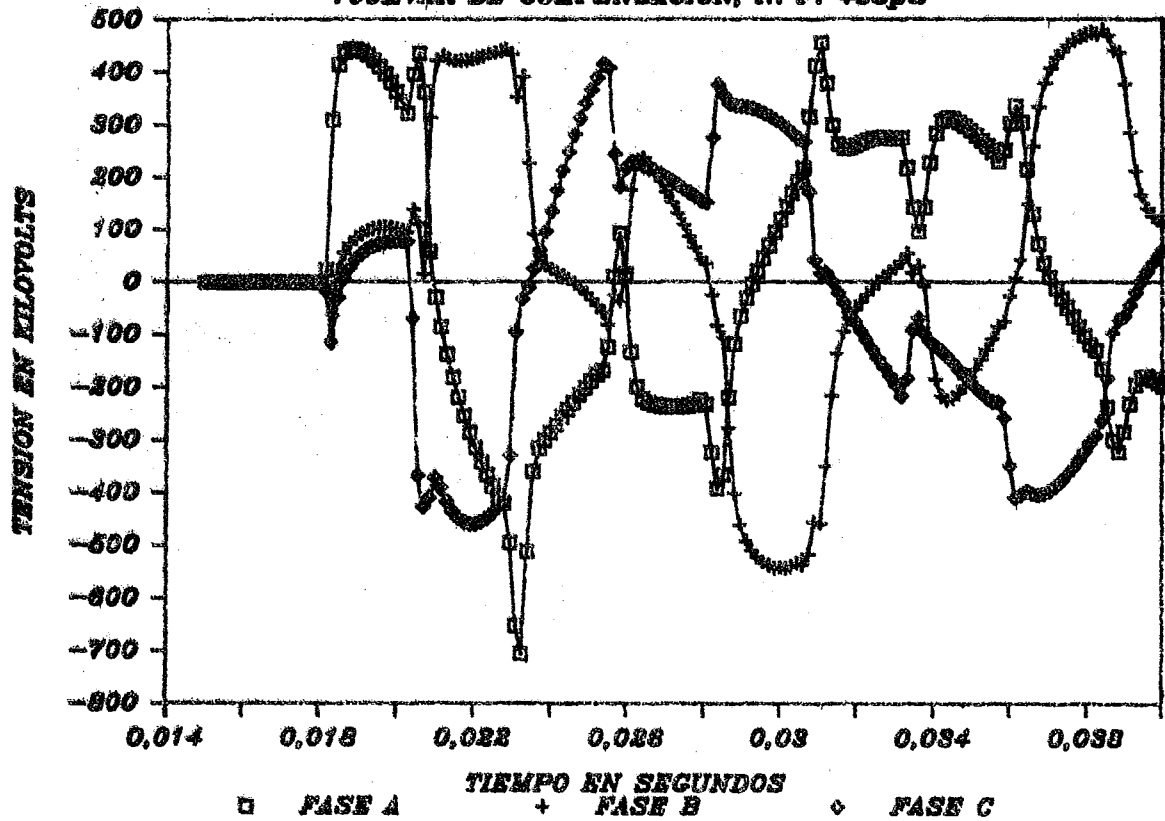


GRAFICO 33

Caso 13. Línea de 370 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización, con nivel de falla real y 200 MVAR de reactores conectados.

ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 370 KM

200 MVAR DE COMPENSACION, N. F. 7.91 pu

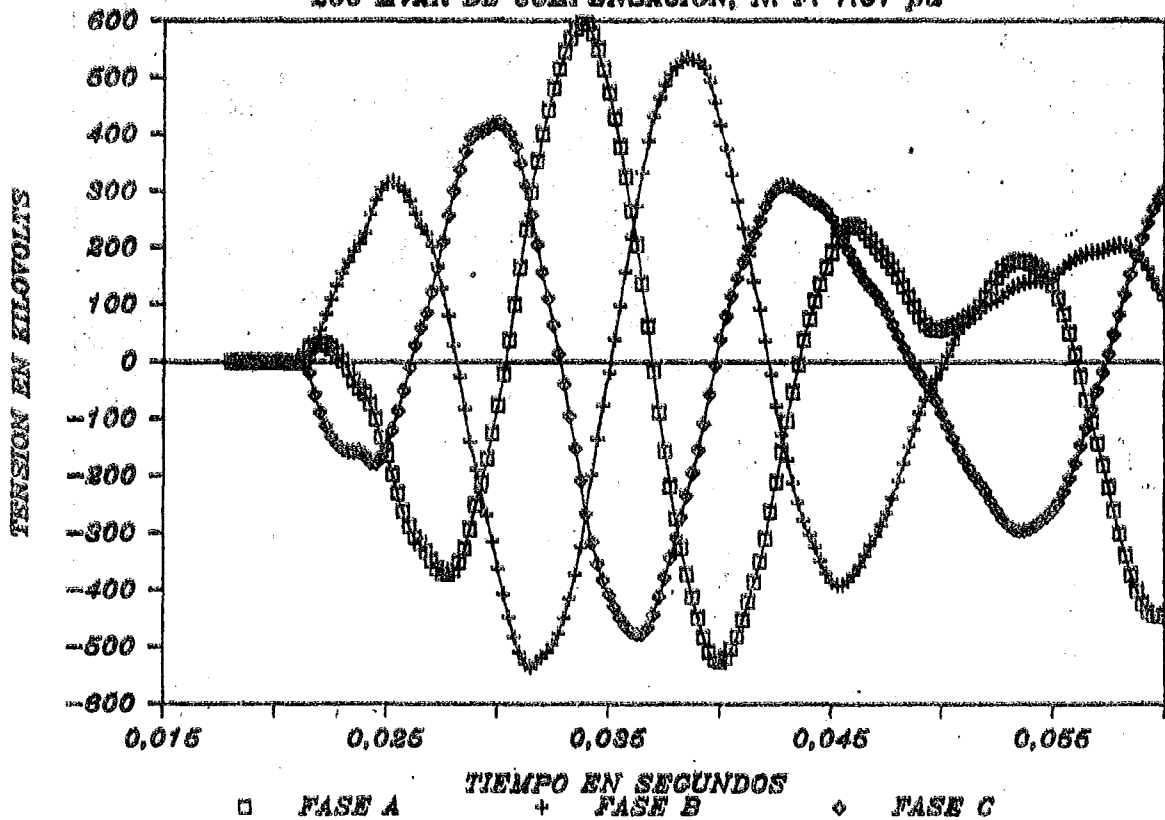


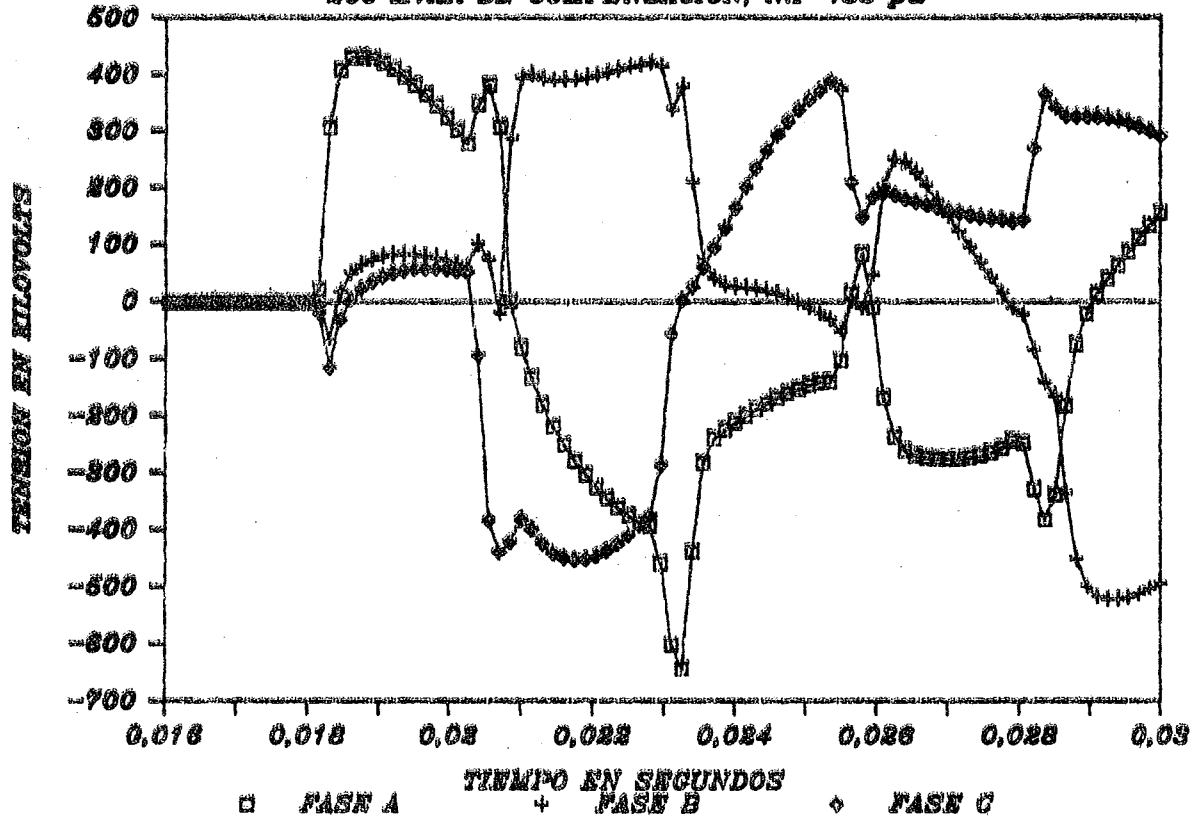
GRAFICO 24

Caso 14. Línea de 370 km.

Voltajes transitorios por maniobra en las tres fases del extremo de energización con nivel de falla de sistema robusto y 200 MVAR de reactores conectados.

ENERGIZACION LINEA DE 500 KV, 370 KM

200 MVAR DE COMPENSACION, N.F. 498 pu



Apéndice

TERMINOS DE REFERENCIA

Título: Consultor experto en análisis de sistemas eléctricos
Duración: Un mes.
Fecha de inicio: 5 de diciembre de 1988
Organización: Comisión Económica para América Latina y el Caribe
Lugar de trabajo: Externo a las instalaciones de la CEPAL; solamente se reportará el grado de avances, y se presentará el informe final en la Subsede en México.

Actividades:

Bajo la supervisión general del Jefe de la Unidad de Energía, el interesado efectuará estudios y análisis técnicos de los efectos que podría tener la adición de líneas de 500 kV sobre las instalaciones eléctricas existentes en los sistemas eléctricos de América Central. Particularmente realizará los siguientes trabajos:

