

INFORME DE OPERACION
1 9 9 2
INTERCONEXION ELECTRICA S. A.





REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
INTERCONEXION ELECTRICA S.A.



INFORME DE OPERACION
SISTEMA INTERCONECTADO
1992

MEDELLIN 1993

PUBLICACION ELABORADA POR :

Gerencia de Operación

División Operación SIN.

Movimiento de Energía - Aeopel

EDICION :

Comunicaciones ISA

INDICE

ASPECTOS GENERALES	1
1. RECURSOS ENERGETICOS	7
1.1 Principales Embalses	10
Mapa Localización de las Principales Centrales y Embalses	
1.2 Caudales Promedios Mensuales	13
1.2.1 Aportes Mensuales Reales	13
1.2.2 Aportes Históricos.	14
1.2.3 Aportes Probabilísticos del 20% de ser Superados.	15
1.2.4 Hidrologías Probabilísticas del 95% de ser Superadas.	16
Gráficas (1.1.a, 1.1.b, 1.1.c) Caudales Mensuales.	17
Gráfica (1.1.d) Caudal Agregado del S.I.N.	20
1.3 Evolución Reservas por Embalse.	21
1.3.1 Evolución Reservas Brutas por Embalse.	21
1.3.2 Evolucion de Reservas Netas por Embalse.	22
Gráficas (1.2.a, 1.2.b, 1.2.c). Evolución de Embalses.	23
1.4 Evolución Recursos Hidráulicos por Sistema.	26
Gráfica (1.3) Evolución Reserva Hidráulica.	27
1.5 Estado de las Reservas de Carbón	28
1.6 Estado de Reservas de Fuel-Oil.	29
1.7 Evolución de Reservas Energéticas SIN.	30
Gráfica (1.4) . Evolución Reservas Energéticas SIN.	31
1.8 Evolución de Reservas Hidráulicas	32
Gráfica (1.5) . Evolución de Reservas Hidráulicas	33
2. GENERACION	37
2.1 Principales Centrales	38
2.2 Capacidad Instalada del SIN	40
2.3 Generación Bruta Mensual por Planta	41
2.4 Factor de Utilización respecto a la Capacidad Nominal	43
2.5 Factor de Utilización respecto a la Capacidad Efectiva	44
2.6 Generación Hidráulica, Térmica y Racionamiento por Sistema	45
Gráficas (2.1). Generación Mensual de Energía por Sistema	46
Gráficas (2.2). Participación porcentual de cada sistema en la generación de energía.	47

2.7	Resumen de Generación Mensual SIN.	48
	Gráfica (2.3). Generación Mensual de Energía Hidráulica y Térmica	49
	Gráfica (2.4). Distribución estacional de la generación	50
2.8	Evolución Costo de Combustible	51
2.9	Costos Incrementales de los Recursos Térmicos	52
2.10	Consumo Servicios Auxiliares Centrales ISA.	53
2.11	Consumo Servicios Auxiliares Centrales Térmicas.	54
2.12	Disponibilidad Térmica Promedio Día.	55
2.13	Disponibilidad Hidráulica Promedio Día.	56
	Gráfica (2.5) Disponibilidad Promedio Día.	57
3.	INTERCAMBIOS	61
3.1	Resumen de Intercambios de Energía y Potencia	62
	Intercambios Comerciales de ISA.	68
	Gráfica (3.1). Intercambios Comerciales de ISA.	69
3.2	Intercambios Comerciales del S.I.N.	70
	Gráfica (3.2). Intercambios Comerciales del S.I.N.	72
3.3	Resumen de Transferencias Netas	73
	Gráfica (3.3). Evolución de Intercambios Netos Efectivos	75
3.4	Tarifas de Energía y potencia 1980 - 1992	76
4.	DEMANDAS	79
	Gráfica (4.1) Evolución Demanda Máxima, Capacidades Instalada Efectiva y Disponibilidad real SIN.	81
4.1	Demandas Máximas Atendidas de Potencia	82
4.2	Demandas Mínimas de Potencia	83
	Gráficas (4.2.a, 4.2.b, 4.2.c). Potencia por Sistemas.	84
	Gráfica (4.3). Demandas Máximas Atendidas por Sistemas	87
4.3	Potencia Promedio Disponible Punta 2.	88
4.4	Curva de Demanda con 15% de Racionamiento.	89
	Gráfica (4.4). Curva de Demanda 15% de Racionamiento.	90
4.5	Generación y Demanda del Sistema Interconectado	91
	Gráficas (4.5.a, 4.5.b). Demanda y Generación por Sistemas	92
	Gráfica (4.6). Evolución de las Demandas de Energía 1982 - 1992	94
	Gráfica (4.7). Curva de duración de Carga S.I.N.	95
4.6	Racionamiento General por Déficit de Energía 1992.	96
	Gráfica (4.8). Evolución Racionamiento Semanal. Marzo 02 - Diciembre 31	97
4.7	Evaluación del Racionamiento. Marzo 02 - Diciembre 31	98

5.	TRANSMISION	101
	Mapa Localización de la red de Transmisión	
5.1	Energía Activa Transmitida por Líneas	105
	Gráficas (5.1.a, 5.1.b, 5.1.c, 5.1.d, 5.1.e). Energía Transmitida por Líneas.	106
5.2	Promedio de Potencia Activa Transmitida por Líneas	111
5.3	Pérdidas en Transmisión y Transformación	112
5.4	Evaluación de la Operación de Transmisión	113
5.5	Longitudes en las Redes de Transmisión por Sistemas.	114
6.	TRANSFORMACION	117
6.1	Energía Transformada en Subestaciones de ISA - 230 kV	119
6.2	Energía Transformada en Subestaciones de ISA - 500 kV	120
	Gráficas (6.1.a, 6.1.b). Energía Aparente Transformada	121
6.3	Potencia Promedio Transformada Subestaciones de ISA	123
6.4	Evaluación de la Operación de Transformación	124
6.5	Duración de Carga en Transformadores	125
	Gráfica (6.2). Curvas de Duración de Carga en Transformadores	126
6.6	Consumo de Servicios Auxiliares en Subestaciones	127
7.	REGULACION DE VOLTAJE Y FRECUENCIA	131
7.1	Condiciones Críticas de Voltaje durante 1992.	133
7.2	Esquemas de Desconexiones Automática de Carga	134
	Regulación de Frecuencia	135
	Gráfica (7.1). Distribución Mensual de las Perturbaciones Rápidas de Frecuencia	136
	Gráfica (7.2). Distribución Mensual de las Perturbaciones Lentas de Frecuencia	138
	Gráficas (7.3, 7.4, 7.5) Distribución Total de Perturbaciones.	139
	Gráfica (7.6). Distribución del Tiempo de Regulación de Frecuencia	142
8.	ESTADISTICAS DE INTERRUPCIONES Y DESCONEXIONES	145
8.1	Índices Generales de Interrupción	146
	Gráfica (8.1). Interrupciones de servicio 1992	147
8.2	Etapas de Generación.	148
	Gráfica (8.2). Etapas de Generación - Fallas Unidades Hidroeléctricas 1992	149
8.2.1	Datos Estadísticos. Central Chivor I	150
8.2.2	Datos Estadísticos. Central Chivor II	151
8.2.3	Datos Estadísticos. Central San Carlos I.	152

8.2.4	Datos Estadísticos. Central San Carlos II	153
8.2.5	Datos Estadísticos. Central Jaguas.	154
8.2.6	Datos Estadísticos. Centrales Hidroeléctricas I.S.A.	155
8.3	Etapas de Redes	156
	Gráfica (8.3). Distribución de los Eventos en la Red de Transmisión.	158
	Gráfica (8.4). Distribución Mensual de las Fallas en Líneas 230kV. y 500kV.	159
8.3.1	Indices de Desconexiones Forzadas.	160
8.3.2	Indices de Desconexiones Programadas.	161
8.3.3	Clasificación por Causa de las Perturbaciones	162
8.3.4	Indicadores de Desconexiones en Transformadores	163
8.3.5	Datos Estadísticos de Componentes de Red.	164

ANEXO 1 PRINCIPALES EVENTOS AÑO 1992

**ANEXO 2 PROGRAMA DE ENTRADA EN OPERACION DE LAS CENTRALES,
SUBESTACIONES Y LINEAS**

ANEXO 3 CARACTERISTICAS GENERALES SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

ASPECTOS GENERALES DE LA OPERACION

El informe anual de operación ilustra y evalúa en forma estadística y gráfica la operación eléctrica y energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el año 1992. La información operativa se presenta en ocho capítulos de manera gráfica y con cuadros comparativos.

Durante el año 1992 se extremó el periodo de sequía ocasionado por la presencia de un evento hidrometeorológico fuerte llamado "El Niño" que determinó los bajos caudales de los principales ríos del Sistema Interconectado. Este efecto se reflejó en una reducción de 11819 GWh con respecto a los aportes promedio históricos.

El efecto de la sequía unido a los problemas laborales en algunas empresas que afectaron la disponibilidad de generación y la evolución esperada de los principales embalses del país por debajo de sus niveles mínimos operativos, obligaron al Gobierno Nacional y al Sector Eléctrico representados en el Comité Directivo de Operación a tomar la decisión de implantar un racionamiento de energía, a partir de Marzo de 1992, iniciando con el 3% de la demanda. Este porcentaje se fue incrementando a medida que se hacían más críticas las condiciones hidrológicas, hasta llegar a un máximo del 26% de la demanda en la semana del 13 al 19 de Abril.

El racionamiento se distribuyó entre las empresas con una regla previamente acordada y distribuida por cada una de ellas entre sus diferentes circuitos y sectores de usuarios, buscando minimizar el impacto socio-económico, protegiendo la industria y solicitándole metas de ahorro voluntario a través de una mayor eficiencia de los procesos e incremento de la autogeneración.

La evaluación y seguimiento periódico, así como el control de las magnitudes de racionamiento, se efectuaron a través del Comité Directivo de Operación del Sector Eléctrico. Las proyecciones y recomendaciones sobre el racionamiento futuro se basaron en los resultados de los modelos de planeamiento operativo de mediano y largo plazo, apoyados por las proyecciones de caudales realizadas conjuntamente por el sector eléctrico y el HIMAT y el soporte estadístico suministrado por ISA de acuerdo con la información de las empresas..

Como consecuencia del intenso racionamiento de energía eléctrica, el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía implementó un plan de emergencia que previó la puesta en operación de 2138 MW adicionales para los años 1992, 1993 y 1994, constituidos por: 1000 MW del Guavio y 100 MW de la Interconexión con Venezuela en Guajira, proyectos que se encontraban en construcción al iniciarse el racionamiento; 50 MW de compras por un año a las plantas estacionarias de Buenaventura; 550 MW del Programa de Recuperación de Unidades -PRU-; 100 MW de la interconexión con Venezuela por la línea El Corozo - San Mateo, 98 MW de Ecopetrol con las plantas de Gualanday, Ocoa y Yumbo, 150 MW en Barranquilla y la instalación de 90 MW en Mamonal.

De los 2138 MW del Plan de Emergencia, hasta diciembre de 1992, habían entrado en operación 515 MW, así:

- La Central de Gualanday construida por Ecopetrol en el departamento del Tolima, entró en operación comercial a partir del 11 de Noviembre con una capacidad efectiva de 30 MW en su primera fase y aportes de generación de 25 GWh durante 1992.
- El 17 de Noviembre se sincronizaron los sistemas interconectados de Colombia y Venezuela a través de la línea a 230 kV entre las subestaciones Cuatricentenario en Venezuela y Cuestecitas en Colombia, con un aporte durante 1992 de 43 GWh.

- El 11 de Diciembre entró a pruebas la Unidad III del Guavio quedando en operación comercial el 16 de Diciembre y generando 88 GWh durante 1992.
- El 15 de Diciembre entró en servicio el pozo Güepaje situado en el departamento de Sucre, con una producción aproximada de 20 millones de pies cúbicos-día, los cuales alimentarán la Central Turbogás de Chinú, para una generación de 55 MW.
- Durante el año se logró la recuperación total o parcial de la capacidad de las unidades térmicas del sistema CORELCA por 115 MW: en la Planta del Río las unidades III, IV, V, VI, VII; la unidad III de Termocartagena; las unidades III, IV, V, VI de Termobarranquilla. Además, se recuperaron 2.6 MW en las plantas de Pita y Guacaica de la CHEC y Electrohuila

Igualmente se implementaron otras medidas para enfrentar el racionamiento, tales como: el desarrollo de una campaña de ahorro de energía, el adelanto de la hora, el desarrollo del programa de suministro de gas y la penalización por derroche de energía.

Con el ingreso de los proyectos anteriormente descritos la capacidad efectiva al final de 1992 se ubico en 8487.9 MW.

La disponibilidad total promedio durante las puntas 2 del sistema durante 1992 fue del 79%, cifra inferior al 84% obtenido en 1991 y motivado en gran medida por el déficit energético que originó reducción notable de potencia por pérdida de cabeza en las plantas hidráulicas y al incremento del mantenimiento en las principales centrales térmicas del país por la alta exigencia a que han sido sometidas desde finales de 1991. La disponibilidad promedio día térmica del SIN bajó de 1308 MW durante 1991 a 1145 MW durante 1992.

La demanda de energía atendida del sistema durante 1992 presentó una reducción equivalente al 9.3% respecto a la correspondiente registrada durante 1991. La demanda ajustada con el racionamiento calculado para 1992 presentó un crecimiento normalizado del 4.7%.

El suministro de la energía atendida se distribuyó de la siguiente forma: 68.5% hidráulica, 30.5% térmico y 1.0% con transferencias de Venezuela. El racionamiento o demanda no atendida fue de 5183 GWh. El porcentaje racionado por cada empresa respecto a su demanda anual ajustada fue el siguiente: EEB 14.8%, EEPPM 13.5%, CVC 15.7%, ICEL 15.1% y CORELCA 11.5% y para el total del Sistema Nacional representó el 13.9% de la demanda total esperada en el año 1992.

La demanda máxima de potencia atendida se registró en el mes de febrero con 6098 MW, presentando una reducción del 1.4% respecto a la demanda máxima atendida en 1991. La demanda máxima ajustada con racionamiento presentó alteraciones bastante significativas por el desplazamiento de la carga al levantarse el racionamiento alcanzándose a calcular valores superiores a los 6800 MW.

Los intercambios comerciales durante 1992 entre las diferentes empresas fueron de 15796 GWh de los cuales el 80% lo realizó ISA con recursos propios, compras directas e intermediación.

