

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

Distr.  
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.72/Rev.1  
12 de enero de 1988

ORIGINAL: ESPAÑOL

CATALOGADO

---

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

C. 2

COSTA RICA: ESTUDIOS TECNICOS DE LAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS  
PARA LA RED DE TRANSMISION ELECTRICA

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Conclusiones y recomendaciones	3
II. Información base y criterios utilizados. Descripción de las alternativas analizadas	13
1. Información base	13
2. Criterios sobre compensación reactiva	15
3. Descripción de las alternativas de refuerzos	18
III. Estudios y análisis en régimen permanente	29
1. Casos para 1994	29
2. Estudios para 1997	31
3. Simulaciones del año 2000	33
IV. Estudios de estabilidad transitoria comparativos para las alternativas de refuerzos a la transmisión	57
 <u>Anexos</u>	
I. Nomenclatura utilizada	137
II. Datos empleados en los estudios	139

## PRESENTACION

Con motivo de la actualización de las proyecciones del mercado eléctrico y de la adecuación de las adiciones de generación a dicho mercado, fue necesario revisar los refuerzos a la red de transmisión eléctrica de Costa Rica. El proyecto de la transmisión complementaria, previsto para entrar en operación en 1992 y consistente en las líneas de transmisión de 230 kV Arenal-Cd.Quesada-San Miguel-La Caja, <sup>1/</sup> pudiera ser afectado en sus parámetros básicos de diseño, para tomar en cuenta más adecuadamente las adiciones de generación posteriores a 1992, en especial el posible aumento a 220 MW de la geotérmica Miravalles y la entrada en servicio de la planta hidroeléctrica Toro, con 90 MW en 1994, factores que no se consideraron en el trabajo anterior por no estar comprendidos en el horizonte del estudio.

En este informe se presentan las estimaciones de energía y las adiciones de generación compatibles con esas proyecciones de demanda utilizadas como datos. Asimismo, se incluyen los principales resultados obtenidos, tanto respecto del régimen permanente como del dinámico (estabilidad transitoria), para las alternativas de refuerzos a la transmisión analizadas. El período estudiado comprende de 1994 al año 2000; se atendió 1997 con mayor énfasis.

Adicionalmente a las evaluaciones técnicas de las alternativas de refuerzos, se efectuaron análisis preliminares de la transformación de 230/138 kV para el Valle Central y de los requerimientos de compensación reactiva capacitiva-paralelo en el anillo metropolitano.

Los trabajos fueron efectuados en México, del 16 de julio al 4 de agosto de 1987, por dos profesionales <sup>2/</sup> del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con el apoyo técnico de la Comisión Federal de Electricidad. Se utilizó el simulador digital de que dispone el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para este tipo de estudios, y se contó con la asesoría de la Subsección en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

---

<sup>1/</sup> Véase, CEPAL, Análisis de seguridad operativa para los refuerzos a la transmisión del norte a la meseta central de Costa Rica, (IC/MEX/R.33), versión preliminar.

<sup>2/</sup> Los ingenieros Manuel Ureña Bogantes y Roger Quesada Trejos, del ICE.

## I. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Este estudio puntual es una continuación del realizado por el ICE en febrero de 1986. <sup>3/</sup> En esos trabajos se evaluaron técnicamente dos configuraciones para la transmisión complementaria del norte a la meseta central de Costa Rica: una sobre la base de un conductor por fase, calibre 795 MCM y otra con dos conductores por fase, calibre 636 MCM. El período analizado sólo abarcó hasta 1994, e incluyó como adiciones de generación: a) Ventanas, 2x45MW; b) Miravalles, 2x55MW, y c) Sandillal, 2x16MW. Debido a la revisión de las estimaciones del mercado y de las consecuentes modificaciones al plan de incremento a la generación efectuado por el ICE, se consideró oportuno emprender estudios técnicos con el fin de evaluar el comportamiento de las alternativas más viables para reforzar la transmisión, ampliando el horizonte de estudio hasta el año 2000. Ello con el fin de que la transmisión complementaria, prevista para entrar en servicio en 1992, considere las obras subsecuentes y se seleccione la mejor alternativa técnico-económica.

2. A partir de la red utilizada en otros estudios específicos, tanto de operación como de planificación, se consideraron las adiciones de generación-transmisión comprendidas en el nuevo programa de expansión del ICE. Se revisaron algunos datos y se verificaron parámetros de líneas de transmisión, se detectó que los datos de secuencia positiva disponibles en el ICE casi no difieren de los valores obtenidos. En el anexo II se incluyen los datos del ICE utilizados en los estudios. En el capítulo II se describen algunas características que pueden ser útiles para continuar ampliando la base de datos para estudios eléctricos. En particular, se recomienda completar la red de secuencia cero para estudios de coordinación de protecciones. Asimismo, se recomienda establecer una base de datos común para operación y planificación, y formar un comité responsable de su mantenimiento, integrado por profesionales de ambas especialidades. Cabe recordar que la congruencia

---

<sup>3/</sup> Véase, CEPAL, Análisis de seguridad . . ., op.cit.

de los resultados de los estudios con el comportamiento real del sistema depende de la calidad de la información utilizada como punto de partida.

3. Conviene insistir en la conclusión del estudio aludido, 4/ en lo referente a la operación, como condensadores síncronos, de los generadores de Río Macho, cuando éstos se desconecten por administración de energía hidroeléctrica, ya que al contarse con más inercia y con reserva de potencia reactiva en el sistema para soportar contingencias, mejoraría el control del voltaje de la meseta central y habría mayor seguridad operativa. Asimismo, dicha operación podría permitir se difiera o reduzca la compensación capacitiva en el anillo metropolitano.

4. Se analizaron tres opciones de refuerzo para la transmisión complementaria del norte a la meseta central: i) suponer que en 1992 se construirán los tramos Arenal-Cd. Quesada-San Miguel, con dos conductores por fase, calibre 636 MCM y que en 1997 se agregará una compensación en serie a los tramos Arenal-Cd. Quesada y Toro-San Miguel (alternativa identificada como 2X636+CS); ii) añadir en 1997 un segundo circuito Arenal-San Miguel, del mismo calibre (795 MCM) que el previsto para 1992 (alternativa 2C-795), y iii) suponer que en 1997 se agregará al circuito Arenal-Cd. Quesada-Toro-San Miguel (calibre 795 MCM) el tramo Barranca-San Miguel, también de calibre 795 MCM (alternativa 1C-795+ERN-SMG). Para las tres alternativas se supuso la adición, a partir de 1997, de 90 MVAR capacitivos en bancos de capacitores-paralelo en el anillo metropolitano. Para la alternativa 2X636+CS se simularon dos variantes: a) la instalación de dos bancos de capacitores serie, uno en Cd. Quesada y otro en el centro de la línea Toro-San Miguel, y b) la adición de sólo un banco de capacitores serie en Cd. Quesada. En ambos casos, se compensaría alrededor del 30% de la reactancia inductiva entre Arenal y San Miguel; sin embargo, la segunda variante resultaría considerablemente más económica al evitarse la construcción de una subestación de compensación. En caso de instalarse un solo banco de capacitores serie, éste podría localizarse en la subestación reductora Cd. Quesada. El banco de capacitores-serie concentrado en Cd. Quesada resultaría de 28 MVAR para un flujo de 300 MVA (753 A). Sería necesario, para lograr compensar el 30% de la longitud total, compensar el 60% de la línea Arenal-Cd. Quesada. Se requieren estudios específicos de fallas y

---

4/ *Ibidem.*

sobretensiones para determinar las dimensiones y la especificación precisas del banco de capacitores serie. Este incluso podría consistir en una parte fija y en otra insertable en caso de contingencia u oscilación de flujo; de esta manera también se reduciría al mínimo el riesgo de resonancia subsíncrona (RSS) para Miravalles. Con el fin de estudiar el fenómeno de RSS, se recomienda obtener los datos necesarios del fabricante de los turbo generadores de Miravalles.

5. El criterio para probar la estabilidad del sistema fue aplicar falla trifásica en Barranca, liberada en seis ciclos con disparo de los dos circuitos de 230 kV Arenal-Barranca o Barranca-La Caja. Las tres alternativas soportaron la contingencia, para ambos disparos, sin pérdida de sincronismo en el primer segundo. Los principales problemas detectados consistieron en sobrecarga en el autotransformador de Barranca y en falta de soporte de voltaje en el anillo metropolitano. Adicionalmente, la alternativa 2x636+CS se probó para falla trifásica en San Miguel, liberada en seis ciclos con disparo de la línea Toro-San Miguel; también resultó estable. Asimismo, se comparó el comportamiento dinámico del sistema para las dos variantes mencionadas de la alternativa 2x636+CS, y ambas resultaron casi iguales.

Las principales diferencias entre las tres alternativas estudiadas residen en el monto de sobrecarga resultante en el autotransformador de Barranca. La alternativa 2x636+CS presenta las siguientes ventajas: a) requiere menos derecho de vía que las 2C-795 (en distinta torre) y la 1C-795+ERN-SMG, y b) mejora la red troncal desde 1992, ya que arroja menos pérdidas y con ella se distribuyen mejor los flujos. Antes de que entre en operación la compensación serie fluiría un 25% más de flujo que para el caso 1C-795, pero se requeriría de una inversión inicial mayor. Otras desventajas de esta opción serían la necesidad de prevenir el fenómeno de RSS y la adecuación de los esquemas de protecciones cuando entrara en servicio la compensación serie.

La opción 2C-795 tendría la ventaja de proporcionar más redundancia, al tratarse de dos elementos, y sus desventajas serían un mayor requerimiento de derecho de vía (si se construyen en dos torres separadas) y riesgos de disparo simultáneo de las dos líneas si quedaran en la misma torre. También sería riesgoso agregar un segundo circuito cuando ya se encuentra el primero en operación.

Con la opción 1C-795+ERN-SMG se tendrían las ventajas de menor costo y, ante la doble contingencia Barranca-La Caja, 20 MW menos de sobrecarga en el autotransformador de Barranca. Como desventaja se podría mencionar el elevado flujo en la línea Cañas-Barranca ante la doble contingencia Arenal-Barranca.

6. Conviene señalar que el comportamiento dinámico se estudió sólo para contingencias severas (estabilidad transitoria) y que para este tipo de contingencias el sistema resultó estable. Sin embargo, para todas las contingencias dobles simuladas se observaron oscilaciones de potencia muy severas en los interconectores de Nicaragua con Honduras y de Costa Rica con Panamá. Se pueden prever serios problemas de inestabilidad dinámica ante esas contingencias. Con la herramienta de simulación utilizada no se puede concluir si el sistema interconectado de Honduras a Panamá sería dinámicamente estable para ese tipo de contingencias.

Con el objetivo de reducir la sobrecarga en el autotransformador de Barranca, resultante ante las dobles contingencias estudiadas, particularmente las de Barranca-La Caja, se simuló la acción del disparo automático de generación sobre la generación de Arenal y Corobicí cuyo efecto es muy reducido. Se recomienda abordar el problema de sobrecarga en el autotransformador aludido procurando contar con otro tipo de control de emergencia, ubicado directamente en la red de 138 kV que influye directamente sobre la carga de dicho equipo. En estos trabajos se exploraron preliminarmente algunas posibilidades; por falta de tiempo no se profundizó en el análisis, el cual se recomienda continuarlo en el ICE inicialmente con estudios en régimen permanente y, posteriormente, con algunos estudios de estabilidad adicionales.

7. De los análisis realizados se concluye que para que el sistema eléctrico de Costa Rica soporte la falla y el disparo de las dos líneas Arenal-Barranca o Barranca-La Caja, los refuerzos a la transmisión complementaria deberán incorporarse al entrar en servicio la tercera unidad de Miravalles que, de acuerdo con el plan de expansión adoptado, sería en 1997. En su defecto, se excederían los criterios de regulación de voltaje y sobrecarga permisibles después de la falla. No obstante, cabe insistir en que, para las tres alternativas estudiadas de refuerzos a la transmisión complementaria, persistirá el problema de la sobrecarga, durante contingencia, en el autotransformador de Barranca. Debido a que las tres alternativas

satisfacen, con pocas diferencias, los criterios de planificación establecidos, se considera que la selección de la alternativa será mayormente en base a criterio económico.

8. Se simularon las condiciones operativas actuales, considerando la entrada en operación de la planta hidroeléctrica Ventanas y la línea de 138 kV Garita-La Caja; se detectó que, ante la apertura de un circuito Barranca-La Caja (aún sin falla), el autotransformador de Barranca quedaría a plena carga. Ante esta contingencia, y dependiendo del acomodo de generación de que se disponga principalmente en Garita, podría presentarse alguna sobrecarga, pese a lo cual el autotransformador debería permanecer en operación, mientras que en el Centro de Despacho se actúa para normalizar las condiciones operativas. En su defecto, si el autotransformador se dispara por su relé de sobrecarga, el sistema sufrirá colapso al intentar fluir toda la generación del norte por un solo circuito de 230 kV. Se considera de suma prioridad revisar y establecer criterios de ajuste de los esquemas de protecciones de sobrecorriente de los autotransformadores de 230/138 kV, coordinadamente con lineamientos de sobrecarga-tiempo para dichos equipos.

Sobre el mismo tema, cabe reflexionar qué pasaría si se disparara uno de los tres autotransformadores de La Caja cuando los tres se encuentren operando con 240 MVA. Este problema persistirá en el futuro hasta que se refuerce la transformación de 230/138kV con San Miguel, El Este y posiblemente Río Macho (al completar la red de 230kV entre La Caja-Río Macho). Ello porque, exceptuando Angostura, todas las adiciones de generación previstas hasta el año 2000 se ubicarán en 230 kV y la principal concentración de carga seguirá siendo el anillo metropolitano de 138 kV.

9. Para las adiciones de generación previstas hasta el año 2000, los 220 MVA de capacidad de transformación de 230/138 kV instalados en Río Macho no participarían en la alimentación de la carga de 138 kV del anillo metropolitano. De hecho, esta carga y la de la zona sur del país gravitan actualmente en la generación instalada en 138 kV (Río Macho, Cachi y Garita) y en la transformación de La Caja y Barranca. Como se mencionó, tales condiciones prevalecerán hasta el año 2000 ya que en ese período sólo la planta Angostura entrará en 138 kV; esto es, sin la línea de 230 kV San Miguel-Río Macho o El Este-Río Macho, aun la transformación de 230/138 kV en Río Macho puede ser considerada como una carga para la generación y transformación aludidos, ya que el flujo circula de 138 a 230 kV. Se



recomienda dar atención especial a las adiciones de transformación, incluyendo una reserva de transformación adecuada --en monto y localización-- para soportar la falla de algún autotransformador.

10. Considerando sólo la adición de 200 MVA de transformación en San Miguel, en 1997 ya no habría reserva para soportar la falla de un autotransformador de La Caja o San Miguel. En dicho año, en régimen permanente y condiciones normales, sin transferencia hacia Panamá, los autotransformadores de Barranca, La Caja y San Miguel quedan al 90% de su capacidad nominal. Con miras a proporcionar elementos de juicio sobre algunas alternativas para reforzar dicha transformación, se simularon los siguientes esquemas: a) agregar la subestación reductora El Este --reubicando en ella uno de los dos autotransformadores de Río Macho-- y el tramo de línea de 230 kV San Miguel-El Este; b) construir la línea San Miguel-Río Macho, y c) reubicar un autotransformador de Río Macho al Este y construir los tramos de línea San Miguel-El Este-Río Macho. Las tres opciones se estudiaron para 1997 y el año 2000.

Se encontró que los tres esquemas permitirían soportar la falla de un autotransformador sin sobrecarga en carga máxima de 1997 y 2000; haría falta estudiar el comportamiento para carga media de verano. Sin embargo, en la opción "a)" seguiría sin participar la capacidad de transformación de Río Macho. Asimismo, es importante tener presente que al reubicar un autotransformador de Río Macho, automáticamente se estarían limitando las transferencias hacia Panamá a menos de 100 MW ya que se les tendría que restar a los 110 MVA de capacidad que quedarían, la carga de la zona sur del país. En cambio, al completarse la línea de 230 kV hasta Río Macho, ya sea desde San Miguel o desde El Este, esta línea daría respaldo a la zona sur, no se disminuiría la confiabilidad en el suministro eléctrico a dicha zona al reubicar un autotransformador de Río Macho al Este y, en el otro autotransformador de Río Macho, se invertiría la circulación del flujo de potencia: de 230 a 138 kV, en vez de 138 a 230 kV, como ocurre en la actualidad, lo cual mejoraría su utilización. Se recomienda ampliar estos considerandos e incorporarles los análisis económicos pertinentes para seleccionar la mejor opción técnico-económica; no obstante, es oportuno mencionar que, adicionalmente a los beneficios nacionales mencionados anteriormente, al completarse la red de transmisión en 230 kV la Caja-San Miguel-Río Macho, las transferencias hacia Panamá no incidirían en la

transformación de 230/138 kV de la meseta central, mejorarían así la regulación del voltaje y el margen de seguridad operativa del sistema eléctrico de Costa Rica y del interconectado regional.

11. Como se mencionó, otro de los problemas detectados es el de regulación del voltaje en la meseta central. Se observó que para las tres alternativas de refuerzos a la transmisión sería posible controlar los voltajes de 138 kV, sin violar el criterio de 5% del valor nominal. Sin embargo, en carga máxima de verano, en 1997, con régimen permanente (caso base) se tendrían saturados los recursos de generación de reactivos efectivos para soportar el voltaje de la zona de carga. Adicionalmente, se estaría obligando --por medio de los cambiadores de taps de los autotransformadores-- a circular potencia reactiva de 230 a 138 kV, ocupando MVAs de transformación y de conductores de líneas de 138 kV. Asimismo, la falta de soporte de voltaje en el anillo metropolitano, estaría obligando a operar con perfil de voltaje anormal a la red troncal, con un gradiente elevado entre la parte norte y la meseta central, lo que aumentaría las pérdidas y reduciría el margen de seguridad en caso de contingencias.

Por las características del sistema eléctrico costarricense, se sugiere establecer como criterio de planificación que el voltaje de 138 kV en el anillo metropolitano se mantenga, en condiciones normales, lo más cercano a su valor nominal (2%) ya que el criterio de 5% podría implicar que, en el caso-base, se saturaran todos los recursos y no habría margen para afrontar las desviaciones que generalmente ocurren, por ejemplo: a) retraso de entrada en servicio de las adiciones; b) falta imprevista de equipos; c) crecimiento de la demanda superior a la estimada, a nivel global o por áreas, etc.

12. Sobre la base de las consideraciones expuestas en el numeral anterior, se efectuaron estudios de sensibilidad para evaluar el impacto en el voltaje de conectar/desconectar bancos de capacitores en derivación en la zona de carga. Se encontró que todas las barras comprendidas en el anillo metropolitano presentan una sensibilidad similar y que ésta varía entre 15 y 25 MVAR/KV en carga alta. Dicho parámetro indica la robustez de los nodos del anillo, y depende de los generadores sincronizados. Se sugiere calcular este parámetro para condiciones de carga liviana y media.

Para propósitos del estudio, se seleccionaron bancos de capacitores en derivación de 15 MVAR y para 1997 se supusieron 90 MVAR en total (6 X 15), en

seis subestaciones del anillo. Al agregarlos en el caso de carga máxima de verano/97, se liberaron 11 MVA de los autos de La Caja y San Miguel y los voltajes del caso base en subestaciones del anillo metropolitano pasaron de 133 a 137 kV. Adicionalmente, los 90 MVAR de reactivos capacitivos repercutieron en una disminución de 108 MVAR en los generadores, o un efecto amplificado de 18 MVAR; se libera así la capacidad y se deja margen para incertidumbres de planificación y reserva de reactivos para soportar contingencias. La adición de los 90 MVAR de capacitores en derivación se estudió en forma preliminar; sería necesario evaluar con mayor detenimiento los requerimientos de reactivos en el tiempo y seleccionar las subestaciones y tensión idóneas para su instalación; asimismo, sería preciso determinar cuáles deberían tener facilidades para su conexión/desconexión ("switcheo"). Se recomienda abordar estos estudios localmente y una vez definidas las subestaciones en que se instalarán bancos de capacitores-paralelo, reservar el espacio necesario.

El "switcheo" de capacitores-paralelo presenta varios problemas de sobretensiones que es necesario prevenir para evitar daños al equipo. Las sobretensiones pueden deberse a maniobras de energización y desenergización ("switcheo"), fenómeno de magnificación, sobrevoltajes dinámicos y sobretensiones entre fases de transformadores al conectar o desconectar bancos de capacitores, no necesariamente en la misma subestación. Ya que parece inminente la instalación de los equipos aludidos, se recomienda estudiar este tema para utilizar más efectivamente la infraestructura de transmisión disponible.

13. La estabilidad transitoria del sistema eléctrico costarricense mejora al estar interconectados los sistemas eléctricos de Honduras-Nicaragua-Costa Rica y Panamá, y compartir éstos los disturbios. Sin embargo, por la longitudinalidad que presenta la red de transmisión interconectada, es muy propensa a problemas de inestabilidad dinámica. En este trabajo sólo se estudió el comportamiento dinámico ante contingencias severas (estabilidad transitoria). Se puede afirmar que el estudio del comportamiento dinámico de un sistema eléctrico como el del Istmo Centroamericano impone mayores requerimientos de recursos humanos calificados, en comparación con los de un sistema eléctrico robusto. En el sistema eléctrico interconectado de América Central, la indisponibilidad súbita de un elemento puede provocar inestabilidad o formación de islas eléctricas, por lo que es necesario

evaluar la seguridad operativa para las diversas condiciones de operación. En cambio, en un sistema robusto, la falta de un elemento generalmente pasa desapercibida por los amplios márgenes de seguridad operativa, provocados por lo mallado y redundante de sus redes y el tamaño (capacidad instalada) de sus plantas generadoras. Para ampliar el conocimiento del sistema eléctrico y mejorar la planificación y operación del mismo, se recomienda instalar registradores del comportamiento dinámico de variables-clave (frecuencia, flujos de potencia y voltajes) en algunas subestaciones del sistema, por ejemplo, La Caja, Liberia y Río Macho. Asimismo, se recomienda continuar promoviendo la formación de recursos humanos con conocimientos sobre el tema, incluyendo la formación de grupos de trabajo a nivel regional, tanto para la recolección y depuración de datos, como para el análisis técnico del tema de estabilidad dinámica.

14. Las áreas de estudio de sobretensiones asociadas con el "switchero" de capacitores-paralelo, con los bancos de capacitores-serie y el fenómeno de resonancia subsíncrona, mencionados en párrafos anteriores, pueden ser abordadas muy eficientemente por profesionales del ICE. Para ello, sería de suma utilidad el recurso digital EMTP (electromagnetic transient program) que está implantando el Departamento de Programas de Transmisión del ICE.

## II. INFORMACION BASE Y CRITERIOS UTILIZADOS. DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

En el estudio previamente referido,<sup>5/</sup> se analizó la adición de líneas de transmisión de 230 kV Arenal-Cd.Quesada-San Miguel-La Caja (véase el diagrama 1).<sup>6/ 7/</sup> Dichas adiciones se definieron sobre la base de un horizonte de estudio hasta 1994; sin embargo, con motivo de la revisión de las estimaciones del mercado y las consiguientes obras de generación para satisfacerlo, el ICE decidió actualizar y complementar los análisis del citado trabajo. Adicionalmente, se consideró conveniente ampliar el período de estudio hasta el año 2000, ya que las obras subsecuentes podrían modificar la concepción inicial de los refuerzos a la transmisión del norte a la meseta central. En este capítulo se presentan los datos de demanda y adiciones de generación que se utilizaron; se proponen algunos criterios para la planificación de los recursos de compensación reactiva y, finalmente, se describen las alternativas de refuerzos estudiadas.

### 1. Información base

Las proyecciones para el crecimiento de la demanda adoptadas se ilustran en el cuadro 1. Estas proyecciones se identifican como "Escenario Medio BID", debido a que ha sido analizado y acordado entre funcionarios del ICE y del Banco Interamericano de Desarrollo, como marco de referencia para definir las adiciones de generación correspondientes.

En relación con las estimaciones para el mercado eléctrico, es importante señalar que las proyecciones de demanda para los próximos 10 años representan una tasa promedio anual de sólo 5.2%, mientras que la registrada en los últimos dos años asciende al 7% anual, lo que significa que el escenario base podría estar subestimado. Sería, por lo tanto, muy importante corregirlo oportunamente para no incurrir en soluciones de emergencia (compra de turbinas de gas para generar en la base por períodos prolongados), que generalmente resultan más costosas. Las adiciones de

---

5/ *Ibidem.*

6/ Los cuadros, diagramas y gráficos se incluyen al final de cada capítulo.

7/ La nomenclatura utilizada en los estudios se presenta en el anexo 1.

generación compatibles con el escenario del mercado se presentan en el cuadro 2.

Para los estudios eléctricos se partió de la red que se ha venido utilizando en otros estudios puntuales; en general las simulaciones en régimen permanente y de estabilidad transitoria se efectuaron incluyendo los sistemas interconectados de Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá. <sup>8/</sup> Si bien no se actualizó la información de planificación de los otros tres países, se estima que los resultados son muy cercanos al comportamiento que se obtendría de un estudio de planificación conjunto, debido a que las adiciones de generación previstas en los otros tres países representan un porcentaje menor con respecto a su capacidad existente. Se agregaron los parámetros correspondientes a las adiciones de generación-transformación-transmisión previstos para la red eléctrica del ICE. Para las cargas nodales se consideró un factor de potencia de .95, a nivel de 138 kV, lo que significa que dicho factor deberá ser más alto a nivel de subtransmisión para compensar la pérdida de reactivos en los transformadores. La potencia activa nodal desglosada para las subestaciones modeladas se presenta en el cuadro 3.

En el cuadro 4 se muestran los datos eléctricos para los generadores del ICE, incluyendo valores estimados para los que operarían en el futuro.

Con la finalidad de garantizar la precisión de los datos de secuencia positiva utilizados en los estudios de flujos de potencia y de estabilidad, se corrió un programa para calcular parámetros, disponible en el CENACE, para las principales configuraciones de líneas de transmisión existentes y futuras en el ICE (véase el cuadro 5). Se encontraron diferencias mínimas entre los parámetros que se han utilizado, y que provienen de cálculos propios en el ICE, y los valores obtenidos con este programa. No obstante, se recomienda completar la red de secuencia cero e incluir los efectos mutuos ya que esta parte no se ha incorporado adecuadamente para la red del ICE en los archivos de estudios puntuales.

---

<sup>8/</sup> En el anexo 2 se incluyen sólo los datos para la red del ICE que se utilizaron.

## 2. Criterios de compensación reactiva

En esta sección se presentan las premisas y lineamientos que se recomiendan en general para definir las necesidades, características, tamaño y localización de los esquemas de compensación reactiva-paralelo en sistemas eléctricos. En particular, se destacan aquellos criterios que fueron utilizados en los estudios de la red eléctrica de Costa Rica.

La compensación de la potencia reactiva está íntimamente relacionada con el control del voltaje tanto en estado estable como dinámico. Adicionalmente, en los sistemas eléctricos existe una fuerte interacción entre el control del voltaje y la estabilidad del sistema, particularmente cuando se trata de sistemas eléctricos débiles o longitudinales.

Los estudios de compensación reactiva son emprendidos generalmente para un horizonte de 5 a 6 años; representan una etapa intermedia en la planificación de los sistemas eléctricos. El planeamiento operativo abarca hasta los siguientes 3 a 5 años; se considera por ello que dichos estudios representan un eslabón entre los estudios de planificación y los de operación. Para abordarlos, resulta muy recomendable la integración de grupos de trabajo con profesionales de ambas especialidades. Adicionalmente a los estudios técnicos, es necesario evaluar económicamente las alternativas que surjan; en este informe sólo se abordan aspectos técnicos.

La compensación de reactivos debe realizarse con base en la premisa fundamental, que surge del comportamiento físico de los sistemas eléctricos, de evitar la transmisión de potencia reactiva de un nivel de tensión a otro y a través de distancias largas, ya que de otra manera se provocan mayores pérdidas y se degrada el perfil del voltaje de la red de transmisión. Esta premisa usualmente se expresa diciendo que los reactivos deben generarse donde faltan, y consumirse donde sobran. Los cambiadores de derivación con carga de los transformadores de transmisión deberían utilizarse sólo para el control fino del voltaje y no para transferir grandes bloques de potencia reactiva de un nivel de tensión a otro. También es importante aprovechar la capacidad de control continuo de los generadores debidamente coordinado con los taps de los transformadores de transmisión y de los transformadores elevadores de las unidades generadoras, adecuando dichos taps a las necesidades cambiantes de los sistemas eléctricos, tanto por su desarrollo como por el comportamiento estacional de la demanda y la generación. Sin

embargo, no es recomendable, en estudios de planificación, utilizar exhaustivamente esos recursos, ya que las desviaciones en la estimación de la demanda, en las fechas de puesta en servicio de las adiciones o en la disponibilidad del equipo, redundarían en deficiencias operativas y en mayores pérdidas de energía. Dichas pérdidas serían significativas debido a los tiempos prolongados en que sería necesario operar los sistemas eléctricos en tales condiciones y repercutirían en pérdidas económicas. Al respecto, se sugiere que cuando haya zonas de carga claramente delimitadas, como es el caso del anillo metropolitano de Costa Rica, los estudios de planificación se realicen considerando los taps de los transformadores de sistema en posición nominal.

En sistemas eléctricos longitudinales o débiles, es crítica la determinación de las áreas de influencia de las fuentes de reactivos, ya que resulta evidente, por ejemplo, la imposibilidad de transmitir potencia reactiva a zonas de carga radiales a pesar de disponer de capacidad suficiente en las zonas generadoras a las cuales se encuentren conectadas dichas áreas de carga. Es importante, por lo tanto, la localización de los elementos de compensación de potencia reactiva con criterio fundamentado en los nodos más influidos por esos esquemas.

Otro parámetro a tener en cuenta en la determinación de los esquemas de compensación reactiva es el problema que se pretende resolver. Por ejemplo, en áreas de distribución se trataría de mejorar el factor de potencia de las cargas para disminuir pérdidas de energía y liberar capacidad de los equipos (principalmente transformadores) con los consecuentes beneficios económicos; mientras que en zonas de subtransmisión se trataría de controlar el voltaje, liberar capacidad de transformadores y líneas y disminuir pérdidas. Por otra parte, en la transmisión se trataría de aumentar los límites de ésta, controlar el voltaje tanto antes como después de la contingencia, mejorar el límite de estabilidad transitoria y disminuir pérdidas de energía.

Los esquemas de compensación reactiva deben tener suficiente flexibilidad para satisfacer los requerimientos cambiantes por la variación cíclica de la demanda a nivel diario, semanal y estacional; dicha flexibilidad se logra dotándolos con medios de control y de conexión/desconexión adecuados. Asimismo, sus características deben ser adecuadas para enfrentar los cambios bruscos que ocurren en el sistema eléctrico, si han sido previstos para ello. Como criterio general, se podría



establecer que los reactores y capacitores tengan facilidades para su conexión-desconexión del sistema y que en caso de instalarse con miras a resolver un problema dinámico, estén diseñados para lograr una respuesta rápida. Por otra parte, si para resolver un problema específico resultara suficiente la utilización de elementos discretos, es preferible emplear éstos en lugar de esquemas con controles más avanzados (compensadores estáticos de vars) por el elevado diferencial de costo que ello significaría.

En el caso de aplicación de reactores para controlar el voltaje de estado estable durante condiciones de carga liviana o las sobretensiones durante maniobras, es determinante --para la operación del sistema-- definir si deben permanecer continuamente conectados a la línea o si se pueden desconectar en condiciones de carga alta. En el primer caso, se estarían utilizando los reactores para reducir las sobretensiones por maniobra, prevenir sobretensiones por rechazos de carga en los generadores y lograr el balance de reactivos en carga mínima; sin embargo, al permanecer conectados, limitarían la cargabilidad de la red de transmisión en carga alta. Por otra parte, si los reactores se pudieran desconectar, se incurriría en el riesgo de un disturbio que provoque rechazo de carga. Es necesario, en general, que en la definición de los esquemas de compensación se realicen estudios de sobretensiones para complementar los de régimen permanente y de estabilidad.

En la aplicación de capacitores en derivación en barras de subtransmisión, generalmente se requiere al menos de una maniobra diaria de conexión/desconexión. Asimismo, en cada maniobra de los bancos de capacitores o durante fallas cercanas, se presentan corrientes y voltajes transitorios que pueden exceder la capacidad nominal del equipo en operación. Se debe tener presente ese comportamiento para la especificación adecuada de los equipos de switcheo y protección, particularmente de los interruptores y pararrayos.

Otro aspecto a considerar en los estudios de planificación de reactivos es el de contar con suficiente reserva de potencia reactiva, en el lugar y con las características idóneas para afrontar la contingencia en estudio. Es también importante tenerlo presente en las políticas de operación del sistema, ya que si, por ejemplo, todos los reactivos se concentraran en un elemento, la contingencia se tornaría crítica si éste queda súbitamente fuera de servicio. También es fundamental determinar la robustez de los nodos sujetos a compensación para evitar variaciones bruscas del voltaje al

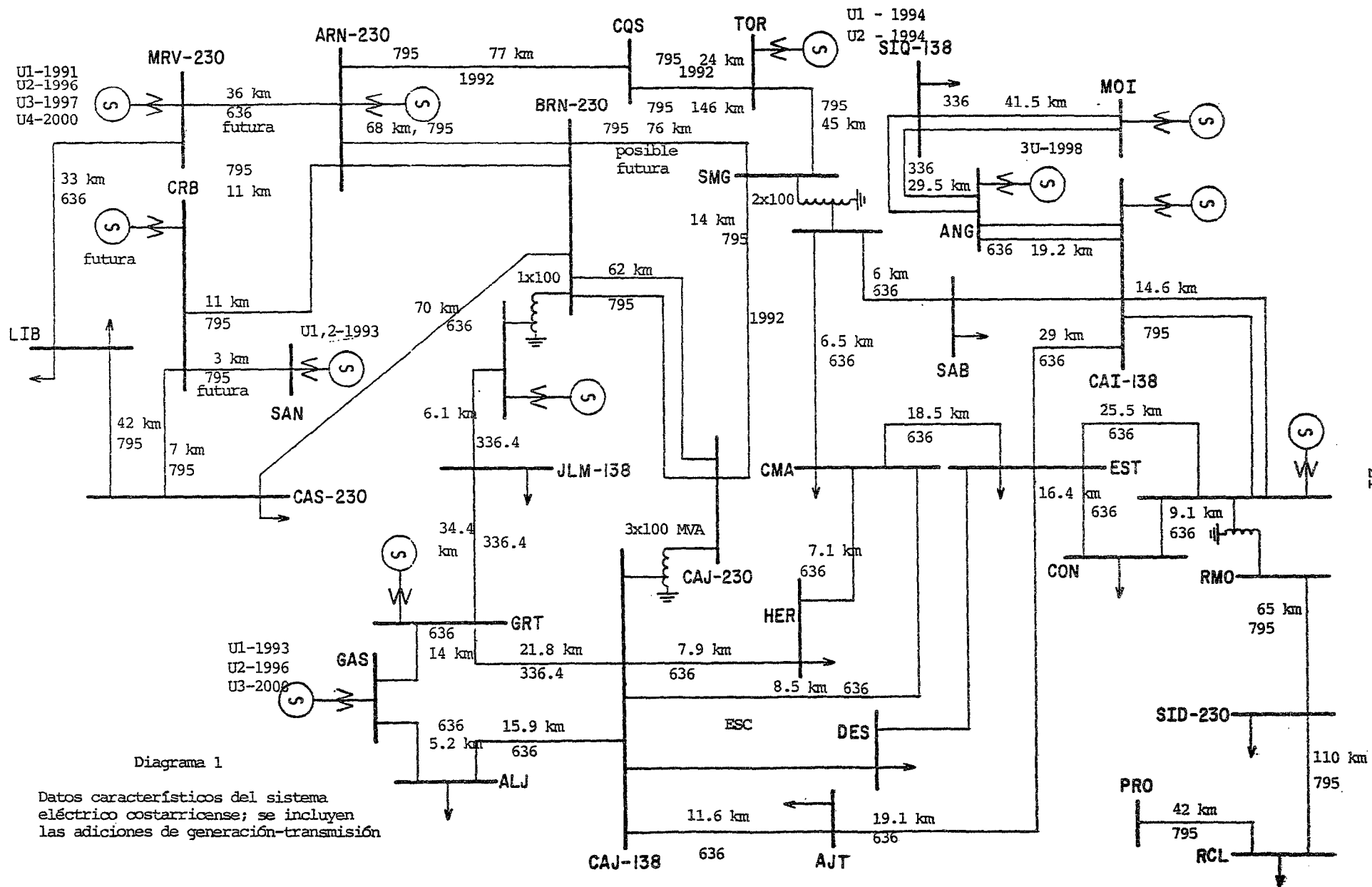
conectar/desconectar cada bloque de compensación. Usualmente se considera aceptable una variación hasta de 5%, con respecto al voltaje nominal, en el impacto por la conexión/desconexión de elementos de compensación. La sensibilidad (MVAR/KV) debe evaluarse para condiciones operativas realistas del sistema ya que puede cambiar sustancialmente, a lo largo del día, especialmente cuando se desconectan generadores o se abren líneas. Por ejemplo, si la capacidad de bancos de capacitores-paralelo se determinó sobre la base de los MVAR/KV de carga máxima y se hacen maniobras de "switches" en carga liviana, pueden presentarse mayores variaciones de la tensión que las estipuladas.

El monto de compensación suele determinarse permitiendo una variación de +5% en los voltajes nodales para el caso base del año o condición futura estudiada. Sin embargo, si se logra dicho límite utilizando al máximo los recursos disponibles (generadores y taps en transformadores de sistema), sería recomendable reducir la variación permitida, para obtener márgenes que permitan afrontar las incertidumbres usuales en la planificación, previamente mencionadas; o bien, mantener el criterio de +5%, pero sin cambiar taps ni llevar a su límite los voltajes de generación ni la capacidad de generar/absorber reactivos de los generadores.

### 3. Descripción de las alternativas de refuerzo estudiadas

Se estudiaron tres alternativas: a) inicialmente, construir en 1992 las líneas de 230 kV ARN-CQS-SMG-CAJ, con dos conductores por fase calibre 636 MCM ACSR, e incorporarle la compensación serie en 1997. Esta alternativa se denomina 2X636+CS; b) construir en 1992 las líneas ARN-CQS-SMG-CAJ, ya mencionadas en la alternativa anterior pero con un conductor sencillo de calibre 795 MCM ACSR y agregar en 1997 un segundo circuito de características similares, ya sea en la misma torre o en torre separada, alternativa identificada como 2C-795, y c) construir en 1992 las líneas ARN-CQS-SMG-CAJ, ya mencionadas en las alternativas anteriores, sobre la base de un conductor por fase, calibre 795, y en 1997 agregar la línea de 230 kV BRN-SMG, del mismo calibre, alternativa identificada como 1C-795+BRN-SMG. En cualquier alternativa se incorporaría la subestación Toro -al entrar el proyecto hidroeléctrico del mismo nombre- entre el tramo CQS-SMG.

La alternativa 2X636+CS se analizó bajo dos variantes para la compensación serie: i) que se distribuyera en dos bancos de capacitores serie: uno en CQS para compensar la línea CQS-ARN, y otro en medio de la línea TOR-SMG, y ii) concentrarla en el extremo CQS para compensar el 60% de la línea ARN-CQS. En ambas variantes se compensaría aproximadamente el 30% de la distancia total de ARN-CQS-TOR-SMG.



Cuadro 1

COSTA RICA: PRONOSTICOS DE DEMANDA  
 ESCENARIO: MEDIO BID

AÑOS	DEMANDA COMERCIAL		DEMANDA RESIDENCIAL		DEMANDA IND. MENOR		DEMANDA IND. MAYOR		ALUMBRADO PUBLICO		DEMANDA TOTAL		GENERACION			ABONADOS	CREC. %
	(GWH)	CREC. %	(GWH)	CREC. %	(GWH)	CREC. %	(GWH)	CREC. %	(GWH)	CREC. %	(GWH)	CREC. %	(GWH)	FC	(MW)		
1985 <sup>a/</sup>	575.90	-	1 122.80	-	504.10	-	206.20	-	81.10	-	2 490.10	-	2 768.0	0.600 <sup>b/</sup>	545.5	431 064 <sup>b/</sup>	-
1986 <sup>a/</sup>	608.76	5.7	1 242.51	10.7	525.76	4.3	212.00	2.8	82.00	1.3	2 671.03	7.3	2 968.0	0.600	564.7	448 558	3.90
1987	661.27	8.6	1 287.91	3.6	555.69	5.7	232.00	9.4	83.64	2.0	2 820.52	5.6	3 102.6	0.603	587.4	466 037	3.90
1988	714.50	8.0	1 333.59	3.6	588.69	5.9	252.00	8.6	85.31	2.0	2 974.09	5.4	3 271.5	0.607	615.2	484 329	3.93
1989	764.42	7.0	1 372.97	3.0	620.86	5.5	274.00	8.7	87.02	2.0	3 119.27	4.9	3 431.2	0.610	642.1	503 475	3.95
1990	812.23	6.2	1 408.29	2.6	653.46	5.2	303.00	10.6	88.76	2.0	3 265.74	4.7	3 592.3	0.614	667.9	523 534	3.98
1991	860.61	6.0	1 445.98	2.7	685.57	4.9	325.00	7.3	90.53	2.0	3 407.69	4.4	3 748.5	0.617	693.5	544 560	4.02
1992	915.43	6.4	1 489.53	3.0	719.85	5.0	355.00	9.2	92.35	2.0	3 572.16	4.8	3 929.4	0.620	723.5	566 587	4.04
1993	976.64	6.7	1 537.22	3.2	756.20	5.0	387.00	9.0	94.19	2.0	3 751.25	5.0	4 126.4	0.622	757.3	589 705	4.08
1994	1 046.53	7.2	1 595.43	3.8	796.20	5.3	421.00	8.8	96.08	2.0	3 955.31	5.4	4 350.8	0.625	794.7	613 943	4.11
1995	1 129.95	8.0	1 667.75	4.5	843.06	5.9	460.00	9.3	98.00	2.0	4 198.75	6.2	4 618.6	0.627	840.9	639 370	4.94
1996	1 224.46	8.4	1 750.24	5.0	896.17	6.3	501.00	8.9	99.96	2.0	4 471.84	6.5	4 919.0	0.629	892.7	666 058	4.17
1997	1 330.15	8.6	1 845.99	5.5	954.87	6.6	546.00	9.0	101.96	2.0	4 778.97	6.9	5 256.9	0.631	951.0	694 101	4.21
1998	1 447.04	8.8	1 950.52	5.7	1 018.85	6.7	595.00	9.0	104.00	2.0	5 115.40	7.0	5 626.9	0.634	1 013.2	723 553	4.24
1999	1 574.92	8.8	2 063.21	5.8	1 088.39	6.8	648.00	8.9	106.08	2.0	5 480.59	7.1	6 028.6	0.636	1 082.0	754 496	4.28
2000	1 714.91	8.9	2 183.10	5.8	1 163.21	6.9	707.00	9.1	108.20	2.0	5 876.42	7.2	6 464.1	0.638	1 156.6	787 022	4.31

<sup>a/</sup> Datos registrados para 1985 y 1986.

<sup>b/</sup> Valor estimado.

## Cuadro 2

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO  
PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION

ANO	PLANTA	CAPACIDAD (MW)	UBICACION
1991	G. Miravalles	(1x55)	Campo Miravalles
1993	P.H. Sandillal	(2x16)	Canas
1993	P.T. Gas	(1x32)	Moin-Garita
1994	P.H. Toro 1	(1x24)	Colonia Toro
1994	P.H. Toro 2	(1x66)	Colonia Toro
1996	G. Miravalles 2	(1x55)	Campo Miravalles
1996	P.T. Gas	(1x32)	Garita
1997	G. Miravalles 3	(1x55)	Campo Miravalles
1998	P.H. Angostura	(3x59)	Angostura
2000	P.T. gas	(1x32)	Garita
2000	P.H. Miravalles 4	(1x55)	Campo Miravalles

G. - Geotermica  
 P.H. - Hidrotermica  
 P.T. - Termica

Cuadro 3

ICE: POTENCIAS ACTIVAS NODALES (MW) COMPATIBLES CON  
LAS PROYECCIONES DE DEMANDA DEL CUADRO 1

SUBESTACION	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
!COLORADO	! 1.48	! 1.77	! 1.86	! 1.94	! 2.02	! 2.11	! 2.21	! 2.32	! 2.45	! 2.60	! 2.76	! 2.95	! 3.14	! 3.34
!ALAJUELA	! 23.27	! 24.11	! 25.24	! 26.16	! 41.00	! 43.13	! 44.78	! 47.36	! 50.21	! 53.43	! 56.95	! 61.23	! 65.36	! 69.90
!ALAJUELITA	! 54.18	! 56.17	! 58.57	! 60.83	! 54.64	! 57.35	! 54.12	! 56.87	! 54.27	! 57.79	! 61.61	! 66.14	! 70.74	! 75.68
!BARRANCA	! 30.74	! 32.23	! 33.97	! 35.71	! 37.34	! 39.19	! 41.23	! 43.43	! 46.08	! 49.04	! 52.29	! 56.03	! 59.86	! 64.06
!CACHI	! 11.10	! 11.47	! 11.93	! 12.33	! 12.74	! 13.23	! 13.78	! 14.41	! 15.20	! 16.08	! 17.09	! 18.24	! 19.43	! 20.72
!CAJAS	! 5.42	! 6.48	! 6.80	! 7.09	! 7.38	! 7.71	! 8.09	! 8.49	! 8.97	! 9.50	! 10.10	! 10.78	! 11.48	! 12.22
!C. DUESADA	! 16.34	! 17.00	! 17.76	! 18.47	! 19.17	! 19.98	! 20.88	! 21.87	! 23.09	! 24.44	! 25.95	! 27.70	! 29.48	! 31.41
!COLIMA	!106.34	!110.07	!114.76	!119.23	!114.16	!104.70	!108.98	!113.56	!104.04	!110.69	! 94.15	!101.00	!107.73	!115.22
!CONCAVAS	! 45.01	! 47.48	! 48.55	! 50.27	! 51.97	! 53.96	! 56.19	! 58.63	! 61.66	! 64.99	! 68.72	! 68.21	! 72.46	! 77.00
!DESAMPARADOS	! 45.55	! 47.17	! 49.24	! 51.11	! 53.45	! 56.17	! 48.34	! 50.91	! 54.01	! 57.52	! 65.12	! 91.17	! 97.94	!104.76
!GARITA	! 12.87	! 13.41	! 14.04	! 14.61	! 15.18	! 15.83	! 16.58	! 17.41	! 18.42	! 19.57	! 20.87	! 22.34	! 23.87	! 25.51
!GUAYABAL	! 9.28	! 11.09	! 11.63	! 12.13	! 12.63	! 13.20	! 13.84	! 14.52	! 15.34	! 16.26	! 17.28	! 18.44	! 19.63	! 20.91
!HEREDIA	! 23.97	! 25.28	! 26.38	! 27.38	! 44.69	! 46.96	! 54.76	! 57.40	! 60.73	! 64.55	! 71.62	! 76.69	! 81.43	! 87.09
!JUANILAMA	! 1.12	! 1.15	! 1.19	! 1.23	! 1.27	! 1.30	! 1.35	! 1.38	! 1.43	! 1.47	! 1.51	! 1.55	! 1.60	! 1.64
!LA CAJA	! 67.41	! 70.71	! 73.81	! 76.72	! 66.54	! 66.56	! 65.64	! 68.25	! 50.39	! 52.81	! 55.53	! 56.76	! 61.94	! 66.25
!LIBERIA	! 7.41	! 7.82	! 8.29	! 8.74	! 9.19	! 9.70	! 10.28	! 10.90	! 11.66	! 12.53	! 13.49	! 14.58	! 15.73	! 16.97
!MDIN	! 15.26	! 16.09	! 17.03	! 17.90	! 18.80	! 19.81	! 20.94	! 22.16	! 23.65	! 25.33	! 27.19	! 29.32	! 31.52	! 33.91
!NARANJO	! 20.44	! 21.16	! 22.00	! 22.75	! 23.48	! 24.36	! 25.36	! 26.46	! 27.85	! 29.39	! 31.13	! 33.12	! 35.16	! 37.36
!CEMPA	! 4.57	! 5.47	! 5.73	! 5.98	! 6.23	! 6.51	! 6.82	! 7.16	! 7.57	! 8.02	! 8.52	! 9.10	! 9.68	!10.31
!ST. RITA	! 0.42	! 0.51	! 0.53	! 0.55	! 0.58	! 0.60	! 0.63	! 0.66	! 0.70	! 0.74	! 0.79	! 0.84	! 0.90	! 0.95
!RIO CLARO	! 9.66	! 10.16	! 10.74	! 11.26	! 11.81	! 12.43	! 13.14	! 13.92	! 14.86	! 15.96	! 17.17	! 18.56	! 20.00	! 21.56
!RIO NACHO	! 2.15	! 2.27	! 2.40	! 2.53	! 2.65	! 2.79	! 2.94	! 3.10	! 3.31	! 3.54	! 3.79	! 4.07	! 4.37	! 4.69
!SABANILLA	! 50.97	! 52.79	! 55.05	! 57.18	! 59.80	! 77.96	! 86.86	! 91.32	! 87.51	! 93.16	! 82.62	! 88.66	! 94.26	!100.82
!SAN ISIDRO	! 7.99	! 8.37	! 8.81	! 9.22	! 9.62	! 10.08	! 10.62	! 11.20	! 11.92	! 12.73	! 13.64	! 14.63	! 15.76	! 16.93
!SIDQUIRES	! 3.09	! 3.23	! 3.39	! 3.54	! 3.69	! 3.83	! 4.00	! 4.15	! 4.35	! 4.60	! 4.85	! 5.16	! 5.48	! 5.81
!LEESVILLE	! 11.31	! 11.82	! 12.43	! 12.99	! 13.49	! 14.03	! 14.63	! 15.25	! 15.98	! 16.83	! 17.79	! 18.92	! 20.08	! 21.35
!SAN MIGUEL	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 16.26	! 17.16	! 34.78	! 37.18	! 39.50	! 42.25
!ESTE	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 10.17	! 11.55	! 21.39	! 22.67	! 24.05	! 25.74	! 27.38	! 29.28
!ESCAZU	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 0.00	! 27.58	! 29.34	! 29.69	! 33.96	! 36.18	! 38.69
!TOTAL	587.35	615.29	642.12	687.87	693.52	723.47	757.13	794.65	840.89	892.73	951.05	1013.1	1082.0	1156.5

Cuadro 4

**COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO  
DATOS DE GENERADORES**

PLANTA	MVA	MW	Fp	TIPO	# u	a/ H	a/ Xd'	a/ Xq'
ARENAL	61.73	52.47	0.85	H	3	1.05	0.30	0.65
COROBICI	68.24	58.00	0.85	H	3	1.05	0.32	0.65
RIO MACHO u1,2	18.75	15.00	0.80	H	2	2.88	0.32	0.68
RIO MACHO u3,4,5	37.50	30.00	0.80	H	3	2.88	0.35	0.68
CACHI u1,2	40.00	32.00	0.80	H	2	2.63	0.28	0.63
CACHI u3	46.00	36.80	0.80	H	1	2.37	0.31	0.66
GARITA	18.75	15.00	0.80	H	2	1.00	0.24	0.47
VENTANAS	53.30	47.97	0.90	H	2	1.05	0.30	0.65
SANDILLAL b/	35.56	32.00	0.90	H	2	2.63	0.28	0.63
TORO I b/	26.67	24.00	0.90	H	1	2.88	0.35	0.68
TORO II b/	73.33	66.00	0.90	H	1	2.66	0.26	0.54
MIRAVALLS b U1,2,3,4	64.71	55.00	0.85	G	4	6.19	0.19	0.36
ANGOSTURA b/	65.56	59.00	0.90	H	3	1.05	0.32	0.65
TERMICAS b/ (gas)	37.65	32.00	0.85	T	2	5.02	0.23	0.72

a/ En base a la capacidad nominal del generador.

b/ Valores tipicos para unidades futuras.



