

NACIONES UNIDAS

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL



Distr.
RESTRINGIDA
LC/MEX/R.22
29 de noviembre de 1985
ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

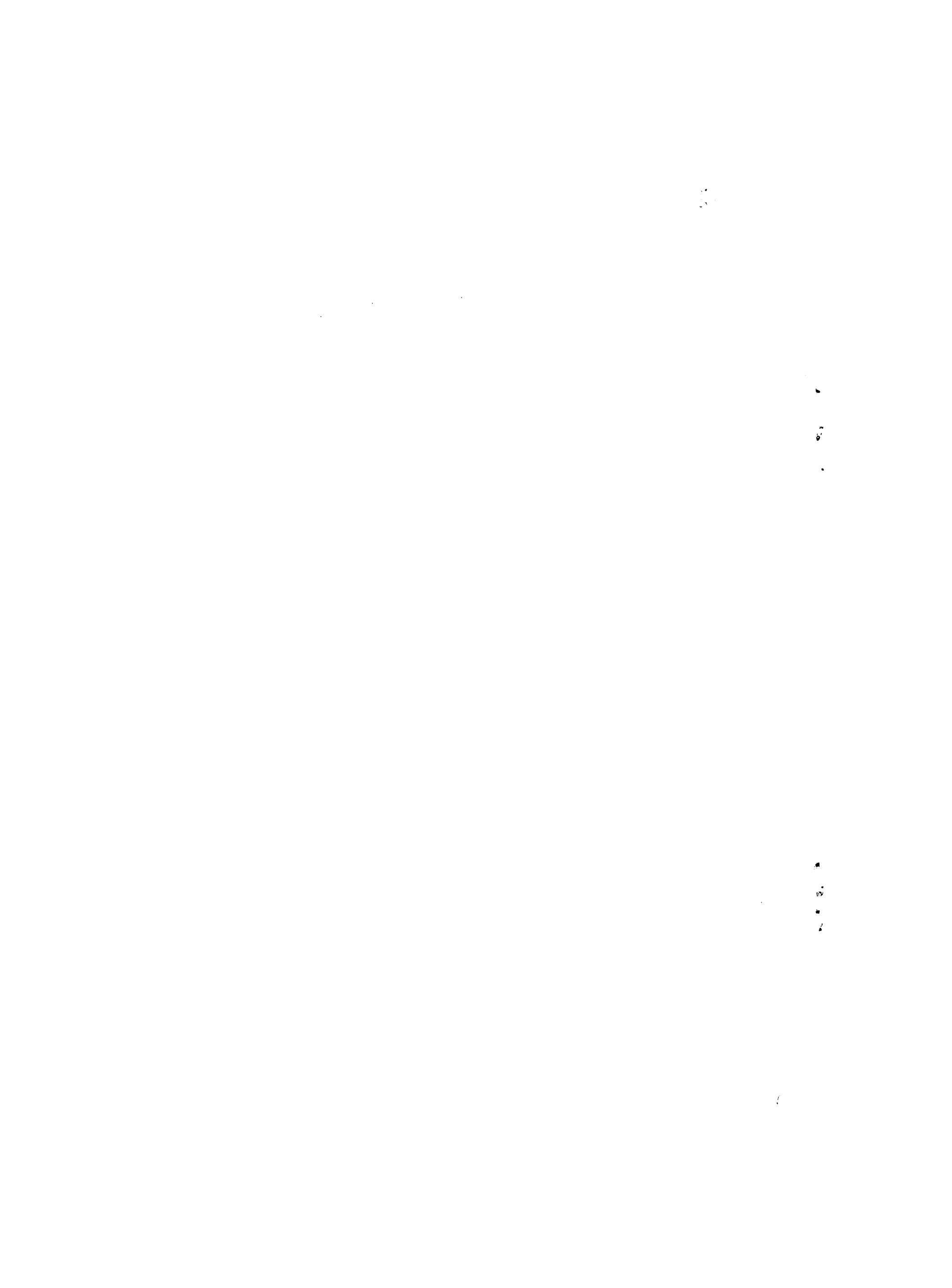
Comisión Económica para América Latina y el Caribe



ANALISIS DE LA OPERACION INTERCONECTADA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE COSTA RICA Y PANAMA

Estudio elaborado por los señores Luis Barquero y Manuel Ureña del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), René Rivera y Evaristo Alvarez del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) y Gonzalo Arroyo de la CEPAL.

85-11-324



PRESENTACION

Con motivo de la inminente entrada en operación -prevista para enero de 1986- de la interconexión de los sistemas de energía eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá, y aprovechando la información recabada por la CEPAL sobre dichos sistemas, así como el apoyo técnico de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, ambas empresas eléctricas del Istmo Centroamericano decidieron realizar estudios de la operación interconectada de sus sistemas en el Centro Nacional de Energía (CENACE) de la CFE, y con el apoyo técnico de la Sección de Energía de la Subsección de la CEPAL, en México. Aunque los estudios fueron elaborados para analizar la operación del primer trimestre de 1986, se estima que las conclusiones son en general válidas para un horizonte de tiempo mayor -hasta de dos años-, mientras no haya cambios importantes de configuración por adiciones de transmisión o generación.

Los objetivos principales de los estudios fueron determinar el límite de transferencia de potencia en la interconexión -estableciendo claramente qué factores limitan dicha transferencia- e identificar las contingencias sencillas más críticas que causarían mayor inseguridad operativa en la operación interconectada del sistema ICE-IRHE.

Por razones de simplicidad y de tiempo, los estudios fueron realizados modelando solamente los sistemas del ICE y del IRHE y no se incluyeron los de Honduras y Nicaragua. Sin embargo, la operación interconectada de los cuatro países con envíos del orden de 100 MW de Costa Rica a Panamá puede resultar en inestabilidad dinámica, la cual se puede manifestar al ocurrir en pequeñas perturbaciones, que harían a los sistemas oscilar de manera creciente hasta que se separaran por la activación de algún esquema de protecciones en dichos sistemas. Si bien sólo se trata de una hipótesis, tal inestabilidad podría ocurrir debido a la configuración actual de los sistemas eléctricos y considerando el envío masivo de energía eléctrica del ICE al IRHE. Se recomienda, entonces, estudiar y analizar en su oportunidad el comportamiento dinámico de los cuatro sistemas mencionados, operando interconectados.

/A continuación

A continuación se presentan los resultados más relevantes de los estudios que se efectuaron, del 11 al 22 de noviembre de 1985, con las herramientas de simulación digital del Centro Nacional de Control de Energía de la CFE. En ellos participó personal del ICE y el IRHE, así como la CFE y la CEPAL.

/1. Conclusiones

1. Conclusiones y recomendaciones

a) El límite de transferencia de potencia del ICE al IRHE medido en la subestación Progreso de Panamá variaría entre 100 MW y 140 MW en función de las condiciones operativas que prevalezcan y de los criterios de seguridad operativa que se adopten.

b) El límite inferior, para condiciones de carga liviana, se definió en 100 MW por contar con pocas unidades generadoras sincronizadas en la zona cercana al anillo metropolitano de Costa Rica y tener que transmitirse el flujo de potencia desde el complejo Arenal-Corobicí hasta el centro de carga de Panamá. Al haber poco soporte de voltaje en la zona del anillo, la contingencia más crítica entre las estudiadas es una falla en una línea de 230 kV de Barranca a La Caja, liberada mediante un disparo tripolar de dicha línea.

c) Si el criterio de seguridad operativa consiste en operar los sistemas interconectados de manera que soporten una contingencia sencilla sin pérdida de sincronismo -que es el criterio que se recomienda adoptar-, el límite de transferencia de potencia para las condiciones de carga liviana estudiadas sería de 100 MW. Este límite se podría incrementar, para ésta carga, si se sincronizaran las unidades generadoras y aumentara la generación de las centrales de Río Macho y Cachí.

d) Para las condiciones de carga máxima estudiadas, correspondientes a sábado entre 18 y 19 horas, el límite de transferencia del ICE al IRHE fue de 120 MW. Sin embargo, cabe mencionar que el caso fue críticamente estable desde el punto de vista de estabilidad transitoria. Se recomienda ampliar los análisis para incluir estabilidad dinámica y establecer mientras tanto, como límite seguro de operación, el de 100 MW a 110 MW.

e) Para lograr un mayor envío de potencia del ICE al IRHE y prevenir que la ocurrencia de la contingencia mencionada evolucione en un disturbio extenso, se podría instalar un esquema para disparo automático de generación (DAG) actuando sobre generadores de Arenal y Corobicí. El DAG se activaría en función del flujo de potencia por las dos líneas de 230 kV

/Barranca-

Barranca-La Caja que a su vez dependería del flujo de envío al IRHE. Se efectuó un estudio preliminar, el cual no se incluye en este informe, que confirmó el beneficio expresado. Si se implantase el control de emergencia mencionado, se podrían establecer nuevos límites de transferencia apoyados en estudios similares a los aquí reportados. Cabe recalcar que en sistemas eléctricos de países en vías de desarrollo es imprescindible utilizar al máximo las instalaciones existentes.

f) Adicionalmente, para las condiciones de carga liviana estudiadas, se evaluaron otras cuatro contingencias sencillas que resultaron soportables.

g) Otros estudios que no se realizaron por falta de tiempo y que se recomienda abordar a la mayor brevedad posible son:

i) Simular el comportamiento en estabilidad transitoria de los sistemas ICE-IRHE interconectados, operando con la mayor transferencia de potencia que se establezca, al ocurrir falla de fase a tierra en la línea San Isidro-Río Claro para distintos tiempos muertos del esquema de protecciones de disparo-recierre monopolar (DRM);

ii) Estudios exhaustivos para adecuar el esquema para desconexión de carga por baja frecuencia. Se anticipa que por las condiciones de operación más usuales de transferencia que se prevén del ICE al IRHE, el esquema deberá iniciar el corte en el sistema del IRHE para evitar que ante contingencias se exceda el límite de estabilidad de estado estable de la red de interconexión con las consecuencias de disturbios extensos, y

iii) Para ciertas condiciones de operación habrá contingencias para las que no se podrá mantener integrado el sistema interconectado; en este caso -de alcances más ambiciosos- se pueden implantar esquemas para segregar selectivamente el sistema y evitar que se separe en forma caótica y sin control, lo cual generalmente conduce al colapso.

h) Para horizontes de tiempo mayor se recomienda:

i) Estudiar condiciones de operación con generación alta en la central Fortuna combinada con transferencia elevada del ICE al IRHE; simular contingencias en la red de 230 kV de Panamá, con y sin operación de DAG y DRM, y

/ii) Analizar

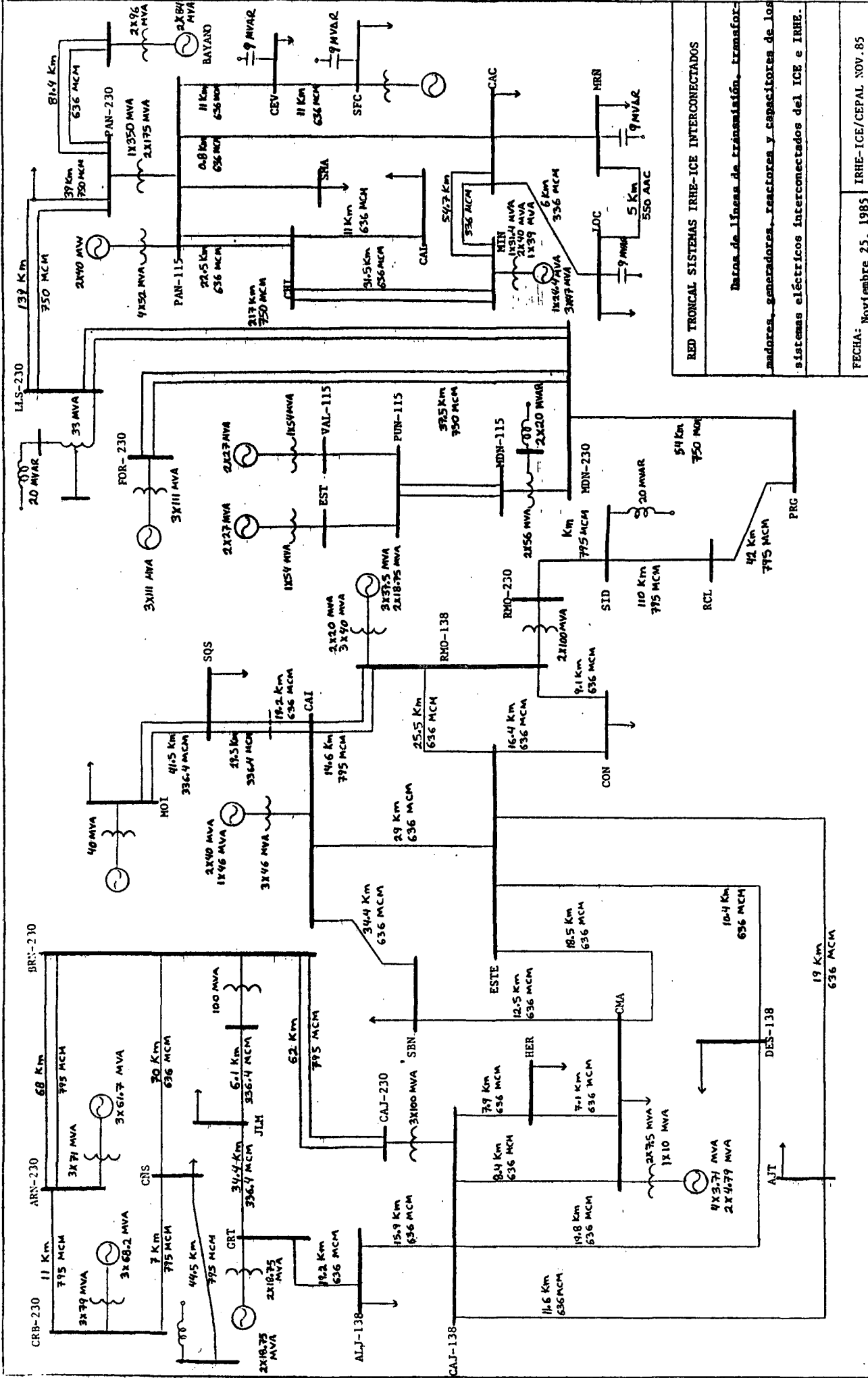
ii) Analizar la operación interconectada incluyendo refuerzos a la red de interconexión. Antes de estudiar la adición de un segundo circuito se recomienda analizar comparativamente la compensación serie y paralelo de la red de interconexión. Por existir varias subestaciones entre Río Macho y Mata de Nance, se anticipa que técnica y económicamente será más atractiva la compensación en derivación mediante un compensador estático de vars (CEV) ubicado en la subestación San Isidro, Río Claro o algún punto cercano con respecto a capacitores serie.

2. Descripción de los sistemas eléctricos y "sus curvas de carga horaria"

La red de transmisión del sistema eléctrico del ICE de Costa Rica está formada por líneas de 230 kV y 138 kV. La red de 230 kV que conecta la generación del complejo hidroeléctrico Arenal-Corobicí con la zona de carga del anillo metropolitano de Costa Rica termina en la subestación La Caja. Entre La Caja y Río Macho la red consiste de cuatro líneas de 138 kV en paralelo que constituyen el anillo metropolitano. En la subestación de la central hidroeléctrica de Río Macho se tiene transformación de 138 kV a 230 kV y de esta subestación parte una línea sencilla de 230 kV que conecta las subestaciones San Isidro y Río Claro del ICE. A su vez, la subestación Río Claro es la subestación terminal de la interconexión con la subestación Progreso de Panamá. Por el tamaño relativamente pequeño de las cargas en San Isidro, Río Claro y Progreso, con un total máximo del orden de 12 MW, se puede afirmar que existe una línea sencilla de 260 km interconectando los sistemas eléctricos ICE-IRHE. (Véase el diagrama 1.) En este diagrama se indican longitudes y calibres de las principales líneas de transmisión, así como capacidades de unidades generadoras y transformadores. La nomenclatura utilizada en el diagrama 1 se presenta en el anexo.

Los principales centros de consumo de ambos sistemas se localizan en las subestaciones cercanas a las ciudades capitales. De nuevo, en ambos

Diagrama 1



RED TRONCAL SISTEMAS IRRE-ICE INTERCONECTADOS

Datos de líneas de transmisión, transformadores, generadores, reactores y capacitores de los sistemas eléctricos interconectados del ICE e IRRE.

FECHA: Noviembre 25, 1985 IRRE-ICE/CEPAL NOV. 85

sistemas eléctricos se tienen centros de generación importantes alejados de los centros de consumo principales: el complejo Arenal-Corobicí con capacidad de 340 MW, para Costa Rica, y el complejo Fortuna-Estrella-Los Valles con capacidad de 390 MW, en el caso de Panamá. Las demandas de potencia máxima durante 1985 son del orden de 500 MW y 430 MW para Costa Rica y Panamá, respectivamente.

El comportamiento de la demanda durante día hábil (miércoles) se muestra en los gráficos 1-A y 1-B para Costa Rica y Panamá, respectivamente. Para fin de semana (sábado) las curvas de demanda horaria se ilustran en los gráficos 2-A y 2-B. Se incluyó la curva horaria del sábado por ser la que presenta condiciones de operación más inseguras durante los trabajos programados para principios de 1986 en la central hidroeléctrica Fortuna (Edwin Fábrega), que provocarán que se suspenda la generación en dicha central (pudiendo operarse como condensadores síncronos los generadores de Fortuna). El faltante resultará más económico transferirlo de Costa Rica a Panamá que generarlo con recursos propios. Por lo tanto, se requiere definir el límite máximo de transferencia.

Como información complementaria, en el gráfico 3 se presenta el comportamiento horario de la demanda del sistema eléctrico del IRHE, durante una semana típica.

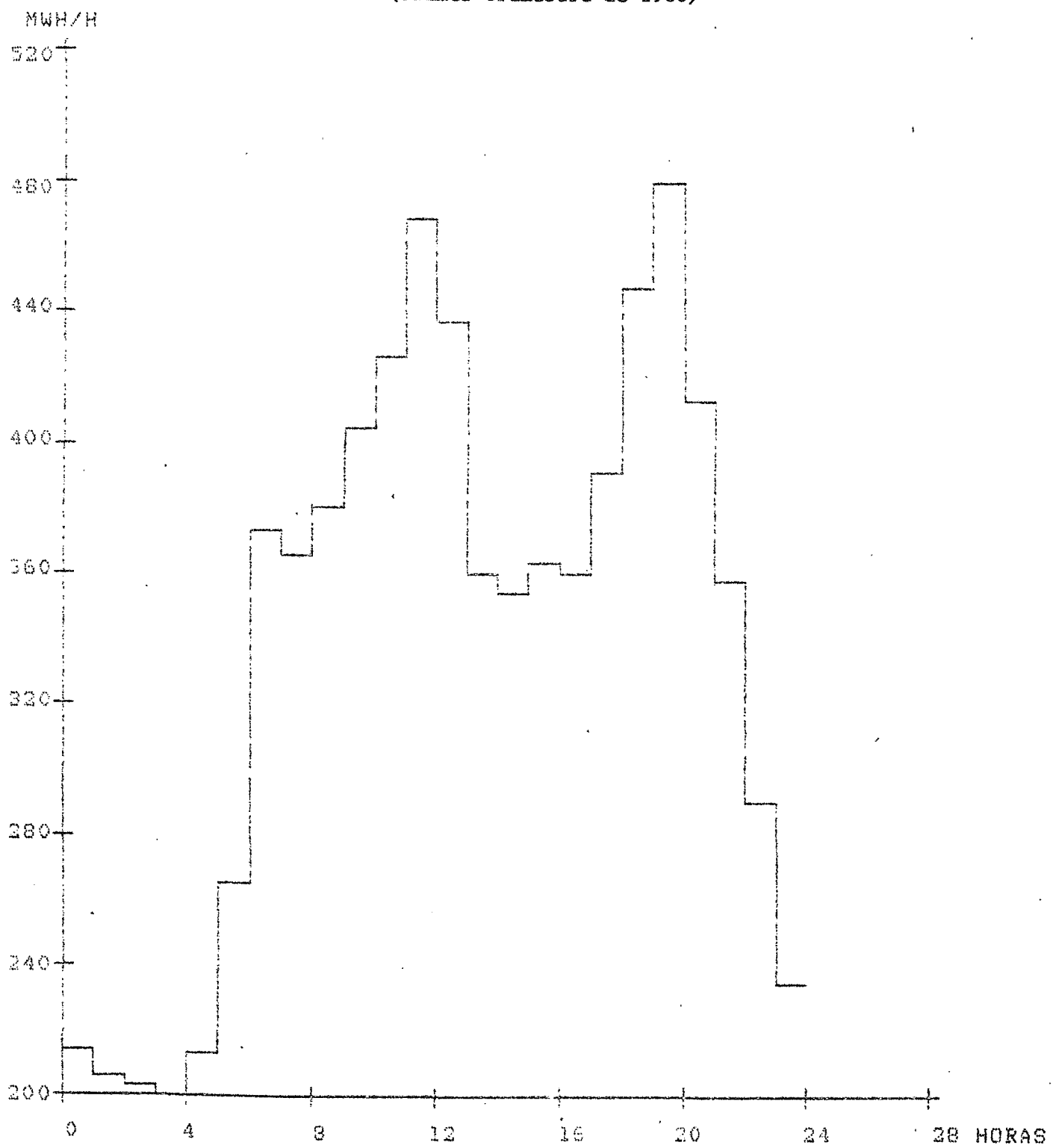
3. Descripción y análisis de los estudios realizados