- a) Estudios de sobretensiones por maniobra, considerando las características reales de los sistemas eléctricos de América Central. Estos estudios deberán realizarse con una herramienta de simulación digital especializada; por ejemplo, el paquete conocido como Electromagnetic Transient Program (EMTP) o uno equivalente.
- b) Análisis comparativo de las sobretensiones obtenidas en el inciso a) anterior, frente a las que se tendrían para líneas de transmisión idénticas en sistemas eléctricos robustos.
- c) Evaluación de la influencia de reactores en derivación sobre las sobretensiones por maniobra para los datos del inciso a).
- d) Determinar la influencia de una línea de 500 kV, que iría de Panamá a Guatemala, sobre los niveles de corto circuito de las subestaciones principales de los sistemas eléctricos de América Central.

- e) Determinar la capacidad de transmisión (cargabilidad), suponiendo que hubiese un centro de generación en el extremo sur y un centro de carga en el extremo norte de la línea de 500 kV. Identificar claramente el (los) factor(es) limitantes.

- f) Integrar en un informe final los aspectos técnicos descritos en los incisos anteriores. El informe deberá contener los datos utilizados, los resultados obtenidos y un diagnóstico sobre los efectos técnicos más relevantes que implicaría la incorporación de líneas de 500 kV sobre los sistemas eléctricos existentes en América Central.