Cuadro 5

PARAMETROS DE LINEAS DE 230 KV Y 138 KV PARA  
VARIOS CALIBRES Y CONFIGURACIONES a/

TORRE TIPO	CONDUCTOR	LINEAS DE 230 KV, 73 Km					
		Z(+)	Z(0)	Zm	b(+)	b(0)	b <sub>m</sub>
*   *							
*   *	795	.0122+j.0643	.0505+j.2092	.0382+j.1326	.1375	.0843	-.0289
*   *							
*   *	795	.0122+j.0686	.0458+j.2067	-	.1278	.0790	-
*   *							
*   *	900	.0109+j.0681	.0444+j.2063	-	.1288	.0794	
*   *							
*   *	1113	.0089+j.0675	.0424+j.2057	-	.1304	.0800	
*   *							
*   *	1192	.0081+j.0667	.0417+j.2048	-	.1317	.0805	
*   *							
** ** *	636	.0076+j.0512	.0462+j.1791	-	.1714	.1047	
-----							
Para 10 Km de línea de 138 Kv							
*   *							
*   *	636	.0053+j.0244	.0173+j.0833	.0120+j.0533	.0067	.0040	-.0015
*   *							
*   *	336	.01000+j.0260	.0224+j.0836		.0063	.0035	-

a/ Se utilizo correccion de Carson 2 y resistividad de 100 ohms-mt.

### III. ESTUDIOS Y ANALISIS EN REGIMEN PERMANENTE

Se efectuaron corridas de flujos de potencia iniciales para detectar y corregir errores en parámetros y para validar los resultados de las simulaciones, comparándolas con las realizadas previamente en el ICE. Se procedió luego a simular el comportamiento del sistema en régimen permanente para las tres alternativas analizadas, descritas en el capítulo anterior. Se procuró seguir un orden cronológico y se abordaron dos temas adicionales a los previstos en el programa de trabajo original: a) la necesidad de aumentar los refuerzos de la transformación de 230/138 kV en el valle central, y b) la conveniencia de instalar bancos de capacitores-paralelo en el anillo metropolitano.

Como se mencionó previamente, la definición de los refuerzos a la transmisión abordados en estos trabajos se refiere al segundo circuito calibre 795 MCM del norte a la meseta central, o la opción que resulte mejor, tanto desde el punto de vista técnico como económico para poder transmitir la generación que se agregará después de 1997.

Las simulaciones de flujos de potencia se efectuaron para 1994, 1997 y 2000. Se decidió asignar mayor atención a 1997 por ser el año en que entrará la tercera unidad de Miravalles. Las corridas en general se hicieron para cero transferencia entre países. Las pérdidas de servicios propios se consideraron de escasa significación para plantas hidroeléctricas, y de 5MW por unidad, para la geotérmica Miravalles; en este caso se representaron concentradas en la barra de 230 kV. A continuación se presentan los resultados y algunos comentarios para cada uno de los años estudiados.

#### 1. Casos de flujos para 1994

Se representaron las condiciones estimadas para la carga máxima de verano/94 (794 MW), suponiendo que la transmisión alterna consiste de las líneas de 230 kV, calibre 795 MCM, ARN-CQS-TOR-SMG-CAJ y que en SMG ya se encuentren en servicio dos autotransformadores de 230/138 kV de 100 MVA cada uno. Las adiciones de generación consideradas fueron: Ventanas con 90 MW, una unidad en Miravalles (55 MW), 32 MW de Sandillal y 90 MW de Toro (véase el diagrama 2). Representa 1994 un año de enlace de este estudio con el

anterior; las principales diferencias radican en la adición de la planta hidroeléctrica Toro y la modificación de las estimaciones del mercado.

Observando el diagrama 2 se puede advertir que el autotransformador de BRN está al 80% y los de CAJ y SMG al 70% de su capacidad nominal, y sólo hay reserva de generación en la planta RMO; el resto de la generación que entra en 138 kV se encuentra al máximo. Lo anterior se menciona porque en carga media de verano y dependiendo de la disponibilidad de generación en RMO, GRT y CAI pudiera alcanzarse mayor carga en la transformación de CAJ y SMG. Asimismo, el comentario sería válido si hubiera transferencia hacia Panamá, ya que dicha transferencia incidiría en la carga de las transformaciones mencionadas.

Con la finalidad de motivar el estudio sobre adición de compensación reactiva en el anillo metropolitano, se supuso la adición de seis bancos de capacitores-paralelo de 7 MVAR cada uno (véase el diagrama 3). Se concluyó que para las condiciones representadas no sería estrictamente necesaria su adición. Sin embargo, cabe señalar que entre la CAJ y SMG suministran 100 MVAR a la zona de carga y que instalando capacitores y controlando taps se podría liberar capacidad de esos autotransformadores para transferir potencia activa. Se recomienda estudiar el tema iniciándolo con las condiciones operativas actuales e ir definiendo la cantidad de compensación capacitiva-paralelo en el tiempo y lugar óptimos.

Adicionalmente se simularon las contingencias dobles ARN-BRN y BRN-CAJ para el caso de no contar con refuerzos, o sea, sólo 1C-795, tanto para el caso compensado como sin compensar el anillo metropolitano (véase el cuadro 6). Como aspecto relevante se puede señalar la sobrecarga del 70% que alcanza el autotransformador de BRN ante la contingencia BRN-CAJ, pudiendo concluirse que este problema persistirá después de 1992, al entrar la transmisión complementaria y, de ahí, la importancia y vigencia de mejorar la confiabilidad de los tramos con dos líneas en la misma torre ARN-BRN y BRN-CAJ, para evitar que se disparen ambos circuitos simultáneamente.

Se supuso que en 1994 entrará en operación el refuerzo a la transmisión alterna y se simularon las mismas dos contingencias dobles antes mencionadas para el supuesto de dos alternativas de refuerzos: a) 2C-795 y b) 1C-795+ BRN-SMG (véase el cuadro 7); cabe aclarar que el comportamiento de la opción 2X636 para estas contingencias es muy similar al de la 2C-795.

La razón para suponer la entrada en operación en 1994 para los refuerzos a la transmisión, fue para ilustrar que, pese a contarse con sólo una unidad de Miravalles, ya se presentaría sobrecarga en el autotransformador de Barranca ante la doble contingencia BRN-CAJ (véase de nuevo el cuadro 7).

## 2. Estudios para 1997

Los estudios para 1997 se iniciaron evaluando la sensibilidad (MVAR/KV) para barras de 138 kV en el anillo metropolitano (véase el cuadro 8). Los resultados indicaron un comportamiento uniforme para la sensibilidad, variando de 15 a 25 MVAR/kV. Lo anterior permite seleccionar el tamaño de bancos de capacitores-paralelo sin restricción sobre la variación del voltaje permisible ( $\pm 5\%$ ) al conectar/desconectar un elemento.

Se procedió luego a simular el comportamiento del sistema para carga máxima de verano ante las tres alternativas de refuerzos y en la primera etapa de dichas alternativas, esto es, para los casos 2X636 y 1C-795 (véase el cuadro 9). El cuadro 9 muestra los resultados más relevantes de las cinco corridas de flujos-base sin considerar la instalación de capacitores-paralelo en subestaciones del anillo. En dicho cuadro se advierte que: a) la transformación de 230/138 kV de SMG y CAJ estaría al 90% de su capacidad nominal; b) los voltajes del anillo estarían en 133-134 kV, pese a que la generación en la meseta se encuentra generando reactivos altos (véase de nuevo el cuadro 9). Partiendo de los casos-base del cuadro 9, y sin alterar las condiciones operativas (voltajes de generación, taps, etc.), se simularon las dobles contingencias ARN-BRN y BRN-CAJ (véanse los cuadros 10 y 11). Del análisis de dichos cuadros se puede comentar lo siguiente: a) los voltajes posdisturbio en CAJ-230 resultan en 211 kV y en subestaciones del anillo en 130-132 kV; b) para las alternativas 2X636-CS y 2C-795 la sobrecarga en el autotransformador de Barranca alcanza el 60% mientras que para la alternativa 1C-795+BRN-CAJ ésta es de 40%; c) para la contingencia ARN-BRN en la alternativa 1C-795+BRN-SMG se alcanza el límite térmico en la línea CAS-BRN (véanse de nuevo los cuadros 10 y 11). Se procedió luego --utilizando los resultados de sensibilidad-- a correr un nuevo grupo de casos-base suponiendo la adición de 90 MVAR en seis bancos de capacitores-paralelo (véase el cuadro 12).

Debido a que para los estudios de estabilidad se utilizaron como predisturbio las condiciones con los capacitores-paralelo, en los diagramas 4, 5 y 6 se presentan los resultados detallados para los tres casos-base correspondientes a las tres alternativas de refuerzo a la transmisión estudiadas.

Como se indicó anteriormente en los casos-base de flujos para demanda máxima de verano/97, los autotransformadores de 230/138 kV en CAJ, SMG y BRN resultan cargados al 90% de su capacidad nominal para las tres alternativas de refuerzos a la transmisión. Con la finalidad de presentar el comportamiento que se tendría, se simularon tres esquemas de refuerzos para la transformación de 230/138 kV en el anillo: a) construir la subestación reductora El Este reubicando en ella uno de los dos autotransformadores de RMO (véase el diagrama 7); b) construir el tramo de línea de 230 kV SMG-RMO (véase el diagrama 8), y c) una combinación de los dos esquemas anteriores, esto es, construir El Este reubicando a ella un autotransformadores de Río Macho y construir la línea SMG-EST-RMO (véase el diagrama 9). Los tres esquemas se simularon para condiciones de carga máxima de verano/97 suponiendo la alternativa 2X636+CS para los refuerzos a la transmisión. Esto último porque los resultados para los refuerzos a la transformación de 230/138 kV de la meseta central son independientes de la alternativa de refuerzos que se considere para la transmisión del norte a dicha meseta.

Comparando los diagramas 7 y 8 se nota que el flujo que sale de SMG (a EST o RMO) es igual para los dos esquemas (80 MW). El esquema "a" tendría como desventajas: i) el costo de construir la subestación EST; ii) el debilitamiento de la confiabilidad para el suministro a la zona sur, al quedar sólo un autotransformador en RMO, y iii) el límite reducido para intercambios con Panamá al quedar sólo un autotransformador en RMO. La ventaja del esquema "a" frente al "b" sería la necesidad de construir un tramo de línea más corto, SMG-EST en vez de SMG-RMO. Es importante hacer notar que la transformación de RMO en el esquema "b" pasa a operar con flujos de potencia de 230 a 138 kV en vez de, como ocurre actualmente, de 138 a 230 kV para condiciones operativas similares.

El esquema "c" tendría la ventaja de anillar más la red de 138 y 230 kV en la zona metropolitana aumentando la redundancia de suministro ante fallas; sin embargo, desde el punto de vista de capacidad de transformación instalada sería la misma que la del esquema "b", o sea, 300 MVA en La Caja, 200 MVA en

El Este y 110 MVA tanto en EST como en BMD. También se puede mencionar como desventaja para este esquema su mayor costo ya que se requeriría construir la subestación El Este.

Adicionalmente a las ventajas nacionales, brevemente señaladas, el esquema "b" permitiría mayores transferencias a Panamá, al menos para el factor limitante de la doble transformación 230/138 KV que actualmente ocurre. En base a este análisis preliminar se considera atractivo el esquema "b" por lo que se sugiere ampliar estos estudios incorporándoles los análisis económicos pertinentes.

### 3. Simulaciones para el año 2000

Para el año 2000, se efectuaron diversas corridas de flujo; se presentan algunos resultados para 24 de ellas. En primera instancia, se simularon condiciones operativas sin incorporar compensación capacitiva-paralelo en la zona del anillo, ni refuerzos de transformación de 230/138 KV adicionales a los 200 MVA previstos para SMG. Se simularon cinco casos base, considerando las tres opciones completas y en su primera etapa; esto es, sin agregar la compensación serie o el segundo circuito con calibre 795, ya sea para la opción 2C-795 o 1C-795+BRN-SMG (véase el cuadro 13). Como se observa en este cuadro, la transformación de 230/138 KV en la meseta central, quedaría saturada y aún con sobrecarga para el caso del autotransformador de BRN. Es oportuno señalar que un factor para dicha situación es el uso que se estaría haciendo de la transformación para transferir potencia reactiva de 230 a 138 KV, ya que entre las tres subestaciones se están transfiriendo 150-160 MVAR.

Se simularon luego las contingencias dobles ARN-BRN y BRN-CAJ (véanse los cuadros 14 y 15). Al igual que para los casos de 1997, la contingencia ARN-BRN provocaría que la línea CAS-BRN alcance su límite térmico (véase de nuevo el cuadro 14), siendo el caso más crítico para la opción 1C-795+BRN-SMG, mientras que la contingencia doble BRN-CAJ repercutiría en sobrecarga del autotransformador de BRN (véase el cuadro 15). La sobrecarga en dicho equipo, ante esta contingencia, varía de 48 a 71%, siendo la menor para la opción 1C-795+BRN-SMG (véase de nuevo el cuadro 15).

Se procedió entonces a suponer, igual que para 1997 y sobre la base de los estudios de sensibilidad previamente comentados, la adición de 90 MVAR de bancos de capacitores en la zona del anillo. Se repitieron los casos base y

de contingencia para las tres opciones de refuerzos a la transmisión (véanse los cuadros 16, 17 y 18). Es importante mencionar que en la justificación de la compensación capacitiva intervienen varios factores, entre los que se pueden mencionar: a) liberación de capacidad en los autotransformadores; b) disminución de pérdidas; c) mejora en el margen de estabilidad y, por ende, en la seguridad operativa. Lo anterior es para señalar que, de cualquier manera, se considera necesario reforzar la capacidad de transformación, ya que sólo por potencia activa, los 600 MVA se encuentran operando con 545 MW (véanse de nuevo los cuadros 16 al 18). Se volvieron a simular, igual que para 1997, los esquemas de refuerzo a la transformación de 230/138 kV del anillo metropolitano. Debido a los resultados similares, no se incluyen detalles de estas simulaciones.

Para los estudios de estabilidad se estableció que el caso-base, o de predisturbio, fuese el correspondiente al esquema "a"; o sea, considerando la subestación El Este, reubicando uno de los dos autotransformadores de RMO a EST, y la línea de 230 kV SMC-EST. Asimismo, se supuso la instalación de los 90 MVAR capacitivos en la meseta central.

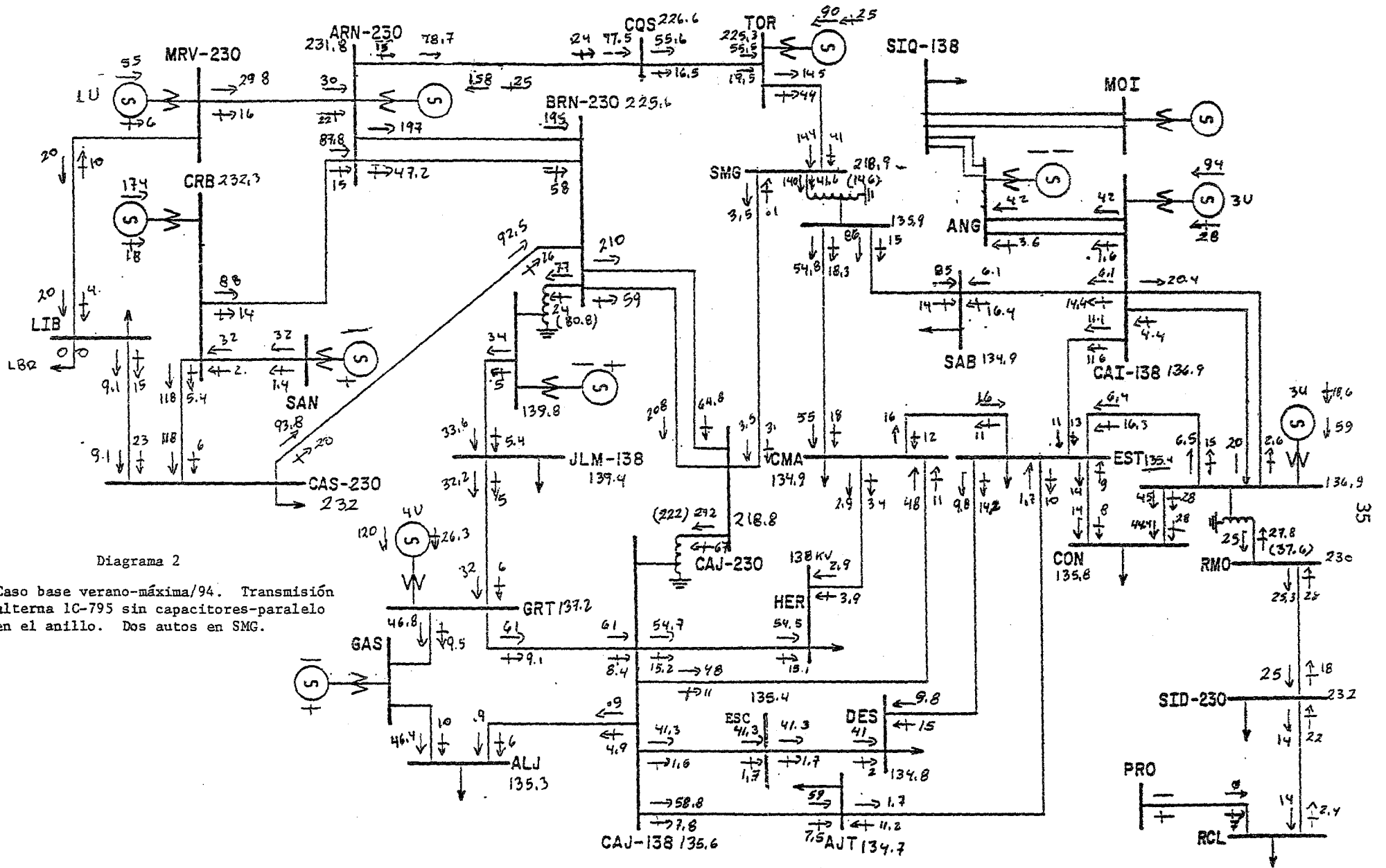


Diagrama 2

Caso base verano-máxima/94. Transmisión alterna 10-795 sin capacitores-paralelo en el anillo. Dos autos en SMG.



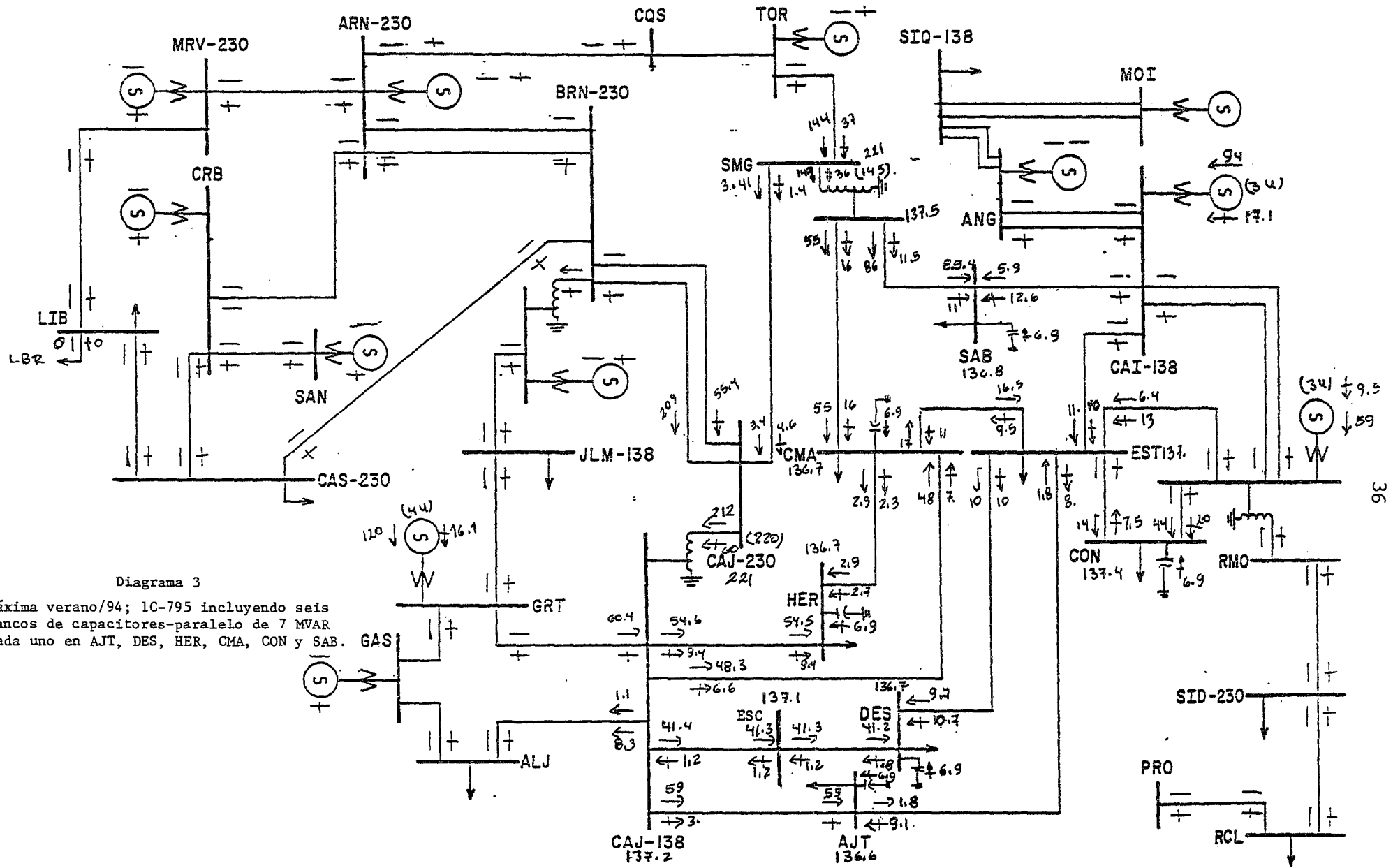


Diagrama 3

Máxima verano/94; LC-795 incluyendo seis bancos de capacitores-paralelo de 7 MVAR cada uno en AJT, DES, HER, CMA, CON y SAB.

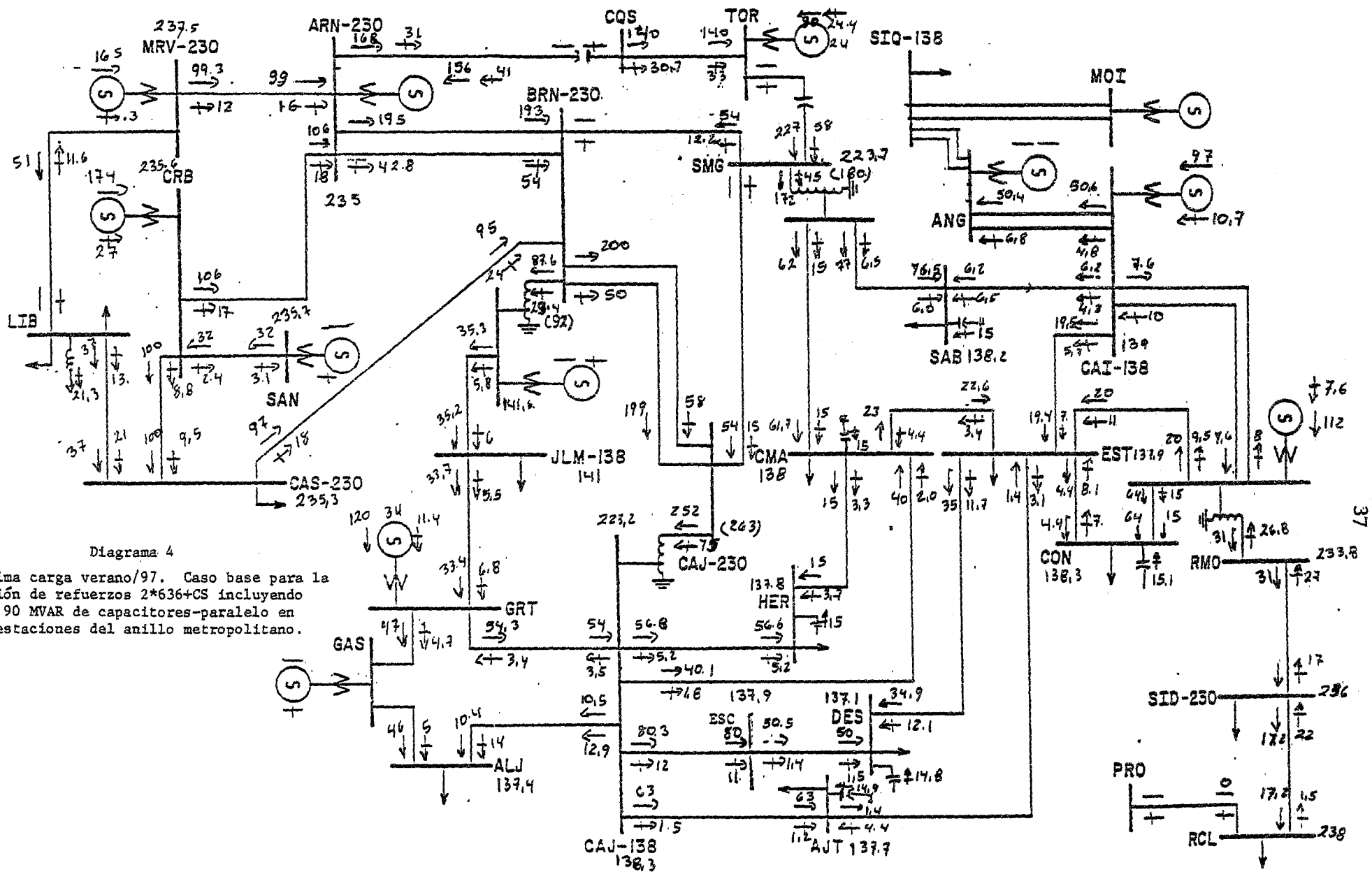


Diagrama 4

Máxima carga verano/97. Caso base para la opción de refuerzos 2\*636+CS incluyendo los 90 MVAR de capacitores-paralelo en subestaciones del anillo metropolitano.

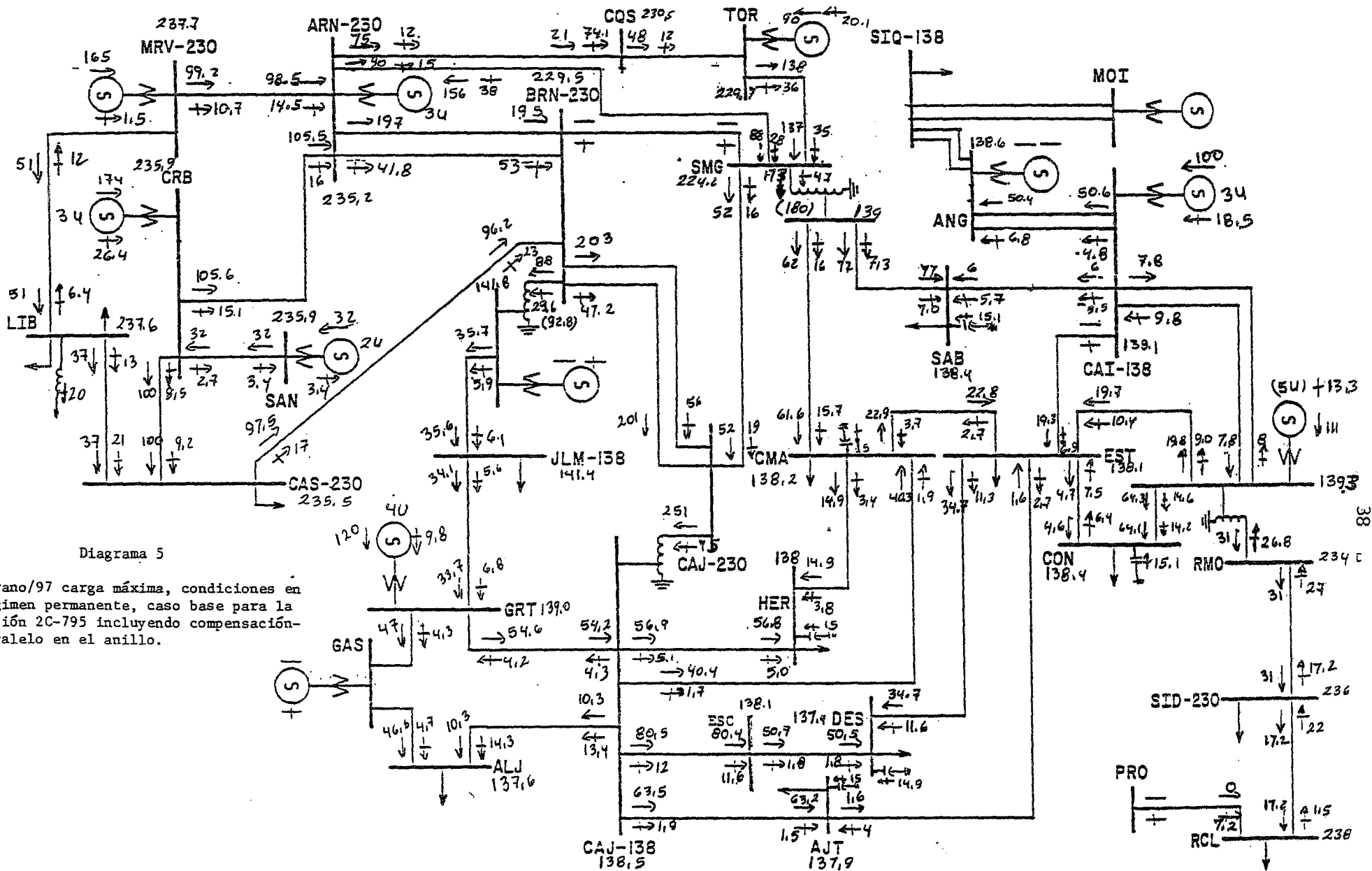


Diagrama 5

Verano/97 carga máxima, condiciones en régimen permanente, caso base para la opción 2C-795 incluyendo compensación-paralelo en el anillo.

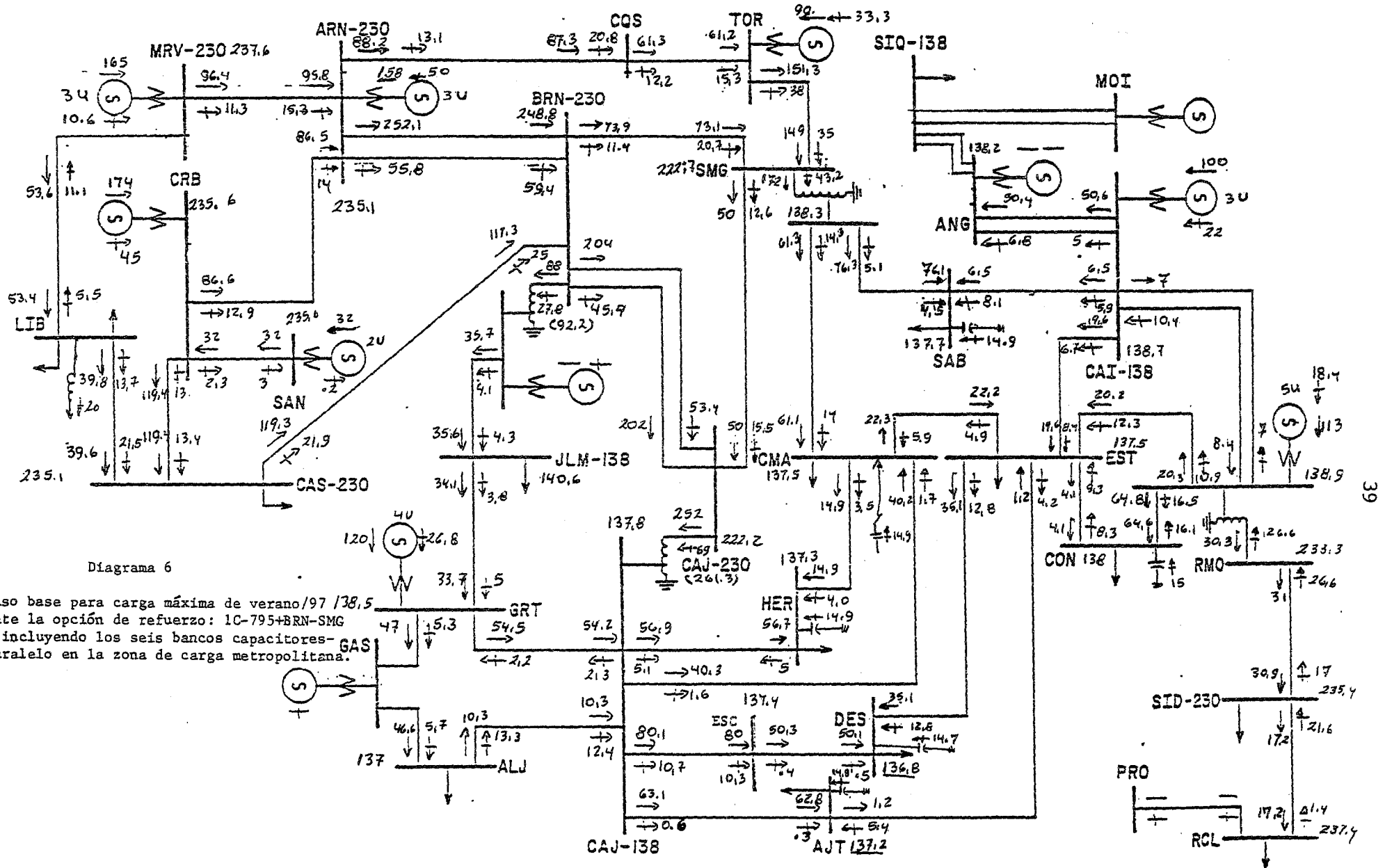


Diagrama 6

Caso base para carga máxima de verano/97/38,5  
 ante la opción de refuerzo: 1C-795+BRN-SMG  
 e incluyendo los seis bancos capacitores-  
 paralelo en la zona de carga metropolitana.

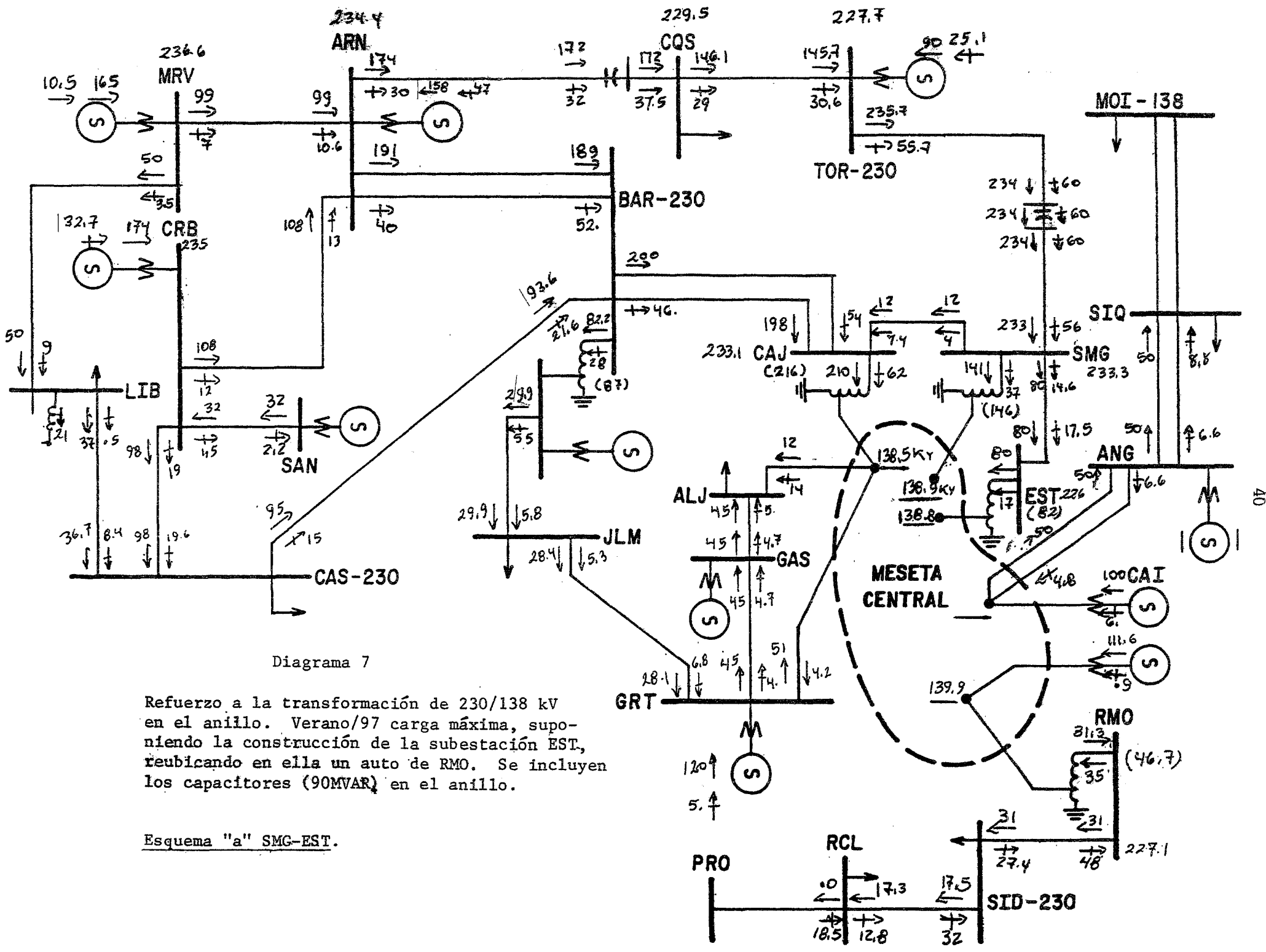
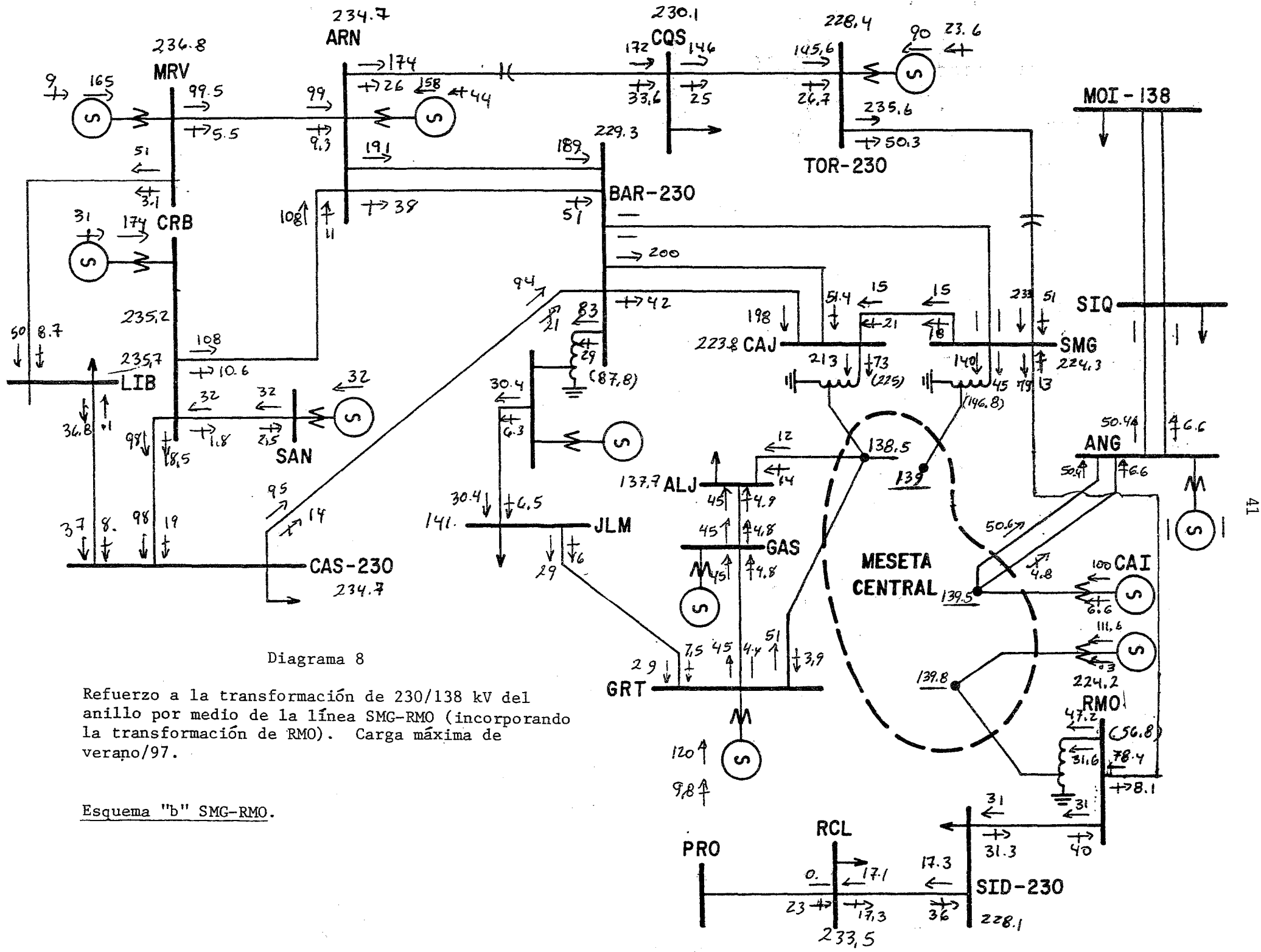


Diagrama 7

Refuerzo a la transformación de 230/138 kV en el anillo. Verano/97 carga máxima, suponiendo la construcción de la subestación EST, reubicando en ella un auto de RMO. Se incluyen los capacitores (90MVAR) en el anillo.

Esquema "a" SMG-EST.



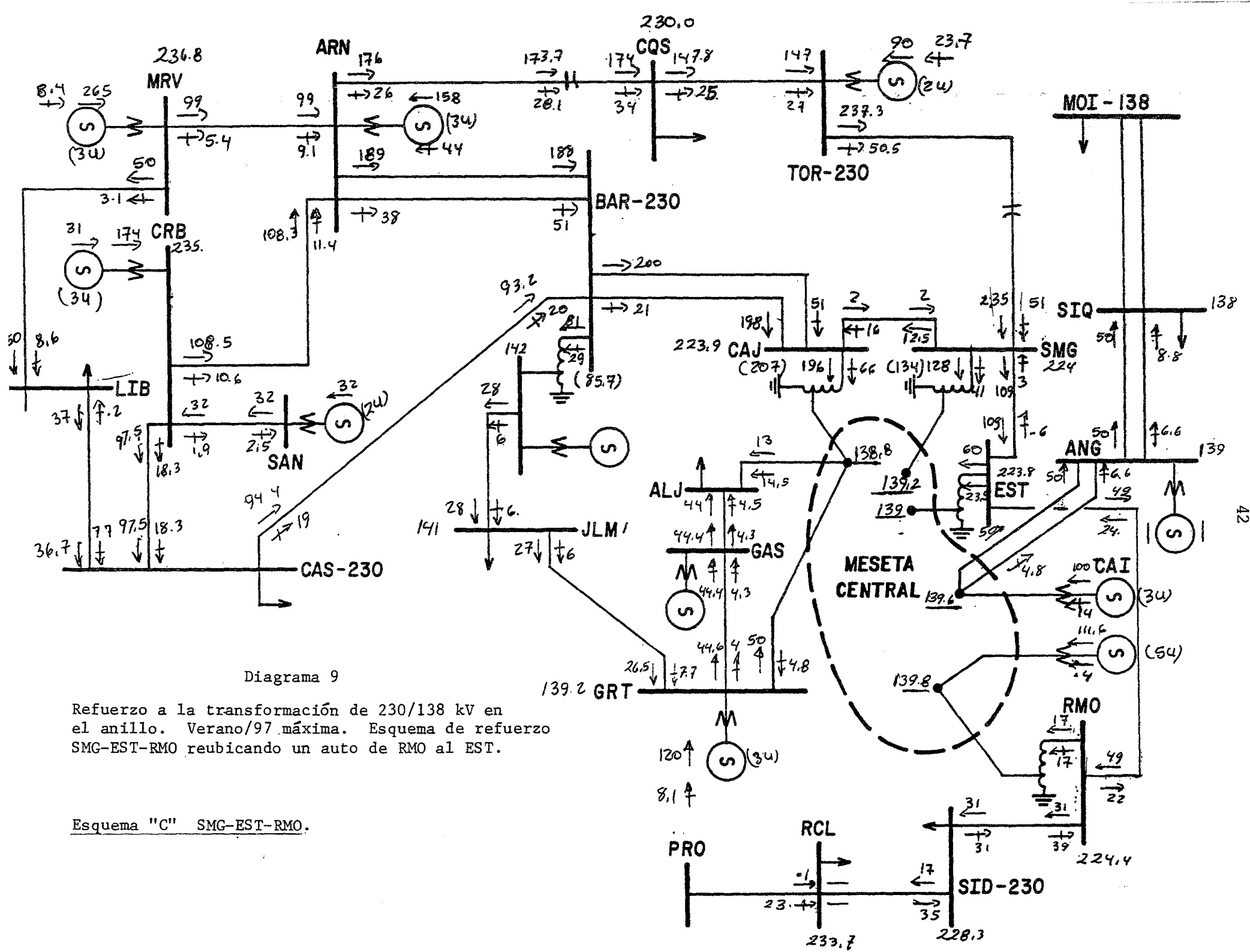


Diagrama 9

Refuerzo a la transformación de 230/138 kV en el anillo. Verano/97 máxima. Esquema de refuerzo SMG-EST-RMO reubicando un auto de RMO al EST.