Como se mencionó, la interconexión eléctrica de los sistemas del ICE y del IRHE entrará en servicio en enero de 1986, por medio de la línea de 230 kV de la subestación Río Claro de Costa Rica a la subestación Progreso de Panamá. Por otro lado, el IRHE tiene programado efectuar trabajos de mantenimiento en el túnel de descarga de la central hidroeléctrica Fortuna, para lo cual se requerirá suspender la generación en dicha central durante 13 fines de semana por 52 horas cada fin de semana. Con el fin de reducir costos de producción, las dos empresas eléctricas involucradas están negociando la transferencia de energía del ICE al IRHE durante los trabajos;

/Gráfico 1-A

Gráfico 1-A

SISTEMA INTEGRADO DE COSTA RICA: CURVA DE CARGA HORARIA, DIA HABIL
(Miércoles)
(Primer trimestre de 1986)

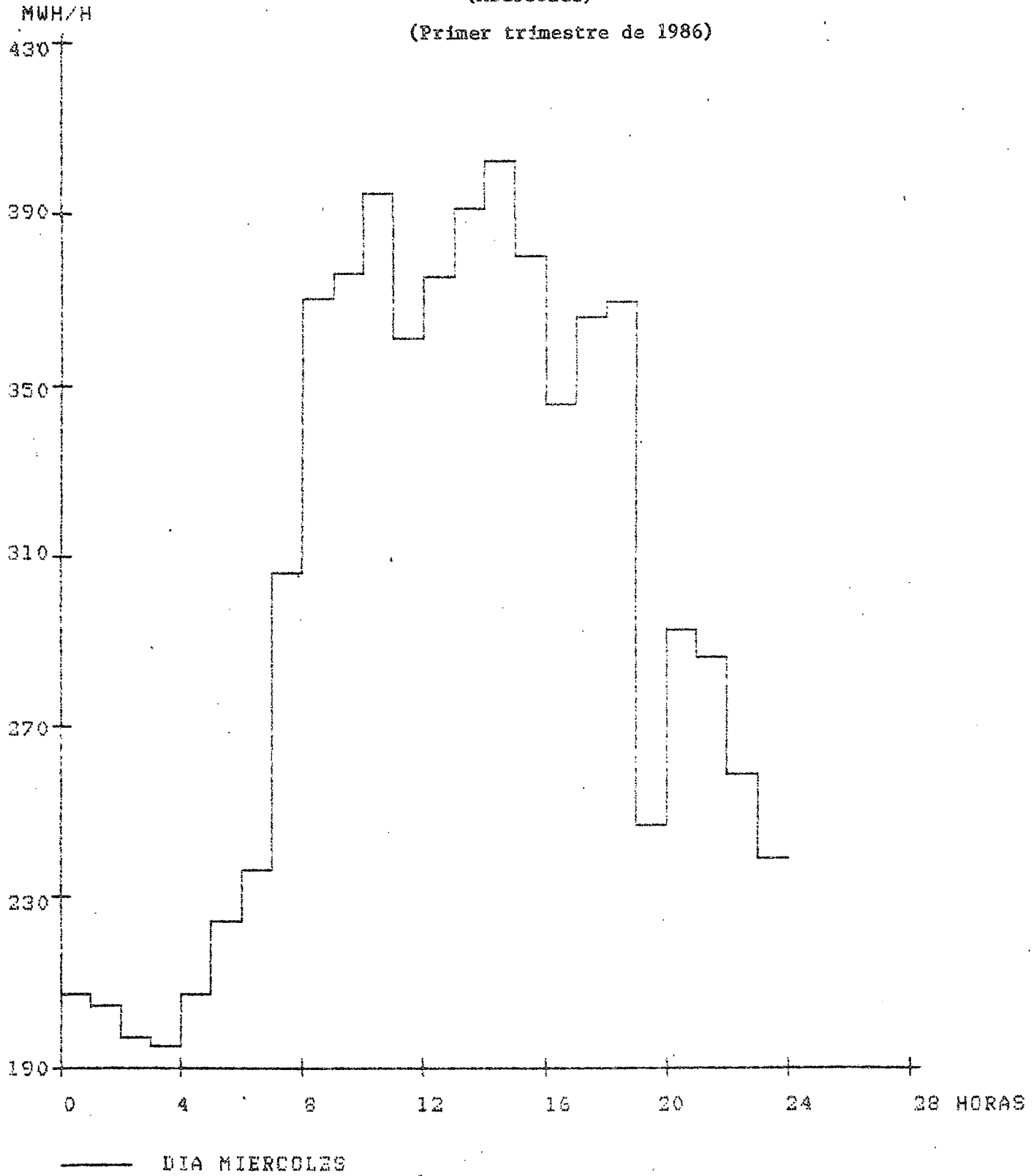


/Gráfico 1-B

Gráfico 1-B

SISTEMA INTEGRADO DE PANAMA: CURVA DE CARGA HORARIA
(Miércoles)

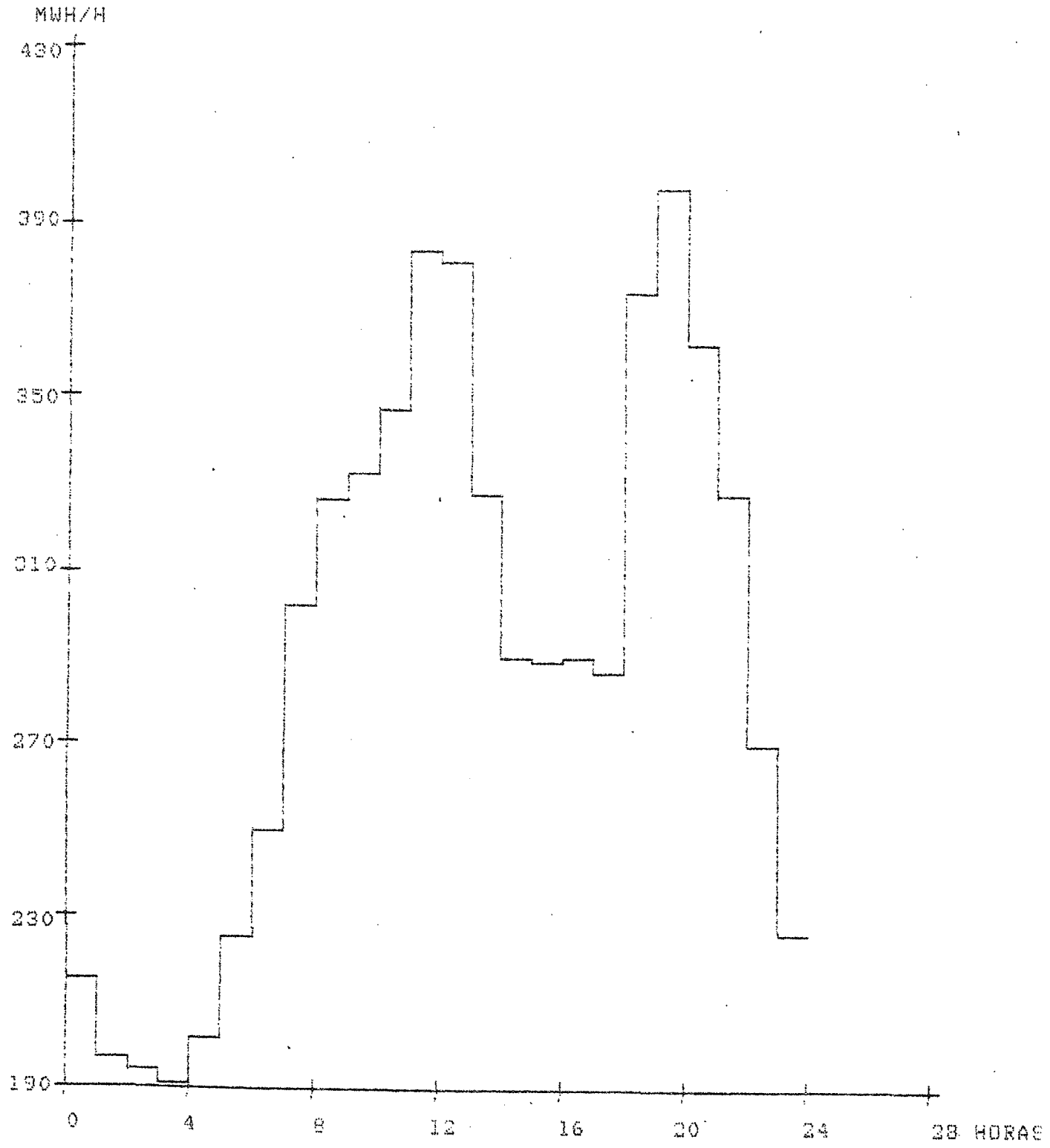
(Primer trimestre de 1986)



/Gráfico 2-A

Gráfico 2-A

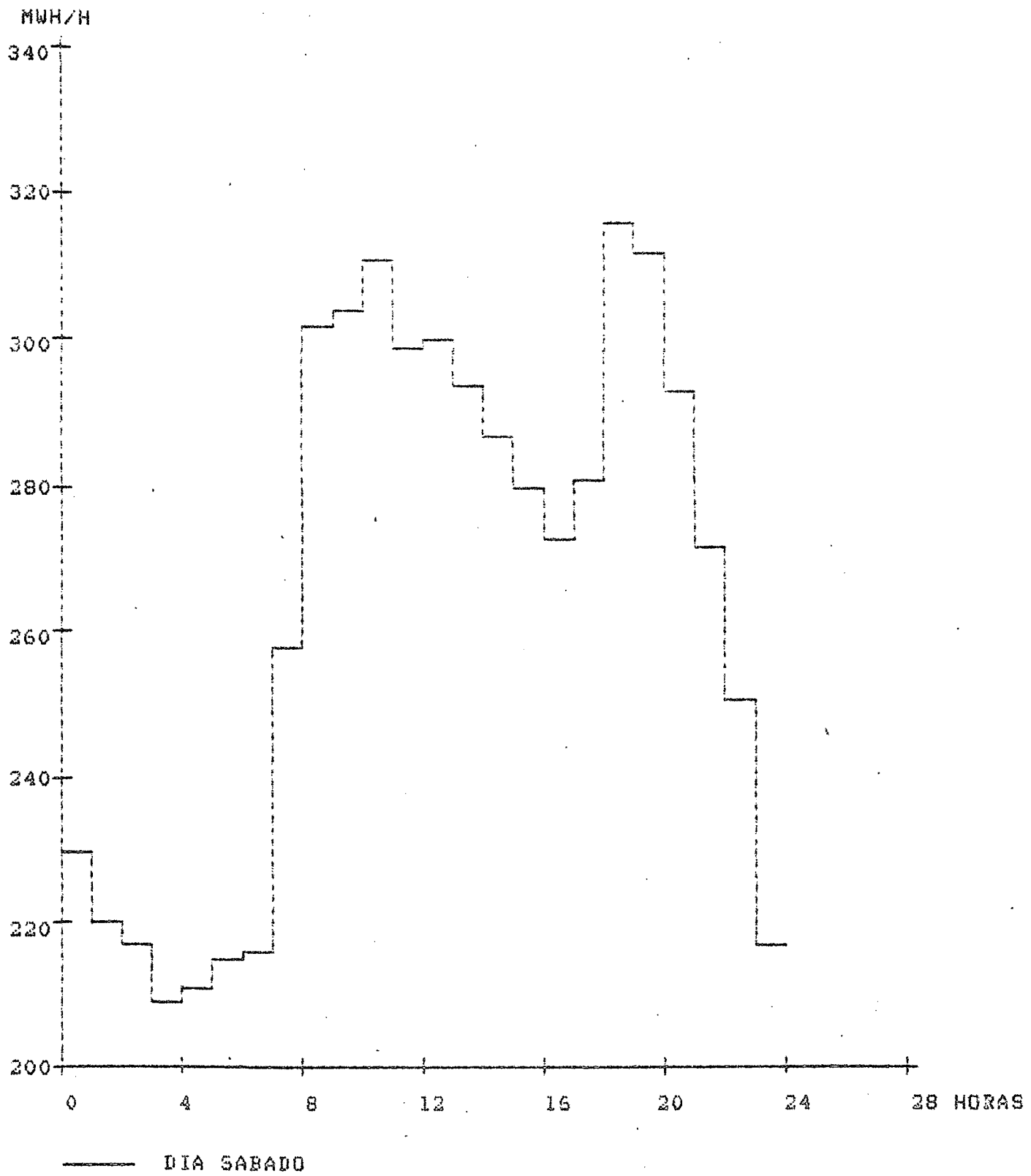
SISTEMA INTEGRADO DE COSTA RICA: CURVA DE CARGA HORARIA, DIA SABADO
(Primer trimestre de 1986)



/Gráfico 2-B

Gráfico 2-B

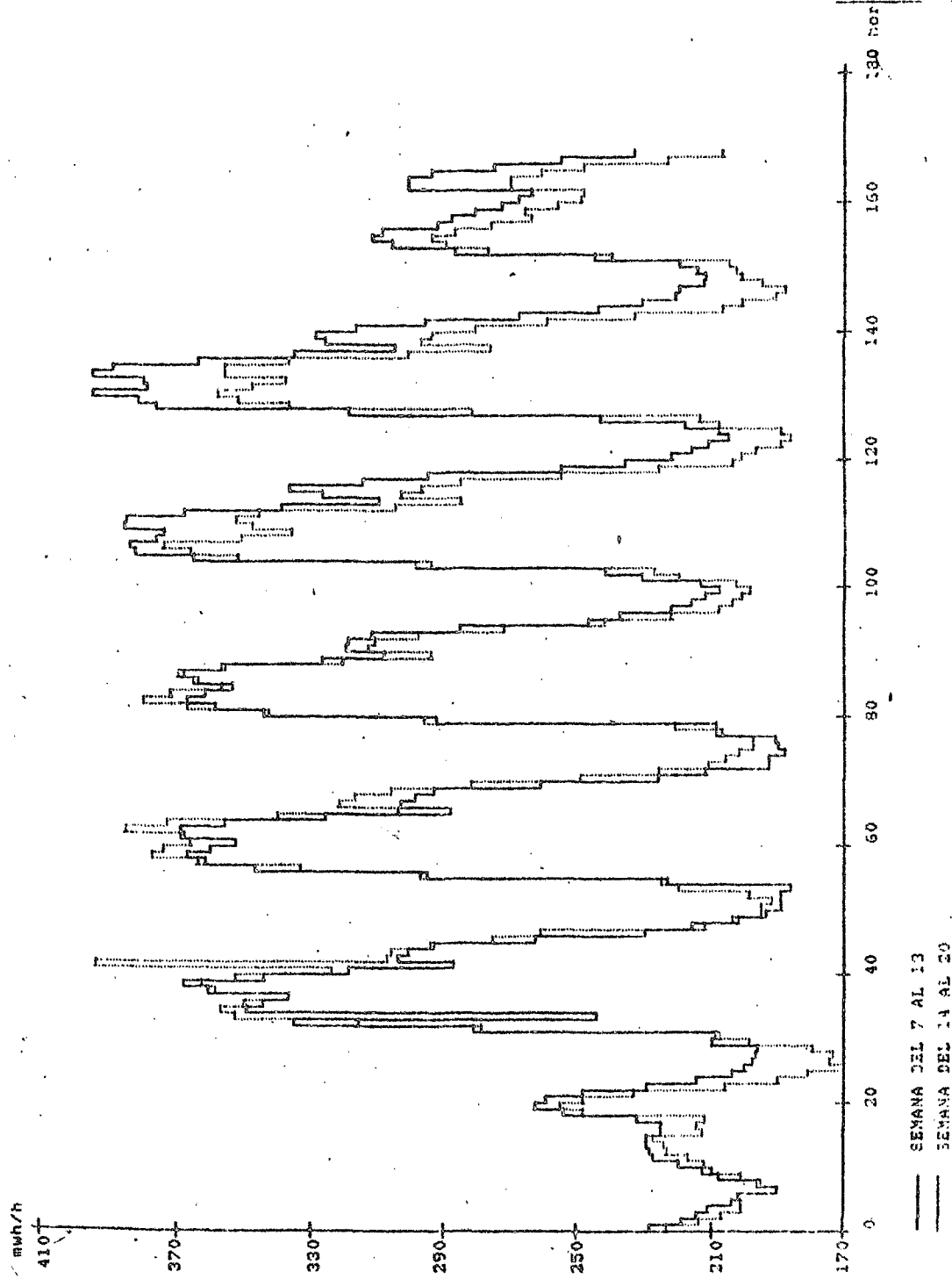
SISTEMA INTEGRADO DE PANAMA: CURVA DE CARGA HORARIA
(Sábado)
(Primer trimestre de 1986)



/Gráfico 3

Gráfico 3

SISTEMA INTERCONECTADO DE PANAMA: CURVA DE CARGA HORARIA SEMANAL DEL 7 AL 20 DE AGOSTO DE 1985



/de esta

de esta manera, el IRHE evitará generar energía eléctrica con hidrocarburos con los consiguientes beneficios económicos.

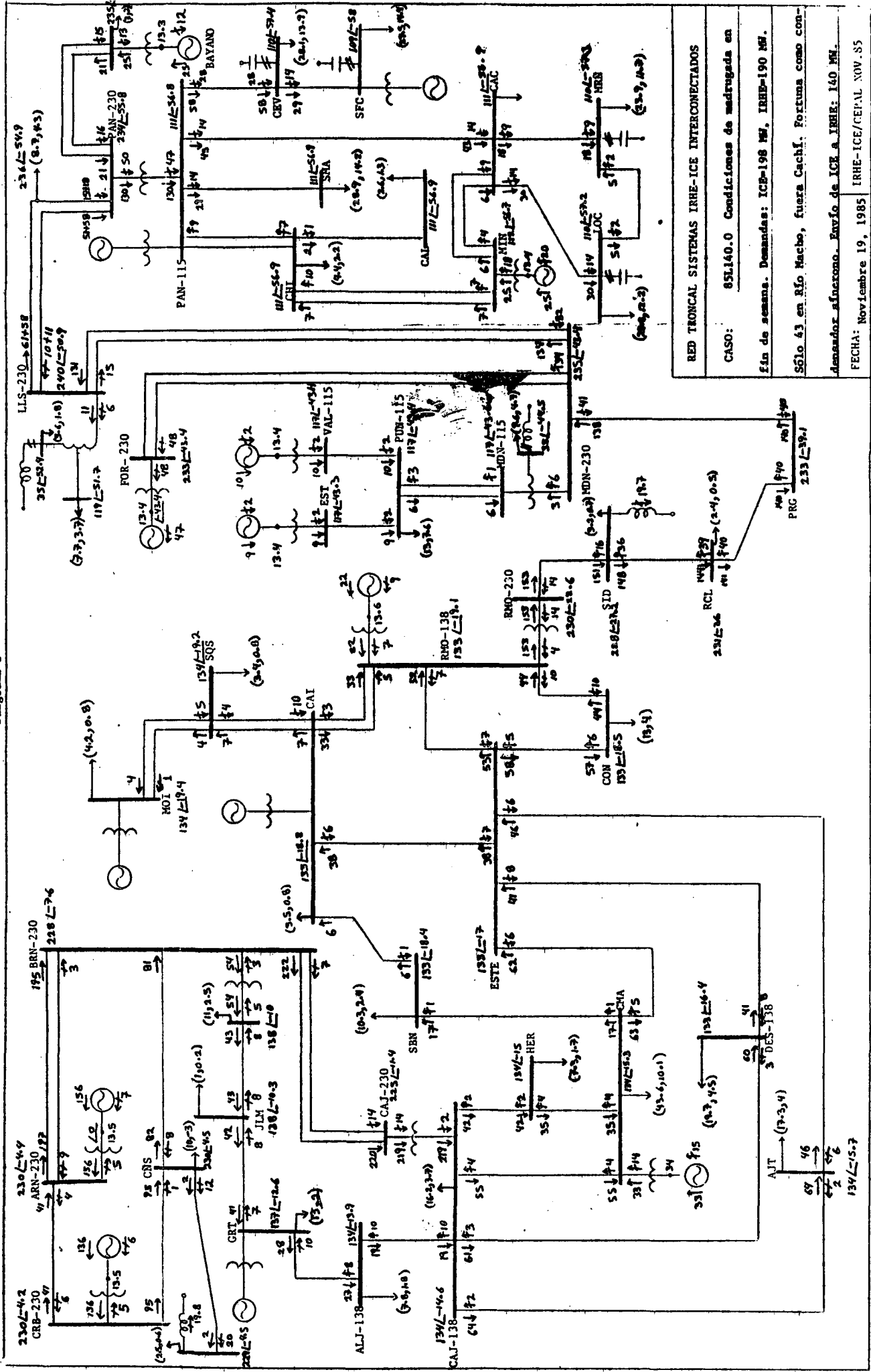
Mientras se estén efectuando los trabajos en el túnel de descarga, los generadores de Fortuna podrán operar como condensadores síncronos representando buen soporte de voltaje para la subestación Mata de Nance. Si estando en tales condiciones se llega a disparar uno o más generadores de Fortuna no podrá sincronizarse nuevamente como condensador síncrono, sino hasta suspender o terminar los trabajos de ese fin de semana, lo cual podría repercutir en la degradación del control del voltaje. Del análisis conceptual de la demanda y del esquema de generación que se estima se tendría para lograr la mayor transferencia de potencia del ICE al IRHE, se determinó que los dos escenarios de operación extremos, que deberían analizarse en detalle serían: i) las condiciones de carga liviana en madrugada de domingo y ii) las condiciones de carga máxima durante el sábado entre 18 y 19 horas.

