

Distr.
RESTRINGIDA
LC/MEX/R.28
17 de marzo de 1986
ORIGINAL: ESPAÑOL

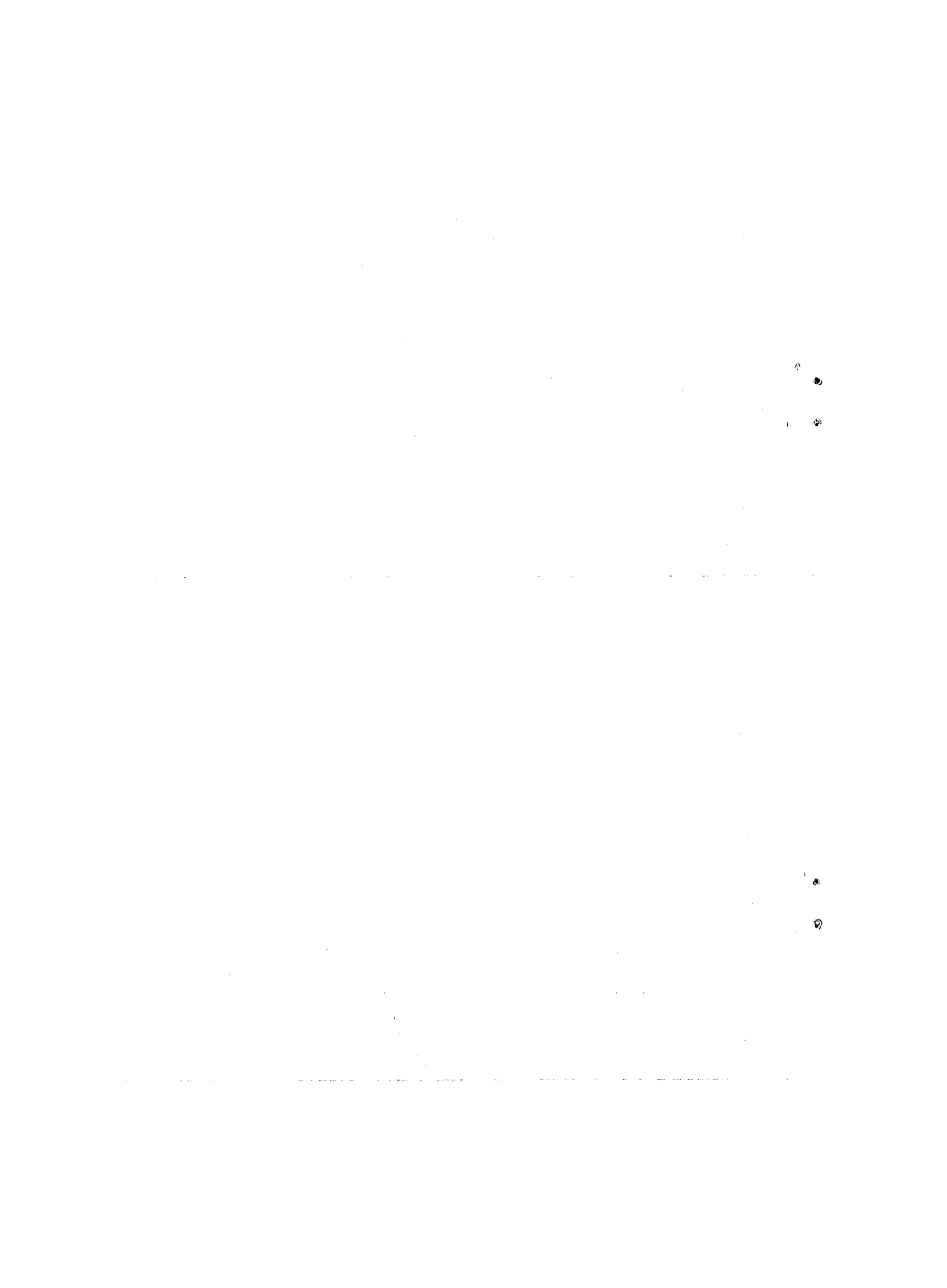
C E P A L
Comisión Económica para América Latina y el Caribe



ANALISIS DE SEGURIDAD OPERATIVA DEL SISTEMA ELECTRICO DE EL SALVADOR
(Versión preliminar)

Estudio elaborado por los señores Edgardo Calderón y Ricardo Dueñas de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador y Gonzalo Arroyo de la CEPAL.

86-3-64



INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Conclusiones y recomendaciones	3
II. Descripción del sistema eléctrico de El Salvador	6
III. Análisis para condiciones de operación típicas-representativas de red y demanda del sistema eléctrico de la CEL	11
IV. Análisis de esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia	13
1. Consideraciones conceptuales	13
2. Estudios para los esquemas actual y propuesto	15
V. Estudio del disturbio ocurrido el 24 de octubre de 1985 que provocó explosión de pararrayos	31
VI. Estudios para mejorar el control de voltaje	45
1. Características eléctricas (sensibilidad Q-V)	45
2. Adición de un compensador estático de vars (CEV)	48
<u>Anexos:</u>	
I. Nomenclatura utilizada para las subestaciones en los diagramas unifilares	61
II. Relación de casos de flujos de potencia simulados	63



PRESENTACION

Se presentan en este documento los resultados más relevantes de los estudios realizados por ingenieros de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador, con el apoyo de la Comisión Federal de Electricidad y la asesoría de la Subsección de la CEPAL en México.

Los estudios se concentraron en problemas de operación, los cuales se analizaron en estado estable y dinámico (estabilidad transitoria). Se evaluó la seguridad operativa para diversas condiciones previsibles de la red de transmisión y distintos escenarios de demanda de potencia. Se estudió el esquema para desconexión de carga por baja frecuencia que se encuentra en servicio. Sobre la base de consideraciones conceptuales y de los estudios efectuados, se recomendó un nuevo esquema.

Se simuló el disturbio registrado en octubre de 1985 que causó explosión de pararrayos. Las simulaciones se realizaron sobre la base de dos hipótesis para explicar el origen de las sobretensiones. Una de ellas aparentó ser la más factible, pero suponiendo que no lo hubiera sido, resultó útil su análisis, ya que justificó recomendaciones respecto del procedimiento a seguir para restablecer el sistema eléctrico al ocurrir algún colapso (apagones completos).

Por último, se estudiaron en forma preliminar las condiciones de operación previsibles para 1988 considerando el desarrollo de la red de transmisión y agregando un supuesto compensador estático de vars (CEV) para mejorar la seguridad operativa.

/I. CONCLUSIONES



I. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Por la configuración que presenta la red de transmisión de la CEL, las contingencias sencillas implican predominantemente una pérdida de generación, formación de islas eléctricas con déficit o superávit de generación y un abatimiento muy severo del voltaje: en algunos casos ocurren variaciones superiores al 10% del valor nominal. En general, no se detectan problemas latentes de inestabilidad transitoria debido principalmente a que el anillo del oriente se opera abierto. Tal operación es adecuada por mantenerse en servicio sólo una línea de Cerrón Grande-Nejapa. Con la adición de la línea Cerrón Grande-San Martín, se mejorará notablemente la confiabilidad del suministro eléctrico y se lograrán ahorros considerables al poderse reducir al mínimo la generación con Acajutla y Soyapango.

Conviene mencionar que el cambio de taps en transformadores no resuelve en su origen el problema de bajo voltaje por falta de reactivos (soporte de voltaje) en los centros de carga. Al operar la red de transmisión con voltajes bajos por tiempos prolongados, se incrementan las pérdidas de energía que, al valorizarlas generalmente, justifican la inversión de instalación de capacitores. Adicionalmente, se incrementó la inseguridad de operación ya que, teniendo bajo voltaje, es más fácil que alguna contingencia adicional pueda conducir al colapso del sistema eléctrico. Se recomienda abordar estudios para cuantificar las pérdidas de energía en las condiciones de operación típicas actuales (bajo voltaje), así como para determinar la coordinación idónea de taps en transformadores de unidades generadoras y en subestaciones de entrega.

2. Como ya se mencionó, el tipo predominante de contingencias implica pérdida de generación o formación de islas eléctricas deficitarias. Los déficit pueden ser leves, moderados o severos; cada uno se puede presentar en condiciones de carga liviana, media o máxima. Por la variedad de casos factibles, es necesario adecuar el esquema para desconexión de carga por baja frecuencia, con base en un monto de carga afectable mayor y un número más alto de pasos o etapas con respecto al implantado, ya que el esquema de baja frecuencia debe cubrir una amplia gama de posibilidades.

/Se recomienda

Se recomienda implantar a la brevedad el esquema analizado e identificado como propuesto en este informe, o uno similar. De cualquier manera, se recomienda también abordar estudios sistemáticos para evaluar esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia con recursos propios. Debe asignarse explícitamente al Centro de Operaciones del Sistema la autoridad y responsabilidad de diseñar, establecer y revisar periódicamente el esquema de baja frecuencia. Asimismo, se recomienda establecer un procedimiento para supervisar la operación del esquema, cada vez que opere, para determinar y corregir o justificar las desviaciones que se observen en su operación. Sobre este mismo tema, se recomienda efectuar mediciones de campo para precisar los tiempos de operación de relés y de los interruptores del esquema. En caso de encontrar una diversidad considerable en los tiempos de operación de interruptores, se recomienda utilizar los más rápidos en los primeros pasos del esquema. De esta manera se logrará disminuir la potencia desacelerante al inicio del balance, cuando la acción resulta más efectiva.

3. Cuando ocurren disturbios en los sistemas eléctricos, es muy importante capitalizar las experiencias buscando el origen para prevenir su repetición o al menos reducir al mínimo los daños. En el caso del sistema eléctrico de la CEL, a menudo ocurren contingencias que se pueden clasificar principalmente en dos grandes rubros: i) incidentes que conducen a desbalance de potencia activa, y ii) disturbios o incidentes que resultan en pérdida de control del voltaje, generalmente, colapso de voltaje. Se recomienda instalar un registro gráfico de la frecuencia y uno del voltaje en alguna subestación del anillo de 115 kV del Departamento de San Salvador. Esta información sería muy útil para explicar y analizar contingencias como la ocurrida el 24 de octubre de 1985, lo que facilitaría su prevención. Asimismo, se recomienda que en caso de ocurrir colapsos se restablezca la red de 115 kV por secciones para evitar que se vuelvan a registrar sobretensiones que alcancen a dañar el equipo. También se recomienda definir y establecer un procedimiento para restablecer el sistema eléctrico cuando ocurra un colapso.

4. Por lo degradada que se encuentra la red de transmisión, particularmente por disponer sólo de una línea de Cerrón Grande hacia la principal zona de carga, las contingencias sencillas de líneas de transmisión provocan abatimientos de voltaje severos. La generación disponible en el centro de carga resulta muy costosa para utilizarla como fuente de reactivos. Si hubiera

/soporte

soporte de voltaje en el centro de carga, se mejoraría la estabilidad del sistema eléctrico ante contingencias y se lograría incrementar los límites de transmisión en las líneas que inciden al Departamento de San Salvador. La aseveración anterior seguirá siendo válida para el futuro ya que la carga continuará creciendo en la misma zona y seguirá siendo necesario transmitir la potencia de centros de generación alejados eléctricamente. Resulta por lo tanto muy recomendable que las cargas "vistas" en los puntos de entrega (46, 34.5 o 23 kV) presenten un factor de potencia elevado, particularmente a la hora de demanda máxima. Se recomienda procurar un factor de potencia mínimo de 0.95 (-). Ello puede demandar la instalación de capacitores en las redes de distribución y en las subestaciones de entrega; de hecho, en la actualidad falta compensación capacitiva en la zona de carga.

En este mismo sentido, se recomienda también evaluar técnica y económicamente la posibilidad de adecuar una unidad de Soyapango para que pueda trabajar como condensador síncrono.

Un equipo que podría presentar beneficios para enfrentar los problemas de colapso de voltaje ante contingencias es el compensador estático de vars (CEV). Se podrían evaluar técnica y económicamente las dos alternativas: i) adecuar una unidad de Soyapango para que opere como condensador síncrono, y ii) instalar un CEV en alguna de las siguientes subestaciones de 115 kV: San Martín, Soyapango, Nejapa, San Antonio Abad o Nuevo Cuscatlán.

5. A pesar de que el sistema eléctrico de la CEL es relativamente pequeño, presenta los mismos problemas técnicos que cualquier sistema grande, con la agravante de que dichos problemas se presentan en la operación diaria: colapso de voltaje, desbalance de potencia activa, sobretensiones, colapsos del sistema eléctrico, etc. Por la complejidad de los problemas técnicos, es muy recomendable integrar un pequeño grupo de ingenieros dedicados al análisis de seguridad operativa; la inversión se recuperaría con creces.

Asimismo, es muy recomendable seguir abordando estudios de seguridad operativa con intensa participación local y establecer un programa de capacitación e intercambio de experiencias para el personal del Centro de Operaciones del Sistema de la CEL.

/II. DESCRIPCION

II. DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE EL SALVADOR

El sistema eléctrico de El Salvador registró en 1985 una demanda de energía bruta anual de 1 706 GWh, con un promedio mensual de 142.2 GWh. Se estima que la demanda de energía eléctrica para 1986 se incrementará en 6.3%. Durante 1985 la energía generada estuvo formada por: 70.6% hidráulica, 23% geotérmica y 6.4% térmica, incluyendo en este último concepto la generación con bunker C y con diesel. Pese a que la generación con combustibles derivados del petróleo representó un porcentaje relativamente pequeño del total, el impacto económico es muy alto por tratarse de combustible importado. Dicha producción térmica se debió básicamente a fallas en la red de transmisión motivadas por frecuentes sabotajes. La demanda de potencia máxima en 1985 fue de 318 MW y ocurrió en diciembre; para 1986 se espera una demanda máxima de 340 MW, también en el último mes del año; es decir, se estima que habrá de incrementarse en 4.6%.

La capacidad instalada en El Salvador asciende actualmente a 634 MW, (véase el cuadro 1). La red troncal de transmisión -sin considerar las líneas no disponibles por tener daños mayores- está formada por 535 km de líneas de 115 kV. El principal centro de consumo, que demanda el 75% de la potencia del país, se localiza en el Departamento de San Salvador y se satisface por medio de las subestaciones de Soyapango, Nejapa, San Antonio Abad y Nuevo Cuscatlán (véanse el gráfico 1 y el diagrama 1).

La demanda de potencia a lo largo de una semana fluctúa en la actualidad, de un mínimo de 105 MW en la madrugada del domingo, a un máximo de 290 MW en la tarde de día hábil (lunes a viernes). El comportamiento horario de la demanda para los tres días típicos de la semana (sábado, domingo y día hábil) sigue el patrón del gráfico 2. En dicho gráfico se supone la carga normal sin racionamiento, o carga fuera.

/Cuadro 1

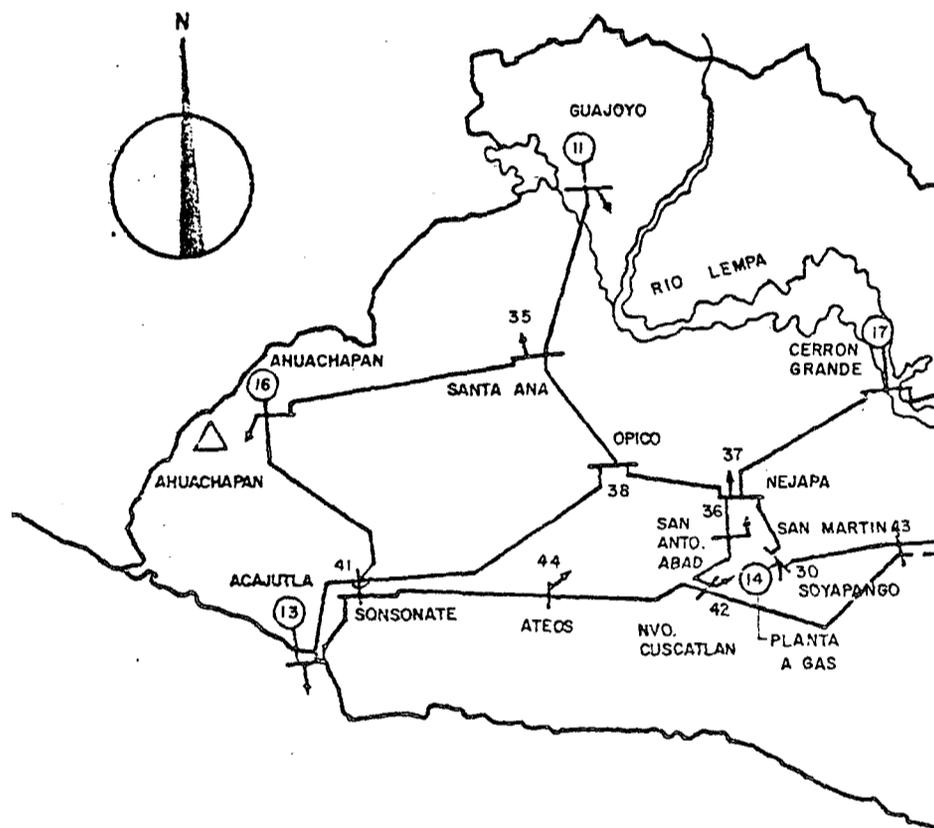
Cuadro 1

CEL: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR CENTRAL

CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA	
	MW	%
1. H I D R A U L I C A	389.1	61.3
Guajoyo (1x15)	15.0	
Cerrón Grande (2x67.5)	135.0	
5 de Noviembre (4x15 y 1x22.5)	82.5	
15 de Septiembre (2x78.3)	156.6	
2. G E O T E R M I C A	95.0	15.0
Ahuachapan (2x30 y 1x35)	95.0	
3. T E R M I C A	143.7	22.7
Soyapango (2x16.5 y 1x25.6)	58.6	
San Miguel (1x22.1)	22.1	
Acajutla (1x30 y 1x33)	63.0	
4. G A S	6.6	1.0
Acajutla (1x6.6)	6.6	
T O T A L	634.4	100.0

/Gráfico 1

ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ESTADO DE OAXACA



- PLANTAS GENERADORAS
- LINEAS EXISTENTES 115 KV
- △ EXPLORACIONES GEOTERMICAS

/Diagrama 1

Gráfico 1

CEL - SISTEMA DE GENERACION Y TRANSMISION

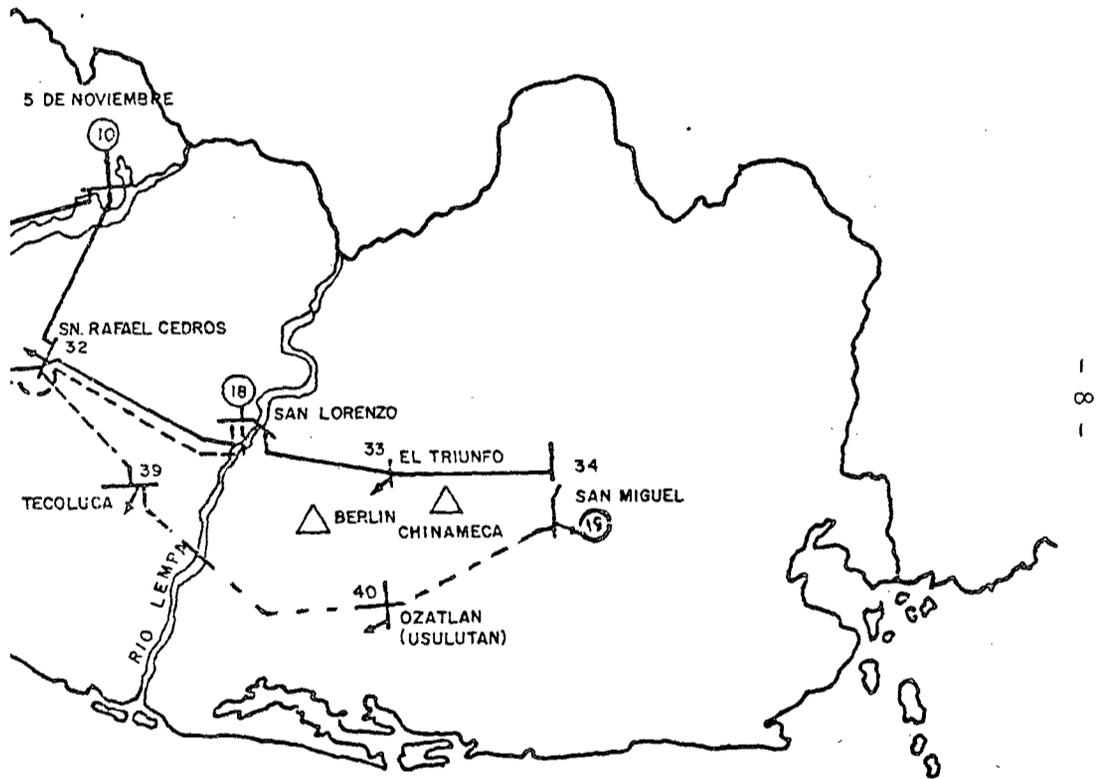
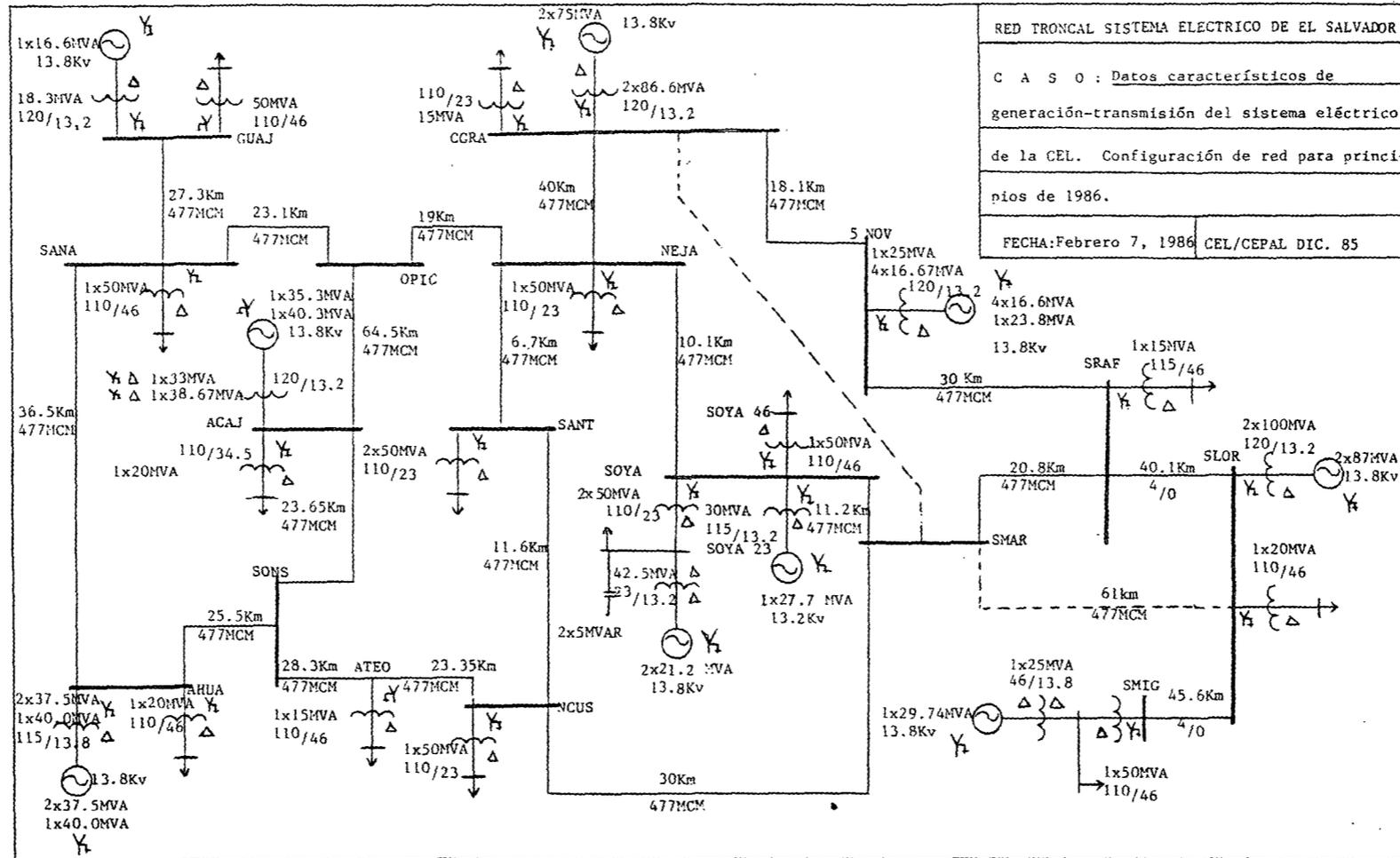


Diagrama 1

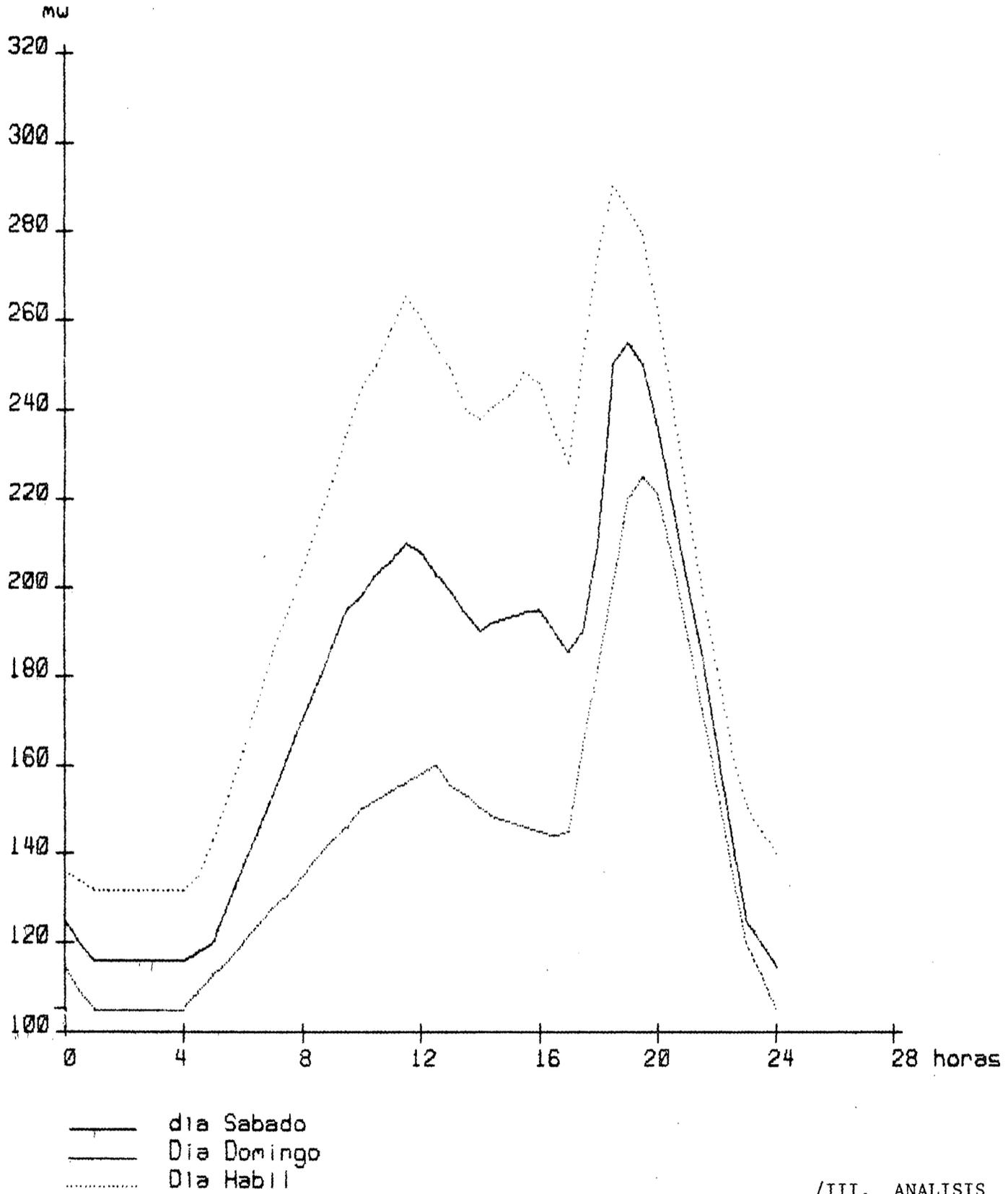


/Gráfico 2

101

Gráfico 2

Comportamiento de la carga del sistema eléctrico de la CEL para los días típicos de la semana.