Esquema "C" SMG-EST-RMO.

ICE: RESUMEN DE RESULTADOS DE FLUJOS MAXIMA VERANO/94 PARA  
ALTERNATIVA 1C-795, INCLUYENDO CONTINGENCIAS

BARRA	BASE A		CONTINGENCIAS				BASE B		CONTINGENCIAS			
	a/		BRN-CAJ.		ARN-BRN		b/		BRN-CAJ		ARN-BRN	
VOLTAJES (KV)												
CAJ-230	219		208		213		221		210		216	
SMG-230	219		209		214		221		211		216	
BRN-230	226		230		217		227		230		219	
DES-138	135		130		132		137		132		134	
CMA-138	135		130		132		137		132		134	
HER-138	135		129		132		137		131		134	
AJT-138	135		130		132		137		132		134	
SAB-138	135		130		132		137		132		134	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q c/
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS												
BRN-230/138	77	24	167	47	67	13	77	23	166	44	67	12
CAJ-230/138	211	68	131	22	209	47	212	60	132	18	209	39
SMG-230/138	140	42	126	24	146	33	141	36	127	19	147	27
ARN-CQS	78	15	201	47	142	27	78	11	202	41	142	23
TOR-SMG	146	44	264	72	208	60	146	40	264	62	208	52
ARN-BRN	197	47	109	11	-	-	197	39	129	9	-	-
CAS-BRN	93	20	59	6	227	55	94	16	59	5	227	48
BRN-CAJ	111	59	-	-	452	19	212	48	-	-	152	12
CAJ-SMG	-4	-3	-131	-22	-58	-16	-3	-5	-132	-18	-58	-15
POTENCIAS GENERADAS d/												
MRV-U1	55	9	55	7	55	10	55	7	55	5	55	8
CRB-U1	58	12	58	9	58	13	58	10	58	8	58	12
SAN-U1	16	2	16	2	16	3	16	2	16	1	16	2
ARN-U1	53	12	53	9	53	11	53	5	53	8	53	9
GRT-U1	15	5	15	9	15	8	15	4	15	8	15	6
VGR-U1	45	15	45	27	45	23	45	11	45	23	45	18
TOR-U1	24	8	24	18	24	14	24	8	24	16	24	13
TOR-U2	66	28	66	49	66	40	66	27	66	45	66	36
RMO-U1	15	6	15	12	15	9	15	4	15	10	15	7
RMO-U3	29	11	41	23	36	17	29	6	41	18	35	12
CAI-U1	32	11	32	20	32	15	32	8	32	16	32	12
CAI-U3	30	15	30	27	30	21	30	10	30	22	30	16

a/ Anillo sin compensar.

b/ Anillo compensado: SAB, CON, CMA, AJT, HER y DES. 7 MVAR c/u.

c/ P en MW, Q en MVAR.

d/ Solo se indican unidades representativas por planta.



Cuadro 7

ICE: RESUMEN DE FLUJOS PARA VERANO MAXIMA/94 ALTERNATIVAS 2C-795 Y  
1C-795+BRN-SMG. SIN COMPENSACION EN EL ANILLO

BARRA	OPCION: 2C-795		OPCION: 1C-795+BRN SMG					
	BASE	CONTINGENCIA BRN CAJ	BASE	CONTINGENCIA ARN-BRN				
VOLTAJES (KV)								
CAJ-230	222	214	220	214				
SMG-230	222	215	221	215				
BRN-230	227	230	226	217				
DES-138	136	133	136	132				
CMA-138	136	133	136	132				
HER-138	136	132	136	132				
AJT-138	136	132	136	132				
SAB-138	137	133	136	133				
P Q P Q P Q P Q a/ b/								
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS								
BRN 230/138	71	25	122	39	71	24	63	13
CAJ 230/138	212	78	162	42	212	74	209	50
SMG 230/138	148	51	144	39	147	48	151	36
ARN-CQS	56	8	115	24	67	11	137	24
TOR-SMG	124	38	181	58	135	41	202	56
ARN-SMG	74	13	132	34	-	-	-	-
ARN-BRN	161	35	76	3	205	46	-	-
CAS-BRN	79	15	46	3	97	19	232	53
BRN-CAJ	167	47	-	-	168	45	123	14
BRN-SMG	-47	-19	-162	-42	-46	-17	-86	-21
CAJ-SMG	-	-	-	-	60	12	38	0
POTENCIAS GENERADAS c/								
MRV-U1	55	8	55	6	55	8	55	9
CRB-U1	58	10	58	9	58	11	58	13
SAN-U1	16	2	16	2	16	2	16	3
ARN-U1	53	10	53	9	53	11	53	10
GRT-U1	15	4	15	6	15	4	15	7
VGR-U1	45	11	45	18	45	13	45	21
TOR-U1	24	8	24	13	24	8	24	14
TOR-U2	66	25	66	36	66	27	66	37
RMO-U1	15	4	15	8	15	5	15	9
RMO-U3	27	8	33	15	28	9	35	15
CAI-U1	32	9	32	14	32	10	32	14
CAI-U3	30	11	30	19	30	13	30	19

a/ Las unidades de P:MW y Q:MVAR.

b/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tensión y en líneas saliendo del nodo de envío (primer nodo mencionado).

c/ Solo se indican unidades representativas por planta.

Cuadro 8

**ICE: VARIACIONES DE VOLTAJES NODALES EN EL ANILLO METROPOLITANO  
AL CONSIDERAR INYECCIONES DE REACTIVOS INDEPENDIENTES  
CASO BASE: DEMANDA MAXIMA DE VERANO/97**

VOLTAJES EN NODOS PARA INYECCIONES DE 20 MVAR										
NODO	CASO BASE	CAJ	ESC	DES	EST	AJT	HER	CMA	SMG	SAB
CAJ	133.6	134.6	134.6	134.4	134.4	134.5	134.5	134.5	134.4	134.4
ESC	133.2	134.1	134.3	134.1	134.0	134.0	134.1	134.0	134.0	133.9
DES	132.4	133.2	133.3	133.7	133.3	133.2	133.2	133.2	133.1	133.1
EST	133.5	134.3	134.3	134.4	134.5	134.4	134.3	134.3	134.3	134.3
AJT	132.7	133.6	133.6	133.6	133.6	134.1	134.3	133.6	133.5	133.5
HER	132.8	133.7	133.7	133.6	133.6	133.7	133.6	133.8	133.7	133.6
CMA	133.0	133.9	133.9	133.8	133.8	133.9	134.0	134.1	134.0	133.9
SMG	133.8	134.6	134.6	134.6	134.6	134.6	134.7	134.8	135.0	134.9
SAB	133.2	134.0	134.0	133.9	133.9	134.0	134.0	134.1	134.3	134.6

b/ (MVAR/KV)										
NODO	CAJ	ESC	DES	EST	AJT	HER	CMA	SMG	SAB	
CAJ	20.0	20.0	25.0	25.0	22.2	22.2	22.2	25.0	25.0	
ESC	22.2	18.2	22.2	25.0	25.0	22.2	25.0	25.0	28.6	
DES	25.0	22.2	15.4	22.2	25.0	25.0	25.0	28.6	28.6	
EST	25.0	25.0	22.2	20.0	22.2	25.0	25.0	25.0	25.0	
AJT	22.2	22.2	22.2	22.2	14.3	12.5	22.2	25.0	25.0	
HER	22.2	22.2	25.0	25.0	22.2	25.0	20.0	22.2	25.0	
CMA	22.2	22.2	25.0	25.0	22.2	20.0	18.2	20.0	22.2	
SMG	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	22.2	20.0	16.7	18.2	
SAB	25.0	25.0	28.6	28.6	25.0	25.0	22.2	18.2	14.3	

a/ Las inyecciones se suponen en los nodos del primer renglon del encabezado  
 b/ Los MVAR/KV se calculan dividiendo los 20 MVAR entre el cambio del voltaje que se presenta.

Cuadro 9

ICE: CARGA MAXIMA VERANO/97. COMPARACION DE ALTERNATIVAS  
CASO BASE SIN COMPENSAR ANILLO

BARRA	2X636		2X636+CS		1C-795		2C-795		1C-795+BRN SMG	
VOLTAJES (KV)										
CAJ-230	218		219		216		220		218	
SMG-230	218		220		216		221		219	
BRN-230	226		227		225		227		225	
DES-138	133		134		132		134		133	
AJT-138	134		134		133		135		134	
HER-138	134		134		133		135		134	
CMA-138	134		135		133		135		134	
ESC-138	134		135		133		135		134	
a/										
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
BRN 230/138	81	17	76	19	84	15	76	19	79	15
CAJ 230/138	249	61	248	70	246	51	249	71	296	54
SMG 230/138	176	45	181	52	170	36	182	53	175	40
ARN-CQS-CS	213	58	254	65	181	46	118	27	174	40
CQS-CS-CQS	-	-	249	48	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	-	-	312	92	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-SMG	272	88	309	79	240	75	181	61	233	69
ARN-SMG	-	-	-	-	-	-	133	37	-	-
ARN-BRN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAS-BRN	247	70	206	61	278	82	208	60	285	81
BRN-CAJ	157	22	124	23	183	24	188	22	149	19
CAJ-SMG	-93	-28	-126	-32	-65	-19	-125	-35	-99	-23
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	46	1
CQS-CQS-CS	-	-	-249	-60	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-TOR-CS	-	-	-309	-96	-	-	-	-	-	-
b/										
POTENCIAS GENERADAS										
MRV-U1	55	7	55	7	55	8	55	6	55	7
CRB-U1	58	19	58	19	58	19	58	18	58	19
SAN-U1	16	1	16	1	16	1	16	1	16	1
ARN-U1	53	23	53	23	53	23	53	21	53	22
GRT-U1	15	6	15	5	15	6	15	5	15	6
VGR-U1	45	18	45	16	45	20	45	15	45	18
TOR-U1	24	8	24	8	24	8	24	8	24	8
TOR-U2	66	28	66	28	66	28	66	28	66	28
RMO-U1	15	7	15	6	15	8	15	6	15	7
RMO-U3	30	12	30	11	30	14	30	10	30	12
RMO-U4	23	12	23	10	25	14	22	10	24	12
CAI-U1	32	13	32	12	32	14	32	11	32	13
CAI-U3	37	15	37	15	37	15	37	15	36	15

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

47  
Cuadro 10

ICE: VERANO/97. CARGA MAXIMA. RESUMEN DE RESULTADOS DE FLUJOS  
ANTE DOBLE CONTINGENCIA ARN-BRN SIN COMPENSAR ANILLO

BARRAS	2X636	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SMG
VOLTAJES (KV)					
CAJ-230	212	215	210	215	210
SMG-230	213	216	210	216	211
BRN-230	216	219	214	219	214
DES-138	131	132	130	132	130
AJT-138	131	132	130	132	130
HER-138	131	132	130	132	130
CMA-138	131	133	130	133	130
ESC-138	131	133	130	133	130

	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR

a/

FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS

BRN 230/138	81	17	76	19	84	15	76	19	79	15
CAJ 230/138	249	61	248	70	246	51	249	71	246	54
SMG 230/138	176	45	181	52	170	36	182	53	175	40
ARN-CQS-CS	213	58	254	65	181	46	118	27	174	40
CQS-CS-CQS	-	-	249	48	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	-	-	312	92	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-SMG	272	88	309	79	240	75	181	61	233	69
ARN-SMG	-	-	-	-	-	-	133	37	-	-
ARN-BRN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAS-BRN	247	70	206	61	278	82	208	60	285	81
BRN-CAJ	157	22	124	23	183	24	188	22	149	19
CAJ-SMG	-93	-28	-126	-32	-65	-19	-125	-35	-99	-23
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	46	1
CQS-CQS-CS	-	-	-249	-60	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-TOR-CS	-	-	-309	-96	-	-	-	-	-	-

b/

POTENCIAS GENERADAS

MRV-U1	55	8	55	7	55	8	55	69	55	7
CRB-U1	58	20	58	20	58	21	58	19	58	20
SAN-U1	16	2	16	1	16	2	16	1	16	1
ARN-U1	53	21	53	21	53	20	53	20	53	19
GRT-U1	15	9	15	8	15	10	15	7	15	9
VGR-U1	45	26	45	23	45	29	45	22	45	28
TOR-U1	24	16	24	15	24	17	24	13	24	16
TOR-U2	66	44	66	43	66	47	66	36	66	45
RMO-U1	15	9	15	8	15	11	15	8	15	10
RMO-U3	30	16	30	14	30	19	30	14	30	18
RMO-U5	31	16	30	14	36	19	28	14	36	18
CAI-U1	32	16	32	15	32	18	32	14	32	18
CAI-U3	37	23	37	20	37	25	37	16	37	24

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio. (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

ICE: COMPORTAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS EN REGIMEN PERMANENTE ANTE DISPARO DOBLE  
DE BRN-CAJ; DEMANDA MAXIMA VERANO/97 SIN CAPACITORES-PARALELO EN EL ANILLO

BARRAS	2X636		2X636+CS		1C-795		2C-795		1C-795+BRN SMG	
VOLTAJES (KV)										
CAJ-230	207		211		203		211		211	
SMG-230	209		212		204		213		213	
BRN-230	231		232		230		232		227	
DES-138	129		130		127		131		130	
AJT-138	129		131		127		131		131	
HER-138	129		131		127		131		131	
CMA-138	129		131		142		131		131	
ESC-138	129		131		127		131		131	
a/										
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
BRN 230/138	180	56	150	51	206	64	151	51	132	40
CAJ 230/138	172	34	190	44	153	21	190	46	201	47
SMG 230/138	157	35	167	44	146	24	168	45	174	45
ARN-CQS-CS	278	83	309	88	252	71	147	38	143	35
CQS-CS-CQS	-	-	302	53	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	-	-	364	106	-	-	-	-	-	-
TOR-CS-SMG	335	101	361	86	307	86	208	71	204	69
ARN-SMG	-	-	-	-	-	-	161	50	-	-
ARN-BRN	116	17	94	12	135	25	95	12	213	57
CAS-BRN	65	9	57	7	73	12	57	7	104	24
BAR-CAJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAJ-SMG	-172	-34	-190	-44	-153	-21	-190	-46	-201	-47
BAR-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	46	1
b/										
POTENCIAS GENERADAS										
MRV-U1	55	5	55	5	55	5	55	5	55	6
CRB-U1	58	16	58	16	58	16	58	16	58	17
SAN-U1	16	1	16	0	16	0	16	0	16	1
ARN-U1	53	20	53	20	53	20	53	20	53	20
GRT-U1	15	10	15	8	15	12	15	8	15	8
VGR-U1	45	29	45	24	45	35	45	24	45	25
TOR-U1	24	20	24	18	24	22	24	15	24	15
TOR-U2	66	54	66	49	66	60	66	42	66	42
RMO-U1	15	12	15	10	29	15	15	10	15	10
RMO-U3	30	20	30	17	30	24	30	17	30	17
RMO-U5	35	21	34	18	30	24	31	17	32	17
CAI-U1	32	20	32	17	32	23	32	17	32	17
CAI-U3	37	27	37	24	37	32	37	23	37	24

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

ICE: CONDICIONES NORMALES REGIMEN PERMANENTE VERANO CARGA MAXIMA/97  
 AGREGANDO BANCOS DE CAPACITORES-PARALELO DE 15 MVAR EN CMA, CON, DES, AJT Y SAB

BARRAS	2X636	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SMG
VOLTAJES (KV)					
CAJ-230	222	223	221	224	222
SMG-230	223	224	221	224	222
BRN-230	229	229	228	230	228
DES-138	137	137	136	137	137
AJT-138	137	138	137	138	137
HER-138	137	138	137	138	137
CMA-138	137	138	137	138	138
ESC-138	137	138	137	138	137

	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR

a/

## FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS

BRN 230/138	93	29	88	29	96	29	88	30	88	28
CAJ 230/138	253	69	252	73	252	64	253	75	252	69
SMG 230/138	168	42	173	46	164	37	173	47	172	43
ARN-CQS-CS	129	26	168	32	102	20	75	12	88	13
CQS-CS-CQS	-	-	166	34	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	-	-	230	57	-	-	-	-	-	-
TOR-CS-SMG	192	54	228	53	165	44	138	36	151	38
ARN-SMG	-	-	-	-	-	-	90	15	-	-
ARN-BRN	223	49	195	43	242	56	197	42	252	56
CAS-BRN	108	20	97	18	115	23	98	17	119	22
BRN-CAJ	234	52	201	49	257	59	203	47	204	45
CAJ-SMG	-21	-13	-54	-15	1	-5	-52	-19	-50	-16
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	74	11
CQS-CQS-CS	-	-	-166	-39	-	-	-	-	-	-
SMG-CS-TOR-CS	-	-	-228	-62	-	-	-	-	-	-

b/

## POTENCIAS GENERADAS

MRV-U1	55	4	55	4	55	4	55	3	55	4
CRB-U1	58	15	58	15	58	16	58	15	58	15
SAN-U1	16	0	16	0	16	0	16	0	16	0
ARN-U1	53	17	53	17	53	18	53	16	53	17
GRT-U1	15	3	15	3	15	3	15	3	15	3
VGR-U1	45	10	45	9	45	12	45	8	45	10
TOR-U1	24	8	24	8	24	8	24	8	24	8
TOR-U2	66	28	66	27	66	28	66	23	66	25
RMO-U1	15	3	15	2	15	3	15	2	15	3
RMO-U1	30	5	30	4	30	6	30	3	30	5
RMO-U5	22	4	22	3	24	6	21	3	23	4
CAI-U1	32	7	32	6	32	8	32	6	32	7
CAI-U3	37	9	37	8	37	10	37	7	37	9

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

Cuadro 13

**ICE: RESUMEN DE RESULTADOS DE FLUJOS CASOS BASE, VERANO/2000, CARGA MAXIMA  
LAS 3 ALTERNATIVAS Y ANTES DE INCORPORAR REFUERZOS**

BARRAS	2X636		2X636+CS		1C-795		2C-795		1C-795+BRN SMG	
VOLTAJES (KV)										
CAJ-230	217		218		216		219		217	
SMG-230	217		219		216		219		218	
BRN-230	225		226		224		226		224	
SAB-138	134		135		134		135		134	
CMA-138	134		134		133		134		134	
DES-138	133		134		133		149		133	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
a/										
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
BRN 230/138	101	32	96	32	105	31	97	33	97	30
CAJ 230/138	265	78	265	83	265	71	266	85	265	78
SMG 230/138	177	49	182	54	173	44	183	56	182	51
ARN-CQS-CS	141	42	184	51	112	39	82	29	97	33
CQS-CS-CQS	140	48	181	49	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	198	58	239	64	169	51	141	40	155	44
SMG-CS-SMG	197	56	238	68	-	-	-	-	-	-
ARN-SMG	-	-	-	-	-	-	97	23	-	-
ARN-BRN	240	66	209	60	261	72	213	117	272	74
CAS-BRN	115	28	103	26	124	30	105	25	128	30
BRN-CAJ	249	104	212	66	274	74	207	62	218	60
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	79	16
b/										
POTENCIAS GENERADAS										
MRV-U1	55	12	55	12	55	12	55	11	55	12
CRB-U1	58	20	58	20	58	20	58	19	58	20
SAN-U1	16	-3	16	-3	16	-2	16	-2	16	-2
ARN-41	53	22	53	22	53	23	53	22	53	22
GRT-U1	15	6	15	6	15	6	15	6	15	6
VGR-U1	45	18	45	17	45	19	45	16	45	18
GAS-U1	64	28	64	26	64	31	64	25	64	28
TOR-U1	24	8	24	8	24	8	24	6	24	6
TOR-U2	66	21	66	21	66	21	66	16	66	18
RMO-U1	15	8	15	7	15	8	15	7	15	8
RMO-U3	30	13	21	12	22	14	19	12	21	13
RMO-U4	21	13	30	13	30	14	30	12	30	13
RMO-U5	0	15	0	15	0	16	0	14	0	15
CAI-I1	32	10	32	10	32	11	32	9	32	10
CAI-U3	36	14	36	13	36	15	36	13	36	14
ANG-U1	43	22	43	21	43	23	43	21	43	22

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

Cuadro 14

ICE: REGIMEN PERMANENTE POSCONTINGENCIA DOBLE  
ARN-BRN VERANO MAXIMA/2000

BARRAS	2C-795		1C-795+BRN SMG	
	VOLTAJES (KV)			
CAJ-230	223		210	
SMG-230	215		211	
BRN-230	217		213	
SAB-138	133		131	
CMA-138	132		131	
DES-138	132		130	
	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR
a/ FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS				
BRN 230/138	83	19	86	14
CAJ 230/138	263	60	308	57
SMG 230/138	193	45	186	32
ARN-CQS-CS	128	43	188	62
CQS-CS-CQS	129	43	-	-
TOR-TOR-CS	188	53	245	63
TOR-CS-SMG	-	-	-	-
ARN-SMG	144	37	-	-
ARN-BRN	-	-	-	-
CAS-BRN	224	60	308	80
BRN-CAJ	140	17	-	-
BRN-SMG	-	-	159	11
SMG-CAJ	130	28	-	-
b/ POTENCIAS GENERADAS				
MRV-U1	55	12	55	13
CRB-U1	58	21	58	22
SAN-U1	16	-2	16	-2
ARN-U1	53	21	53	21
GRT-U1	15	7	15	9
VGR-U1	45	22	45	27
GAS-U1	64	35	64	42
TOR-U1	24	8	24	10
TOR-U2	66	22	66	24
RMO-U1	15	9	15	10
RMO-U3	25	15	32	18
RMO-U4	30	15	30	17
RMO-U5	-	17	-	20
CAI-U1	32	11	32	13
CAI-U3	36	16	36	18
ANG-U1	43	24	43	27

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.



Cuadro 15

## ICE: RESUMEN DE FLUJOS VERANO MAXIMA/2000, DOBLE CONTINGENCIA BRN-CAJ

BARRAS	2X636	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SMG					
VOLTAJES (KV)										
BRN-230	207	210	204	211	211					
CAJ-230	208	211	205	212	212					
SMG-230	230	230	229	230	226					
SAB-138	130	131	129	132	132					
CMA-138	129	131	128	131	131					
DES-138	129	130	128	131	131					
a/										
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS										
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
BRN 230/138	194	56	161	51	224	62	164	50	143	39
CAJ 230/138	179	20	198	31	161	11	200	36	212	36
SMG 230/138	166	25	176	51	155	16	178	37	185	38
ARN-CQS-CS	301	92	334	95	271	96	158	55	155	54
CQS-CS-CQS	295	58	326	51	270	52	158	48	-	-
TOR-TOR-CS	351	81	382	85	326	73	216	62	123	37
SMG-CS-SMG	348	65	379	89	317	28	212	46	-	-
ARN-SMG	-	-	-	-	-	-	174	49	-	-
ARN-BRN	125	18	102	13	147	24	103	12	230	56
CAS-BRN	70	10	61	8	79	12	61	8	112	23
BRN-CAJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAJ-SMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b/										
POTENCIAS GENERADAS										
MRV-U1	55	10	55	10	55	11	55	10	55	11
CRB-U1	58	18	58	17	58	19	58	18	58	19
SAN-U1	16	-3	16	-3	16	-3	16	-3	16	-3
ARN-U1	53	20	53	20	53	22	53	21	53	21
GRT-U1	15	11	15	8	15	11	15	8	15	8
VGR-U1	45	28	45	24	45	32	45	23	45	24
GAS-U1	64	47	64	40	64	53	64	39	64	39
TOR-U1	24	14	24	13	24	15	24	10	24	10
TOR-U2	66	39	66	35	66	40	66	26	66	26
RMO-U1	15	11	15	10	15	13	15	10	15	10
RMO-U3	35	20	33	18	38	22	28	17	28	17
RMO-U4	30	20	30	17	30	22	30	17	30	17
RMO-U5	-	22	-	20	-	24	-	19	-	19
CAI-U1	32	15	32	13	32	17	32	13	32	13
CAI-U3	36	21	36	18	36	23	36	18	36	18
ANG-U1	43	30	43	27	43	32	43	27	43	27

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

ICE: RESUMEN DE RESULTADOS PARA LAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS A  
LA TRANSMISION. MAXIMA/2000, CASOS BASE ANILLO COMPENSADO

BARRAS	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SMG				
VOLTAJES (KV)								
CAJ-230	221	219	222	220				
SMG-230	221	219	222	220				
BRN-230	227	226	228	226				
DES-138	136	135	136	136				
AJT-138	137	136	137	136				
HER-138	136	136	137	136				
CMA-138	137	136	137	136				
ESC-138	137	136	137	136				
SAB-138	137	136	137	137				
a/								
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS								
BRN 230/138	95	31	104	30	96	31	96	29
CAJ 230/138	265	68	265	12	266	71	265	64
SMG 230/138	183	41	173	33	183	44	182	40
ARN-CQS-CS	182	82	112	34	82	25	97	29
CQS-CS-CQS	182	41	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	240	48	170	40	141	30	155	34
TOR-CS-SMG	238	43	-	-	-	-	-	-
ARN-SMG	-	-	-	-	97	17	-	-
ARN-BRN	210	49	261	60	212	46	272	60
CAS-BRN	103	20	124	24	104	19	128	24
BRN-CAJ	214	52	275	60	218	48	218	44
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	80	11
SMG-CAJ	54	6	-6	1	51	13	49	11
b/								
POTENCIAS GENERADAS								
MRV-U1	55	10	55	10	55	9	55	10
CRB-U1	58	17	58	18	58	17	58	18
SAN-U1	16	-3	10	-3	16	-3	16	-3
ARN-U1	53	18	53	19	53	18	53	19
GRT-U1	15	4	15	5	15	7	15	4
VGR-U1	45	12	45	14	45	12	45	13
GAS-U1	64	17	64	21	64	16	64	19
TOR-U1	24	6	24	6	24	4	24	5
TOR-U2	66	15	66	16	66	11	66	13
RMO-U1	15	4	15	5	15	4	15	5
RMO-U3	19	7	21	9	18	7	20	8
RMO-U4	30	8	30	9	30	7	30	8
RMO-U5	-	9	-	11	-	9	-	10
CAI-U1	32	6	32	7	32	6	32	7
CAI-U3	36	8	36	10	36	8	36	9
ANG-U1	43	16	43	18	43	15	43	16

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envío (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

Cuadro 17

ICE: RESUMEN DE RESULTADOS EN REGIMEN PERMANENTE PARA LAS ALTERNATIVAS DE REFUERZO  
A LA TRANSMISION CONTINGENCIA: SALIDA DE LOS DOS CIRCUITOS ARN-BRN

BARRAS	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SMG				
VOLTAJES (KV)								
CAJ-230	217	213	217	213				
SMG-230	217	213	218	214				
BRN-230	220	220	220	220				
DES-138	135	133	135	133				
SMG-138	135	133	135	133				
AJT-138	135	133	131	133				
HER-138	135	133	135	133				
CMA-138	135	133	135	133				
SAB-138	135	134	136	134				
a/								
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS								
BRN 230/138	82	19	91	14	82	19	85	16
CAJ 230/138	262	44	261	44	263	48	261	32
SMG 230/138	192	32	181	18	193	34	187	7
ARN-CQS-CS	276	62	196	59	129	38	188	57
TOR-TOR-CS	328	58	253	53	187	42	245	52
ARN-SMG	-	-	-	-	144	28	-	-
ARN-BRN	-	-	-	-	-	-	-	-
CAS-BRN	220	53	300	68	223	49	308	68
BRN-CAJ	132	12	197	5	134	8	159	4
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	50	-4
SMG-CAJ	131	16	67	12	130	23	10	15
b/								
POTENCIAS GENERADAS								
MRV-U1	55	10	55	11	55	10	55	11
CRB-U1	58	19	58	21	58	19	58	21
SAN-U1	16	-3	16	-2	16	-3	16	-2
ARN-U1	53	18	53	19	53	18	53	18
GRT-U1	15	6	15	7	15	6	15	6
VGR-U1	45	18	45	22	45	17	45	20
GAS-U1	64	26	64	34	64	25	64	28
TOR-U1	24	8	24	9	24	6	24	8
TOR-U2	66	23	66	25	66	17	66	24
RMO-U1	15	6	15	7	15	6	15	7
RMO-U3	27	10	31	13	24	10	30	13
RMO-U4	30	10	30	13	30	10	30	13
RMO-U5	-	12	-	15	-	12	-	15
CAI-U1	32	8	32	10	32	8	32	10
CAI-U3	36	11	36	14	36	10	36	14
ANG-U1	43	19	43	22	43	19	43	22

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

ICE: DISTINTAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS A LA TRANSMISION,  
MAXIMA/2000, ANILLO COMPENSADO, CONTINGENCIA DOBLE BRN-CAJ

BARRAS	2X636+CS	1C-795	2C-795	1C-795+BRN SMG				
VOLTAJES (KV)								
CAJ-230	213	208	214	214				
SMG-230	214	209	215	215				
BRN-230	231	229	231	227				
DES-138	133	131	134	134				
AJT-138	133	131	134	134				
HER-138	133	130	134	134				
CMA-138	133	131	134	134				
ESC-138	133	131	134	134				
SAB-138	134	132	135	134				
CON-138	135	135	137	137				
FLUJOS EN AUTOS Y LINEAS a/								
	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR	P MW	Q MVAR
BRN 230/138	161	48	223	57	162	46	142	37
CAJ 230/138	199	66	161	5	200	27	212	27
SMG 230/138	177	23	156	9	180	28	185	27
ARN-CQS-CS	335	83	272	87	159	48	155	48
CQS-CS-CQS	327	40	-	-	-	-	-	-
TOR-TOR-CS	383	64	327	58	216	32	213	50
SMG-CS-SMG	380	67	-	-	-	-	-	-
ARN-SMG	-	-	-	-	174	40	-	-
ARN-BRN	101	54	147	21	102	9	230	46
CAS-BRN	60	6	78	10	61	6	111	19
BRN-CAJ	-	-	-	-	-	-	-	-
BRN-SMG	-	-	-	-	-	-	195	40
SMG-CAJ	199	23	162	6	200	29	213	30
POTENCIAS GENERADAS b/								
MRV-U1	55	9	55	10	55	9	55	10
CRB-U1	58	16	58	18	58	16	58	17
SAN-U1	16	-3	16	-3	16	-3	16	-3
ARN-U1	53	17	53	20	53	18	53	19
GRT-U1	15	6	15	9	15	6	15	6
VGR-U1	45	19	45	26	45	18	45	19
GAS-U1	64	28	64	43	64	28	64	28
TOR-U1	24	8	24	12	24	8	24	8
TOR-U2	66	28	66	34	66	21	66	21
RMO-U1	15	7	15	9	15	7	15	7
RMO-U3	31	13	36	17	26	12	27	12
RMO-U4	30	13	30	16	30	12	30	12
RMO-U5	-	15	-	18	-	14	-	14
CAI-U1	32	10	32	13	32	9	32	9
CAI-U3	36	13	36	17	36	13	36	13
ANG-U1	43	22	43	26	43	21	43	21

a/ Los flujos de transformadores se especifican saliendo de alta tension y en lineas del nodo de envio (primer nodo mencionado).

b/ Solo se indican unidades representativas por planta.

#### IV. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA COMPARATIVOS PARA LAS ALTERNATIVAS DE REFUERZOS A LA TRANSMISION

Las simulaciones de estabilidad transitoria se centraron en evaluar comparativamente las tres opciones de refuerzo a la transmisión complementaria que se han venido tratando en este trabajo. El criterio de prueba fue aplicar falla trifásica y liberarla en 6 ciclos, principalmente para los casos de doble circuito Arenal-Barranca y Barranca-La Caja. En general, se utilizó como modelo para la carga 70% de corriente constante y 30% de impedancia constante, excepto en los casos en que explícitamente se especifique el modelo utilizado.

Se procuró presentar estudios paramétricos, por lo que en un mismo gráfico se incluyen resultados de dos o más corridas de estabilidad. Con la finalidad de evitar confusión en la interpretación de los gráficos, en la identificación siempre se mencionan primero las variables que se presentan secuencialmente de arriba hacia abajo. Asimismo, los resultados de estabilidad se separaron en grupos de estudio mediante una hoja que describe brevemente los casos simulados. A continuación se presentan algunos comentarios acerca de los resultados obtenidos.

Actualmente, la falla de una línea Barranca-La Caja pudiera provocar sobrecarga en el autotransformador de Barranca y, dependiendo del ajuste de sus protecciones de sobrecorriente, éste podría dispararse, provocando a su vez sobrecarga en la otra línea Barranca-La Caja. De cumplirse esta hipótesis, la contingencia sencilla evolucionaría en colapso del sistema eléctrico de Costa Rica, al perderse la generación del norte; se efectuó un estudio de esta posibilidad, suponiéndose la secuencia antes descrita (véanse los gráficos 1 y 2). Se recomienda revisar cuidadosamente los ajustes de protecciones primarias y de respaldo asociados a la red troncal (líneas y autotransformadores). Dado que la sobrecarga del autotransformador de Barranca sería por poco tiempo (algunos minutos), es recomendable establecer y divulgar lineamientos aceptados para sobrecargar por emergencia dichos equipos.

Se evaluó el comportamiento dinámico del sistema, considerando en servicio la primera etapa de los refuerzos a la red de transmisión, o sea, una línea de 2 X 636 o 1C-795. Se supuso falla en BRN-230 liberada con el disparo de los dos circuitos BRN-CAJ, para demanda máxima de 1997 (véanse los gráficos 3 al 7). El mismo análisis se realizó para demanda media de 1997

(véanse los gráficos 8 al 12). Los resultados de ambos estudios son similares; la contingencia doble ERN-CAJ evolucionaría en sobrecarga sobre el autotransformador de ERN.

Conviene señalar que si bien el sistema es transitoriamente estable, podría ser dinámicamente inestable ya que se observan oscilaciones severas en la posición angular de rotores alejados; en general, se observa una transmisión retardada del disturbio a los sistemas eléctricos de los países vecinos, lo que impondría fuertes requerimientos sobre los subsistemas de control de voltaje, y velocidad para estabilizar el sistema.

Se procedió luego a combinar tres corridas de estabilidad utilizando como predisturbio las condiciones de carga máxima de verano/97, una para cada alternativa, tanto para las fallas Arenal-Barranca como para las de Barranca-La Caja (véanse los gráficos 13 al 36).

Para la alternativa 2X636+CS se efectuaron dos corridas de estabilidad comparativas: a) concentrar la compensación serie en Cd. Quesada, y b) distribuyendo la compensación serie en dos bancos, uno en Cd. Quesada para compensar la línea hacia Arenal, y el otro en medio de la línea Toro-San Miguel, (véanse los gráficos 37 al 44). Como se observa en dichos gráficos, los resultados para ambas variantes son casi iguales, por lo que, en caso de seleccionar esta alternativa, sería atractivo, por razones económicas, concentrar la compensación serie en un solo banco en Cd. Quesada. El modelo de carga utilizado para estos dos estudios fue 100% corriente constante.

Se efectuaron dos corridas de estabilidad para evaluar el impacto de la compensación paralelo del anillo metropolitano. Como se observa en los gráficos 45 al 47, también se obtienen beneficios en la estabilidad transitoria proveniente de la compensación paralelo fija en subestaciones del anillo metropolitano.

Debido a que el problema predominante es la sobrecarga en el banco de Barranca, se simuló la acción de un esquema de disparo automático de generación (DAG), actuando sobre la generación del norte (Arenal y Corobici) (véanse los gráficos del 48 al 52). Dichos gráficos representan cuatro corridas de estabilidad, combinando los resultados sin DAG y con tres niveles de generación disparada. Como se observa de estos resultados, es poco el impacto de ese control de emergencia para disminuir la sobrecarga en el autotransformador de Barranca.

Se efectuaron otros estudios para 1997, evaluando distintos aspectos, entre los que cabe mencionar: a) la influencia de las interconexiones sobre la estabilidad transitoria; b) la respuesta del sistema ante distintos modelos de carga; c) el comportamiento del sistema ante fallas trifásicas en el anillo, tanto en 34.5 como en 138 kV, y d) comportamiento transitorio del sistema considerando SMG-RMO, con transferencia de 50 MW hacia Panamá. Este grupo de estudios no se incluye en este informe; sin embargo, los profesionales participantes disponen de los resultados.

Finalmente, en los gráficos 53 a 60 se presentan algunos resultados de corridas de estabilidad del año 2000, prevaleciendo el problema de sobrecarga en el autotransformador de Barranca, ante la doble contingencia ERN-CAJ para las tres opciones de refuerzo a la transmisión complementaria, del norte a la meseta central de Costa Rica.

Verano, carga media/87

Resultados de estabilidad transitoria considerando como predisturbio las condiciones de carga media de verano/87.

Se supone falla en Barranca-230 y se libera en seis ciclos abriendo una línea BRN-CAJ; luego, seis ciclos después se supone el disparo (por la posible sobrecarga) del autotransformador de Barranca.



Gráfico 1

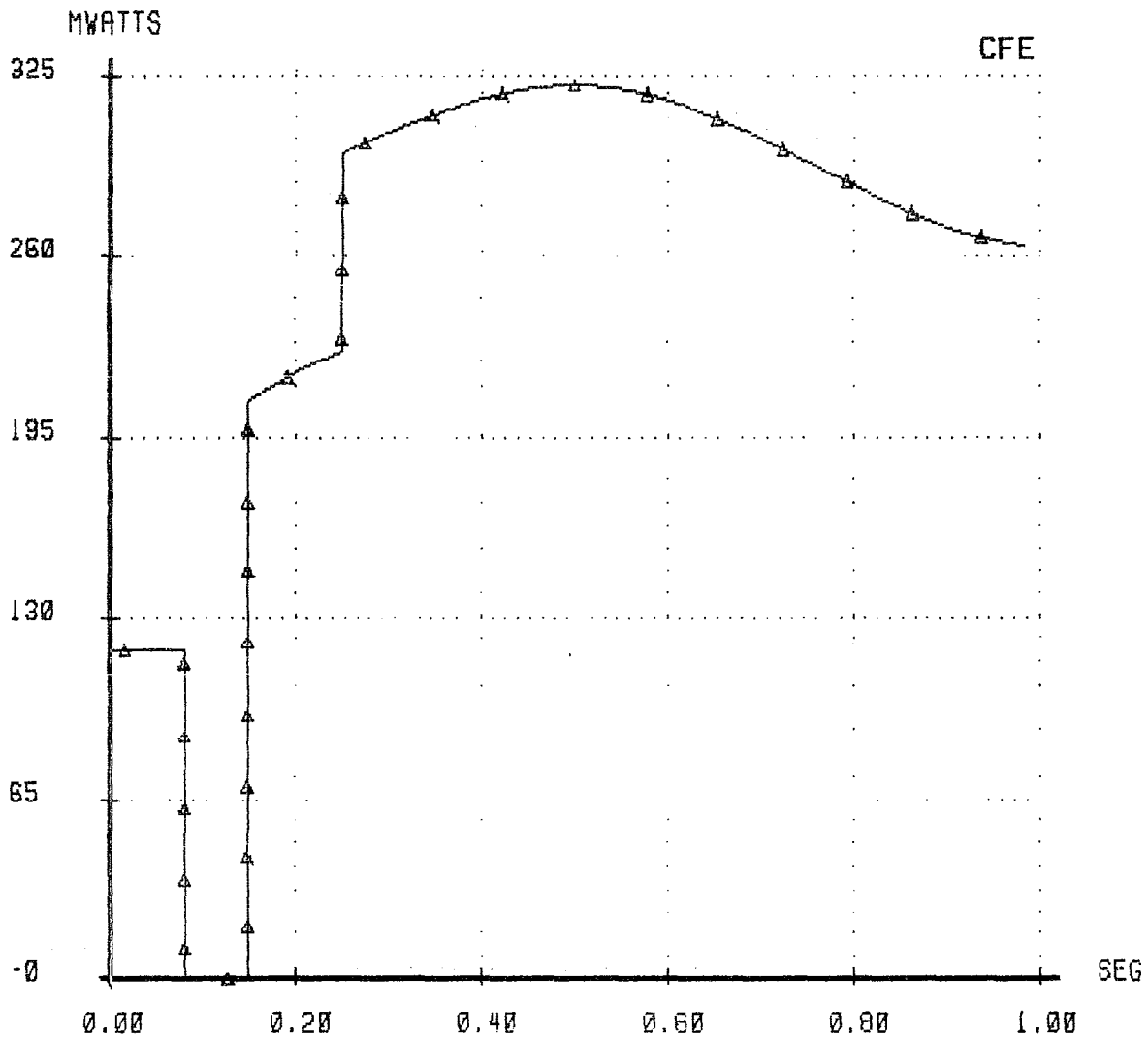
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* MEDIA 1987. FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230KV LIBERADA EN 4 CICLOS  
\*\* CON UNA LINEA BRN-CAJ. DESPUES DE 6 CICLOS SE DISPARA EL AUTO BRN

BRN-230 -> CAJ-230



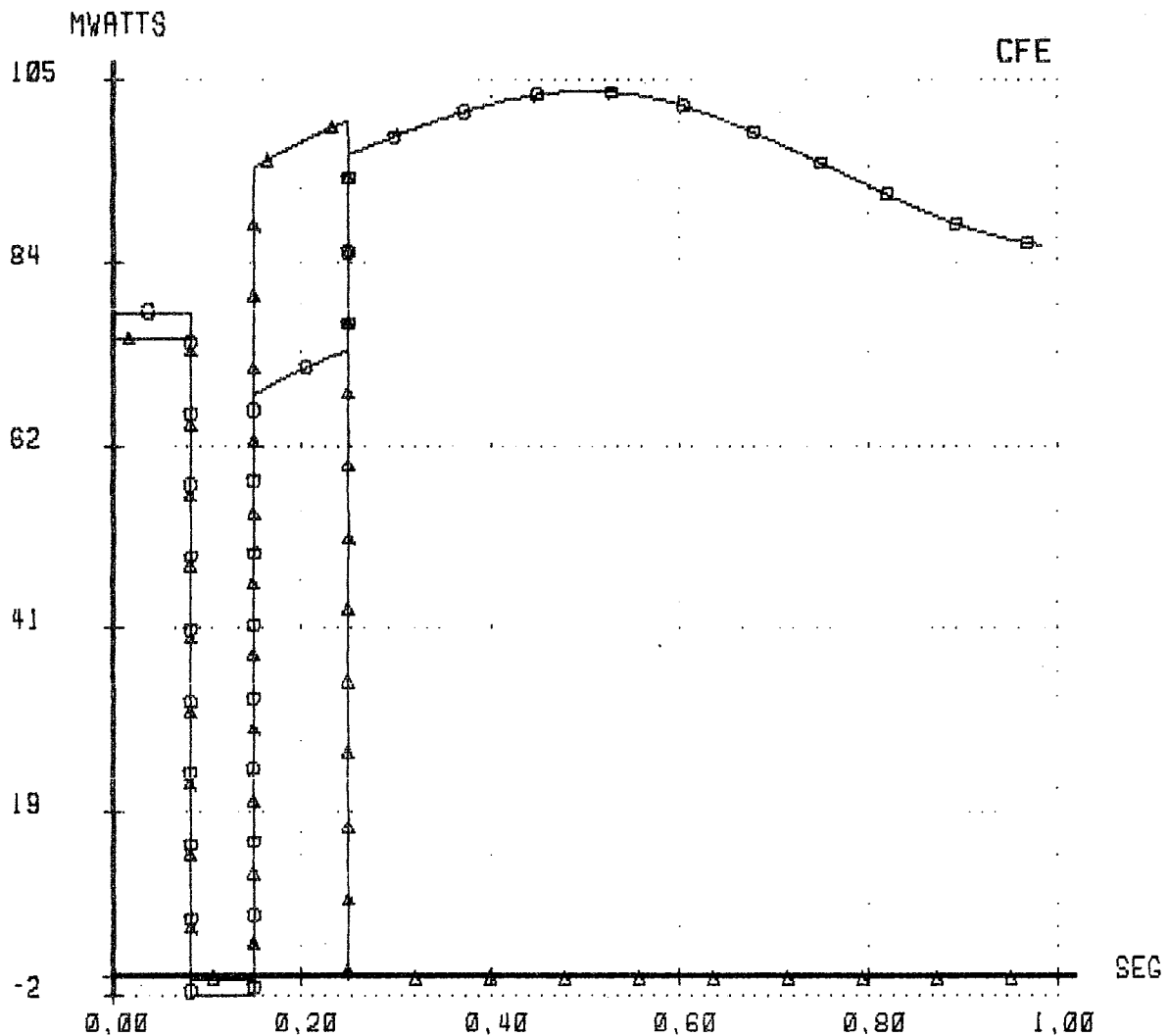
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* MEDIA 1987. FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230KV LIBERADA EN 4 CICLOS  
\*\* CON UNA LINEA BRN-CAJ. DESPUES DE 6 CICLOS SE DISPARA EL AUTO BRN

△-△-△-△-△ BRN-230 → BRN-138  
○-○-○-○-○ CAJ-230 → CAJ-138



Carga máxima de verano/97 para las alternativas 2\*636 y 1C-795  
(antes de incorporar los refuerzos).

Se supone falla trifásica en BRN-230 liberada con apertura de las dos líneas BRN-CAJ. Se comparan dos corridas de estabilidad: i) para la opción 2\*636 y ii) para la alternativa 1C-795; o sea, antes de que entren los capacitores serie o el segundo circuito respectivamente.