El primer escenario plantea condiciones de inseguridad operativa porque la potencia que Costa Rica enviaría a Panamá provendría del complejo Arenal-Corobicí estando desconectada la central hidroeléctrica Cachí y sincronizada sólo una unidad de la central hidroeléctrica Río Macho. Estas condiciones de operación -en estado estable- se simularon con detalle para un envío del ICE al IRHE de 140 MW. El caso se identifica como 85L140.0, para indicar el año que representa, condiciones de carga liviana (L), el flujo de envío del ICE al IRHE (140 MW medidos en la subestación Progreso) y el cero después del punto denota que es el caso base. (Véase el diagrama 2.)

Como se observa en el diagrama 2 de flujos de potencia, la zona de carga del anillo metropolitano de Costa Rica carece de soporte de voltaje, ya que la unidad tres de Río Macho no es suficiente, pues se tiene un flujo de reactivos del IRHE al ICE, pese a encontrarse desconectado el reactor de San Isidro. Lo anterior no presenta problemas en condiciones normales, pero sí durante contingencias. Para ilustrar esta última aseveración, se simuló el disparo de la unidad tres de Río Macho (RMO-U3) con los 22 MW

/Diagrama 2

Diagrama 2



RED TRONCAL SISTEMAS IRHE-ICE INTERCONECTADOS

CASO: 85L140.0 Condiciones de madrugada en fin de semana. Demandas: ICB=198 MW, IRHE=190 MW.

Sólo 43 en Río Macho, fuera Cachí. Fortuna como con-

Demanda síncrona. Envío de ICE a IRHE: 140 MW.

FECHA: Noviembre 19, 1985 IRHE-ICE/CEPAL NOV. 85

y 9 MVAR's que estaba generando según se indica en el diagrama 2; el sistema sería estable para esta contingencia y el flujo de reactivos del IRHE al ICE se incrementaría en 7 MVAR's, lo que indica la falta de control de voltaje local en la zona del anillo. El gráfico 4 muestra el comportamiento dinámico del flujo de reactivos en tres elementos de la red eléctrica. En el diagrama 3 se presentan las condiciones de operación en estado estable, después del disparo de RMO-U3 (posdisturbio o poscontingencia). Los 22 MW que tenía RMO-U3 se supuso, en el caso posdisturbio, que se reemplazarían con 15 MW de La Estrella y 7 MW de Arenal.

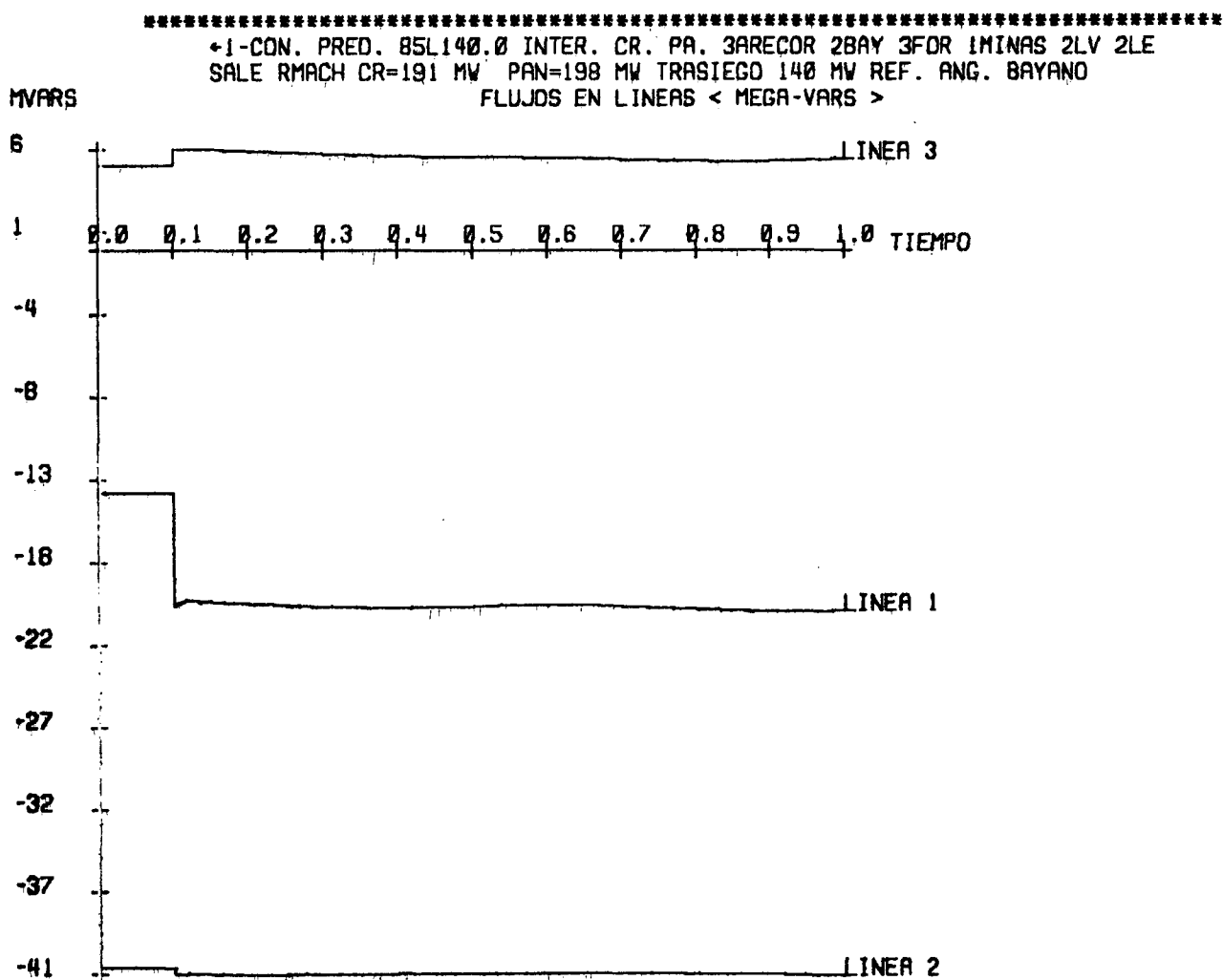
Utilizando como base o condiciones de predisturbio las ilustradas en el diagrama 2 se simularon otras dos contingencias: i) se supuso una falla trifásica en el centro de una de las dos líneas de 230 kV (Mata de Nance a Llano Sánchez) liberada en seis ciclos mediante el disparo tripolar de la línea fallada; se concluyó que el sistema sería estable. El comportamiento dinámico de los rotores y del flujo de potencia activa en la línea sin falla se muestra en los gráficos 5-A y 5-B, respectivamente. Las condiciones de posdisturbio aparecen en el diagrama 4. Se concluye que para estas condiciones de operación la red de 230 kV del IRHE no presenta contingencias sencillas que impliquen inseguridad operativa; ii) se supuso una falla en una de las dos líneas de 230 kV de Barranca a La Caja, que entre las dos llevan un flujo de 197 MW antes del disturbio. (Véase de nuevo el diagrama 2.) Esta contingencia provoca pérdida de estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos interconectados. Al dispararse la línea Barranca-La Caja, la otra línea queda con una potencia de 200 MW, que es muy superior a su potencia natural. El déficit de reactivos de esta línea provoca colapso de voltaje en toda la red de 230 kV y 138 kV desde Mata de Nance hasta La Caja; ese colapso contribuye, a su vez, a la pérdida de estabilidad. La unidad de Río Macho no tiene capacidad suficiente para definir una posición angular diferente; los rotores de Arenal, Corobicí y Río Macho se aceleran indefinidamente perdiéndose la capacidad de transferir potencia. (Véanse los gráficos 6-A, 6-B, 6-C y 6-D.) Por resultar esta contingencia la más crítica, se efectuó una simulación

/Gráfico 4

Gráfico 4

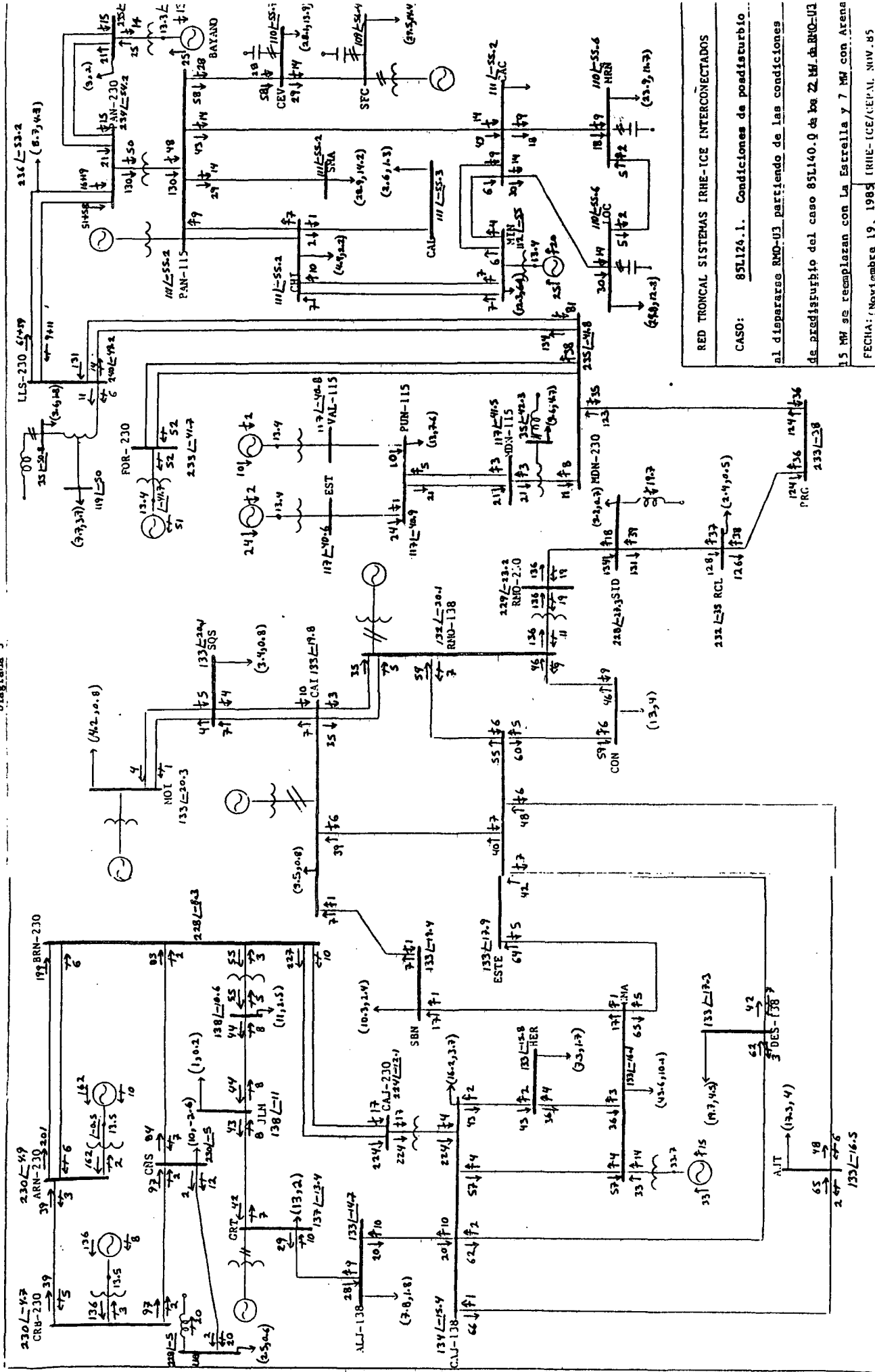
COMPORTAMIENTO DINAMICO DEL FLUJO DE POTENCIA REACTIVA EN LAS
DOS LINEAS DE 230 kV: RIO MACHO-SAN ISIDRO, MATA DE NANCE-
LLANO SANCHEZ Y EN EL AUTOTRANSFORMADOR DE 230/138 kV DE LA
CAJA, AL DISPARARSE RMO-U3 A PARTIR DE LAS CONDICIONES DEL
DIAGRAMA 2.

LINEA 3 = LCAJA230 A LCAJA13
LINEA 2 = MATA-230 A LLANOSA
LINEA 1 = RMACH230 A SISIDRO



/Diagrama 3

Diagrama 3



RED TRONCAL SISTEMAS IRHE-ICE INTERCONECTADOS

CASO: 85L124-1. Condiciones de postdisturbio...

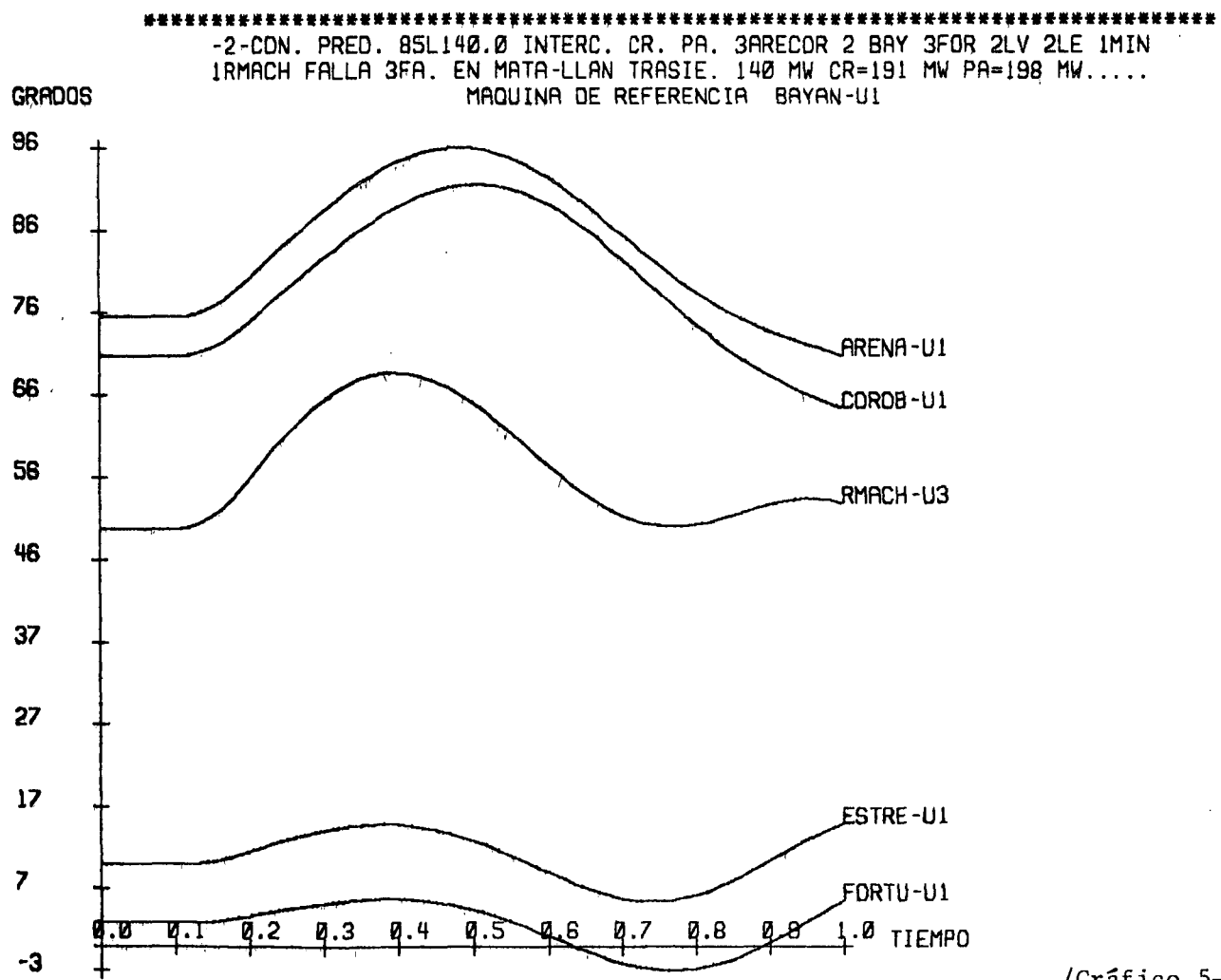
al dispararse RMD-U3 partiendo de las condiciones de predistribución del caso 85L140-0 de los 22 MF. de RMD-U3

15 MW se reemplazan con La Estrella y 7 MW con Arena

FECHA: Noviembre 19, 1985 IRHE-ICE/CEPAL NOV. 85

Gráfico 5-A

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE LA POSICION ANGULAR DE ROTORES AL OCURRIR FALLA TRIFASICA EN UNA LINEA MATA DE NANCE-LLANO SANCHEZ LIBERADA EN SEIS CICLOS. CONDICIONES DE PREDISTURBIO: DIAGRAMA 2.