III. ANALISIS PARA CONDICIONES DE OPERACION TIPICAS-REPRESENTATIVAS DE RED Y DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA CEL

Se simularon 16 condiciones típicas de operación para carga mínima, máxima diurna y máxima nocturna, con y sin la línea Cerrón Grande-Nejapa en servicio. Para cada uno de los 16 casos-base, se simularon tres contingencias, dando un total de 48. Las contingencias estudiadas fueron la salida de las siguientes líneas de 115 kV: i) Soyapango-San Martín; ii) San Lorenzo-San Rafael, y iii) San Rafael-San Martín. Las condiciones de carga se obtuvieron de las lecturas de agosto de 1985. (Véase el anexo 2.)

Para facilitar el análisis, se representaron los flujos de potencia en diagramas unifilares para los 16 casos-base (véase de nuevo el anexo 2). De su análisis se pueden establecer las siguientes observaciones:

a) Se tienen pérdidas elevadas de potencia reactiva en los transformadores de las unidades generadoras y de los puntos de entrega de energía. En el caso SICEL 3, se tienen 12 MVAR de pérdidas en los transformadores de Acajutla. Las pérdidas de reactivos en los transformadores de las subestaciones de entrega de energía se ven incrementadas por los voltajes bajos que se registran en la red de 115 kV. Se recomienda activar la instalación de capacitores en derivación en la zona de mayor concentración de carga. Conviene mencionar que las pérdidas de reactivos provocan a su vez considerables pérdidas de energía.

b) En horas de carga mínima, se observa un voltaje ligeramente alto en los puntos de entrega: 6% y 8% sin la línea CGRA-NEJA y, con ella, respectivamente.

c) En los casos sin la línea CGRA-NEJA se observa que la más sobrecargada es SRAF-SMAR. Asimismo, los voltajes de 115 kV de las subestaciones de la zona de carga se abaten alrededor del 8% con respecto al valor nominal.

d) La operación en anillo de Cerrón Grande y 5 de Noviembre con SRAF-SMAR-SOYA y NEJA no presenta atractivos en carga alta (véanse los casos SICEL 2 y SICEL 2A del anexo 2), porque al disparo de CGRA-NEJA se

/sobrecargaría

sobrecargaría la línea SRAF-SMAR, y se dispararía, a menos que se implantara un esquema para disparo automático de generación sobre Cerrón Grande. Aun en este caso, se anticipa poco beneficio ya que posiblemente se requiera disparar un monto de generación muy similar al flujo de la línea CGRA-NEJA y, además, se corre el riesgo de que no opere el disparo de generación. A reserva de que se efectúen estudios complementarios de estabilidad, se recomienda mantener la política de operar abierto el anillo mencionado, en condiciones de carga alta, diurna y nocturna.

e) Del análisis de las contingencias simuladas se concluyó que las más críticas serían el disparo de la línea Cerrón Grande-Nejapa o San Rafael Cedros-San Martín durante carga alta, diurna y nocturna, ya que son las dos únicas trayectorias para la generación más importante (CGRA, 5 NOV y SLOR), al principal Centro de carga. Para el análisis de estas contingencias, es necesario modelar el esquema para desconexión de carga por baja frecuencia.

IV. ANALISIS DE ESQUEMAS PARA DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

1. Consideraciones conceptuales

El rango de frecuencia permisible para operación continua de sistemas eléctricos es de 59.5 a 60.5 Hz. Esta escala la determinan principalmente los riesgos de resonancia en los álabes de turbinas de vapor, especialmente cuando éstos tienen 28.5 o más pulgadas de largo. Es posible operar los sistemas eléctricos fuera de este rango, pero se tendrían efectos de fatiga acumulados sobre los álabes, con la consiguiente disminución de su vida útil. El efecto negativo de resonancia sólo se presenta cuando las unidades generadoras están a plena carga. Generalmente, se permite la operación momentánea entre 57 y 61 Hz; fuera de esta escala, las unidades generadoras se desconectan automáticamente del sistema por medio de relés de baja frecuencia para protegerlas de daños.

Cuando un sistema de potencia eléctrica o una isla eléctrica es sometido súbitamente a un déficit grande de generación, la frecuencia se abate rápidamente. El balance carga-generación debe restablecerse tan rápido como sea posible, para evitar que la frecuencia llegue a valores que provoquen el disparo de las unidades generadoras. Como la razón de abatimiento de la frecuencia (Hz/seg) es muy grande, en menos de un segundo se obtendrían frecuencias que activarían los relés de baja frecuencia para disparo de unidades generadoras y, con ello, se llegaría al colapso (apagón total) del sistema eléctrico. En tiempo tan breve, la potencia mecánica -aun habiendo reserva- no se puede aumentar sustancialmente. El único medio para restablecer rápidamente la igualdad de las potencias (demanda = generación) en el tiempo adecuado, es desconectando carga mediante la acción coordinada de relés de baja frecuencia de estado sólido, lo que se conoce como esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia (EDCBF).

El objetivo de los esquemas para desconexión de carga por baja frecuencia (EDCBF) es detener el abatimiento de frecuencia para mantener el sistema integrado (al menos parcialmente) y evitar el colapso. El diseño de un EDCBF deberá contemplar diferentes condiciones de operación; por ejemplo, demanda mínima, media y máxima. Para cada estado de operación es muy conveniente analizar distintas contingencias: leves, moderadas y severas.

/En sistemas

En sistemas eléctricos longitudinales se precisa estructurar los EDCBF con un número elevado de etapas o pasos (de 4 a 6), para lograr una operación selectiva y reducir los riesgos de desconectar menos o más carga de la necesaria para restablecer el equilibrio. En los estudios de simulación de los EDCBF se deben tomar en cuenta los tiempos de los relevadores y de los interruptores. Se mencionó que los relés de baja frecuencia deben ser de estado sólido; ello se justifica porque su tiempo de operación no varía en función de la razón de cambio de la frecuencia (Hz/seg), sino que presenta un tiempo definido o fijo, circunstancia que no ocurre con los relés electromecánicos, ya que su tiempo de operación depende de la rapidez del cambio de la frecuencia y resultan lentos para las necesidades de sistemas eléctricos pequeños o débiles. En general, en sistemas eléctricos longitudinales no se recomienda utilizar relés electromecánicos para integrar los EDCBF.

La frecuencia del último paso del EDCBF deberá ser superior a la frecuencia para disparo de unidades generadoras; en su defecto, se recomienda que el disparo de unidades -si fuere estrictamente indispensable- se efectúe con un retraso pequeño (de dos a tres segundos), para dar tiempo a que primero se desconecte la carga y evitar el colapso.

El diseño de los EDCBF debe ubicarse en el departamento responsable de la operación global del sistema eléctrico, ya que se trata de mantenerlos integrados -al menos parcialmente- al sistema, y dicha área es la única que posee una visión completa de las condiciones de operación. La metodología que se emplea comprende desde modelos analíticos muy simplificados (lineales o exponenciales) hasta simulaciones detalladas de estabilidad transitoria. Se recomienda iniciar el estudio con modelos concentrados (un área-una máquina) que incluyan la respuesta de turbinas. Una vez que se tenga implantado un EDCBF es muy importante supervisar su operación; se recomienda para ello establecer formularios fáciles de llenar, para que cada vez que opere el EDCBF se evalúe críticamente su comportamiento y se corrija lo pertinente en caso de que no funcione correctamente.

2. Estudios para los esquemas actual y propuesto

Se realizaron estudios para evaluar el comportamiento del esquema de baja frecuencia que opera al presente para varias alternativas. Después de intentar diversas opciones, se concluyó que el esquema identificado como propuesto en el cuadro 2 presentaba ventajas con respecto a los otros y se estudió con mayor detalle. A continuación se presentan los resultados de dicho análisis.

Se inició por simular condiciones de operación típicas de demanda máxima diurna actuales para el primer semestre de 1986, por ocurrir durante tiempo acumulado grande. Del análisis del caso-base mostrado en detalle en el diagrama 2, se observa que una contingencia sencilla crítica sería el disparo de la línea SRAF-SMAR porque formaría dos islas eléctricas, una con déficit de 109.5 MW, y otra con excedente de 112.5 MW.

Se supuso una falla trifásica a mitad de la línea SRAF-SMAR liberada en 7 ciclos con el disparo tripolar de dicha línea. Se simuló la operación del EDCBF actual, dentro de la simulación de estabilidad transitoria, considerando 4 y 6 ciclos para los tiempos de operación de relés e interruptores, respectivamente; el esquema operó completo desconectando 111 MW. El último paso operó en 0.98 segundos. (Véanse los gráficos 3, 4, 5 y 6.) También se simuló el mismo caso considerando coherente la isla eléctrica deficitaria, suposición que se justifica al observar que las frecuencias de Guajoyo, Cerrón Grande y Ahuachapán se abaten uniformemente. (Véase de nuevo el gráfico 3.)

Para el caso coherente se utilizaron valores típicos para las constantes de tiempo del gobernador y de la turbina. Conviene insistir que por el tamaño de la contingencia, que produce una razón de abatimiento de la frecuencia de 2.62 Hz/seg (véase el gráfico 7), la respuesta de dichos elementos no afecta el comportamiento del EDCBF. En el gráfico 7 se ilustra el comportamiento de la derivada de la frecuencia con respecto al tiempo; en ella se observan las interrupciones que provoca la modificación a la potencia de carga -al operar el EDCBF- y, por lo tanto, a la potencia desacele-
rante. Se tomó en cuenta la reserva rodante con una regulación en estado estable de 9.4% y un amortiguamiento de la carga de 1.5%. La constante de inercia se calculó con los valores reales y resultó de 4.436 segundos sobre la base de 281.7 MVA. El balance casi resultó exacto: un déficit de

/Cuadro 2

Cuadro 2

CEL: ESQUEMAS PARA DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

ACTUAL			PROPUESTO		
PASO	f (Hz)	% DE CARGA	PASO	f (Hz)	% DE CARGA
1	59.4	19.3	1	59.5	5
2	59.0	13.3	2	59.2	10
3	58.7	<u>9.3</u>	3	58.9	15
TOTAL:		41.9	4	58.6	15
			5	58.3	10
			6	58.0	<u>10</u>
			TOTAL:		65

Notas:

- (1) El valor de la frecuencia se refiere al ajuste del relé.
- (2) Para el esquema actual se consideran tiempos de operación de 4 y 6 ciclos para relés e interruptores.
- (3) Para el esquema propuesto se consideran tiempos de operación de 5 y 6 ciclos para relés e interruptores respectivamente.

Diagrama 2

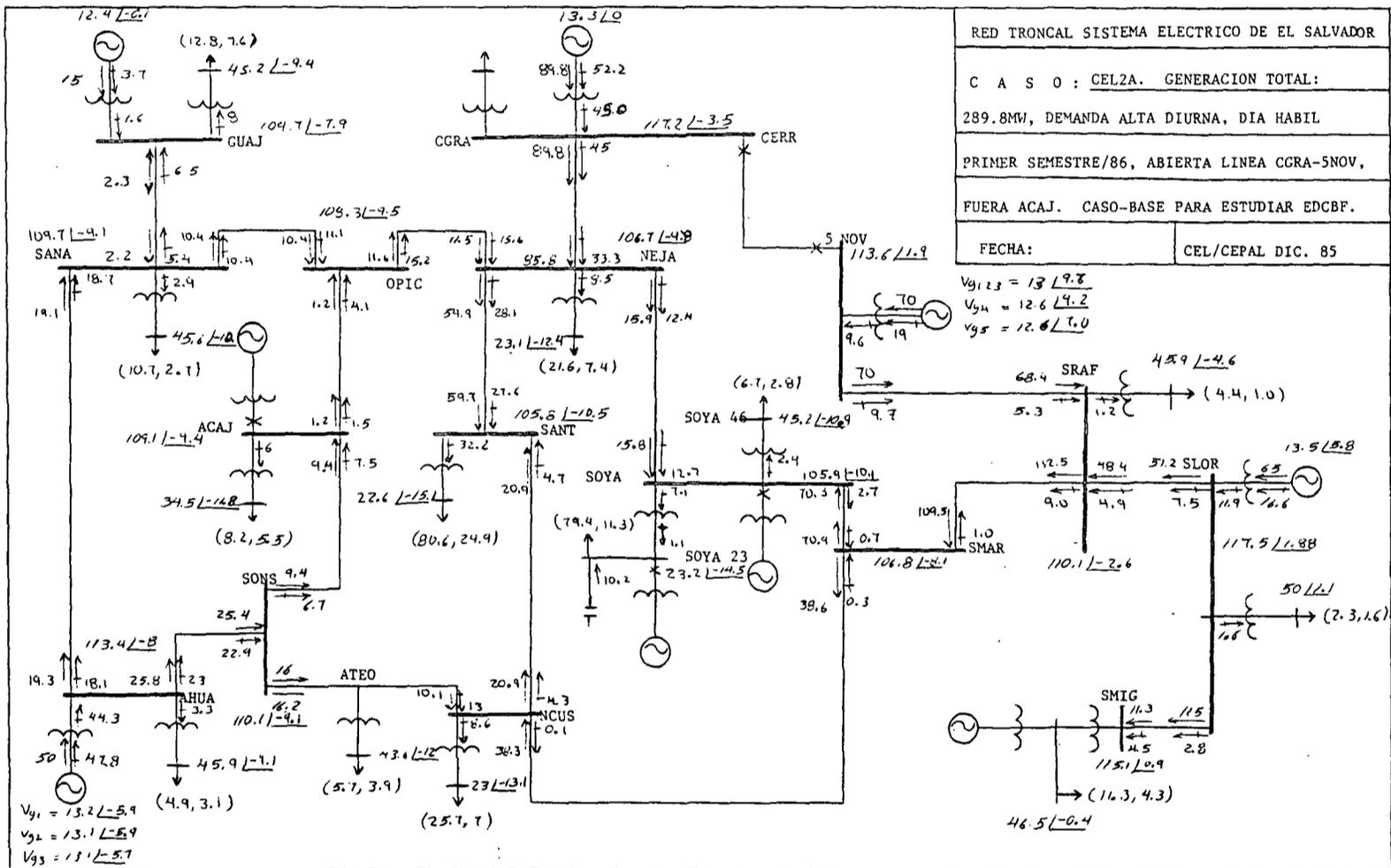
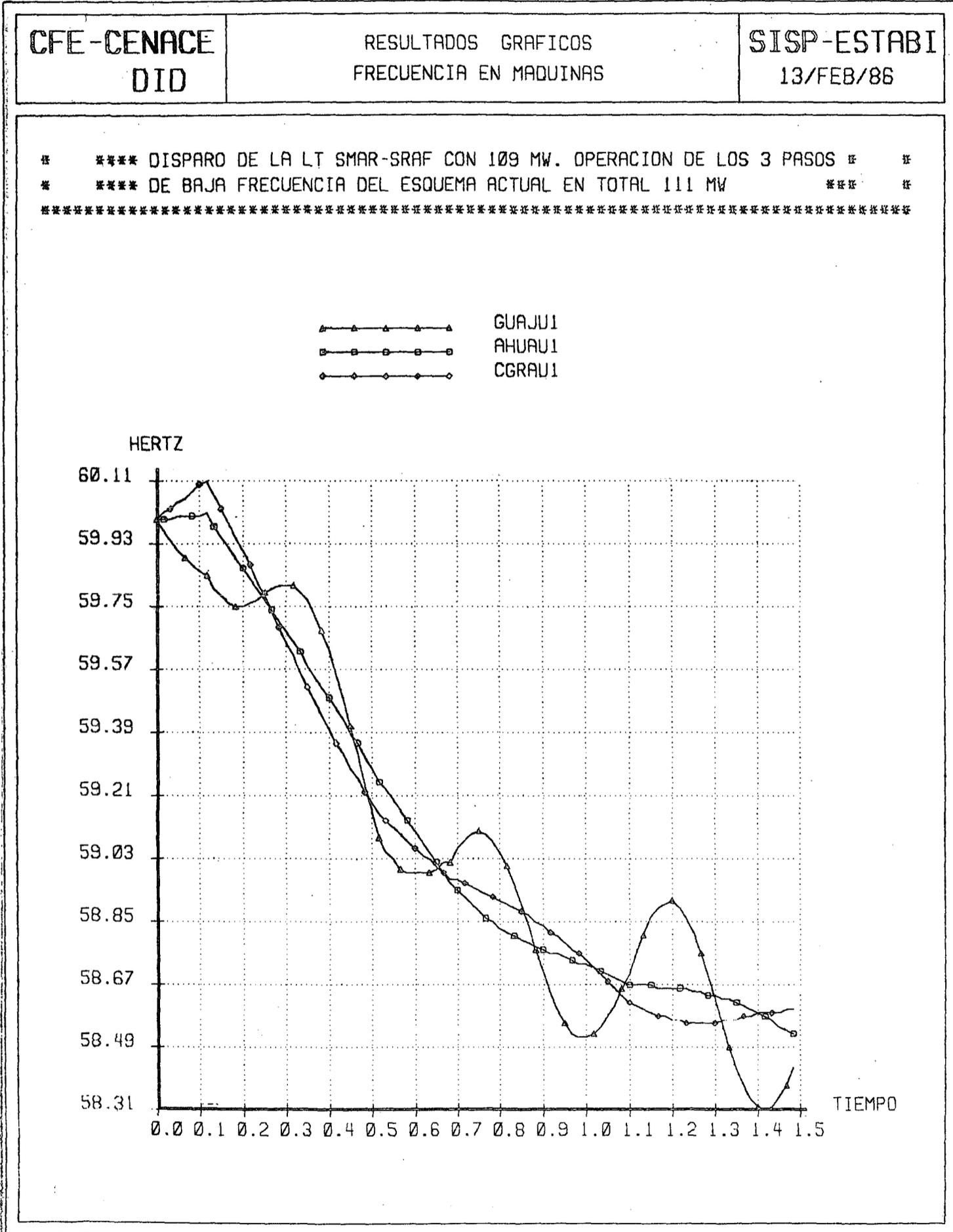
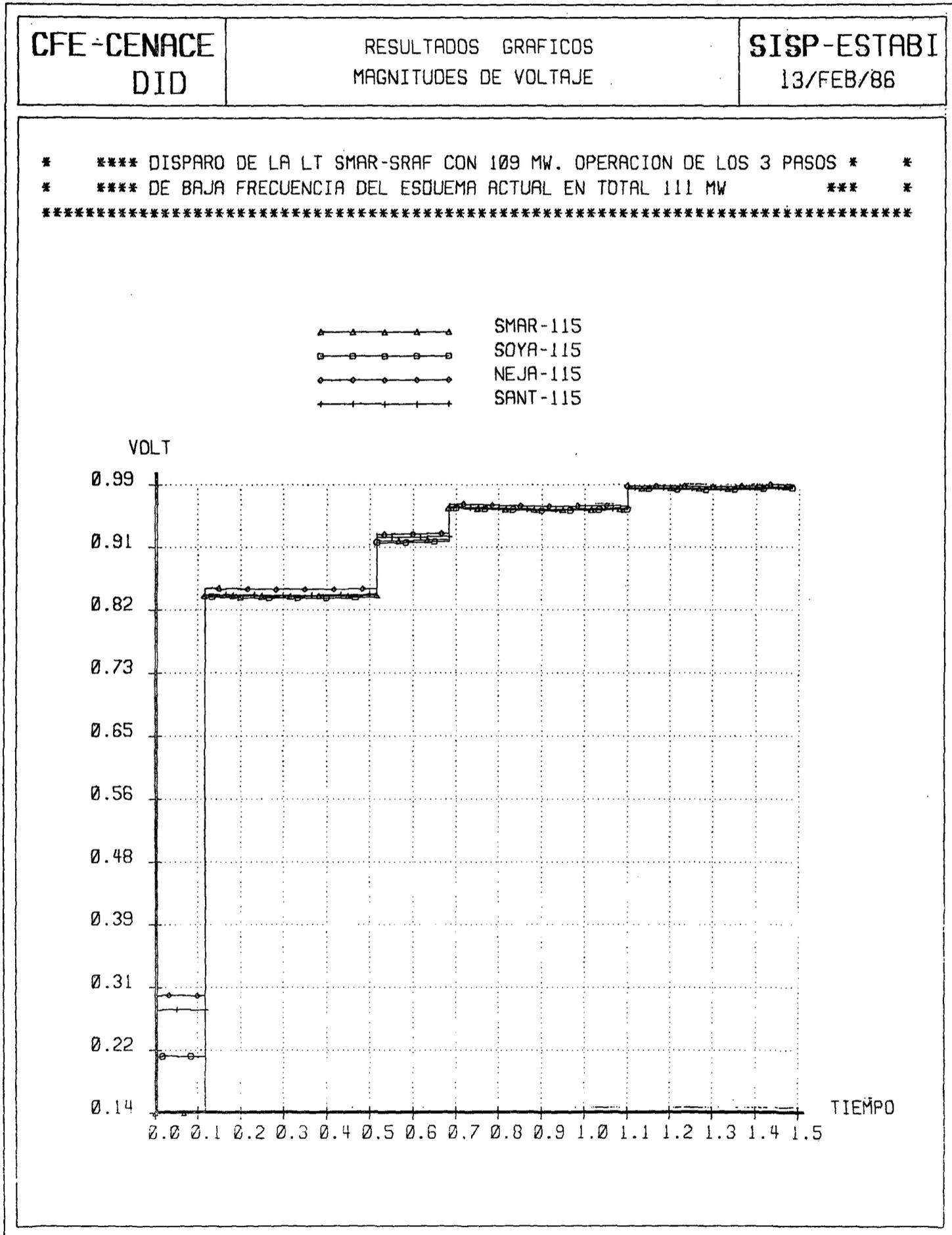


Gráfico 3



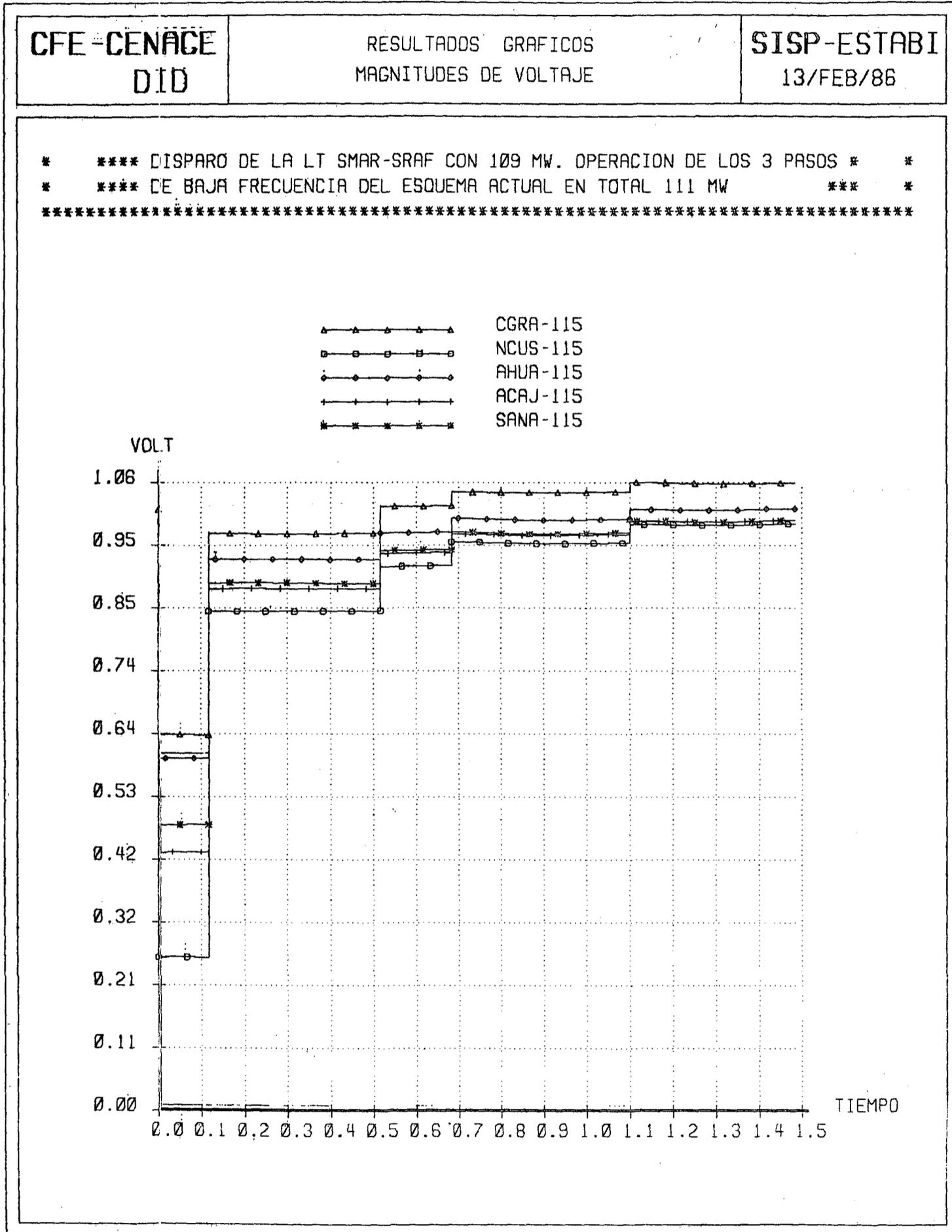
/Gráfico 4

Gráfico 4

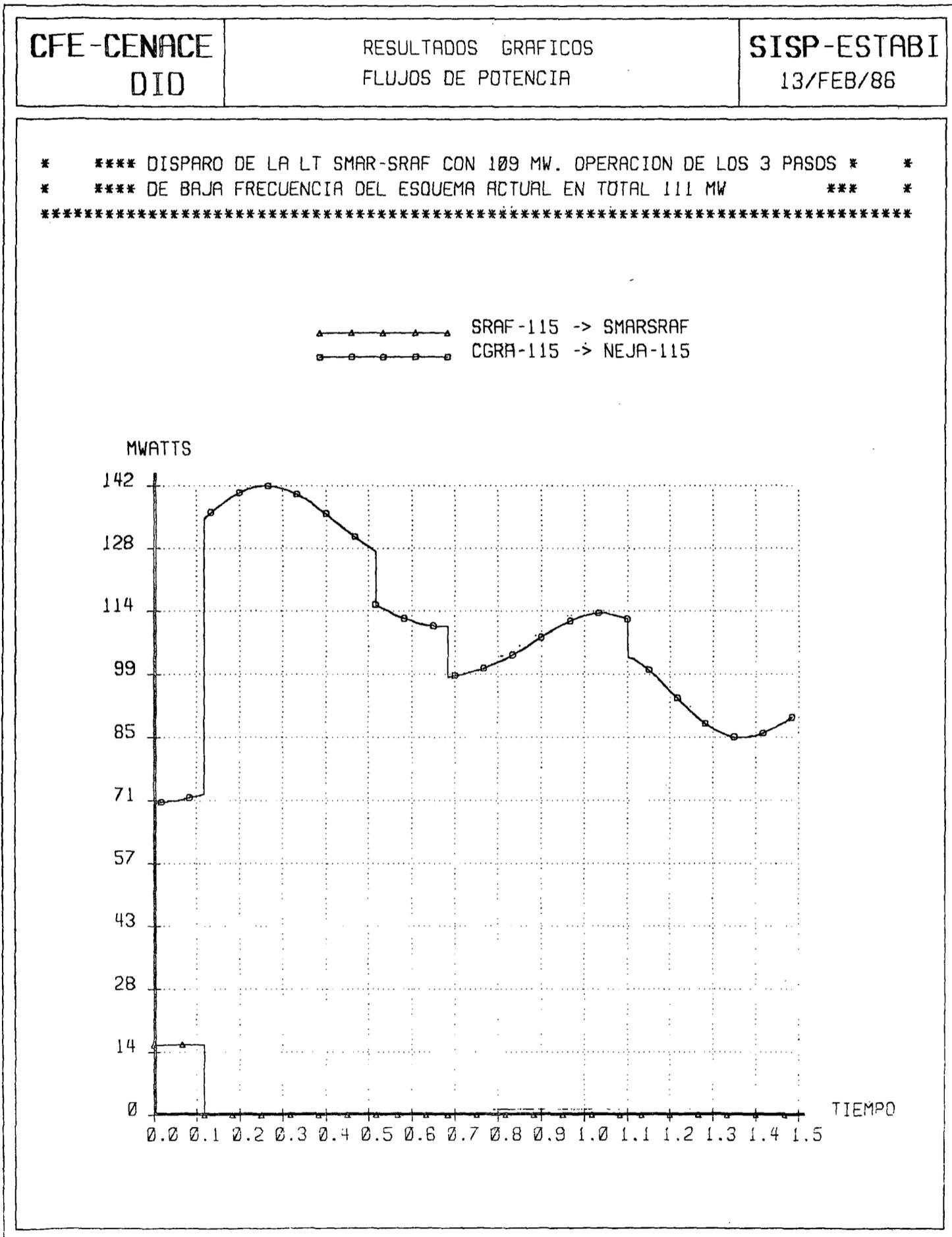


/Gráfico 5

Gráfico 5



/Gráfico 6



/Gráfico 7

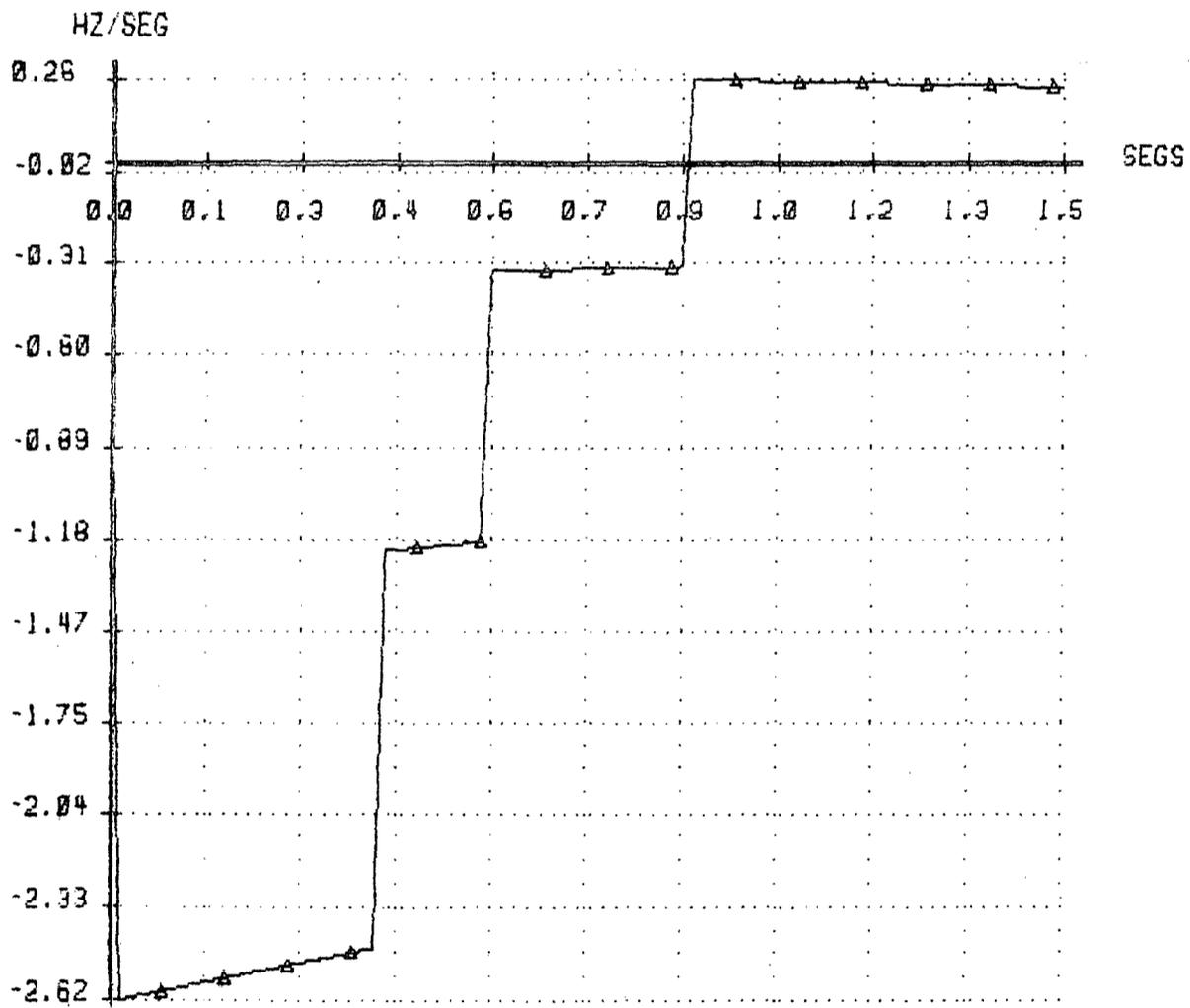
CFE - CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS

SISP - CARFRE
14/FEB/86

**** DISPARO DE UNA INYECCION DE 109.5 MW ****
**** HACIA LA ZONA METROPOLITANA DEL SALV. ****

▲▲▲▲▲ SALVAD

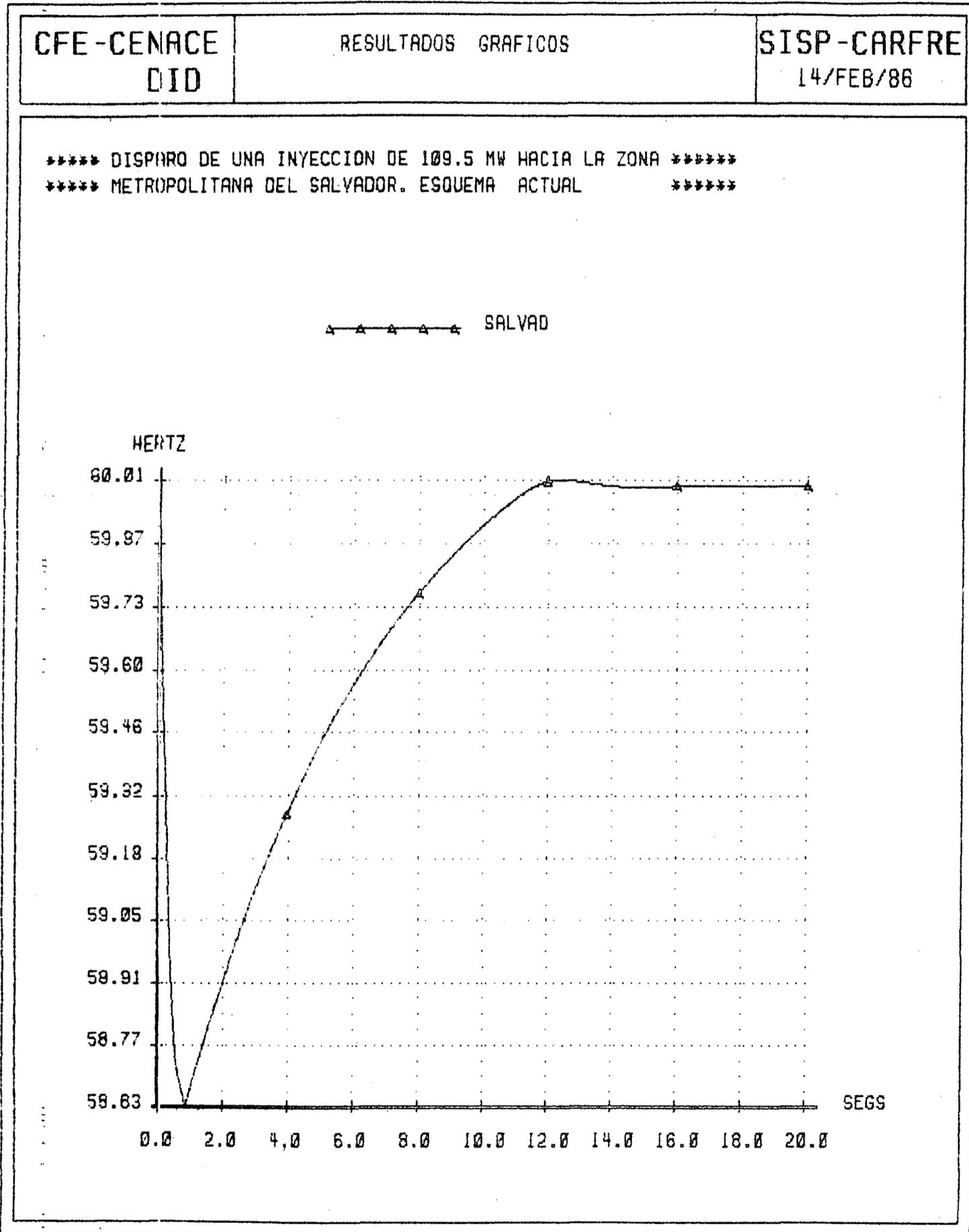


109.5 MW y corte de 111 MW, lo que queda de manifiesto en el comportamiento de la frecuencia (véanse los gráficos 8 y 9); en realidad, en ambos gráficos se trata de la misma variable pero desplegada en escalas de tiempo distintas. Por tratarse de un modelo simplificado o concentrado, la carga inicial de 264.3 MW incluye las pérdidas de red -en el supuesto de que la generación haya sido corregida por servicios auxiliares- y se obtuvo de la suma de la generación más la aportación del enlace. (Véase el gráfico 10, y de nuevo el diagrama 2.)

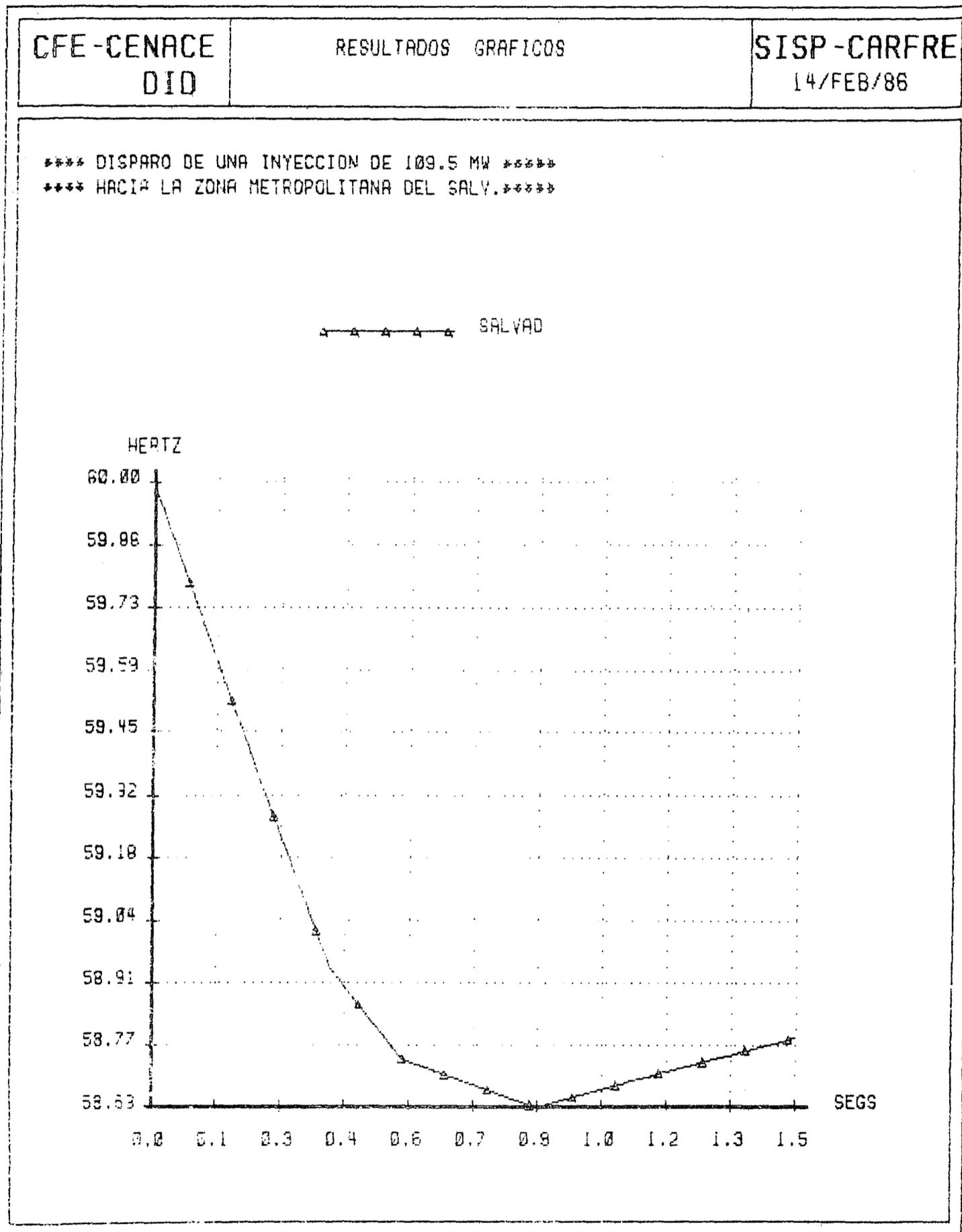
El mismo estudio de un área-una máquina se efectuó con el esquema propuesto. Los resultados para la derivación de la frecuencia, la frecuencia y la potencia de carga se ilustran en los gráficos 11, 12, 13 y 14. Cabe destacar que en el esquema propuesto sólo operarían 4 de los 6 pasos (véase de nuevo el cuadro 2), mientras que en el esquema actual operarían los 3 pasos, lo que dejaría sin ninguna defensa al sistema eléctrico y, lo que sería aún más grave, si la carga de algún circuito alimentador no llevara la carga supuesta o algún relé no operara, el sistema eléctrico sufriría colapso.

Se simularon otros casos que no se incluyen en este informe. En síntesis, se puede concluir que el esquema actual puede resultar en sobretiro o corte de carga excesivo, pero lo más crítico es que podría ser insuficiente para ciertas combinaciones de condiciones de operación y contingencias, lo que conduciría al colapso del sistema. Se recomienda implantar a la brevedad un EDCBF similar al propuesto y abordar localmente estudios sistemáticos para su revisión periódica. Con un esquema de baja frecuencia similar al propuesto, se reducirían sin duda los apagones totales, con los consiguientes ahorros económicos, disminución de esfuerzos para las unidades generadoras y menos riesgos de daños al equipo eléctrico durante maniobras de aún más restablecimiento.

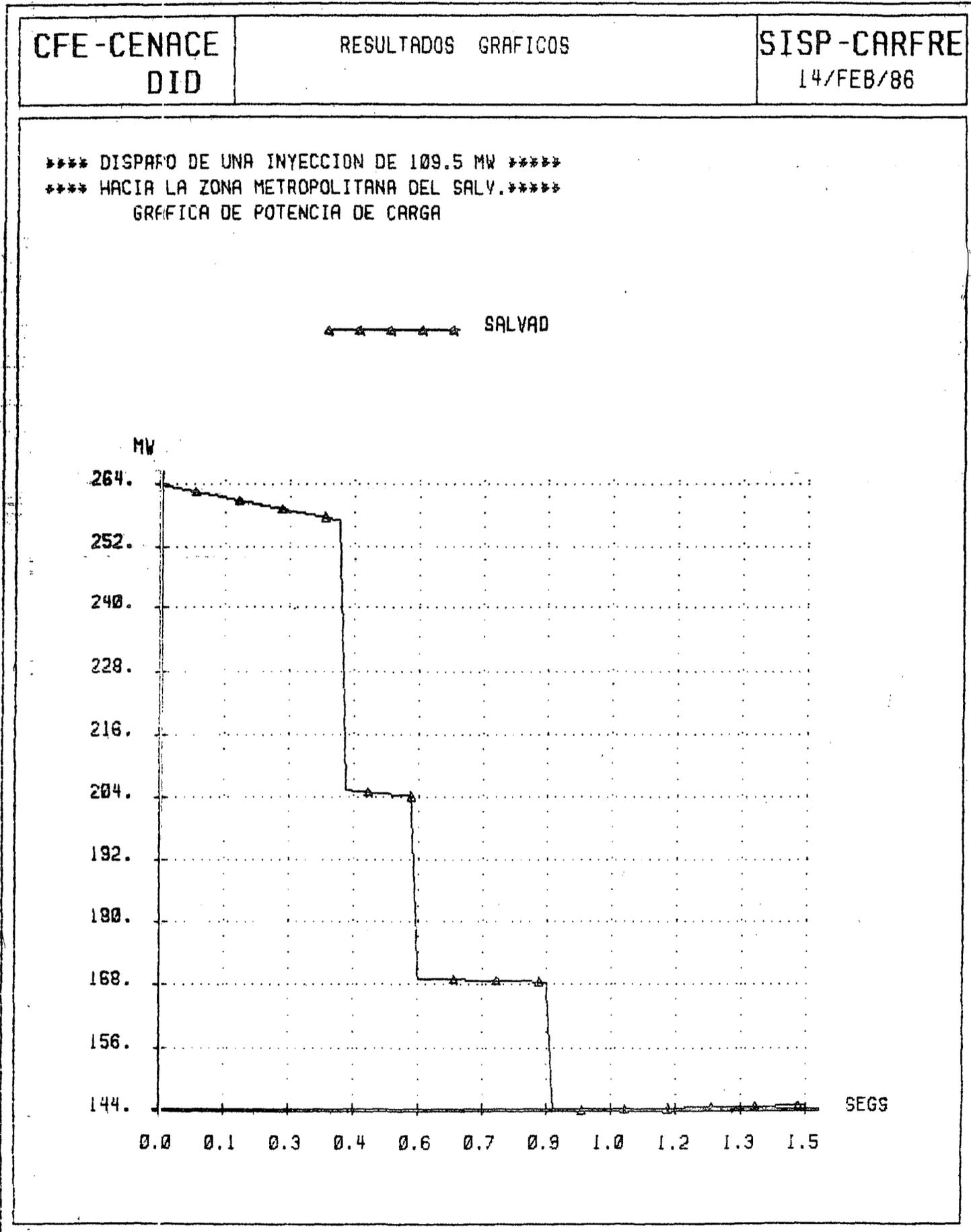
Gráfico 8

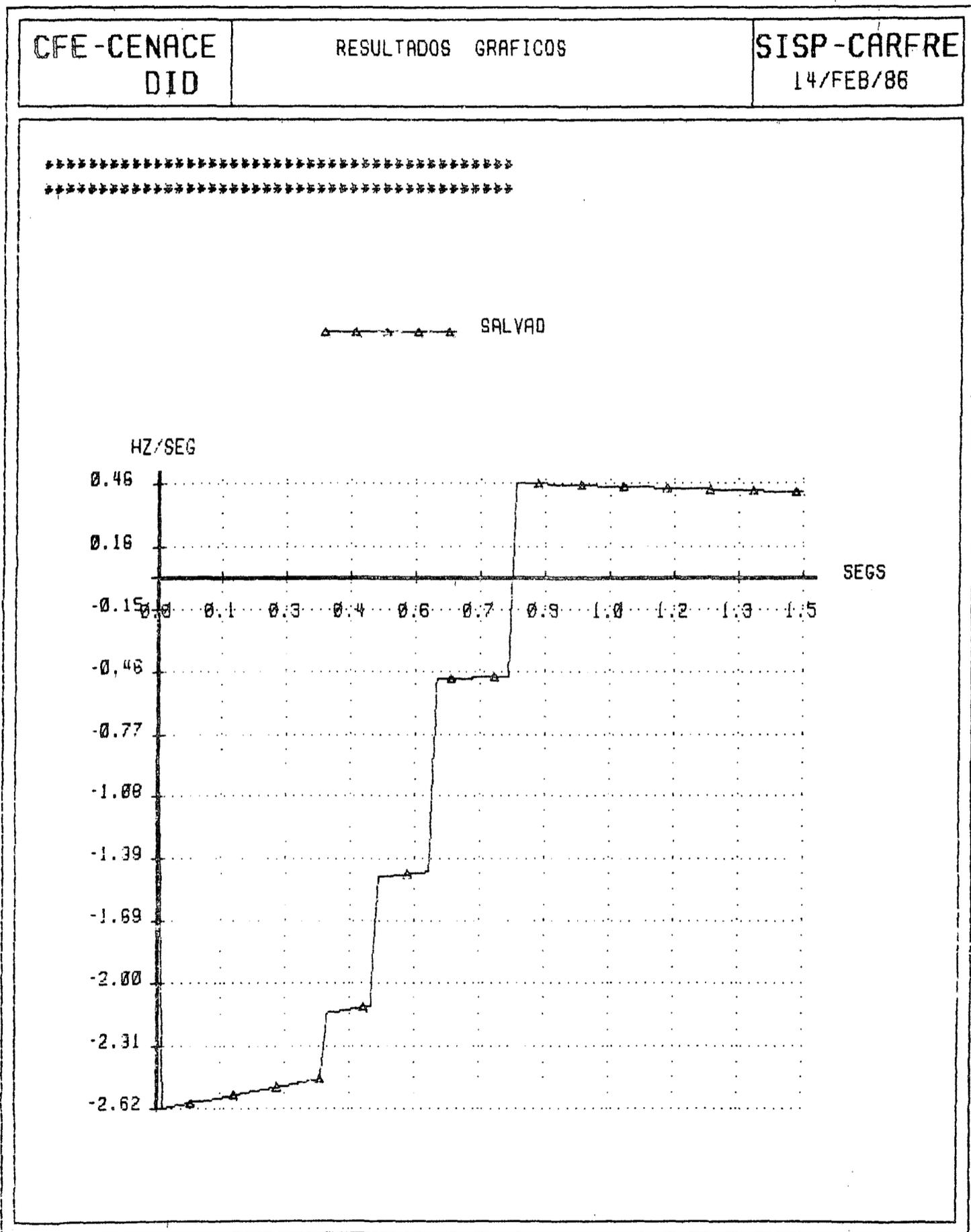


/Gráfico 9



/Gráfico 10





/Gráfico 12

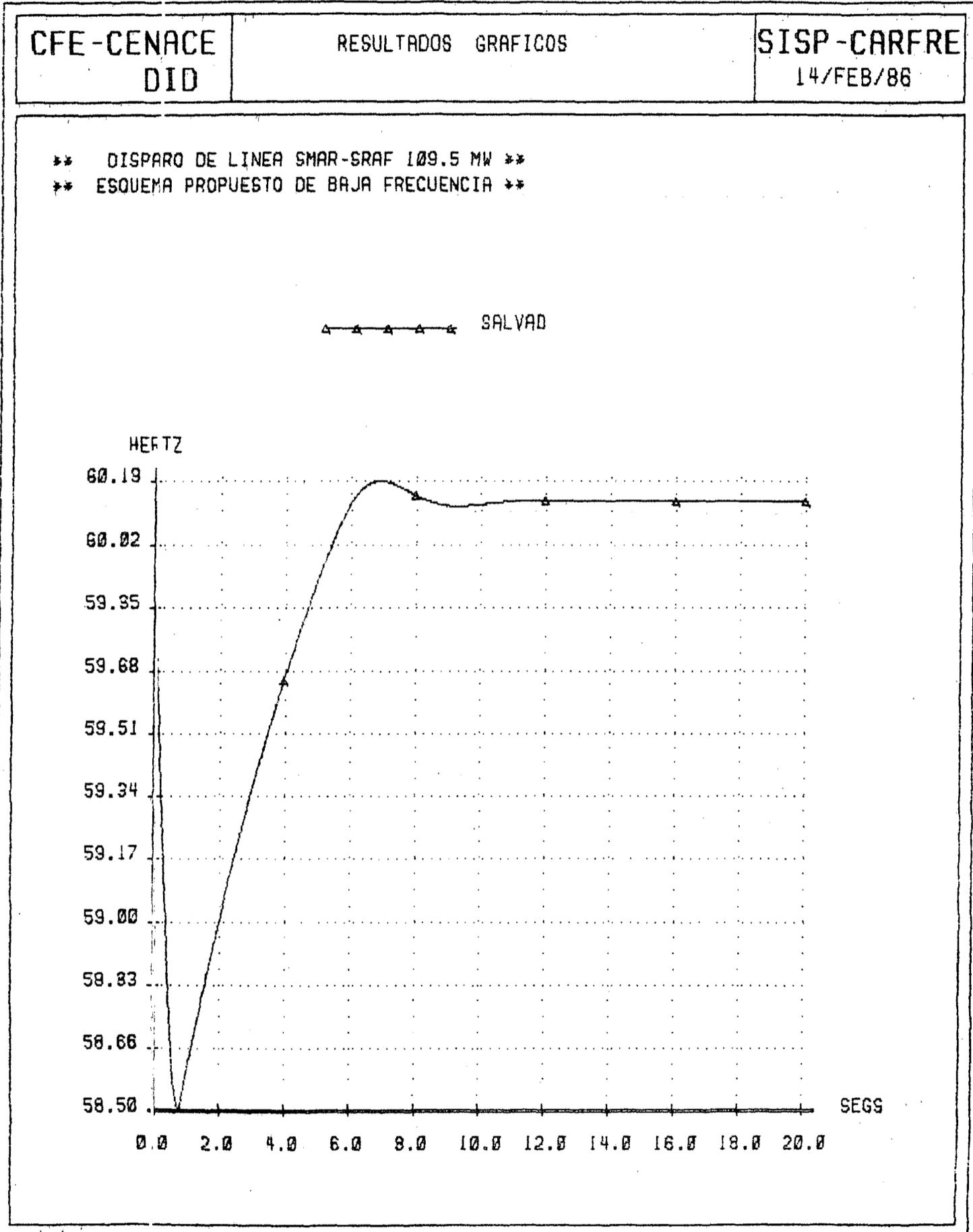
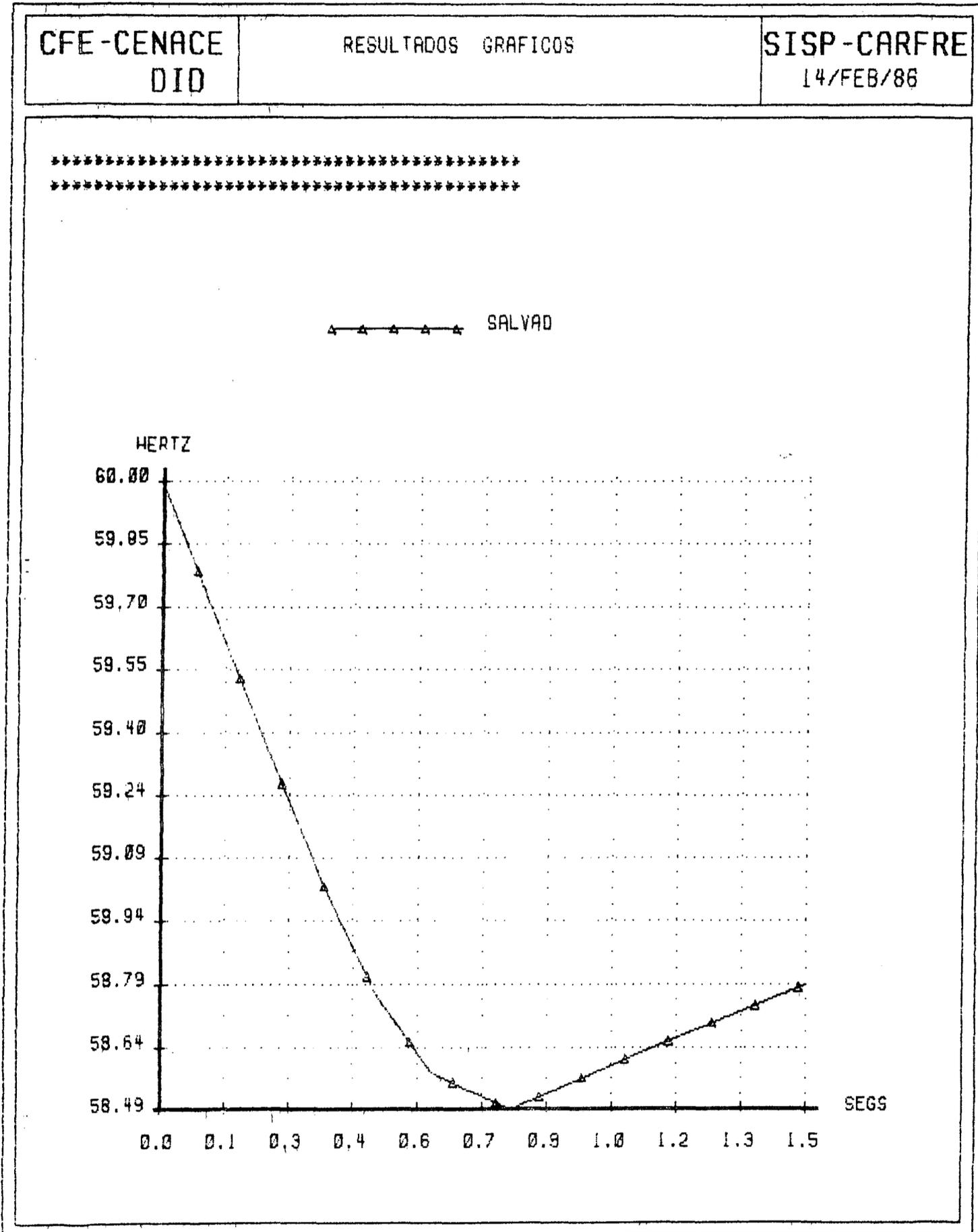
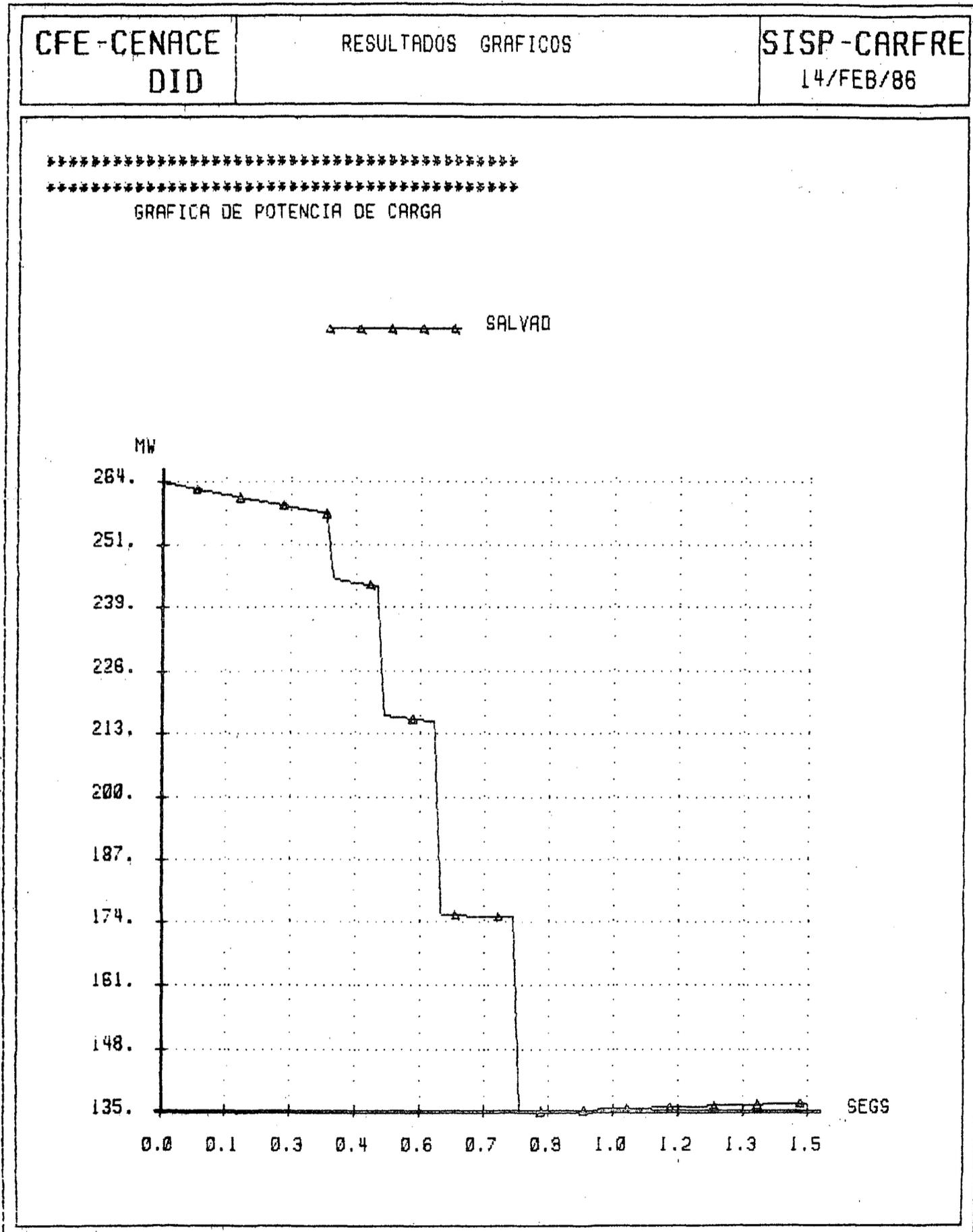