La producción de las centrales de ISA fue de 8567 GWh equivalente al 26.9 % de la generación total presentando una reducción de 1425 GWh respecto al año inmediatamente anterior.

Con el fin de atender las necesidades de información bajo la situación de racionamiento y mantener el óptimo nivel requerido por el SIN en la prestación del servicio de despacho, se realizaron las siguientes actividades:

- Montaje, cableado, instalación y puesta en servicio de las Unidades Terminales (RTU's) y su canal de comunicación asociado en las subestaciones Cuestecitas y Cuatricentenario de la Línea de Interconexión con Venezuela, así como la correspondiente Remota (RTU) de la Subestación Ronderos de EEB sobre la línea Torca - San Carlos.
- Desarrollo de estudios para análisis de seguridad y coordinación de protecciones para la entrada en operación de las subestaciones Ronderos y Guavio de EEB y la línea de Interconexión con Venezuela.
- Desarrollo de estudios para la coordinación de protecciones de la red a 230 kV de EEB, sus fronteras con ISA y revaluación de la coordinación de protecciones del área Nordeste.
- Elaboración de normas y procedimientos para la coordinación de la operación de la interconexión Colombia - Venezuela a través de la línea Cuestecitas - Cuatricentenario.
- Definición de requerimientos y especificaciones funcionales del proyecto de actualización del Centro de Control Nacional.

Durante el año 1992 se realizaron una serie de trabajos de alta especialidad técnica, a través de los cuales se ha contribuido a cumplir con los objetivos de Producción de Energía, manteniendo en estado óptimo la condición de los equipos y alargando su vida útil con la ejecución de los mantenimientos preventivos y correctivos de las unidades de generación de las centrales de ISA. .

En la central San Carlos se esta efectuando la reparación del núcleo del estator y del rotor del generador de la unidad 6, dañados por el desprendimiento de un aspa del ventilador inferior del rotor. Se efectuó la revisión de polos del rotor y de bobinas del estator de las unidades 4 y 5 en cumplimiento de garantía del fabricante.

En la central Chivor se implementó el sistema de monitoreo de temperatura de generadores y transformadores, diseñado y construido en la central y se instalaron deformímetros en los pernos de las válvulas esféricas de Chivor para control del empuje de casa de máquinas.

En la central Jaguas y en un tiempo mínimo se repararon los terminales de los cables de potencia a 230 KV de las unidades 1 y 2 dañados durante el atentado guerrillero del 20 de Noviembre pasado.

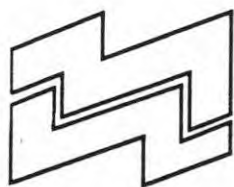
En la central Calderas ante su indisponibilidad, originada por la avalancha del 22 de Septiembre de 1990, se efectuó la desviación de la cuenca del río Calderas a la del río San Carlos, utilizando la conducción de la Central Calderas, transvasando 83.5 Mm³ que representaron 120 GWH en la Central San Carlos.

Dentro de las acciones conducentes a recuperar capacidad en unidades que estaban fuera de servicio por fallas, se reparó mediante un contrato, la unidad V de Termozipa. Con personal de ISA se efectuó la reparación del rotor del generador y el overhaul de la unidad 3 de la Turbogas Chinú.

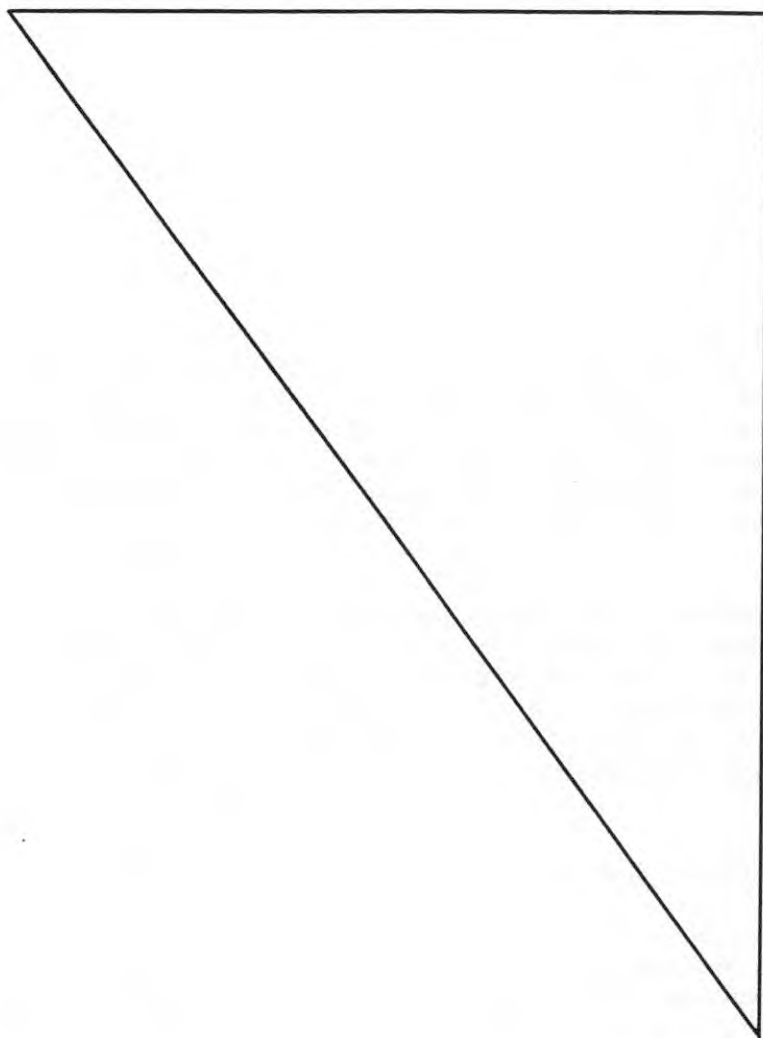
Además de la atención de los trabajos en sus centrales generadoras, ISA dio asistencia técnica a empresas del Sector, con el fin de lograr la pronta recuperación de la capacidad instalada. Se destacan la reparación de una turbina francis de la Central Betania, la reparación de un rodete peltón de la Central Guatapé (EPM) y las pruebas al generador de Sonsón de EADE.

A continuación se incluye un resumen de los valores de los principales parámetros de la operación del Sistema Interconectado durante 1992 y sus correspondientes en 1991

	1991	1992
DEMANDAS		
Demanda de energía atendida (GWh)	35385	32184
Crecimiento de Energía Atendida (%)	4.5	- 9.3
Demanda de energía ajustada con racionamiento (GWh)	35597	37367
Crecimiento de Energía ajustada con racionamiento (%)	4.7	4.7
Demanda Máxima de potencia atendida MW	6184	6098
Crecimiento de Potencia atendida	5.0	-1.4
GENERACION TOTAL DEL SISTEMA (GWh)	35192	31847
Total de generación hidráulica (GWh)	27590	22039
Total de generación térmica (GWh)	7603	9808
INTERCAMBIOS CON VENEZUELA (GWh)	213	337
DISPONIBILIDAD PROMEDIO PUNTAS 2 (%)	84	79
RESERVA MINIMA DE POTENCIA (MW)	440	340
RESERVAS HIDRAULICAS A DIC 31 (GWh)	5760	6523
DISPONIBILIDAD TERMICA PROMEDIO DIA	1308	1144
TOTAL GENERACION PLANTAS DE ISA (GWh)	9992	8567
Generación Hidráulica (GWh)	9778	8227
Generación Térmica (GWh)	214	340
INTERCAMBIOS TOTALES PROGRAMADOS SIN (GWh)	14464	15796
INTERCAMBIOS TOTALES DE ENERGIA ISA (Ventas) (GWh)	13986	10616
VALOR VENTAS DE ISA (Millones de Pesos)	148422	271344
VALOR COMPRAS DE ISA (Millones de Pesos)	9255	112135



RECURSOS ENERGETICOS



CAPITULO 1

1. RECURSOS ENERGETICOS

Durante el año 1992, las características secas de los caudales de los rios del Sistema Interconectado Nacional se hicieron mucho mas severas respecto a los promedios evaluados en 1991, y con respecto a los promedios históricos, registrándose en la mayoría de los rios que alimentan los principales recursos del sistema las afluencias mas bajas de toda la serie estadística disponible.

La hidrología agregada promedio anual de los rios del SIN durante 1992 fue del 61.8 % del promedio histórico representando una reducción de 11819 GWh con respecto a dicho parámetro. (Grafica 1.1d)

La situación de sequía es atribuible a la presencia de un evento hidrometeorológico llamado "El Niño" con características no asociadas con ninguna periodicidad conocida y cuyos efectos son impredecibles puesto que en unas zonas se presentan abundantes lluvias mientras en otras severas sequías. El calentamiento del mar altera la distribución espacial habitual de la evaporación, con lo que se modifica la absorción de radiación solar, la distribución de las lluvias y el regimen de vientos, los cuales finalmente vuelven a modificar las corrientes marinas y estas redistribuyen la temperatura del océano.

La National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) de los Estados Unidos de América que posee el equipo técnico mas complejo y moderno para el estudio de este fenómeno, dió la alerta mundial en el boletín de Octubre de 1991 publicado en Noviembre del mismo año; sin embargo, en esta alerta no se especificaron los alcances ni la magnitud del fenómeno. El Sector Eléctrico tuvo conocimiento oficial de la presencia del fenómeno de "El Niño" en el mes de Diciembre de 1991. La comunidad científica internacional esta todavía pendiente de nuevas teorías e investigaciones en busca de un pronóstico mas o menos confiable.

Con la situación anteriormente descrita y a pesar de la operación con máxima generación térmica factible y de la decisión de implantar la medida de racionar la demanda de energía a partir del 02 de Marzo de 1992, las reservas hidráulicas alcanzaron su valor mínimo del 15.39 % el 14 de Abril, agotándose prácticamente en su totalidad las reservas útiles disponibles, siendo necesario operar algunos recursos por debajo de sus respectivos mínimos técnicos e incrementar el racionamiento hasta un valor máximo equivalente al 25 % de la demanda .

Para tratar de solucionar la crisis energética se implementaron diferentes acciones :

Entre las medidas inmediatas de corto plazo se destacan : el desvío por bombeo del rio Piedras a la cuenca del Nare, a partir de Marzo 27, lo cual representó un beneficio para el sistema de 148 GWh, asi como la apertura de la compuerta de fondo del embalse de Rio Grande II al embalse Quebradona lo cual permitió operar en promedio la central de Rio Grande I con un factor utilización mayor al 80 % durante el resto del año. A partir del 13 de Abril se habilitaron nuevamente las desviaciones de los rios Calderas y Tafetanes a la cuenca del Rio San Carlos utilizando la conducción de la central Calderas, indisponible desde Septiembre 22 de 1990, con un aporte de 120 GWh durante 1992.

Adicionalmente, el cambio de hora para aprovechar una mayor cantidad de luz solar y obtener beneficio con la reducción de la demanda, campaña masivas de ahorro y uso eficiente de la energía, impulso a la masificación del gas propano como sustituto de la energía eléctrica y la adopción de un plan de emergencia eléctrica con base en las atribuciones del estado de Emergencia Económica Y Social, mediante decreto No. 700 de Abril 24 de 1992, con el cual se estableció un tratamiento tributario especial y transitorio para permitir la importación y adquisición, por parte de las empresas industriales, de equipos de generación de energía eléctrica.

Se adoptaron los instrumentos legales que facilitan y hacen viable la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica y se impulsaron las obras de construcción de proyectos de generación que estaban siendo ejecutados y de recuperación de unidades.

Se efectuaron análisis y recomendaciones para las mejoras de metodologías y para la revisión de los niveles de riesgo, índices de confiabilidad, regla de distribución de racionamiento y actualización del acuerdo reglamentario.

Las hidrologías críticas se definían desde 1986 para cada río en cada mes, como el caudal con el 80 % de probabilidad de ser superada. En Abril de 1992 el Comité Directivo de Operación del Sector Eléctrico aprobó calcular los niveles mínimos operativos de embalses con base en hidrologías del 95 % de probabilidad de excedencia. En esa oportunidad la capacidad de regulación de los embalses y la capacidad instalada del sistema solo permitía cubrir hidrologías con el 85 % de probabilidad de ser superada.

A partir de la estación Verano 92-93 con la entrada en operación de la central y embalse del Guavio, se están utilizando caudales del 95 % de probabilidad de ser superadas como hidrologías críticas.

El plan de emergencia diseñado previó la puesta en operación de 2138 MW adicionales para el período 1992-primer trimestre de 1994, constituido por : 1000 MW del Guavio y 100 MW de la Interconexión con Venezuela en Guajira, proyectos que se encontraban en construcción al iniciarse el racionamiento; 50 MW de compras a las plantas estacionarias de Buenaventura; 550 MW del Programa de Recuperación de Unidades - PRU-; 100 MW de la interconexión con Venezuela por la línea El Corozo - San Mateo, 98 MW de Ecopetrol con las plantas de Gualanday, Ocoa y Yumbo, 150 MW en Barranquilla y la instalación de 90 MW en Mamonal.

De los 2138 MW del Plan de Emergencia, hasta diciembre de 1992, habían entrado en operación 515 MW así :

- La Central de Gualanday construída por Ecopetrol en el departamento del Tolima, entró en operación comercial a partir del 11 de Noviembre con una capacidad efectiva de 30 MW en su primera fase y aportes de generación de 25 GWh durante 1992.
- El 17 de Noviembre se sincronizaron los sistemas interconectados de Colombia y Venezuela a través de la línea a 230 kV entre las subestaciones Cuatricentenario en Venezuela y Cuestecitas en Colombia, con un aporte durante 1992 de 43 GWh.
- El 11 de Diciembre entró a pruebas la Unidad III del Guavio quedando en operación comercial el 16 de Diciembre y generando 88 GWh durante 1992.

- El 15 de Diciembre entró en servicio el pozo Güepaje situado en el departamento de Sucre, con una producción aproximada de 20 millones de pies cúbicos-día, los cuales alimentan la Central Turbogás de Chinú, para una generación de 55 MW.
- Durante el año se logró la recuperación total o parcial de la capacidad de las unidades térmicas del sistema CORELCA por 115 MW: en la Planta del Río las unidades III, IV, V, VI, VII; la unidad III de Termocartagena; las unidades III, IV, V, VI de Termobarranquilla. Además, se recuperaron 2.6 MW en las plantas de Pita y Guacaica de la CHEC y Electrohuila.

Igualmente el Gobierno Nacional tomó una serie de decisiones tendientes a modernizar y reestructurar el sector eléctrico para mejorar su eficiencia y se adoptó un nuevo Plan de Expansión de Referencia.