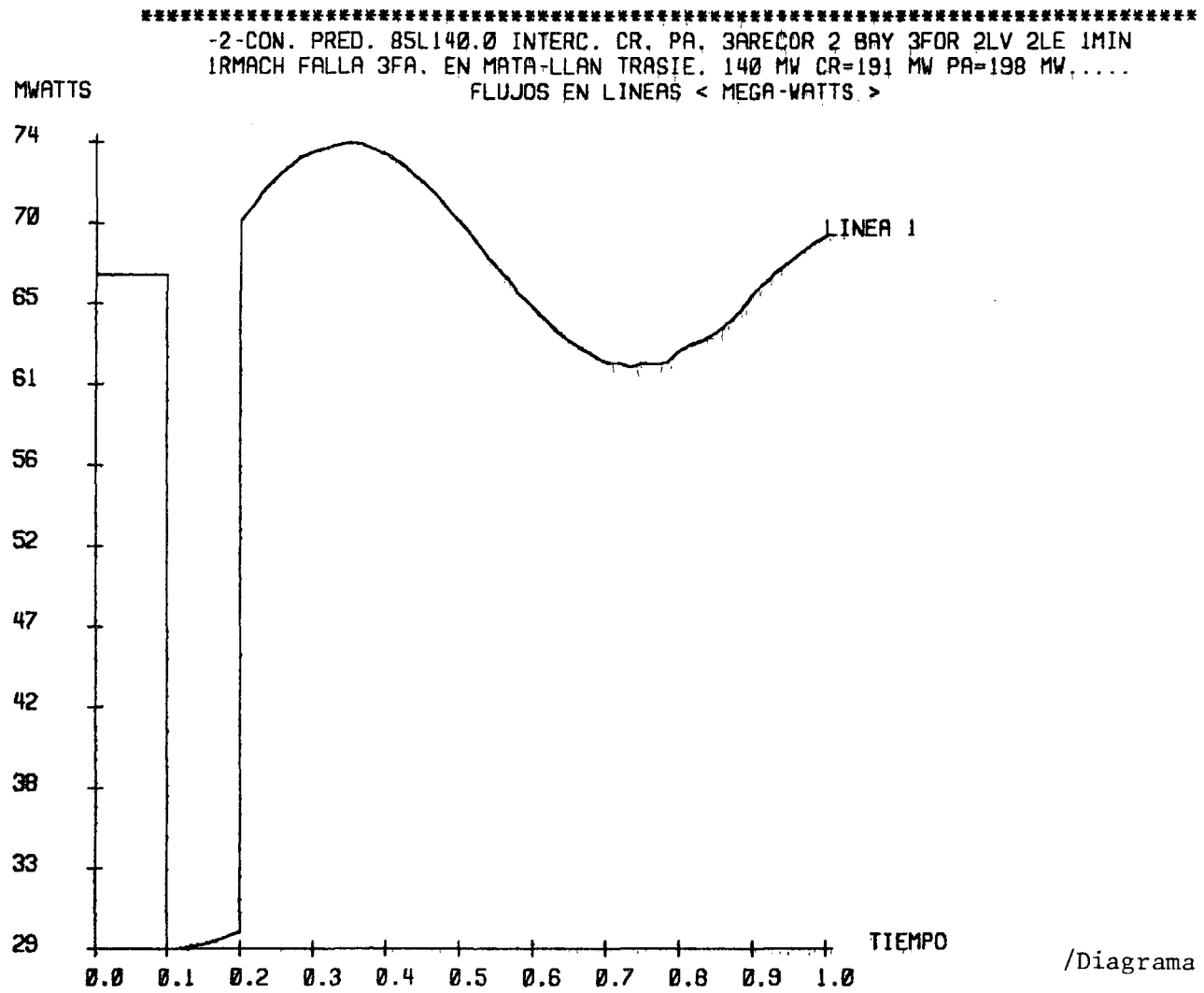


/Gráfico 5-B

Gráfico 5-B

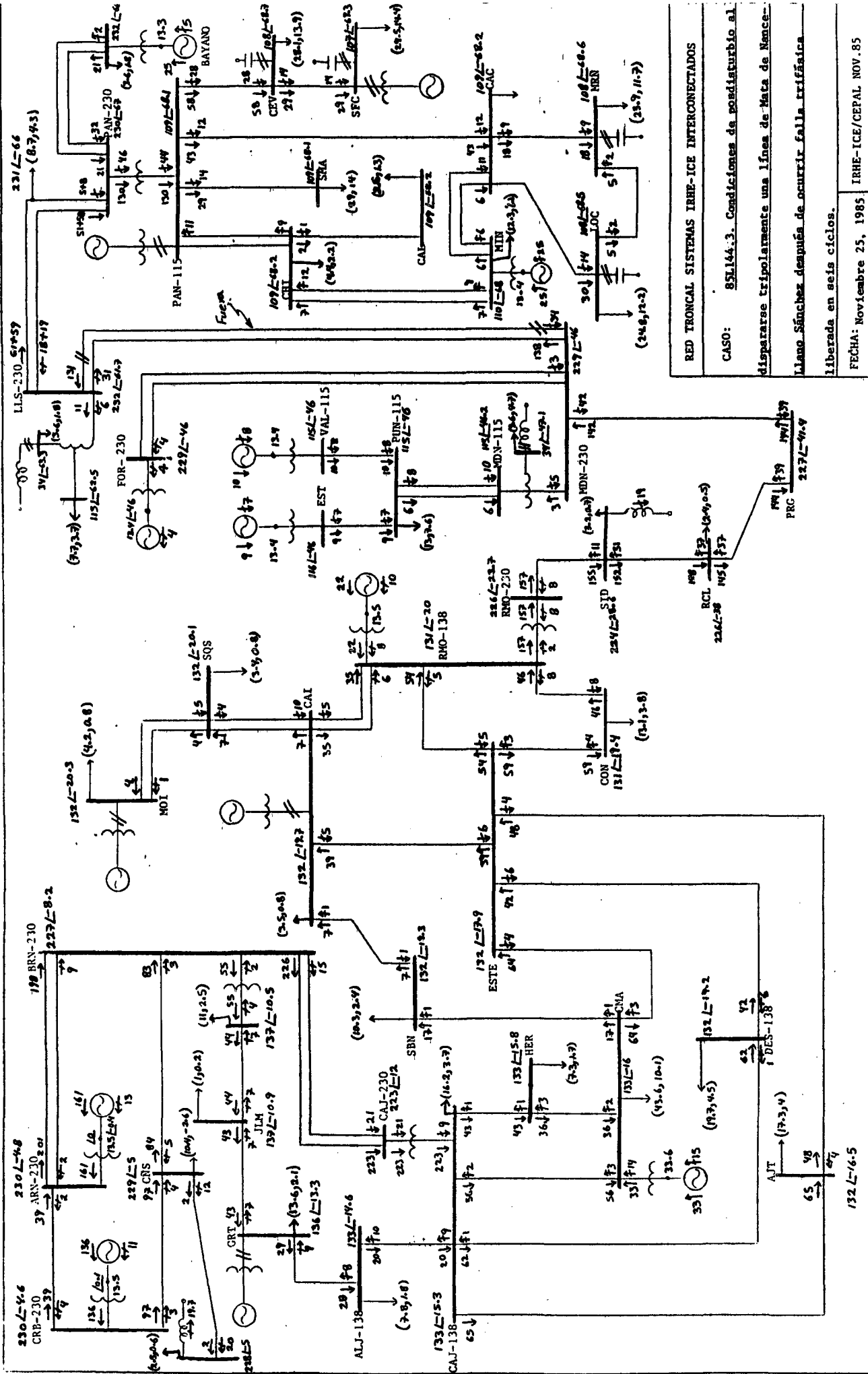
COMPORTAMIENTO DINAMICO DEL FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LA LINEA MATA DE NANCE-LLANO SANCHEZ QUE QUEDA EN SERVICIO AL DISPARARSE POR FALLA TRIFASICA LA OTRA LINEA EN PARALELA.

LINEA 1 = MATA-230 A LLANOSA



/Diagrama 4

Diagrama 4



RED TRONCAL SISTEMAS IRHE-ICE INTERCONECTADOS

CASO: 85L144.3. Condiciones de postdisturbio al dispararse tripolarmente una línea de Mata de Mance-Ilano Sánchez después de ocurrir falla trifásica liberada en seis ciclos.

FECHA: Noviembre 25, 1985

Gráfico 6-A

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE ROTORES AL OCURRIR FALLA EN UNA LINEA BARRANCA-LA CAJA LIBERADA MEDIANTE EL DISPARO TRIPOLAR EN SEIS CICLOS DE DICHA LINEA. CARGA MODELADA COMO IMPEDANCIA CONSTANTE.

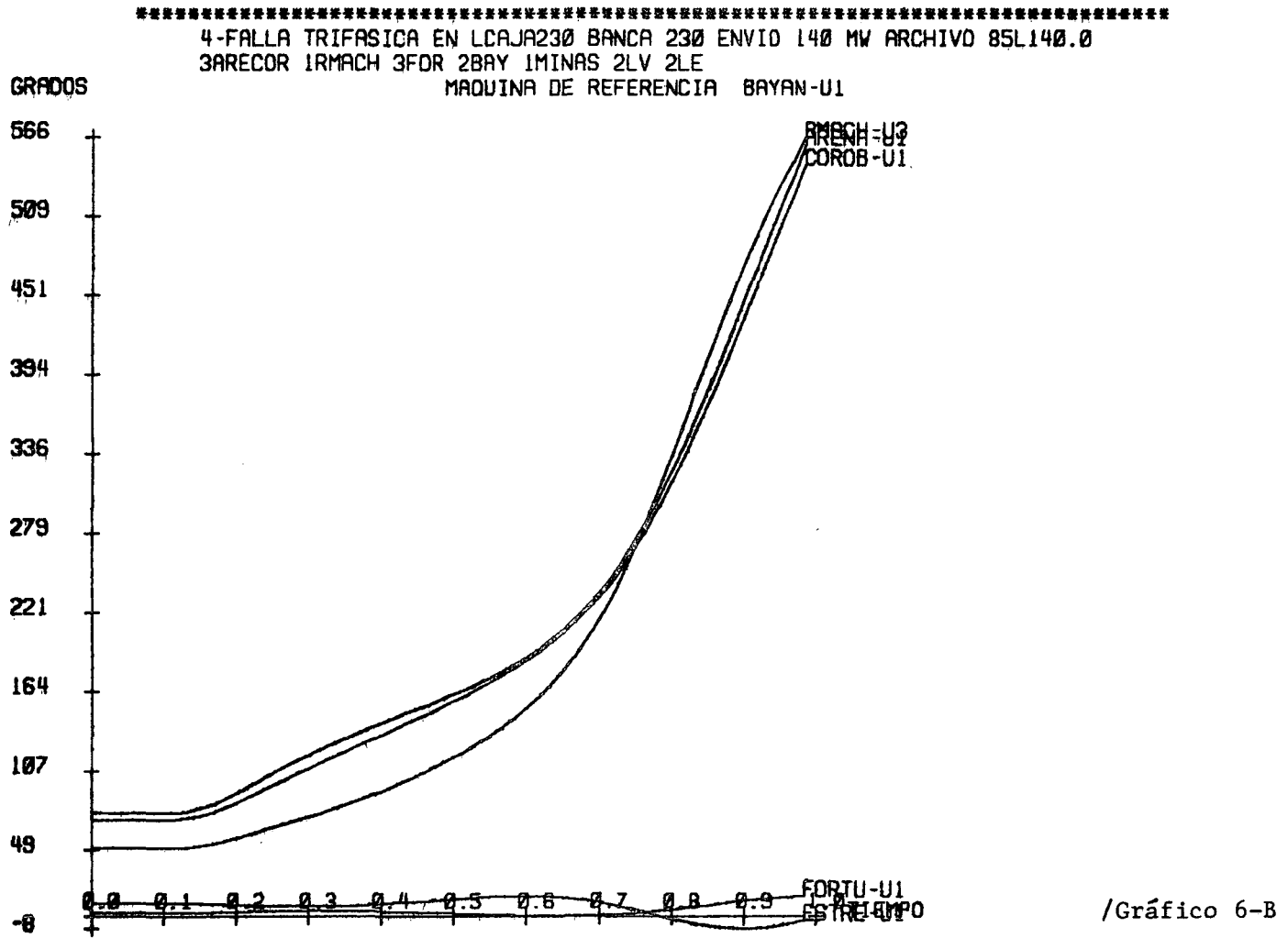
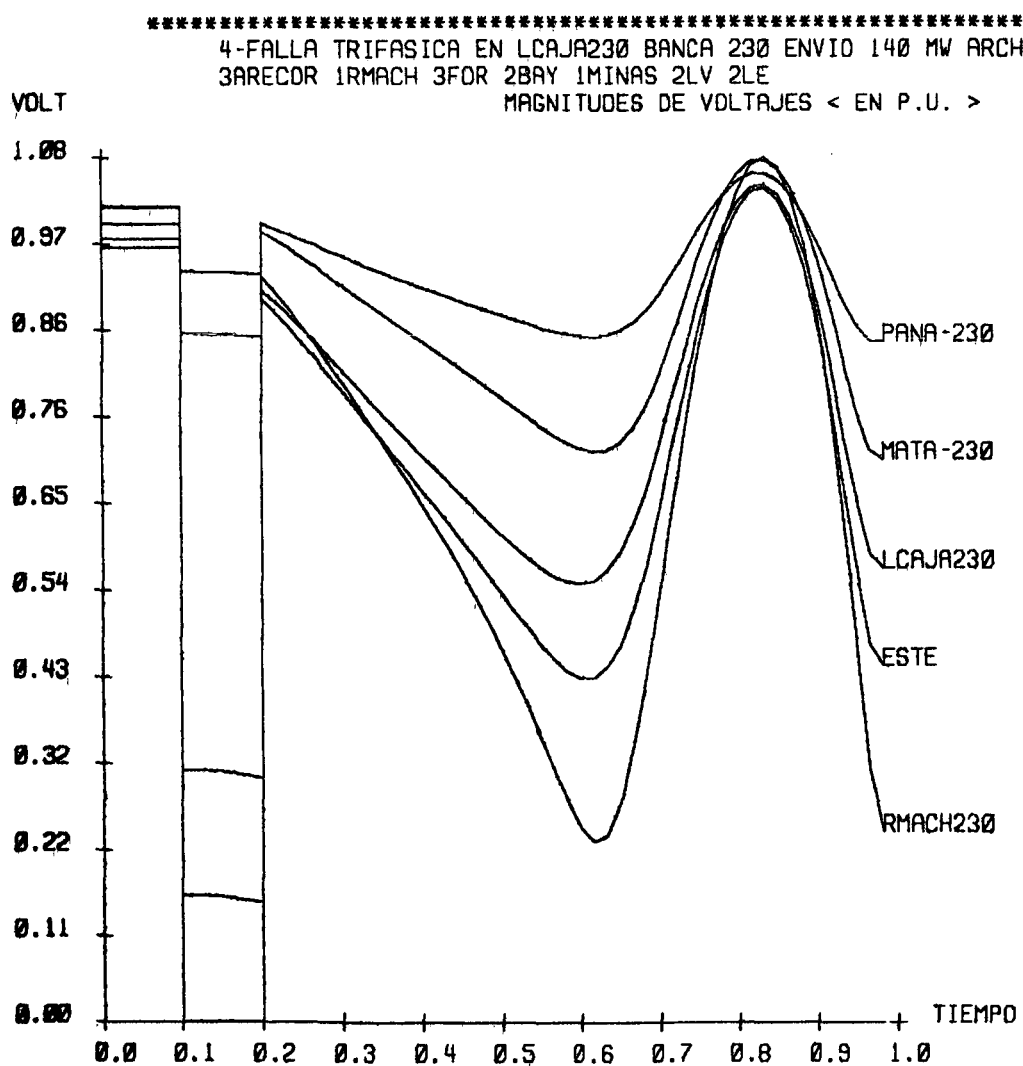


Gráfico 6-B

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE VOLTAJES NODALES AL DISPARARSE POR FALLA UNA LINEA BARRANCA-LA CAJA EN CONDICIONES DE CARGA LIVIANA CON FLUJO DEL ICE AL IRHE DE 120 MW. CARGA MODELADA COMO Z CONSTANTE.



/Gráfico 6-C

Gráfico 6-C

FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN DOS LINEAS DE TRANSMISION DESPUES DE OCURRIR FALLA Y DISPARO DE UNA LINEA BARRANCA-LA CAJA. CONDICIONES DE PREDISTURBIO LAS DEL DIAGRAMA 2. CARGA MODELADA COMO IMPEDANCIA CONSTANTE.

LINEA 2 = RIOCLARO A PROGRES
LINEA 1 = BANCA230 A LCAJA23

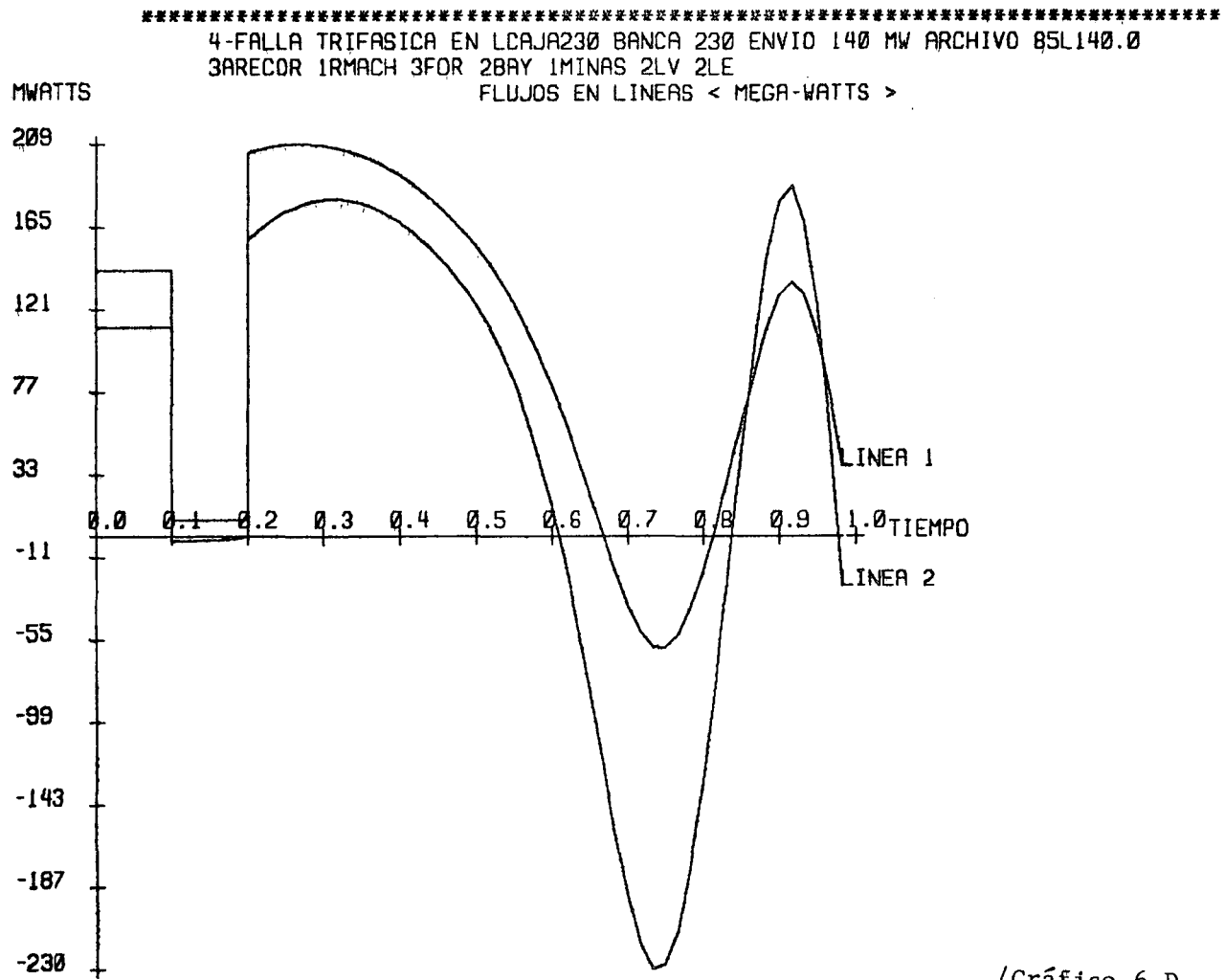
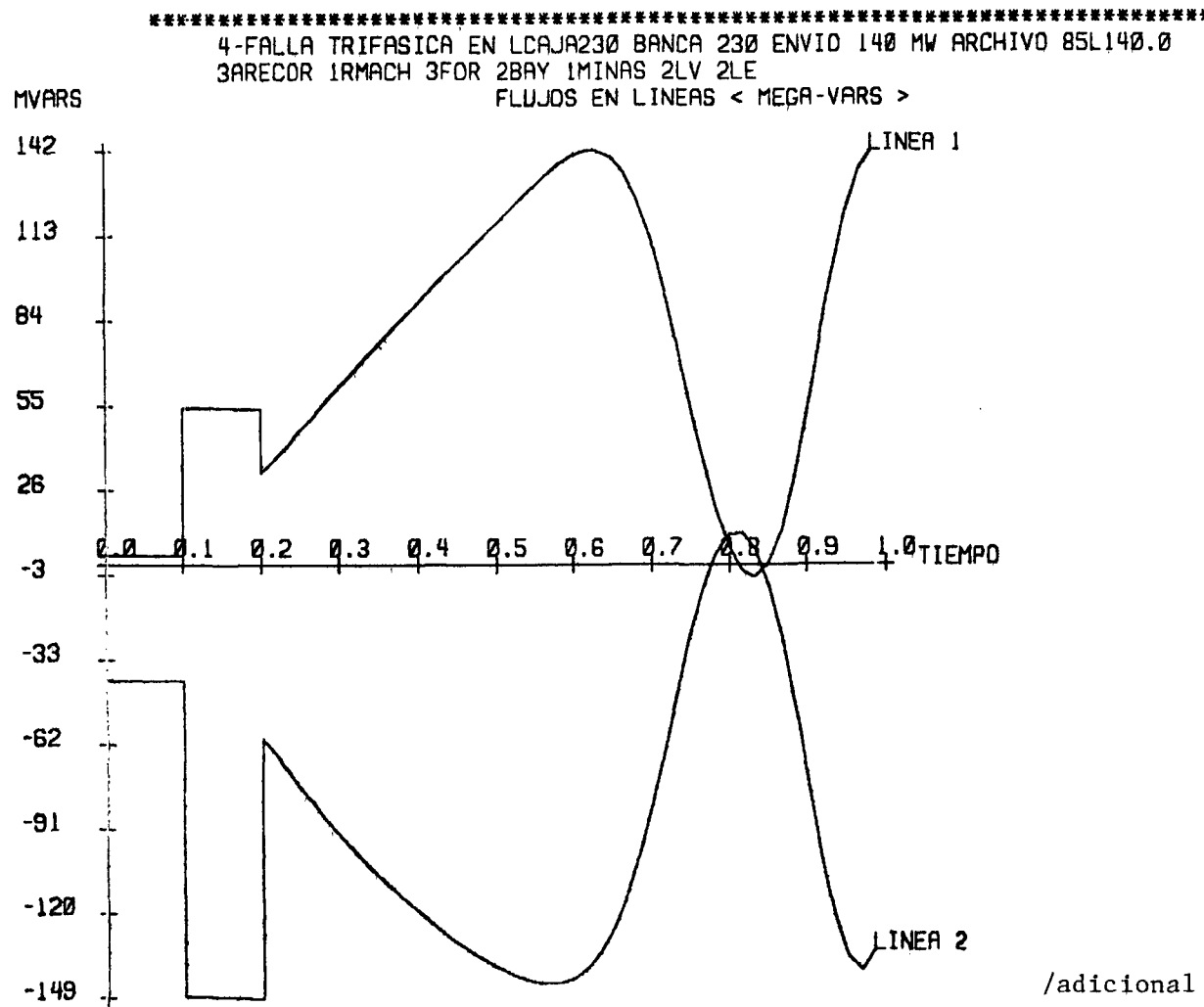


Gráfico 6-D

COMPORTAMIENTO DINAMICO DE LA POTENCIA REACTIVA EN LAS MISMAS LINEAS DEL GRAFICO 6-B. EL FLUJO DE MVAR ES VISTO EN RIO CLARO PARA LA LINEA RIO CLARO-PROGRESO Y EN BARRANCA PARA LA LINEA BARRANCA-LA CAJA.