Gráfico 13



/Gráfico 14



V. ESTUDIO DEL DISTURBIO OCURRIDO EL 24 DE OCTUBRE DE 1985
QUE PROVOCO EXPLOSION DE PARARRAYOS

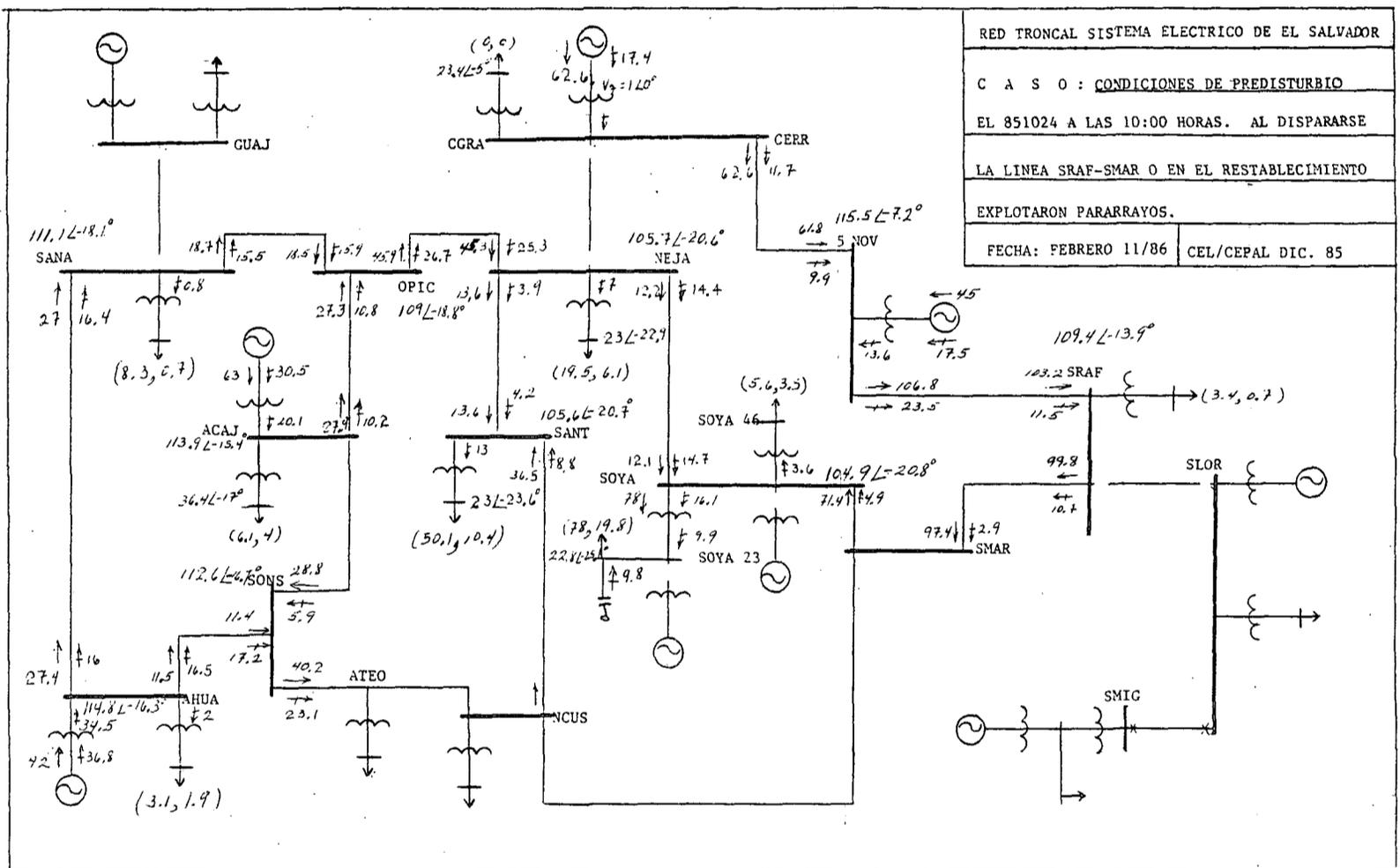
Previo al incidente, se encontraban aisladas las centrales generadoras y las subestaciones de San Lorenzo (SLOR), San Miguel (SMIG) y Guajoyo (GUAJ), por no estar disponibles las líneas de transmisión que sirven para interconectarlas al resto del sistema. También estaba desconectada, para reparación de daños, la línea Cerrón Grande-Nejapa. El sistema que permanecía integrado tenía una demanda bruta de 212.6 MW, que se satisfacía de la siguiente manera: Ahuachapán 42 MW, Acajutla 63 MW, Cerrón Grande 62.6 MW y 5 de Noviembre 45 MW. Por estar fuera de servicio la línea Cerrón Grande-Nejapa, la zona central del departamento de San Salvador -principal centro de carga eléctrica- recibía 97.4 MW en la subestación San Martín (SMAR), a través de la línea San Rafael Cedros (SRAF)-SMAR, provenientes de la generación hidroeléctrica de Cerrón Grande (CGRA) y 5 de Noviembre (5NOV). Tanto el esquema de generación como la configuración de red antes descritos repercutían en un severo abatimiento de voltaje de 115 kV en toda la red de la capital; los voltajes en barras de 115 kV del Departamento de San Salvador se encontraban con 105 kV. (Véase el diagrama 3.)

En las condiciones señaladas, al efectuarse una maniobra equivocada, se disparó la línea SRAF-SMAR sólo en SRAF, y el sistema eléctrico que se encontraba integrado se separó en dos islas eléctricas, una deficitaria y una con un excedente de 99.8 MW, y ambas sufrieron colapso.

Durante el disturbio se registraron daños en pararrayos de las subestaciones SMAR, SOYA, ACAJ y NCUS; también se reportaron daños en las bobinas de amortiguamiento de los bancos de capacitores en derivación de Soyapango, todo lo cual indica que se registraron sobretensiones. En esta sección se procura explicar el origen de esas sobretensiones y ofrecer recomendaciones operativas para evitar que se vuelva a presentar este problema. Para ello, se plantearon y analizaron dos hipótesis ya que no se disponía de mayor información para precisar la secuencia exacta de los eventos. La explosión de los pararrayos se supo después del disturbio; el sistema de supervisión y control (SCADA) no registra ese tipo de fenómenos como tales.

/Diagrama 3

Diagrama 3



/La primera

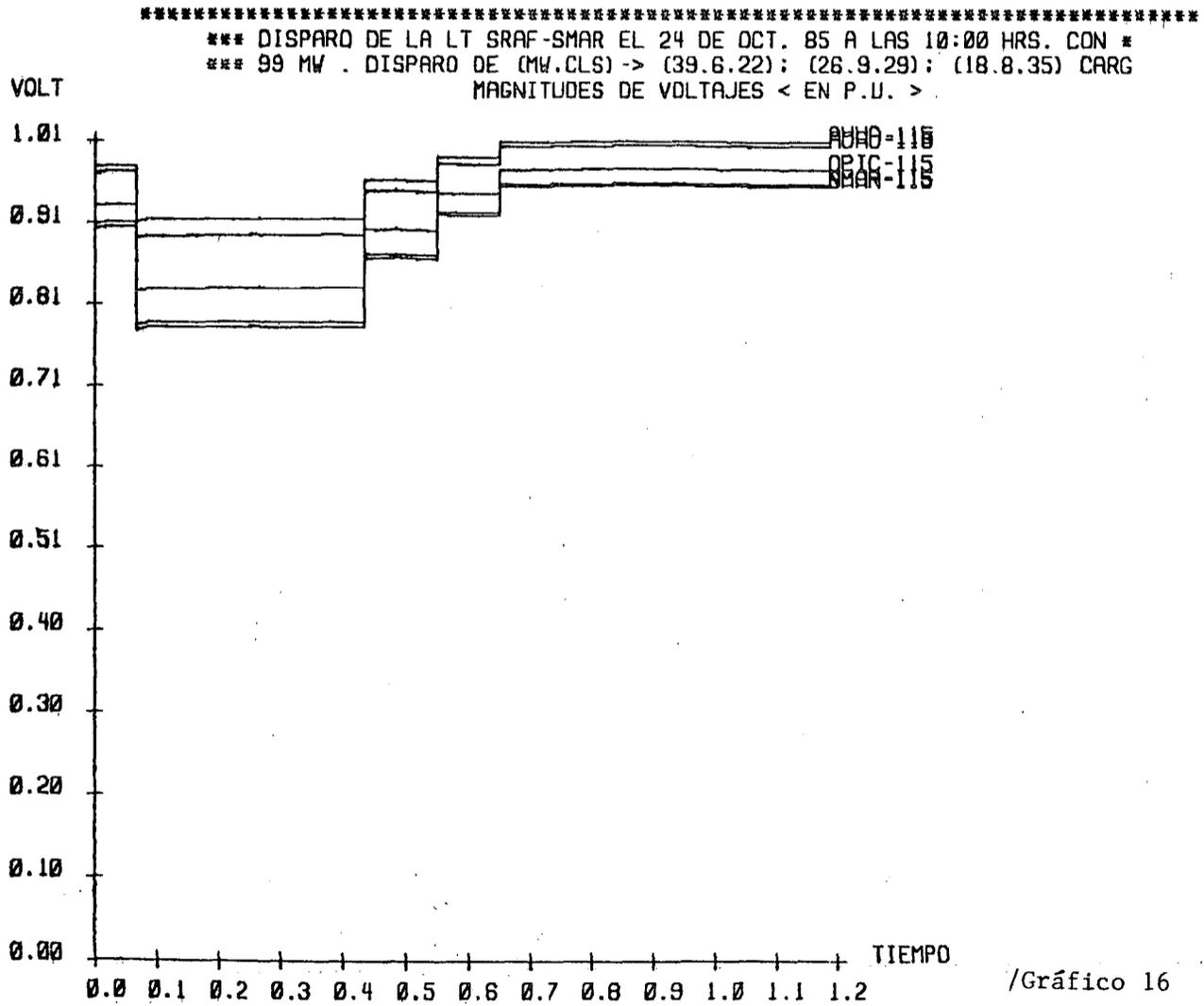
La primera hipótesis consistió en suponer que, al dispararse la línea SRAF-SMAR en la isla deficitaria, operó el esquema de baja frecuencia antes de que se dispararan las unidades de Ahuachapán y Acajutla. Quedó así muy descargada la red y sobrevinieron las sobretensiones que causaron la explosión de los pararrayos. La simulación de esta hipótesis se efectuó con estabilidad transitoria partiendo de las condiciones de predisturbio antes mencionadas. El esquema de baja frecuencia se incluyó dentro de la corrida de estabilidad transitoria, operando en 22, 29 y 35 ciclos cada uno de los tres pasos, respectivamente. El comportamiento transitorio del voltaje en las subestaciones representativas de la zona de carga reflejó un abatimiento inicial y una recuperación gradual, conforme se iba desconectando la carga por baja frecuencia. Sin embargo, la recuperación del voltaje apenas alcanzó el valor nominal. (Véase el gráfico 15.) El hecho de que la carga total del esquema, suponiendo que operó bien en su totalidad (85.3 MW), resultó insuficiente para compensar el déficit de los 97.4 MW -dejados de recibir al dispararse la línea SRAF-SMAR- explica el disparo de Acajutla y Ahuachapán y por ende el colapso (apagón total) del sistema. Es importante mencionar que la diferencia de la carga desconectada por baja frecuencia con respecto al déficit es de sólo 12.1 MW y que probablemente no se desconectó por baja frecuencia toda la carga supuesta en el esquema implantado, lo que produjo el disparo de las unidades generadoras de Acajutla y Ahuachapán, y con ello el colapso. El comportamiento transitorio de la frecuencia para la simulación de esta primera hipótesis se presenta en el gráfico 16.

Adicionalmente, con el propósito de conocer las magnitudes de los voltajes resultantes en 115 kV, se simularon las condiciones de posdisturbio suponiendo que la isla deficitaria no hubiera sufrido colapso y que se hubiera logrado establecer un nuevo equilibrio de potencia de generación-demanda. (Véase el diagrama 4.) De los estudios de estabilidad transitoria, así como de los de estado estable de pre y poscontingencia, se concluyó que las sobretensiones no tuvieron su origen al ocurrir el disparo de la línea SRAF-SMAR y que hubiera sido posible salvar el sistema eléctrico -la isla deficitaria- si el esquema para desconexión de carga por baja frecuencia hubiera incluido un monto de carga mayor.

/Gráfico 15

Gráfico 15

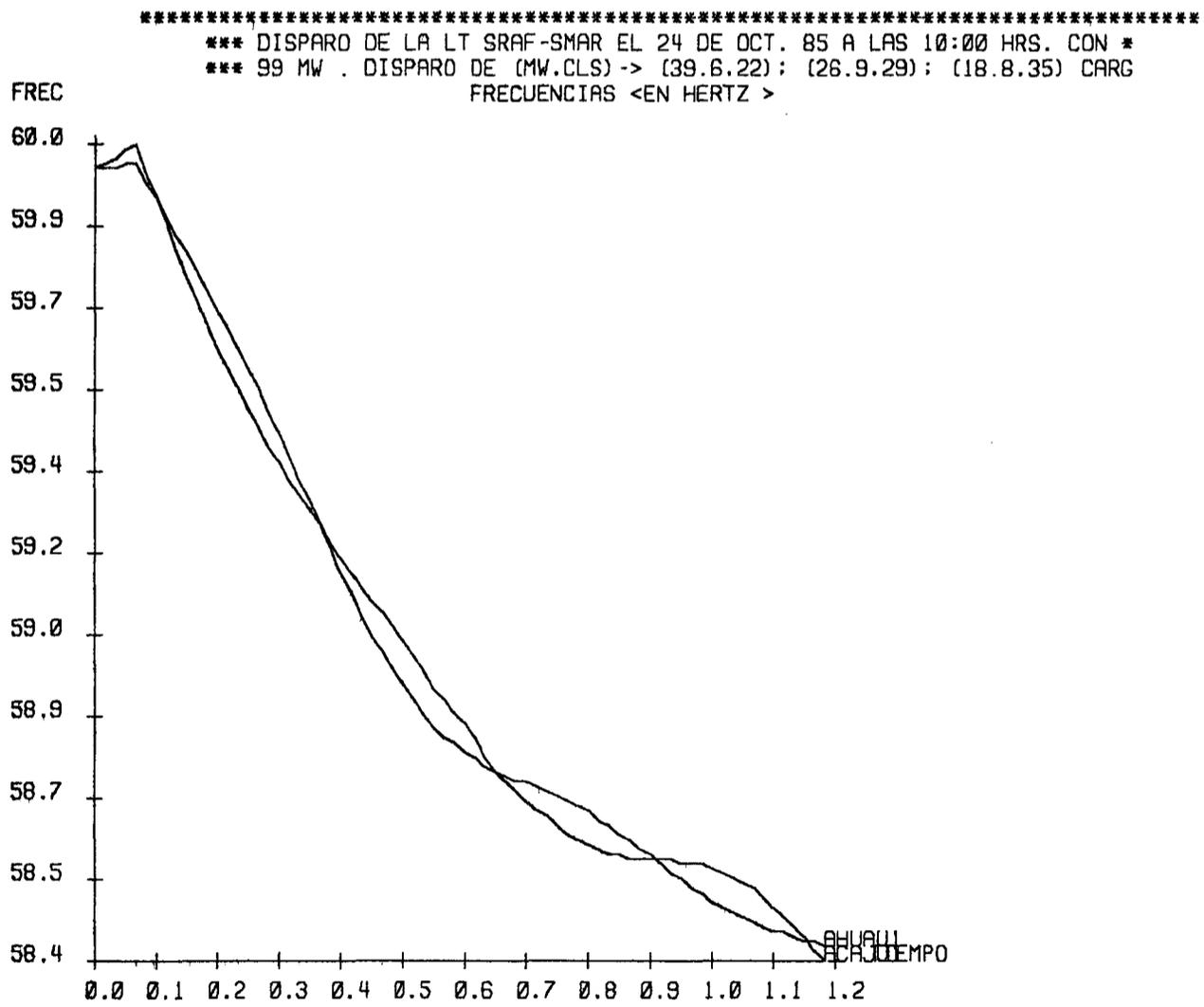
COMPORTAMIENTO DINAMICO DE VOLTAJES DE 115 KV AL DISPARARSE LA LINEA SRAF-SMAR CON 97.4 MW ENTRANDO EN SMAR Y OPERACION DE LAS TRES ETAPAS DEL EDCBF.



/Gráfico 16

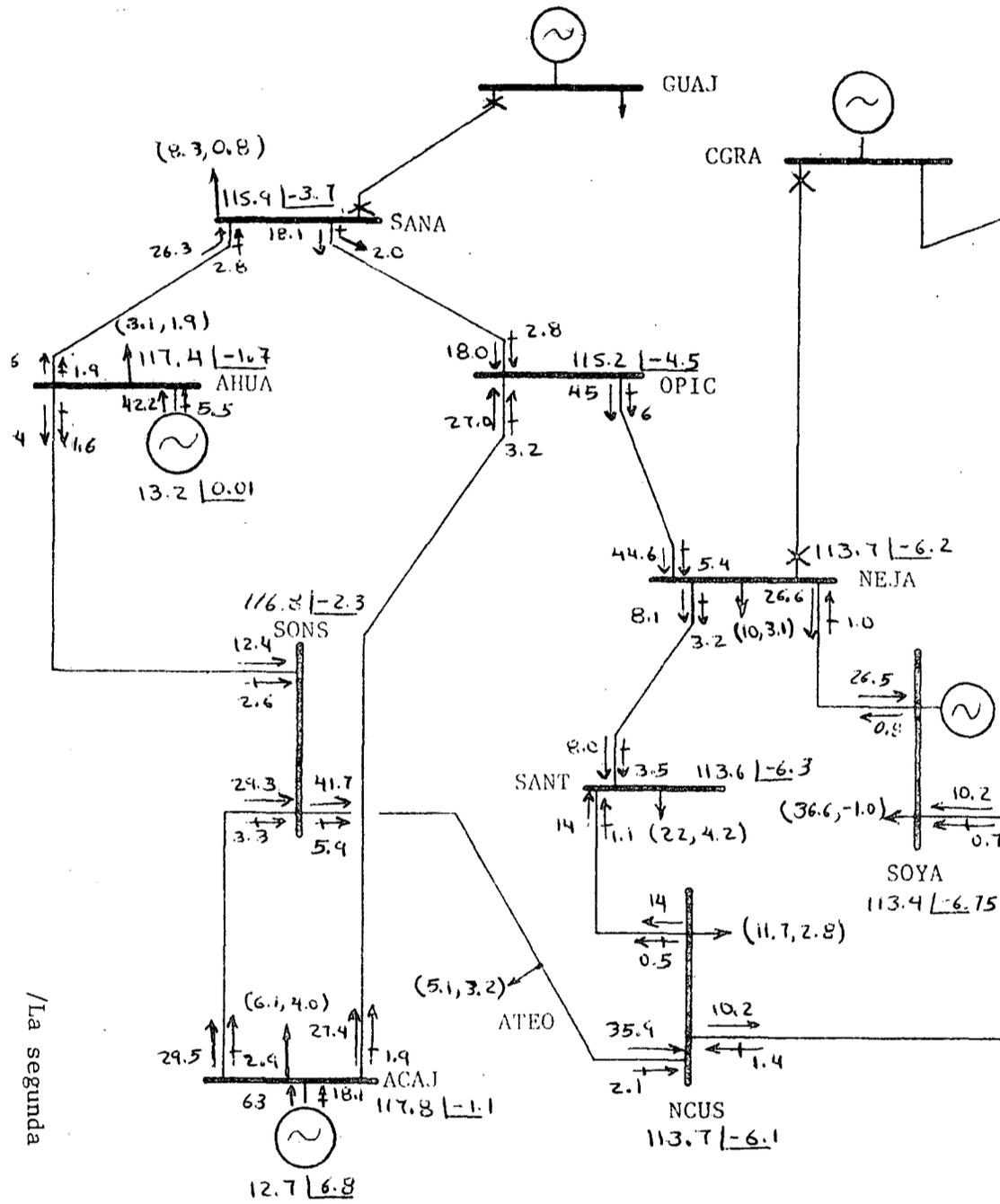
Gráfico 16

ABATIMIENTO DE LA FRECUENCIA EN LA ISLA ELECTRICA DEFICITARIA EN 97.4 MW INCLUYENDO LA OPERACION COMPLETA DEL ESQUEMA PARA DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA ACTUALMENTE EN SERVICIO.



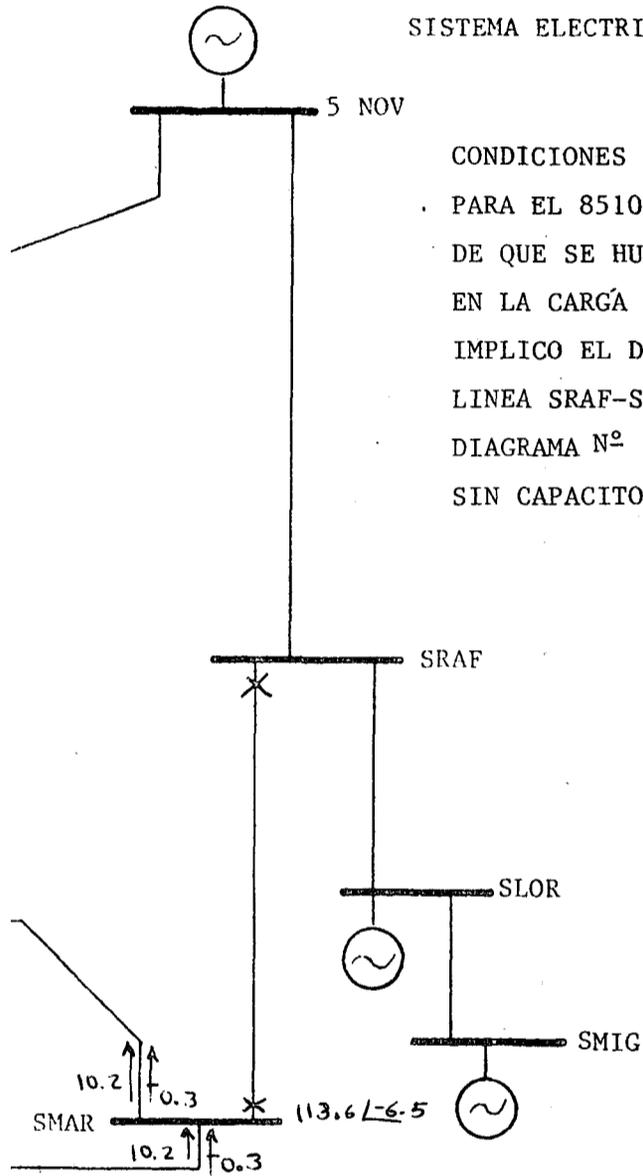
/Diagrama 4

Diagrama 4



/La segunda

DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL
SISTEMA ELECTRICO DE LA CEL.



CONDICIONES DE POSDISTURBIO
PARA EL 851024 EN EL SUPUESTO
DE QUE SE HUBIERAN DESCONECTADO
EN LA CARGA LOS 97 MW QUE
IMPLICÓ EL DISPARO DE LA
LINEA SRAF-SMAR, VEASE
DIAGRAMA N° 3 .
SIN CAPACITORES EN SOYA.