Durante los meses de Julio y Agosto se observó una notable mejoría de los ríos asociados principalmente a los embalses La Esmeralda y Betania, situación que obligó a una mayor generación de las centrales Chivor y Betania con la consiguiente reducción transitoria del racionamiento para evitar vertimientos dada la baja capacidad de regulación del Sistema Interconetado Nacional.

La condición de altas precipitaciones en el área del embalse la Esmeralda motivo un derrumbe de grandes proporciones en la salida del túnel de la desviación del río Tunjita quedando indisponible dicha conducción a partir del 09 de Julio de 1992, perdiéndose este aporte equivalente a 620 GWh-año, evaluados con una hidrología probabilística del 85 % de excedencia.

El día 16 de Diciembre entró en operación el proyectó Guavio con un embalse de 756 MM3 equivalente a 1949 GWh y con una disponibilidad de generación de 200 MW correspondiente en a la unidad No. 3. Al finalizar el año el embalse terminó con 603 GWh de energía disponible para generación durante la estación Verano 92-93 y con la expectativa de entrada en operación de dos unidades adicionales. La capacidad neta útil de embalses del Sistema Interconectado Nacional al final de año fue de 6723 Mm3 equivalentes a 11842 GWh

Las reservas hidráulicas al final del año alcanzaron los 6523 GWh de energía bruta equivalentes al 47.54 % de la capacidad total embalsable del Sistema Agregado. Las reservas netas al considerar las restricciones de mínimos técnicos y energía atrapada alcanzaron a ser de 3319 GWh equivalentes al 28 % de la capacidad neta utilizable.

Las reservas de carbón en las centrales térmicas que operan con dicho combustible eran equivalentes a 842 GWh que representan la posibilidad de operar durante 80 días aproximadamente con un factor de utilización del 60 % de su capacidad, sin entradas de carbón.

1.1 PRINCIPALES EMBALSES

1992

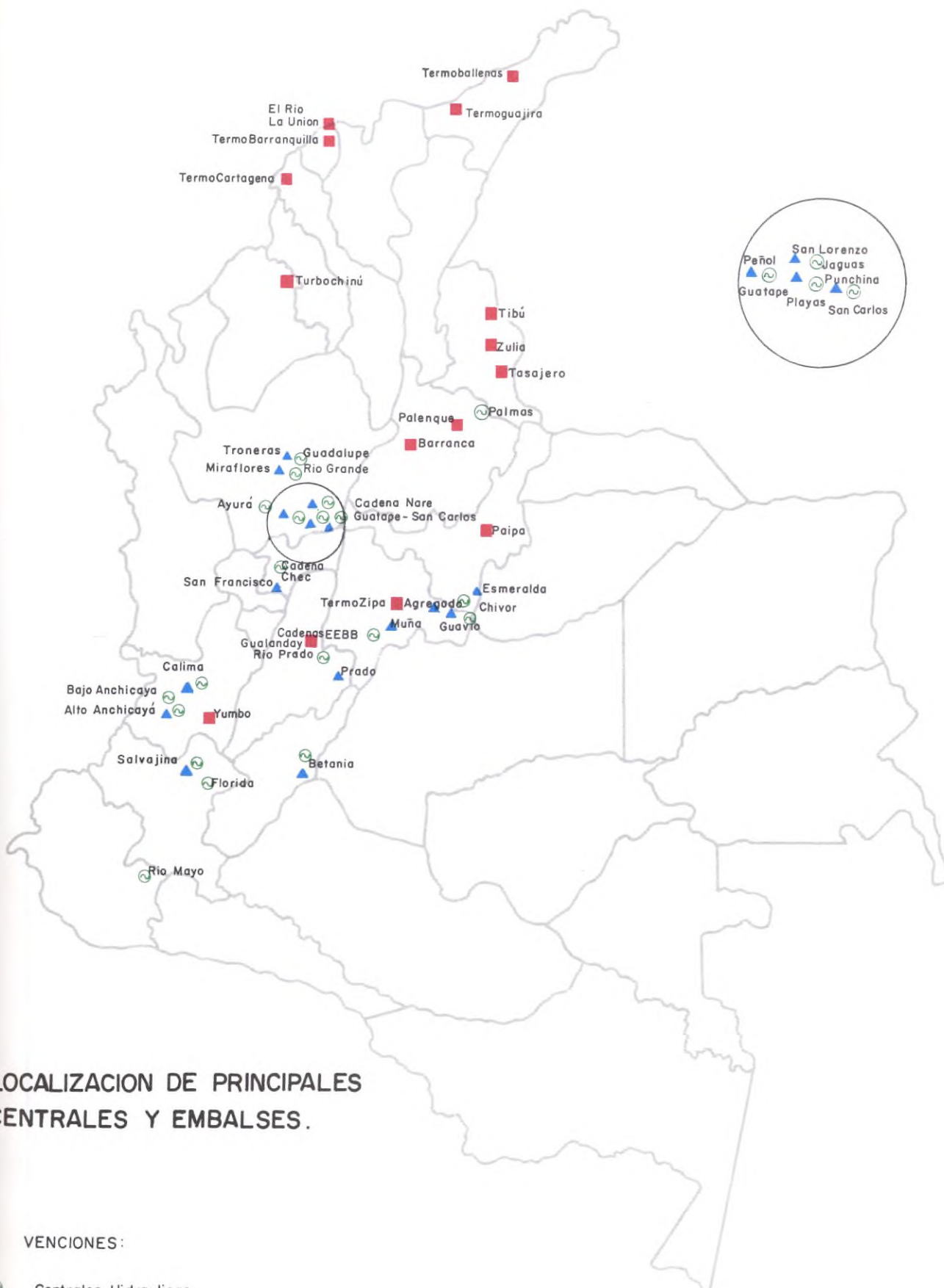
PROPIETARIO	NOMBRE	CAPACIDAD (Mm3)				GWh		FACT.CONV. (GWh/Mm3)
		MAXIMO	MUERTO	UTIL	FISICO	NETO (4)	BRUTO	
E E B	AGREGADO	908.40	20.40	888.00	190.03	2924.49	3720.72	4.1900 (1)
	TOMINE	704.70	14.70	690.00	147.66	2272.40	2891.10	4.1900
	SISGA	101.00	5.00	96.00	20.54	316.16	402.24	4.1900
	NEUSA	102.70	0.70	102.00	21.83	335.92	427.38	4.1900
	MUÑA	42.40	1.00	41.40	20.95	85.69	173.47	4.1900 (1)
	CHUZA	247.00	23.00	224.00	120.51	433.61	938.56	4.1900 (1)
	GUAVIO	903.00	147.00	756.00	0.00	1949.04	1949.04	2.5781
	TOTAL	2100.80	191.40	1909.40	331.49	5392.84	6781.79	
E P M	EL PEÑOL	1236.29	67.35	1168.94	70.14	4121.83	4384.93	3.7512 (2)
	MIRAFLORES	144.92	8.80	101.04	3.44	232.01	240.17	2.3770 (3)
	TRONERAS	35.39	9.44	25.95	0.26	61.07	61.68	2.3770
	PLAYAS	77.59	22.50	55.09	41.87	24.28	101.16	1.8362 (2)
	TOTAL	1494.19	108.09	1351.02	115.70	4439.18	4787.94	
C V C	A.ANCHICAYA	45.00	14.90	30.10	0.33	34.40	34.78	1.1556
	CALIMA	581.00	143.50	437.50	120.31	156.83	216.32	0.4944
	SALVAJINA	908.63	177.31	731.32	175.52	142.50	187.50	0.2564
	TOTAL	1534.63	335.71	1198.92	296.16	333.73	438.60	
I C L	PRADO	1270.00	770.00	500.00	82.50	47.98	57.46	0.1149
C H B	BETANIA	1974.34	954.34	1020.00	0.00	165.95	165.95	0.1627
I S A	ESMERALDA	758.02	165.02	593.00	0.00	1049.14	1049.14	1.7692
	PUNCHINA	74.62	24.02	50.60	19.23	43.78	70.61	1.3953
	SAN LORENZO	208.00	57.68	150.32	0.00	369.09	369.09	2.4554 (2)
	TOTAL	832.64	189.04	793.92	19.23	1462.01	1488.84	
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO				6773.26	845.08	11841.69	13720.58	

(1) : Factor ponderado entre las dos cadenas hidráulicas

(2) : Considera el efecto de las centrales aguas abajo.




(3) : Nivel máximo útil restringido por construcción galería de drenaje

(4) : Nivel Util menos Nivel Físico



LOCALIZACION DE PRINCIPALES CENTRALES Y EMBALSES.

VENCIONES:

-  Centrales Hidráulicas
-  Centrales Térmicas
-  Embalses

1.2.1 APORTES MENSUALES 1992
PRINCIPALES RIOS SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

RIOS	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEP		OCT		NOV		DIC	
	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh
BOGOTA NATURAL	-1.2	-13.47	-1.4	-14.70	-3.7	-41.52	6.2	67.33	2.7	30.30	2.1	22.81	31.7	355.75	27.6	309.74	6.6	71.68	2.4	26.71	18.7	203.09	18.20	204.25
RIO CHUZA	1.2	13.47	1.5	15.75	2.6	29.18	8.6	93.40	8.8	98.76	15.1	163.99	28.6	320.96	19.6	219.96	12.0	130.33	7.4	83.05	9.1	98.83	4.20	47.13
RIO BLANCO	0.8	8.98	1.0	10.50	0.8	8.98	1.4	15.20	2.3	25.81	2.9	31.50	4.9	54.99	2.6	29.18	2.4	26.07	1.9	21.32	2.0	21.72	2.00	22.44
NARE	17.3	173.82	14.3	134.31	15.8	158.65	26.8	260.58	39.9	400.88	27.6	267.97	22.5	225.66	34.1	342.91	45.6	443.47	32.5	326.53	32.3	314.45	34.97	351.35
RIO GRANDE	15.2	27.43	13.1	22.06	14.9	26.82	12.7	22.07	23.3	41.95	14.7	25.55	18.2	32.76	26.7	48.11	33.2	57.79	22.8	41.07	26.3	45.74	29.69	53.43
GUADALUPE	7.0	44.37	6.4	38.00	6.4	40.68	6.6	40.66	13.9	88.50	13.1	80.77	11.8	75.25	18.2	115.62	26.2	161.36	19.3	122.87	10.6	65.43	9.45	60.16
CONCEPCION	3.5	22.54	3.3	19.89	3.2	20.18	3.5	21.63	5.3	33.93	5.1	31.24	5.1	32.60	6.0	38.26	6.4	39.43	6.0	38.14	5.4	33.09	4.89	31.13
DESVIACIONES EPM	6.3	40.11	5.7	33.95	5.5	35.02	6.0	36.97	8.6	54.75	7.1	43.50	8.0	50.87	9.2	58.57	9.6	59.02	8.7	55.20	8.3	51.32	8.55	54.43
TENCHE	2.3	14.32	2.5	14.95	1.8	11.33	1.9	11.83	3.2	20.25	2.0	12.45	2.2	13.69	3.1	19.86	4.7	28.71	2.7	17.19	2.2	13.68	2.42	15.41
RIO GUATAPE	13.1	64.38	12.5	57.46	14.4	70.67	17.5	83.39	26.0	127.92	14.9	71.06	12.9	63.54	18.7	91.97	22.4	106.37	21.9	107.71	18.7	89.05	20.55	101.07
BAJO ANCHICAYA	50.9	21.96	51.2	20.67	40.5	17.48	36.9	15.41	51.1	22.05	43.6	18.21	29.3	12.64	29.5	12.73	54.1	22.59	70.4	30.38	79.0	32.99	95.30	41.12
ALTO ANCHICAYA	29.4	78.31	27.5	68.53	24.0	63.93	24.4	62.90	30.9	82.31	24.1	62.12	15.6	41.55	16.5	43.95	28.3	72.95	36.8	98.02	44.8	115.48	54.60	145.44
CALIMA	5.5	7.28	5.8	7.18	6.0	7.95	7.1	9.10	6.9	9.14	4.7	6.02	3.1	4.11	1.5	1.99	3.8	4.87	4.9	6.49	7.0	8.97	10.50	13.90
CAUCA (SALVAJINA)	117.6	80.76	96.9	62.25	71.2	48.90	85.9	57.09	77.7	53.36	68.9	45.79	85.5	58.72	61.4	42.17	44.0	29.24	45.0	30.90	106.8	70.98	171.96	118.09
PRADO	45.2	13.91	41.0	11.80	5.1	1.57	28.5	8.49	43.0	13.23	14.7	4.38	7.8	2.40	7.1	2.19	8.7	2.59	9.3	2.86	77.5	23.08	86.30	26.56
BATA+DESVIACIONES	6.4	30.33	5.1	22.61	0.8	3.79	27.7	127.03	32.8	155.43	90.3	414.09	177.5	841.11	159.6	756.28	60.9	279.27	34.9	165.38	36.6	167.84	18.87	89.42
SAN CARLOS	12.0	44.85	5.8	20.28	10.4	38.68	9.6	34.54	14.2	52.92	12.0	43.29	7.3	27.17	11.8	43.91	15.0	54.14	15.6	58.30	13.9	50.27	14.37	53.70
NARLORFI	13.7	90.10	10.4	63.98	18.7	122.98	17.8	113.29	36.9	242.67	23.2	147.65	24.5	161.13	32.2	211.76	44.1	280.67	35.5	233.47	27.3	173.75	26.10	171.65
MAGDALENA (BETANIA)	217.6	94.82	204.8	83.49	184.8	80.53	330.9	139.55	251.0	109.38	376.3	158.69	648.3	282.51	539.5	235.10	254.3	107.24	222.6	97.00	288.3	121.58	301.01	131.17
TOTAL		858.27		692.96		745.78		1220.44		1663.54		1651.08		2657.40		2624.26		1977.80		1562.59		1701.33		1731.87
PROMEDIO DIA		27.69		23.90		24.06		40.68		53.66		55.04		85.72		84.65		65.93		50.41		56.71		55.87

Nare incluye aportes desviaciones pantanillo (acueducto Epm)
 Rio Grande incluye Rio Chico
 San Carlos incluye aportes desviaciones Calderas + Tafetanes
 Los caudales negativos corresponden a perdidas por riego y acueducto.