LINEA 2 = RIOCLARO A PROGRES
LINEA 1 = BANCA230 A LCAJA23



adicional suponiendo que se abría, sin falla, una línea de 230 kV entre Barranca y La Caja. A pesar de que los sistemas aparentan ser estables (véase el gráfico 7), es importante hacer notar la separación angular -que alcanza casi 90 grados- entre Arenal-Corobicí con respecto a Fortuna. (Véase el diagrama 5.) Se pudiera pensar en utilizar la unidad tres de Río Macho para definir las separaciones angulares, pero por su tamaño en relación con ambos sistemas no tendría capacidad para determinar un patrón de oscilación, sino que tendería a seguir la oscilación de Arenal y Corobicí, como se ilustró claramente en el caso inestable anterior.

Se recomienda que para las condiciones de operación descritas no se transfiera un flujo mayor a 100 MW; de esta manera se tendría un margen para afrontar errores de modelado o respuestas anormales de subsistemas de control. Otra medida recomendable, en caso de que se quiera aumentar el envío de potencia del ICE al IRHE, sería implantar un esquema de disparo automático de generación (DAG) para detectar la contingencia y mandar disparar automáticamente una unidad de Arenal o Corobicí.

El diagrama 6 de flujos de potencia ilustra las condiciones que se consideraron como caso base para demanda máxima de sábado, entre las 18 y las 19 horas que es el otro escenario analizado. Obsérvese que se tiene una transferencia de 121 MW del ICE al IRHE y que hay un flujo de 237 MW circulando por las dos líneas de Barranca a La Caja. Para este escenario y con base en los resultados obtenidos para carga liviana, únicamente se evaluó la contingencia de falla y disparo tripolar de una línea (Barranca-La Caja) por ser la más crítica.

El sistema interconectado resultó críticamente estable para la simulación de estabilidad transitoria. (Véanse los gráficos 8-A, 8-B y 8-C.) El estado estable poscontingencia se presenta en el diagrama 7. Es importante mencionar que no se estudió un tiempo mayor para incluir el modelado de los subsistemas de control y que este caso requiere simularse en ese ámbito, si se quiere operar con envío de 120 MW del ICE al IRHE para las condiciones de operación descritas. En otras palabras, pese a que el caso resultó transitoriamente estable, puede ser dinámicamente inestable por la interacción de los subsistemas de control de voltaje y velocidad.

/Gráfico 7

Gráfico 7

POSICION RELATIVA DE ROTORES, CON RESPECTO A BAYANO AL DISPARARSE UNA LINEA DE BARRANCA A LA CAJA SIN FALLA. ES IMPORTANTE NOTAR LA GRAN APERTURA DE ARENAL-COROBICI CON RESPECTO A FORTUNA. LA UNIDAD DE RIO MACHO NO DEFINE UNA REFERENCIA POR SER SOLO UNA UNIDAD Y POR SU TAMAÑO PEQUEÑO CON RELACION AL SISTEMA COMPLETO. PREDISTURBIO: DIAGRAMA 2.

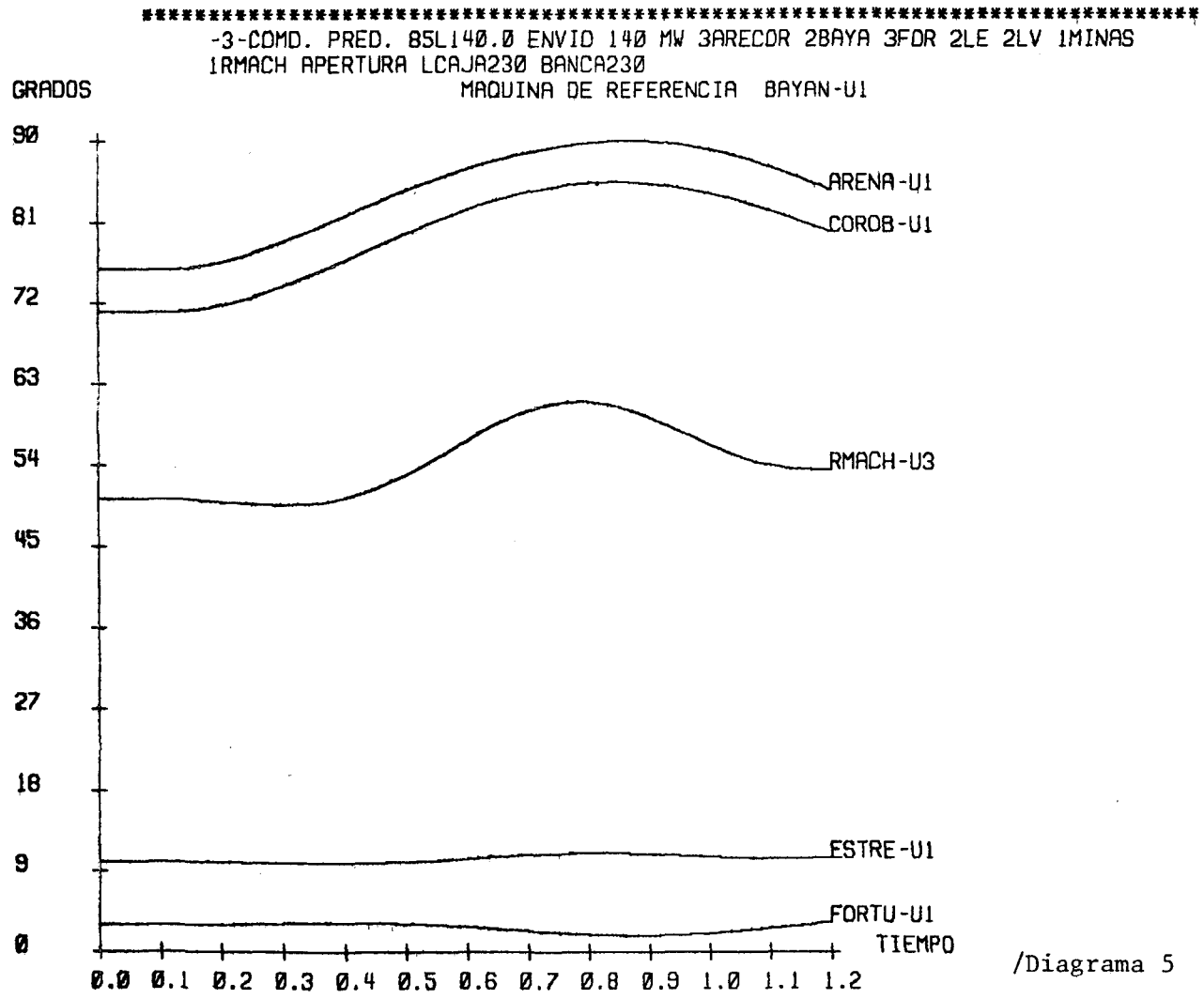


Diagrama 5

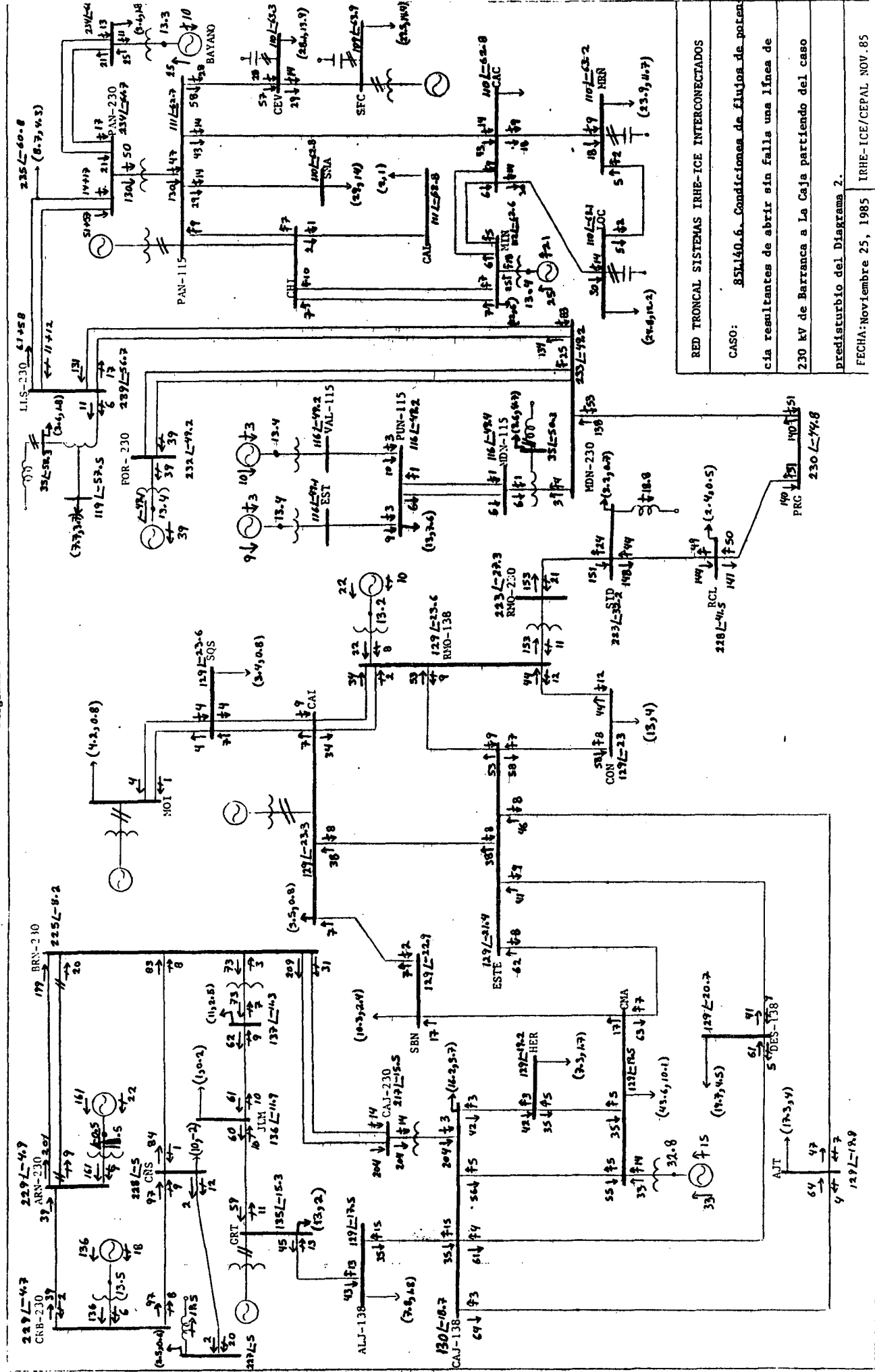
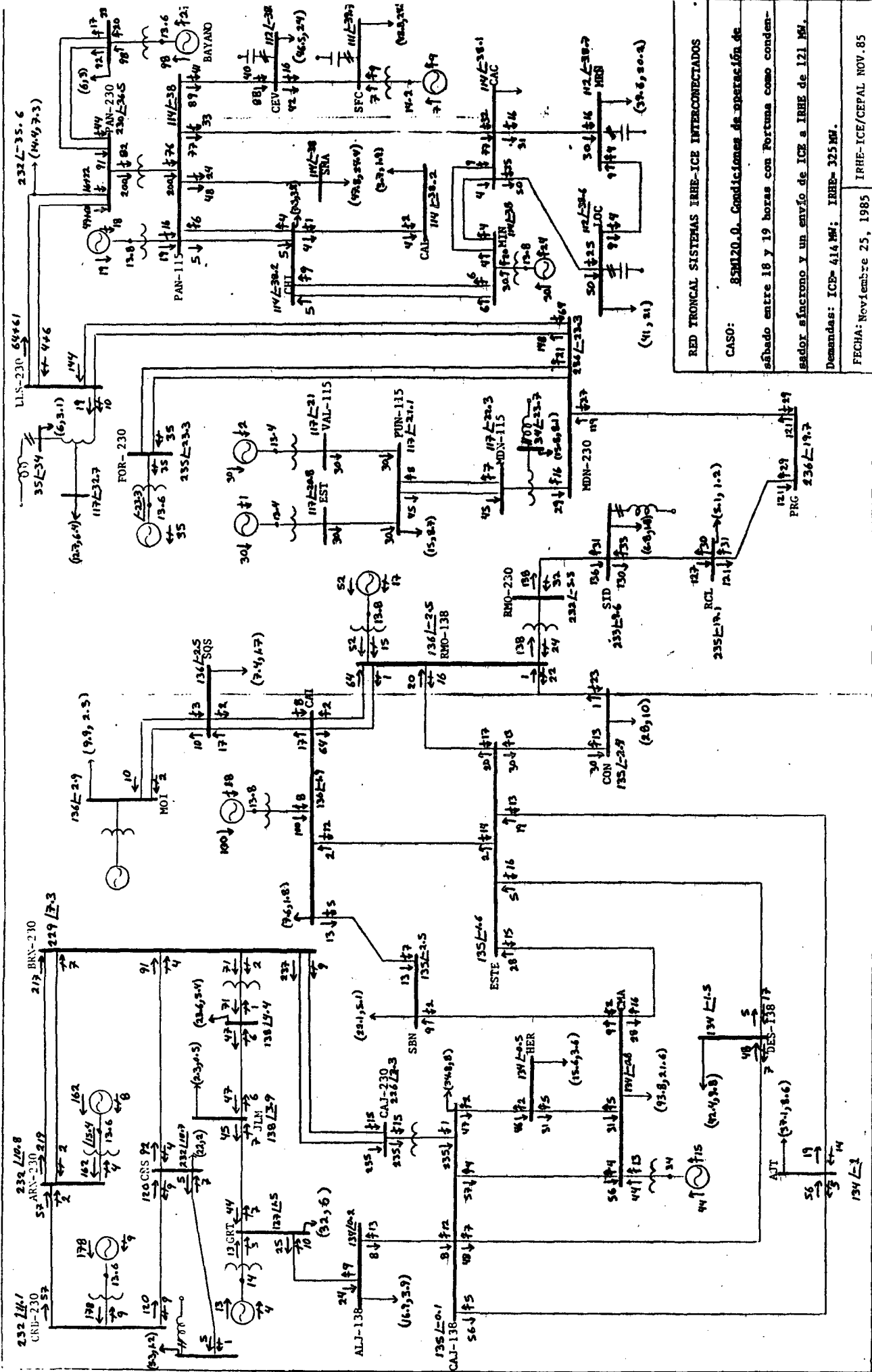


Diagrama 6



RED TRONCAL SISTEMAS IRHE-ICE INTERCONECTADOS

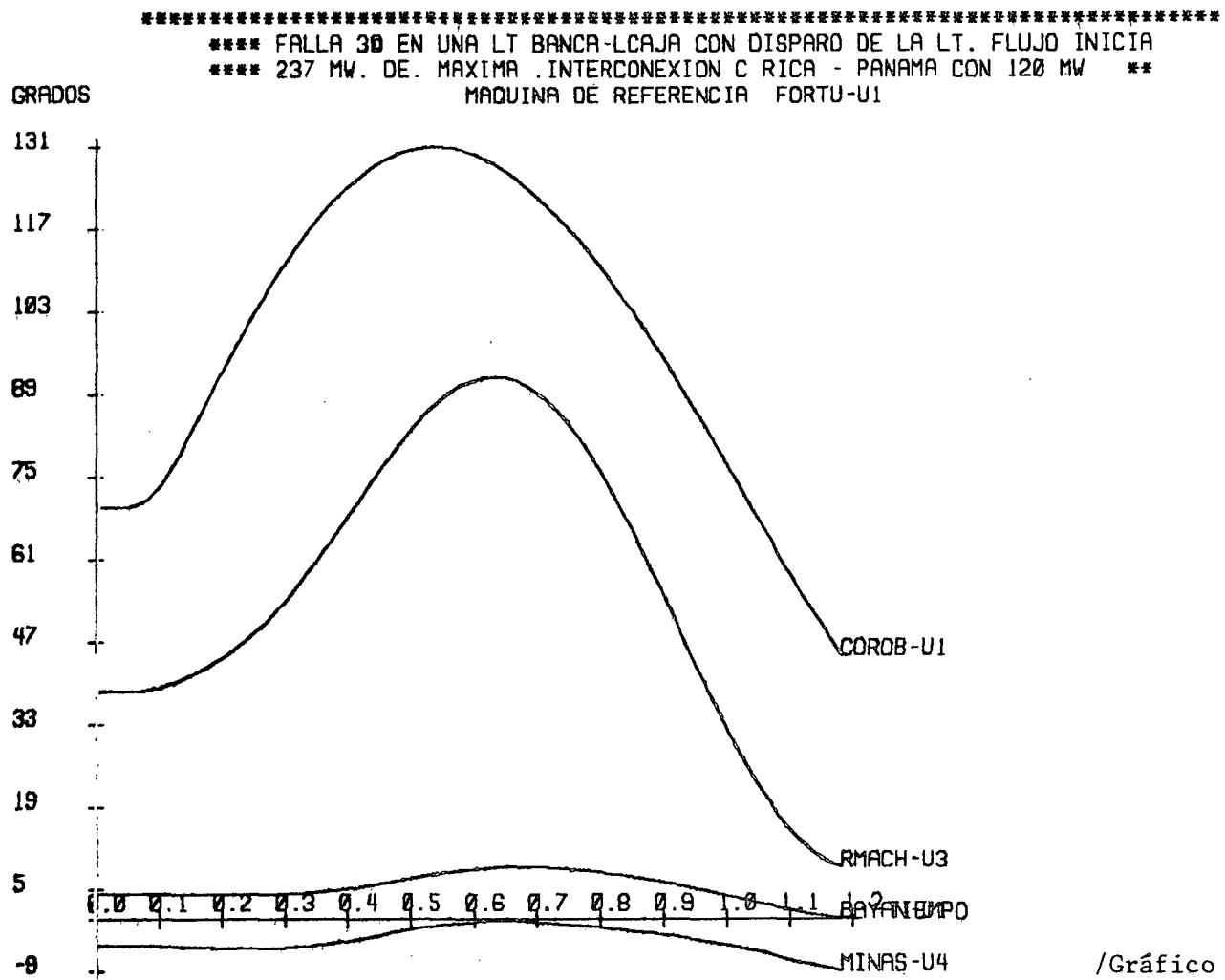
CASO: 85M120.0. Condiciones de operación de sábado entre 18 y 19 horas con Fortuna como condador síncrono y un envío de ICE a IRHE de 121 MW.

Demandas: ICD= 414 MW; IRHE= 325 MW.