- 36 -

CEL/CEPAL
FEBRERO 10 DE 1986

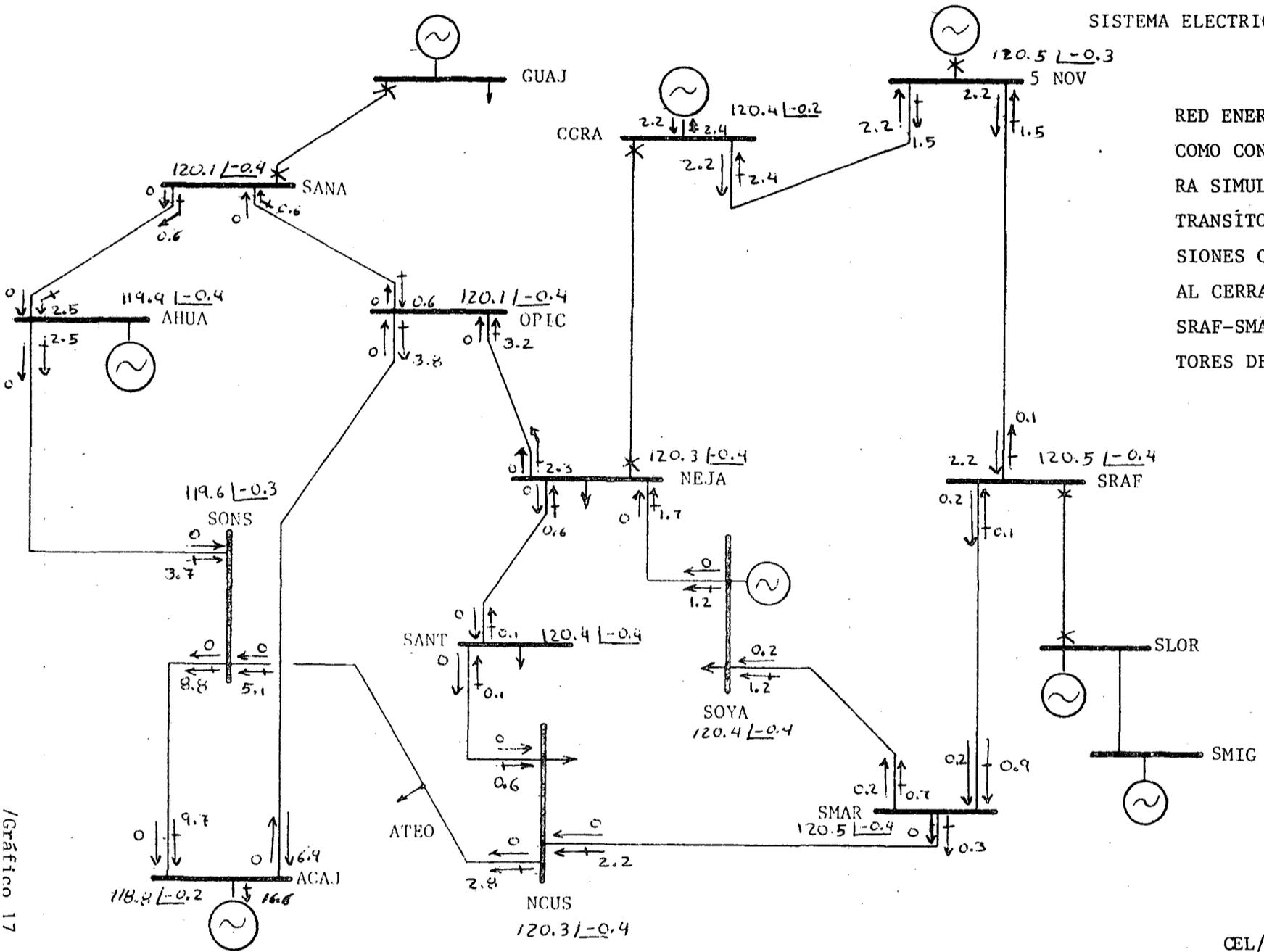
La segunda hipótesis es que las sobretensiones se registraron en el proceso de restablecimiento del sistema eléctrico. Al quedar armada la red de transmisión y subestaciones de entrega sin potencial, se abren interruptores de los puntos de entrega a la carga (46,34.5 y 23 kV), así como de los dos capacitores de Soyapango, y se energiza la red completa, generalmente con una unidad de Cerrón Grande. El fenómeno debería analizarse con algún modelo (digital o analógico) para simular transitorios. Es evidente, sin embargo, que esta maniobra equivale a estar energizando con un solo generador una línea de 115 kV del orden de 330 km de longitud, por ser la suma de las longitudes de las líneas en la red que se está energizando. Al simular el disturbio con estabilidad transitoria, las sobretensiones serán menores que las registradas realmente, ya que sólo se está tomando en cuenta el efecto de la frecuencia fundamental o normal y no las sobretensiones por maniobra debidas a la respuesta natural de los circuitos eléctricos que forman las líneas de transmisión. Se utilizó, como condición inicial para el estudio de estabilidad, tener energizada la red que sufrió colapso, por medio de dos generadores: uno en Cerrón Grande y uno en Acajutla. (Véase el diagrama 5.) El fenómeno se simuló disparando el generador de Acajutla, con lo cual quedó como única fuente de voltaje la unidad generadora de Cerrón Grande. Se estudiaron dos casos, uno sin los capacitores en derivación de Soyapango, y otro suponiendo que estuvieran conectados al energizar la red por medio de la línea SRAF-SMAR. Al dispararse el generador de Acajutla, para el caso sin los capacitores de Soyapango, los voltajes de 115 kV aumentan bruscamente del orden de 19% (véase el gráfico 17).

Ya que se supone que la maniobra de restablecimiento se realizó con el cierre de la línea SRAF-SMAR, se procuró tener cero flujo de potencia reactiva en condiciones de predisturbio (véase de nuevo el diagrama 5, y el 6) para los casos sin y con los capacitores de Soyapango, respectivamente). El comportamiento dinámico de los voltajes en la red de 115 kV, al suponer que los dos capacitores de Soyapango (2 x 5 MVAR) estuvieran conectados, alcanzaron 31% sobre su valor nominal (véanse los gráficos 18 y 19); ello indica la debilidad del sistema eléctrico en estas condiciones. Con sólo 10 MVAR's

/Diagrama 5

Diagrama 5

DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA CEL.



RED ENERGIZADA, SIN CARGA,
 COMO CONDICION INICIAL PA-
 RA SIMULAR CON ESTABILIDAD
 TRANSITORIA LAS SOBRETEN-
 SIONES QUE SE PRESENTARIAN
 AL CERRAR LA LINEA
 SRAF-SMAR, SIN LOS CAPACI-
 TORES DE SOYA.

38

/Gráfico 17

CEL/CEPAL
 FEBRERO 10 DE 1986

Gráfico 17

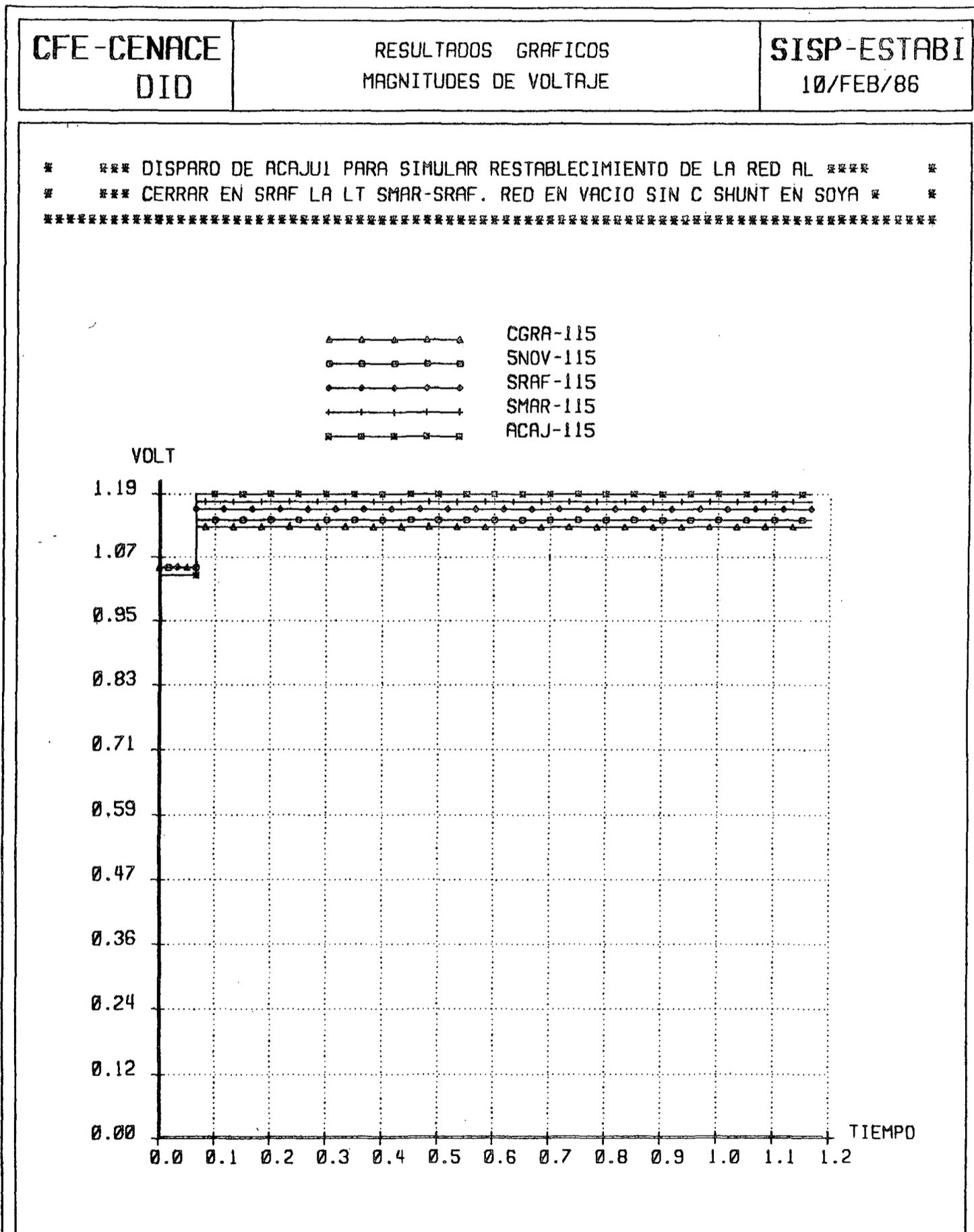
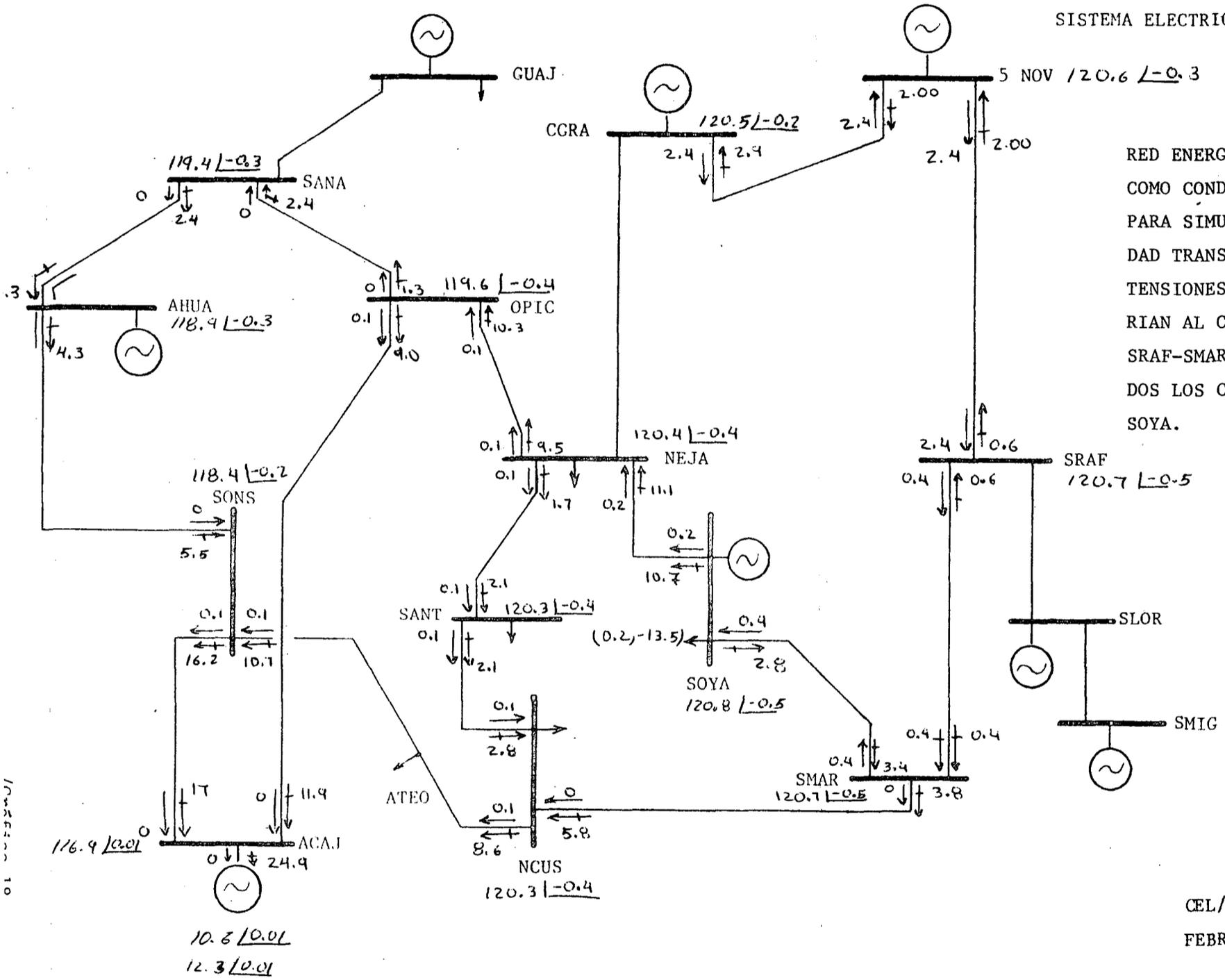


Diagrama 6

DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA CEL.



RED ENERGIZADA, SIN CARGA, COMO CONDICION INICIAL PARA SIMULAR CON ESTABILIDAD TRANSITORIA LAS SOBRETENSIONES QUE SE PRESENTARIAN AL CERRAR LA LINEA SRAF-SMAR ESTANDO CONECTADOS LOS CAPACITORES DE SOYA.

Gráfico 18

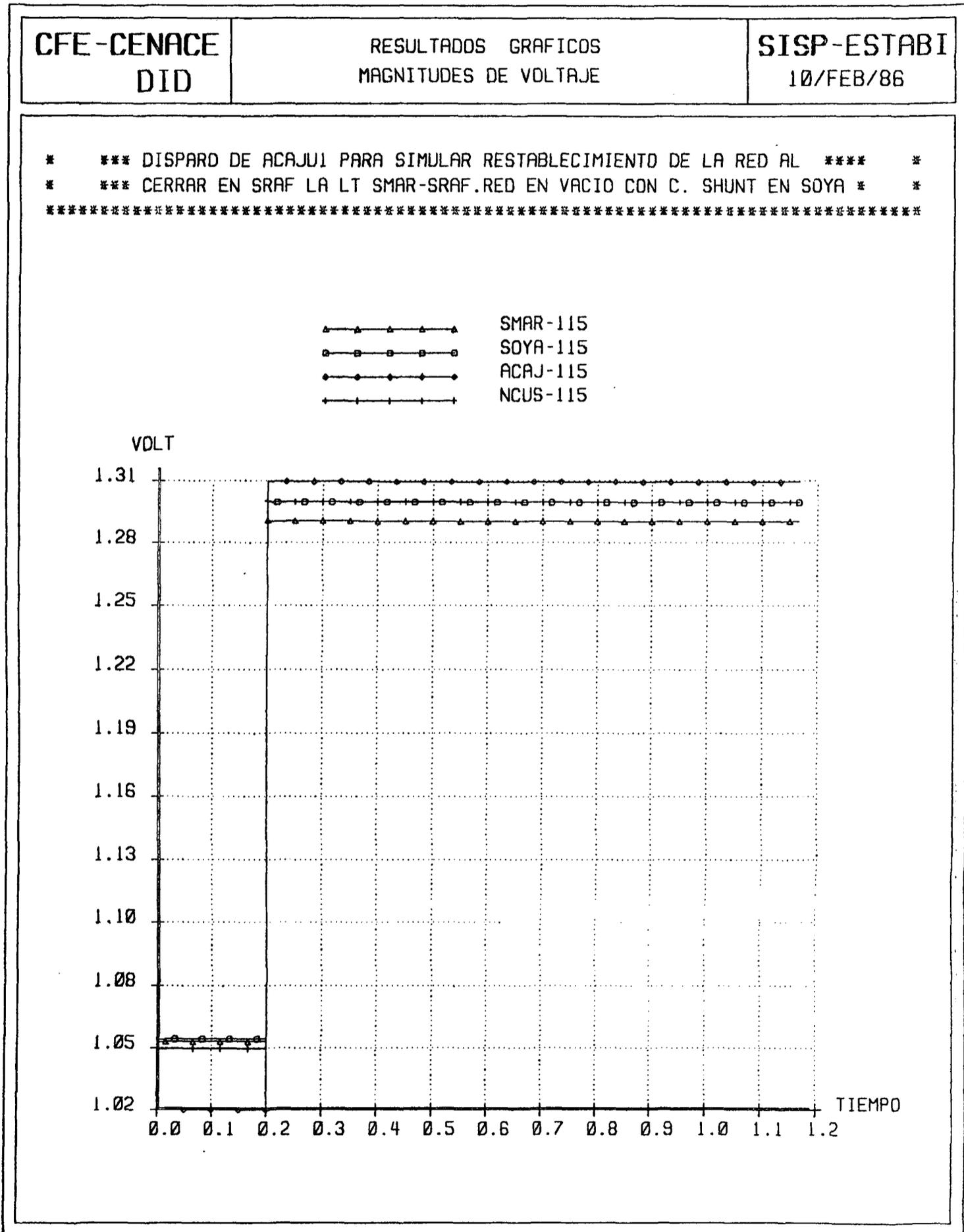
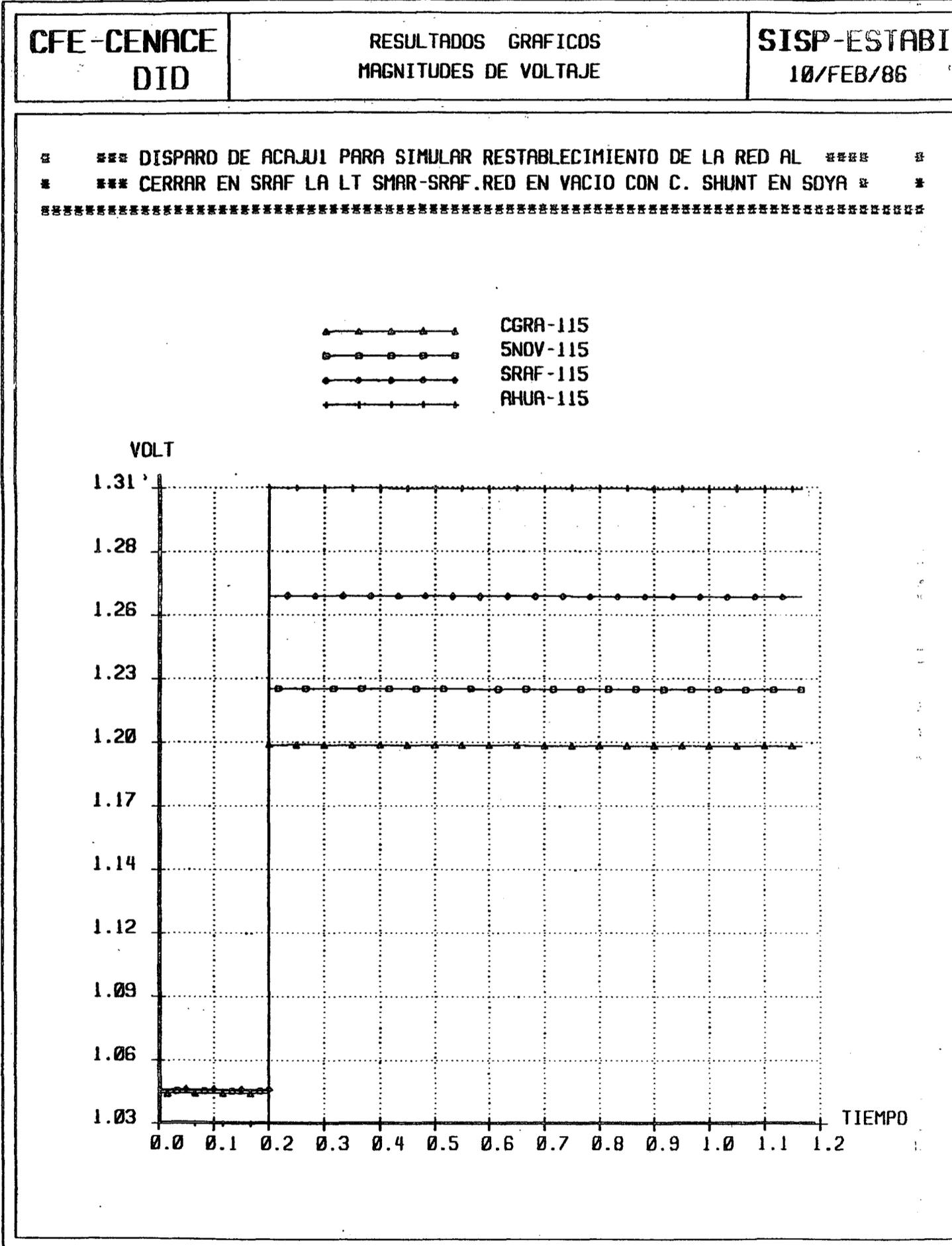


Gráfico 19



en Soyapango, el voltaje se incrementó de 137 a 151 kV, y esto dio un factor de sensibilidad sumamente bajo (0.7 MVAR/kV).

La explosión masiva de pararrayos generalmente está asociada a sobretensiones de frecuencia fundamental. Se plantearon y analizaron dos hipótesis para explicar las sobretensiones que causaron la explosión de pararrayos el 24 de octubre de 1985 en el sistema eléctrico de la CEL. Por los resultados obtenidos, resulta factible que aquéllas se hayan registrado durante el restablecimiento del sistema eléctrico y no durante el disparo de la línea en San Rafael Cedros. El daño a las bobinas de amortiguamiento de los capacitores de Soyapango sólo se puede explicar si dichos equipos estaban conectados durante el fenómeno, incrementando ellos mismos las sobretensiones, como se demostró analíticamente en este informe.

Sin embargo, para precisar el origen y la evolución del fenómeno, sería necesario efectuar una reconstrucción con base en entrevistas, gráficos, etc. Dicha reconstrucción debe hacerse lo más pronto posible después de ocurrido el incidente. Se recomienda documentar sistemáticamente este tipo de disturbios, incluso los diálogos telefónicos del personal de las centrales generadoras o de las subestaciones, que haya estado presente. Asimismo, se recomienda instalar al menos dos registradores gráficos, uno de frecuencia y otro de voltaje, en alguna subestación del anillo de 115 kV del Departamento de San Salvador. Dichos registradores pueden estar graficando permanentemente, pero sería mejor, para el propósito de analizar disturbios, que grafiquen por excepción, sólo cuando la variable de interés rebasa algún límite preestablecido. De esta manera, se obtendrá una mejor solución para las variables de interés y se consumirá menos papel, ya que sólo se imprimiría información útil.

Independientemente del origen de las sobretensiones, es posible que otros pararrayos hayan resultado dañados y, que al ocurrir una sobretensión moderada, por ejemplo en demanda mínima, resulten en falla. Se recomienda revisar el equipo susceptible de probarse, para medir su aislamiento.

Durante el restablecimiento del sistema eléctrico es muy recomendable no energizar la red de 115 kV armada en su totalidad. Se recomienda establecer de inmediato un procedimiento (aunque sea heurístico) para restablecer

/la red

la red por secciones. Dicho procedimiento debe comentarse ampliamente con los despachadores. Lo ideal sería simular disturbios típicos con algún simulador interactivo para entrenar a los despachadores; en su defecto, el procedimiento puede incluir simulación de secuencias de restablecimiento típicas.

VI. ESTUDIOS PARA MEJORAR EL CONTROL DEL VOLTAJE

1. Características eléctricas (sensibilidad Q-V)

Las inyecciones de potencia reactiva en un sistema de potencia tienen un efecto importante en el perfil de voltaje. Una manera directa de ilustrar este efecto es considerar una condición de operación del sistema y concentrar la atención sobre un nodo. En el gráfico 20 se presenta el voltaje del nodo (punto A) en una gráfica de voltajes frente a cambios en la inyección de reactivos.

Si se considera que el voltaje del punto de operación A es inferior al nominal ($V_{nominal}$), una manera de mejorar el voltaje sería mediante una inyección capacitiva. El punto de operación B en el gráfico 20 corresponde a una inyección IQ_1 . En este caso, el voltaje del nodo se obtiene mediante un estudio de flujos, modificando únicamente la potencia reactiva en el nodo considerado.

Con el procedimiento presentado, se puede obtener la característica del sistema eléctrico en función de las inyecciones de potencia reactiva en un nodo. Estas características varían de acuerdo con las condiciones de operación (topología, generación, carga) y la robustez del nodo considerado.

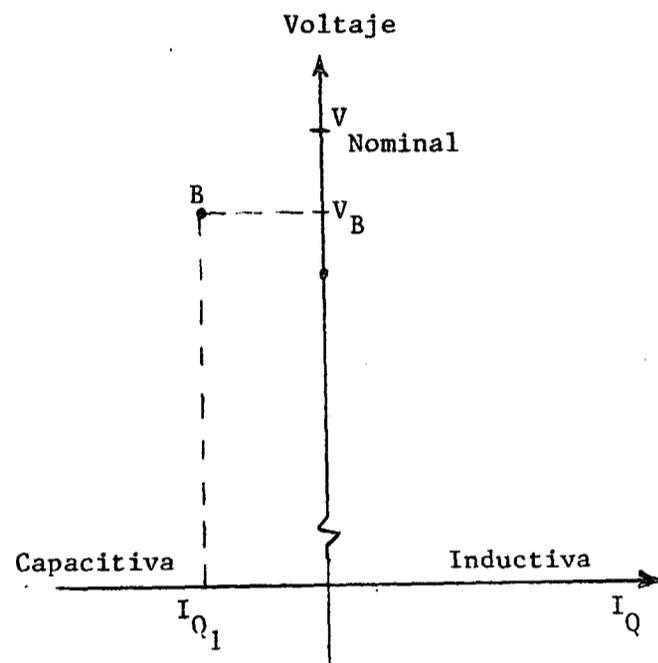
En el gráfico 21 los puntos A y A' indican los voltajes, sin inyección de reactivos, en dos condiciones de operación extremas. En A se tiene un voltaje menor que el nominal y se requiere una inyección capacitiva para elevar el voltaje. En A' se tiene un excedente de potencia reactiva que es necesario absorber para reducir el voltaje que está arriba del nominal.

En la operación normal diaria, la característica del sistema podrá estar entre los extremos mostrados en el gráfico 21, con lo cual los requerimientos de reactivos para mantener un voltaje nominal serán diferentes en cada condición de operación, como se muestra en el gráfico 22. De esta forma, el control de voltaje resulta ser un problema dinámico.

En el gráfico 22 se muestran los valores de las inyecciones de reactivos requeridos para mantener el voltaje nominal del sistema en estado estable. Se debe observar que para las curvas A y B se requiere una inyección capacitiva, y para D y E, inductiva.

/Gráfico 20

Gráfico 20
EFECTO DE INYECCIONES DE REACTIVOS EN EL VOLTAJE



/Gráfico 21

Gráfico 21

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DEL SISTEMA

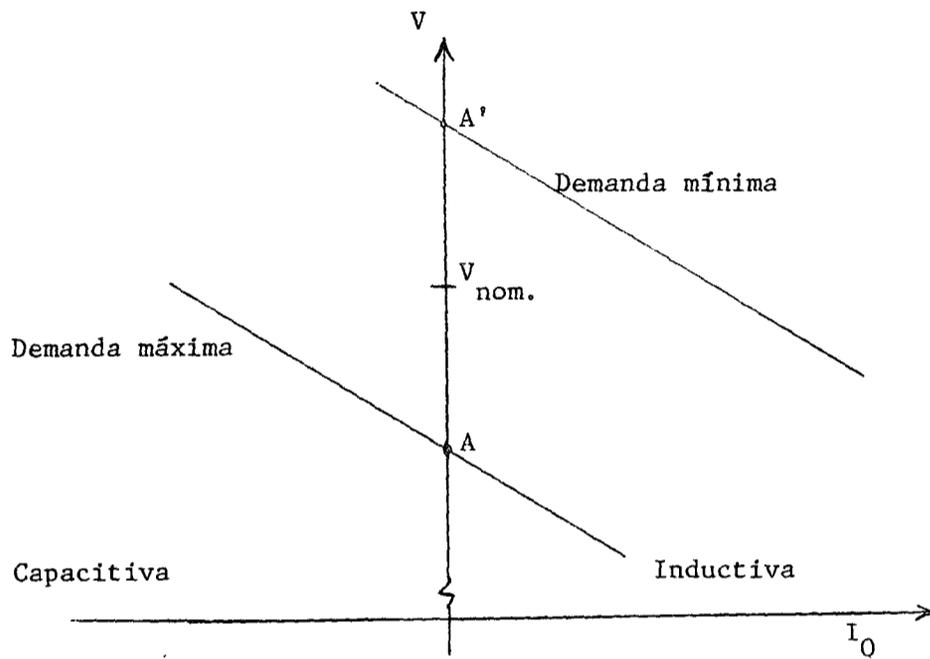
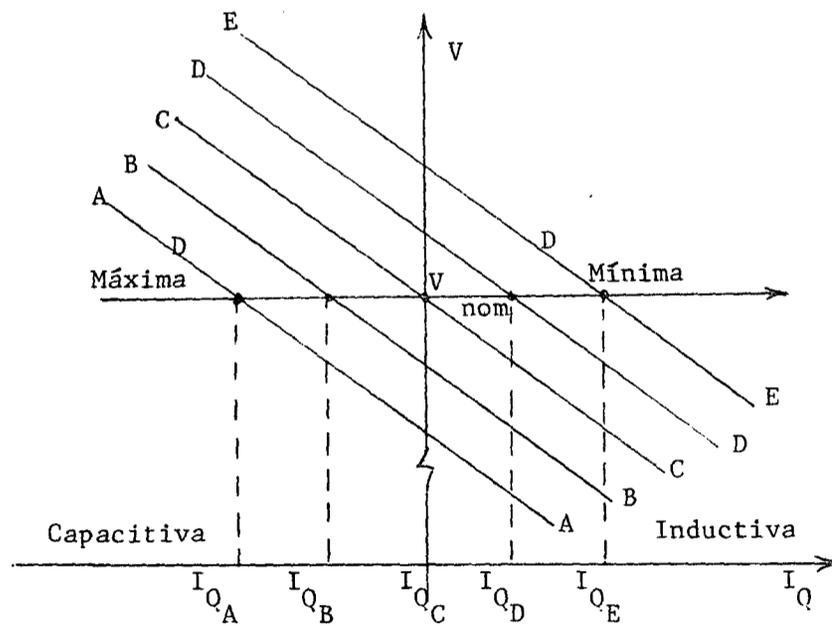


Gráfico 22

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA PARA DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACION



/En el gráfico 21

En el gráfico 21 se advierte también que las características del sistema son ligeramente no lineales y que la pendiente de una aproximación lineal de la característica difiere para cada condición de operación. La pendiente es función de la robustez del sistema, vista desde el nodo considerado.