1.2.2 APORTES HISTORICOS
PRINCIPALES RIOS SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

RIOS	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEP		OCT		NOV		DIC	
	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh
BOGOTA NATURAL	8.0	89.78	6.4	67.19	8.7	97.64	26.6	288.89	41.4	464.61	42.5	461.57	42.3	474.71	30.6	343.41	22.6	245.45	33.8	379.32	45.0	488.72	23.1	259.24
RIO CHUZA	3.4	38.16	3.6	37.79	5.9	66.21	12.4	134.67	17.0	190.78	24.3	263.91	24.0	269.34	18.3	205.37	13.6	147.70	13.0	145.89	9.5	103.17	5.4	60.60
RIO BLANCO	2.6	29.63	2.5	26.46	3.3	37.26	4.0	43.22	5.0	55.55	5.8	63.43	5.6	63.29	4.8	53.76	4.5	48.44	4.1	46.12	3.9	42.25	2.5	28.17
GUAVIO	19.8	136.72	20.6	133.07	29.3	202.32	64.8	433.02	99.5	687.07	136.2	910.15	143.8	992.97	111.3	768.55	80.9	540.61	69	476.46	52.9	353.50	33.2	229.25
NARE	32.2	323.52	28.9	271.63	29.6	297.40	42.4	412.26	56.6	568.67	52.6	511.44	44.6	448.11	48.3	485.28	58.7	570.75	65.5	658.09	62.4	606.72	44.4	446.10
RIO GRANDE	23.5	42.29	22.2	37.38	23.0	41.39	33.4	58.17	41.3	74.33	37.1	64.62	33.1	59.57	33.1	59.57	35.7	62.18	45.9	82.61	43.3	75.41	31.4	56.51
GUADALUPE	12.7	80.86	11.4	67.90	11.7	74.49	16.6	102.28	23.1	147.07	23.9	147.25	23.6	150.25	24.8	157.89	26.1	160.81	26.6	169.35	22.4	138.01	16.7	106.32
CONCEPCION	5.0	31.71	4.5	26.80	4.4	28.01	5.9	36.35	8.3	52.84	8.7	53.60	8.7	55.39	8.9	56.66	9.3	57.30	9.7	61.76	8.9	54.83	6.6	42.02
DESVIACIONES EPM	8.9	56.34	7.5	44.63	7.5	47.70	9.6	59.40	12.9	81.81	14.2	87.53	13.4	85.27	15.0	95.48	15.0	92.40	16.9	107.50	15.5	95.68	11.3	71.67
TENCHE	2.9	18.21	3.0	17.87	3.0	19.10	4.0	24.64	5.1	32.47	5.4	33.27	5.3	33.74	5.6	35.65	5.7	35.12	6.0	38.20	5.1	31.42	3.7	23.56
RIO GUATAPE	21.4	105.25	17.7	81.43	19.8	97.38	30.8	146.59	38.2	187.87	30.0	142.78	24.6	120.98	28.9	142.13	38.9	185.14	43.9	215.90	40.5	192.76	27.3	134.26
BAJO ANCHICAYA	72.2	31.16	61.8	24.95	57.8	24.94	81.7	34.12	101.0	43.58	84.7	35.37	60.7	26.19	54.5	23.52	64.4	26.89	111.4	48.07	120.2	50.20	96.2	41.51
ALTO ANCHICAYA	46.5	123.86	40.4	100.67	40.0	106.55	55.9	144.10	66.3	176.60	55.2	142.29	40.1	106.81	37.4	99.62	43.7	112.65	70.6	188.06	75.1	193.59	64.0	170.47
CALIMA	11.4	15.10	10.0	12.39	9.4	12.45	13.6	17.43	16.6	21.98	13.6	17.43	8.9	11.79	7.2	9.53	8.4	10.76	16.0	21.19	20.9	26.78	16.4	21.72
CAUCA (SALVAJINA)	164.1	112.69	146.2	93.92	138.0	94.77	149.1	99.10	156.7	107.61	130.4	86.66	104.7	71.90	76.0	52.19	65.5	43.53	116.3	79.87	203.6	135.31	218.3	149.92
PRADO	47.0	14.46	52.9	15.23	55.2	16.99	72.0	21.44	66.6	20.50	47.3	14.09	34.4	10.59	35.2	10.83	26.7	7.95	57.3	17.63	83.0	24.72	66.1	20.34
BATA+DESVIACIONES	10.3	48.81	8.3	36.79	11.2	53.07	32.1	147.20	69.7	330.28	114.2	523.69	141.4	670.04	117.0	554.42	74.2	340.26	59.8	283.37	49.0	224.70	23.6	111.83
SAN CARLOS	22.3	83.34	16.7	58.38	17.6	65.77	23.0	83.18	30.7	114.73	26.0	94.03	23.2	86.70	22.6	84.46	30.3	109.58	40.8	152.48	41.4	149.73	25.1	93.80
NARLORFI	31.9	209.79	24.9	153.19	28.6	188.09	40.3	256.49	50.4	331.46	44.8	285.12	40.4	265.69	44.7	293.97	57.1	363.41	53.7	353.16	49.9	317.58	35.8	235.44
MAGDALENA (BETANIA)	313.6	136.66	319.6	130.29	354.1	154.31	460.4	194.16	537.0	234.01	611.4	257.84	663.3	289.05	499.0	217.45	380.6	160.51	430.3	187.51	485.9	204.91	399.4	174.05
TOTAL		1728.33		1437.96		1725.84		2736.71		3923.83		4196.08		4292.39		3749.76		3321.44		3712.55		3510.00		2476.79
PROMEDIO DIA		55.75		49.58		55.67		91.22		126.58		139.87		138.46		120.96		110.71		119.76		117.00		79.90

1.2.3 APORTES PROBABILISTICOS DEL 20 % DE SER SUPERADOS
PRINCIPALES RIOS SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

RIOS	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEP		OCT		NOV		DIC	
	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh
BOGOTA NATURAL	11.5	129.17	9.7	101.73	12.3	138.26	33.9	368.06	60.5	678.62	56.5	613.29	51.3	575.94	38.7	434.54	27.7	300.94	44.8	502.32	62.0	672.81	31.6	354.74
RIO CHUZA	5.3	59.37	4.2	43.67	9.3	104.82	16.8	182.13	22.4	251.05	28.8	313.22	26.3	295.15	19.9	223.33	17.3	187.34	14.8	166.32	12.8	138.58	7.6	84.95
RIO BLANCO	2.6	29.63	2.5	26.46	3.3	37.26	4.0	43.22	5.0	55.55	5.8	63.43	5.6	63.29	4.8	53.76	4.5	48.44	4.1	46.12	3.9	42.25	2.5	28.17
GUAVIO	25.6	176.98	21.0	135.59	37.1	256.04	76.1	508.40	126.2	871.16	164.6	1099.80	160.4	1107.59	122.3	844.57	90.4	603.76	80.1	552.90	58.3	389.65	40.2	277.66
NARE	36.8	369.44	33.2	311.86	34.3	344.82	53.9	523.78	74.5	748.72	68.6	666.52	62.1	624.23	63.7	640.11	75.6	734.58	77.5	778.56	74.0	719.12	54.2	544.46
RIO GRANDE	26.6	47.93	27.8	46.74	29.3	52.80	41.2	71.81	51.8	93.26	45.9	79.98	44.7	80.52	43.1	77.64	43.9	76.39	53.4	96.11	50.6	88.09	37.2	67.00
GUADALUPE	16.5	105.11	15.0	89.40	15.8	100.34	24.0	148.05	29.9	190.04	32.9	202.83	31.4	199.85	35.5	225.76	32.8	201.84	32.3	205.39	29.2	179.60	22.6	144.08
CONCEPCION	4.4	28.14	4.0	23.94	4.1	25.98	5.2	31.85	6.8	43.10	7.9	48.80	7.6	48.19	8.0	51.12	7.6	46.64	8.4	53.73	8.7	53.42	6.0	38.20
DESVIACIONES EPM	10.5	66.85	9.5	56.73	9.5	60.64	12.3	75.51	16.3	104.00	18.1	111.27	17.0	108.39	19.1	121.38	19.1	117.46	21.5	136.66	19.7	121.62	14.3	91.11
TENCHE	3.7	23.24	3.4	20.19	3.3	21.26	4.7	29.08	6.7	42.85	7.6	47.07	7.7	48.70	8.1	51.70	10.0	61.43	8.2	52.27	7.6	46.70	5.2	32.92
RIO GUATAPE	23.0	113.16	18.6	85.71	22.3	109.53	32.6	154.97	40.7	200.26	30.1	143.12	29.3	143.90	29.6	145.33	40.0	190.38	41.1	202.03	41.2	196.09	28.6	140.76
BAJO ANCHICAYA	88.0	37.99	80.3	32.43	73.7	31.80	102.9	42.96	124.7	53.81	108.0	45.12	80.9	34.90	73.3	31.61	82.4	34.43	130.9	56.50	144.0	60.13	120.6	52.04
ALTO ANCHICAYA	49.3	131.29	46.3	115.35	46.8	124.71	57.7	148.74	71.0	189.23	66.1	170.34	53.0	141.04	44.2	117.68	49.1	126.49	70.8	188.53	78.2	201.50	68.0	181.08
CALIMA	13.8	18.25	12.6	15.66	14.9	19.70	18.7	23.98	21.1	27.93	18.5	23.69	13.0	17.19	10.7	14.18	11.1	14.16	18.2	24.14	23.8	30.46	21.2	28.01
CAUCA (SALVAJINA)	181.0	124.27	175.9	112.99	177.5	121.92	172.5	114.64	178.5	122.60	165.6	110.07	118.0	81.06	96.0	65.91	81.5	54.13	150.1	103.11	262.9	174.71	279.3	191.83
PRADO	53.3	16.40	58.0	16.71	67.7	20.83	98.5	29.32	86.2	26.52	53.1	15.81	28.2	8.66	19.3	5.94	21.5	6.41	90.7	27.92	128.6	38.28	99.5	30.62
BATA+DESVIACIONES	14.7	69.52	11.7	51.69	14.1	66.72	39.5	181.14	91.9	435.38	138.0	632.61	168.1	796.56	146.8	695.68	94.2	431.80	73.0	60.26	49.0	224.70	33.6	159.41
SAN CARLOS	19.6	73.29	16.2	56.78	20.5	76.65	32.2	116.38	36.3	135.51	30.3	109.51	31.9	119.29	31.1	116.23	41.2	149.08	47.2	176.43	44.3	160.22	28.4	106.14
NARLORFI	34.0	223.80	26.3	161.68	33.4	219.66	42.3	269.47	57.1	375.32	53.7	341.77	49.7	327.05	52.3	344.15	69.0	439.40	60.3	396.83	53.7	341.77	37.4	245.96
MAGDALENA (BETANIA)	381.6	166.27	419.3	170.95	453.8	197.77	552.7	233.08	628.1	273.70	746.6	314.84	759.8	331.10	580.2	252.85	446.8	188.44	485.9	211.75	549.0	231.54	497.4	216.74
TOTAL		2010.09		1676.24		2131.51		3296.58		4918.61		5153.06		5152.63		4513.46		4013.53		4037.87		4111.24		3015.85
PROMEDIO DIA		64.84		57.80		68.76		109.89		158.66		171.77		166.21		145.60		133.78		130.25		137.04		97.29

El total de energia se calcula como la suma de las energias de los univariados de cada rio.

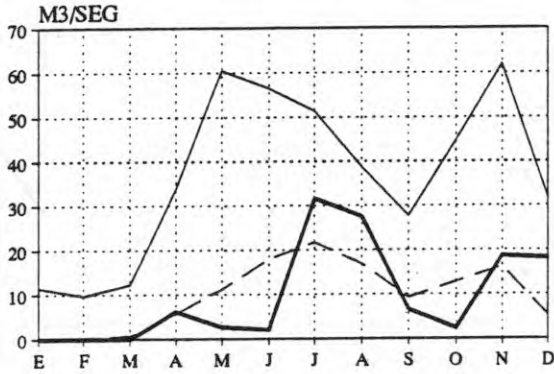
1.2.4 HIDROLOGIAS PROBABILISTICAS DEL 95 % DE SER SUPERADAS
PRINCIPALES RIOS SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

RIOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC												
	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh	m3/sg	GWh												
BOGOTA NATURAL	0.2	2.24	0.8	8.98	5.7	61.90	11.2	125.69	18.0	195.49	21.8	244.65	16.9	189.66	9.3	101.00	12.9	144.77	16.3	177.03	5.20	58.36		
RIO CHUZA	1.0	11.22	1.3	13.18	1.8	20.20	5.9	64.08	9.4	105.49	15.2	165.08	14.4	161.60	8.0	86.88	8.3	93.15	5.3	57.56	2.70	30.30		
RIO BLANCO	0.8	8.71	0.9	9.22	1.0	11.36	1.9	20.57	2.7	30.72	3.7	39.70	3.4	37.98	2.6	28.48	2.6	29.36	2.2	23.57	1.26	14.08		
GUAVIO	8.4	58.00	8.0	49.90	11.7	80.79	34.1	227.87	58.1	401.19	76.7	512.54	90.4	624.23	79.6	549.65	44.3	305.90	34.4	229.88	18.9	130.51		
NARE	19.2	192.91	18.0	163.35	18.9	189.89	28.0	272.25	35.6	357.68	33.2	322.81	26.9	270.27	30.0	301.42	35.8	348.09	40.6	394.76	30.00	301.42		
RIO GRANDE	13.8	24.84	12.0	19.51	12.6	22.68	19.1	33.27	25.4	45.71	22.6	39.36	19.2	34.55	2.3	4.14	0.8	1.39	3.0	5.40	0.9	1.57	0.70	1.26
GUADALUPE	8.7	55.39	7.7	44.28	7.8	49.66	10	61.61	14.8	94.23	15.7	96.73	13.9	88.50	15.9	101.23	18.3	112.75	18.7	119.05	15.6	96.11	11.9	75.76
CONCEPCION	3.3	21.01	2.8	16.10	2.8	17.83	3.6	22.18	4.8	30.56	5.3	32.65	5.0	31.83	5.6	35.65	5.6	34.50	6.3	40.11	5.8	35.73	4.20	26.74
DESVIACIONES EPM	7.5	47.75	6.35	36.52	6.35	40.43	8.2	50.34	10.89	69.33	12.04	74.18	11.35	72.26	12.71	80.92	12.71	78.31	14.31	91.11	13.2	81.08	9.54	60.74
TENCHE	2.0	12.73	1.7	9.78	1.7	10.82	2.4	14.79	3.2	20.37	3.4	20.95	3.1	19.74	3.7	23.56	3.5	21.56	4.0	25.47	3.2	19.72	2.50	15.92
RIO GUATAPE	10.4	51.15	9.7	43.09	9.5	46.72	16.7	79.48	26.1	128.36	20.8	99.00	13.4	65.90	17.0	83.61	23.1	109.94	33.4	164.26	29.3	139.45	17.90	88.03
BAJO ANCHICAYA	42.9	18.51	31.4	12.24	33.8	14.59	48.4	20.21	66.2	28.57	51.1	21.34	31.6	13.64	25.8	11.13	35.2	14.70	75.1	32.41	77.5	32.36	61.60	26.58
ALTO ANCHICAYA	28.5	75.91	20.7	49.80	23.6	62.86	34.9	89.96	47.6	126.79	34.7	89.45	20.9	55.67	16.8	44.75	22.9	59.03	50.2	133.72	51.0	131.46	44.10	117.47
CALIMA	4.9	6.49	2.7	3.23	3.9	5.16	6.1	7.82	9.3	12.32	6.8	8.71	3.5	4.63	1.6	2.12	2.7	3.46	7.5	9.93	11.6	14.87	8.80	11.65
CAUCA (SALVAJINA)	84.1	57.75	63.2	39.20	58.0	39.83	78.9	52.44	94.5	64.90	83.5	55.49	67.0	46.01	52.1	35.78	38.4	25.52	57.3	39.35	113.6	75.50	115.00	78.98
PRADO	17.6	5.42	12.6	3.50	15.3	4.71	32.6	9.71	31.8	9.79	20.9	6.22	9.4	2.89	5.2	1.60	7.1	2.11	21.6	6.65	33.6	10.01	27.30	8.40
BATA+DESVIACIONES	3.7	17.53	3.7	15.84	4.3	20.38	12.1	55.49	31.9	151.16	71.2	326.51	94.9	449.70	73.3	347.34	43.9	201.32	35.4	167.75	25.0	114.64	9.90	46.91
SAN CARLOS	7.2	26.91	6.5	21.94	5.4	20.18	12.6	45.57	15.8	59.05	16.4	59.31	12.4	46.34	12.1	45.22	17.0	61.48	28.2	105.39	25.2	91.14	14.40	53.82
NARLORFI	18.2	119.69	13.8	81.97	13.7	90.10	19.4	123.47	28.7	186.75	28.0	178.20	22.8	149.95	27.8	182.83	33.3	211.93	36.5	240.04	34.1	217.03	21.30	140.08
MAGDALENA (BETANIA)	165.0	71.90	155.0	61.01	166.6	72.60	258.5	109.01	361.6	157.58	384.0	161.94	439.8	191.65	357.0	155.57	264.4	111.50	272.8	118.88	313.4	132.17	259.00	112.87
TOTAL	886.08		829.77		1422.02		2208.23		2505.67		2611.99		2364.66		1996.88		2325.81		2075.63		1399.87		45.16	
PROMEDIO DIA	28.58		26.77		47.40		71.23		83.52		84.26		76.28		66.56		75.03		69.19					

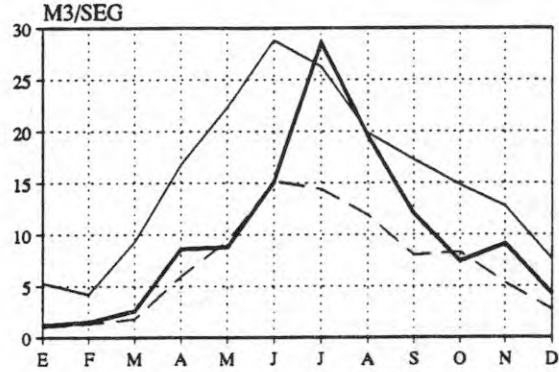
El total de energía se calcula como la suma de las energías de los univariados de cada río.

CAUDALES MENSUALES 1992

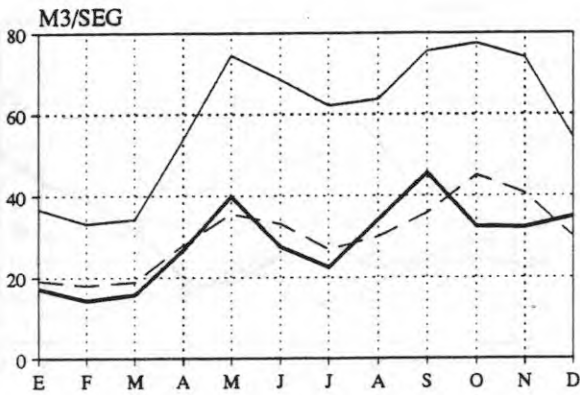
RIO BOGOTA (NATURAL)



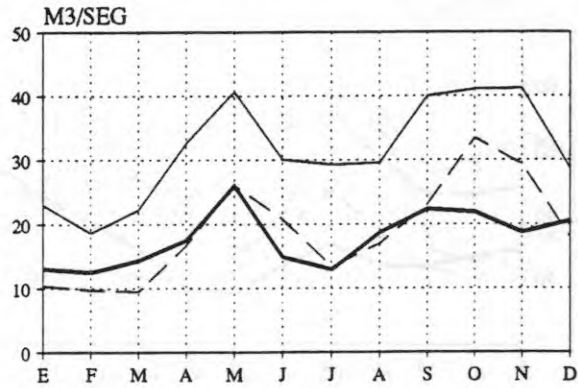
RIO CHUZA



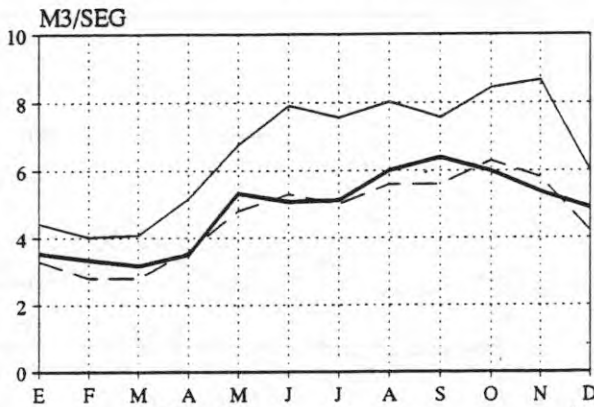
RIO NARE



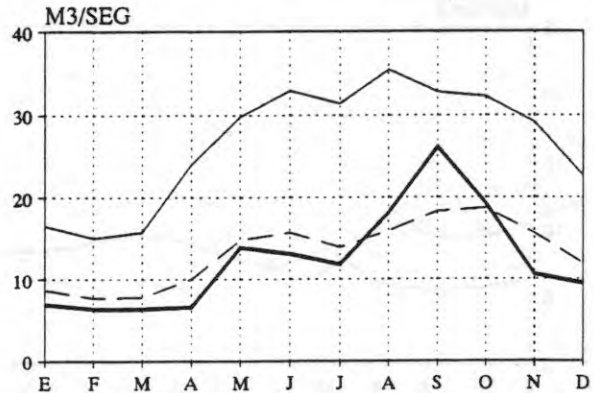
RIO GUATAPE



CONCEPCION



GUADALUPE



— Hid. 20 %
de probabilidad

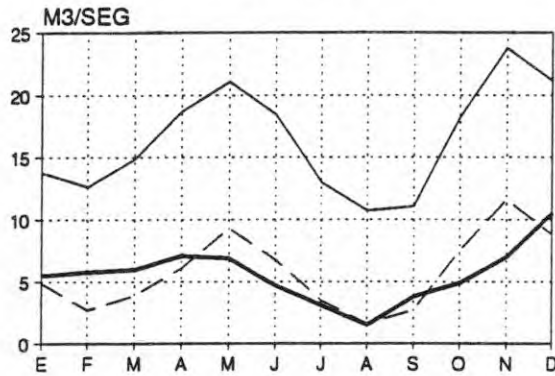
- - - Hid. 95 %
de probabilidad

— Prom. Real

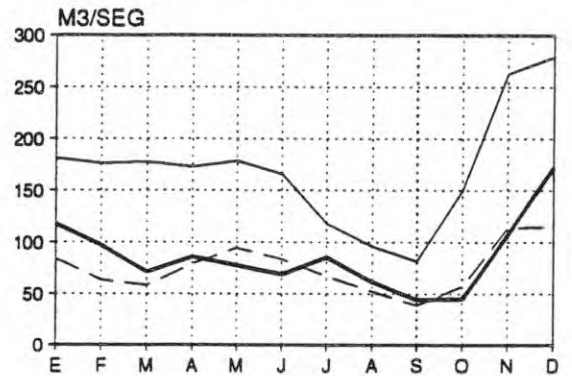
GRAFICA 1.1.a

CAUDALES MENSUALES 1992

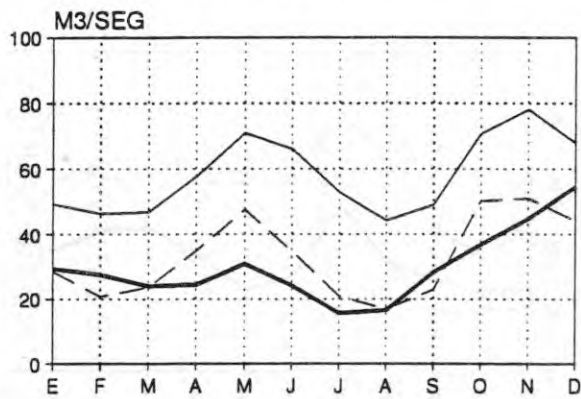
CALIMA



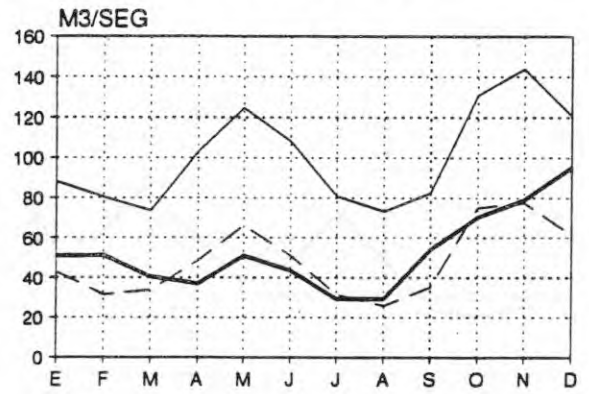
CAUCA (SALVAJINA)



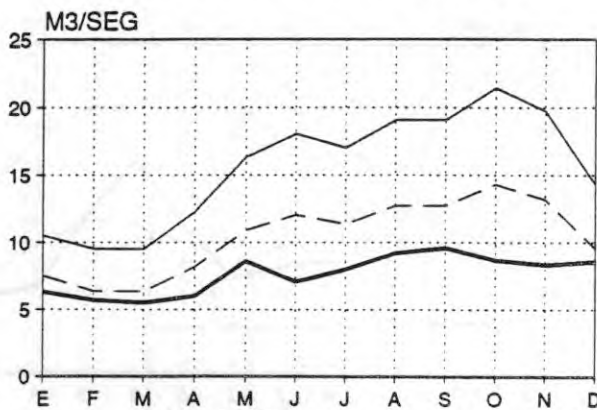
ALTO ANCHICAYA



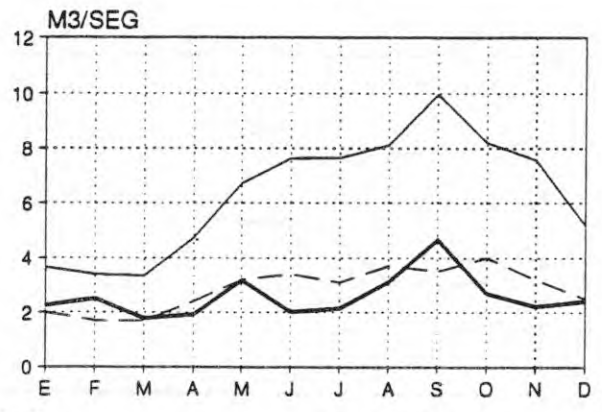
BAJO ANCHICAYA



NECHI-PAJARITO-DOLORES



TENCHE



— Hid. 20 %
de probabilidad

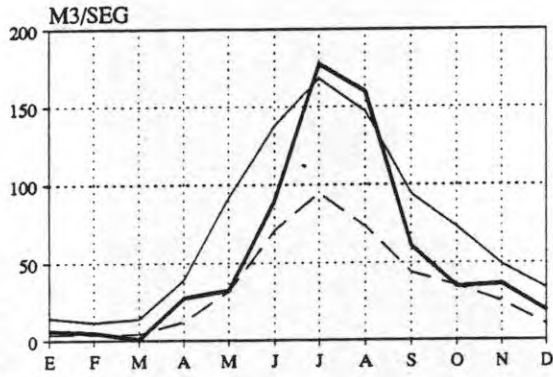
— Hid. 95 %
de probabilidad

— Prom. Real

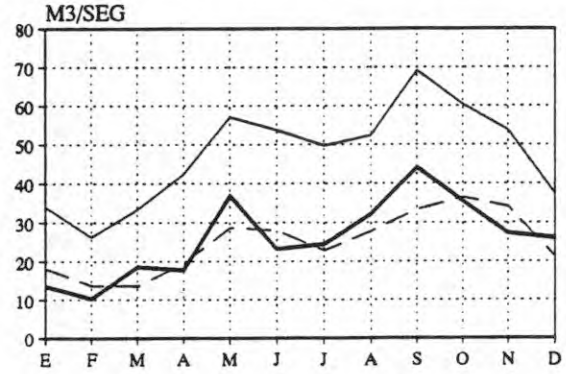
GRAFICA Nro. 1.1.b

CAUDALES MENSUALES 1992

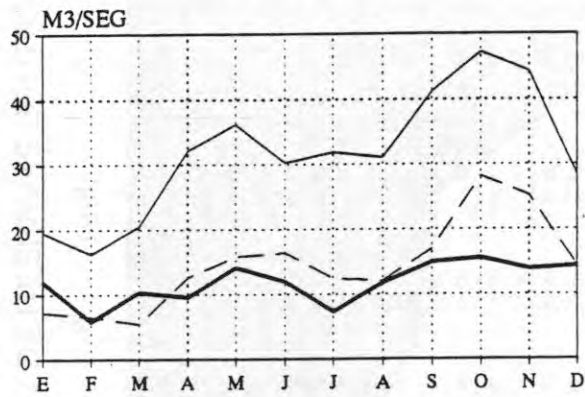
BATA



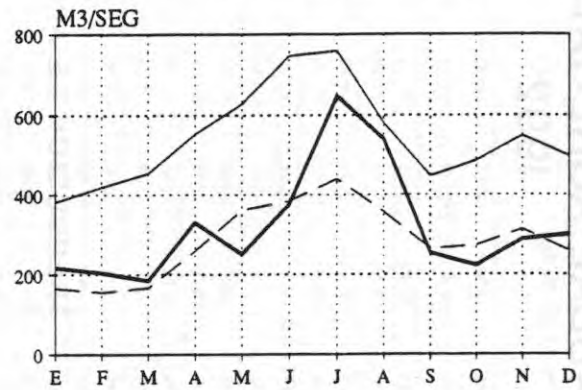
NARLOFI (NARE+NUCITO)