FECHA: Noviembre 25, 1985 IRHE-ICE/CEPAL NOV. 85

Gráfico 8-A

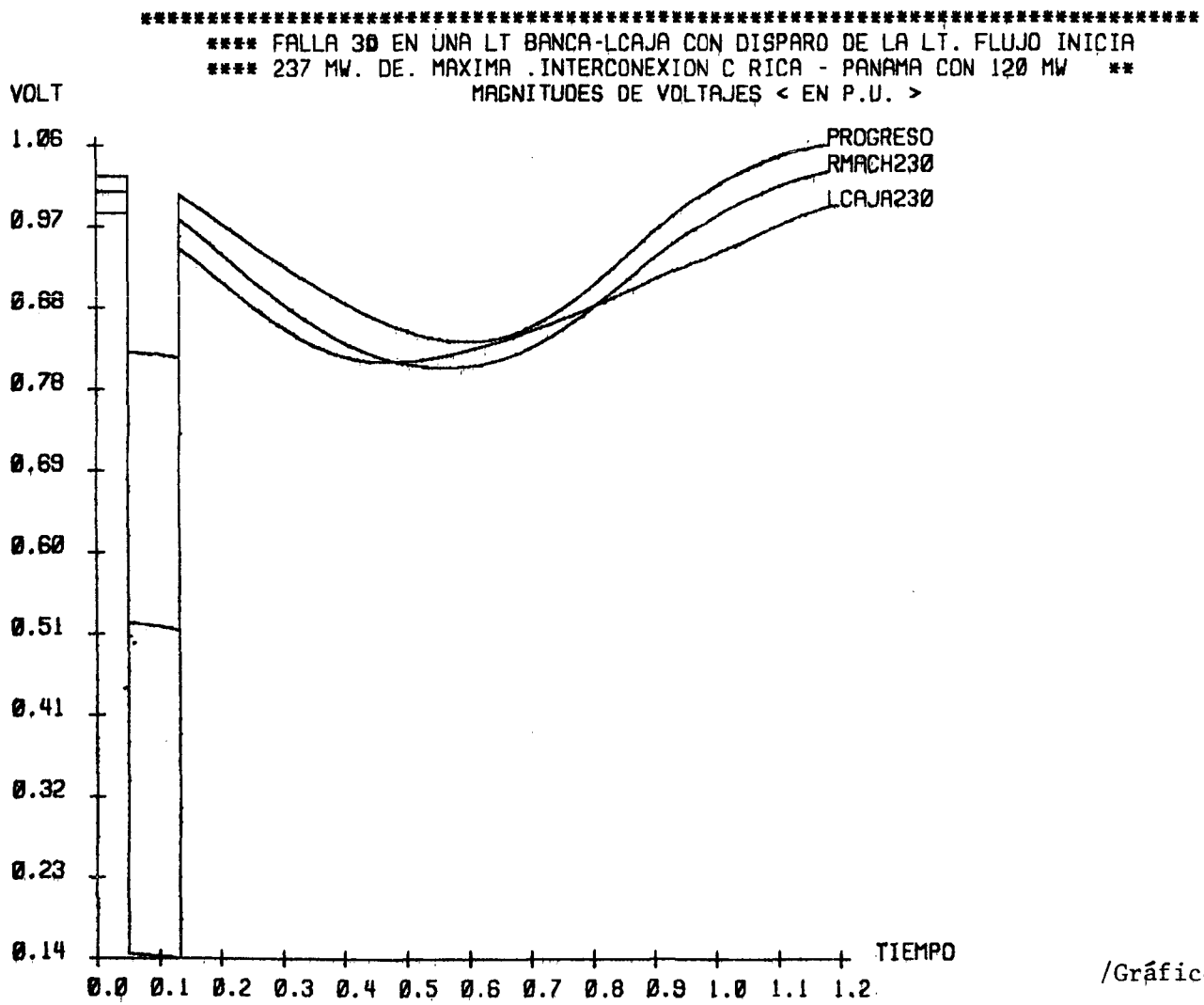
COMPORTAMIENTO DINAMICO DE ROTORES CON RESPECTO A FORTUNA -PARA CONDICIONES DE OPERACION DE SABADO A LAS 18:30 HORAS CON ENVIO DE 121 MW DEL ICE AL IRHE (DIAGRAMA 6)- AL OCURRIR FALLA EN LINEA BARRANCA-LA CAJA Y LIBERARSE TRIPOLARMENTE EN SEIS CICLOS CON DISPARO DE DICHA LINEA. CARGA MODELADA COMO 30% DE IMPEDANCIA CONSTANTE Y 70% DE CORRIENTE CONSTANTE.



/Gráfico 8-B

Gráfico 8-B

COMPORTAMIENTO TRANSITORIO DE VOLTAJES NODALES EN LAS SUBESTACIONES PROGRESO, RIO MACHO Y LA CAJA AL OCURRIR FALLA EN UNA LINEA BARRANCA-LA CAJA. CONDICIONES DE PREDISTURBIO: DIAGRAMA 6.



/Gráfico 8-C

Gráfico 8-C

FLUJO DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LINEAS RIO CLARO-PROGRESO, BARRANCA-JUANILAMA Y BARRANCA-LA CAJA (LA QUE QUEDA EN OPERACION) AL OCURRIR FALLA EN UNA LINEA BARRANCA-LA CAJA Y DISPARARSE TRIPOLARMENTE EN SEIS CICLOS. PREDISTURBIO: DIAGRAMA 6.

LINEA 3 = RIOCLARO A PROGRES
LINEA 2 = BANCA138 A JUANILA
LINEA 1 = BANCA230 A BACACAJ

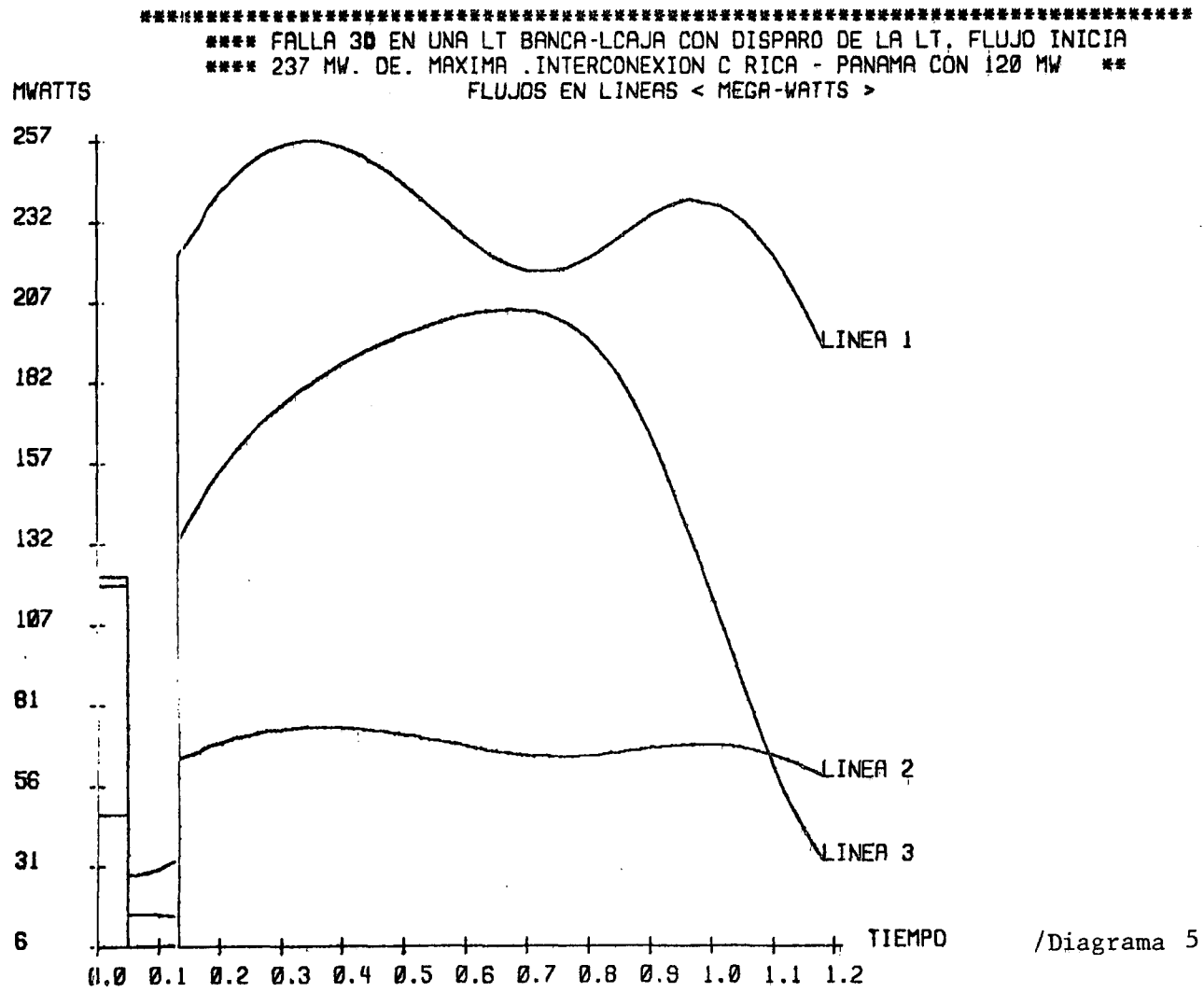
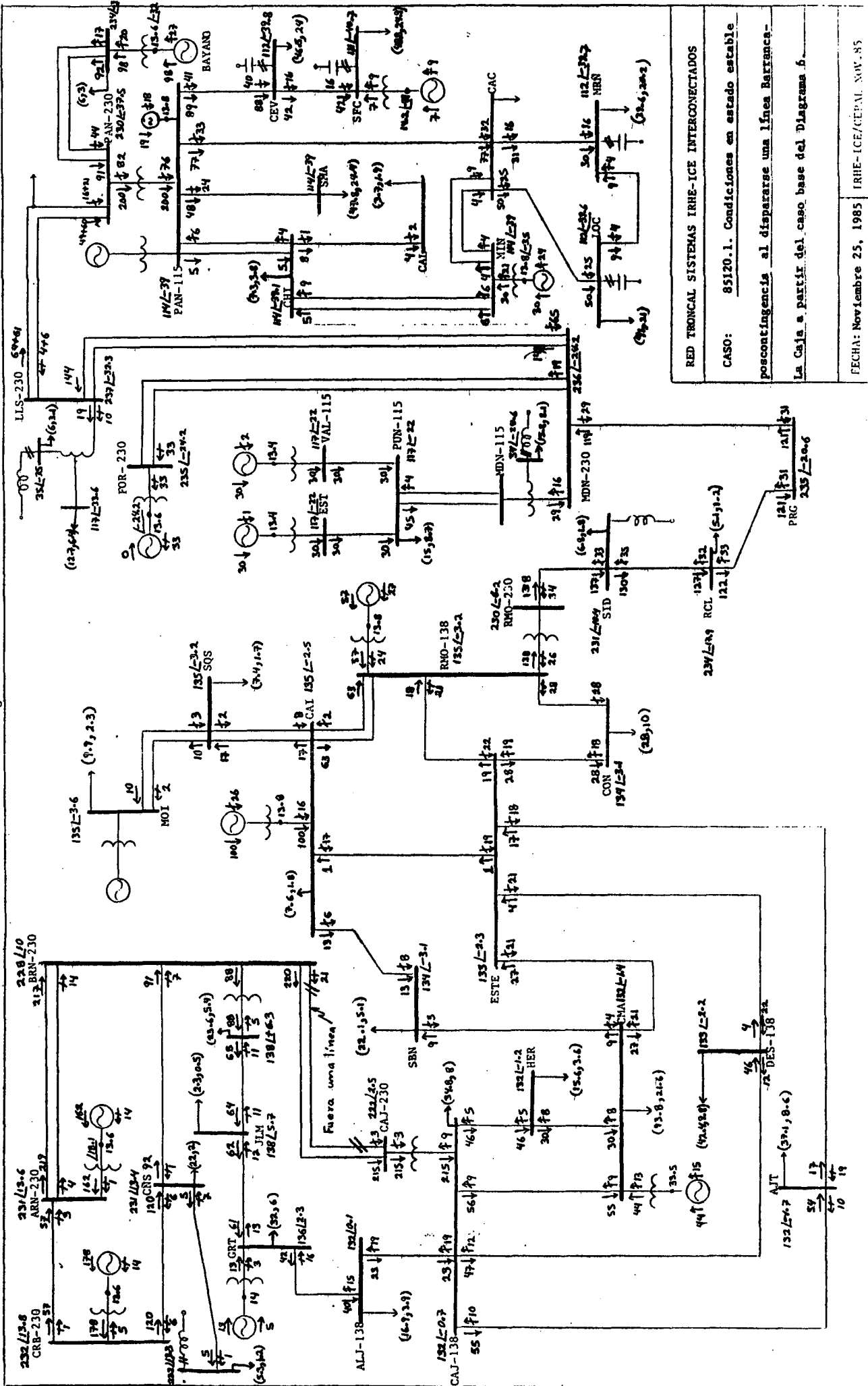


Diagrama 7



RED TRONCAL SISTEMAS IRHE-ICE INTERCONECTADOS

CASO: 85120.1. Condiciones en estado estable

poscontingencia al dispararse una línea Barranca-

La Caja a partir del caso base del Diagrama 6.

FECHA: Noviembre 25, 1985

IRHE-ICE/CEPAL NOV. 85

/El caso

El caso antes descrito se volvió a simular suponiendo la acción de un disparo automático de generación sobre una unidad de Corobicí, resultando definitivamente estable. Asimismo, se simularon otras contingencias por ser de interés para los sistemas eléctricos nacionales o para determinar el grado de severidad que representaban. Entre las contingencias simuladas para las condiciones de demanda liviana estudiadas, se pueden mencionar: a) disparo de la unidad tres de Río Macho; b) disparo de la unidad de Las Minas; c) falla y disparo tripolar de una línea de 230 kV de Mata de Nance a Llano Sánchez, y d) falla y disparo de la línea de 138 kV de La Caja a La Alajuelita. Todas estas contingencias son soportables y no se incluyen los resultados en este reporte aunque sí se tienen disponibles en ambas empresas.

Anexo

NOMENCLATURA UTILIZADA PARA LAS SUBESTACIONES EN LOS
DIAGRAMAS UNIFILARES

Sistema eléctrico del ICE		Sistema eléctrico del IRHE	
Subestación	Nomenclatura	Subestación	Nomenclatura
Río Macho	RMO	Progreso	PRG
San Isidro	SID	Mata de Nance	MDN
Río Claro	RCL	Fortuna	FOR
Cachí	CAI	Pueblo Nuevo	PUN
Siquirres	SQS	Los Valles	VAL
Moín	MOI	Estrella	EST
Sabanilla	SBN	Llano Sánchez	LLS
Colima	CMA	Chorrera	CHO
Este	ESTE	Panamá	PAN
Cóncavas	CON	Cerro Viejo	CEV
Desamparados	DES	San Francisco	SFC
Heredia	HER	Santa María	SMA
Alajuelita	AJT	Lojería	LOC
La Caja	CAJ	Marañón	MRÑ
Barranca	BRN	Chilibre	CHI
Alajuela	ALJ	Bayano	BAYANO
Juanilama	JLM	Las Minas	MIN
Garita	GRT	Calzada Larga	CAL
Cañas	CÑS	Cáceres	CAC
Corobicí	CRB		
Arenal	ARN		
Liberia	LIB		

Anexo

COMENTARIOS TECNICOS A LA POSIBLE COMPENSACION
DE LA RED DE INTERCONEXION ICE-IRHE

•
•
•
•

•
•

A raíz de los estudios sobre la operación interconectada de los sistemas eléctricos del ICE y del IRHE, realizados por personal técnico de ambas empresas en las instalaciones del Centro Nacional de Control de la CFE con la asesoría de la Sección de Energía de la CEPAL,^{1/} detectamos que la red de interconexión ICE-IRHE presenta un límite de transmisión relativamente bajo -entre 100 y 120 MW, que es menor que la potencia natural (MW) de una línea de 230 kV-, definido con base en el criterio de seguridad operativa de soportar la primera contingencia sin inestabilidad o disturbio extenso.

El límite de transmisión reducido se debe en parte muy importante a la longitud total de 260 km de línea sencilla de 230 kV entre las subestaciones Mata de Nance, de Panamá, y Río Macho, de Costa Rica, ya que, a pesar de tenerse las subestaciones intermedias de Progreso, Río Claro y San Isidro, éstas no cuentan con soporte de voltaje y sus cargas actuales son pequeñas. (Véase el diagrama 1.)

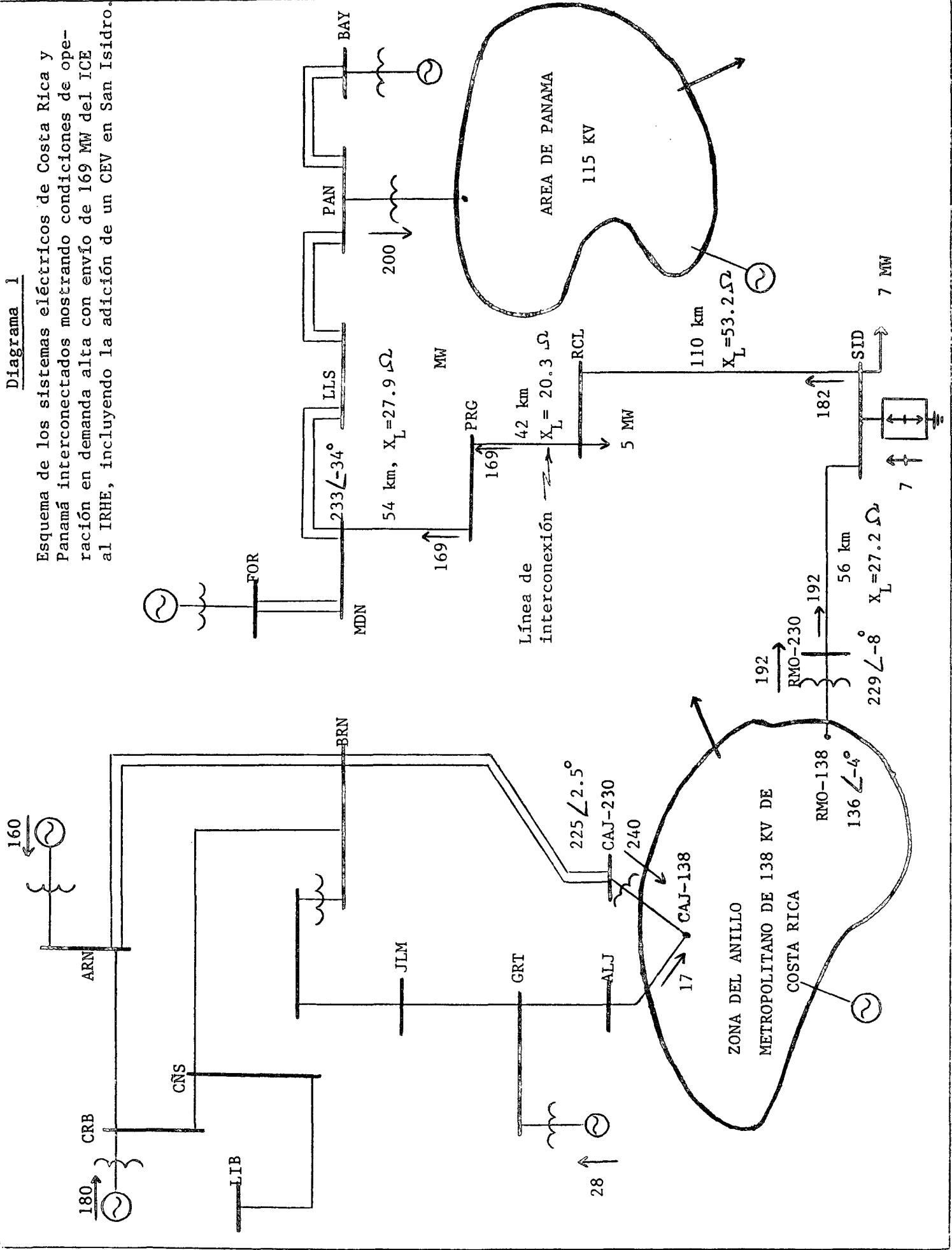
Resulta atractivo reforzar la red de interconexión entre Costa Rica y Panamá para aumentar el límite de transferencia de potencia, ya que esto permitiría concertar mayores transacciones con los consiguientes beneficios económicos. El refuerzo de la red mediante una segunda línea de transmisión resultaría muy costoso, por lo que quedan dos alternativas:

- i) agregar capacitores serie, o
- ii) instalar un compensador estático de vars (CEV) en algún lugar adecuado.

^{1/} Véase, CEPAL, Análisis de la operación interconectada de los sistemas eléctricos de Costa Rica y Panamá (LC/MEX/R.22), noviembre 29, 1985.

Diagrama 1

Esquema de los sistemas eléctricos de Costa Rica y Panamá interconectados mostrando condiciones de operación en demanda alta con envío de 169 MW del ICE al IRHE, incluyendo la adición de un CEV en San Isidro.



Otros esquemas de compensación -como serían capacitores en derivación o condensadores síncronos- se pueden considerar descartados; el primero por la respuesta-dinámica requerida del compensador, y el segundo por presentar costos de inversión y operación mayores que los CEV's.

Ambas alternativas de compensación, la de capacitores serie y la de compensación estática de vars (CEV), presentan ventajas y desventajas. No se puede definir dogmáticamente que una sea superior a la otra. El análisis comparativo costo-beneficio debe hacerse para cada aplicación particular.

En el caso de capacitores serie, para prevenir fenómenos de resonancia eléctrica, sobretensiones y por limitaciones de diseño y economía de aislamiento, se recomienda no exceder compensaciones del 70% de la reactancia inductiva de una línea. Al tenerse tres subestaciones intermedias entre las de Río Macho y Mata de Nance, si se quisiera compensar el 50% de la longitud total, se necesitaría instalar capacitores serie en tres de las cuatro líneas que hay entre Río Macho y Mata de Nance, con lo que se tendrían costos muy elevados y complicaciones en los esquemas de protección de las líneas (posiblemente tendrían que reemplazarse). Una compensación serie del 50% de la longitud total equivaldría a 64 ohms y se lograría un incremento en el límite de transmisión del orden de 60 MW.