Siguiendo el procedimiento descrito, se evaluó el factor de sensibilidad del nodo San Antonio Abad-115 (SANT) para las condiciones de operación de demanda alta diurna actuales, ilustradas en el diagrama 2. Por encontrarse la barra de SANT con voltaje bajo (105.8 kV) la curva resultó con mayor pendiente para el lado inductivo, lo que indica riesgos potenciales de colapso de voltaje ante contingencias, por no disponerse de ninguna reserva de reactivos en la zona de carga. El factor de sensibilidad resultante (estudiado en una vecindad de ± 15 MVAR de inyección en SANT-115) fue de -5.36 MVAR/kV para inyección de reactivos inductivos y de +7.14 MVAR/kV para inyección de capacitivos. El coeficiente de sensibilidad de los nodos cercanos de Nejapa, Nuevo Cuscatlán y Soyapango reflejaron prácticamente el mismo valor -para inyecciones de reactivos sólo en SANT-, lo cual es indicativo de que se obtendrán los mismos beneficios, en la mejoría del perfil de voltaje, si los recursos de compensación capacitiva se localizan en cualquiera de las cuatro subestaciones mencionadas.

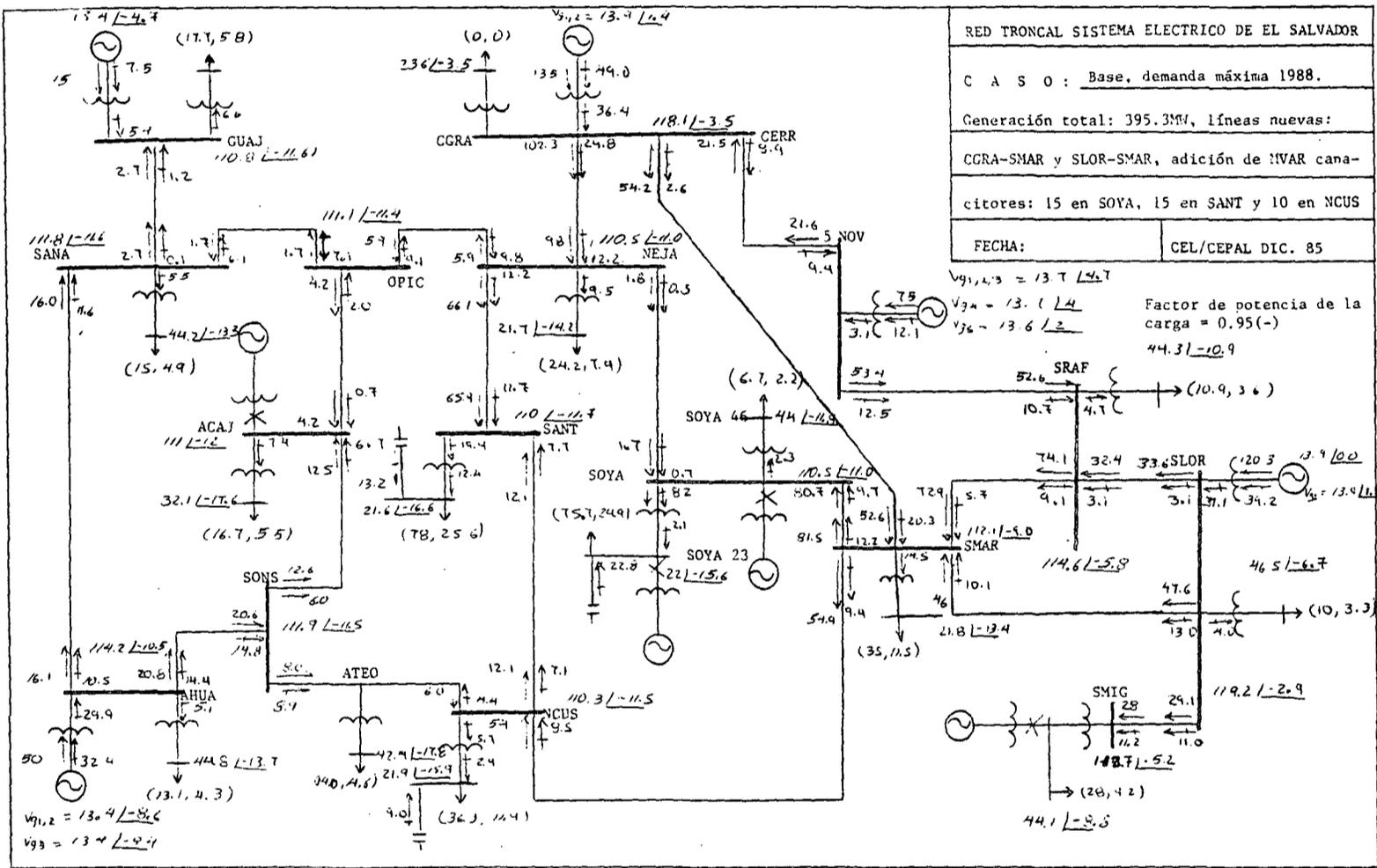
2. Adición de un compensador estático de vars (CEV)

Con el propósito de presentar un estudio preliminar sobre la adición de un compensador estático de vars (CEV), se simularon las condiciones de operación previstas para la demanda máxima de 1988. (Véase el diagrama 7.) Conviene mencionar que aun cuando el factor de potencia en las subestaciones de entrega se supuso de 0.95(-), fue necesario agregar 40 MVAR de capacitores en la zona de mayor concentración de carga.

Las dimensiones del CEV se estimaron conservadoramente: de 10 MVAR inductivos a 40 MVAR capacitivos. El CEV supuesto se localizó en SMAR-115 y se utilizaron valores típicos para la constante de tiempo y ganancia necesarios para su modelación. A partir de las condiciones de operación del diagrama 7, se supuso una falla trifásica en la línea CGRA-NEJA, liberada

/Diagrama 7

Diagrama 7



/con el disparo

con el disparo tripolar en 7 ciclos de dicha línea; el comportamiento dinámico del voltaje, flujos de potencia activa en líneas y posición angular de rotores, se ilustran en los gráficos 23, 24 y 25, respectivamente.

Se repitió la simulación de estabilidad para las mismas condiciones de predisturbio y para la misma falla, incluyendo el CEV en SMAR-115. Los resultados de este caso para variables eléctricas clave se presentan en los gráficos del 26 al 30.

El CEV se satura, esto es, conecta toda su susceptancia capacitiva en menos de 0.2 segundos (véase el gráfico 26). Al conectar toda su susceptancia, se convierte en un capacitor convencional, ya que no puede regular más la inyección de reactivos. La susceptancia es afectada por el voltaje e inyecta menos reactivos (véase el gráfico 27). Lo anterior indica que para las condiciones de prefalla supuestas -representadas en el diagrama 7-, entre las que cabe destacar el factor de potencia de 0.95(-) en las cargas y los 40 MVAR de capacitores adicionales, la dimensión del CEV resultó insuficiente.

Pese a lo anterior, se obtiene un efecto estabilizador al incorporar el CEV; compáranse, por ejemplo, los gráficos 24 y 29, donde se observa una mayor frecuencia de oscilación para el flujo de potencia activa en la línea CGRA-SMAR con CEV que sin CEV, lo que indica un coeficiente de sincronización mayor. Los estudios de compensación deberían incluirse en las alternativas que se analicen para la expansión de la red de transmisión.

Las condiciones en estado estable posdisturbio se presentan en el diagrama 8; el CEV quedó saturado, aportaba 28.4 MVAR y varios voltajes se encontraban abajo de 100 kV; todo ello indicó que el CEV supuesto sería insuficiente. El propósito de esta sección fue más bien ilustrativo; se requeriría precisar los objetivos pretendidos a fin de abordar estudios detallados para la dimensión y localización del equipo de compensación. Se recomienda que de llevarse a cabo dichos estudios participen en ellos ingenieros de planificación y operación.

Gráfico 23

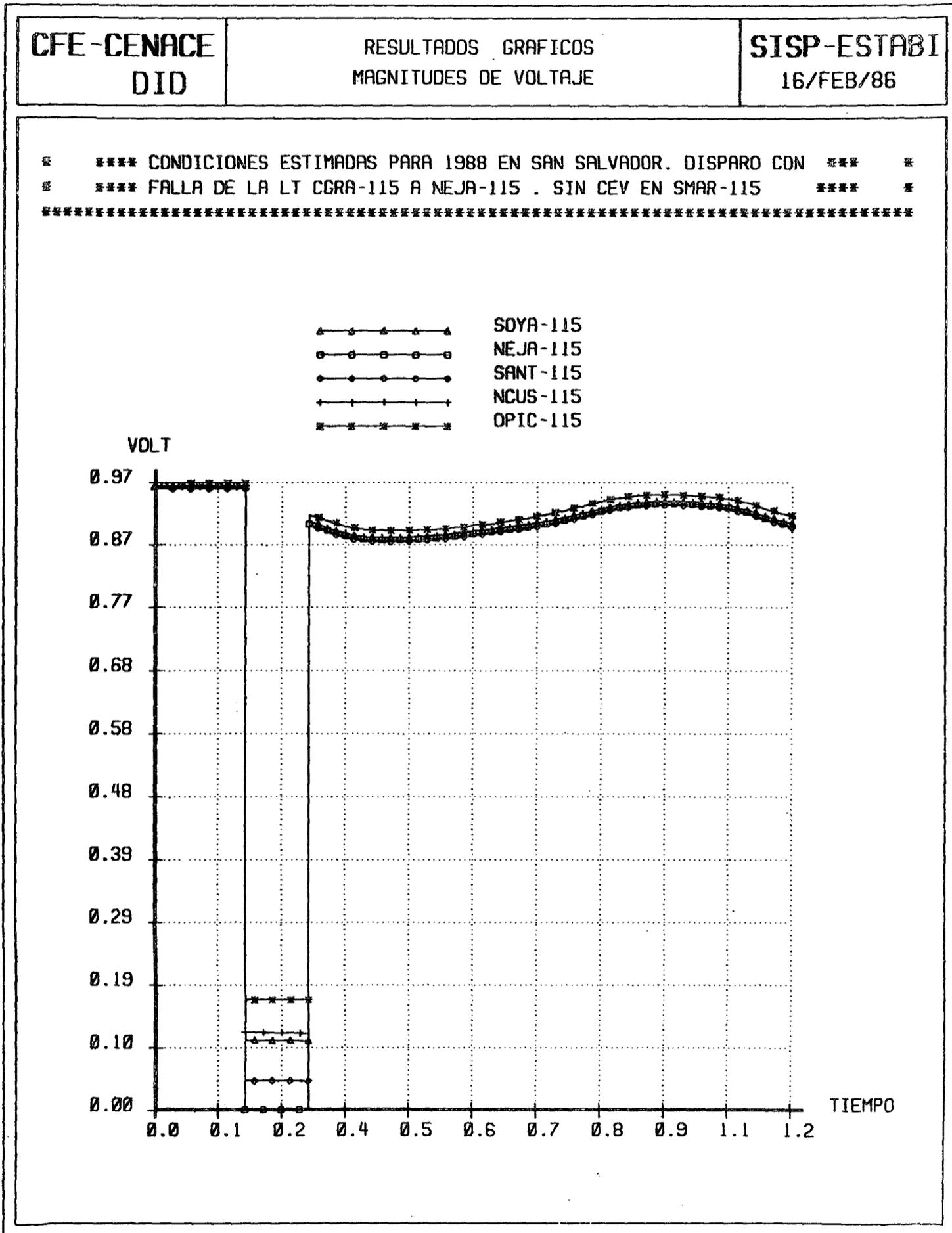


Gráfico 24

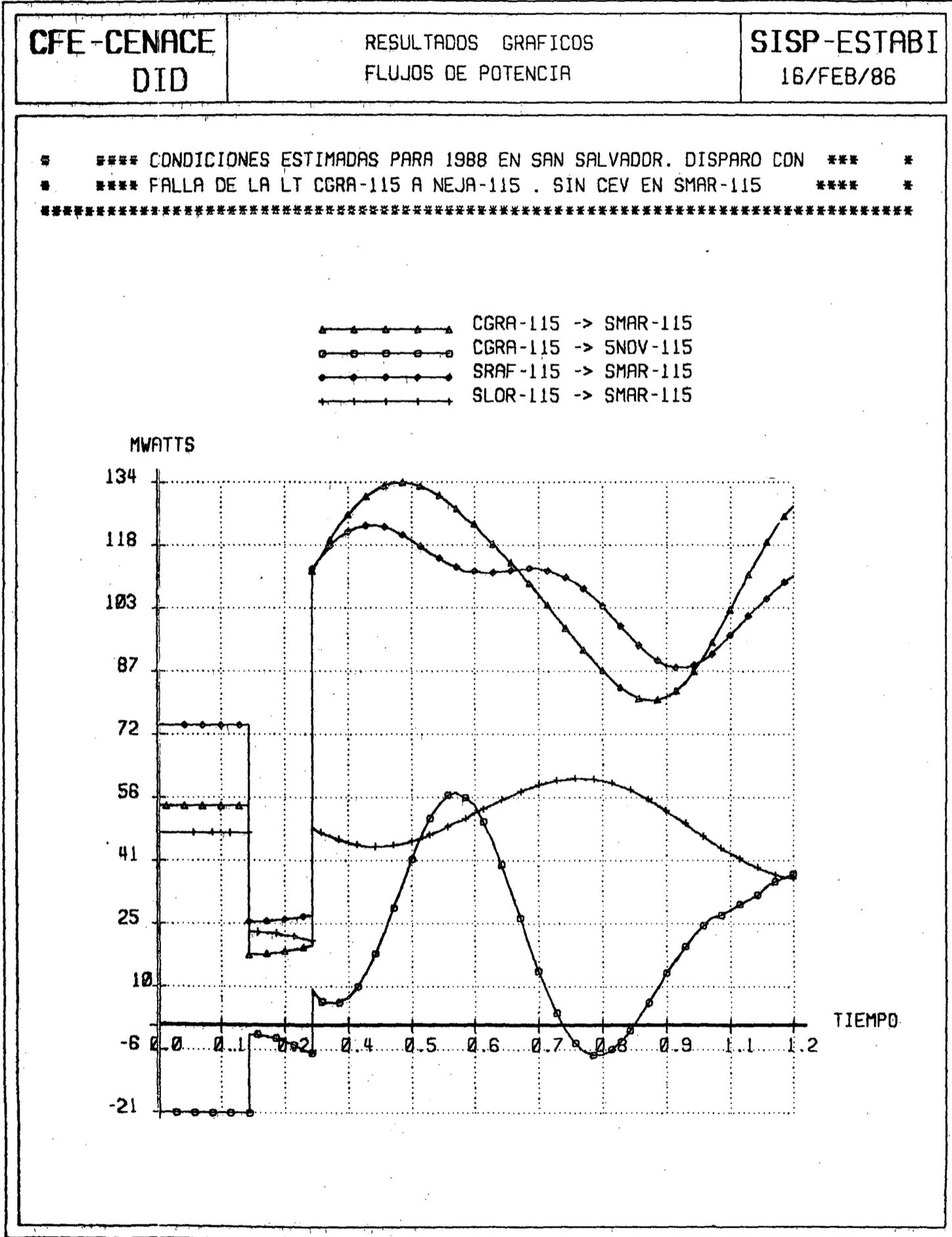
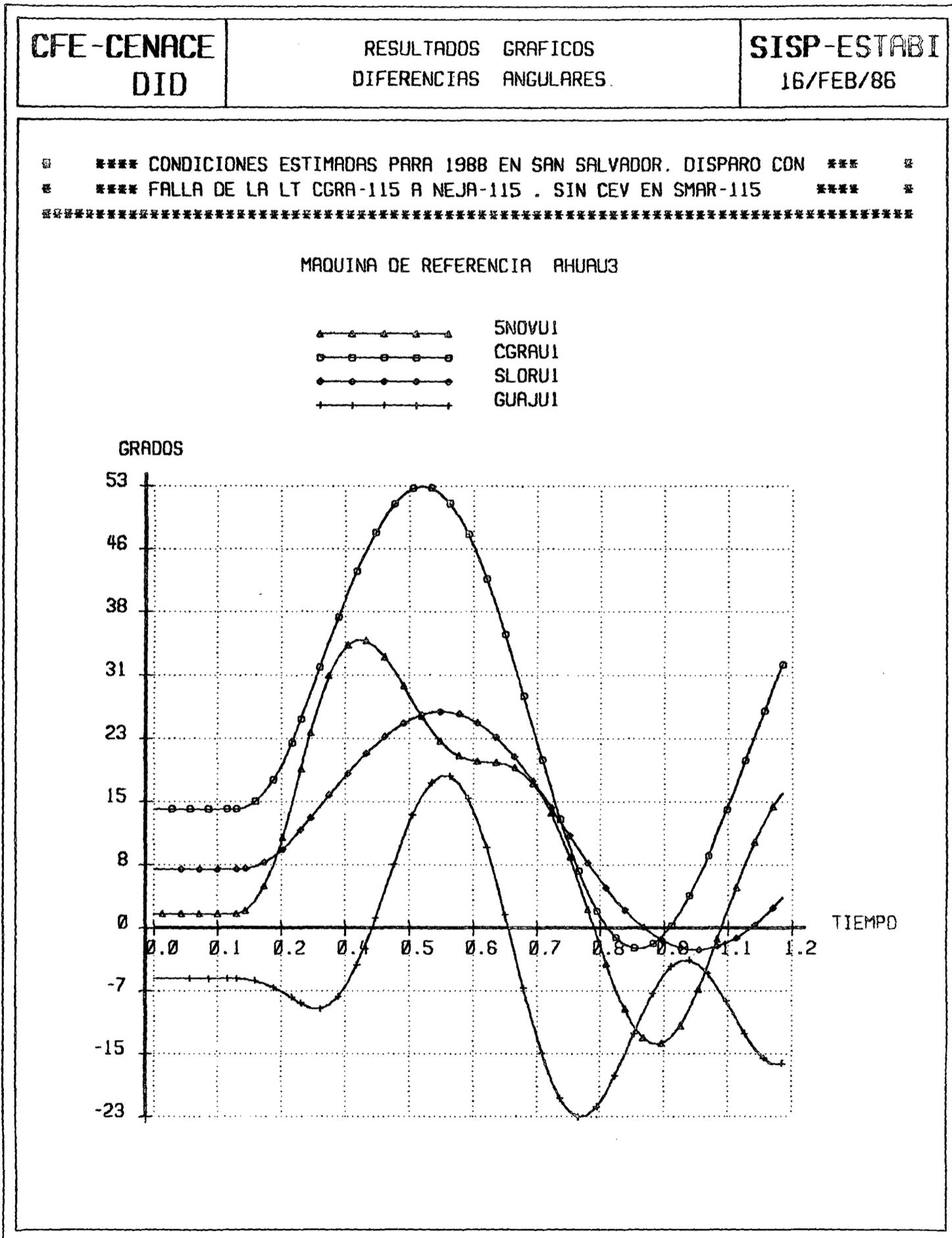


Gráfico 25



/Gráfico 26

Gráfico 26

CFE-CENACE
DID

RESULTADOS GRAFICOS
SUCEPTANCIAS EN CEV*S

SISP-ESTABI
17/FEB/86

* ***** CONDICIONES ESTIMADAS PARA 1988 EN SAN SALVADOR. DISPARO CON ** *
* ***** FALLA DE LA LT CGRA-115 A NEJA-115. CON CEV EN SMAR-115. ** *