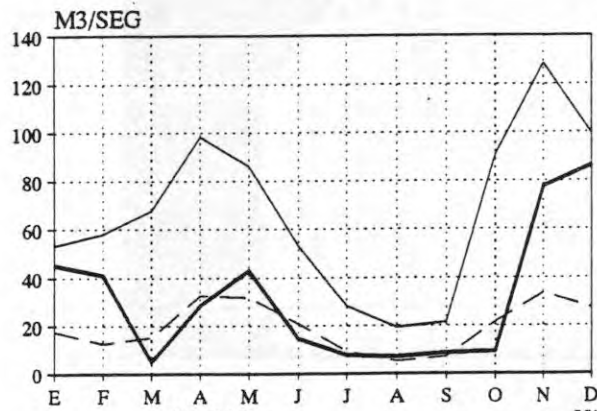
SAN CARLOS



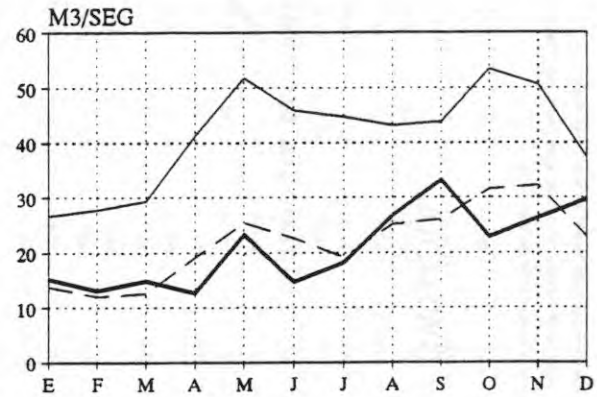
MAGDALENA (BETANIA)



PRADO



RIO GRANDE



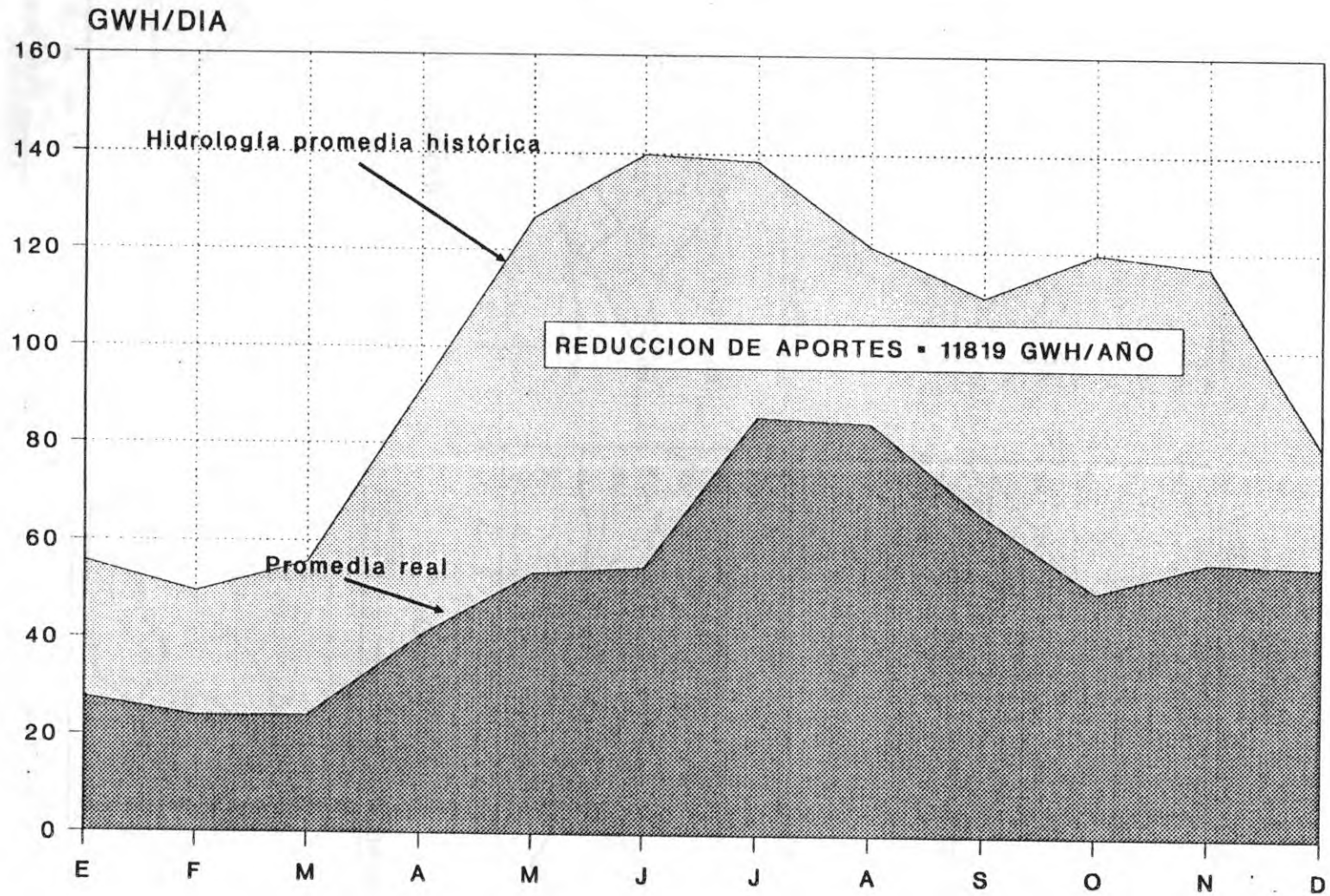
Hid. 20 %
de probabilidad

Hid. 95 %
de probabilidad

———— Prom. Real

GRAFICA 1.1.c

CAUDAL AGREGADO S.I.N. 1992



GRAFICA 1.1.d

1.3.1 EVOLUCION DE RESERVAS BRUTAS POR EMBALSE

1992

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MIN %	MAX %
AGREGADO	GWh	1332.17	1138.63	863.39	709.74	615.85	596.40	780.18	883.92	870.98	844.16	864.98	890.38	15.98	39.81
	%	35.80	30.60	23.20	19.08	16.55	16.03	20.97	23.76	23.41	22.69	23.25	23.93		
MUÑA	GWh	126.87	74.92	51.33	105.55	109.57	66.58	151.76	117.03	76.09	56.48	158.59	125.36	28.04	96.30
	%	73.14	43.19	29.59	60.85	63.16	38.38	87.49	67.46	43.86	32.56	91.43	72.27		
CHUZA	GWh	583.67	466.35	351.96	328.08	302.52	352.38	573.19	702.24	712.72	670.40	655.74	579.48	32.08	75.93
	%	62.19	49.69	37.50	34.96	32.23	37.54	61.07	74.82	75.94	71.43	69.87	61.74		
MIRAFLORES	GWh	54.53	30.90	12.03	13.19	33.71	45.02	59.83	77.51	106.23	122.89	136.53	151.91	2.51	63.25
	%	64.88	36.76	14.31	15.70	13.03	17.41	23.13	29.97	41.07	47.51	52.79	63.25		
TRONERAS	GWh	34.11	7.54	7.20	47.42	29.66	8.32	50.06	50.70	32.80	10.32	18.94	52.96	5.58	95.68
	%	52.99	11.71	11.19	73.67	48.09	13.49	81.16	82.20	53.18	16.72	30.71	85.86		
PEÑOL	GWh	1211.91	862.91	487.97	326.55	596.22	635.90	715.13	960.04	1325.34	1397.62	1303.43	1461.05	6.00	36.29
	%	27.94	19.89	11.25	7.53	13.60	14.50	16.31	21.89	30.22	31.87	29.73	33.32		
PLAYAS	GWh	87.69	81.77	53.45	56.06	58.24	55.29	60.93	91.74	65.92	50.62	70.90	79.45	40.59	100.16
	%	88.87	82.87	54.17	56.81	57.58	54.66	60.23	90.69	65.17	50.05	70.09	78.54		
CALIMA	GWh	90.22	72.40	33.34	32.76	40.70	43.59	38.83	37.04	40.04	37.57	37.52	47.09	12.61	46.89
	%	41.71	33.47	15.41	15.15	18.82	20.15	17.95	17.12	18.51	17.37	17.34	21.77		
A. ANCHIC.	GWh	12.73	5.71	4.31	17.40	21.12	19.06	8.37	12.72	21.00	9.93	23.42	27.09	9.47	85.55
	%	36.61	16.41	12.39	50.03	60.73	54.78	24.05	36.58	60.37	28.54	67.34	77.87		
SALVAJINA	GWh	109.79	87.25	53.58	44.89	52.48	61.88	76.81	59.26	30.08	16.59	50.01	136.05	8.85	73.08
	%	58.55	46.53	28.57	23.94	27.99	33.00	40.96	31.60	16.04	8.85	26.67	72.56		
PRADO	GWh	38.37	23.52	2.64	6.63	15.27	14.06	7.23	5.62	3.62	1.41	12.86	31.34	0.70	88.81
	%	66.78	40.94	4.59	11.54	26.57	24.48	12.59	9.79	6.29	2.45	22.38	54.55		
BETANIA	GWh	90.15	37.16	7.06	41.28	28.52	34.33	133.61	100.71	100.61	83.96	84.15	109.60	1.39	93.86
	%	54.32	22.39	4.25	24.87	17.19	20.69	80.51	60.69	60.62	50.59	50.71	66.05		
ESMERALDA	GWh	596.16	248.41	59.21	98.67	177.68	293.12	696.48	865.78	824.27	710.62	611.61	541.36	4.63	91.98
	%	52.18	21.74	5.18	8.64	16.94	27.94	66.39	82.52	78.57	67.73	58.30	51.60		
PUNCHINA	GWh	44.88	20.01	15.94	38.95	53.76	22.67	27.03	43.87	43.27	35.61	63.25	57.22	14.36	92.59
	%	61.89	27.59	21.98	53.72	76.15	32.11	38.28	62.13	61.28	50.43	89.58	81.05		
SAN LORENZO	GWh	223.65	76.07	26.70	64.52	150.96	111.87	160.09	270.34	315.13	281.41	314.12	305.06	5.50	97.68
	%	54.33	18.48	6.49	15.67	40.90	30.31	43.37	73.24	85.38	76.24	85.11	82.65		
TOTAL	GWh	4636.90	3233.55	2030.10	1931.69	2286.26	2360.48	3539.52	4278.54	4568.07	4329.59	4406.06	6523.05	15.39	49.50
	%	39.68	27.67	17.37	16.53	19.39	20.02	30.02	36.29	38.75	36.72	37.37	47.54		

NOTAS : Valores tomados el último día de cada mes

: El 15 de Dic-92 entra en operación comercial el embalse del Guavio y termina el mes con 1927.65 GWh

(1) : Porcentajes máximos y mínimos alcanzados durante el año.