Gráfico 3

CFE-CENACE  
 DID

RESULTADOS GRAFICOS  
 DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
 30/JUL/87

\*\* POSICION ANGULAR DE CACHI Y ARENAL PARA FALLA EN BARRANCA 230 KV  
 \*\* COMPARACION DE LAS OPCIONES 2\*636 Y 1C-795 PARA 1997. MAX. VERANO

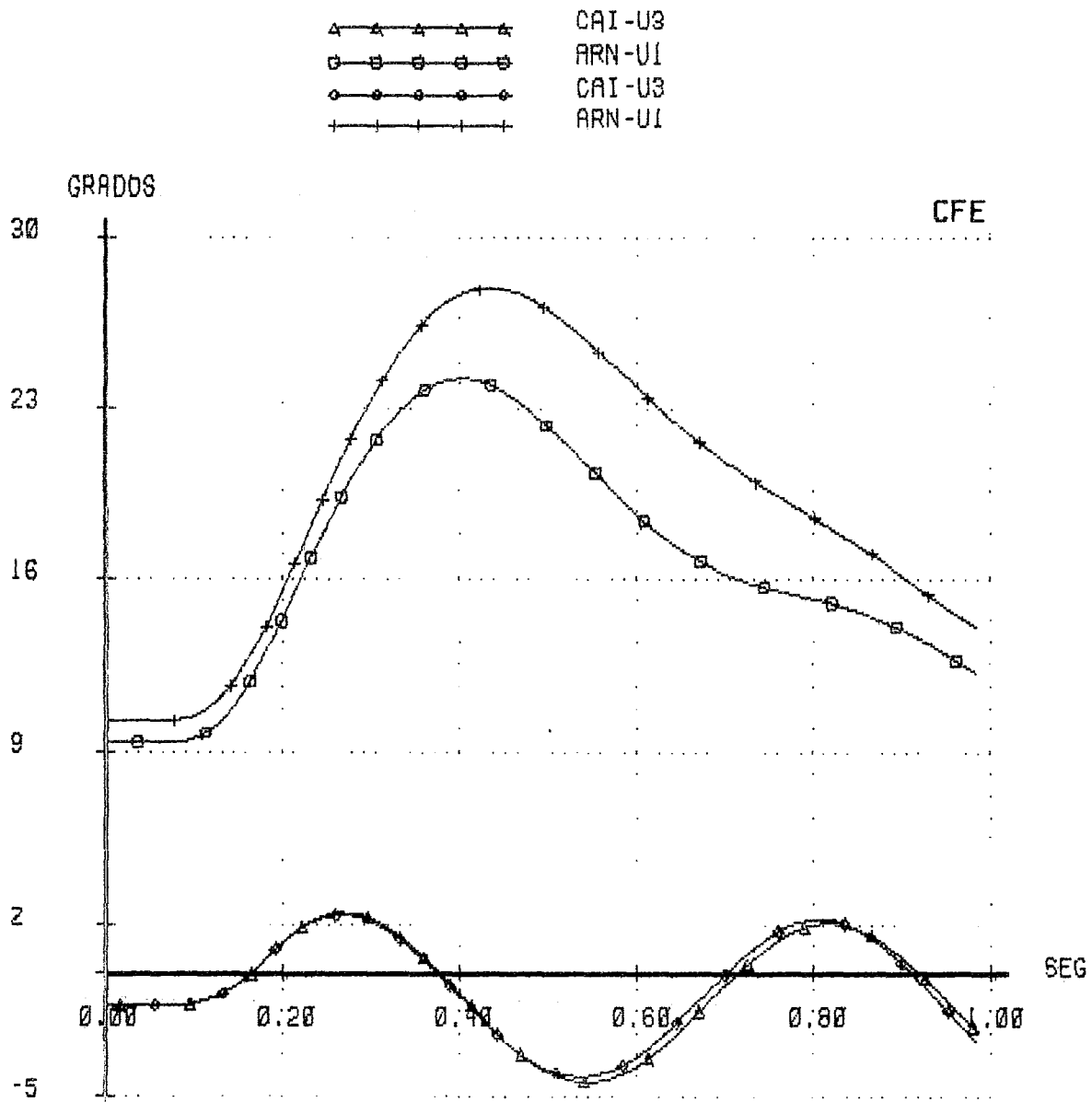


Gráfico 4

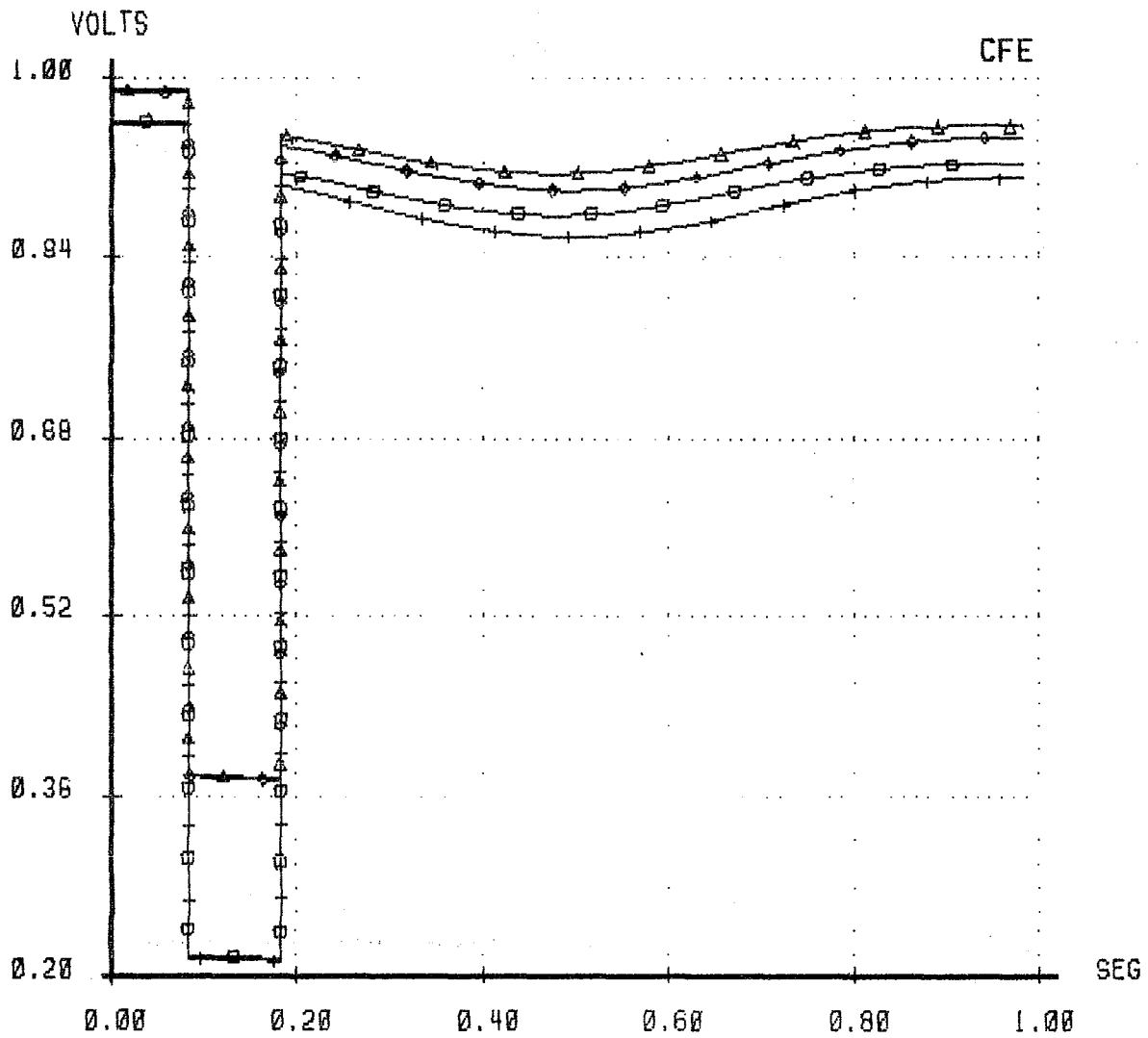
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI  
31/JUL/87

\*\* VOLTAJES EN NODOS 138 Y 230 KV . FALLA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2\*638 .VRS. 795

△-△-△-△-△-△ DES-138  
□-□-□-□-□-□ CAJ-230  
◇-◇-◇-◇-◇-◇ DES-138  
+--+--+--+--+ CAJ-230



k brn

Gráfico 5

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
31/JUL/87

\*\* FLUJO DE MWATTS EN EL AUTO DE BARRANCA . FALLA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2\*636 .VRS. 795

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138  
○-○-○-○-○ BRN-230 -> BRN-138

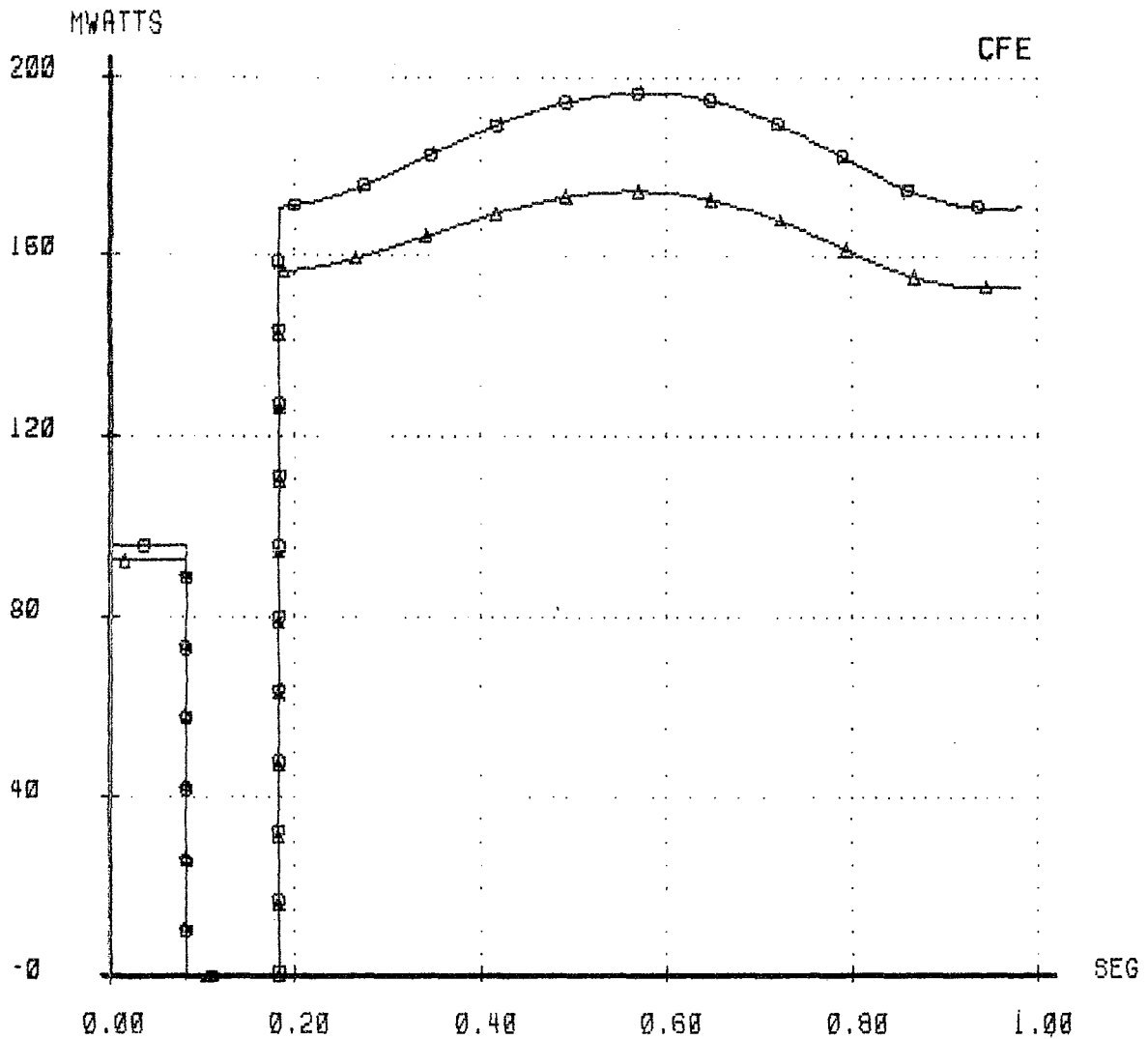


Gráfico 6

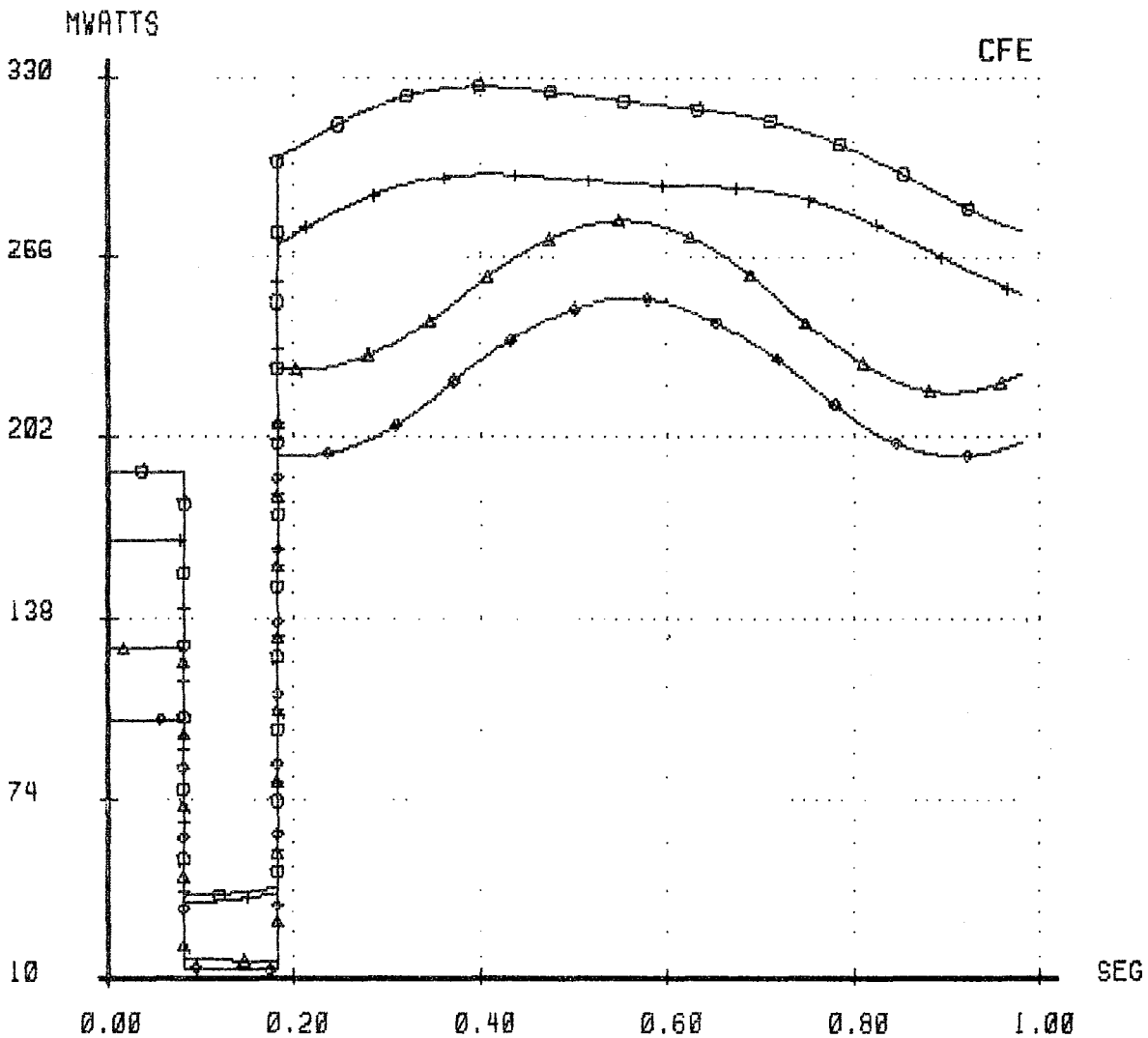
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
31/JUL/87

\*\* FLUJO DE MWATTS EN LINEA ALTERNA . FALLA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* ANALISIS DEL CONDUCTOR DE LA LINEA ALTERNA 2\*636 .VRS. 795

△-△-△-△-△	ARN-230	->	COS-230
□-□-□-□-□	TDR-230	->	SMG-230
◇-◇-◇-◇-◇	ARN-230	->	COS-230
+--+--+--+	TDR-230	->	SMG-230



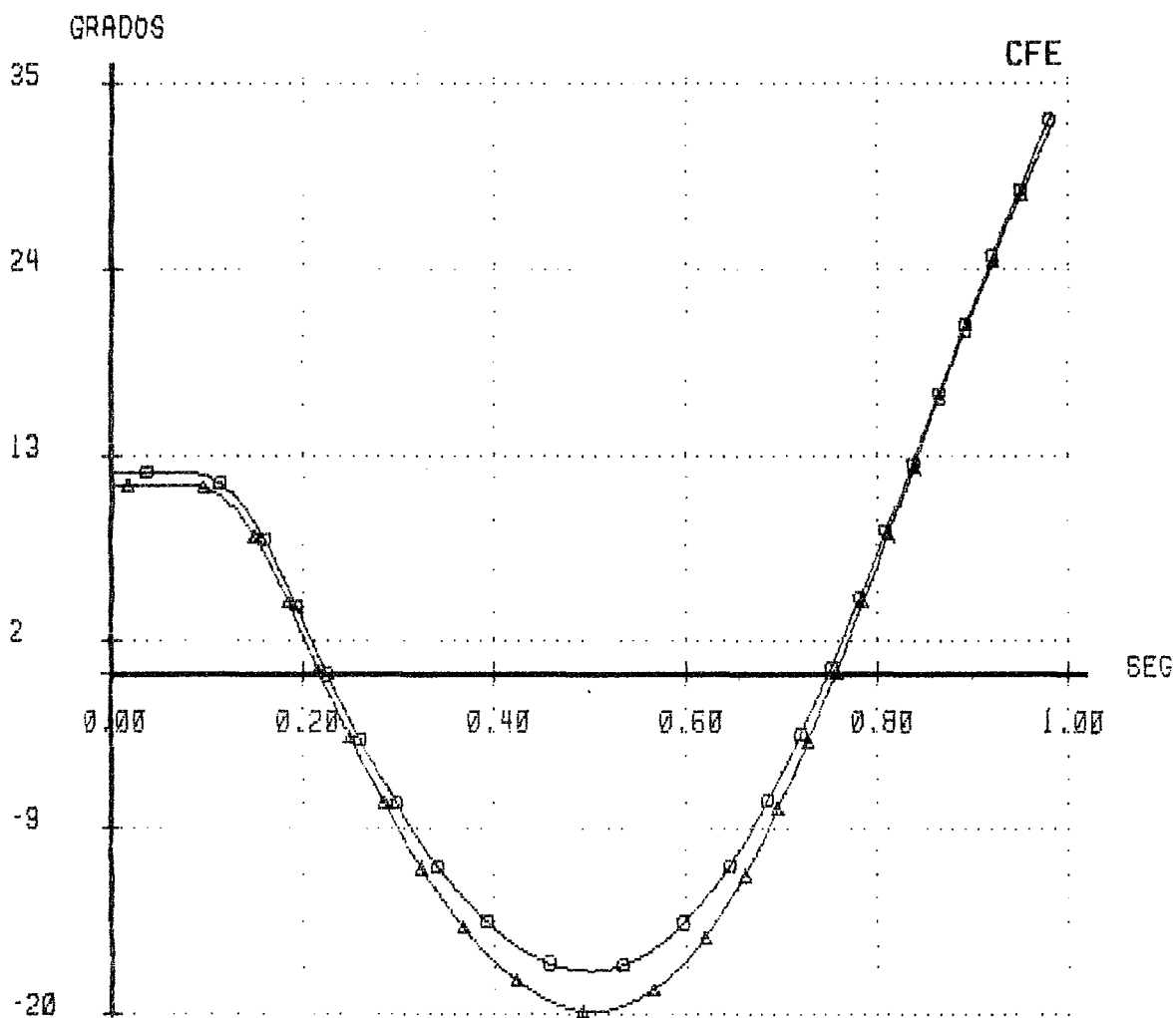
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI  
31/JUL/87

\*\* POSICION ANGULAR DE CAJON .VRS. R.MACHO. FALLA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* ANALISIS DE CONDUCTORES 2\*636 .VRS. 795

△-△-△-△-△ CJN-UI  
□-□-□-□-□ CJN-UI





Carga media de verano/97

Se compara el comportamiento de las alternativas para los refuerzos 2\*636 y 1C-795; o sea, antes de agregar la compensación serie o el segundo circuito ARN-SMG para la falla en BRN-230 liberada con disparo de las dos líneas BRN-CAJ.

Observese que el caso 1C-795 sirve para evaluar el comportamiento del sistema -antes de incorporarle los refuerzos- de las alternativas 2C-795 y 1C-795+BRN-SMG.

Se parte como condiciones de predisturbio de la carga media de verano/97.

OK, k angl

Gráfico 8

CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* POSICION ANGULAR DE CACHI Y ARENAL PARA FALLA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* ANALISIS DEL CONDUCTOR DE LA LINEA ALTERNA 2\*836 .VRS. 795. MED.VER

▲-▲-▲-▲-▲ CAI-U3  
 ○-○-○-○-○ ARN-UI  
 ◊-◊-◊-◊-◊ CAI-U3  
 +--+--+--+ ARN-UI

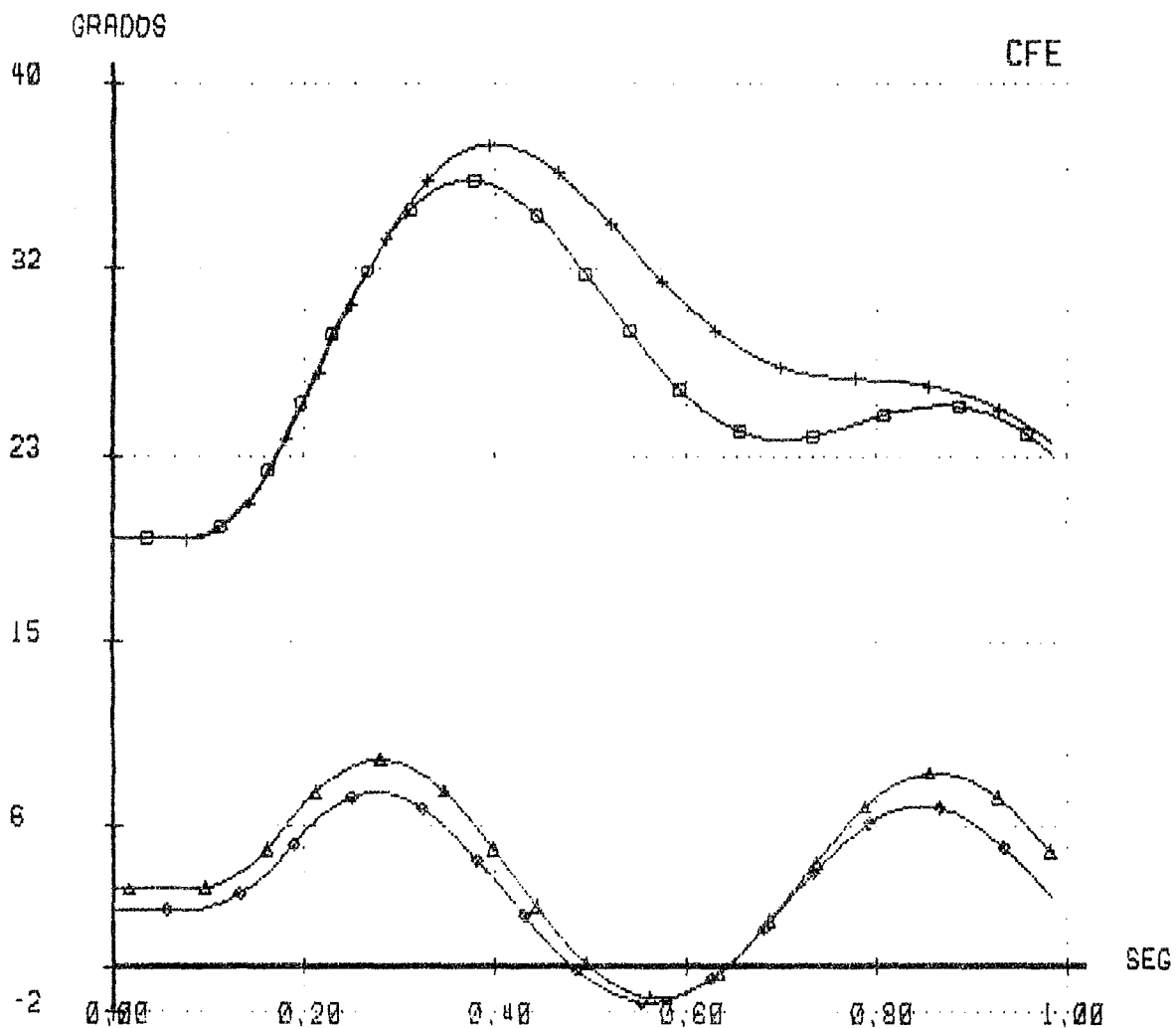


Gráfico 9

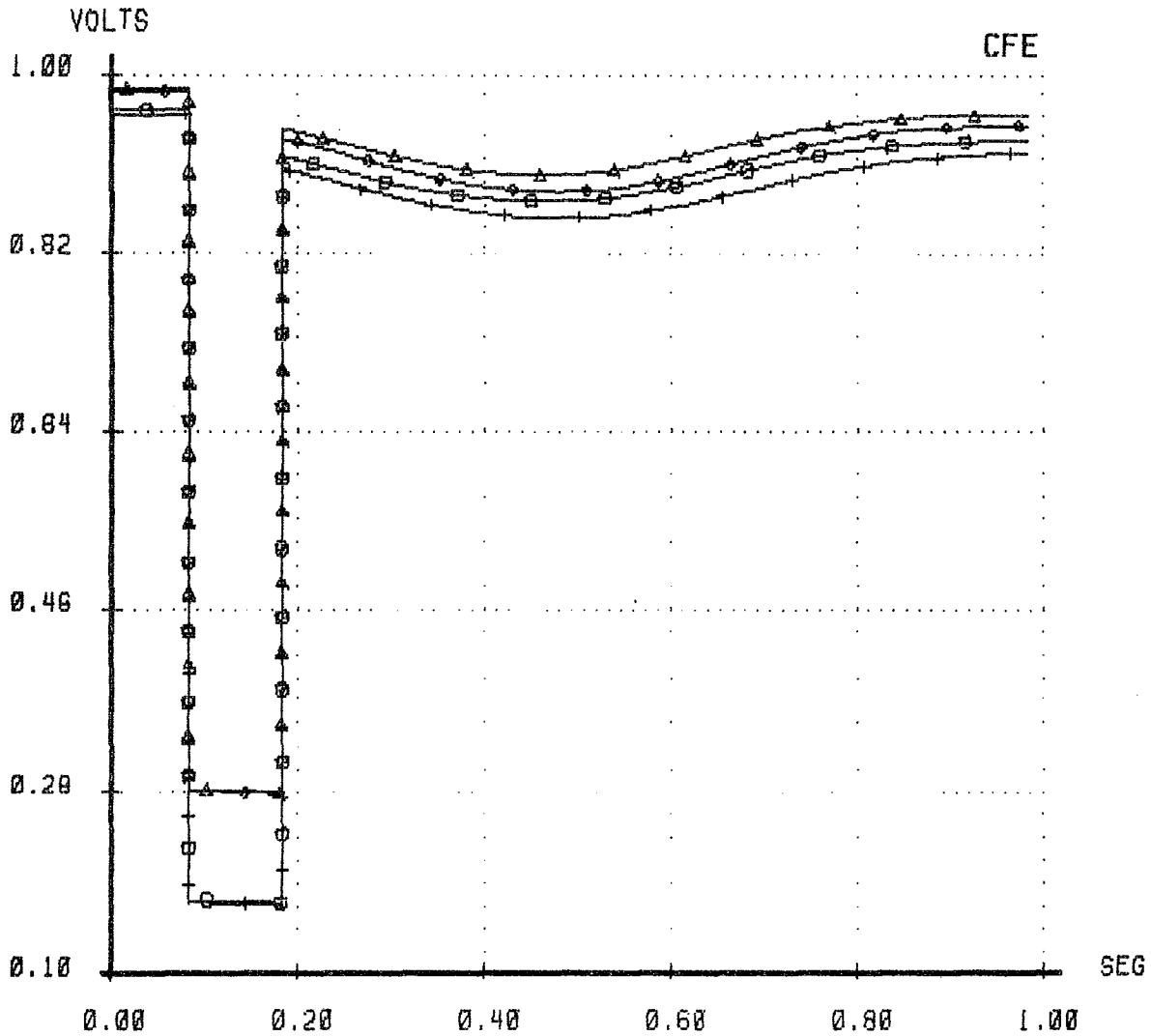
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* VOLTAJE EN NODOS DE 138 Y 230 KV PARA FALLA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2\*630 .VRS. 795. MED.

▲-▲-▲-▲-▲-▲ DES-138  
□-□-□-□-□-□ CAJ-230  
○-○-○-○-○-○ DES-138  
+--+--+--+--+ CAJ-230



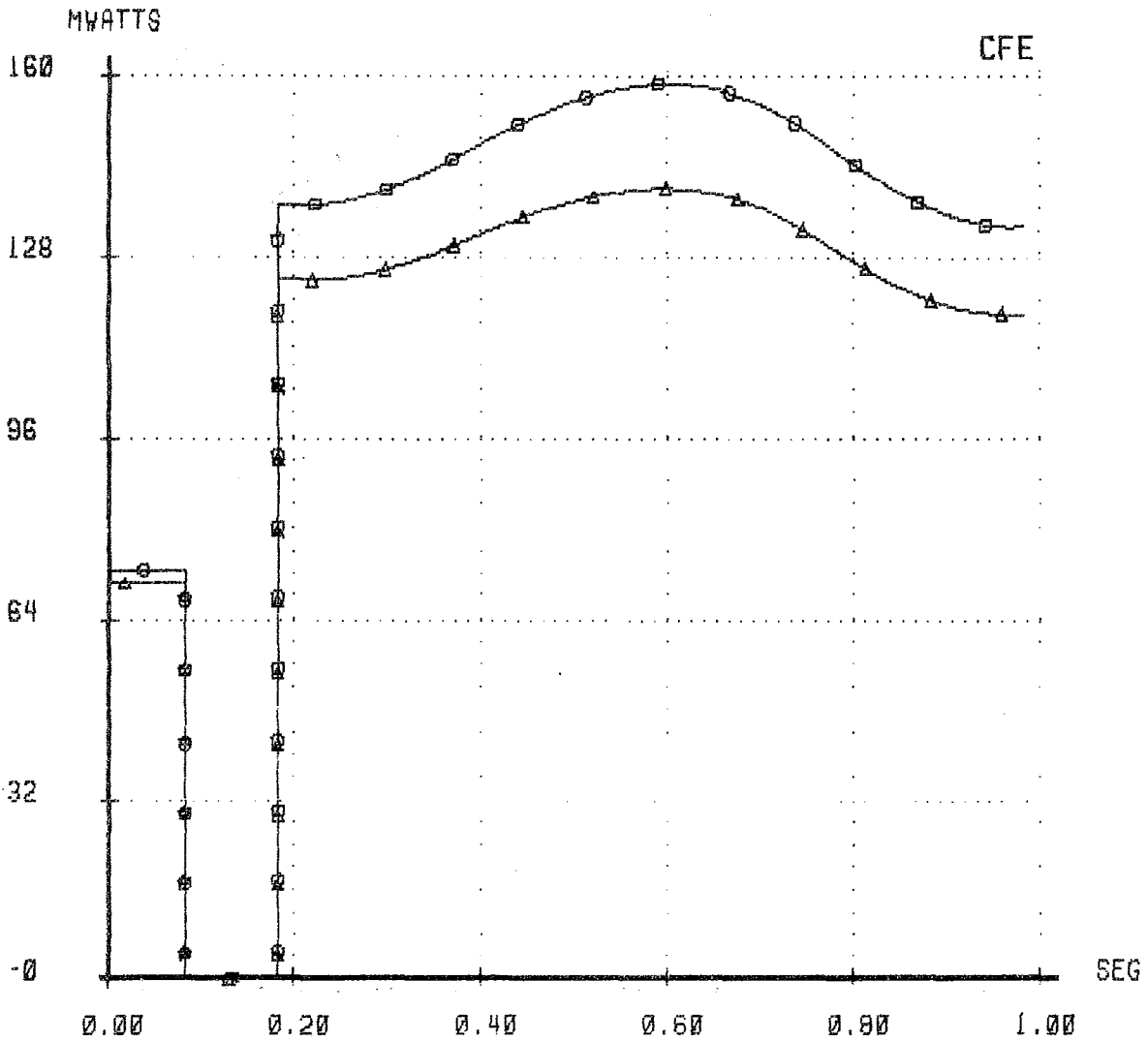
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* FLUJO DE MWATTS EN EL AUTO DE BARRANCA PARA FALLA EN BARRANCA 230K  
\*\* ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2\*636 .VRS. 795. MED.

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138  
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138



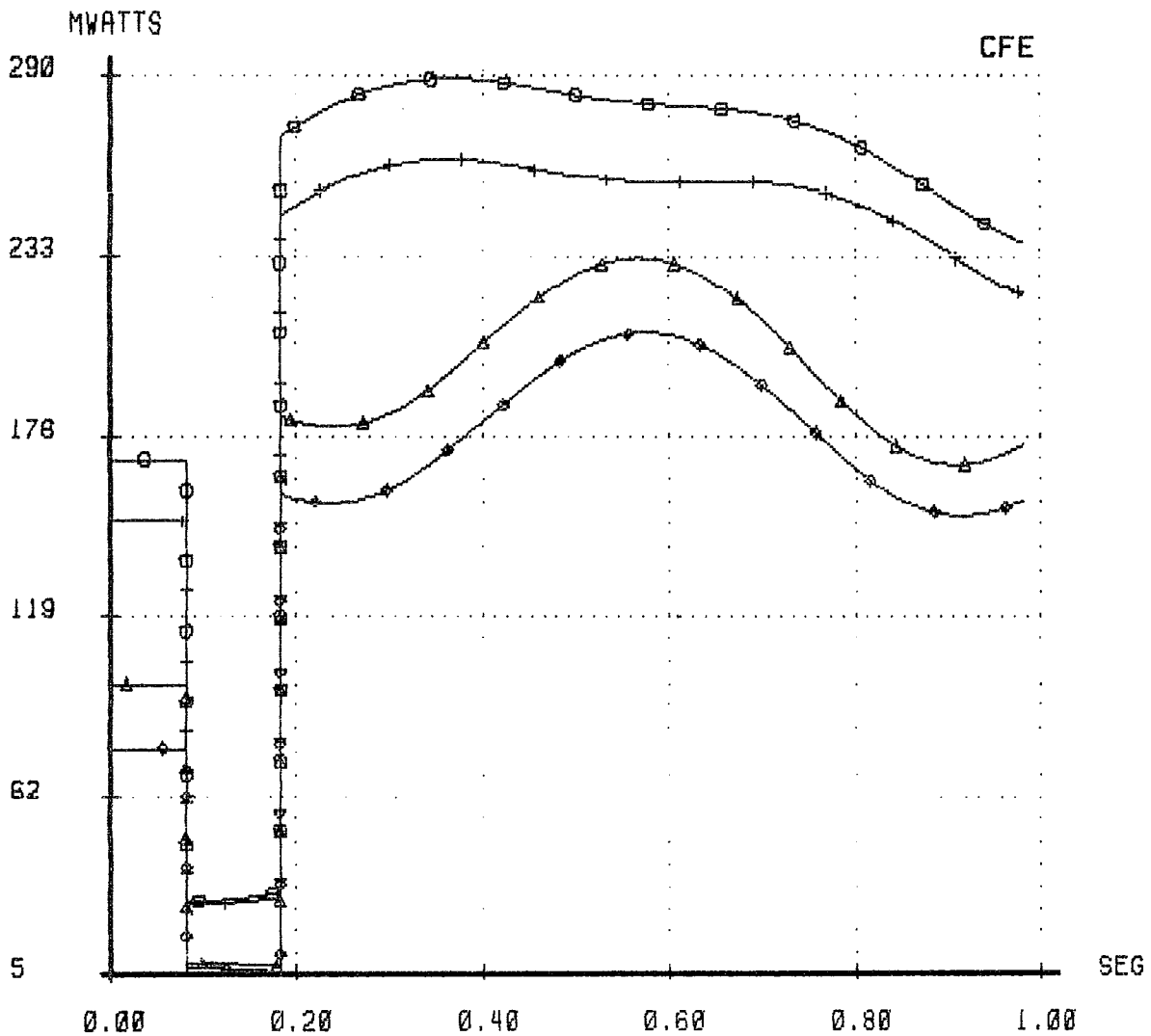
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* FLUJO DE MWATTS EN LINEA ALTERNA PARA FALLA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2\*636 .VRS. 795 MED.V.

△-△-△-△-△	ARN-230	->	COS-230
○-○-○-○-○	TDR-230	->	SMG-230
◇-◇-◇-◇-◇	ARN-230	->	COS-230
+--+--+--+	TDR-230	->	SMG-230



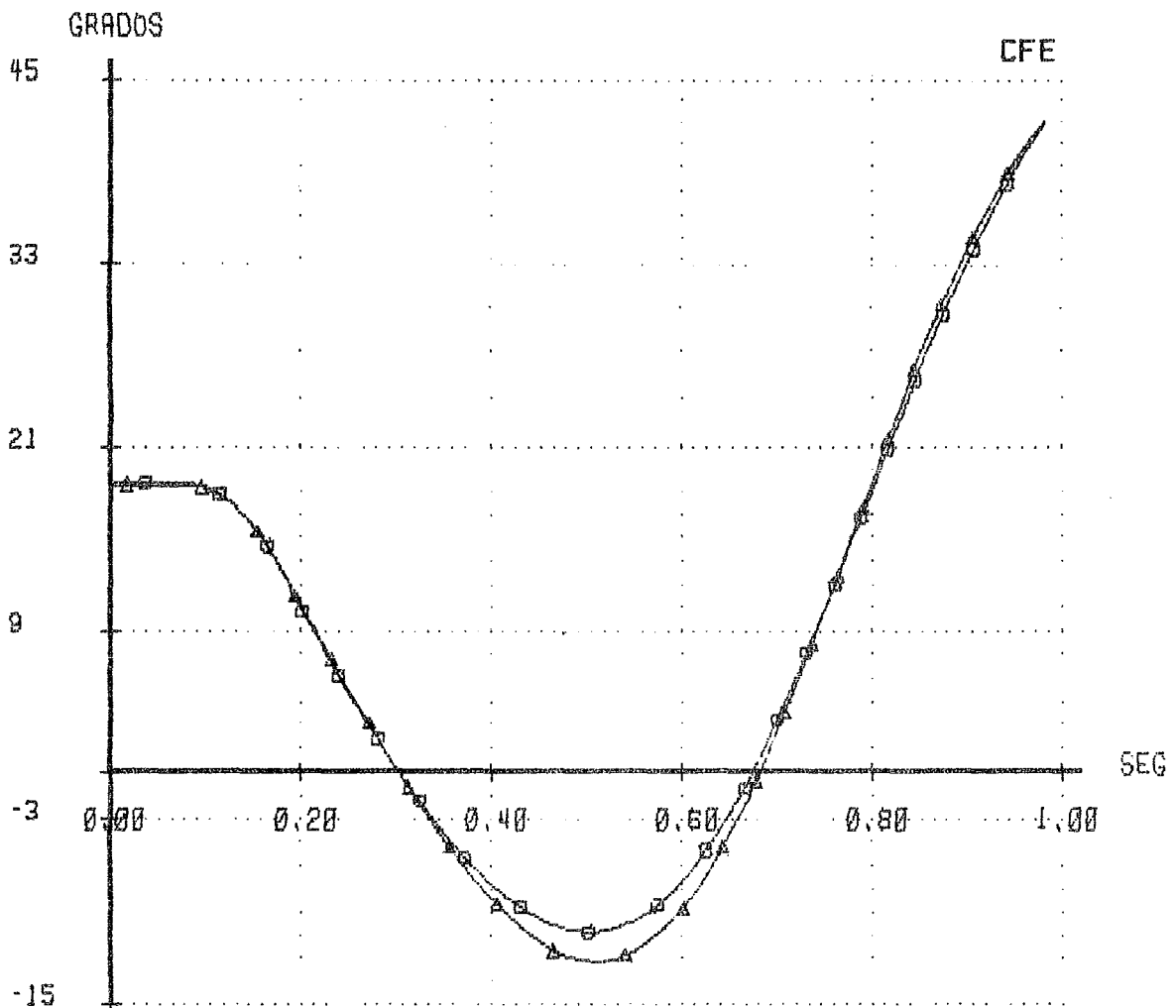
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI  
31/JUL/87

\*\* POSICION ANGULAR DE CAJON .VRS. R.MACHO. FALLA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* ANALISIS DEL CONDUCTOR PARA LA LINEA ALTERNA 2\*636 .VRS. 795 . MED.

△-△-△-△-△ CJN-UI  
□-□-□-□-□ CJN-UI



Comparación de resultados para las tres alternativas de refuerzos a la transmisión alterna:

- a) 2\*636-CS
- b) 2C-795
- c) 1C-795+BRN-SMG

Gráficos 13 al 24 para falla en BRN-230 liberada con disparo de las dos líneas ARN-BRN.

En los gráficos del 25 al 36 se muestran los resultados para falla en BRN-230 liberada con disparo de las dos líneas BRN-CAJ.

Las curvas se presentan en la misma secuencia que se mencionan las tres alternativas.