SMARCEV

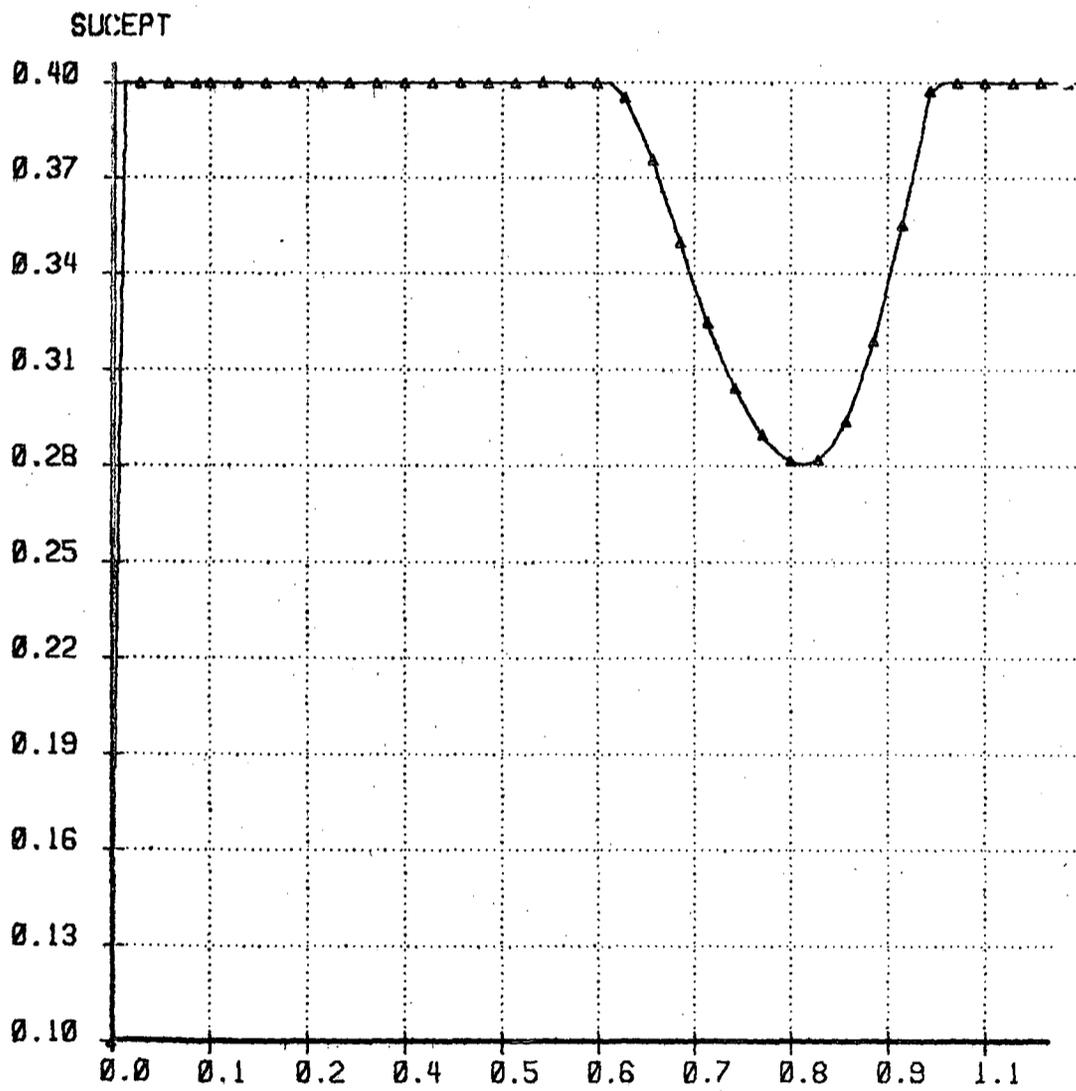


Gráfico 27

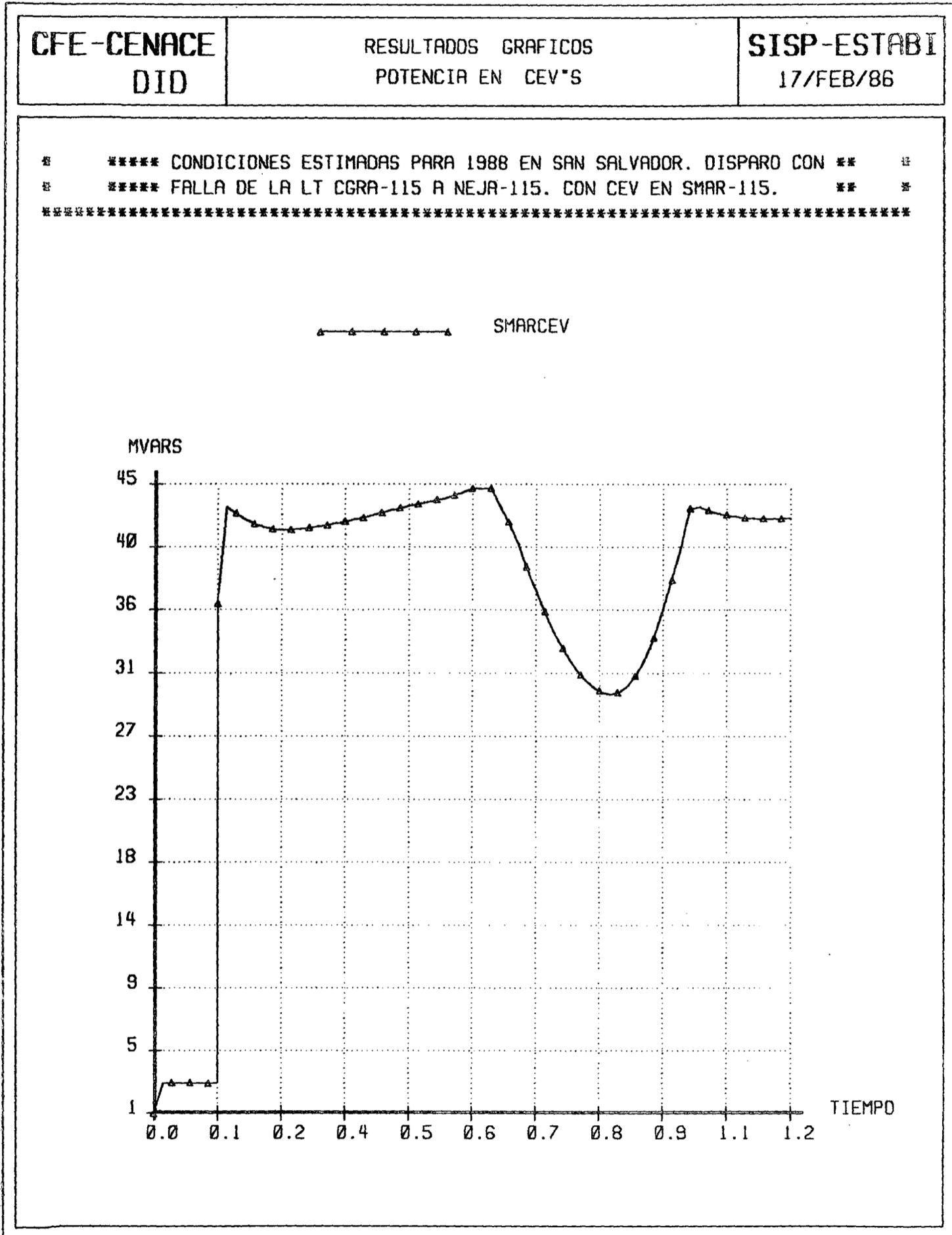


Gráfico 28

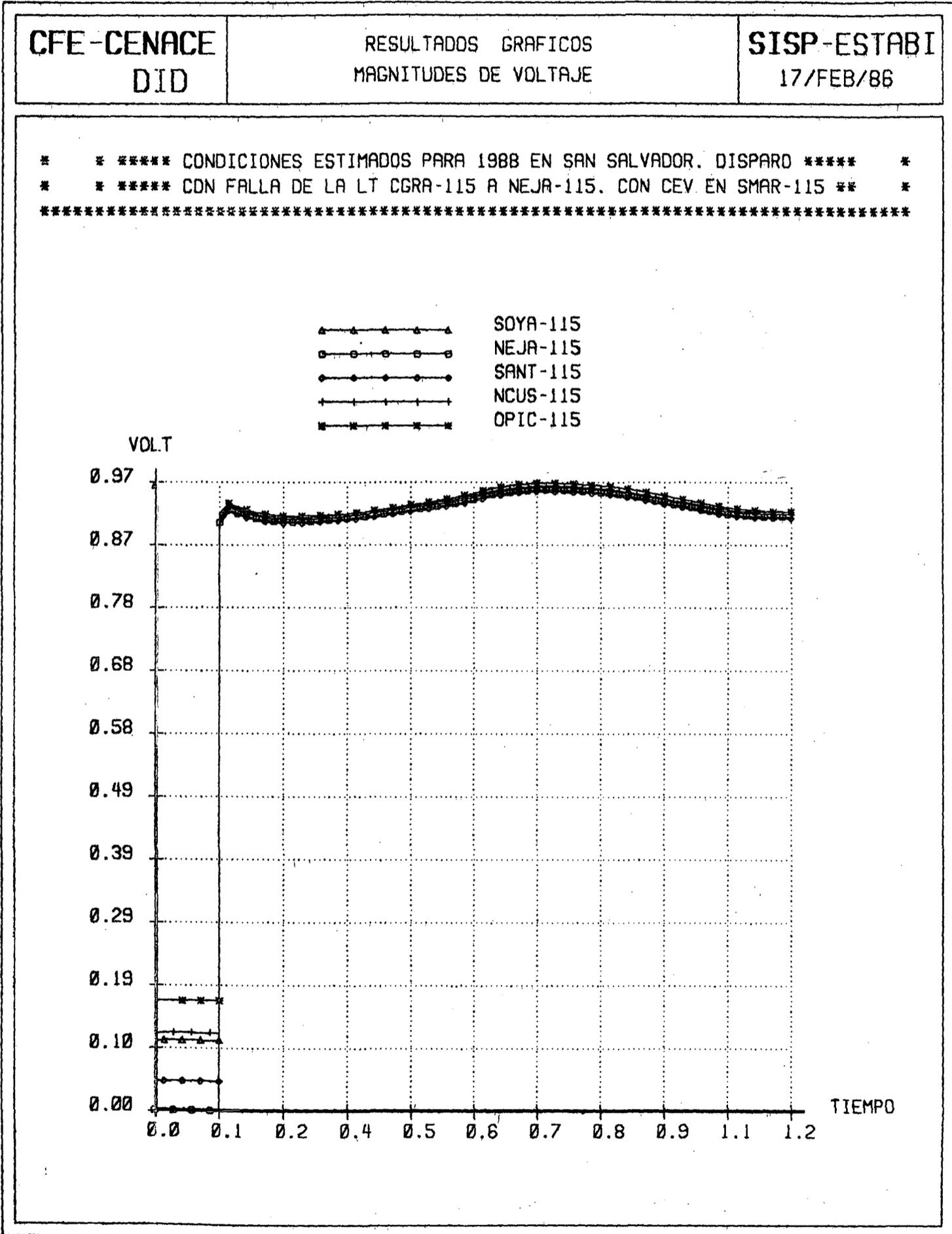


Gráfico 29

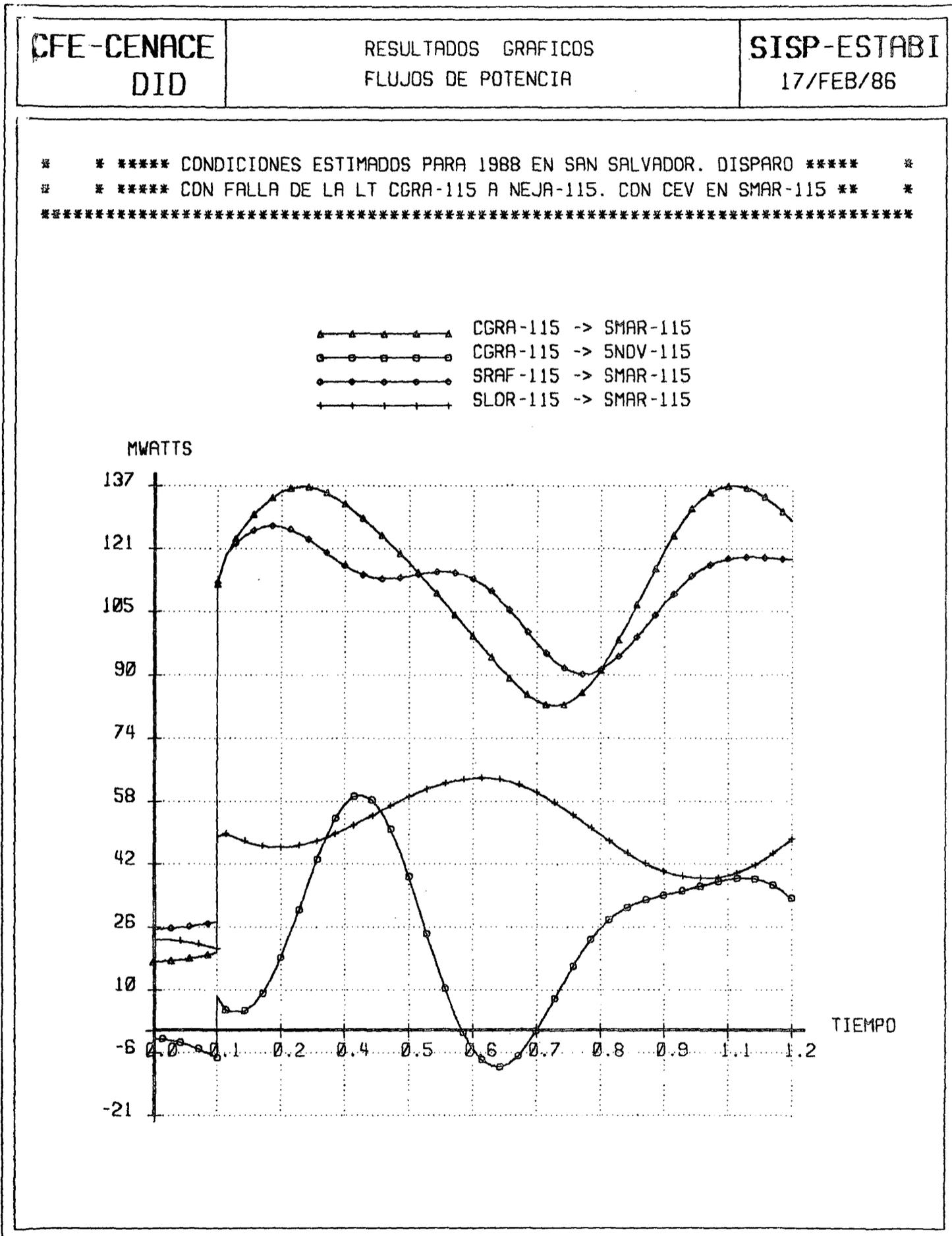


Gráfico 30

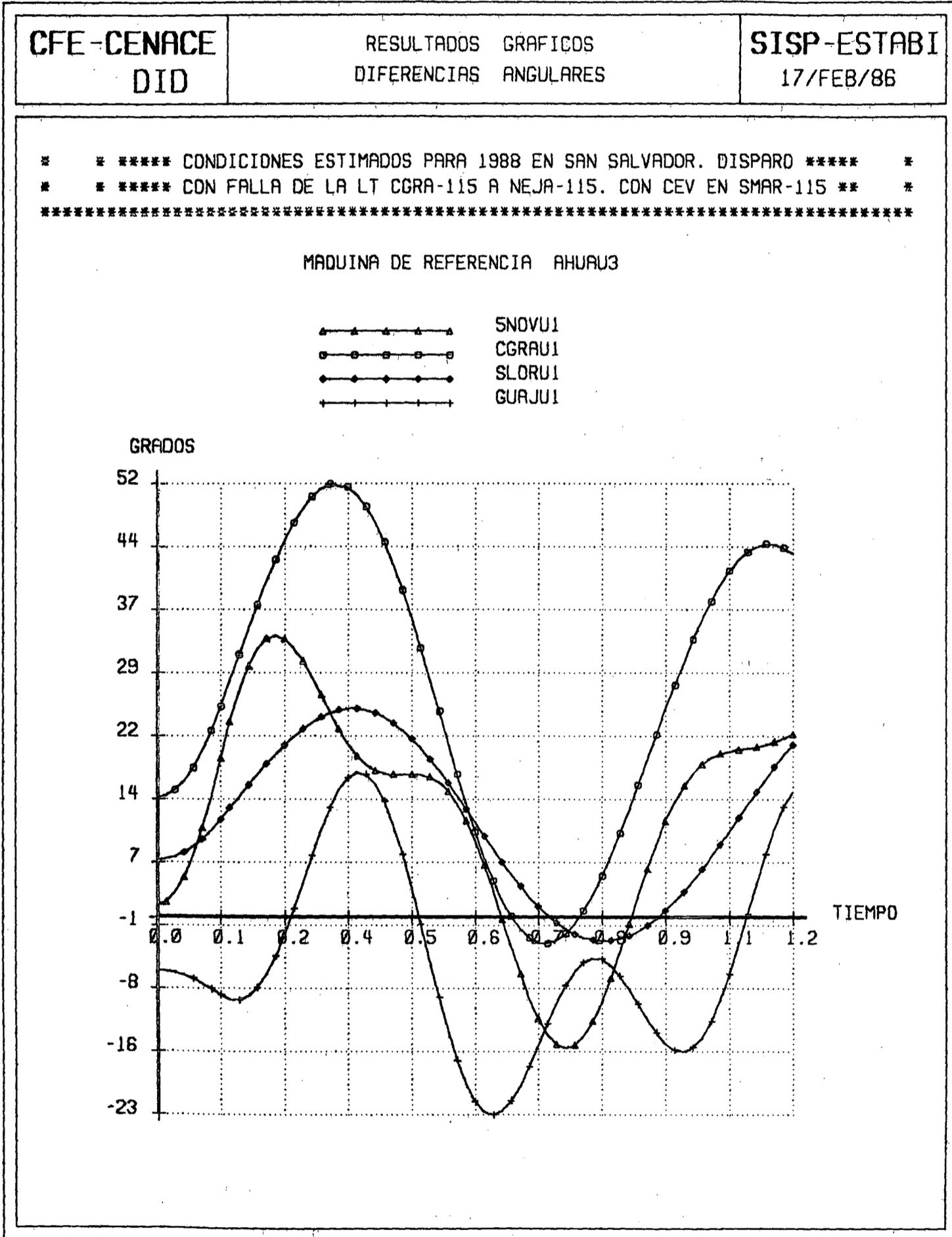
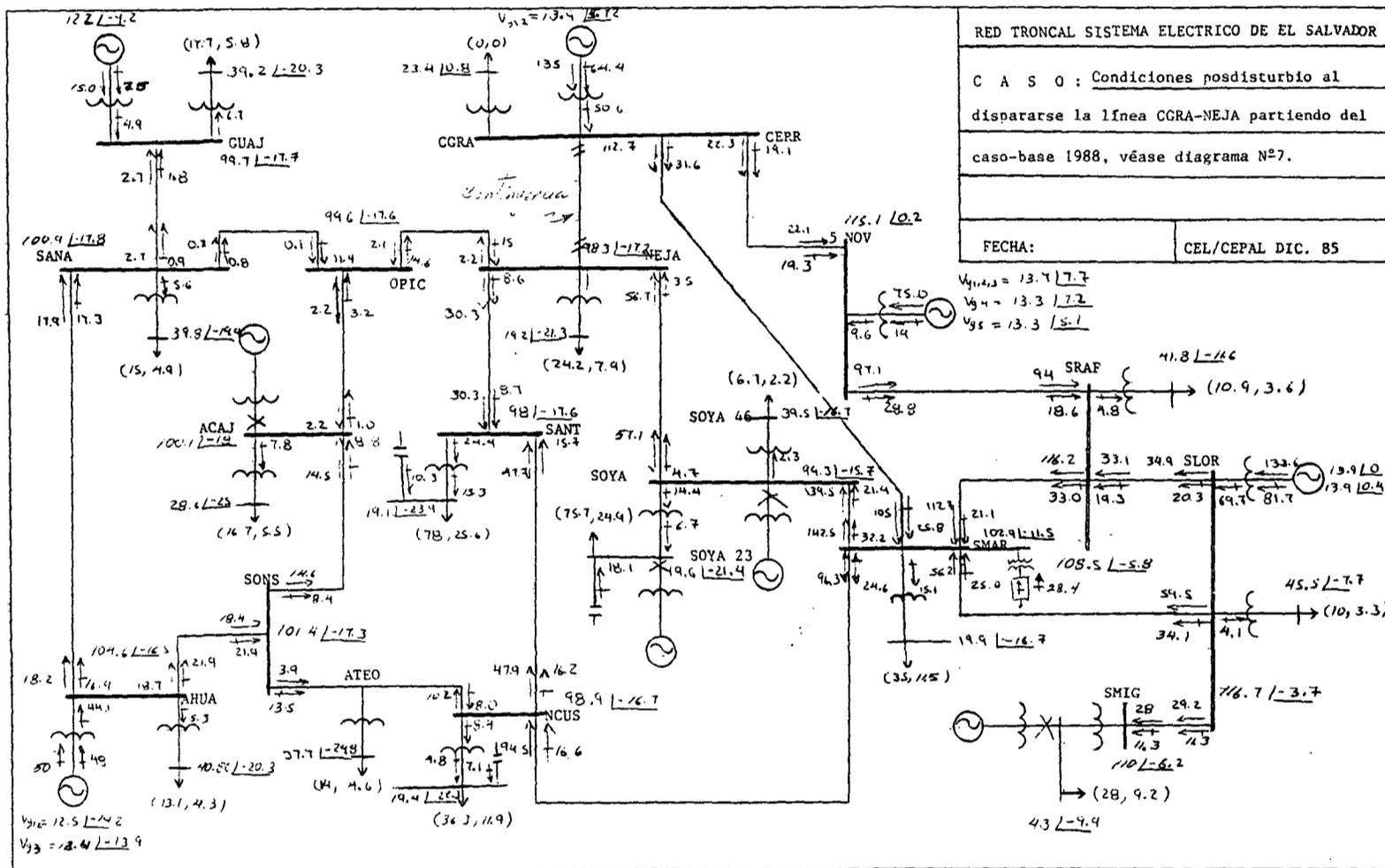


Diagrama 8





Anexo I

NOMENCLATURA UTILIZADA PARA LAS SUBESTACIONES EN
LOS DIAGRAMAS UNIFILARES

<u>Subestación</u>	<u>Nomenclatura</u>
Acajutla	ACAJ
Ahuachapán	AHUA
Ateos	ATEO
Cerrón Grande	CGRA
Guajoyo	GUAJ
Nejapa	NEJA
Nuevo Cuscatlán	NCUS
Opico	OPIC
San Antonio	SANT
San Lorenzo	SLOR
San Martín	SMAR
San Miguel	SMIG
San Rafael	SRAF
Santa Ana	SANA
Sonsonate	SONS
Soyapango	SOYA
5 de Noviembre	5NOV

6

7

8

9

Anexo II

RELACION DE CASOS DE FLUJOS DE POTENCIA SIMULADOS^{a/}

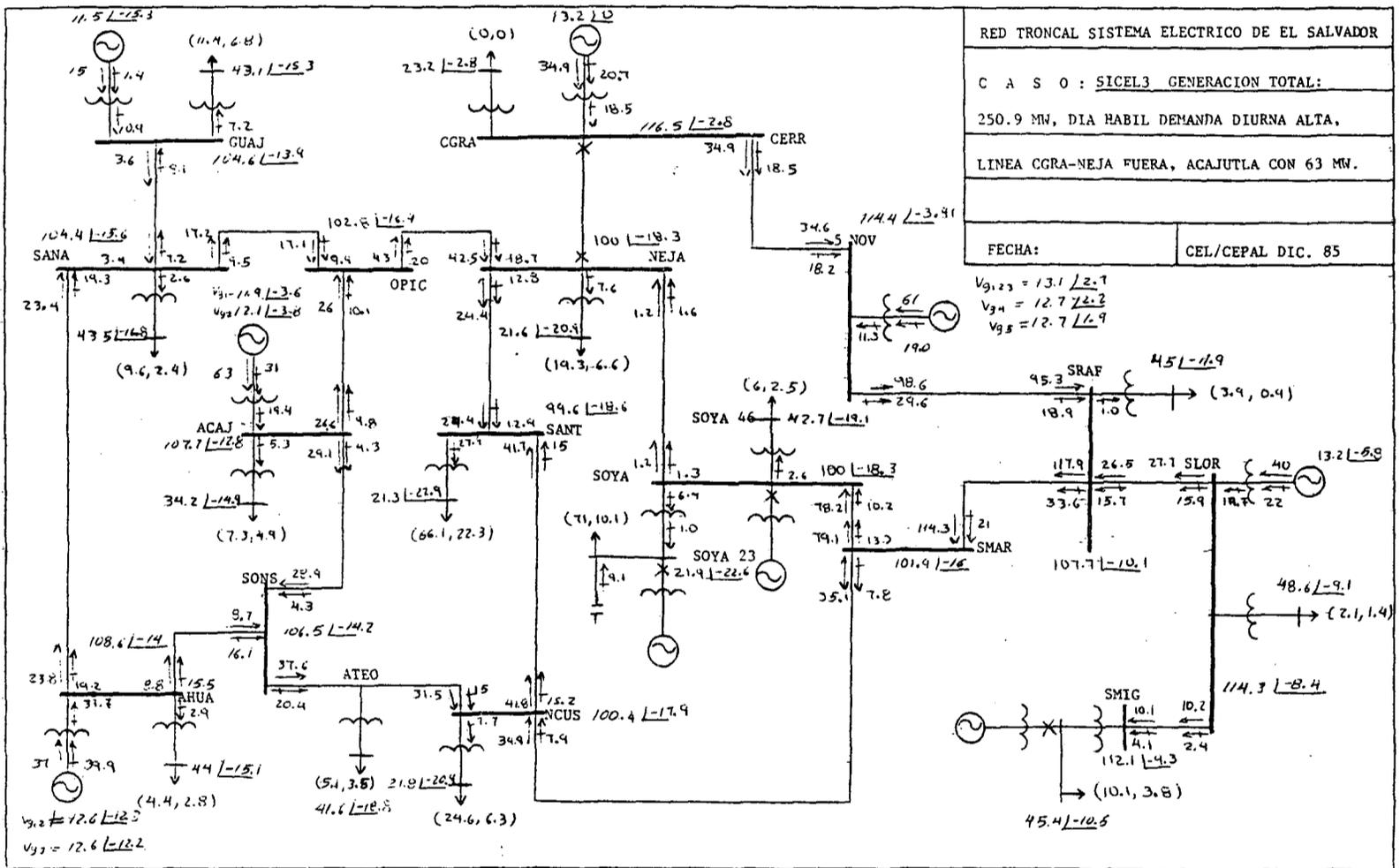
NOMBRE DEL CASO	F E C H A Y H O R A	CONDICION DE LINEA CGRA - NEJA	CONTINGENCIAS SIMPLES (LINEA FUERA)	O B S E R V A C I O N E S
SICEL2	14/AGO/85 11:30HRS	En Servicio		Circuito CGRA-5NOV Cerrado
SICEL2A	14/AGO/85 11:30HRS	En Servicio	CGRA - NEJA SRAF - SMAR SOYA - SMAR	Circuito CGRA-5NOV Abierto
SICEL3	14/AGO/85 11:30HRS	Fuera de Servicio	SRAF - SMAR SOYA - SMAR SLOR - SRAF	
SICEL4	14/AGO/85 18:30HRS	En Servicio	CGRA - NEJA SRAF - SMAR SOYA - SMAR	Circuito CGRA-5NOV Abierto
SICEL5	14/AGO/85 18:30HRS	Fuera de Servicio	SRAF - SMAR SOYA - SMAR SLOR - SRAF	
SICEL6	14/AGO/85 3:30HRS	En Servicio	CGRA - NEJA SRAF - SMAR SOYA - SMAR	Circuito CGRA-5NOV Cerrado
SICEL7	14/AGO/85 3:30HRS	Fuera de Servicio	SRAF - SMAR SOYA - SMAR SLOR - SRAF	

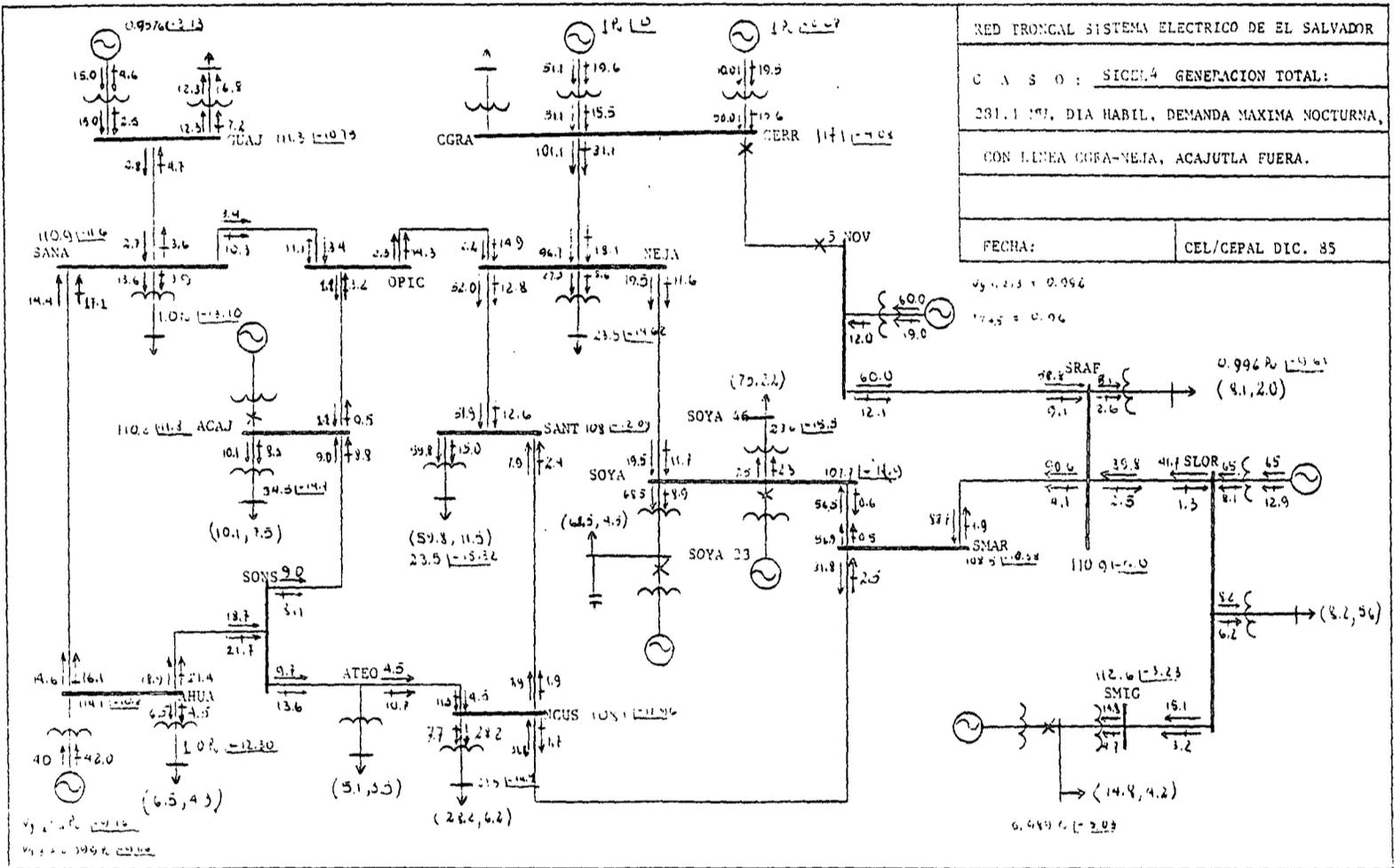
NOMBRE DEL CASO	FECHA Y HORA	CONDICION DE LINEA CGRA - NEJA	CONTINGENCIAS SIMPLES (LINEA FUERA)	OBSERVACIONES
SICEL8	11/AGO/85 12:00HRS	En Servicio	CGRA - NEJA SRAF - SMAR SOYA - SMAR	Circuito CGRA-5NOV Cerrado
SICEL9	11/AGO/85 12:00HRS	Fuera de Servicio	SRAF - SMAR SOYA - SMAR SLOR - SRAF	
SICEL10	11/AGO/85 19:30HRS	En Servicio	CGRA - NEJA SRAF - SMAR SOYA - SMAR	Circuito CGRA-5NOV Cerrado
SICEL11	11/AGO/85 19:30HRS	Fuera de Servicio	SRAF - SMAR SOYA - SMAR SLOR - SRAF	
SICEL12	11/AGO/85 3:30HRS	En Servicio	CGRA - NEJA SRAF - SMAR SOYA - SMAR	Circuito CGRA-5NOV Cerrado
SICEL13	11/AGO/85 3:30HRS	Fuera de Servicio	SRAF - SMAR SOYA - SMAR SLOR - SRAF	
SICEL14	10/AGO/85 11:30HRS	En Servicio	CGRA - NEJA SRAF - SMAR SOYA - SMAR	Circuito CGRA-5NOV Cerrado
SICEL15	10/AGO/85	Fuera de Servicio	SRAF - SMAR SOYA - SMAR SLOR - SRAF	

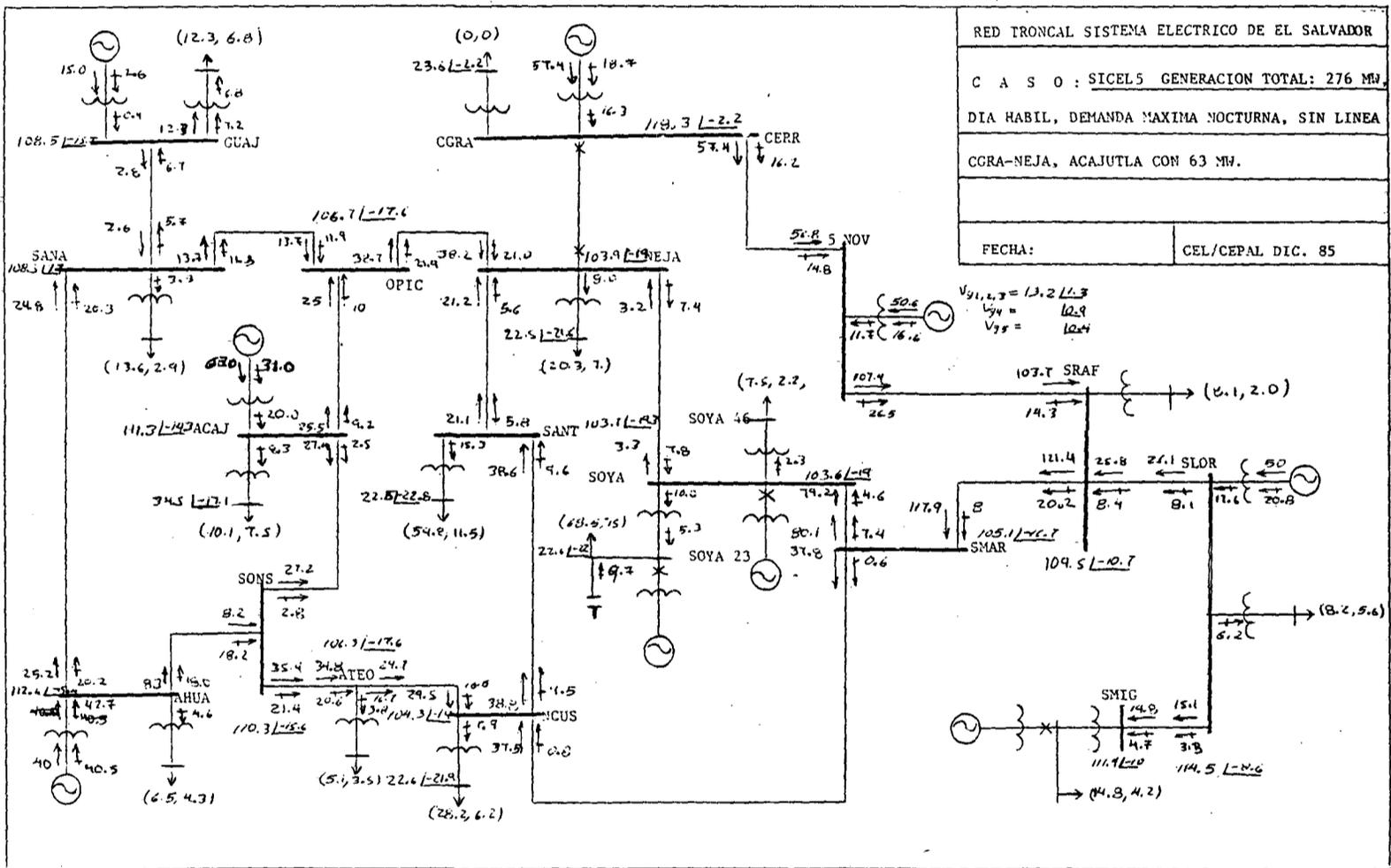
NOMBRE DEL CASO	F E C H A Y H O R A	CONDICION DE LINEA CGRA - NEJA	CONTINGENCIAS SIMPLES (LINEA FUERA)	O B S E R V A C I O N E S
SICEL18	10/AGO/85 2:00HRS	En Servicio	CGRA - NEJA SRAF - SMAR SOYA - SMAR	
SICEL19	10/AGO/85 2:00HRS	Fuera de servicio	SRAF - SMAR SOYA - SMAR SLOR - SRAF	