1.3.2 EVOLUCION DE RESERVAS NETAS POR EMBALSE

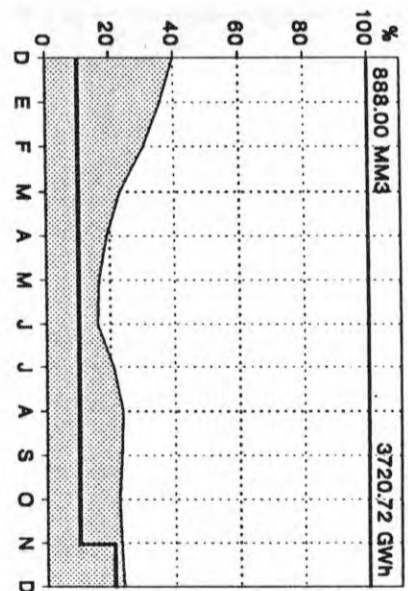
1992

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
AGREGADO	GWh	535.94	342.41	67.17	-86.48	-180.38	-199.82	-16.05	87.70	74.75	47.93	68.76	94.15
	%	14.40	9.20	1.81	-2.32	-4.85	-5.37	-0.43	2.36	2.01	1.29	1.85	2.53
MUÑA	GWh	39.09	-12.86	-36.45	17.77	21.79	-21.20	63.98	29.25	-11.69	-31.30	70.81	37.58
	%	22.54	-7.42	-21.01	10.24	12.56	-12.22	36.88	16.86	-6.74	-18.04	40.82	21.67
CHUZA	GWh	78.73	-38.59	-152.98	-176.86	-202.42	-152.56	68.26	197.31	207.78	165.46	150.80	74.54
	%	8.39	-4.11	-16.30	-18.84	-21.57	-16.25	7.27	21.02	22.14	17.63	16.07	7.94
MIRAFLORES	GWh	46.35	22.72	3.85	5.02	25.53	36.84	51.65	69.34	98.05	114.71	128.36	143.74
	%	19.30	9.46	1.60	2.09	10.63	15.34	21.51	28.87	40.83	47.76	53.44	59.85
TRONERAS	GWh	33.49	6.92	6.58	46.80	29.05	7.70	49.44	50.08	32.18	9.70	18.33	52.34
	%	54.30	11.21	10.67	75.88	47.09	12.49	80.15	81.19	52.18	15.72	29.71	84.86
PEÑOL	GWh	962.00	609.19	230.17	67.00	333.11	372.79	452.02	696.94	1062.23	1134.51	1040.32	1197.95
	%	21.94	13.89	5.25	1.53	7.60	8.50	10.31	15.89	24.22	25.87	23.72	27.32
PLAYAS	GWh	13.17	7.09	-22.00	-19.32	-18.64	-21.59	-15.96	14.85	-10.96	-26.26	-5.99	2.57
	%	13.02	7.01	-21.75	-19.10	-18.42	-21.35	-15.77	14.69	-10.84	-25.96	-5.92	2.54
CALIMA	GWh	30.74	12.92	-26.14	-26.72	-18.78	-15.89	-20.65	-22.44	-19.44	-21.91	-21.97	-12.39
	%	14.21	5.97	-12.08	-12.35	-8.68	-7.35	-9.55	-10.37	-8.99	-10.13	-10.16	-5.73
A. ANCHIC.	GWh	12.35	5.33	3.93	17.02	20.74	18.67	7.99	12.34	20.62	9.55	23.04	26.71
	%	35.51	15.32	11.30	48.94	59.63	53.69	22.96	35.48	59.27	27.44	66.25	76.78
SALVAJINA	GWh	64.78	42.25	8.58	-0.11	7.48	16.88	31.81	14.26	-14.92	-28.41	5.01	91.05
	%	34.55	22.53	4.57	-0.06	3.99	9.00	16.96	7.60	-7.96	-15.15	2.67	48.55
PRADO	GWh	28.89	14.04	-6.84	-2.85	5.79	4.58	-2.25	-3.85	-5.86	-8.07	3.38	21.86
	%	50.28	24.44	-11.91	-4.96	10.07	7.98	-3.91	-6.71	-10.21	-14.05	5.88	38.05
BETANIA	GWh	90.15	37.16	7.06	41.28	28.52	34.33	133.61	100.71	100.61	83.96	84.15	109.60
	%	54.32	22.39	4.25	24.87	17.19	20.69	80.51	60.69	60.62	50.59	50.71	66.05
ESMERALDA	GWh	584.83	243.69	58.08	96.79	177.68	293.12	696.48	865.78	824.27	710.62	611.61	541.36
	%	55.74	23.23	5.54	9.23	16.94	27.94	66.39	82.52	78.57	67.73	58.30	51.60
PUNCHINA	GWh	19.65	-6.11	-10.33	13.51	26.93	-4.16	0.20	17.04	16.44	8.78	36.42	30.39
	%	27.83	-8.66	-14.62	19.13	38.14	-5.89	0.28	24.13	23.28	12.43	51.58	43.04
SAN LORENZO	GWh	228.11	77.59	27.23	65.80	150.96	111.87	160.09	270.34	315.13	281.41	314.12	305.06
	%	61.80	21.02	7.38	17.83	40.90	30.31	43.37	73.24	85.38	76.24	85.11	82.65
TOTAL	GWh	2768.27	1363.74	157.92	58.65	407.36	481.58	1660.61	2399.63	2689.17	2450.68	2527.15	3319.33
	%	28.06	13.82	1.60	0.59	4.11	4.86	16.76	24.21	27.13	24.73	25.50	28.03

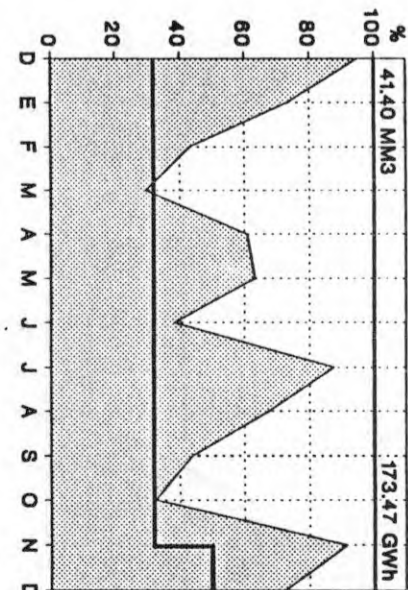
NOTAS : Valores tomados el último día de cada mes. Los valores negativos corresponden a operación de embalses por debajo de la restricción técnica mínima.
 : El 15 de Dic-92 entra en operación comercial el embalse del Guavio y termina el mes con 602.84 GWh de energía disponible para la estación Verano 92-93
 (1) : Porcentajes máximos y mínimos alcanzados durante el año.

EVOLUCION DE EMBALSES 1992

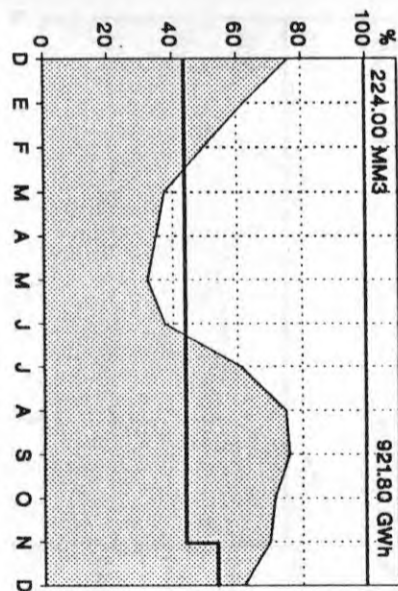
AGREGADO



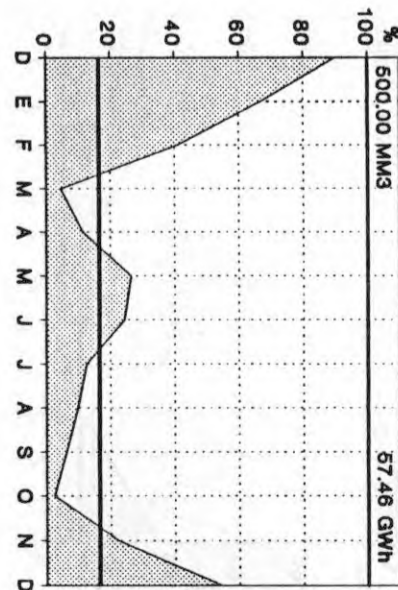
MUÑA



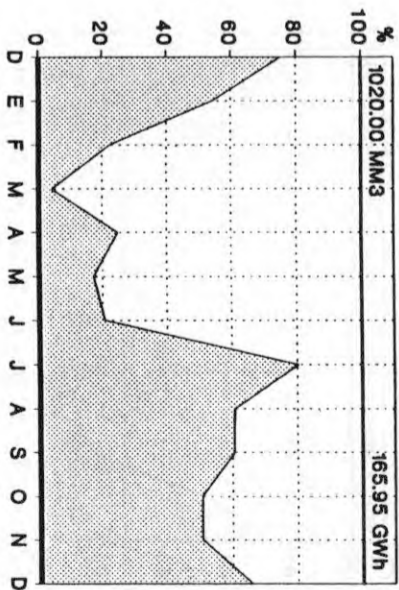
CHUZA



PRADO



BETANIA

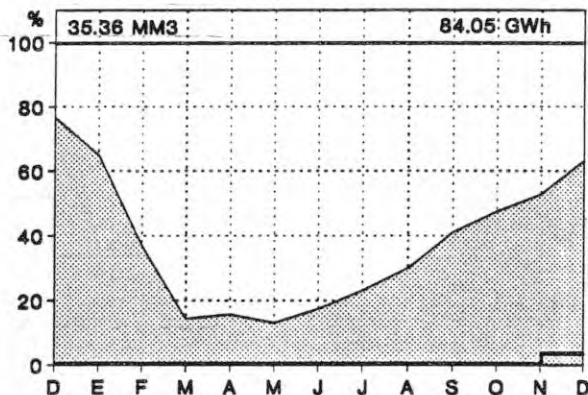


MINIMO TECNICO

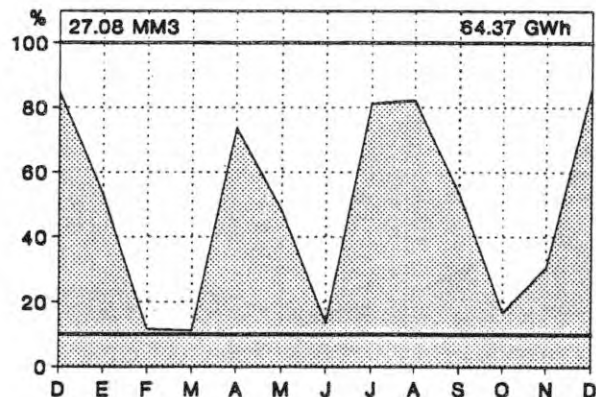
GRAFICA 1.2a

EVOLUCION DE EMBALSES 1992

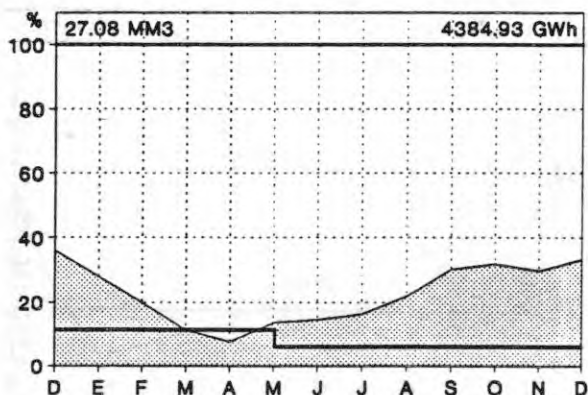
MIRAFLORES



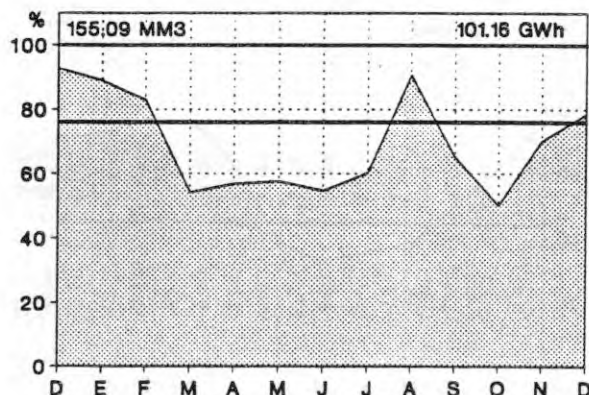
TRONERAS



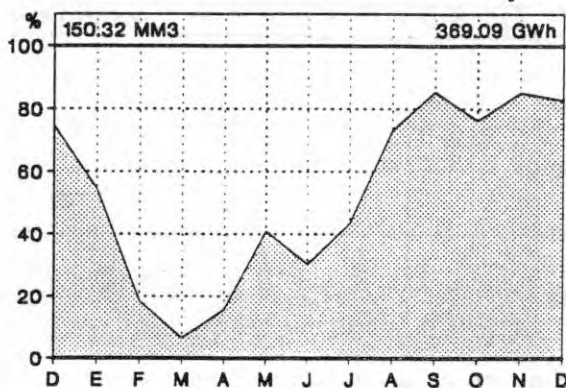
PEÑOL



PLAYAS



SAN LORENZO

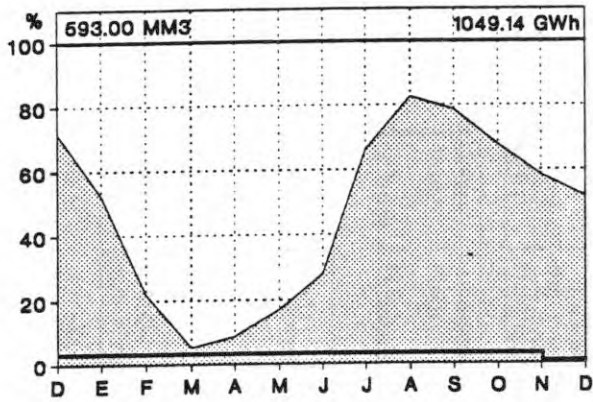


— MINIMO TECNICO

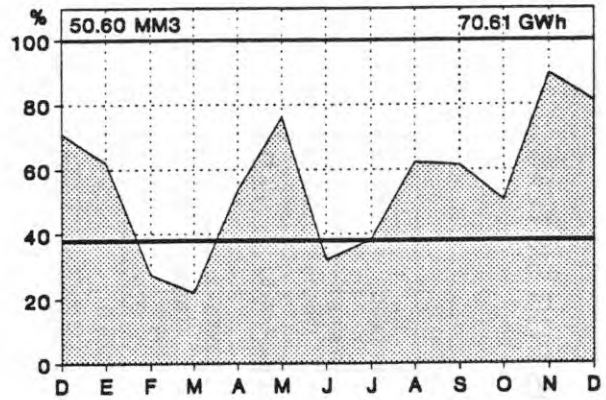
GRAFICA 1.2b

EVOLUCION DE EMBALSES 1992

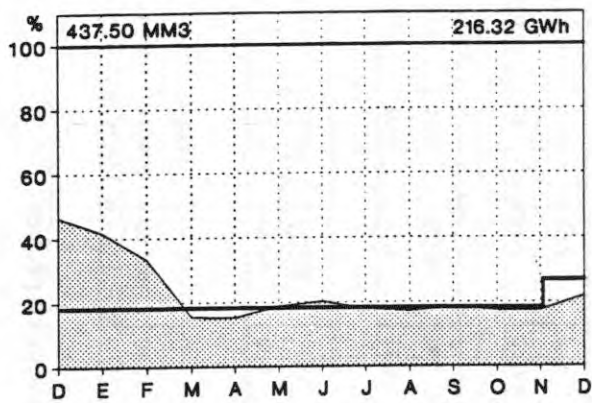
ESMERALDA



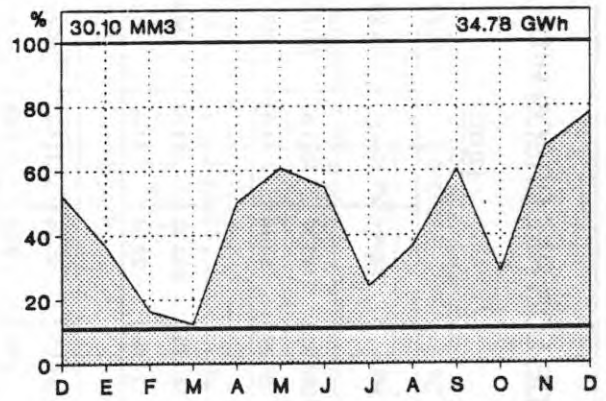
PUNCHINA



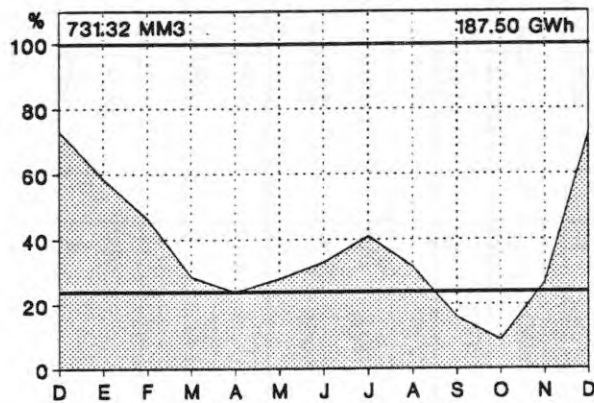
CALIMA



ALTO ANCHICAYA



SALVAJINA



— MINIMO TECNICO

GRAFICA 1.2c

1.4 EVOLUCION DE LOS RECURSOS HIDRAULICOS POR SISTEMA

1992

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC (1)
E E B	GWh	2042.71	1679.90	1266.68	1143.37	1027.93	1015.36	1505.13	1703.19	1659.78	1571.04	1679.31	3522.86
	%	44.05	51.95	62.39	59.19	44.96	43.02	42.52	39.81	36.33	36.29	38.11	54.01
E P M	GWh	1388.24	983.12	560.65	443.22	717.83	744.53	885.94	1180.00	1530.29	1581.45	1529.80	1745.38
	%	29.94	30.40	27.62	22.94	31.40	31.54	25.03	27.58	33.50	36.53	34.72	26.76
C V C	GWh	212.74	165.36	91.23	95.06	114.31	124.53	124.01	109.03	91.11	64.09	110.95	210.23
	%	4.59	5.11	4.49	4.92	5.00	5.28	3.50	2.55	1.99	1.48	2.52	3.22
I C E L	GWh	38.37	23.52	2.64	6.63	15.27	14.06	7.23	5.62	3.62	1.41	12.86	31.34
	%	0.83	0.73	0.13	0.34	0.67	0.60	0.20	0.13	0.08	0.03	0.29	0.48
C H B	GWh	90.15	37.16	7.06	41.28	28.52	34.33	133.61	100.71	100.61	83.96	84.15	109.60
	%	1.94	1.15	0.35	2.14	1.25	1.45	3.77	2.35	2.20	1.94	1.91	1.68
I S A	GWh	864.69	344.49	101.84	202.14	382.40	427.66	883.60	1179.98	1182.66	1027.64	988.98	903.64
	%	18.65	10.65	5.02	10.46	16.73	18.12	24.96	27.58	25.89	23.74	22.45	13.85
TOTAL	GWh	4636.90	3233.55	2030.10	1931.69	2286.26	2360.48	3539.52	4278.54	4568.07	4329.59	4406.06	6523.05