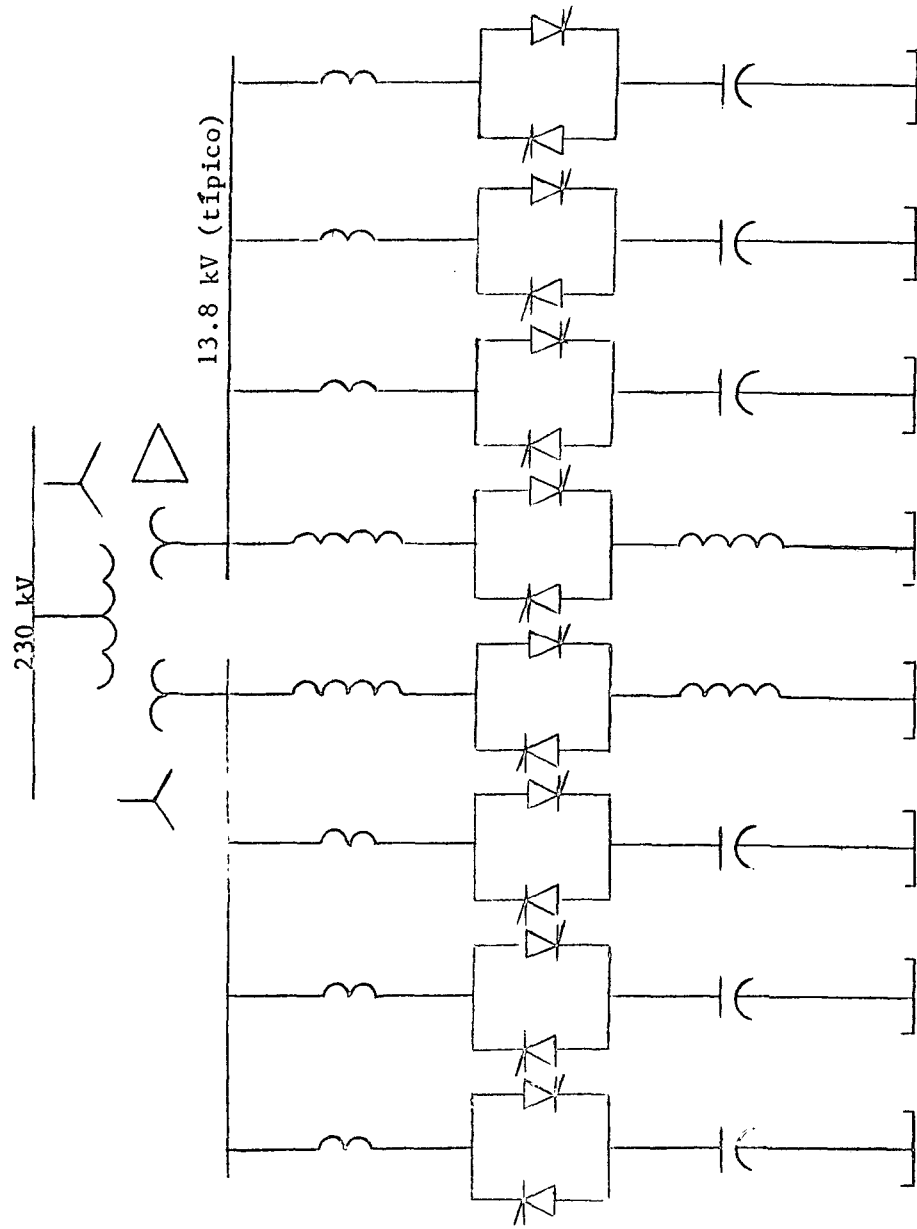
Los CEV's son equipos integrados por capacitores y reactores convencionales que son conectados/desconectados por tiristores, mientras que la corriente que circula a través de los reactores se controla gradualmente. Existen varias configuraciones de CEV's, siendo la más flexible -aunque un poco más cara- la que consta de las dos componentes, capacitiva e inductiva, conectadas a la red de transmisión mediante un transformador de tres

devanados. Un secundario del transformador se conecta en estrella y el otro en delta para minimizar la inyección de armónicas generadas por el CEV. Esta conexión se conoce como de 12 pulsos. (Véase el diagrama 2.) A pesar de que la aplicación de los CEV's a redes de transmisión de alto voltaje data de los últimos 10 años, en comparación con los capacitores serie que se han aplicado desde hace 60 años, se puede considerar que es una tecnología madura y que se cuenta con muy buena experiencia de su comportamiento.

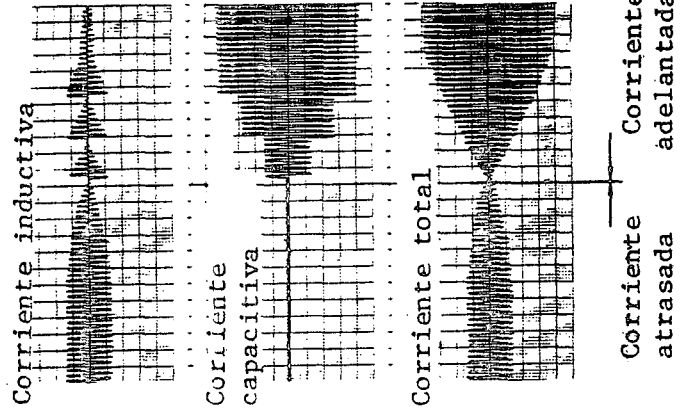
Por la configuración de la red de interconexión, intuimos que, en vez de compensación serie, sería más efectivo un CEV dimensionado y ubicado en algún punto estratégico entre Río Macho y Mata de Nance. Otra razón para suponer que un CEV sería más efectivo que los capacitores serie es la degradación que sufre el voltaje en toda la red de interconexión cuando se simulan contingencias. Dicha degradación del voltaje facilita la inestabilidad o pérdida de sincronismo.

Para corroborar nuestra hipótesis, realizamos estudios de estabilidad suponiendo un CEV con capacidad de -60 a +180 MVAR (véase de nuevo el diagrama 2), ubicado primero en Río Claro y después en San Isidro. La contingencia simulada fue la que resultó más severa en los estudios de interconexión, mencionados al principio de este documento, consistente en suponer una falla liberada con disparo tripolar de una línea de 230 kV Barranca-La Caja. En el supuesto de que el CEV se instalara en Río Claro, el sistema interconectado perdería sincronismo (véase el gráfico 1) ante la contingencia descrita. Las condiciones de predisturbio corresponden a demanda alta actual con un envío de 169 MW del ICE al IRHE. (Véase de nuevo el

Diagrama 2



CONFIGURACION DE CEV TIPO: CAPACITOR CONECTADO POR TIRISTOR (CCT), REACTOR CONTROLADO POR TIRISTOR (RCT) EN ARREGLO DE DOCE PULSOS. LOS DATOS CORRESPONDEN AL MODELO UTILIZADO PARA LOS ESTUDIOS DE REFUERZO MEDIANTE COMPENSACION DE LA RED DE INTERCONEXION ICE IRHE. CADA RAMA, INDUCTIVA O CAPACITIVA, SE CONSIDERO DE 20 MVAR; EN CON SECUENCIA, EL CEV ES DE -60 A +180 MVAR.



ILUSTRACION DEL PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE CEV'S TIPO CCT-RCT.

GRAFICO 1

Posición angular de rotores al ocurrir falla liberada con disparo tripolar de una línea Barranca-La Caja.
Demandas: ICE= 414 IRHE= 325 MW.
Envío de ICE al IRHE en 169 MW, suponiendo un CEV en Río Claro.

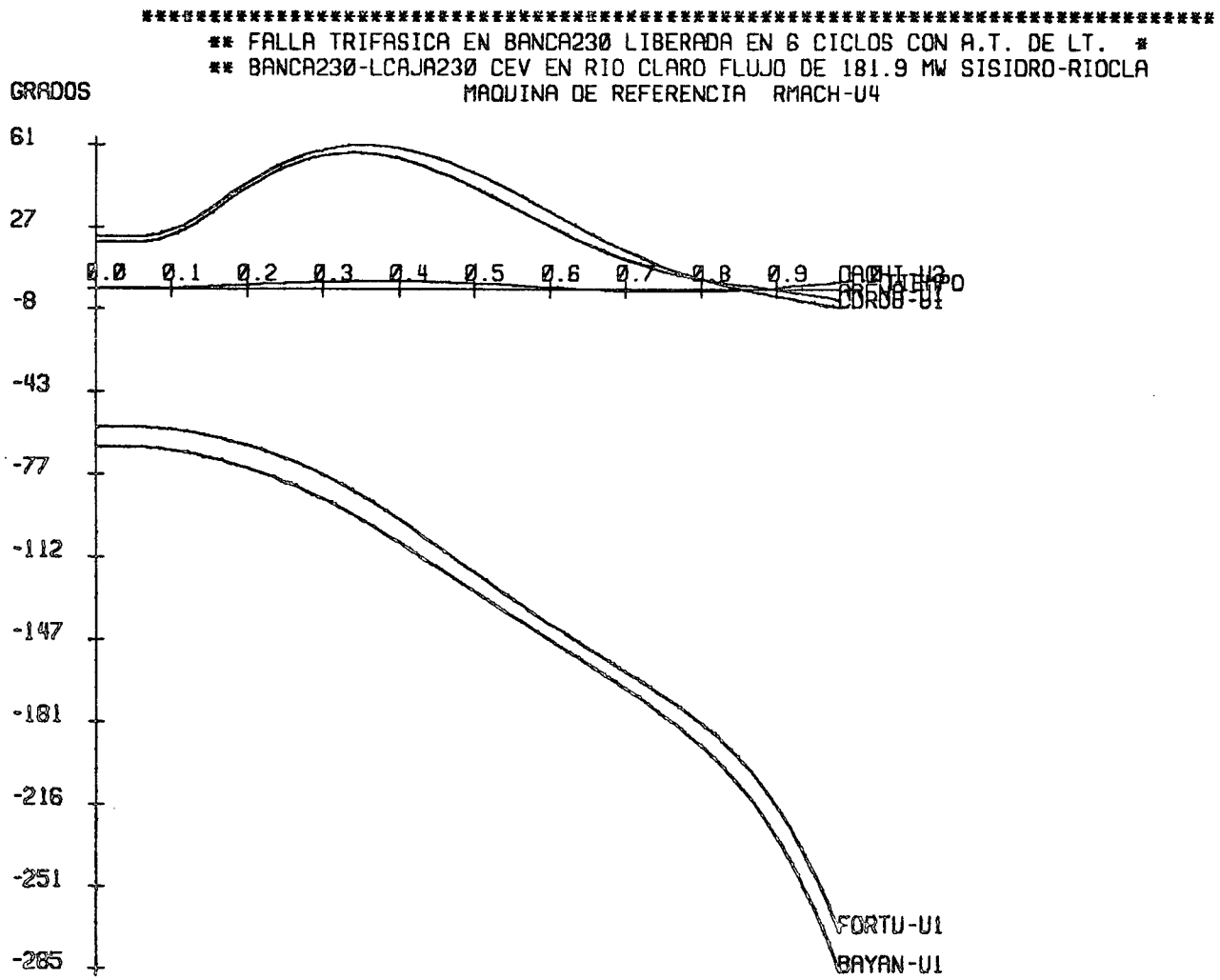


diagrama 1.) En cambio, si el CEV se instalara en San Isidro, el sistema interconectado permanecería estable, el perfil dinámico del voltaje sería muy aceptable y se incrementaría el límite de transferencia de la red de interconexión. (Véanse los gráficos 2 al 6.) Estos dos estudios ilustran claramente la importancia de la ubicación de las fuentes de potencia reactiva, especialmente cuando se trata de sistemas eléctricos longitudinales.

Con el fin de hacer un análisis comparativo, se simuló -para las mismas condiciones de operación y para la misma contingencia ya descritas- el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos si se instalaran dos bancos de capacitores serie para compensar al 70% las líneas San Isidro-Río Claro y Río Claro-Progreso, respectivamente, lo cual equivale a una reactancia capacitiva total de 51.4 ohms. En este caso, la separación angular entre los rotores de las unidades generadoras del ICE e IRHE alcanza transitoriamente valores mayores, siendo de 150 grados contra 135 grados con el CEV. (Véanse los gráficos 7 y 2.) Los voltajes con capacitores serie se abaten a valores inferiores al 70% de su valor nominal contra el 80% en el caso del CEV. (Véanse los gráficos 8 y 3.) Lo anterior significa que ambos casos son estables, pero que existe mayor margen de estabilidad con el CEV que con los capacitores serie para una transferencia de 169 MW, que fue el caso estudiado.

En síntesis, consideramos que la compensación mediante un CEV en San Isidro resultaría más adecuada, desde los puntos de vista técnico y económico, que compensar dos o más líneas de transmisión con capacitores serie.

GRAFICO 2

Posición angular de rotores al ocurrir falla trifásica cerca de Barranca-230 y liberarse mediante disparo tripolar de una línea Barranca-La Caja. Niveles de demanda: ICE= 414 IRHE=325 MW. Envío del ICE al IRHE de 169MW, carga modelada como 30% de impedancia constante y 70% de corriente constante. Se supone un CEV en San Isidro.

** FALLA TRIFASICA EN BANCA230 LIBERADA EN 6 CICLOS CON A.T. DE LT. **
** BANCA230-LCAJA230 CEV EN SISIDRO FLUJO DE 181.6 MW SISIDRO-RIOCLARO
MAQUINA DE REFERENCIA RMACH-U4

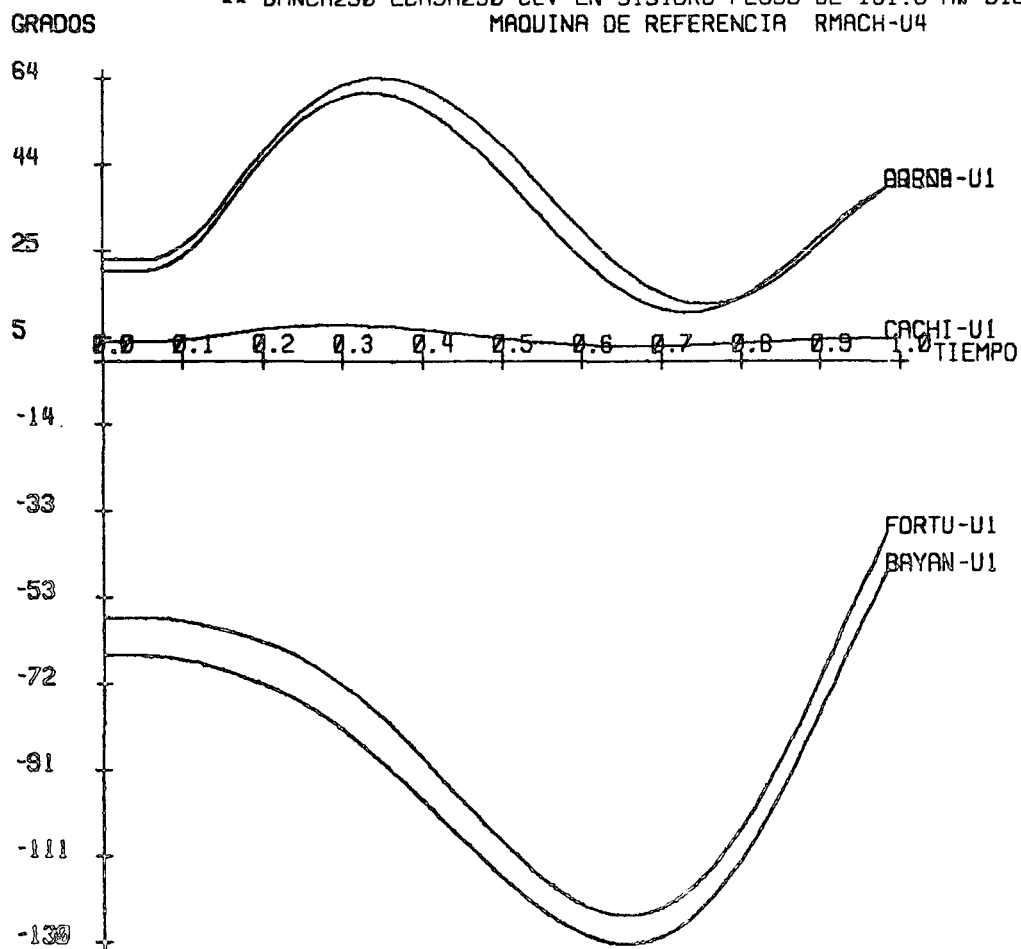


GRAFICO 3

Magnitudes de voltaje nodales al ocurrir falla trifásica cerca de Barranca-230 y liberarse mediante disparo tripolar de una línea Barranca-La Caja. Niveles de demanda: ICE= 414 IRHE=325 MW. Envío del ICE al IRHE de 169 MW, carga modelada como 30% de impedancia constante y 70% de corriente constante. Se supone un CEV en San Isidro.

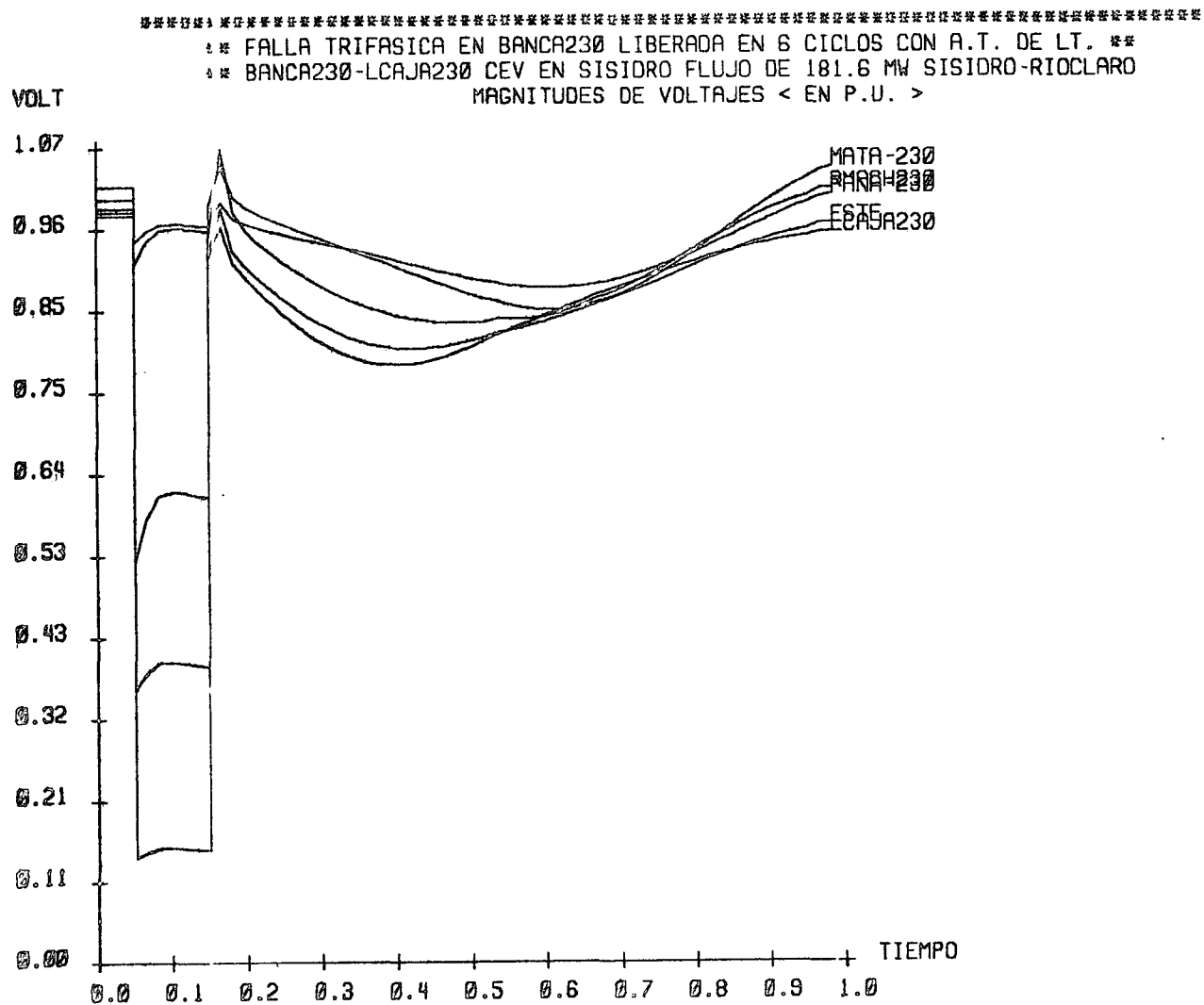


GRAFICO 4

Comportamiento dinámico del flujo de potencia activa al tener CEV en San Isidro para la contingencia de falla y disparo de una línea Barranca-La Caja.