Gráfico 13

CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* POSICION ALGULAR DE ARENAL UI PARA FALLA EN LINEA ARENA BARRANCA \*\*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 +CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ ARN-UI  
○-○-○-○-○ ARN-UI  
◇-◇-◇-◇-◇ ARN-UI

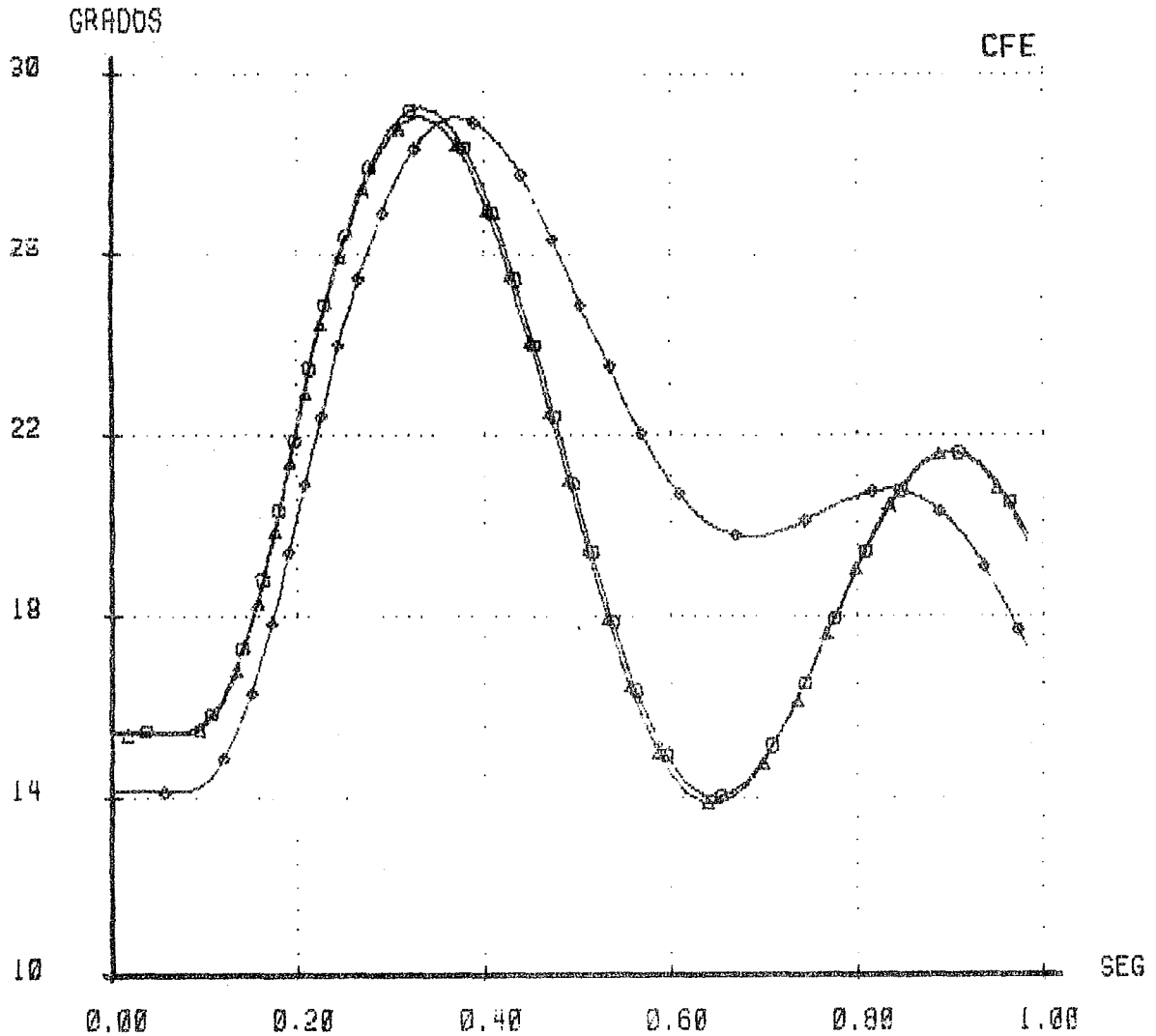




Gráfico 14

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* POSICION ANGULAR DE TORO UI PARA FALLA EN LINEA ARENAL BARRANCA \*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*

△-△-△-△-△ TOR-UI  
□-□-□-□-□ TOR-UI  
○-○-○-○-○ TOR-UI

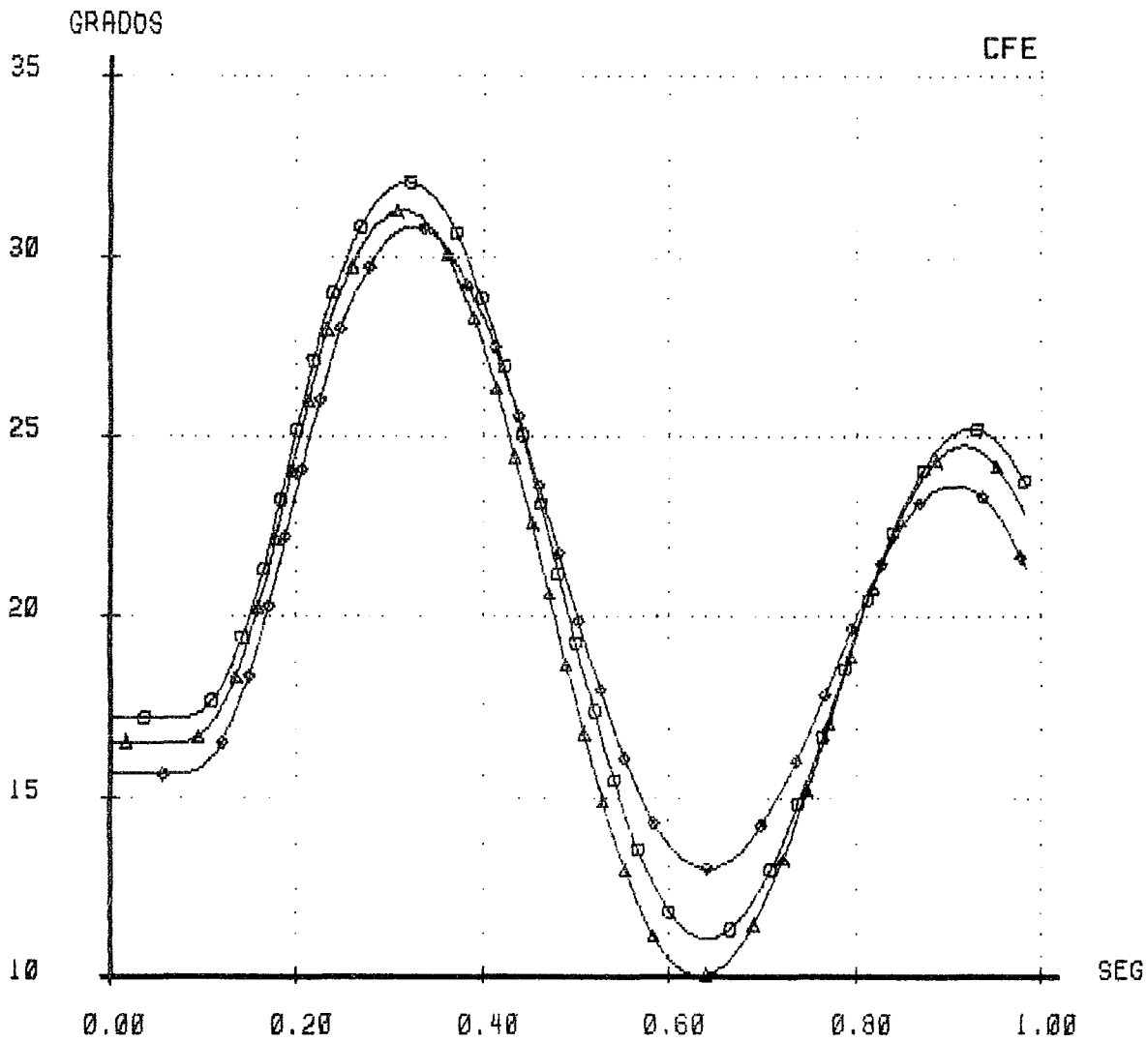


Gráfico 15

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* VOLTAJE EN ARENAL 230 KV PARA FALLA EN LINEA ARENAL BARRANCA \*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y IC-795 + BRN - SMG \*

△-△-△-△-△ ARN-230  
□-□-□-□-□ ARN-230  
○-○-○-○-○ ARN-230

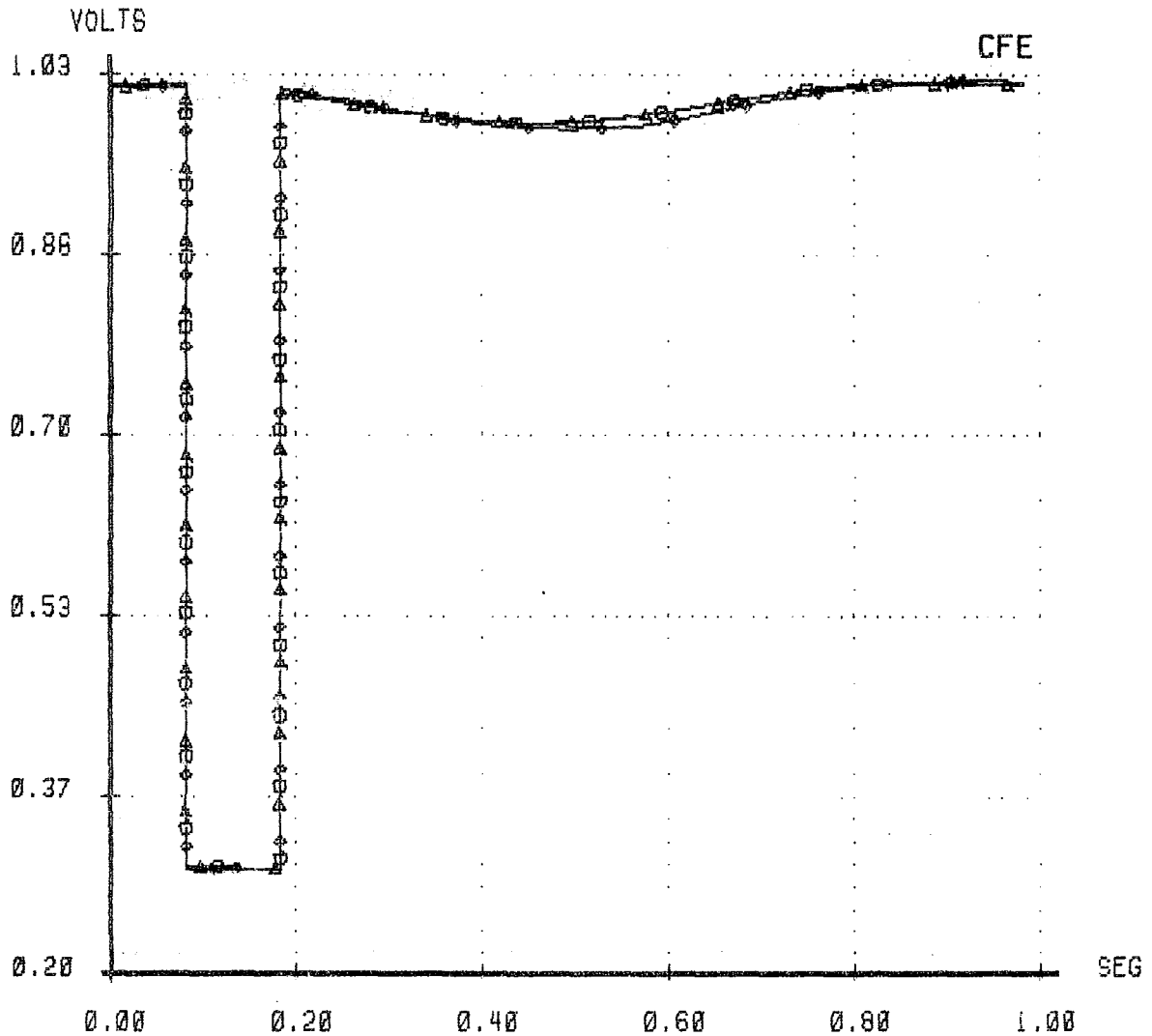


Gráfico 16

CFE - CENACE  
DIDRESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJESSISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* VOLTAGE EN CAJA 230 KV PARA FALLA EN LINEA ARENAL BARRANCA \*\*  
 \*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*638 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ CAJ-230  
 □-□-□-□-□ CAJ-230  
 ○-○-○-○-○ CAJ-230

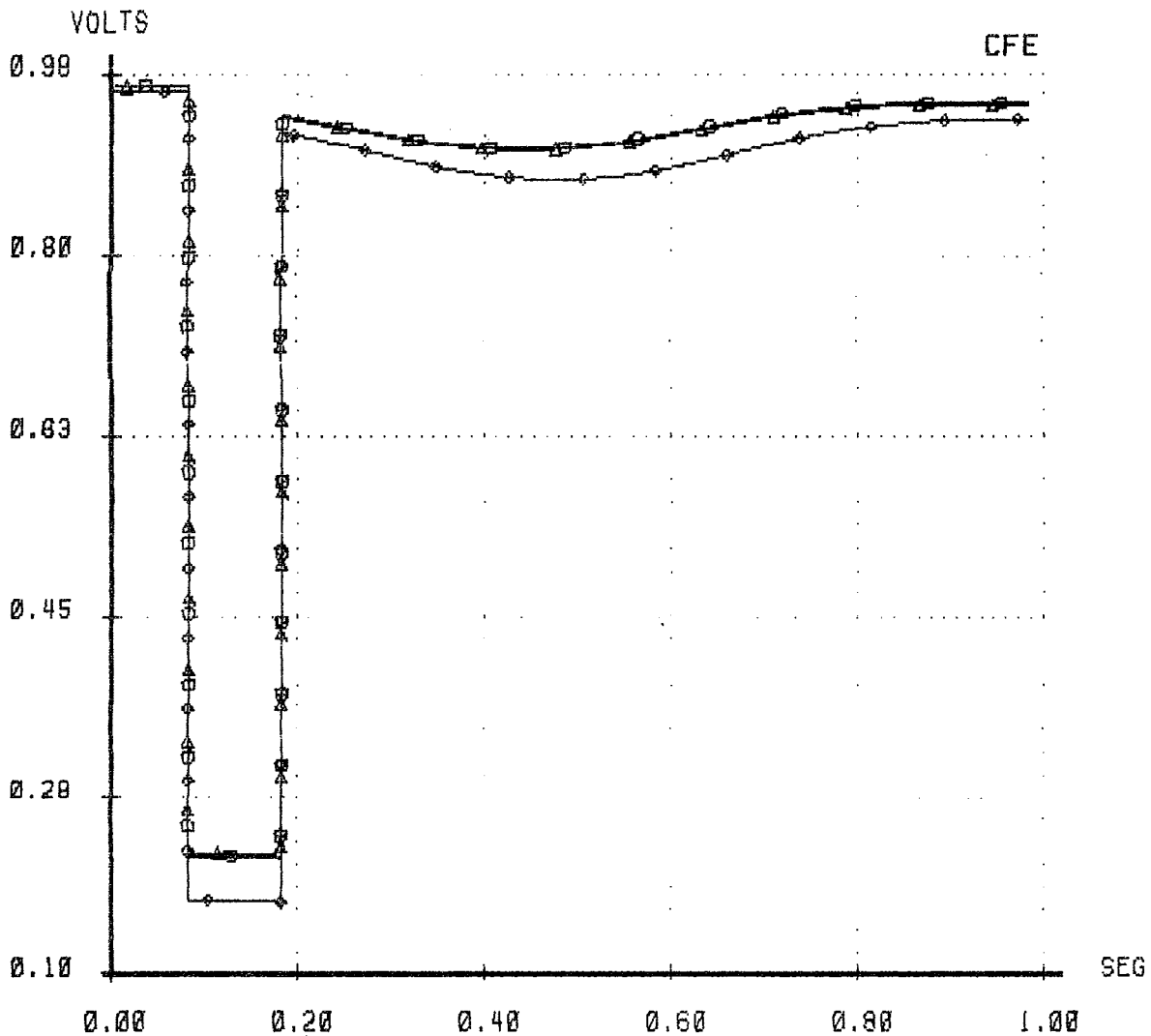


Gráfico 17

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* VOLTAJE EN SABANILLA 138 KV PARA FALLA EN LINEA ARENAL BARRANCA \*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 +CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*

△-△-△-△-△	SAB-138
□-□-□-□-□	SAB-138
◇-◇-◇-◇-◇	SAB-138

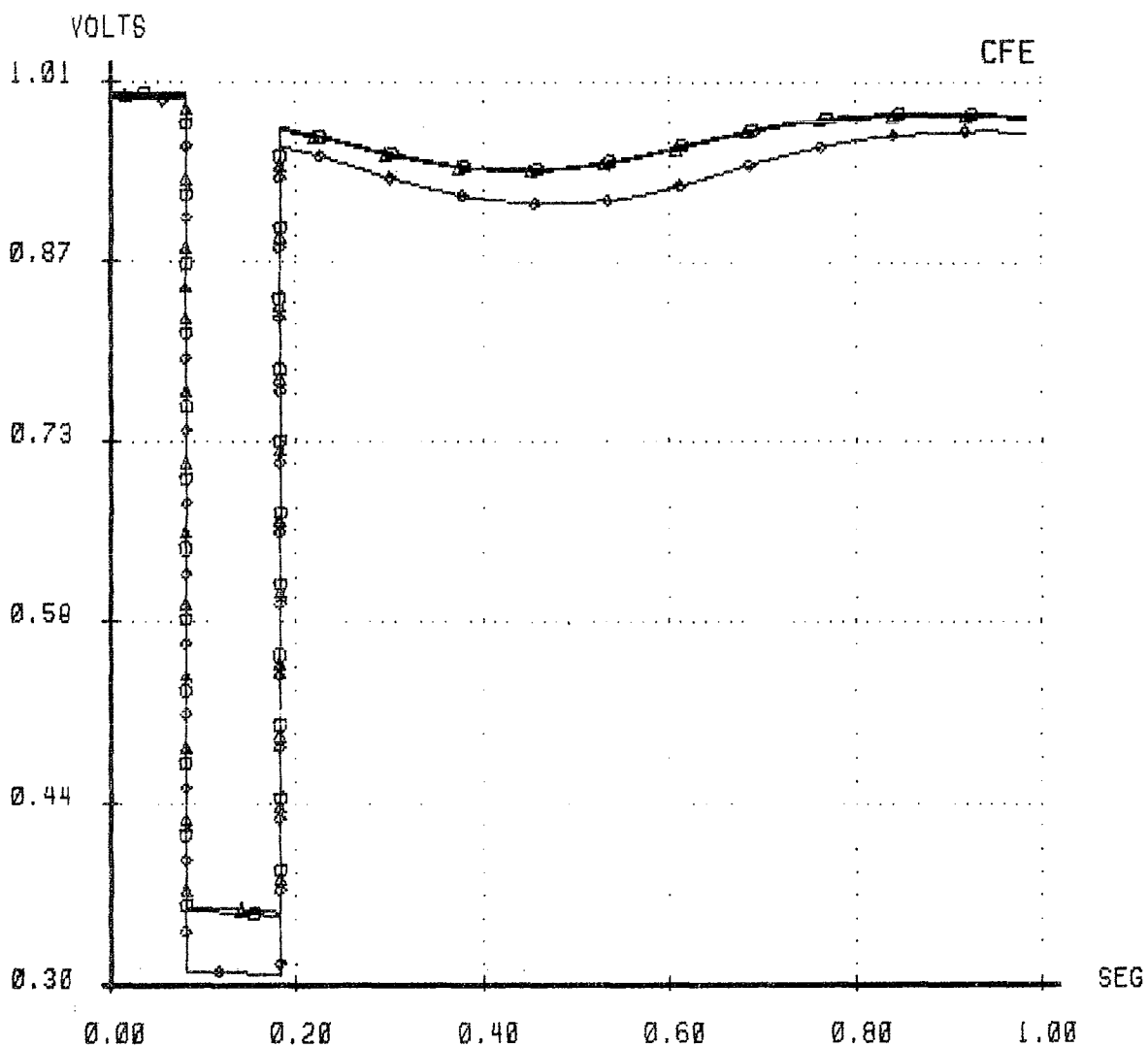


Gráfico 18

CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA ARENAL C.QUESADA , FALLA EN ARENAL BARRANCA  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△	ARN-230	->	COS-CS
□-□-□-□-□	ARN-230	->	COS-230
○-○-○-○-○	ARN-230	->	COS-230

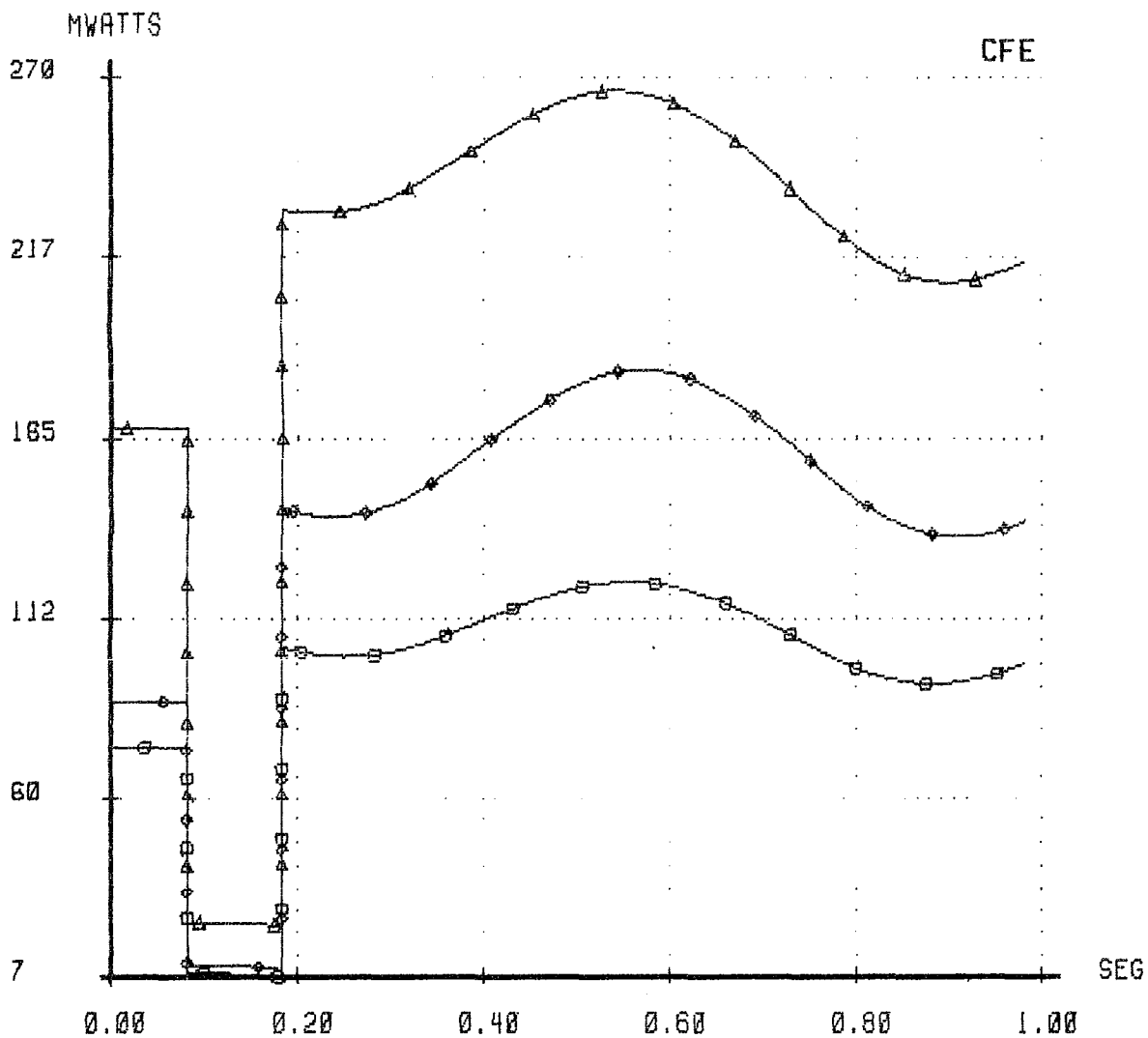


Gráfico 19

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA TORO S.MIGUEL , FALLA EN ARENAL BARRANCA  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BAN - SMG

▲	▲	▲	▲	▲	TDR-230	->	TOR-CS
□	□	□	□	□	TDR-230	->	SMG-230
○	○	○	○	○	TDR-230	->	SMG-230

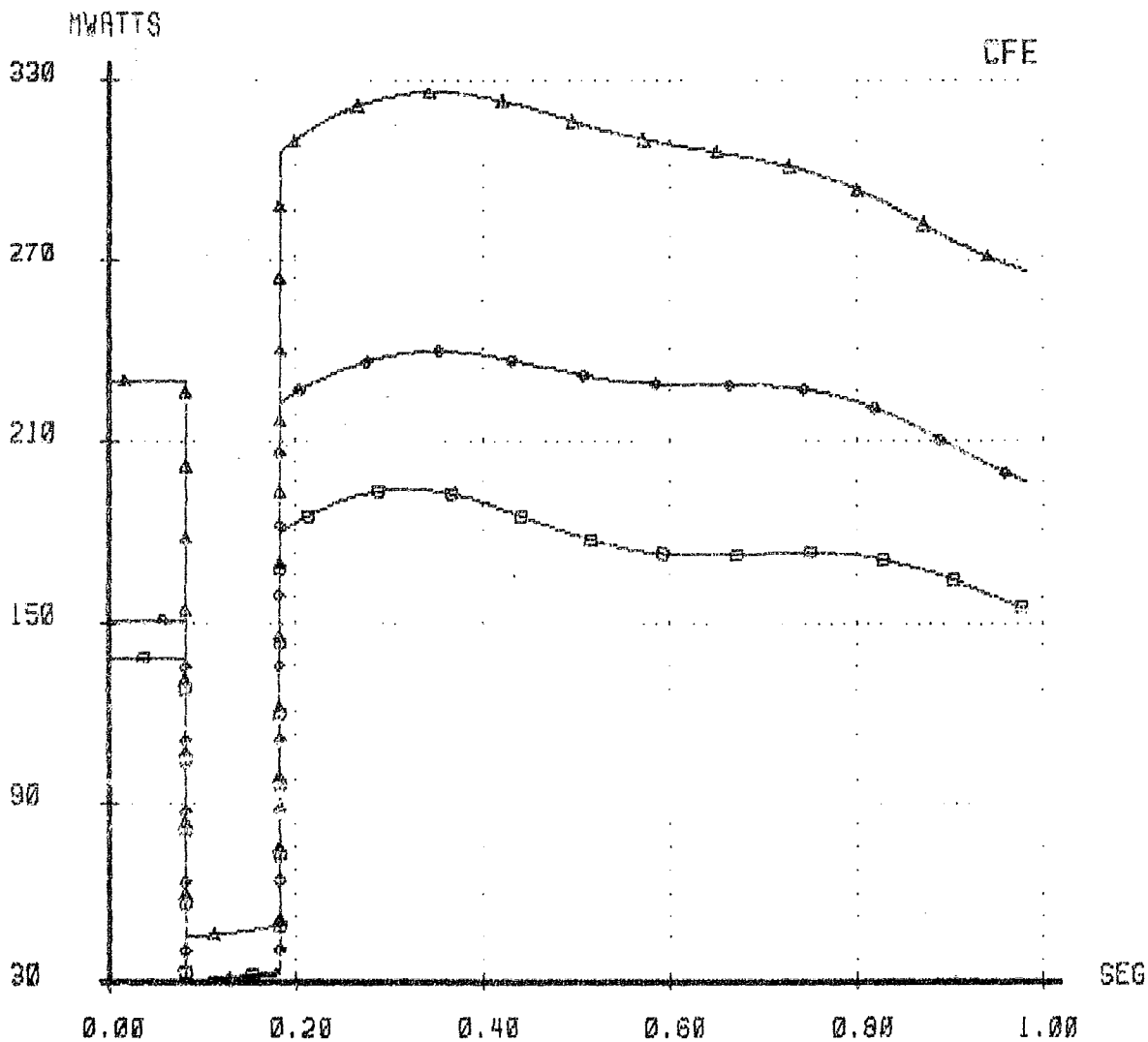


Gráfico 20

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA CANAS BARRANCA , FALLA EN ARENAL BARRANCA  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ CAS-230 -> BRN-230  
□-□-□-□-□ CAS-230 -> BRN-230  
◇-◇-◇-◇-◇ CAS-230 -> BRN-230

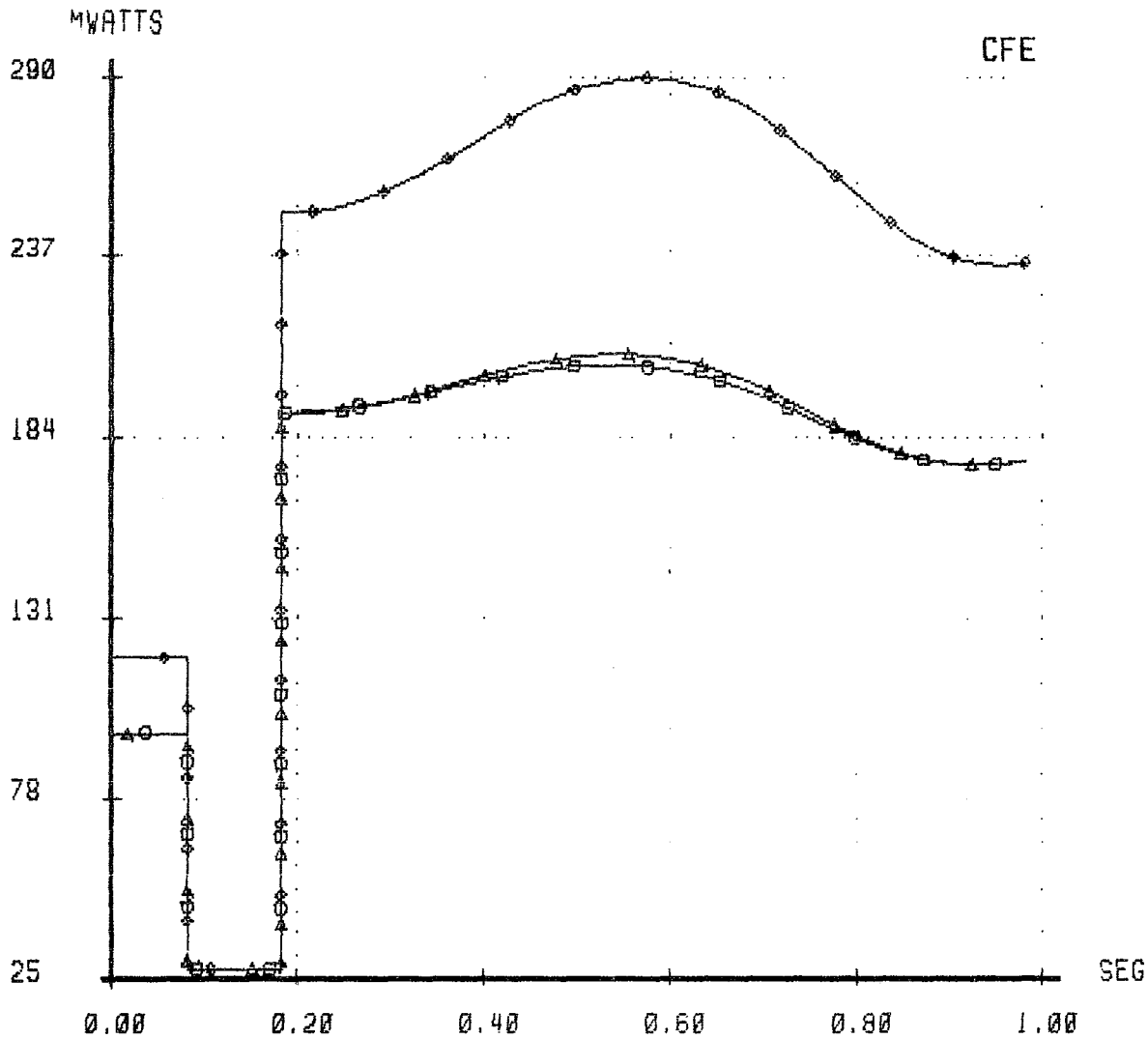


Gráfico 21

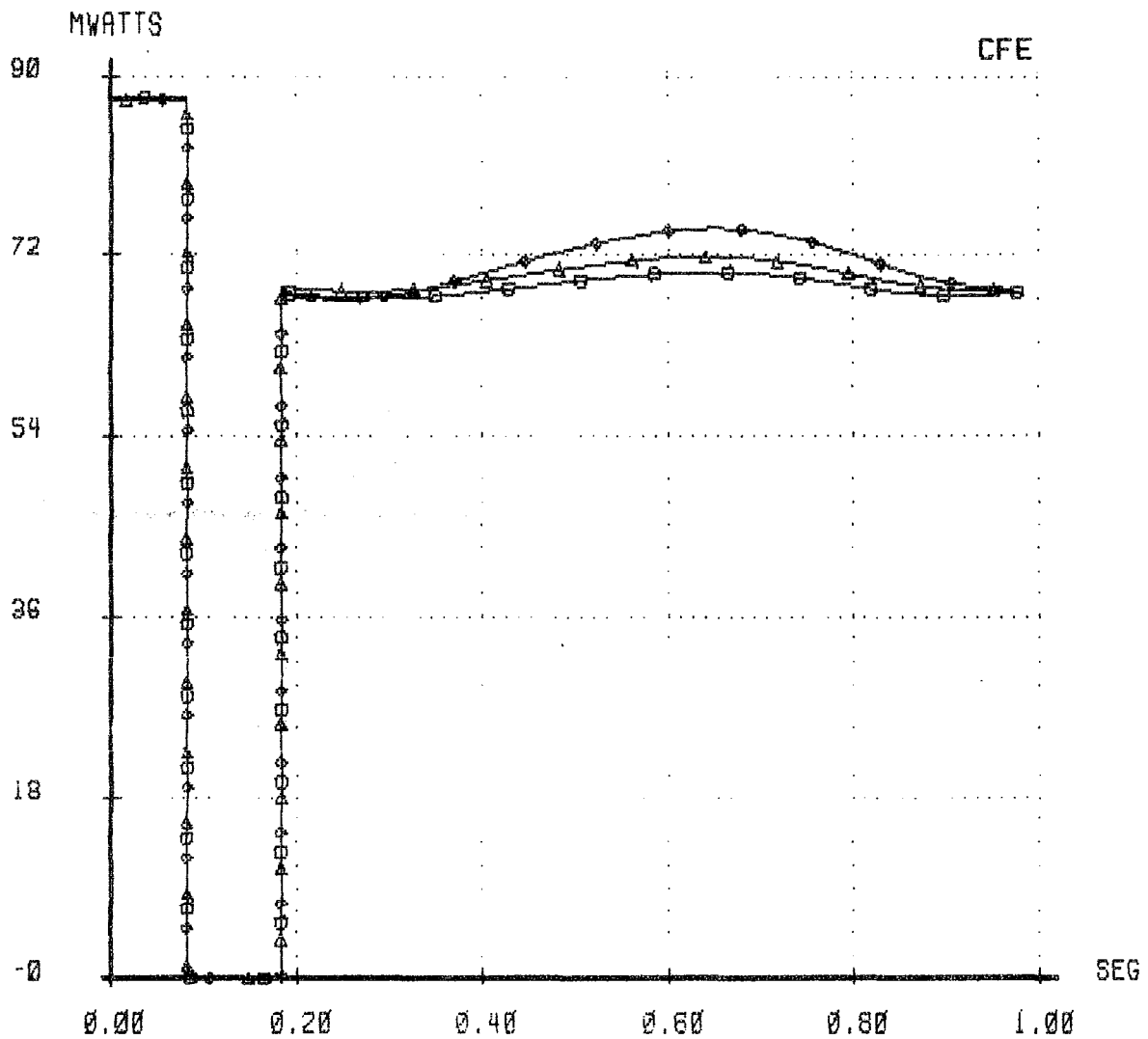
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN EL AUTO DE BARRANCA PARA FALLA EN ARENAL BARRANAC  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138  
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138  
◇-◇-◇-◇-◇ BRN-230 -> BRN-138





CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA R. CLARO PROGRESO , FALLA ARENAL BARRANCA  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-796 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ RCL-230 -> PRO-230  
□-□-□-□-□ RCL-230 -> PRO-230  
◇-◇-◇-◇-◇ RCL-230 -> PRO-230

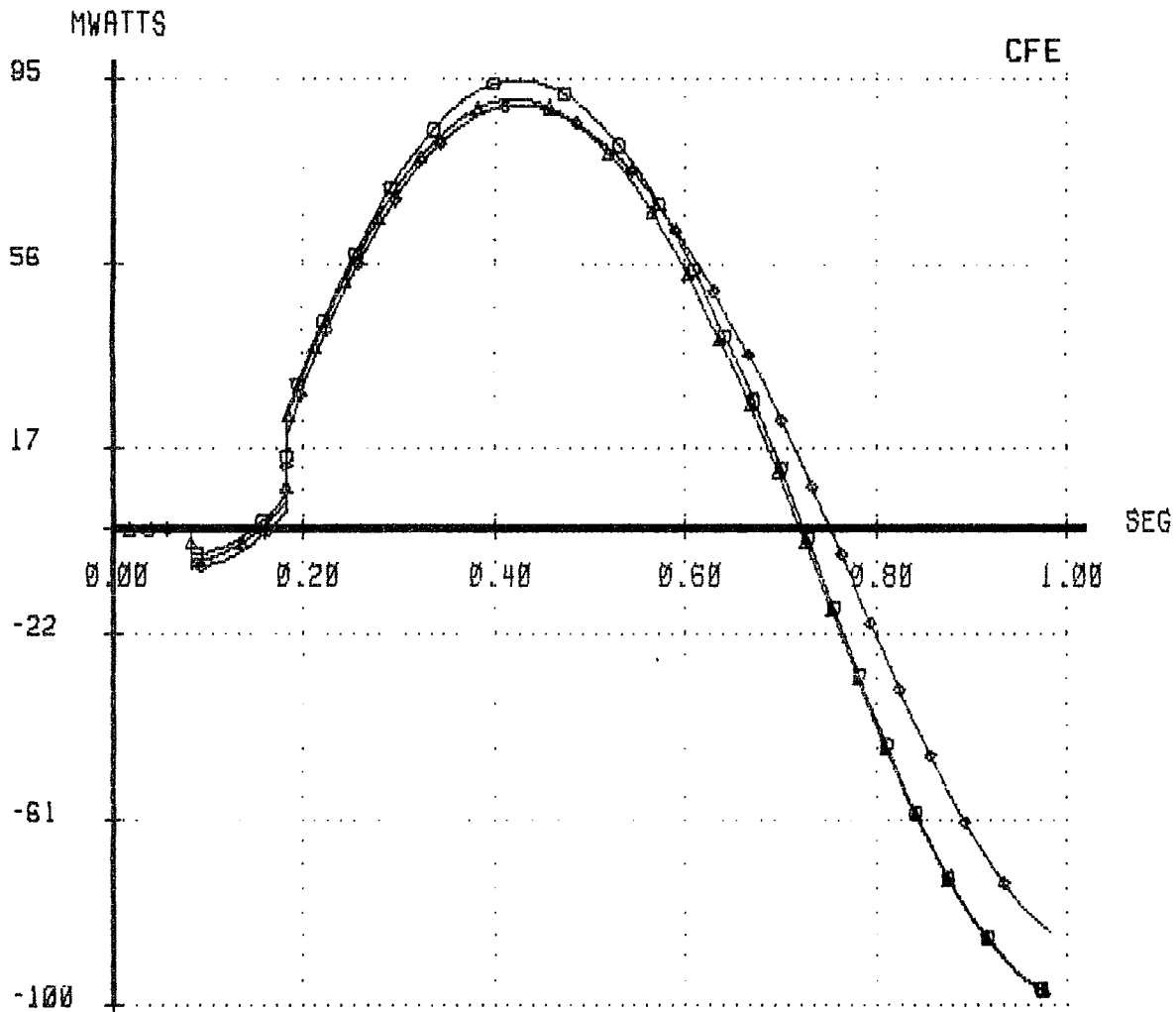


Gráfico 23

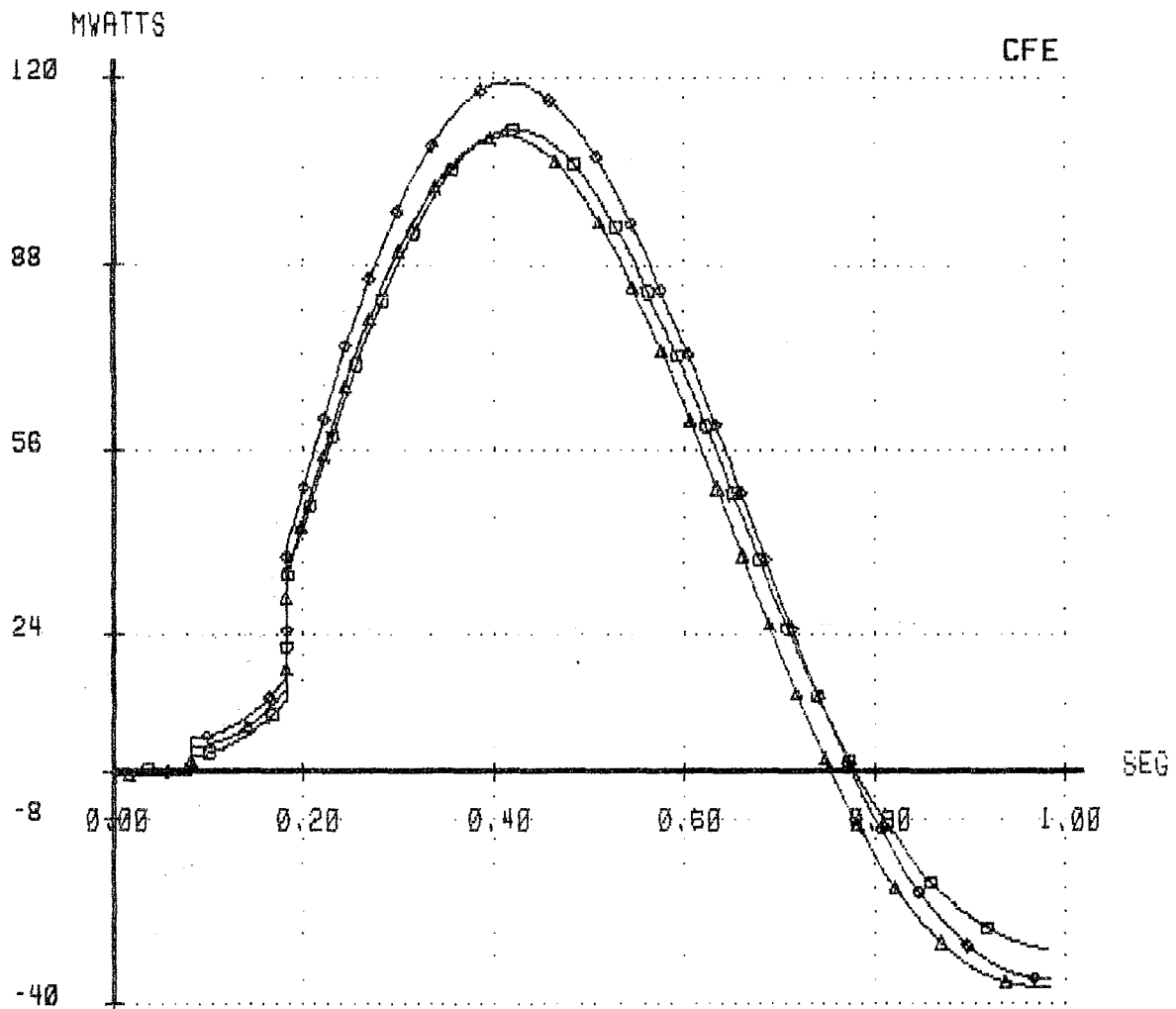
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA LIBERIA BRASILE , FALLA EN ARENAL BARRANCA  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 , 1C-795 + BRN - AMG

△-△-△-△-△ LIB-230 -> LBR-230  
□-□-□-□-□ LIB-230 -> LBR-230  
○-○-○-○-○ LIB-230 -> LBR-230



CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA LEON PAVAN. FALLA ARENAL BARRANCA \*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*

△-△-△-△-△ LEO-230 -> PVN-230  
□-□-□-□-□ LEO-230 -> PVN-230  
○-○-○-○-○ LEO-230 -> PVN-230

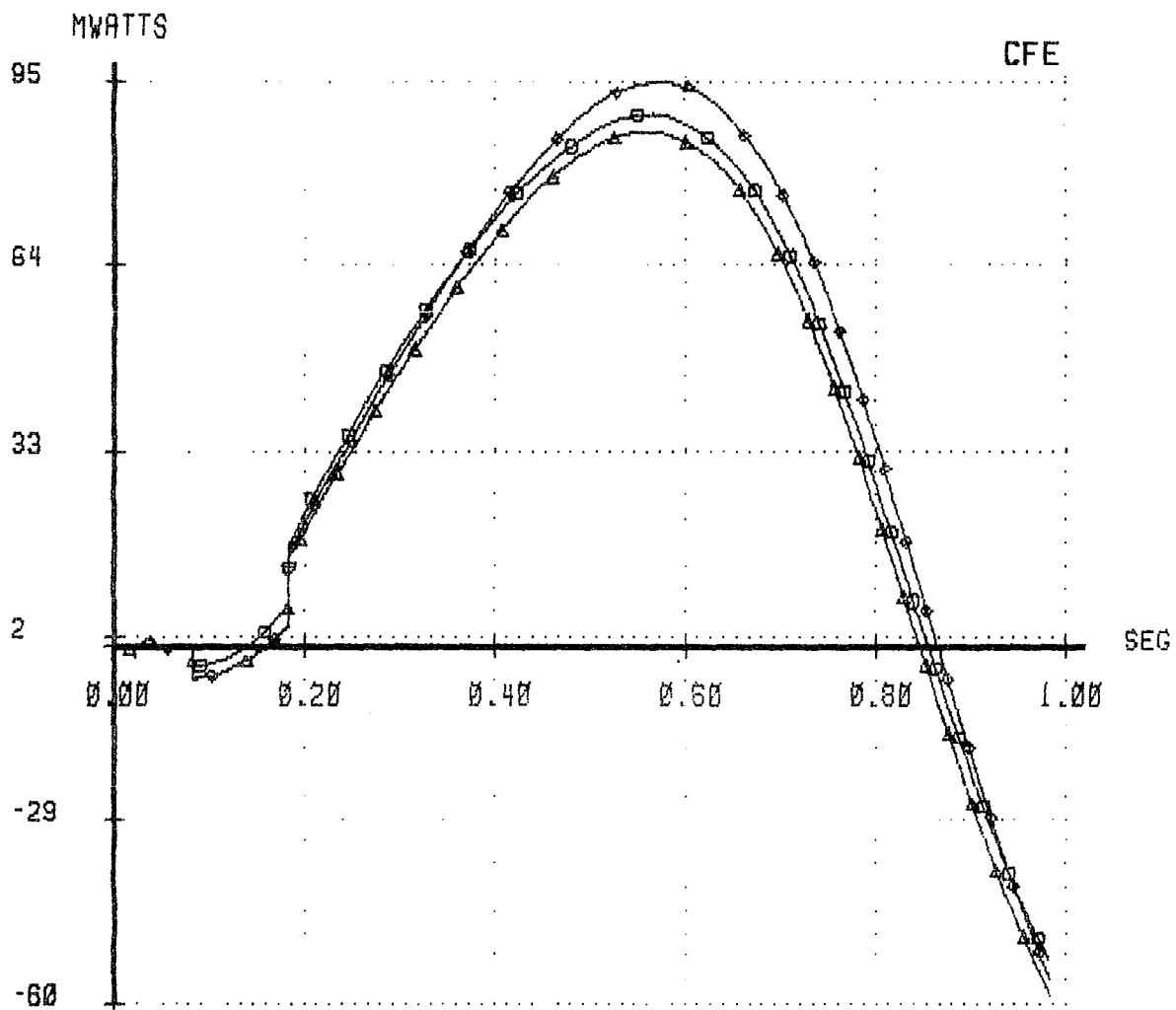




Gráfico 26

CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* POSICION ANGULAR DE TORO UI PARA FALLA EN BARRANCA CAJA \*\*  
 \*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ TOR-UI  
 □-□-□-□-□ TOR-UI  
 ○-○-○-○-○ TOR-UI

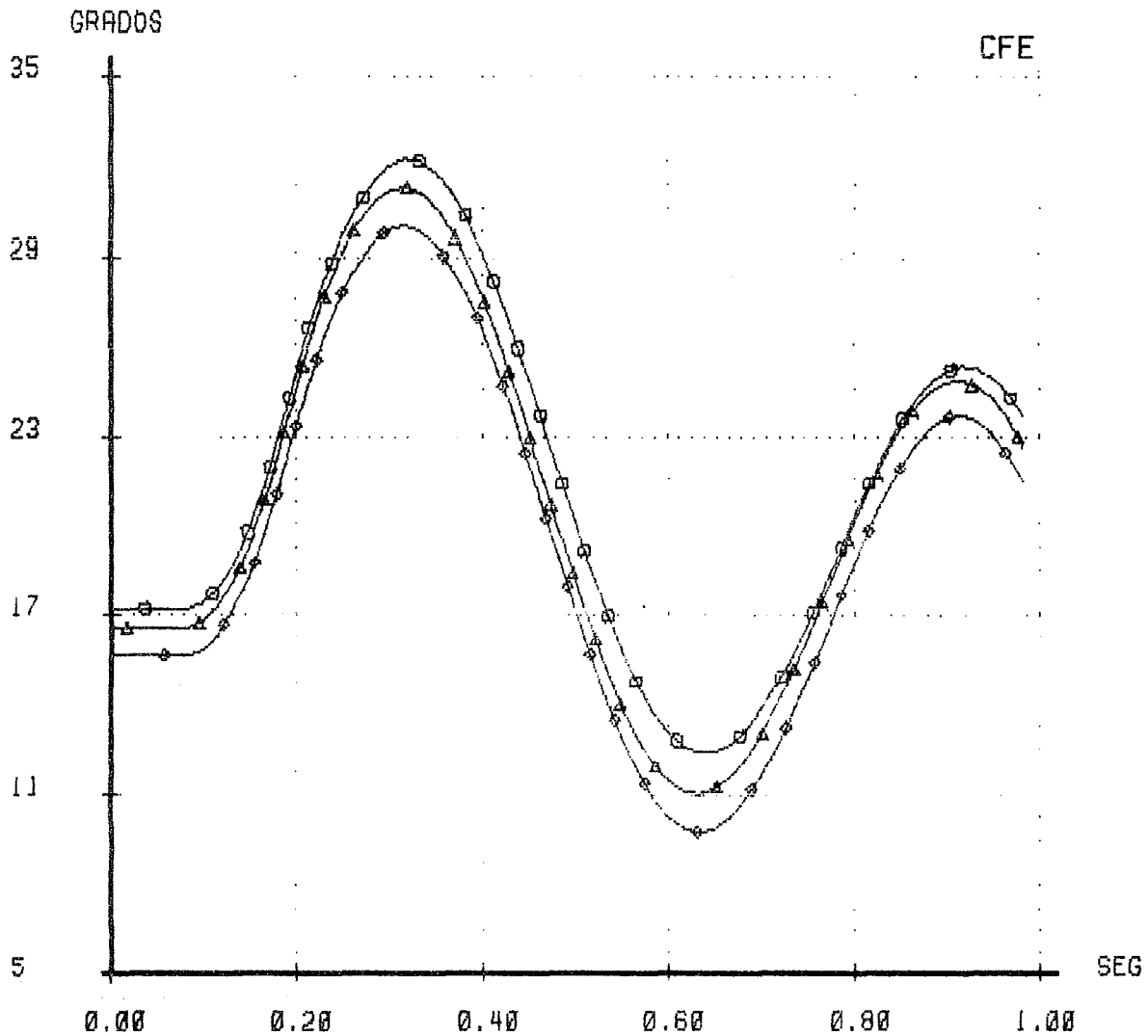


Gráfico 27

CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS, GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* VOLTAJE EN ARENAL 230 KV PARA FALLA EN BARRANCA CAJA \*\*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*638 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ ARN-230  
□-□-□-□-□ ARN-230  
◇-◇-◇-◇-◇ ARN-230