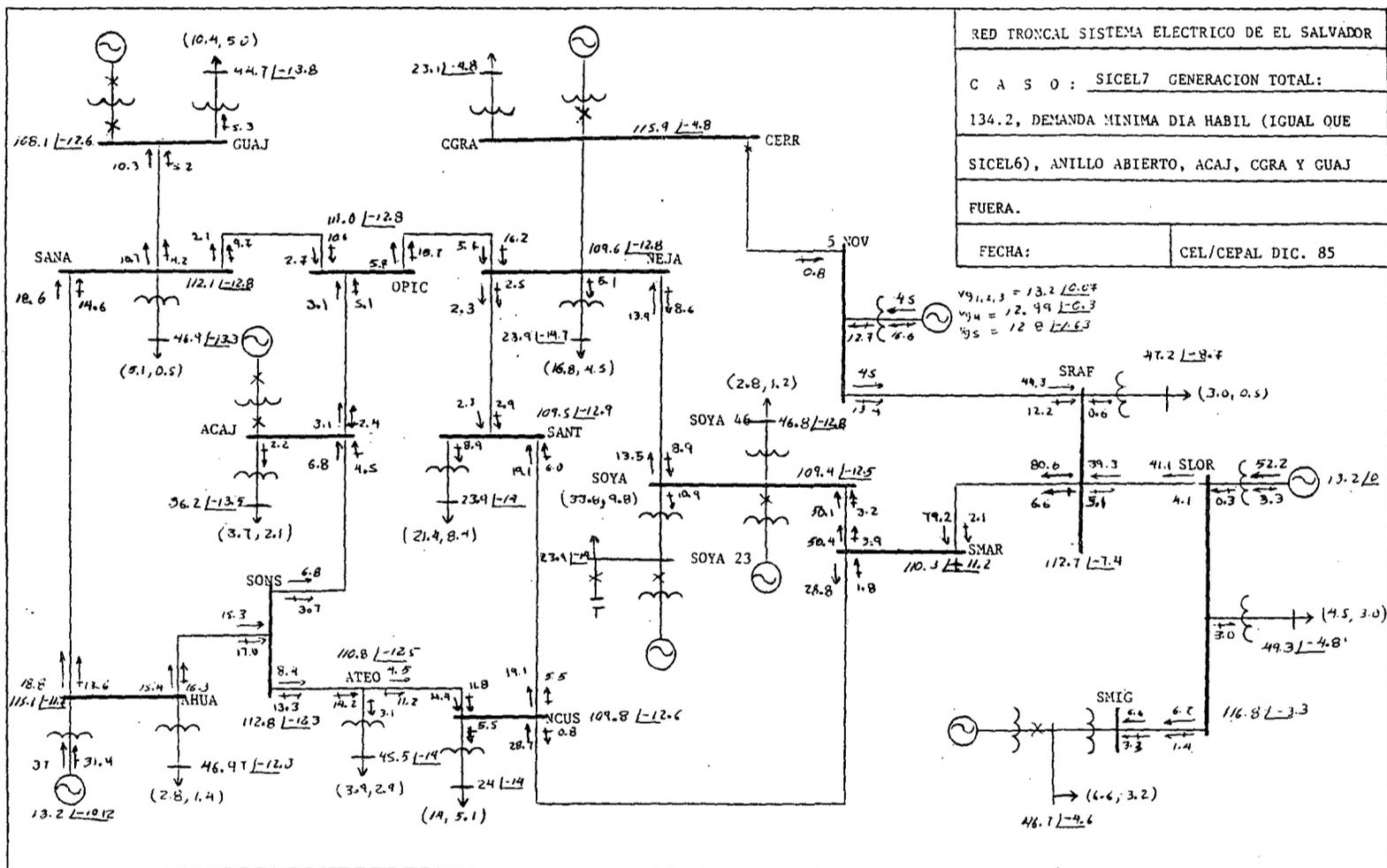
a/ La representación detallada (vaciados de flujos) se presenta en los siguientes diagramas unifilares.

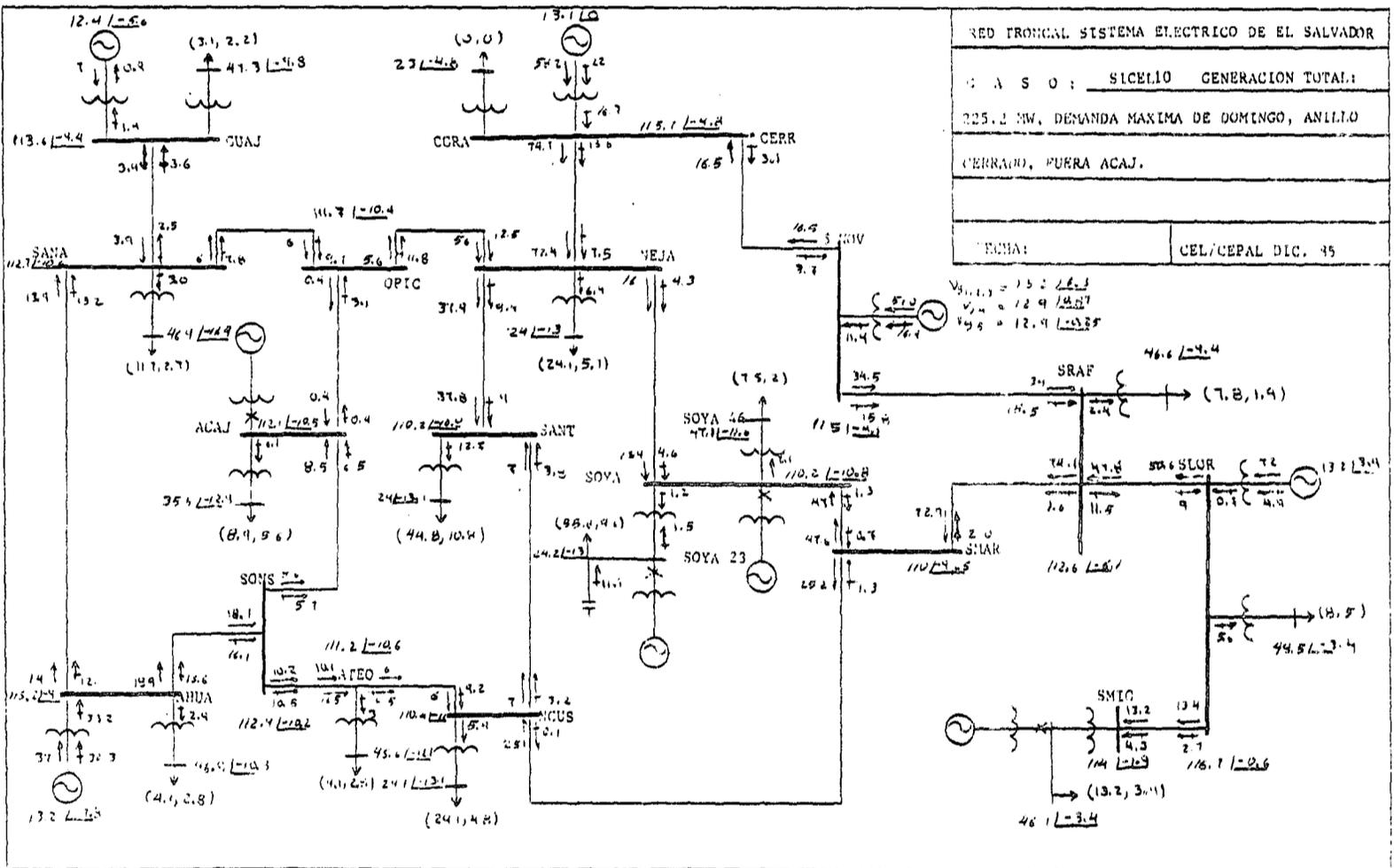
/Diagramas unifilares









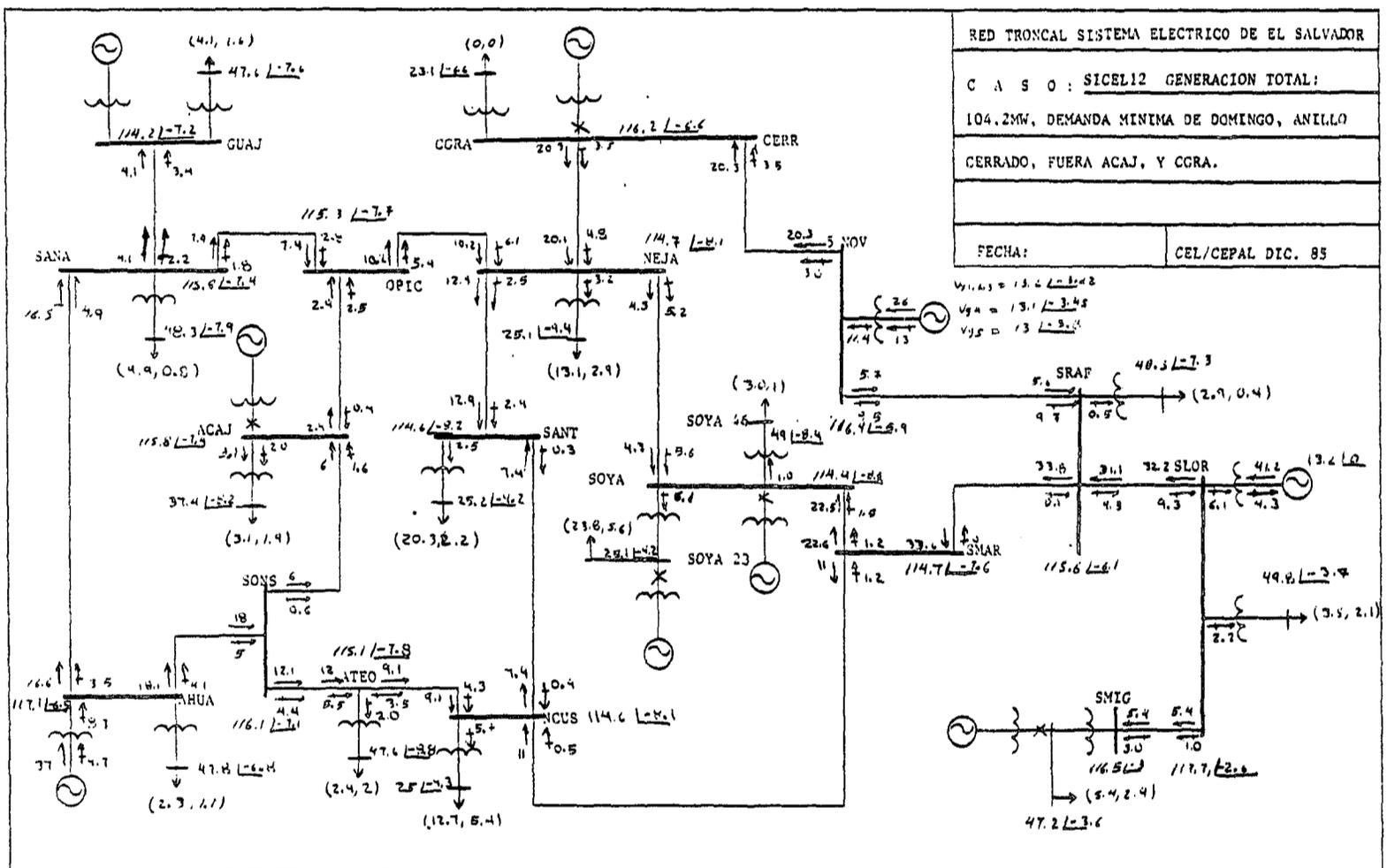


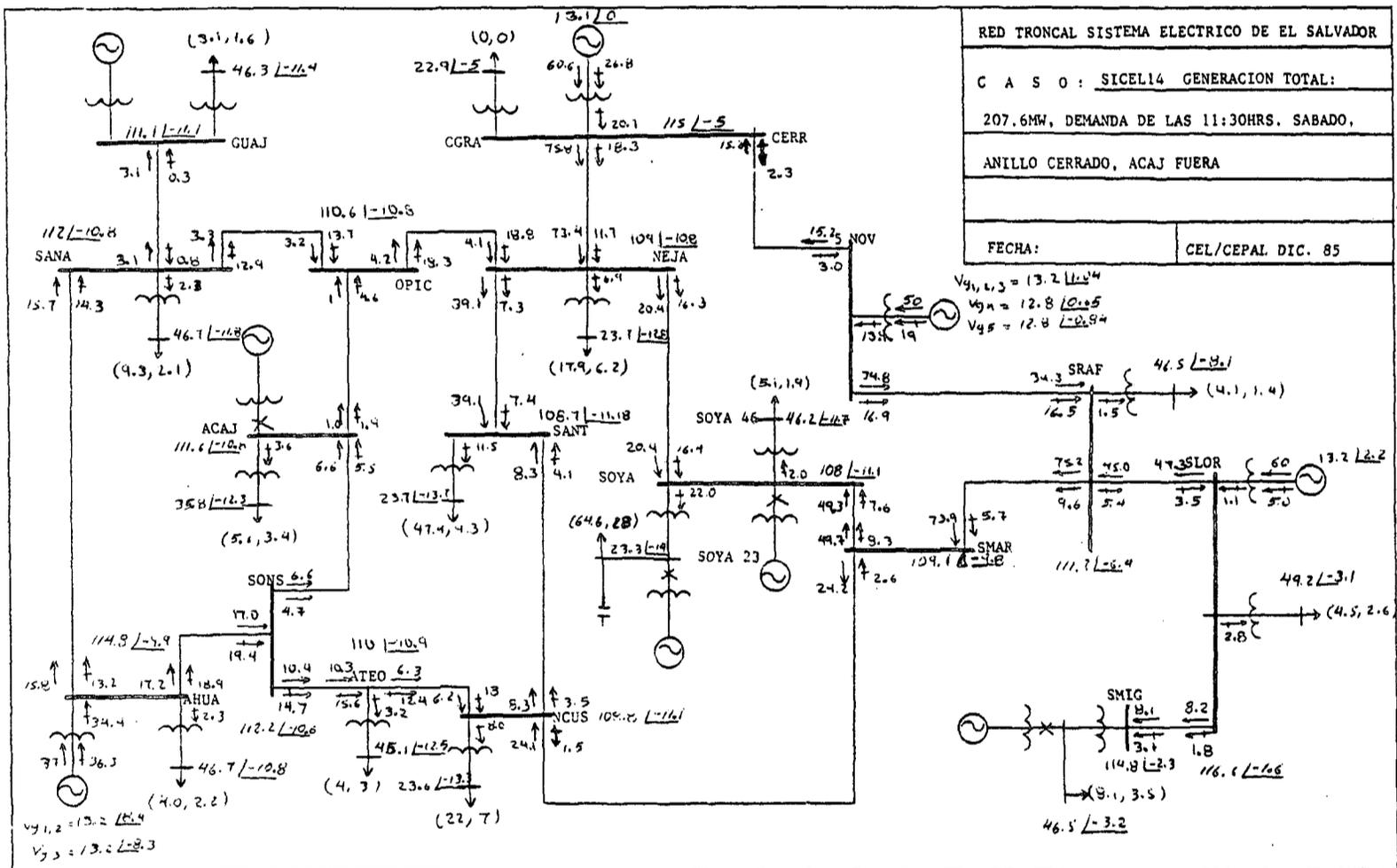
RED TRONCAL SISTEMA ELECTRICO DE EL SALVADOR	
C A S O :	SICELIO GENERACION TOTAL:
225.2 MW, DEMANDA MAXIMA DE DOMINGO, ANILLO	
CERRADO, FUERA ACAJ.	
FECHA:	CEL/CEPAL DIC. 95

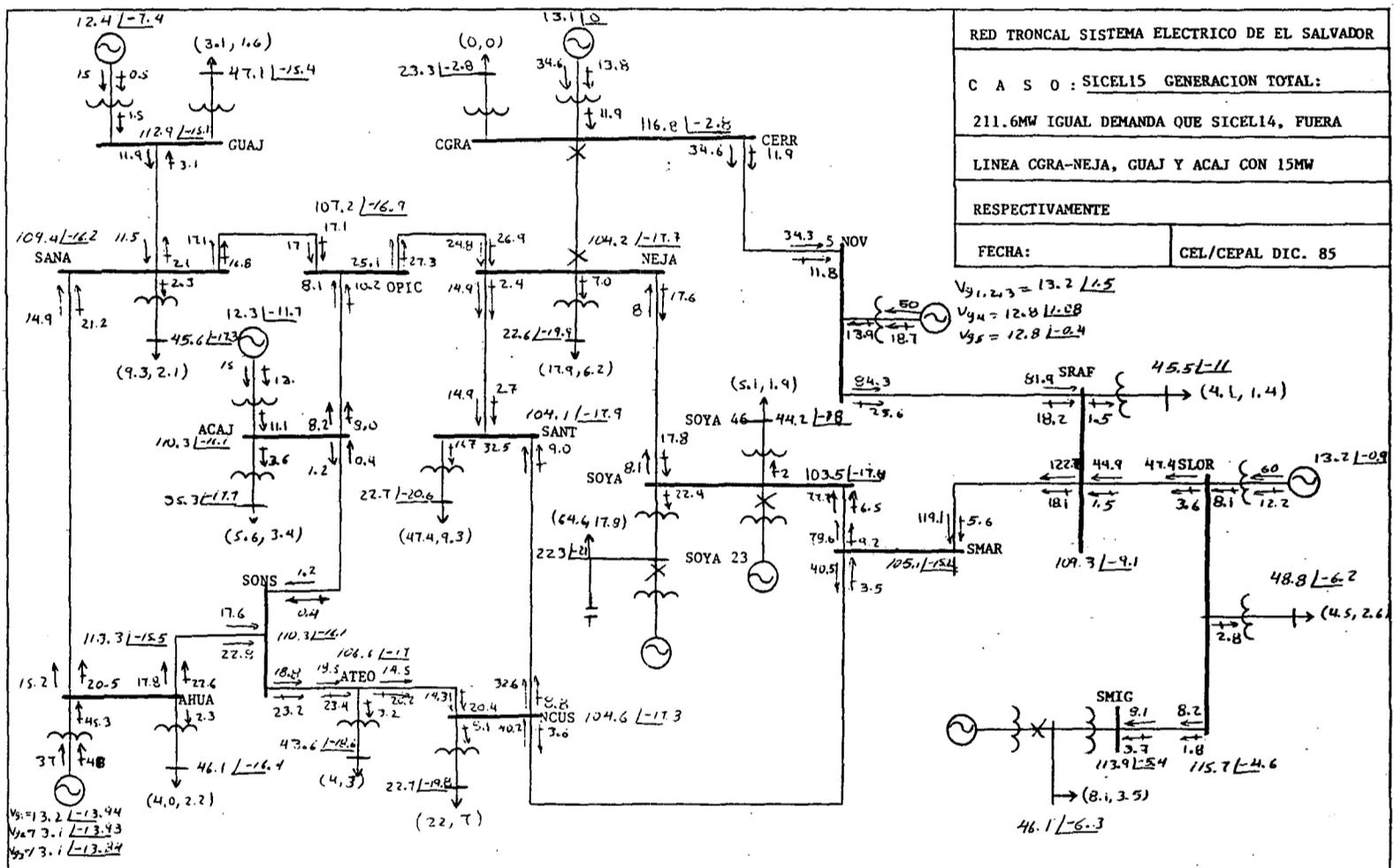
$V_{110.2} = 132 \angle 26.3$
 $V_{110.2} = 129 \angle 28.7$
 $V_{46.6} = 12.9 \angle -0.85$

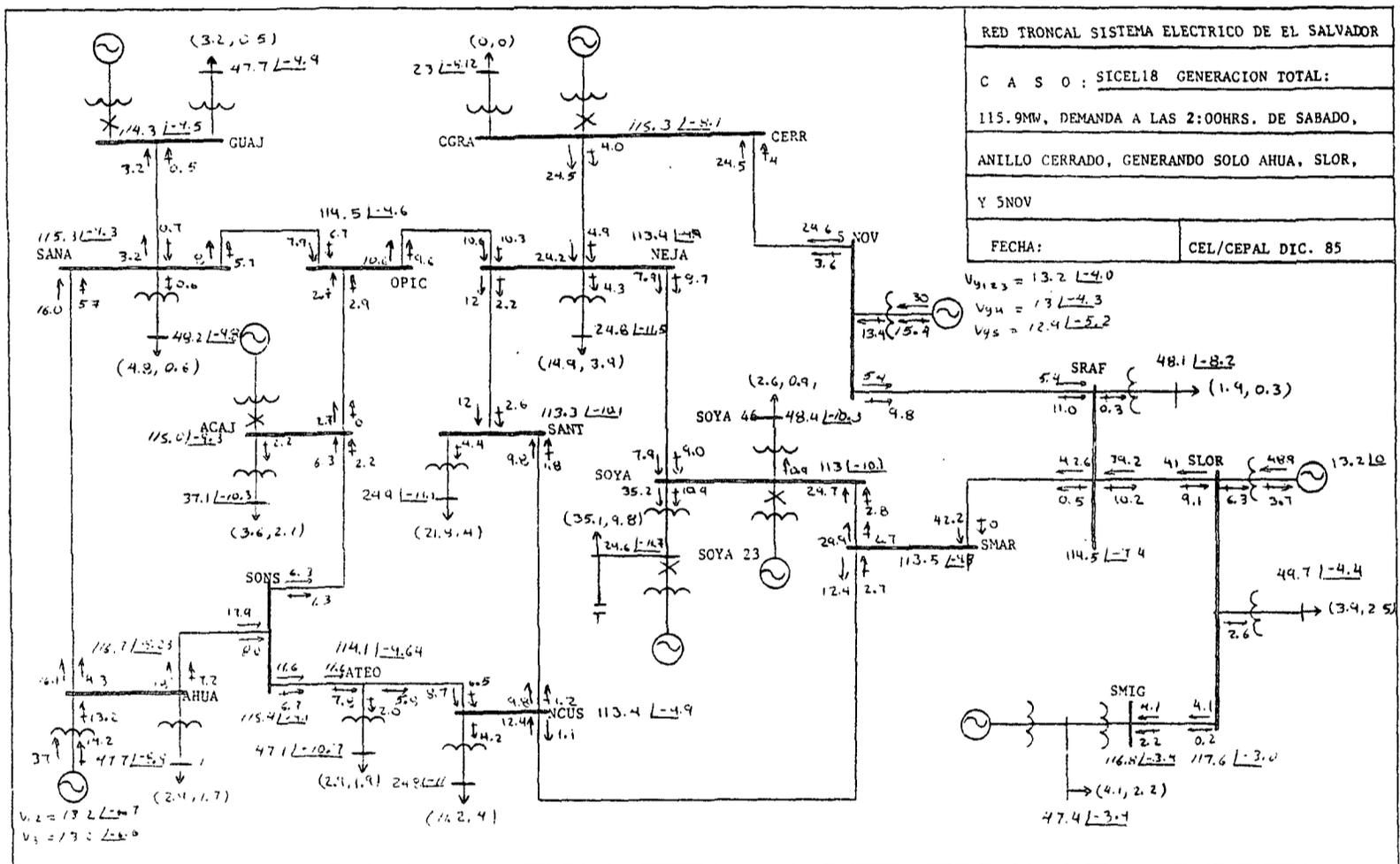
(7.8, 1.9)
 (18.5)
 44.56 \angle 3.4
 (13.2, 3.11)

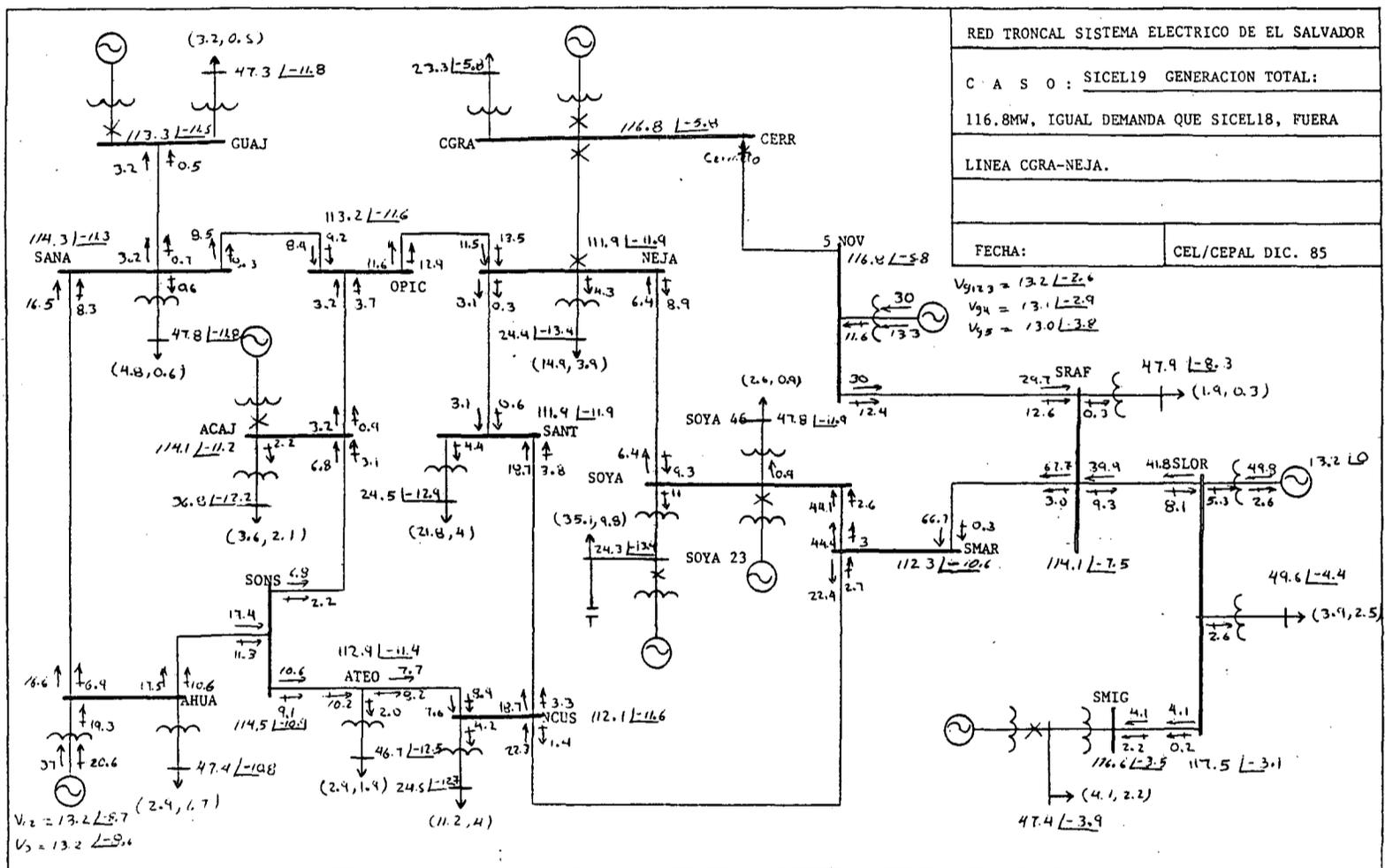
1
2
1











RED TRONCAL SISTEMA ELECTRICO DE EL SALVADOR

C A S O : SICEL19 GENERACION TOTAL:
116.8MW, IGUAL DEMANDA QUE SICEL18, FUERA

LINEA CGRA-NEJA.

FECHA: CEL/CEPAL DIC. 85

$$V_{123} = 13.2 \angle -2.6$$

$$V_{94} = 13.1 \angle -2.9$$

$$V_{95} = 13.0 \angle -3.8$$

$$V_{12} = 13.2 \angle -5.7$$

$$V_3 = 13.2 \angle -9.4$$

1
2
3

4
5
6