LINEA 3 = BANCA230 A BANCA13
LINEA 2 = RIOCLARO A PROGRES
LINEA 1 = BANCA230 A LCAJA23

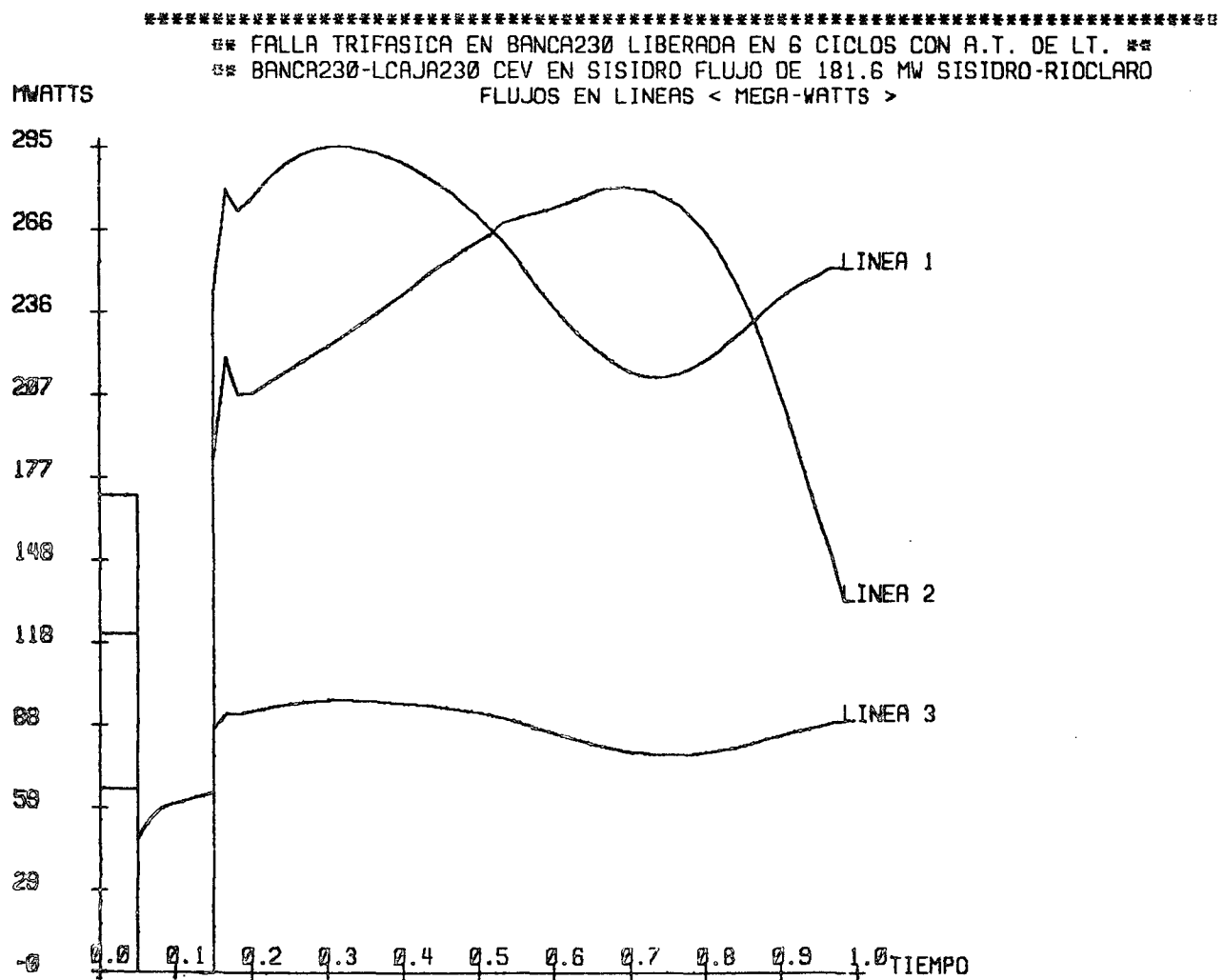


GRAFICO 5

Comportamiento dinámico del flujo de potencia reactiva en las mismas 3 líneas del gráfico 4, misma contingencia.

LINEA 3 = BANCA230 A BANCA13
LINEA 2 = RIOCLARO A PROGRES
LINEA 1 = BANCA230 A LCAJA23

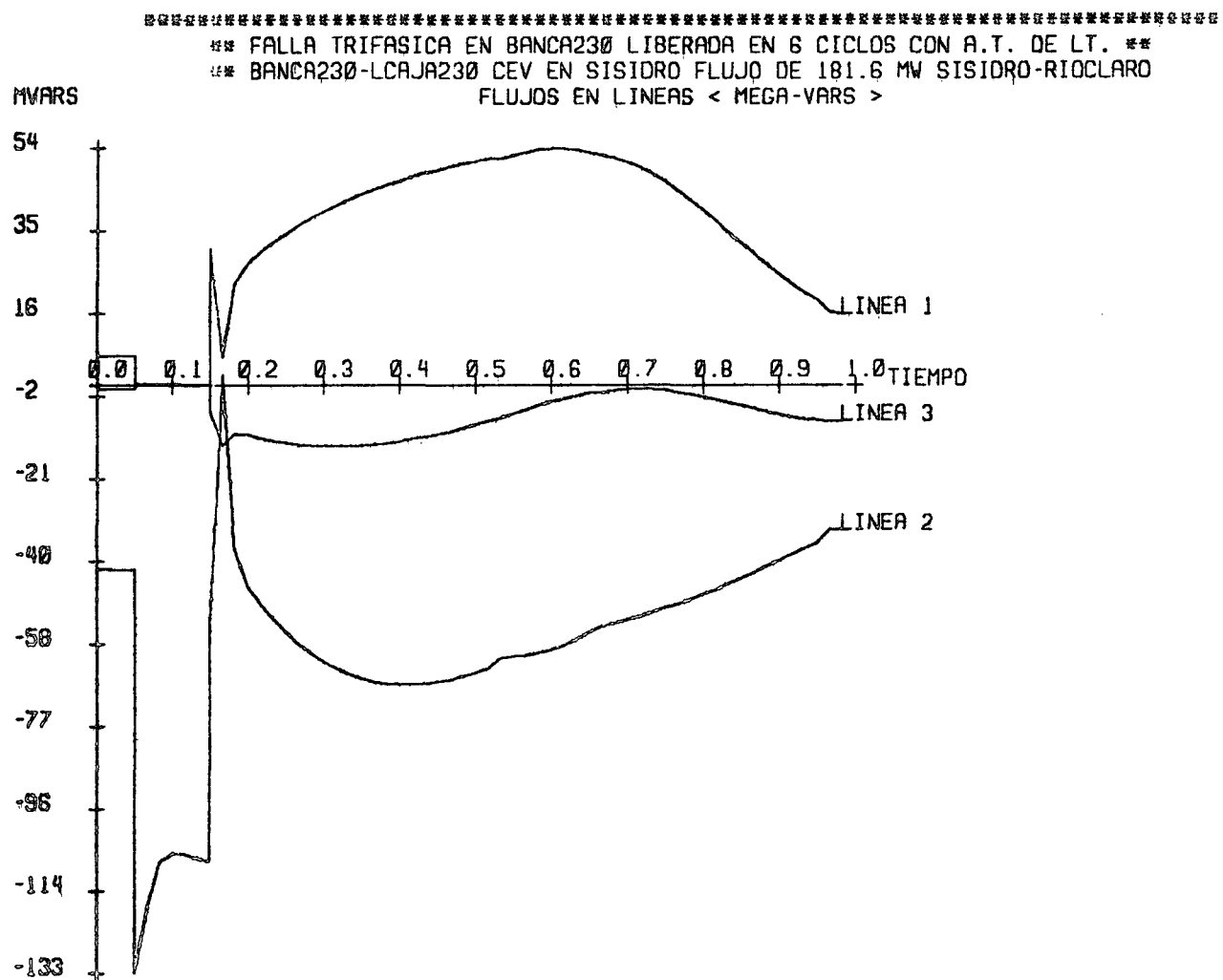


GRAFICO 6

Respuesta dinámica del CEV. Se muestran los MVAR's de la mitad del CEV. El pico de MVAR's entre 0.1 y 0.2 segundos se debe a que durante la falla el CEV conecta todos sus capacitores, cuando se libera la falla el voltaje se recupera y se tiene una aportación alta de MVAR's; posteriormente empieza a regular. Como se observa, la dimensión del CEV pudiera reducirse a 75 MVAR si las condiciones de operación y la falla supuesta fueran los criterios determinantes para su especificación. Ver el diagrama 2.

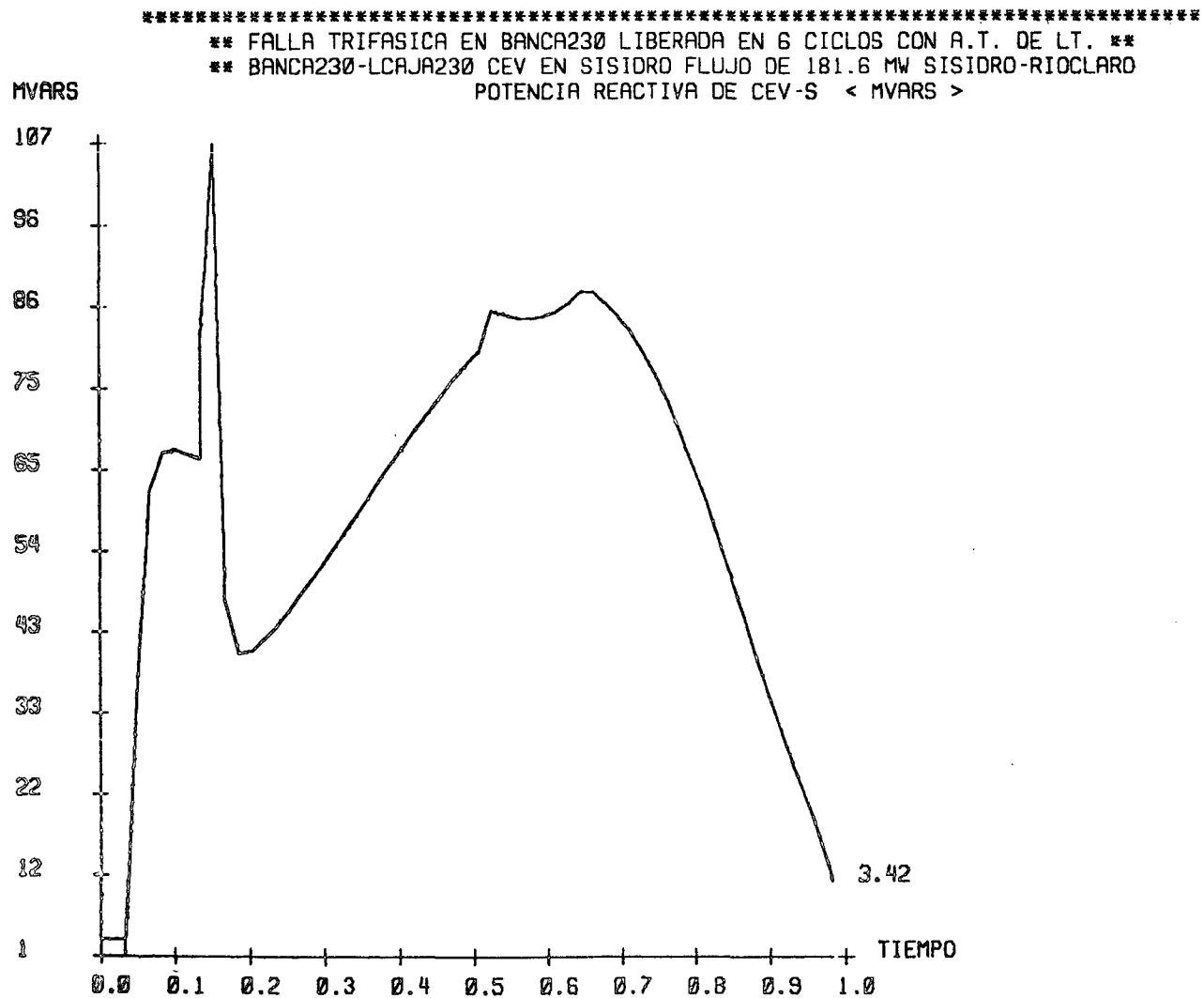


GRAFICO 7

Posición angular de rotores al ocurrir falla trifásica cerca de Barranca-230 y liberarse mediante disparo tripolar de una línea Barranca-La Caja. Niveles de demanda: ICE=414; IRHE=325 MW. Envío del ICE al IRHE de 169 MW, carga modelada como 30% de impedancia constante y 70% de corriente constante. Se instalaron dos bancos de capacitores serie para compensar el 70% de las líneas San Isidro-Río Claro y Río Claro-Progreso, respectivamente, lo cual equivale a una reactancia capacitiva total de 51.4 ohms.

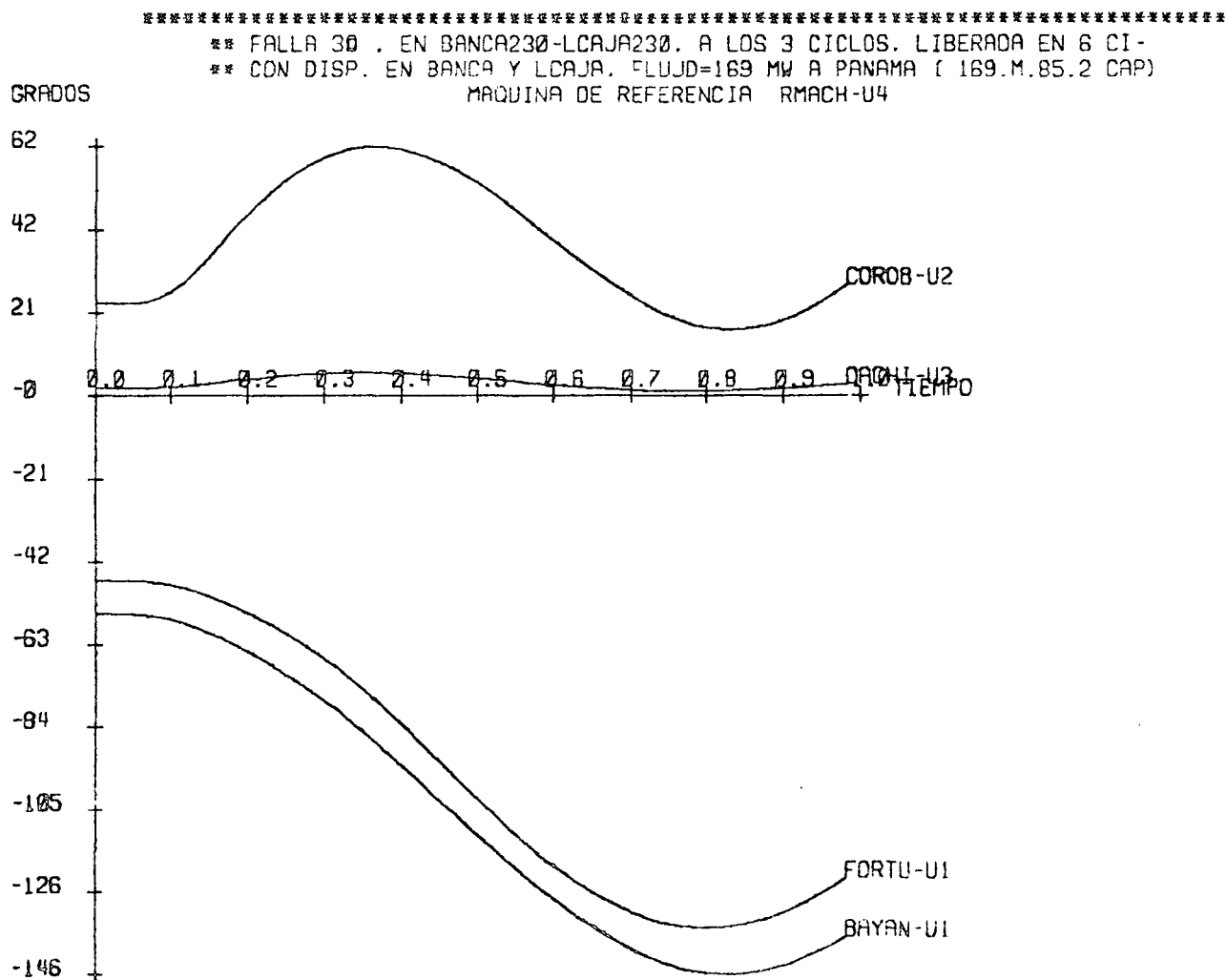
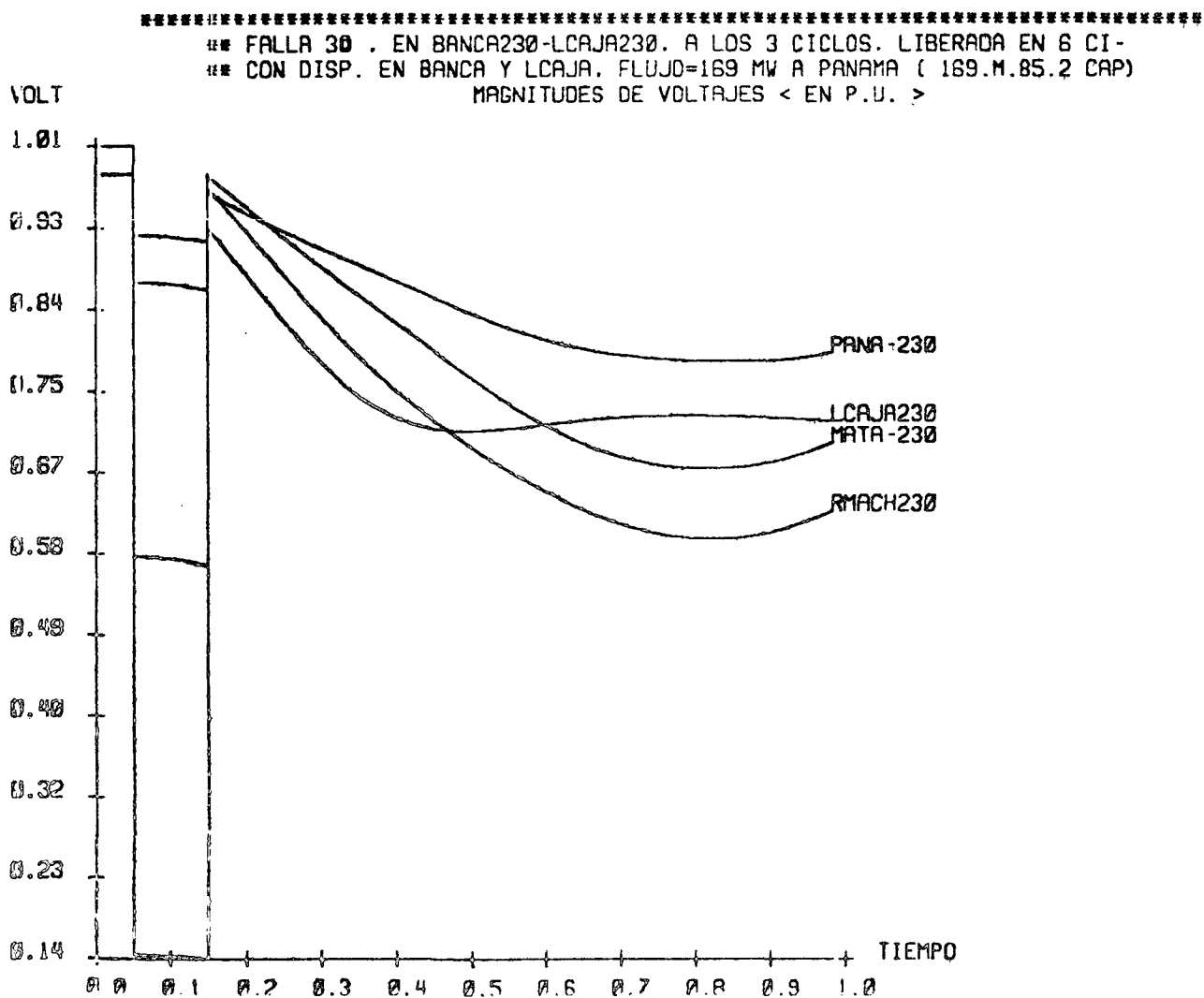


GRAFICO 8

Magnitudes de voltaje nodales al ocurrir falla trifásica cerca de Barranca-230 y liberarse mediante disparo tripolar de una línea Barranca-La Caja. Niveles de demanda: ICE= 414 IRHE= 325 MW. Envío del ICE al IRHE de 169 MW. Carga modelada como 30% impedancia constante y 70% corriente constante. Se instaló compensación serie del 70% en las líneas San Isidro-Río Claro y Río Claro-Progreso, lo cual equivale a una reactancia capacitiva total de 51.4 ohms.



1

2