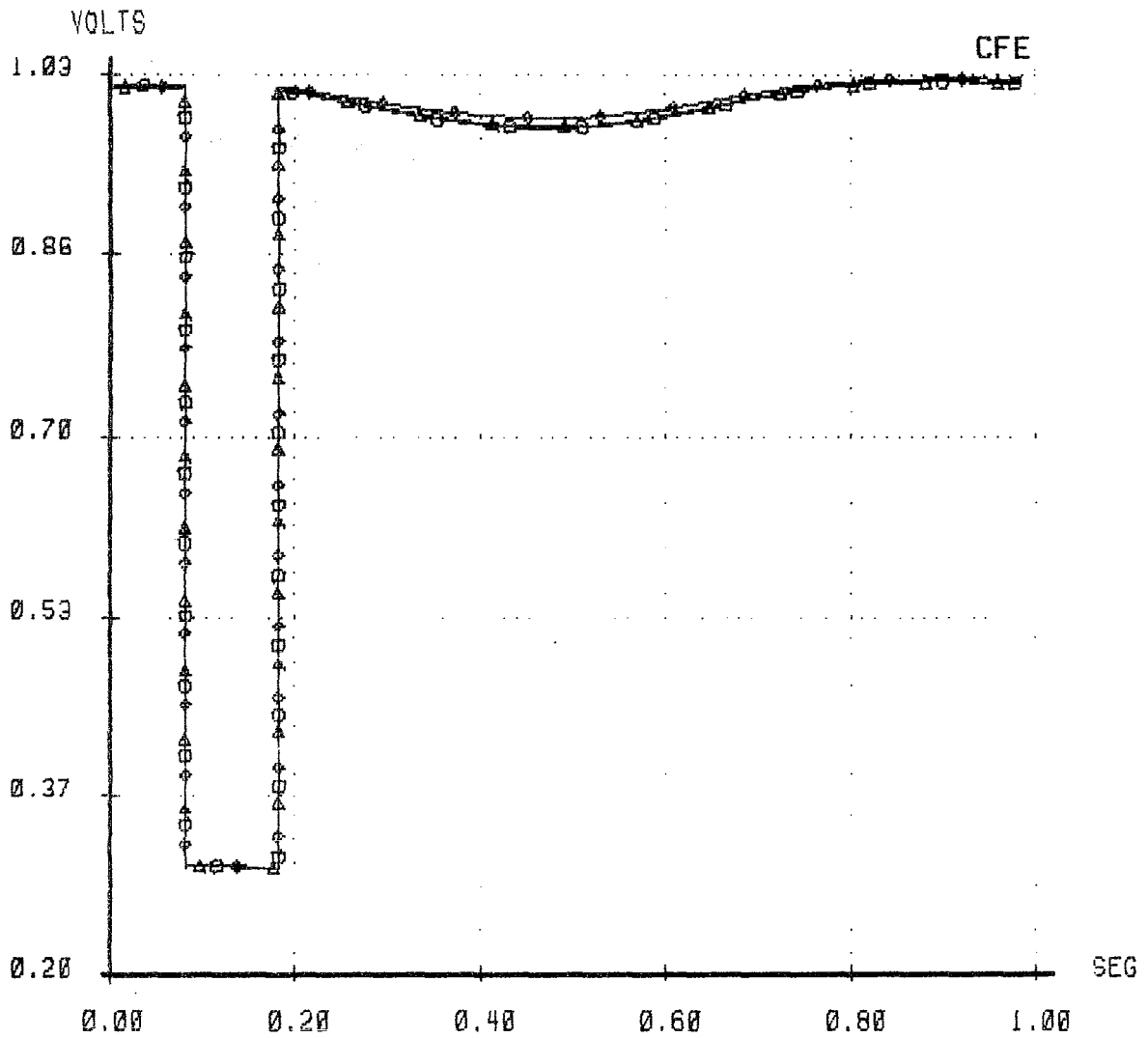


Gráfico 28

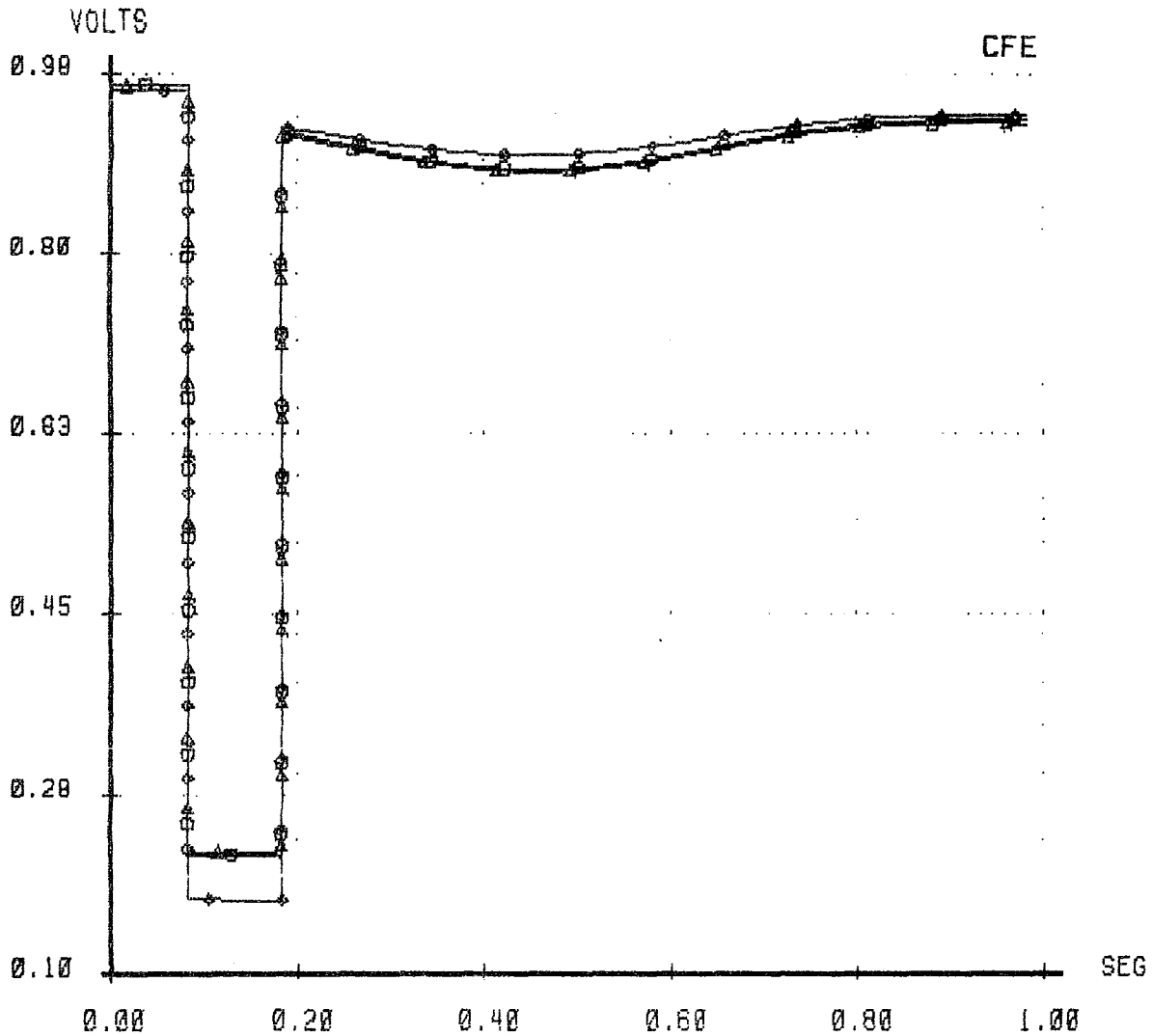
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* VOLTAGE EN CAJA 230 KV PARA FALLA EN BARRANCA CAJA \*\*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ CAJ-230  
□-□-□-□-□ CAJ-230  
◇-◇-◇-◇-◇ CAJ-230



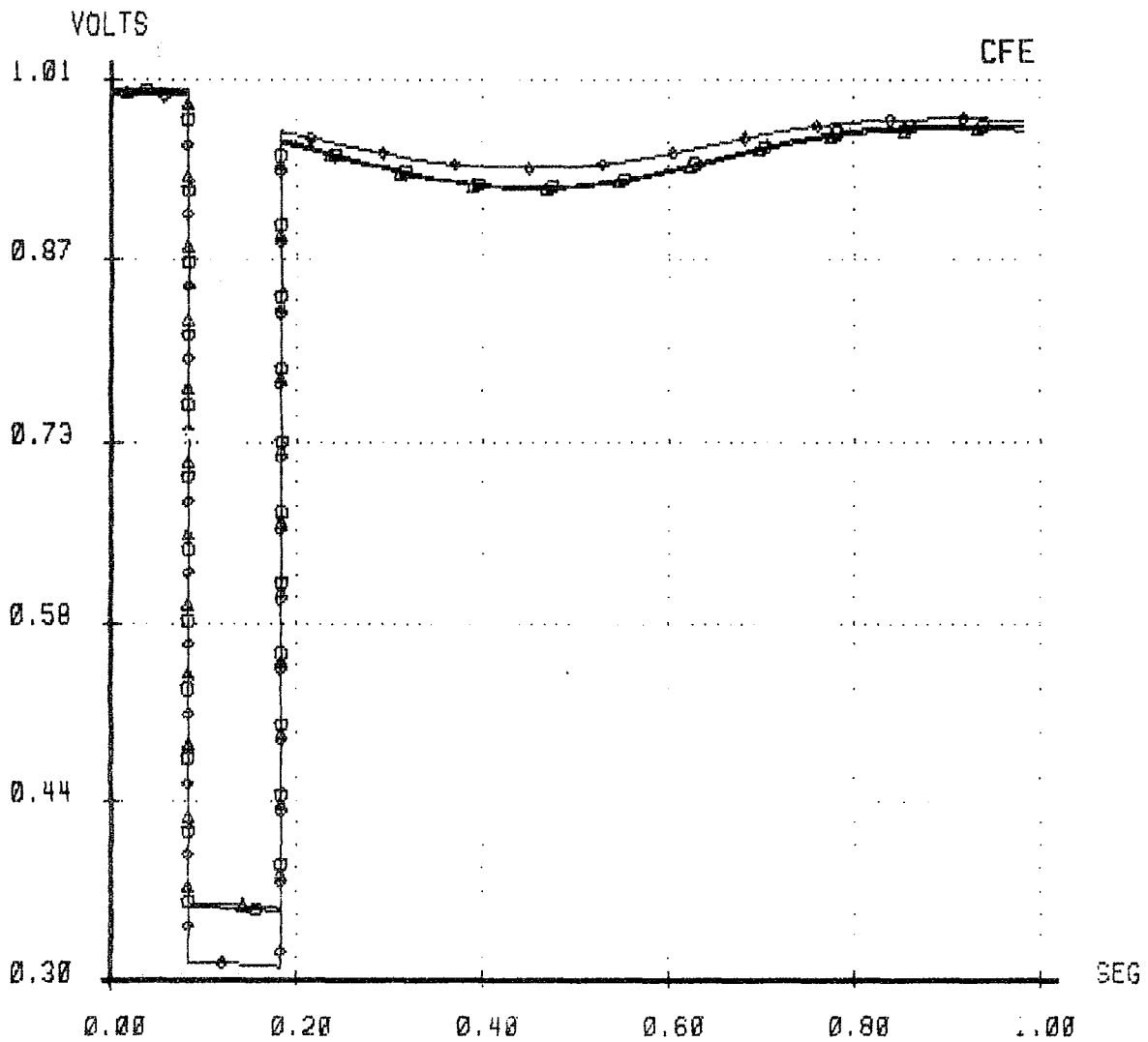
CFE - CENACE  
DIO

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* VOLTAJE EN SABANILLA 138 KV PARA FALLA EN BARRANCA CAJA \*\*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ SAB-138  
□-□-□-□-□ SAB-138  
◇-◇-◇-◇-◇ SAB-138





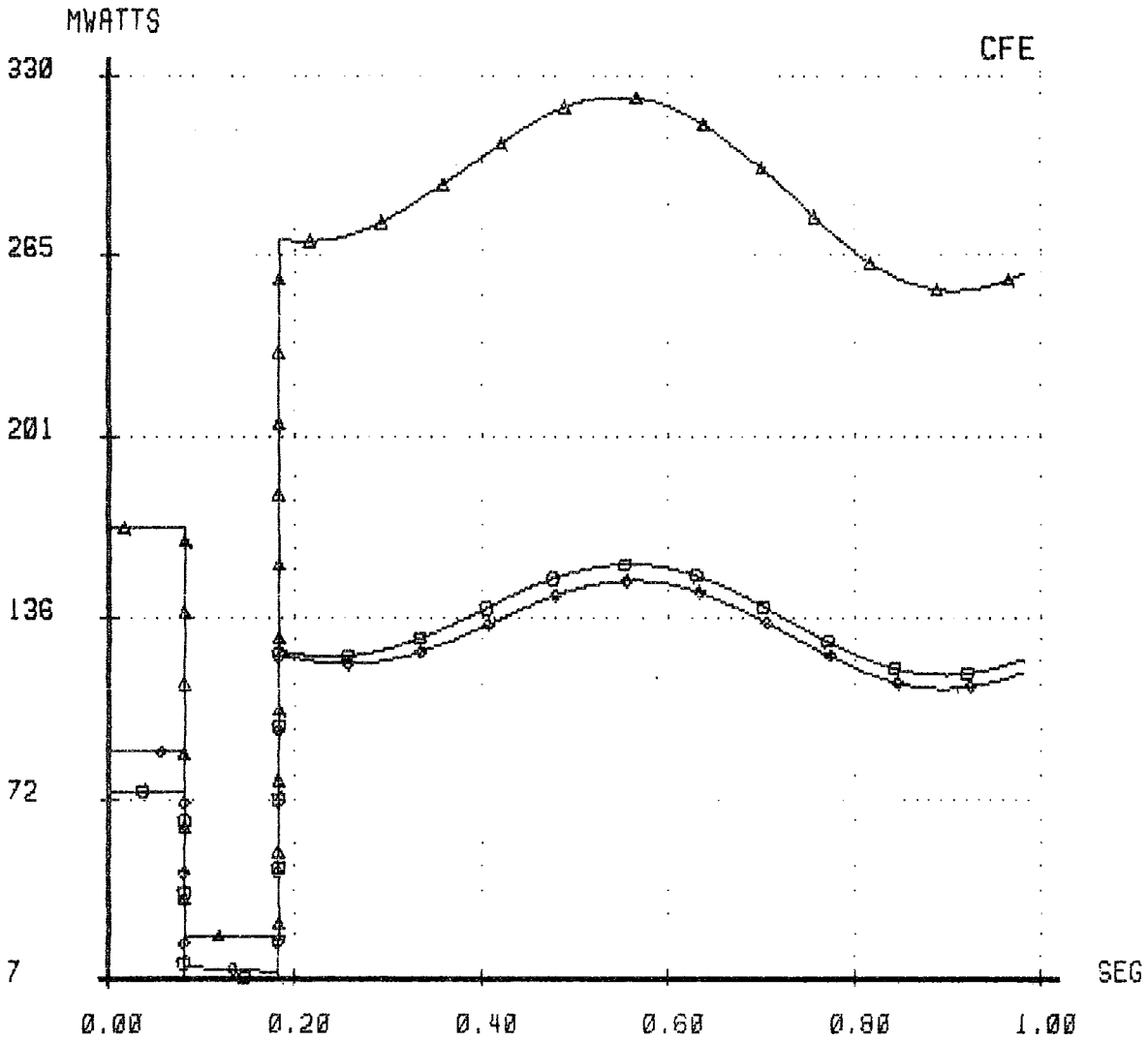
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA ARENAL C.QUESADA, FALLA EN BARRANCA CAJA \*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*

△-△-△-△-△	ARN-230	->	COS-CS
□-□-□-□-□	ARN-230	->	COS-230
○-○-○-○-○	ARN-230	->	COS-230



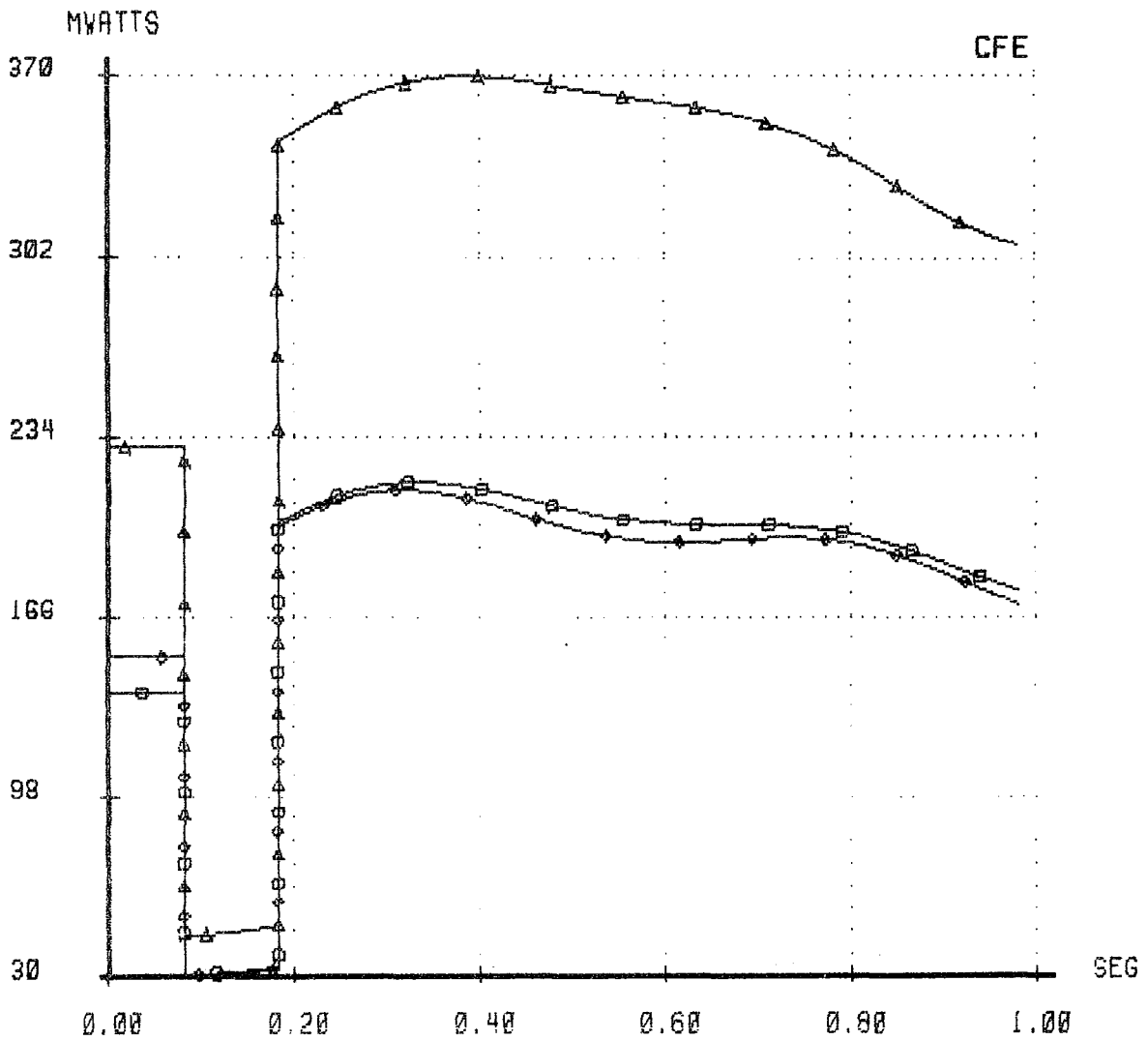
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA TORO S.MIGUEL, FALLA EN BARRANCA CAJA \*\*  
 \*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*630 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ TOR-230 -> TOR-CS  
 □-□-□-□-□ TOR-230 -> SMG-230  
 ◇-◇-◇-◇-◇ TOR-230 -> SMG-230



CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA CANAS BARRANCA , FALLA BARRANCA CAJA \*\*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS Y IC - 795 + BRN - SM6 \*\*

△-△-△-△-△ CAS-230 -> BRN-230  
□-□-□-□-□ CAS-230 -> BRN-230

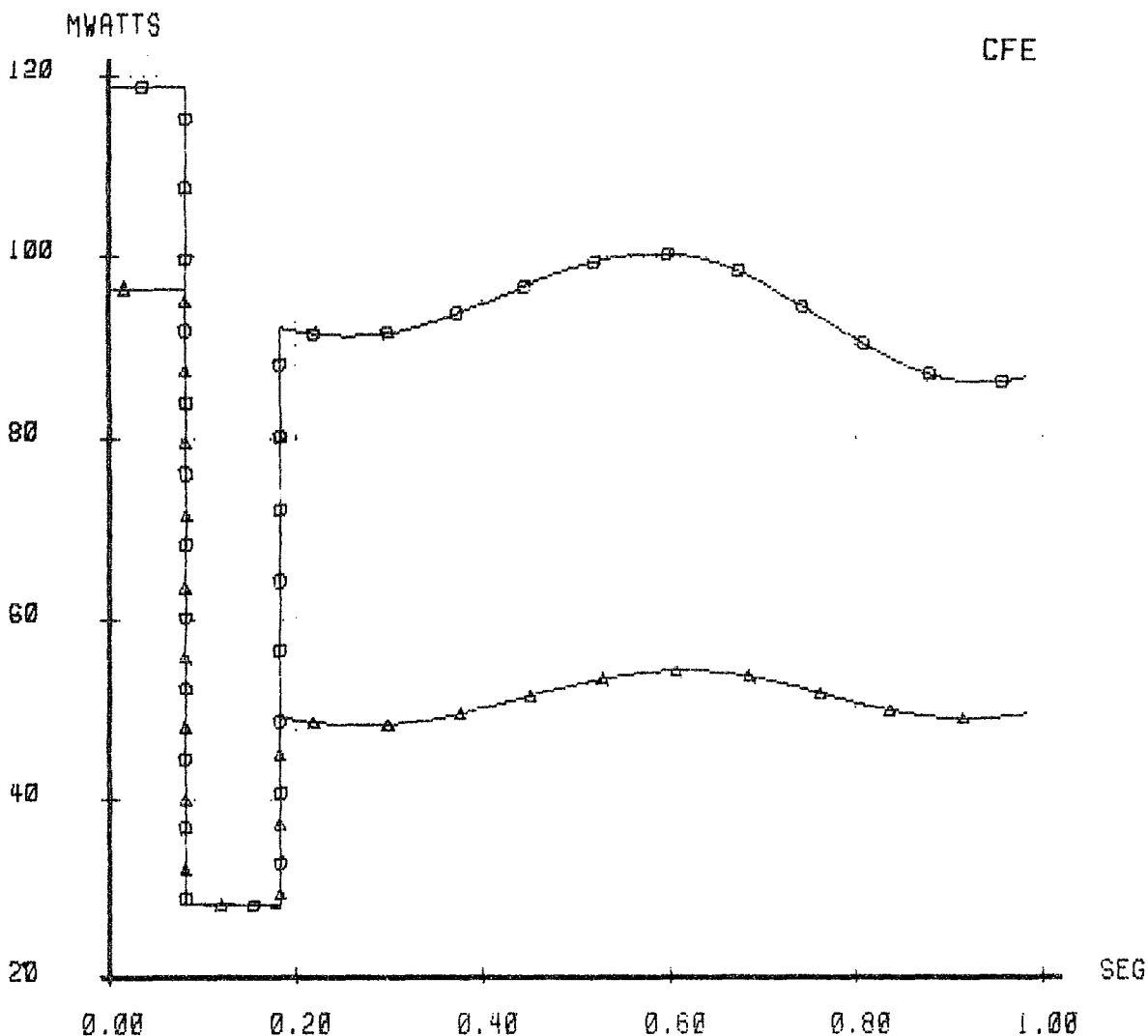


Gráfico 33

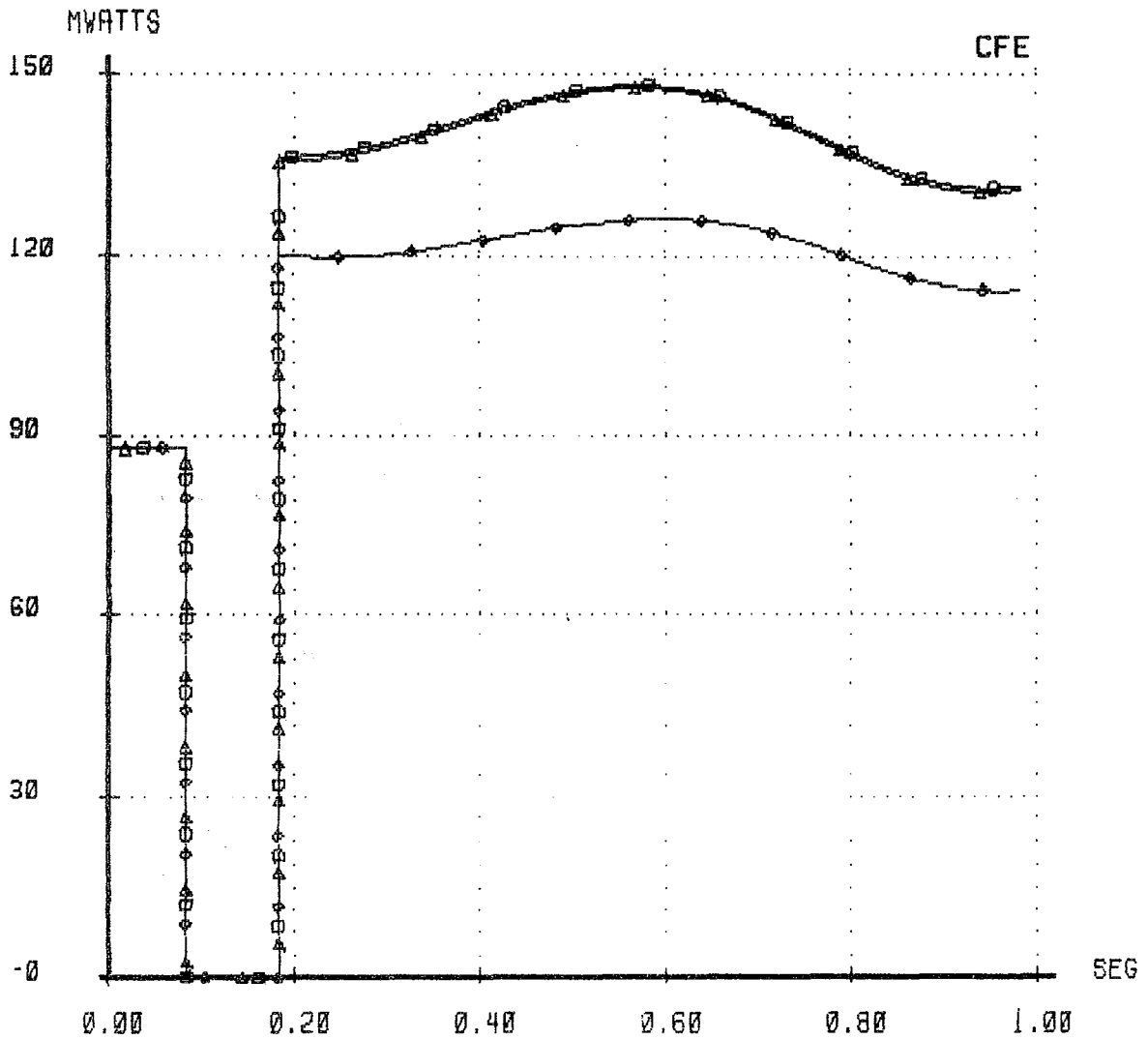
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN EL AUTO DE BARRANCA PARA FALLA EN BARRANCA CAJA  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*638 + C9 , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138  
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138  
◇-◇-◇-◇-◇ BRN-230 -> BRN-138



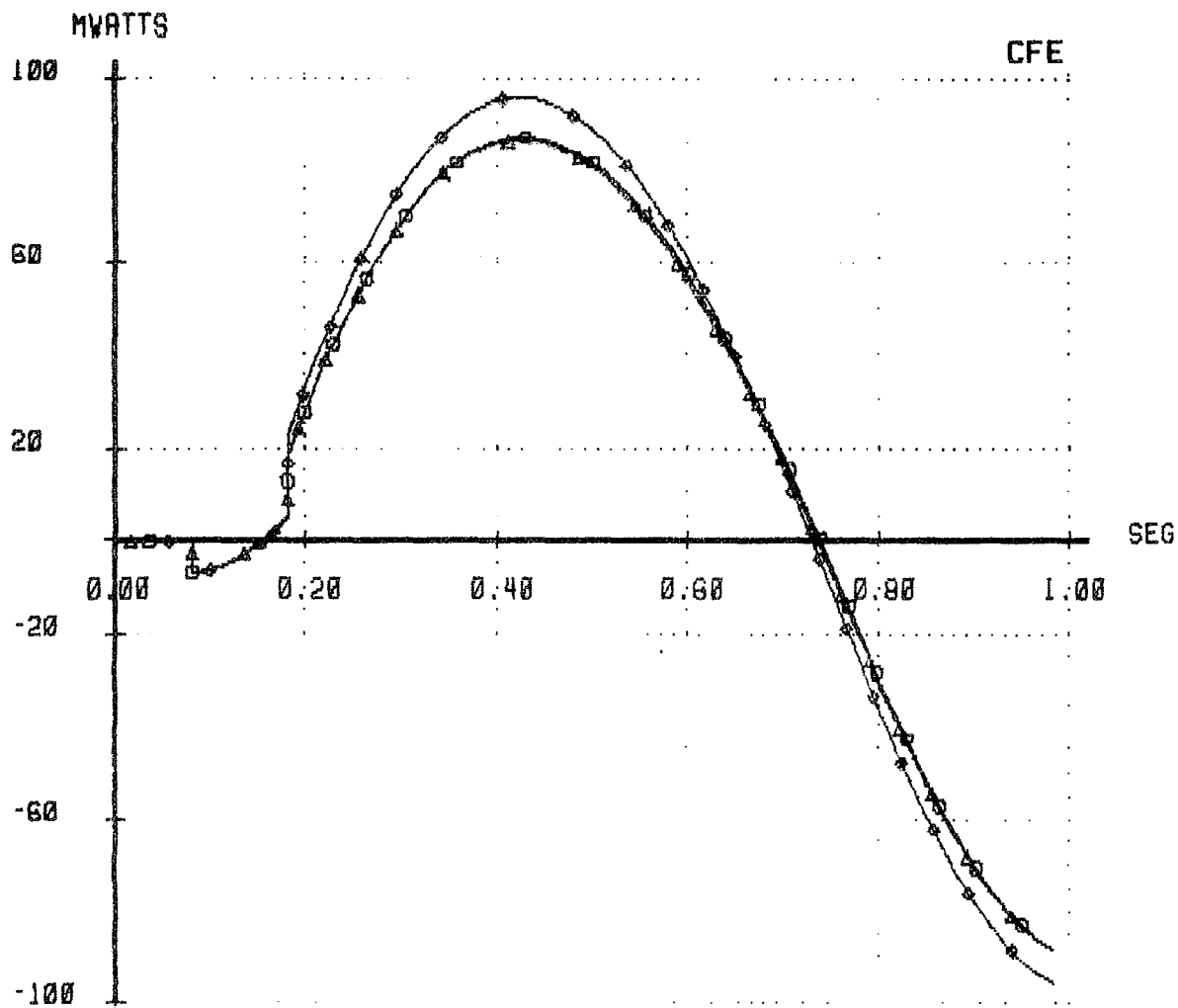
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO LINEA R.CLARO PROGRESO , FALLA BARRANCA CAJA \*\*  
\*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 +CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ RCL-230 -> PRO-230  
□-□-□-□-□ RCL-230 -> PRO-230  
◇-◇-◇-◇-◇ RCL-230 -> PRO-230



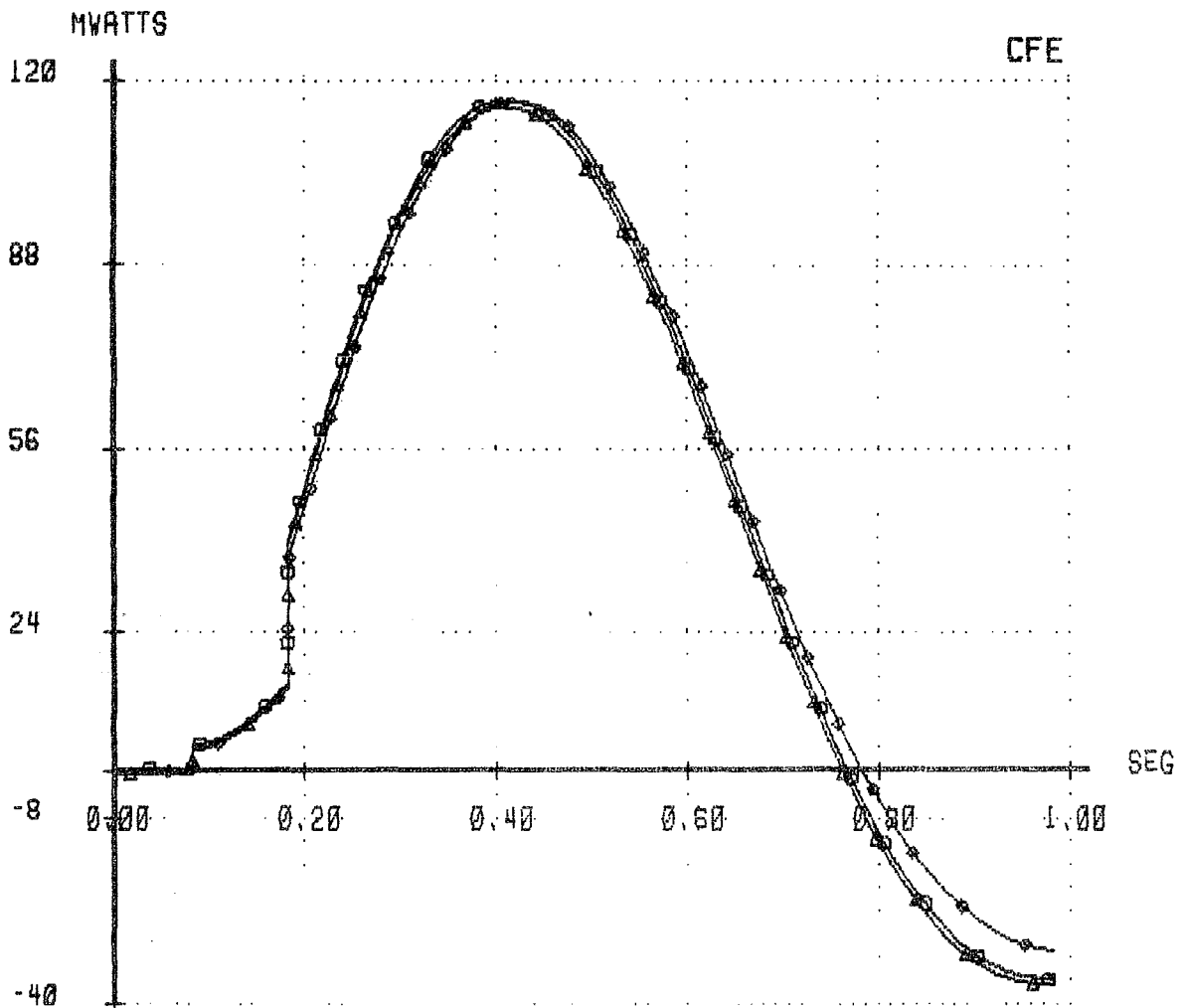
K MCPALB

Gráfico 35

CFE - CENACE  
DIDRESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEASSISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA LIBERIA BRASILES. FALLA BARRANCA CAJA \*  
 \*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*

△-△-△-△-△ LIB-230 → LBR-230  
 ○-○-○-○-○ LIB-230 → LBR-230  
 ◊-◊-◊-◊-◊ LIB-230 → LBR-230



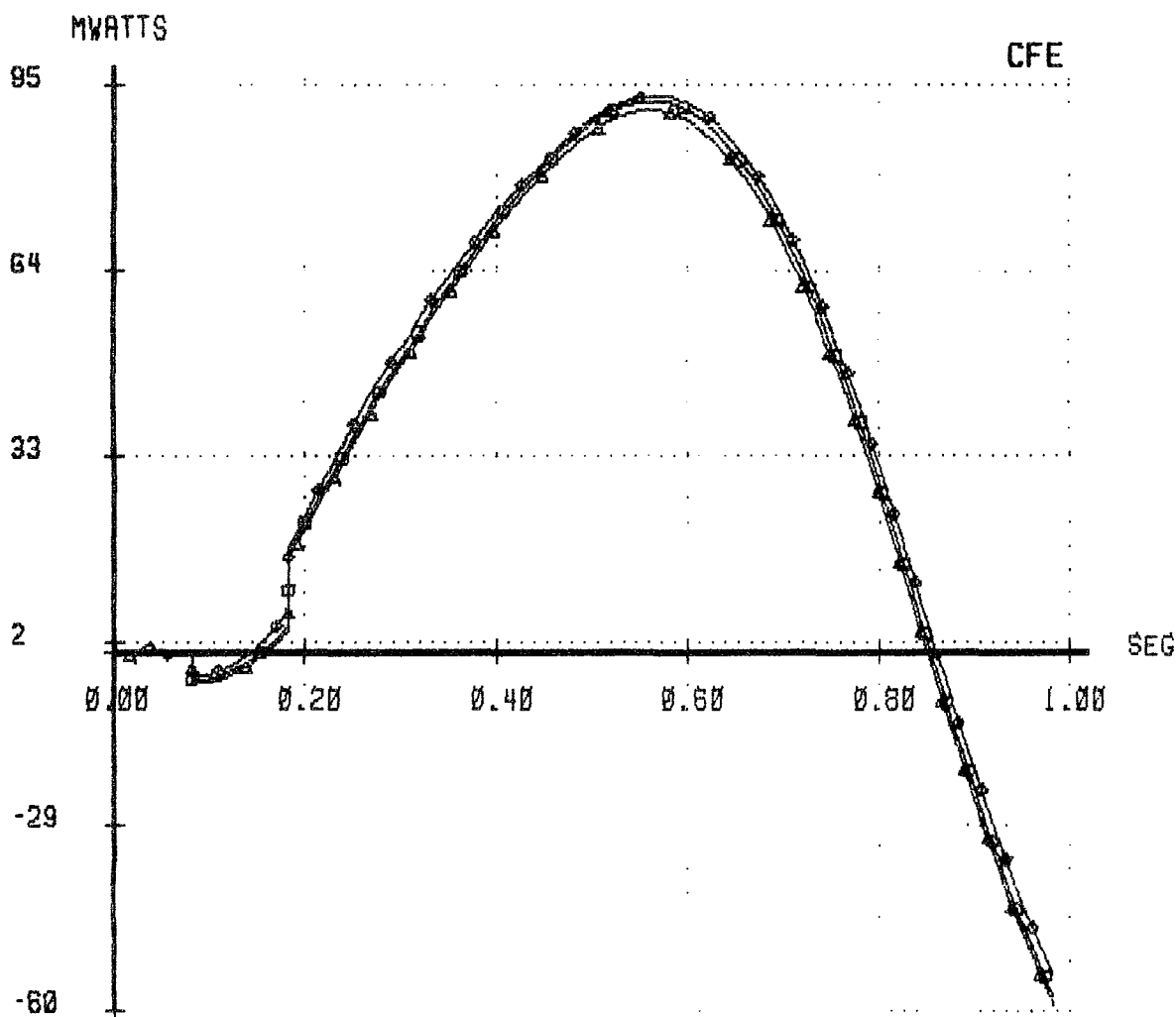
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* FLUJO ACTIVO EN LINEA LEON PAVANA , FALLA EN BARRANCA CAJA \*\*  
 \*\* SEGUN LAS OPCIONES 2\*636 + CS , 2C-795 Y 1C-795 + BRN - SMG \*\*

△-△-△-△-△ LEO-230 -> PVN-230  
 □-□-□-□-□ LEO-230 -> PVN-230  
 ○-○-○-○-○ LEO-230 -> PVN-230



Variantes de compensación-serie

Para la alternativa 2\*636+CS se simulan las dos variantes:  
a) distribuir la compensación-serie en Ciudad Quesada y en medio de la línea Toro-San Miguel, y b) concentrarla en Ciudad Quesada (línea CQS-ARN)..

La carga se modela como corriente constante.

Las condiciones iniciales (predisturbio) son las de carga máxima de verano/97.



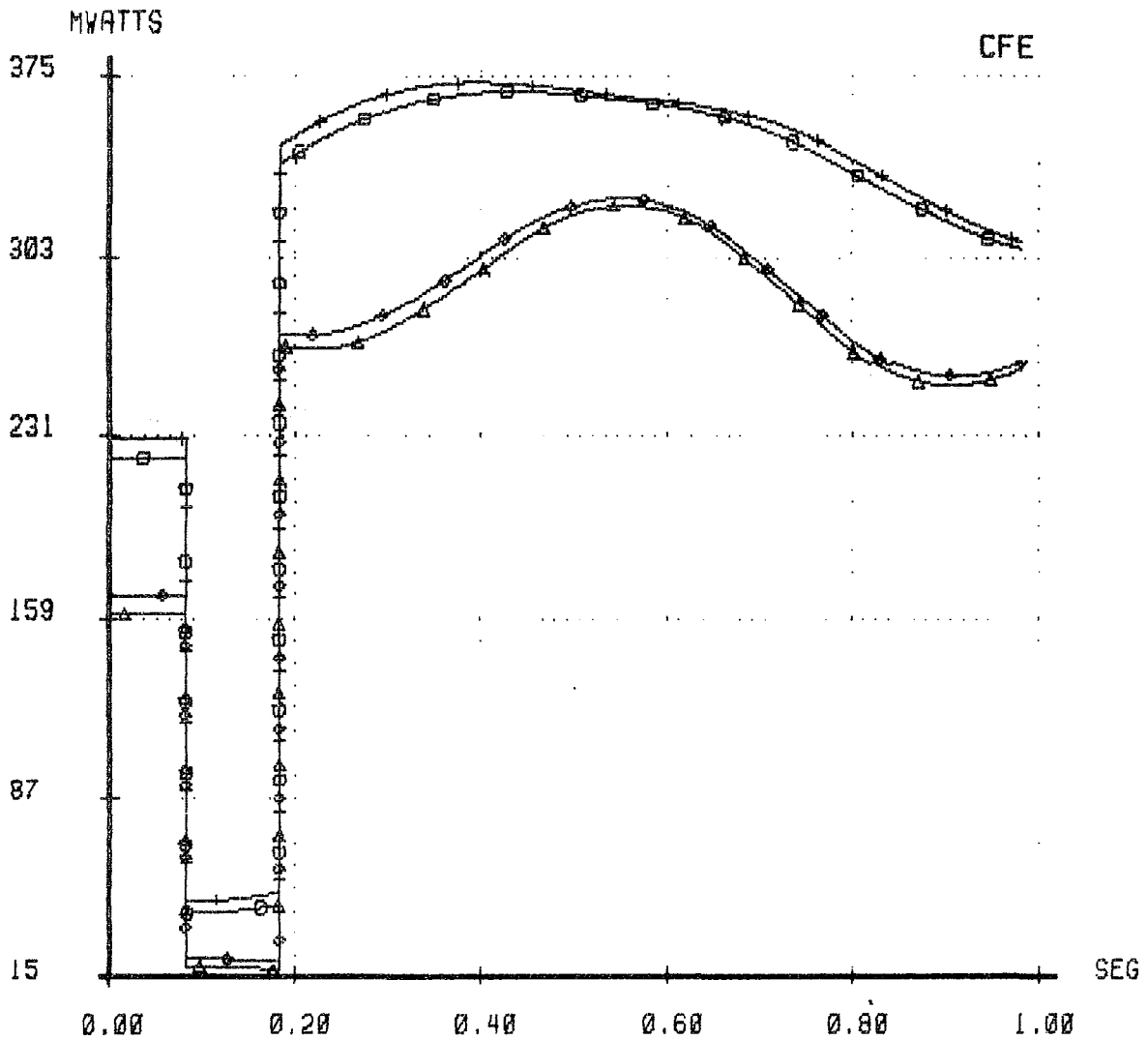
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
29/JUL/87

\*\* FLUJO DE MW EN LINEAS ARENAL C.QUESADA, TORO S.MIGUEL , FALLA BRN-C  
\*\* BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ ARN-230 -> COS-CS  
□-□-□-□-□ TOR-230 -> TOR-CS  
○-○-○-○-○ ARN-230 -> COS-CS  
+--+--+--+--+ TOR-230 -> TOR-CS



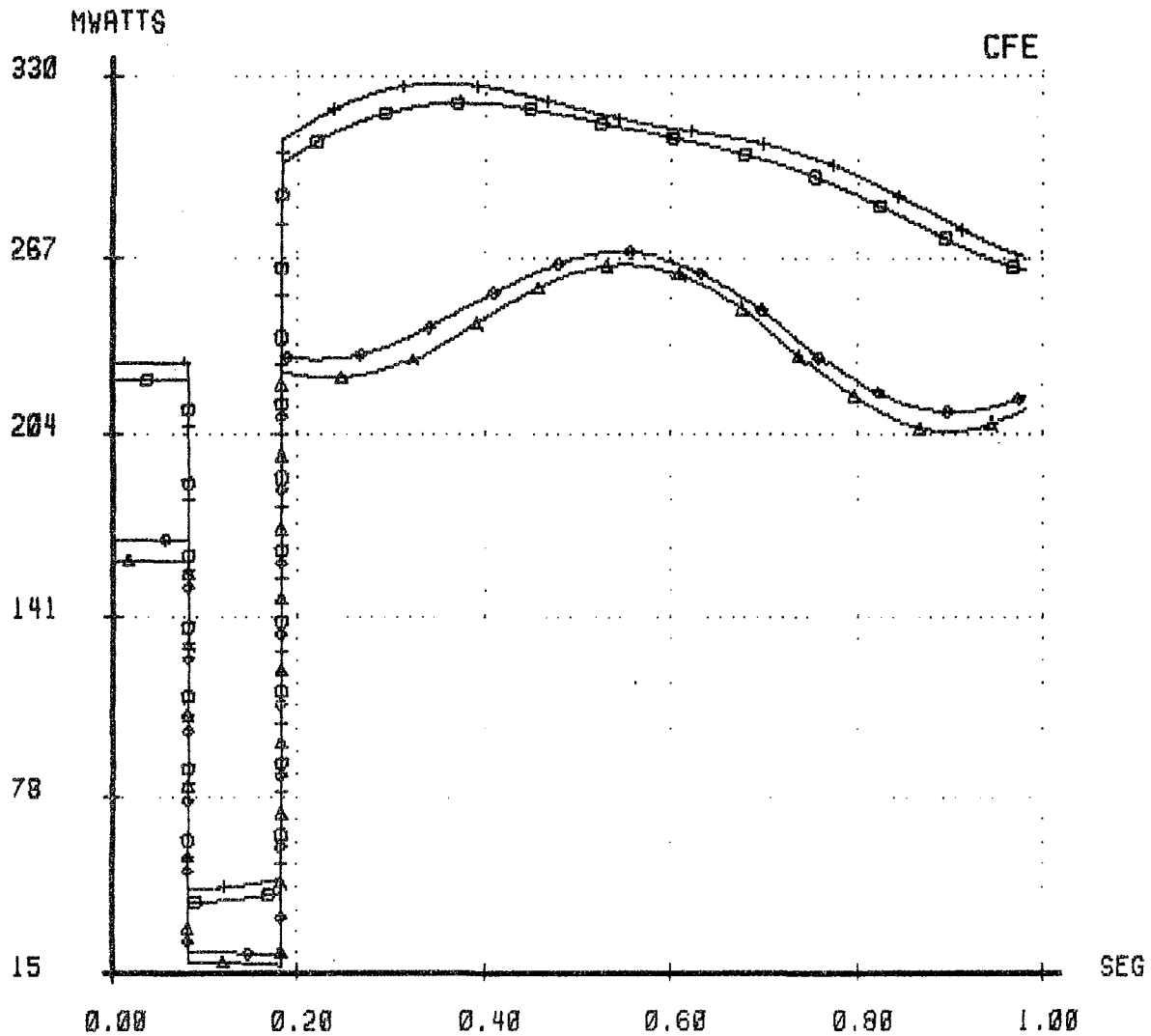
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
29/JUL/87

\*\* FLUJO DE MW EN LINEA ARENAL C. QUESADA, TORO S. MIGUEL, FALLA ARN-BR  
\*\* BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C. QUESADA, VRS. DISTRIBUIDO

- ▲-▲-▲-▲-▲ ARN-230 -> COS-CS
- TOR-230 -> TOR-CS
- ARN-230 -> COS-CS
- +--+--+--+ TOR-230 -> TOR-CS



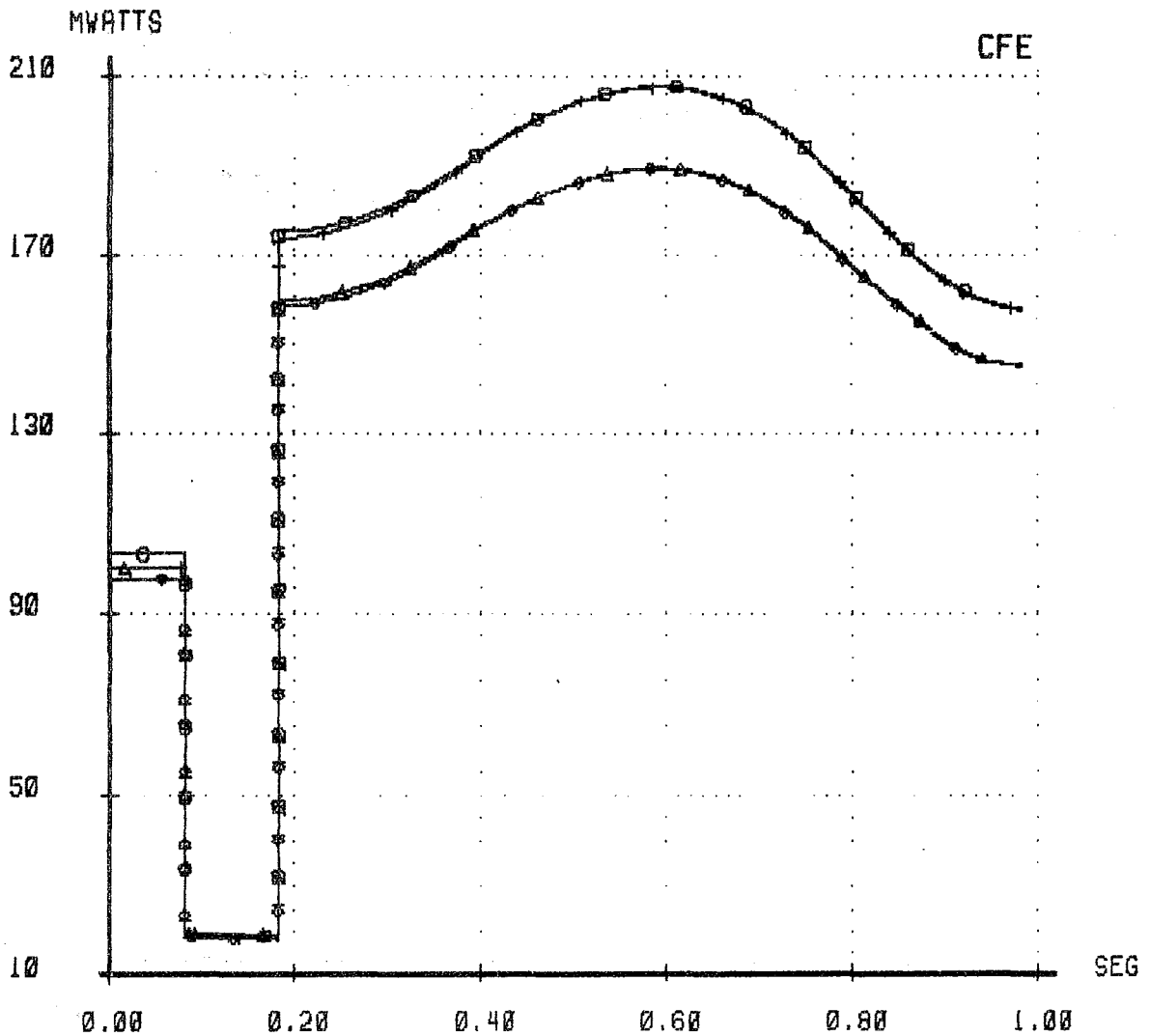
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
29/JUL/87

\*\* FLUJO DE MW EN LINEAS ARENAL BARRANCA, BARRANCA CAJA, FALLA EN TOR-  
\*\* BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUITO

△-△-△-△-△	ARN-230	->	BRN-230
□-□-□-□-□	BRN-230	->	CAJ-230
○-○-○-○-○	ARN-230	->	BRN-230
+--+--+--+	BRN-230	->	CAJ-230



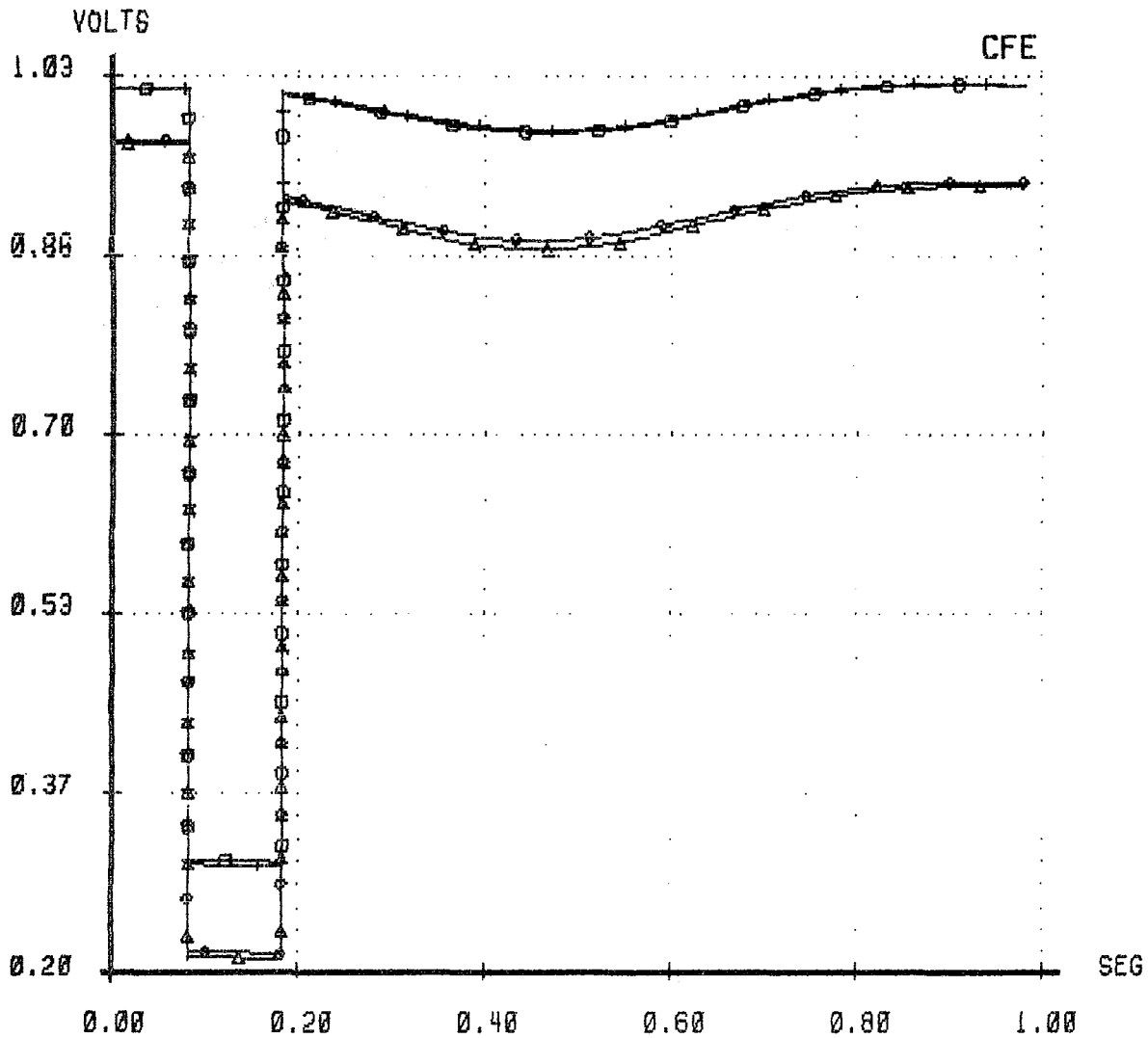
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI  
29/JUL/87

\*\* VOLTAJE EN CAJA Y ARENAL 23 KV PARA FALLA EN BARRANCA CAJA  
\*\* BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .YRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ CAJ-230  
□-□-□-□-□ ARN-230  
○-○-○-○-○ CAJ-230  
+--+--+--+ ARN-230



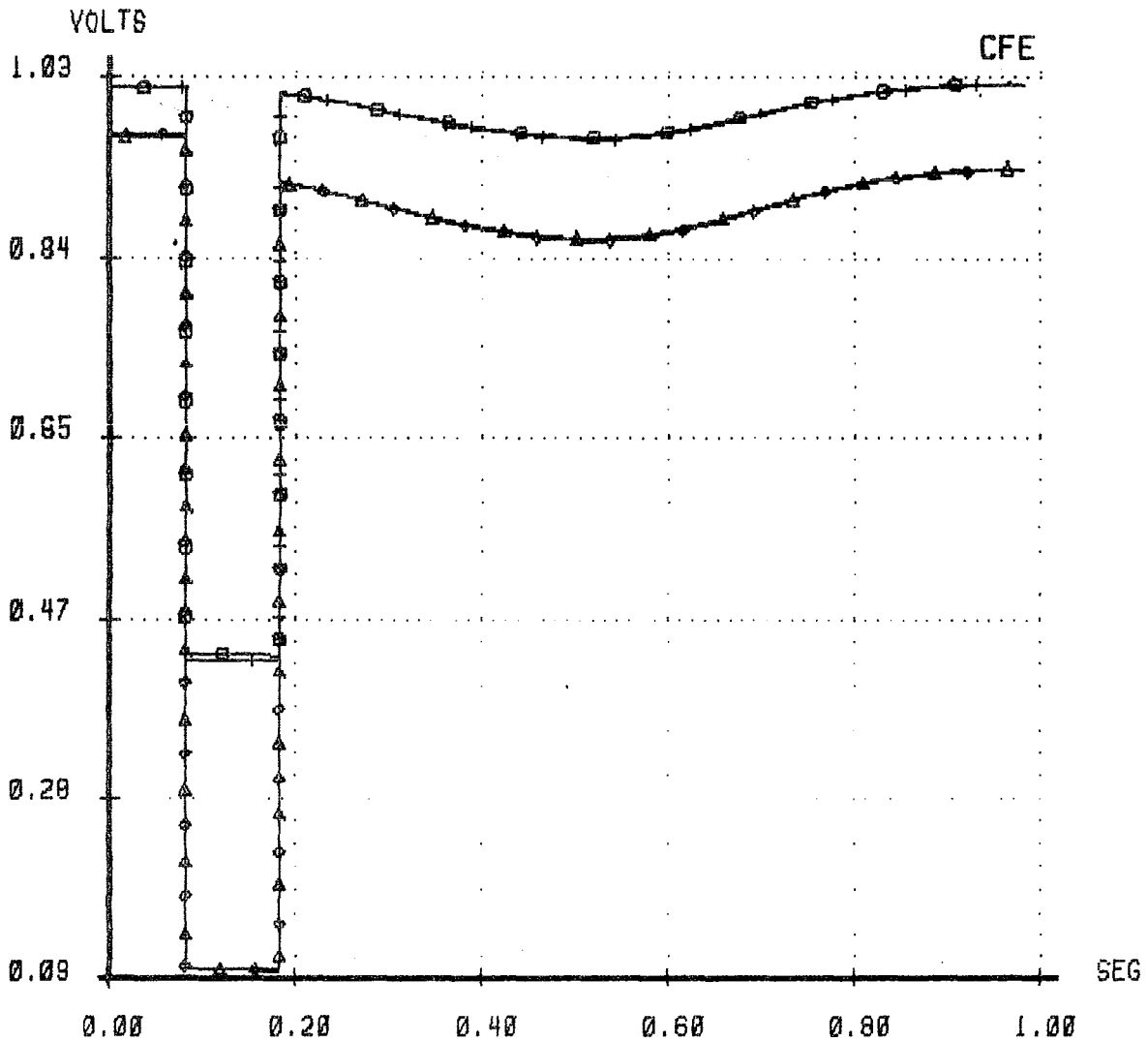
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI  
29/JUL/87

\*\* VOLTAJE EN CAJA Y ARENAL 230 KV PARA FALLA EN TORO S.MIGUEL  
\*\* BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ CAJ-230  
□-□-□-□-□ ARN-230  
◇-◇-◇-◇-◇ CAJ-230  
+--+--+--+ ARN-230



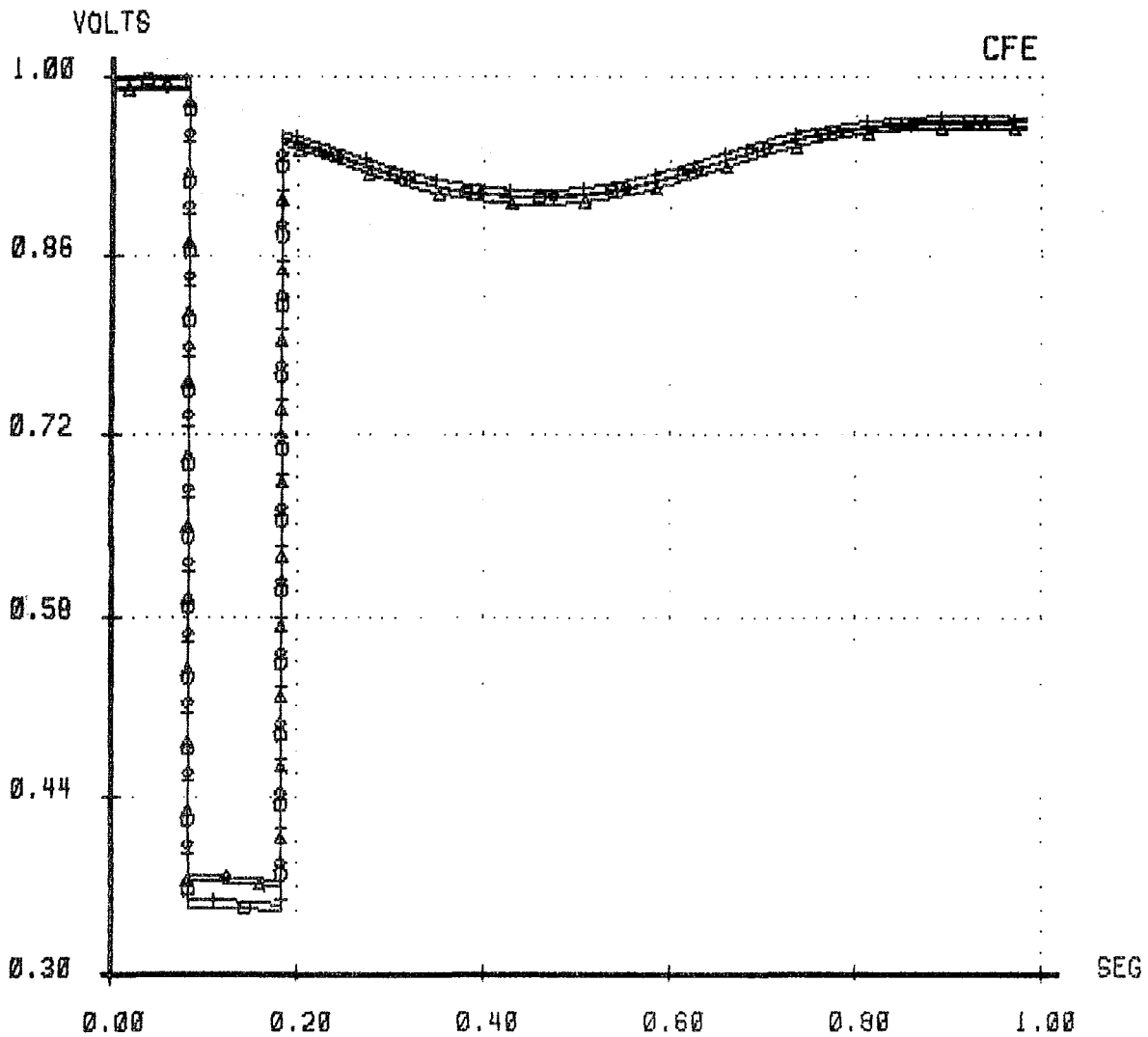
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI  
29/JUL/87

\*\* VOLTAJES EN DESAMPARADOS Y SABANILLA PARA FALLA EN BARRANCA CAJA  
\*\* BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUITO

△-△-△-△-△ DES-138  
○-○-○-○-○ SAB-138  
◇-◇-◇-◇-◇ DES-138  
+--+--+--+--+ SAB-138



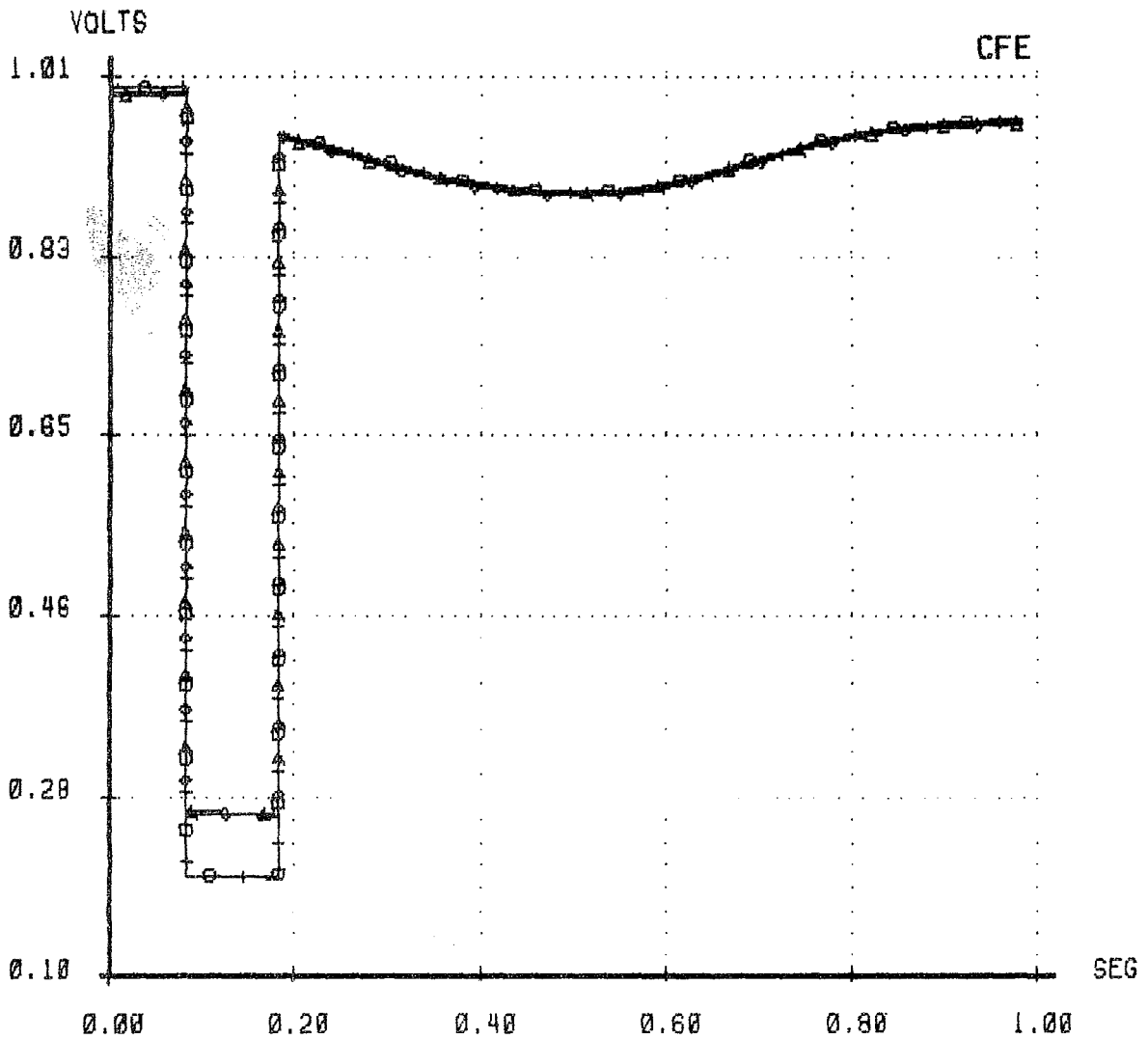
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP-ESTABI  
29/JUL/87

\*\* VOLTAJE EN DESAMPARADOS Y SABANILLA PARA FALLA EN TORO S.MIGUEL  
\*\* BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△ DES-138  
○-○-○-○-○ SAB-138  
●-●-●-●-● DES-138  
+--+--+--+--+ SAB-138



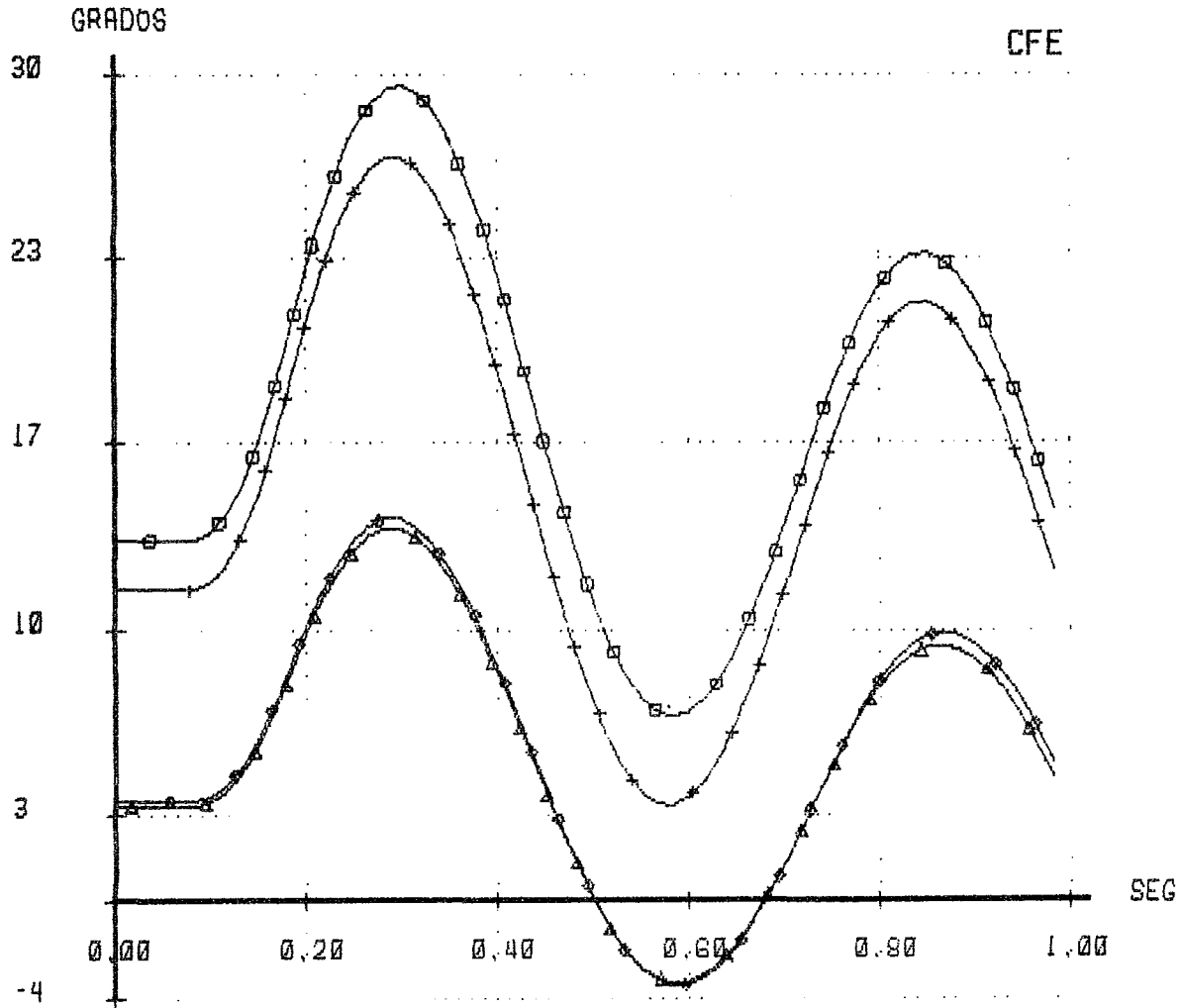
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI  
29/JUL/87

\*\* POSICION ANGULAR DE GARITA Y TORO PARA FALLA EN ARENAL BARRANCA  
\*\* BANCO DE COMPENSACION CONCENTRADO EN C.QUESADA .VRS. DISTRIBUIDO

△-△-△-△-△	GRT -U1
□-□-□-□-□	TOR-U2
○-○-○-○-○	GRT -U1
+--+--+--+	TOR-U2





Influencia de los bancos de capacitores-paralelo

Se comparan dos corridas de estabilidad transitoria para falla en Barranca liberada con disparo de las dos líneas BRN-CAJ; una con y otra sin los seis bancos de capacitores-paralelo en subestaciones del anillo (90 MVAR).

Caso base: Carga máxima de verano/97; alternativa de refuerzos:  
1C-795+BRN-SMG

K ADI  
 File in use. ADI (SLIST)  
 ER!

Gráfico 45

CFE-CENACE  
 DID

RESULTADOS GRAFICOS  
 DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
 26/JUL/87

\*\* POSICION ANGULAR DE ARENAL UI Y GARITA UI. EFECTO DE LA COMPENSACION  
 \*\* ANILLO. INICIA COMP. FALLA BARRANCA CAJA . OPCION 1C-795 + BRN - SM4

△-△-△-△-△ ARN-UI  
 □-□-□-□-□ GRT-UI  
 ○-○-○-○-○ ARN-UI  
 +--+--+--+ GRT-UI

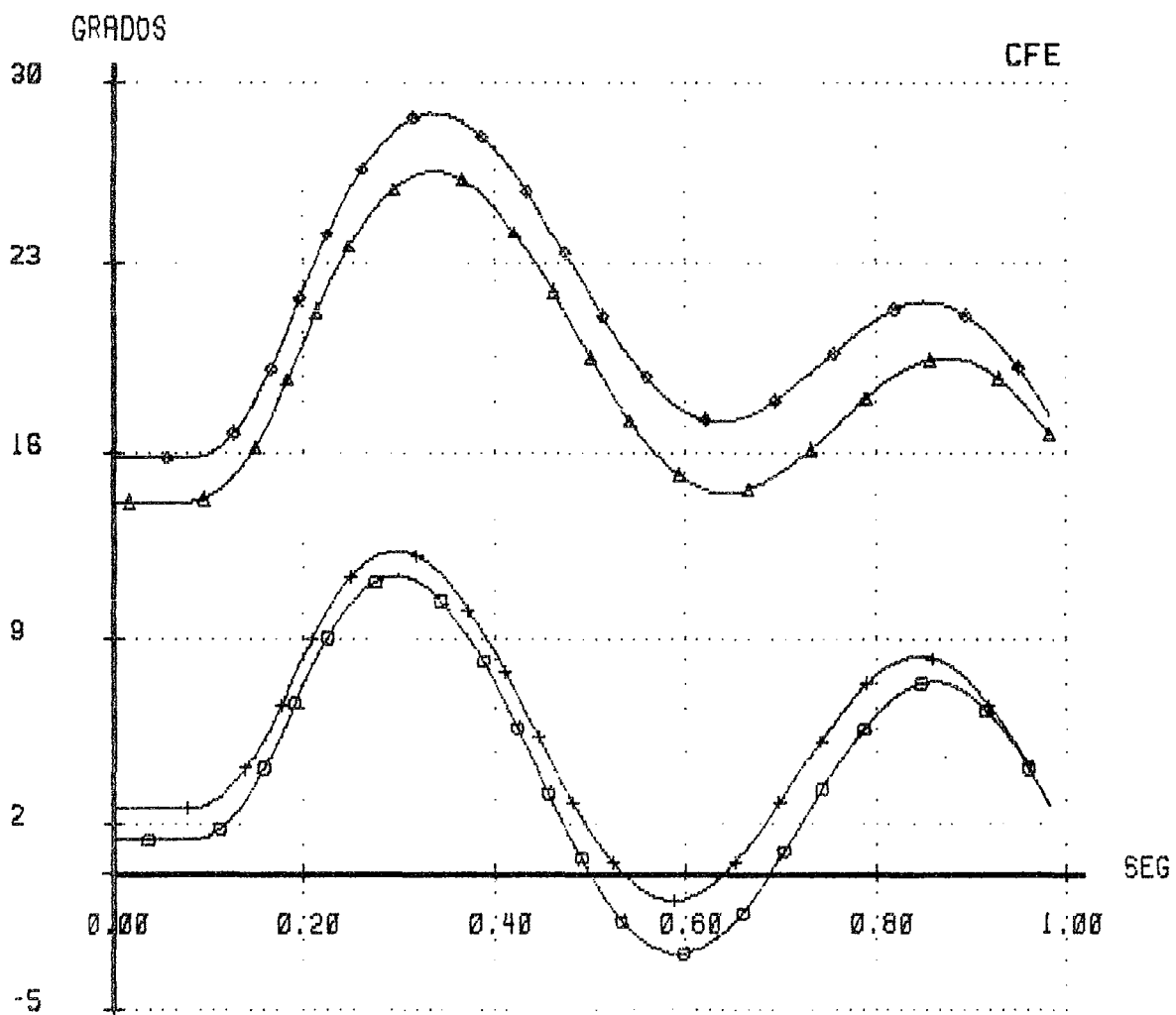


Gráfico 46

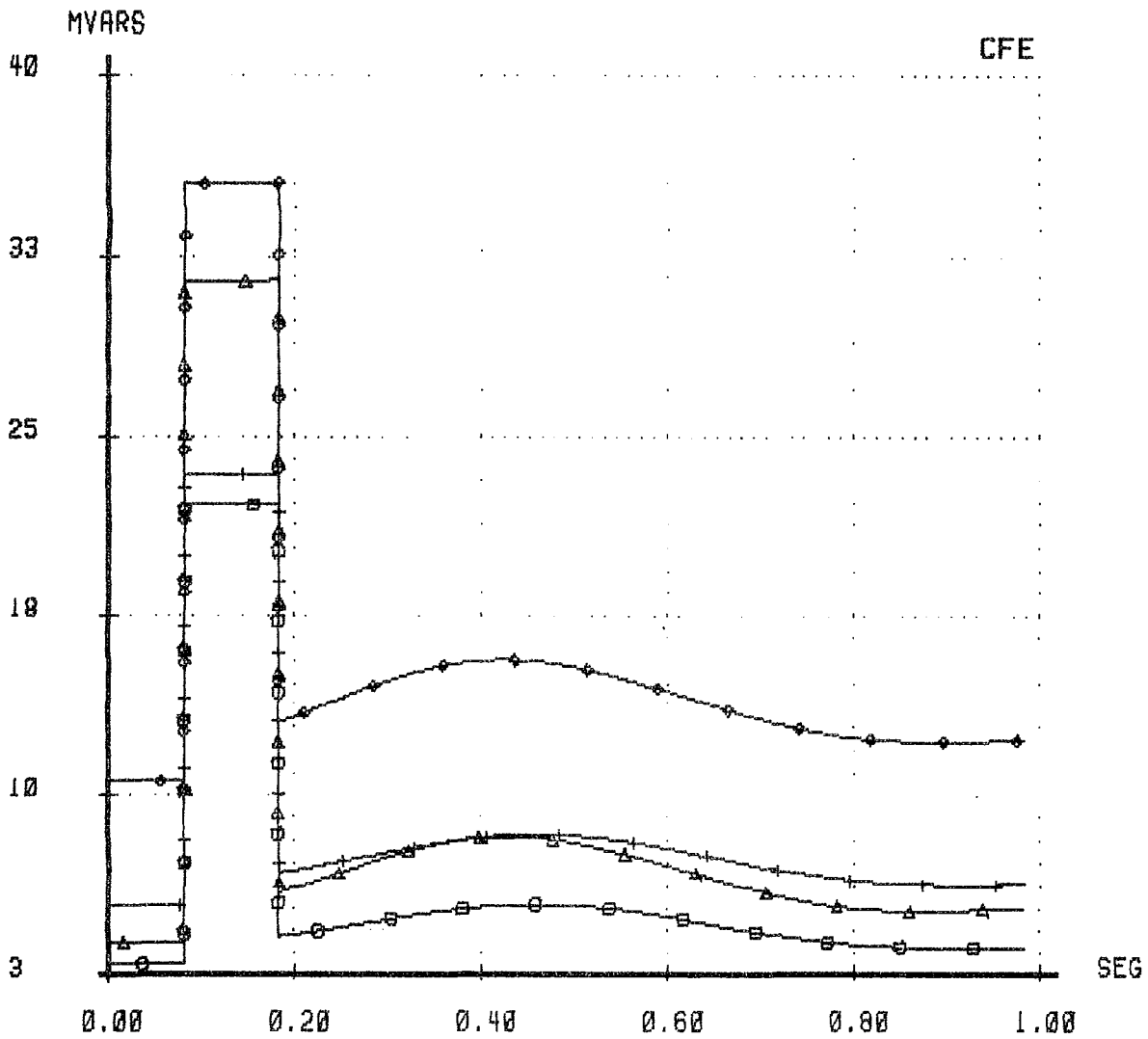
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
POTENCIA REACTIVA GENERADA

SISP-ESTABI  
26/JUL/87

\*\* COMPENSACION REACTIVA EN EL ANILLO. EFECTO EN LA GENERACION DE REAC  
\*\* DE UNIDADES. INICIO COMP. FALLA BARRANCA CAJA. OP. 1C-795 + BRN-SMG

△-△-△-△-△	RMO-US
○-○-○-○-○	GRT-UI
◇-◇-◇-◇-◇	RMO-US
+--+--+--+	GRT-UI



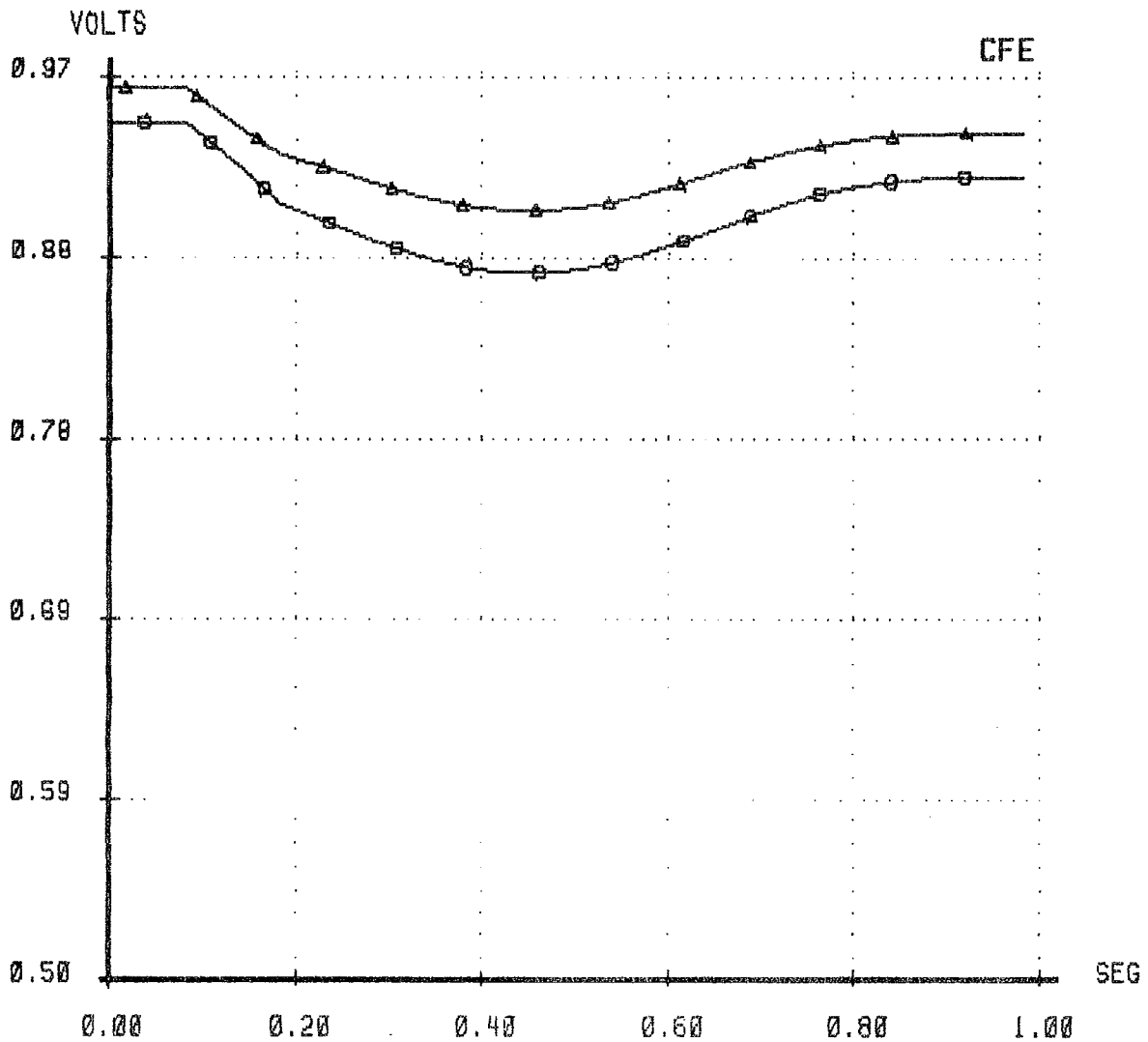
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
MAGNITUDES DE VOLTAJES

SISP - ESTABI  
26/JUL/87

\*\* COMPENSACION REACTIVA EN EL ANILLO Y SU EFECTO EN EL VOLTAJE CAJA 230  
\*\* INICIO COMPENSADO. FALLA BARRANCA CAJA . OPCION IC-795 + BRN - SMG

△-△-△-△-△ CAJ-230  
○-○-○-○-○ CAJ-230



### Disparo automático de generación

Utilizando como predisturbio las condiciones de carga máxima de verano/97 y suponiendo que sólo se dispone de la transmisión alterna (1C-795), se supone falla trifásica en BRN-230 liberada con disparo de las dos líneas BRN-CAJ. Se simulan tres niveles de disparo de generación para evaluar el impacto en la sobrecarga del autotransformador de Barranca.

CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
31/JUL/87

\*\* 1C-795 MAX. VER. 1997 FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* FLUJO DE MW EN AUTO BARRANCA SIN Y UTILIZANDO EN DGA (2U DE ARENAL)

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138  
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138

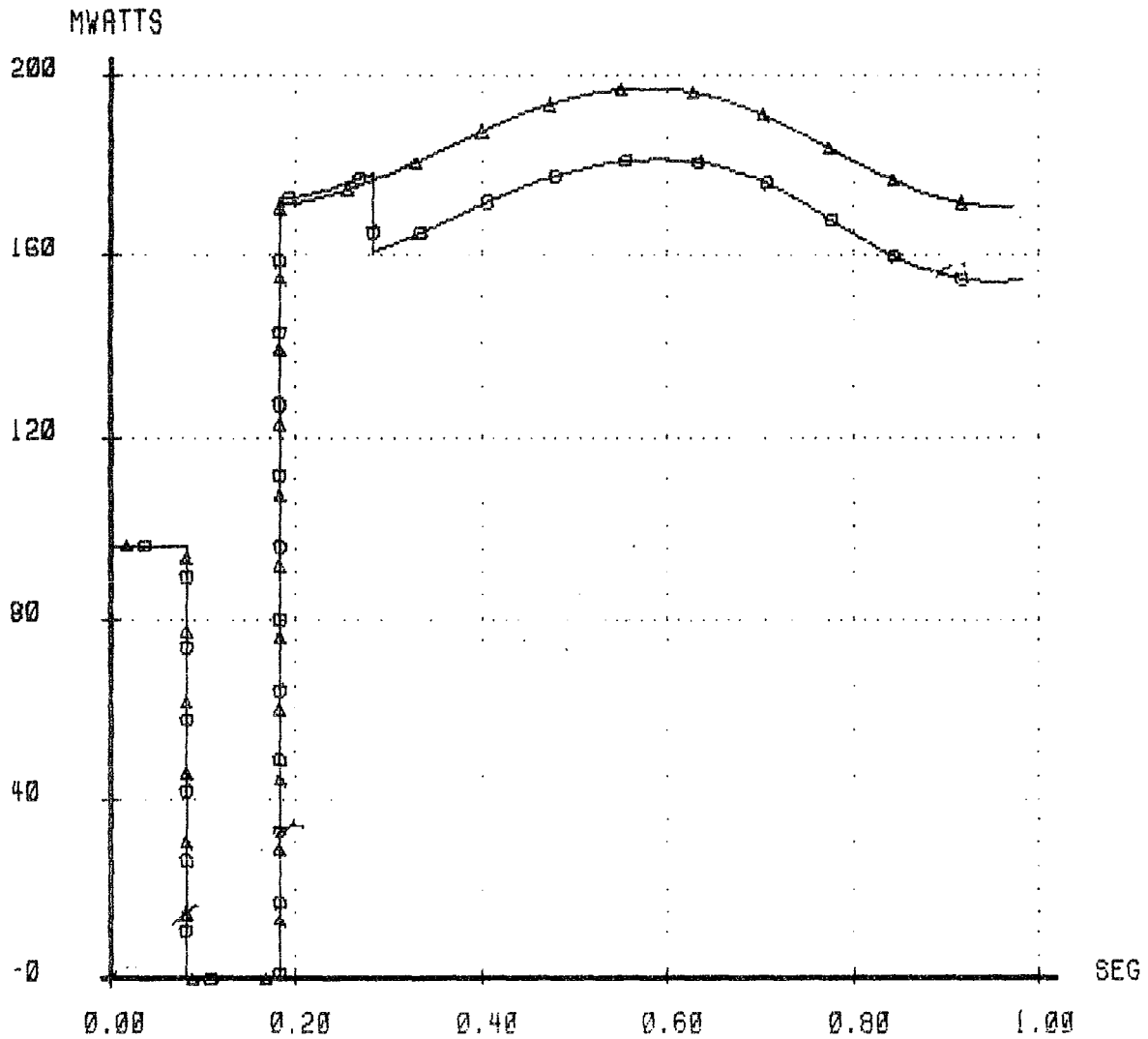


Gráfico 49

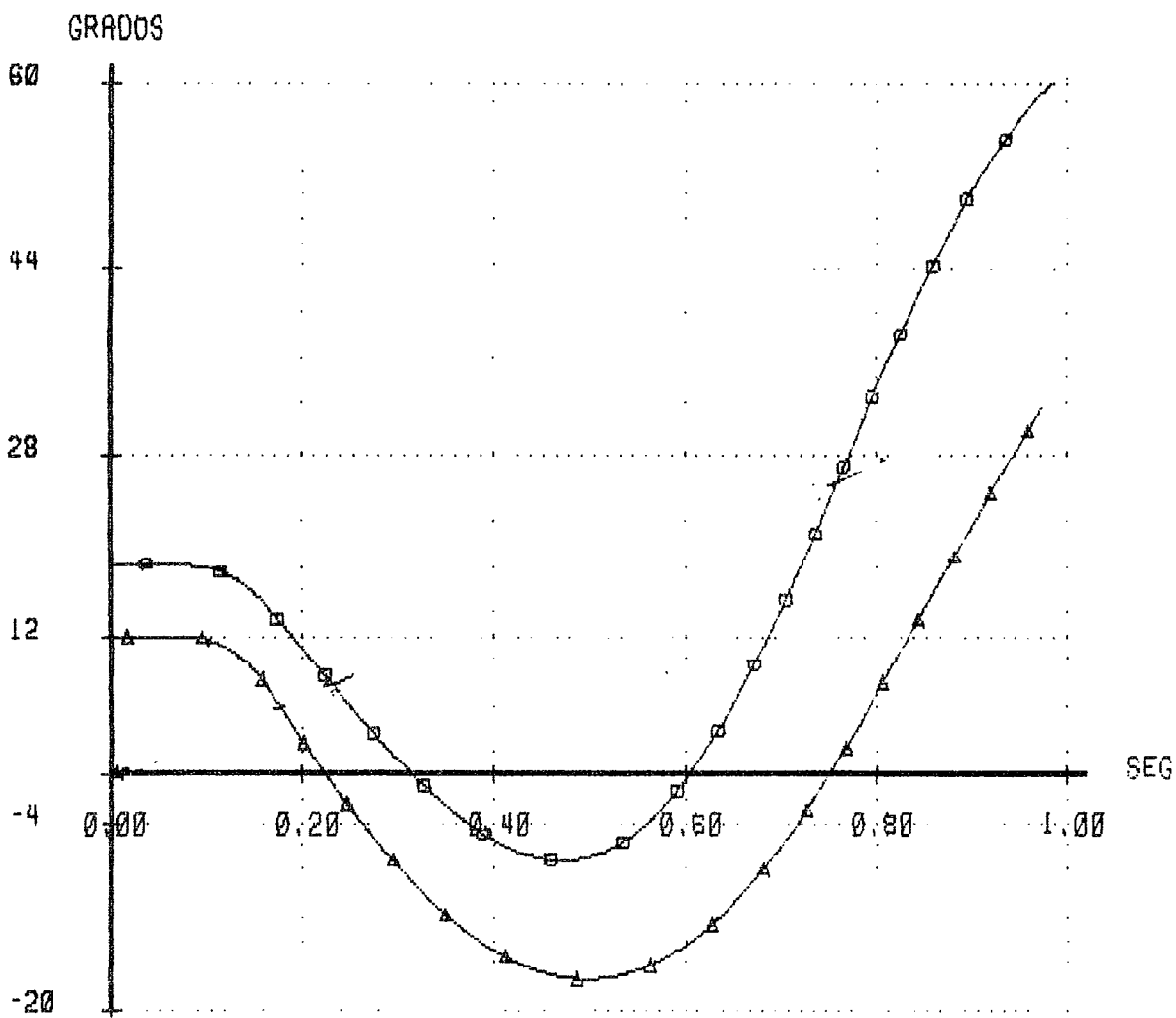
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP - ESTABI  
31/JUL/87

\*\* 1C-795 MAX. VER. 1997. FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* POSICION ANGULAR DE CAJON SIN Y UTILIZANDO EN DAG ( 2U DE ARENAL )

△-△-△-△-△ CJN-UI  
□-□-□-□-□ CJN-UI



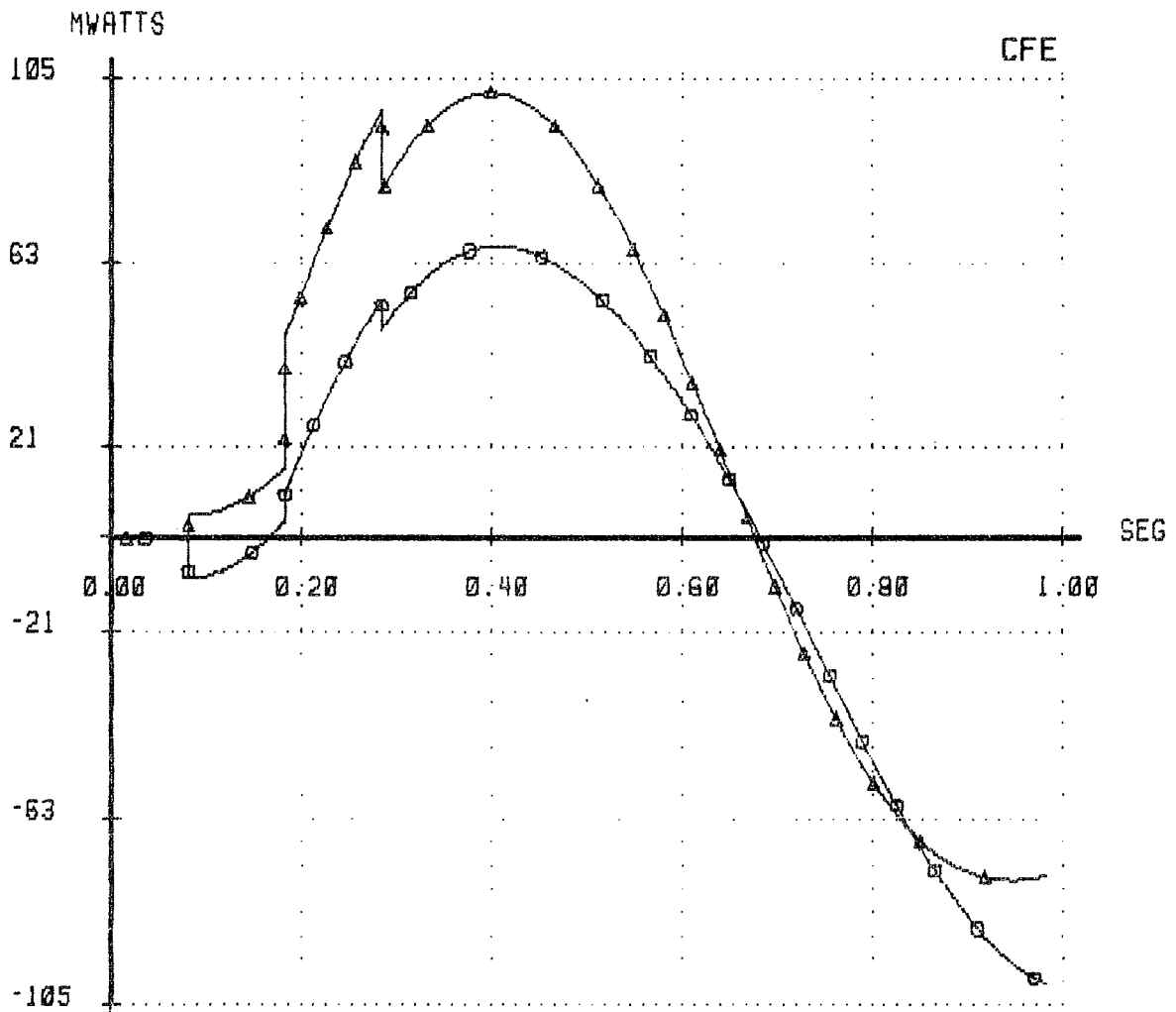
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
31/JUL/87

\*\* IC-795 1997. FALLA EN BARRANCA 230KV LIBERADA CON APERTURA DOBLE  
\*\* BARRANCA CAJA Y A LOS 6 CICLOS SIGUIENTES SE DISPARAN ARENAL 1Y2

△-△-△-△-△ LIB-230 → LBR-230  
□-□-□-□-□ RCL-230 → PRO-230





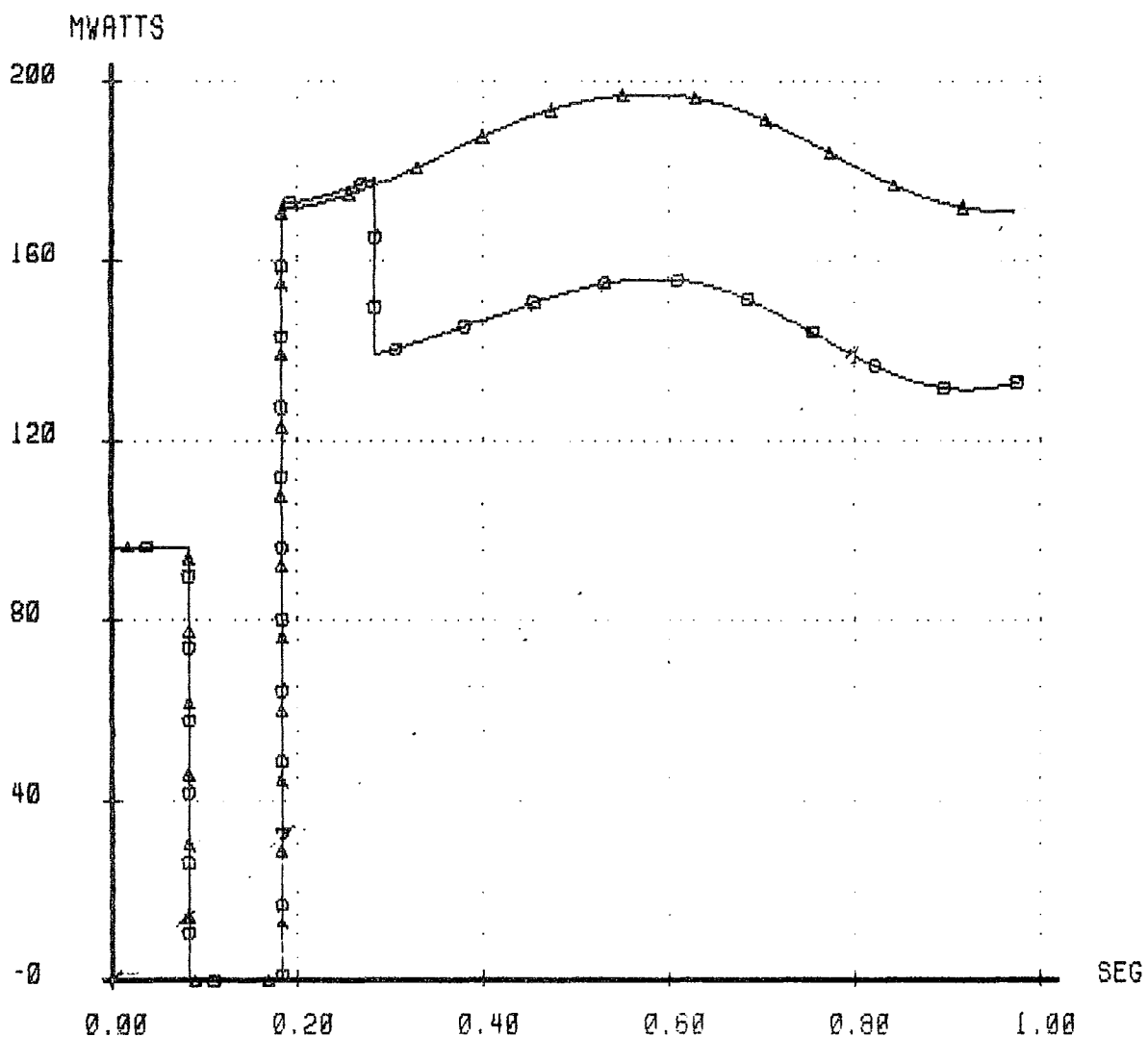
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* IC-795 MAX 1997 . FALLA EN BARRANCA 230KV. ANALISIS COMPARATIVO  
\*\* SIN DAG Y LUEGO UTILIZANDO EN DAG PARA DISPARAR ARENAL Y COROBICI U3

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-138  
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138



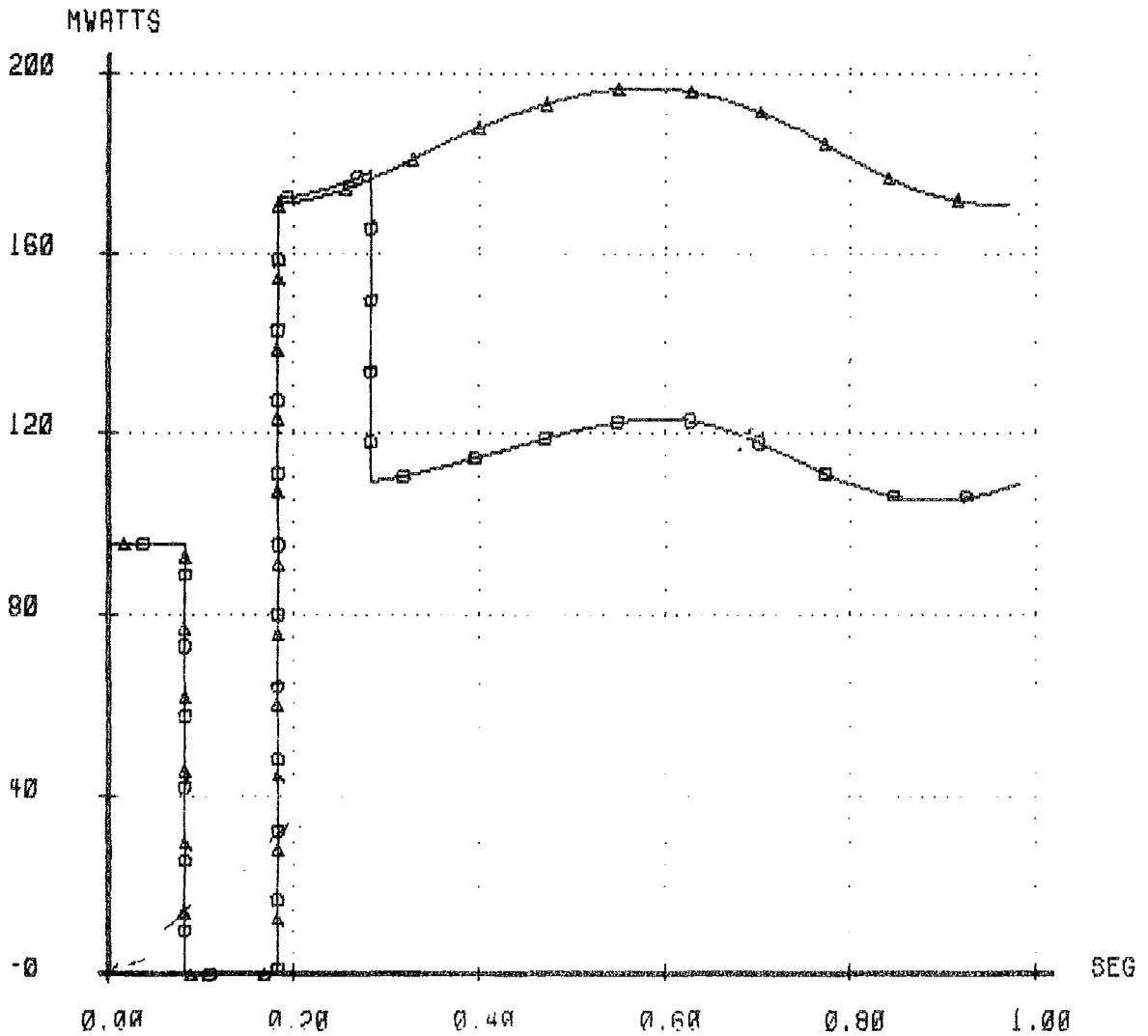
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* IC-795 MAX. 1997. FALLA EN BARRANCA. ANALISIS COMPARATIVO DEL DAG  
\*\* SIN DAG Y LUEGO SE UTILIZA PARA DISPARAR ARENAL Y COROBICI TOTAL

△-△-△-△-△ BRN-230 -> BRN-139  
□-□-□-□-□ BRN-230 -> BRN-138



Simulaciones de estabilidad para el año 2000

Gráfico 57

CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* 2\*636 + CS MAX. VER . 2000. FALLA TRIFASICA EN S.MIGUEL 230 KV  
\*\* LIBERACION DE FALLA CON APERTURA DEL TRAMO S.MIGUEL AL CAPACITOR

△-△-△-△-△	CAJ-230	->	CAJ-138
○-○-○-○-○	BRN-230	->	BRN-138
◇-◇-◇-◇-◇	SMG-230	->	SMG-138
+--+--+--+	EST-230	->	EST-138

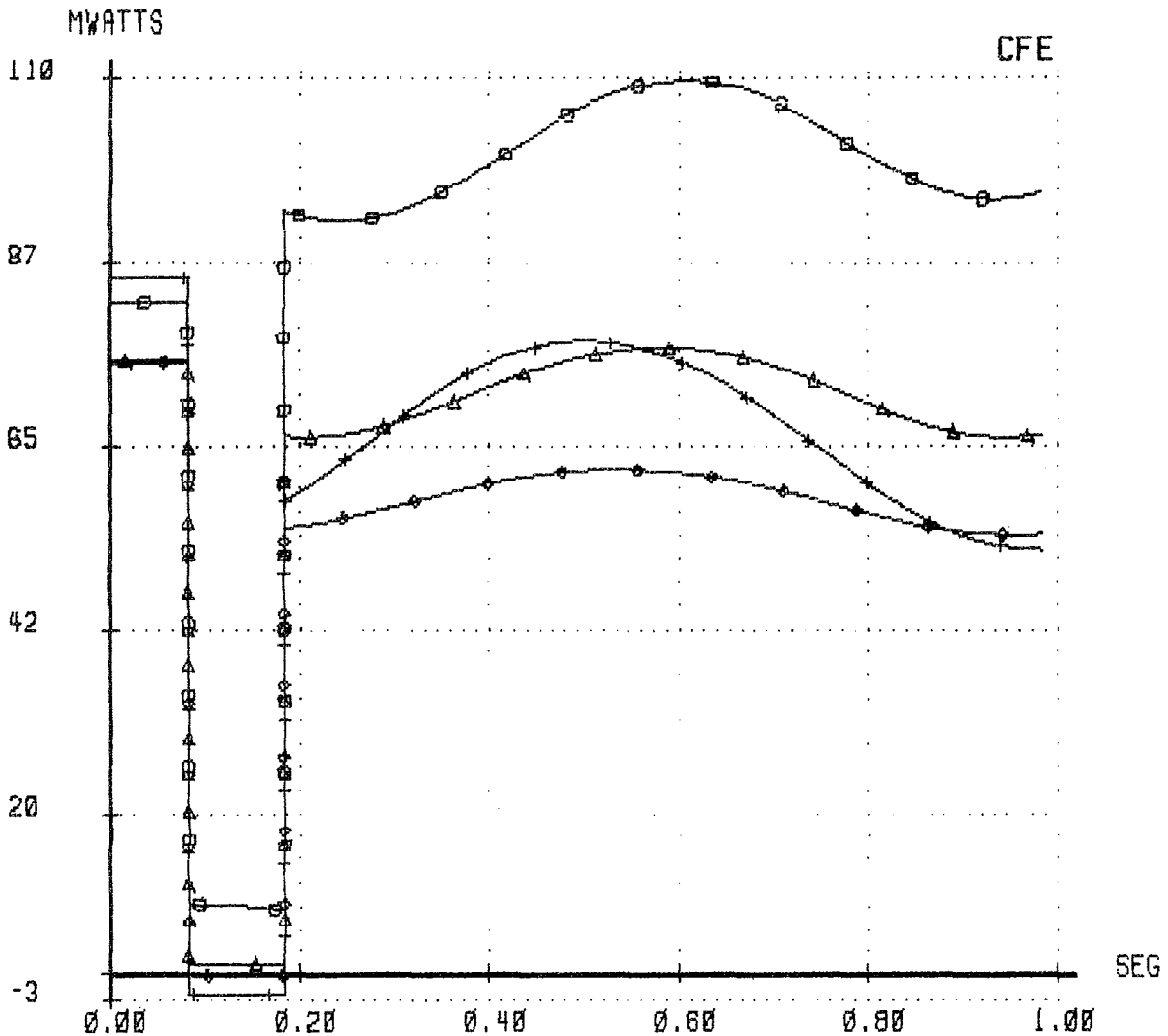


Gráfico 58

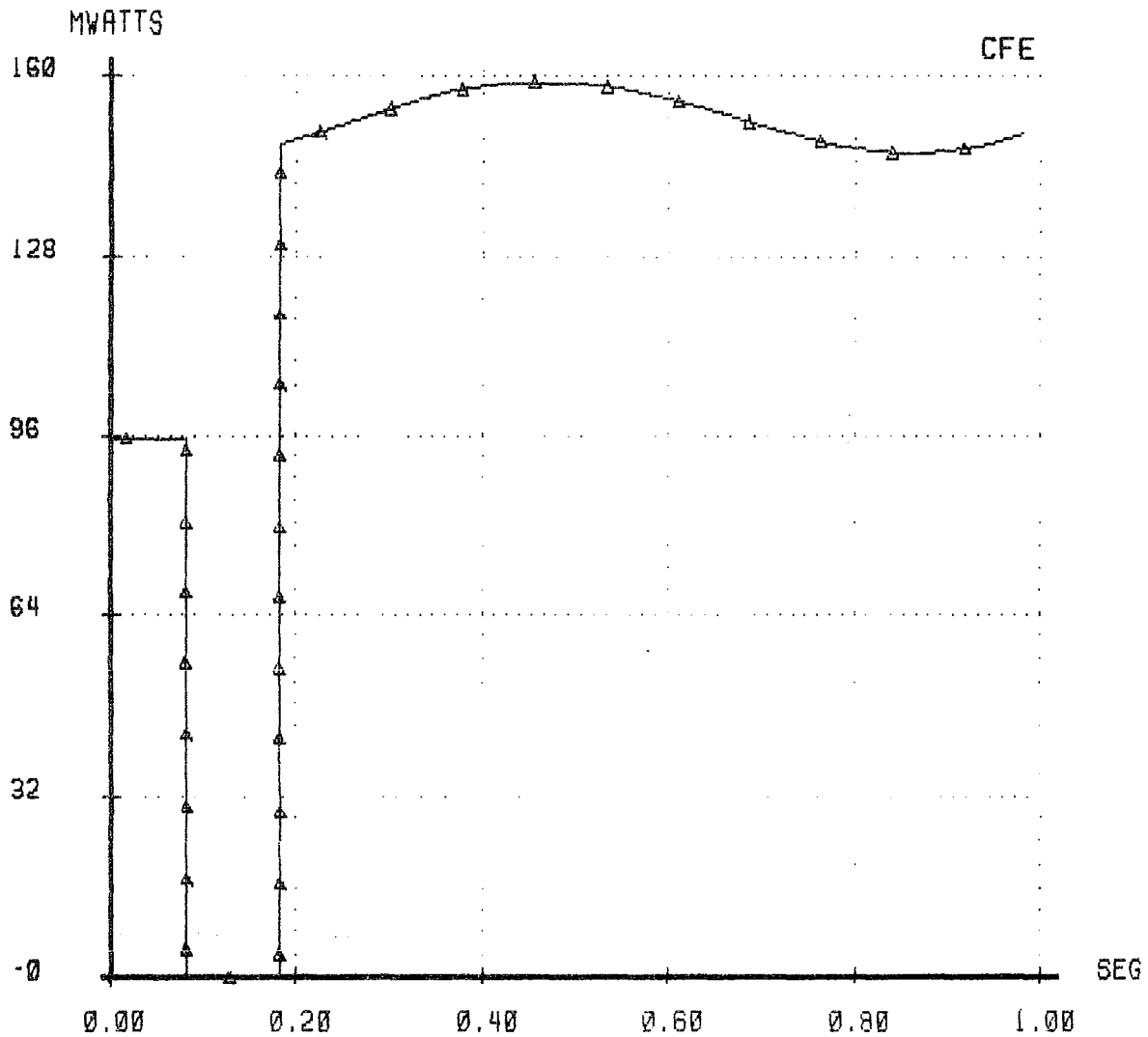
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
30/JUL/87

\*\* 20-795 + 9MG-EST. 2000 FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV \*\*  
\*\* LIBERACION DE FALLA CON APERTURA DOBLE DE BARRANCA CAJA 230 KV \*\*

BRN-230 -> BRN-139



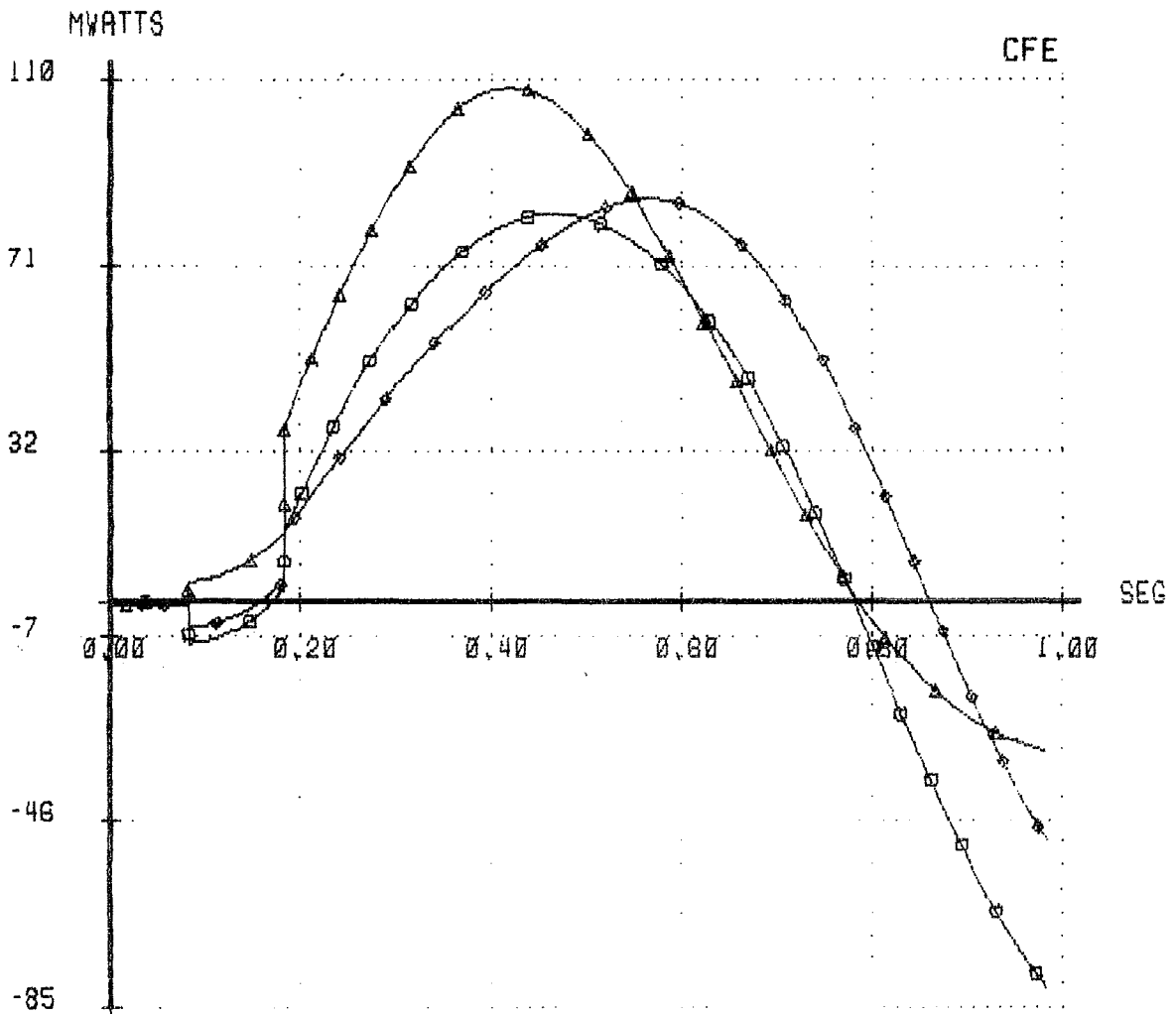
CFE - CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS

SISP - ESTABI  
30/JUL/87

\*\* 20-795 + SMG-EST. 2000 FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV \*\*  
\*\* LIBERACION DE FALLA CON APERTURA DOBLE DE BARRANCA CAJA 230 KV \*\*

△-△-△-△-△ LIB-230 -> LBR-230  
□-□-□-□-□ RCL-230 -> PRO-230  
○-○-○-○-○ LEO-230 -> PVN-230



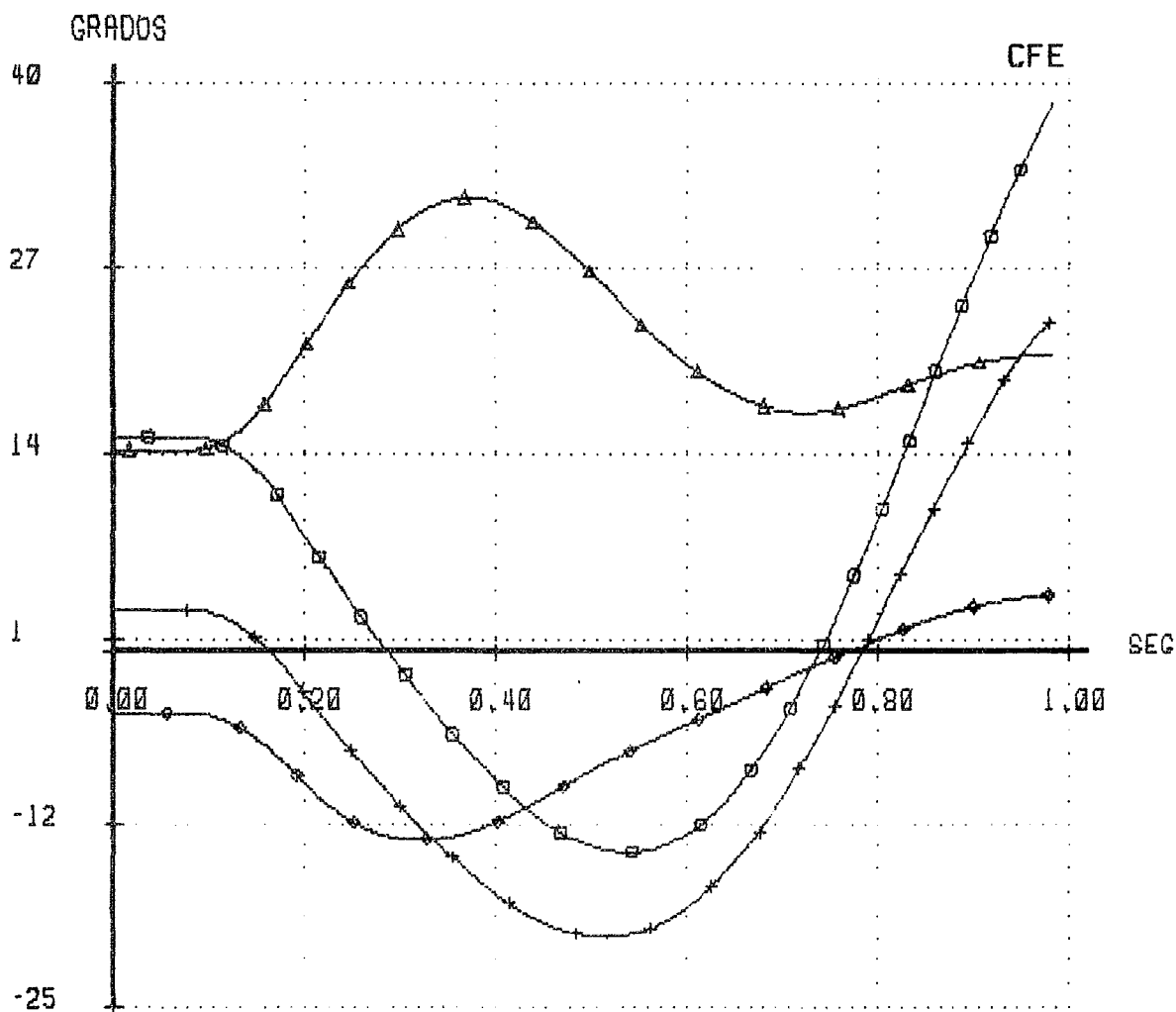
CFE-CENACE  
DID

RESULTADOS GRAFICOS  
DIFERENCIAS ANGULARES

SISP-ESTABI  
31/JUL/87

\*\* IC-795 + BRN - SMG 2000 . FALLA TRIFASICA EN BARRANCA 230 KV  
\*\* LIBERACION DE FALLA CON APERTURA DOBLE ARENAL BARRANCA. MAX. VER.  
+-- MAQUINA DE REFERENCIA --+ [RMO-U4 ]

△-△-△-△-△ ARN-UI  
□-□-□-□-□ CJN-UI  
◇-◇-◇-◇-◇ MGA-UI  
+--+--+--+ FOR-UI



## Anexo 1

ICE: NOMENCLATURA UTILIZADA PARA LAS SUBESTACIONES  
REPRESENTADAS EN EL ESTUDIO

ALJ	ALAJUELA
AJT	ALAJUELITA
ARN	ARENAL
BRN	BARRANCA
CAI	CACHI
CAS	CAÑAS
OQS	CIUDAD QUESADA
CMA	COLIMA
COL	COLORADO
CON	CONCAVAS
CRB	COROBICI
DES	DESAMPARADOS
EST	ESTE
GRT	GARITA
GUA	GUAYABAL
HER	HEREDIA
JLM	JUANILAMA
CAJ	LA CAJA
LIB	LIBERIA
MRV	MIRAVALLS
MOI	MOIN
NAR	NARANJO
RCL	RIO CLARO
RMO	RIO MACHO
SAB	SABANILLA
SID	SAN ISIDRO
SMG	SAN MIGUEL
SAN	SANDILLAL
SIQ	SIQUIRRES
TOR	TORO
VGR	VENTANAS GARITA



**Anexo II**

Datos de la red de Costa Rica utilizados en los estudios de flujos y de estabilidad transitoria.

NOTA: En el caso de estabilidad se incluyen los datos de los seis países del Istmo Centroamericano. Los datos se especifican de acuerdo al formato utilizado en el SISP.

RMO-230	0.00	0.00	59	2
SID-230	16.93	5.64	52	2
RCL-230	21.56	7.18	52	2
FIC-N2	00.00	0.00	52	2
RMO-138	4.69	1.56	59	5
CAI-138	20.72	8.03	52	5
ANG-138	00.00	0.00	52	5
SIQ-138	5.81	1.94	52	5
LES-138	21.35	7.12	52	5
MOI-138	33.91	11.30	52	5
SAB-138	100.80	33.59	52	5
CMA-138	85.20	38.40	52	5
EST-138	29.28	9.750	59	5
CON-138	77.00	25.66	52	5
DES-138	104.70	34.90	59	5
ESC-138	38.69	12.89	52	5
HER-138	87.09	29.00	52	5
AJT-138	75.66	25.21	52	5
CAJ-138	66.25	22.06	59	5
CAJ-230	0.00	0.00	59	2
BRN-138	64.00	21.31	52	5
BRN-230	0.00	0.00	59	2
ALJ-138	69.90	23.29	52	5
JLM-138	1.64	0.55	52	5
GRT-138	25.51	8.50	52	5
GAS-138	00.00	0.00	52	5
GRT-13F	0.00	0.00	52	14
NAR-138	37.36	12.45	52	5
CON-34	00.00	00.00	52	9
CAS-230	0.00	0.00	52	2
CRB-230	0.00	0.00	52	2
ARN-230	0.00	0.00	59	2
MRV-230	20.00	0.00	52	2
SAN-230	0.00	0.00	52	2
CQS-230	31.41	10.47	59	2
CQS-CS	00.00	00.00	52	2
TOR-230	00.00	00.00	59	2
TOR-CS	00.00	00.00	52	2
SMG-CS	00.00	00.00	52	2
SMG-230	00.00	00.00	59	2
EST-230	00.00	00.00	59	2
SMG-138	42.25	14.08	59	5
CAS-138	0.00	0.00	52	5
CAS-34	12.22	4.07	52	9
GUA-138	20.91	6.97	52	5
COL-138	14.60	4.86	52	5
LIB-230	16.97	5.66	52	2
FIC-N1	00.00	0.00	52	2
RMO-U1	0.00	0.00	52	14
RMO-U2	0.00	0.00	52	14
RMO-U3	0.00	0.00	52	14
RMO-U4	0.00	0.00	52	14
RMO-U5	0.00	0.00	52	14
CAI-U1	0.00	0.00	52	14
CAI-U2	0.00	0.00	52	14
CAI-U3	0.00	0.00	52	14
GRT-U1	0.00	0.00	52	14
GRT-U2	0.00	0.00	52	14
CRB-U1	0.00	0.00	52	14
CRB-U2	0.00	0.00	52	14
CRB-U3	0.00	0.00	52	14
ARN-U1	0.00	0.00	52	14
ARN-U2	0.00	0.00	52	14
ARN-U3	0.00	0.00	52	14
MRV-U1	0.00	0.00	52	14
MRV-U2	0.00	0.00	52	14
MRV-U3	0.00	0.00	52	14
MRV-U4	0.00	0.00	52	14
SAN-U1	0.00	0.00	52	14
SAN-U2	0.00	0.00	52	14
SAN-F1	0.00	0.00	52	14
TOR-U1	0.00	0.00	52	14
TOR-U2	0.00	0.00	52	14
ANG-U1	0.00	0.00	52	14
ANG-U2	0.00	0.00	52	14
ANG-U3	0.00	0.00	52	14
GAS-U	0.00	0.00	52	14
VGR-U1	0.00	0.00	52	14
VGR-U2	0.00	0.00	52	14
PRO-230	0.00	0.00	62	2

RMO-U1	RMO-138	15.00	10.00	-6.00	1.02890
RMO-U2	RMO-138	15.00	10.00	-6.00	1.02890
RMO-U3	RMO-138	30.00	20.00	-15.00	1.02890
RMO-U4	RMO-138	30.00	20.00	-15.00	1.02890
RMO-U5	RMO-138	00.00	20.00	-15.00	1.03600
CAI-U1	CAI-138	32.00	15.00	-15.00	1.02890
VGR-U1	GRT-138	45.00	20.00	-10.00	1.02200
VGR-U2	GRT-138	45.00	20.00	-10.00	1.02200
CAI-U2	CAI-138	32.00	15.00	-15.00	1.02890
CAI-U3	CAI-138	36.00	15.00	-15.00	1.02890
GRT-U1	GRT-13F	15.00	6.00	-6.00	1.02200
GRT-U2	GRT-13F	15.00	6.00	-6.00	1.02200
CRB-U1	CRB-230	58.00	28.00	-28.00	1.04300
CRB-U2	CRB-230	58.00	28.00	-28.00	1.04300
CRB-U3	CRB-230	58.00	28.00	-28.00	1.04300
ARN-U1	ARN-230	52.70	24.00	-24.00	1.03600
ARN-U2	ARN-230	52.70	24.00	-24.00	1.03600
ARN-U3	ARN-230	52.70	24.00	-24.00	1.03600
ANG-U1	ANG-138	43.00	28.00	-28.00	1.04300
ANG-U2	ANG-138	43.00	28.00	-28.00	1.04300
ANG-U3	ANG-138	43.00	28.00	-28.00	1.04300
MRV-U1	MRV-230	55.00	25.00	-25.00	1.04300
MRV-U2	MRV-230	55.00	25.00	-25.00	1.04300
MRV-U3	MRV-230	55.00	25.00	-25.00	1.04300
MRV-U4	MRV-230	55.00	25.00	-25.00	1.04300
SAN-U1	SAN-F1	16.00	6.00	-6.00	1.04300
SAN-U2	SAN-F1	16.00	6.00	-6.00	1.04300
TOR-U1	TOR-230	24.00	8.00	-8.00	1.00000
TOR-U2	TOR-230	66.00	28.00	-28.00	1.00000
GAS-U	GAS-138	64.00	28.00	-28.00	1.01500

RCL-230	FIC-N2	0.00590	0.03505	0.03360	0.00000
PRO-115	PRO-230	0.00000	0.13500	0.00000	1.00000
PRO-34	PRO-115	0.00000	0.24500	0.00000	1.00000
PRO-115	CHZ-115	0.02140	0.10490	0.00680	0.00000
RCL-230	SID-230	0.01628	0.09890	0.09710	0.00000
SID-230	RMO-230	0.00834	0.05448	0.04980	0.00000
RMO-230	RMO-138	0.00000	0.06060	0.00000	1.02300
EST-230	EST-138	0.00000	0.06060	0.00000	1.02300
RMO-138	CAI-138	0.00614	0.03840	0.00500	0.00000
RMC 138	CAI-138	0.00614	0.03840	0.00500	0.00000
RMO-138	EST-138	0.01350	0.06290	0.00870	0.00000
RMO-138	CON-138	0.00480	0.02240	0.00300	0.00000
CAI-138	ANG-138	0.01000	0.04670	0.00620	0.00000
CAI-138	ANG-138	0.01000	0.04670	0.00620	0.00000
ANG-138	SIQ-138	0.02260	0.06280	0.00725	0.00000
ANG-138	SIQ-138	0.02260	0.06280	0.00725	0.00000
CAI-138	SAB-138	0.01810	0.08420	0.01150	0.00000
CAI-138	EST-138	0.01533	0.07126	0.00980	0.00000
SIQ-138	MOI-138	0.04789	0.12400	0.01540	0.00000
SIQ-138	MOI-138	0.04789	0.12400	0.01540	0.00000
SIQ-138	LES-138	0.02200	0.10300	0.01300	0.00000
SMG-138	CMA-138	0.00440	0.02040	0.00280	0.00000
SMG-138	SAB-138	0.00400	0.01870	0.00260	0.00000
EST-138	CMA-138	0.00977	0.04553	0.00630	0.00000
HER-138	CMA-138	0.00369	0.01750	0.00240	0.00000
CAJ-138	CMA-138	0.00450	0.02090	0.00270	0.00000
EST-138	CON-138	0.00880	0.04101	0.00570	0.00000
EST-138	DES-138	0.00551	0.02557	0.00350	0.00000
EST-138	AJT-138	0.01008	0.04694	0.00640	0.00000
DES-138	ESC-138	0.00820	0.03860	0.00530	0.00000
CAJ-138	ESC-138	0.00220	0.01010	0.00140	0.00000
HER-138	CAJ-138	0.00418	0.01940	0.00270	0.00000
CAJ-138	GRT-138	0.01150	0.05350	0.00730	0.00000
AJT-138	CAJ-138	0.00614	0.02851	0.00390	0.00000
ALJ-138	CAJ-138	0.00845	0.03928	0.00520	0.00000
GRT-138	GAS-138	0.01080	0.05020	0.00690	0.00000
GAS-138	ALJ-138	0.00440	0.02030	0.00280	0.00000
CAJ-230	BRN-230	0.00941	0.06040	0.05730	0.00000
CAJ-230	BRN-230	0.00941	0.06040	0.05730	0.00000
CAS-230	BRN-230	0.01329	0.06544	0.06177	0.00000
ARN-230	BRN-230	0.01040	0.06200	0.05885	0.00000
ARN-230	BRN-230	0.01040	0.06200	0.05885	0.00000
ARN-230	CQS-CS	0.00690	0.05130	0.08660	0.00000
CQS-CS	CQS-230	0.00000	-.0174	0.00000	0.00000
CQS-230	TOR-230	0.00215	0.01580	0.02670	0.00000
TOR-230	TOR-CS	0.00207	0.01530	0.02580	0.00000
TOR-CS	SMG-CS	0.00000	-.01450	0.00000	0.00000
SMG-CS	SMG-230	0.00207	0.01530	0.02580	0.00000
SMG-230	CAJ-230	0.00133	0.00953	0.01720	0.00000
SMG-230	EST-230	0.00152	0.01089	0.01966	0.00000
EST-230	RMO-230	0.00224	0.01601	0.02891	0.00000
ARN-230	SMG-230	0.01310	0.09770	0.16490	0.00000
JLM-138	BRN-138	0.00630	0.01638	0.00200	0.00000

JLM-138	GRT-138	0.03434	0.08937	0.01090	0.00000
NAR-138	GRT-138	0.01728	0.04537	0.00550	0.00000
CAS-230	CRB-230	0.00106	0.00643	0.00630	0.00000
CAS-230	LIB-230	0.00720	0.04040	0.04040	0.00000
CRB-230	ARN-230	0.00136	0.00850	0.00820	0.00000
CRB-230	SAN-230	0.00070	0.00360	0.00350	0.00000
LIB-230	MRV-230	0.00626	0.03010	0.02982	0.00000
ARN-230	MRV-230	0.00689	0.03310	0.03282	0.00000
CAS-138	GUA-138	0.05808	0.15842	0.01760	0.00000
RMO-138	RMO-U1	0.00000	0.40957	0.00000	1.00000
RMO-138	RMO-U2	0.00000	0.40957	0.00000	1.00000
RMO-138	RMO-U3	0.00000	0.24000	0.00000	1.00000
RMO-138	RMO-U4	0.00000	0.24000	0.00000	1.00000
RMO-138	RMO-U5	0.00000	0.24000	0.00000	1.00000
CAI-138	CAI-U1	0.00000	0.29773	0.00000	1.00000
CAI-138	CAI-U2	0.00000	0.29773	0.00000	1.00000
CAI-138	CAI-U3	0.00000	0.20741	0.00000	1.00000
ANG-138	ANG-U1	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
AN -138	ANG-U2	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
ANG-138	ANG-U3	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
CAJ-230	CAJ-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.023000
CAJ-230	CAJ-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.023000
CAJ-230	CAJ-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.023000
SMG-230	SMG-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.02300
SMG-230	SMG-138	0.00000	0.07300	0.00000	1.02300
GRT-138	GRT-13F	0.00000	0.32400	0.00000	1.00000
GRT-13F	GRT-U1	0.00000	0.00100	0.00000	1.00000
GRT-13F	GRT-U2	0.00000	0.00100	0.00000	1.00000
BRN-138	BRN-230	0.00000	0.07200	0.00000	1.05000
GRT-138	VGR-U1	0.00000	0.21400	0.00000	1.00000
GRT-138	VGR-U2	0.00000	0.21400	0.00000	1.00000
GAS-U	GAS-138	0.00000	0.12000	0.00000	1.00000
CON-34	CON-138	0.00000	0.31978	0.00000	1.05000
CRB-230	CRB-U1	0.00000	0.17391	0.00000	1.00000
CRB-230	CRB-U2	0.00000	0.17391	0.00000	1.00000
CRB-230	CRB-U3	0.00000	0.17391	0.00000	1.00000
ARN-230	ARN-U1	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
ARN-230	ARN-U2	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
ARN-230	ARN-U3	0.00000	0.12300	0.0050	1.00000
MRV-230	MRV-U1	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
MRV-230	MRV-U2	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
MRV-230	MRV-U3	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
MRV-230	MRV-U4	0.00000	0.12300	0.00000	1.00000
SAN-U1	SAN-F1	0.0000	0.00050	0.00000	1.02500
SAN-U2	SAN-F1	0.00000	0.00050	0.00000	1.02500
SAN-F1	SAN-230	0.00000	0.32400	0.00000	1.02500
TOR-230	TOR-U1	0.00000	0.45800	0.00000	1.00000
TOR-230	TOR-U2	0.00000	0.16700	0.00000	1.00000
CAS-138	CAS-230	0.00000	0.21436	0.00000	1.00500
CAS-138	CAS-230	0.00000	0.21436	0.00000	1.00000
CAS-34	CAS-138	0.00000	0.50147	0.00000	1.02000
CAS-138	COL-138	0.02490	0.06810	0.00760	0.00000

## \*\* DATOS DE COSTA RICA

RMO-U1	0.000000	1.706666	3.200000	0.54	1
RMO-U2	0.000000	1.706666	3.200000	0.54	1
RMO-U3	0.000000	0.842670	1.813333	1.08	1
RMO-U4	0.000000	0.842670	1.813333	1.08	1
RMO-U5	0.000000	0.842670	1.813333	1.08	1
ARN-U1	0.0000000	0.489230	1.052970	1.95	1
ARN-U2	0.0000000	0.489230	1.052970	1.95	1
ARN-U3	0.0000000	0.489230	1.052970	1.95	1
CRB-U1	0.0000000	0.468930	0.952520	2.22	1
CRB-U2	0.0000000	0.468930	0.952520	2.22	1
CRB-U3	0.0000000	0.468930	0.952520	2.22	1
VGR-U1	0.0000000	0.600000	1.300000	1.74	1
VGR-U2	0.0000000	0.600000	1.300000	1.74	1
CAI-U1	0.0000000	0.710000	1.575000	1.05	1
CAI-U2	0.0000000	0.710000	1.575000	1.05	1
CAI-U3	0.0000000	0.673900	1.434800	1.09	1
GRT-U1	0.0000000	1.253330	2.506670	0.53	1
GRT-U2	0.0000000	1.253330	2.506670	0.53	1
MRV-U1	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
MRV-U2	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
MRV-U3	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
MRV-U4	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
GAS-U	0.0000000	0.392000	0.392000	3.23	0
TOR-U1	0.0000000	1.310000	2.546800	0.77	1
TOR-U2	0.0000000	0.355000	0.737000	1.95	1
SAN-U1	0.0000000	1.253300	2.506670	0.53	1
SAN-U2	0.0000000	1.253300	2.506670	0.53	1
ANG-U1	0.000000	0.468930	0.953520	2.13	1
ANG-U2	0.000000	0.468930	0.953520	2.13	1
ANG-U3	0.000000	0.468930	0.953520	2.13	1

## \*\* DATOS DE PANAMA

FOR-U1	0.000000	0.270000	0.540000	4.50	1
FOR-U2	0.000000	0.270000	0.540000	4.50	1
FOR-U3	0.000000	0.270000	0.540000	4.50	1
LVL-U1	0.000000	0.740740	2.296296	0.66	1
LVL-U2	0.000000	0.740740	2.296296	0.66	1
EST-U1	0.000000	0.740740	2.296296	0.66	1
EST-U2	0.000000	0.740740	2.296296	0.66	1
BAY-U1	0.000000	0.345238	0.833333	2.27	1
BAY-U2	0.000000	0.345238	0.833333	2.27	1
BLM-U2	0.0000000	0.404255	0.404255	2.09	0
BLM-U3	0.0000000	0.404255	0.404255	2.09	0
BLM-U4	0.0000000	0.404255	0.404255	2.09	0

FIN

FIN

PAN-CEV	0.000000	2.112000	2.112000	0.20	3
LLS-CEV	0.000000	2.112000	2.112000	0.20	3

FIN

PAN-CEV	PAN-230	0.040	0.100	1.000	1.000	0.500	-0.10	100
LLS-CEV	LLS-230	0.040	0.100	1.000	1.000	0.500	.10	100

FIN

OK, k maquinas.maq

## \*\* DATOS PARA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE AMERICA CENTRAL

## \*\* DATOS DE MAQUINAS DE GUATEMALA

CHY-H1	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
CHY-H2	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
CHY-H3	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
CHY-H4	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
CHY-H5	0.004200	0.490600	1.1132000	2.6268	1
AGU-H1	0.013300	0.968300	2.4963000	1.3125	1
AGU-H2	0.013300	0.968300	2.4963000	1.3125	1
AGU-H3	0.013300	0.968300	2.4963000	1.3125	1
JMA-H1	0.010000	1.192300	3.1796000	0.6650	1
JMA-H2	0.010000	1.192300	3.1796000	0.6650	1
JMA-H3	0.010000	1.192300	3.1796000	0.6650	1
ESV-H12	0.057500	2.200000	4.6000000	0.6000	1
SMA-H123	0.033300	3.226700	6.3333000	0.3600	1
STO-H123	0.033300	2.893300	5.6667000	0.3000	1
BAR-D123	0.033300	2.333300	4.6667000	0.0070	1
BAR-D456	0.033300	2.333300	4.6667000	0.0070	1
ZUN-GT1	0.0001	0.92400	0.924000	5.490	0
ESC-V2	0.00217	0.27167	0.46667	2.5800	1
ESC-V1	0.00376	0.51810	0.96640	1.025	1

## \*\* MAQUINAS DE EL SALVADOR

GUAJ-U1	0.000100	1.856490	3.713000	0.4517	1
CGRA-U1	0.000100	0.396690	0.793400	2.9625	1
CGRA-U2	0.000100	0.396690	0.793400	2.9625	1
5NOV-U1	0.000100	2.998950	5.997900	0.4683	1
5NOV-U2	0.000100	2.998950	5.997900	0.4683	1
5NOV-U3	0.000100	2.998950	5.997900	0.4683	1
5NOV-U4	0.000100	2.998950	5.997900	0.5717	1
5NOV-U5	0.000100	1.400100	2.800200	0.9425	1
15SE-U1	0.000100	0.396690	0.793400	4.8546	1
15SE-U2	0.000100	0.396690	0.793400	4.8546	1
AHUA-U1	0.000100	0.616000	0.616000	2.0588	0
AHUA-U2	0.000100	0.616000	0.616000	2.0588	0
AHUA-U3	0.000100	0.500000	0.500000	2.0000	0
ACAJ-U1	0.000100	0.475490	0.475490	1.0128	0
ACAJ-U2	0.000100	0.460790	0.460790	1.0475	0
SOYA-U12	0.000050	0.458850	0.458850	0.3261	0
SOYA-U3	0.000100	0.747640	0.747640	0.5620	0
MIRAU123	0.000033	0.239067	0.239067	0.2723	0
SMIG-U1	0.000100	0.790320	0.790320	2.1860	0
BERL-U12	0.000050	1.848000	1.848000	0.3413	0
CHIP-U12	0.000050	1.848000	1.848000	0.3413	0
BERL-U1	0.000100	0.924000	0.924000	1.3725	0

## \*\* HONDURAS

RLN-U1	0.0	1.52	2.71	0.83	1
RLN-U2	0.0	1.52	2.71	0.83	1
RLN-U3	0.0	1.52	2.71	0.83	1
RLN-U4	0.0	1.52	2.71	0.83	1
CRL-U1	0.0	2.173	3.333	0.41	1
CRL-U2	0.0	2.173	3.333	0.41	1
CJN-U1	0.0	0.30	0.6959	4.02	1
CJN-U2	0.0	0.30	0.6959	4.02	1
CJN-U3	0.0	0.30	0.6959	4.02	1
CJN-U4	0.0	0.30	0.6959	4.02	1
NIS-U1	0.0	1.04	2.20	0.73	1
REM-U1	0.0	0.46893	0.95252	2.01	1
REM-U1	0.0	0.46893	0.95252	2.01	1

## \*\* DATOS DE NICARAGUA

PNI-U1	0.000000	0.277419	0.277419	1.30	0
PNI-U2	0.000000	0.277419	0.277419	1.30	0
MGA-U1	0.000000	0.748718	0.748718	0.90	0
MGA-U2	0.000000	0.748718	0.748718	0.90	0
MGA-U3	0.000000	0.335144	0.335144	1.30	0
PPA-U1	0.000000	0.572815	0.572815	1.75	0
PCA-U1	0.000000	0.971428	1.942857	0.98	1
PCA-U2	0.000000	0.971428	1.942857	0.98	1
PCF-U1	0.000000	0.847619	1.968254	1.30	1
PCF-U2	0.000000	0.847619	1.968254	1.30	1