(%) : PORCENTAJE RESPECTO AL TOTAL DE RESERVA HIDRAULICA DEL MES

26

1.6 ESTADO DE LAS RESERVAS MENSUALES DE FUEL OIL

1992

	TERMOZIPIA (*)		TERMOCARTAGENA		T.BARRANQUILLA		TOTAL
	Barriles	GWh	Barriles	GWh	Barriles	GWh	GWh
ENE	4192.69	1.86	51631.7	25.60	35064.9	16.70	44.16
FEB	2058.90	0.91	62261.5	30.87	35064.9	16.70	48.49
MAR	4441.50	1.97	56328.7	27.93	35064.9	16.70	46.60
ABR	2292.88	1.02	75249.3	37.31	35064.9	16.70	55.03
MAY	1544.17	0.68	71175.2	35.29	32798.8	15.63	51.60
JUN	4164.62	1.85	58057.5	28.78	32798.8	15.63	46.26
JUL	5746.24	2.55	58790.5	29.15	32798.8	15.63	47.32
AGO	6176.74	2.74	57044.2	28.28	14569.9	6.94	37.96
SEP	6055.07	2.69	69327.1	34.37	28276.0	13.47	50.53
OCT	5034.98	2.23	64967.5	32.21	7500.0	3.57	38.02
NOV	4117.83	1.83	55268.6	27.40	62197.0	29.63	58.86
DIC	2882.24	1.28	73912.0	36.65	36207.5	17.25	55.17

NOTA : Reserva existente el último día de cada mes
(*) : 42 galones por barril

29

1.7 EVOLUCION DE LAS RESERVAS ENERGETICAS (GWh)

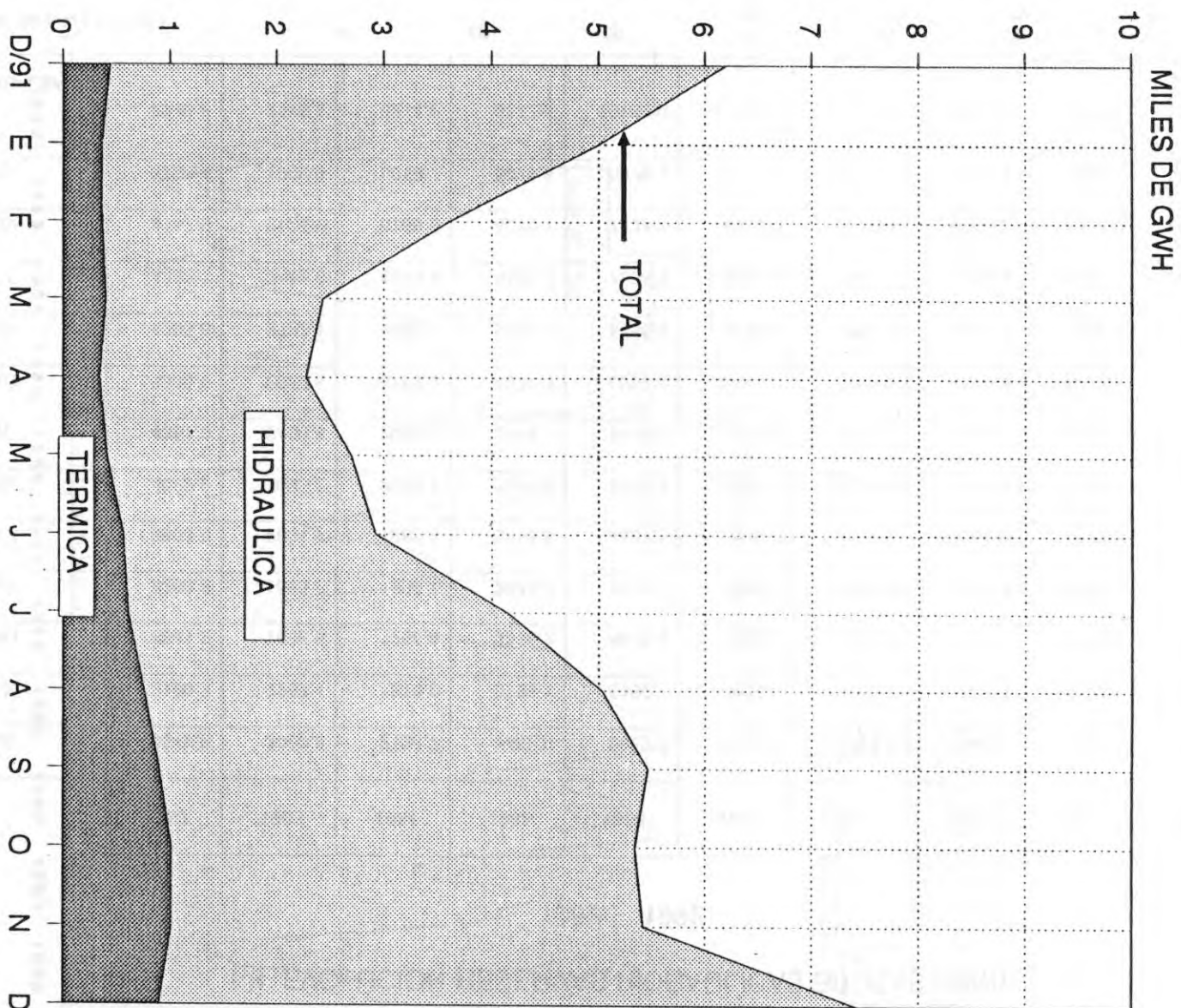
SISTEMA INTERCONECTADO

1992

	HIDRAULICA	CARBON	FUEL OIL	TERMICA (Carb+FO)	TOTAL
DIC/91	5759.82	406.25	34.00	440.25	6200.07
ENE	4636.90	318.01	44.16	362.17	4999.07
FEB	3233.55	317.80	48.49	366.28	3599.83
MAR	2030.10	354.73	46.60	401.33	2431.43
ABR	1931.69	288.28	55.03	343.31	2275.00
MAY	2286.26	361.32	51.60	412.92	2699.19
JUN	2360.48	517.56	46.26	563.82	2924.30
JUL	3539.52	559.86	47.32	607.18	4146.70
AGO	4278.54	716.11	37.96	754.07	5032.61
SEP	4568.07	845.79	50.53	896.32	5464.39
OCT	4329.59	975.16	38.02	1013.18	5342.76
NOV	4406.06	955.73	58.86	1014.59	5420.65
DIC	6523.05	841.93	55.17	897.10	7420.15

NOTA : Reserva existente el último día de cada mes

EVOLUCION RESERVAS ENERGETICAS
SISTEMA INTERCONECTADO 1992



GRAFICA 1.4

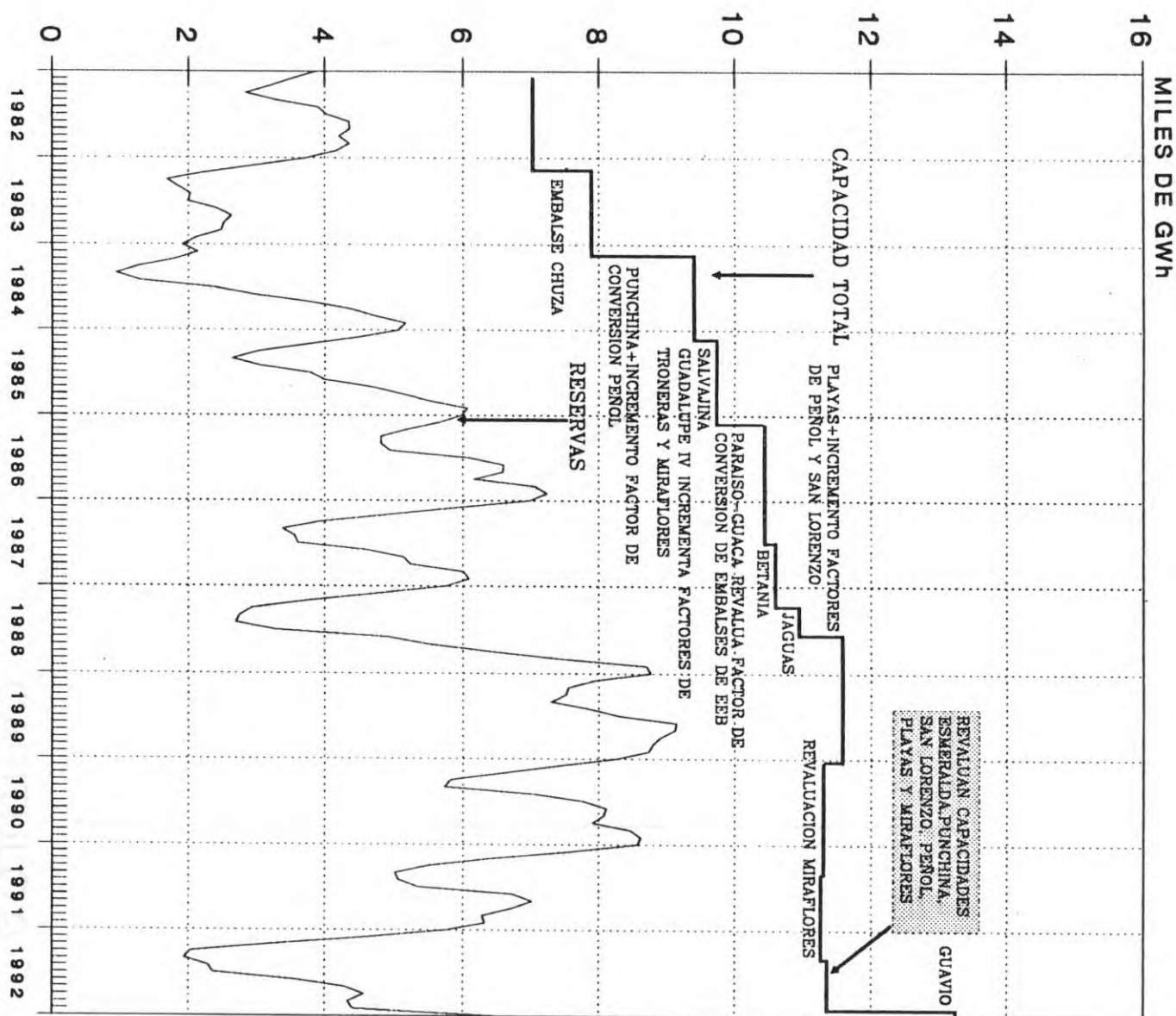
1.8 EVOLUCION RESERVAS HIDRAULICAS BRUTAS (GWh)

1982 - 1992

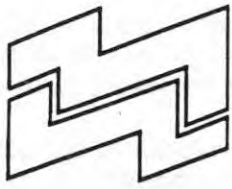
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
ENE	3519.9	3000.8	2138.7	4485.9	5652.5	5913.7	4764.9	7941.8	7406.2	7583.7	4636.9
FEB	3199.7	2267.1	1810.0	3726.1	5186.7	4926.3	3755.1	7551.3	6608.1	6395.5	3233.5
MAR	2841.2	1685.6	1266.8	3016.2	4815.6	3932.8	2935.9	7515.6	5820.9	5492.3	2030.1
ABR	3288.2	1855.2	938.7	2643.7	4814.2	3385.2	2755.4	7297.3	5731.1	5016.8	1931.7
MAY	3903.8	2031.7	1285.3	3053.8	4951.8	3559.3	2694.9	7864.9	7039.5	5071.0	2286.3
JUN	4022.9	1995.2	2385.2	3789.6	6090.2	3611.2	3272.8	8311.8	7784.7	5352.9	2360.5
JUL	4351.0	2408.8	2955.0	3994.9	6600.3	4602.1	4915.6	9147.6	8117.1	6729.8	3539.5
AGO	4360.6	2637.6	3759.0	4677.9	6589.8	5143.3	5514.2	9122.9	8073.4	7012.1	4278.5
SEP	4205.6	2523.1	4357.7	5131.8	6168.6	5249.7	6403.2	8909.7	7906.9	6712.8	4568.1
OCT	4352.7	2485.6	4724.8	5531.4	7064.3	6007.5	7434.5	8796.9	8467.7	6278.7	4329.6
NOV	4167.9	2124.9	5168.5	6070.1	7237.2	6089.0	8708.4	8742.2	8622.0	6322.8	4406.1
DIC	3729.4	1908.9	5059.7	5975.8	6979.4	5749.8	8767.7	8270.3	8569.7	5759.8	* 6523.0
CAPACIDAD MAXIMA EMBALSABLE	7346.6	7346.6	8234.2	9777.3	10132.0	10748.0	11005.6	12017.1	11739.2	11684.5	* 13720.6

(*) : Incluye el Guavio (Dic-92)

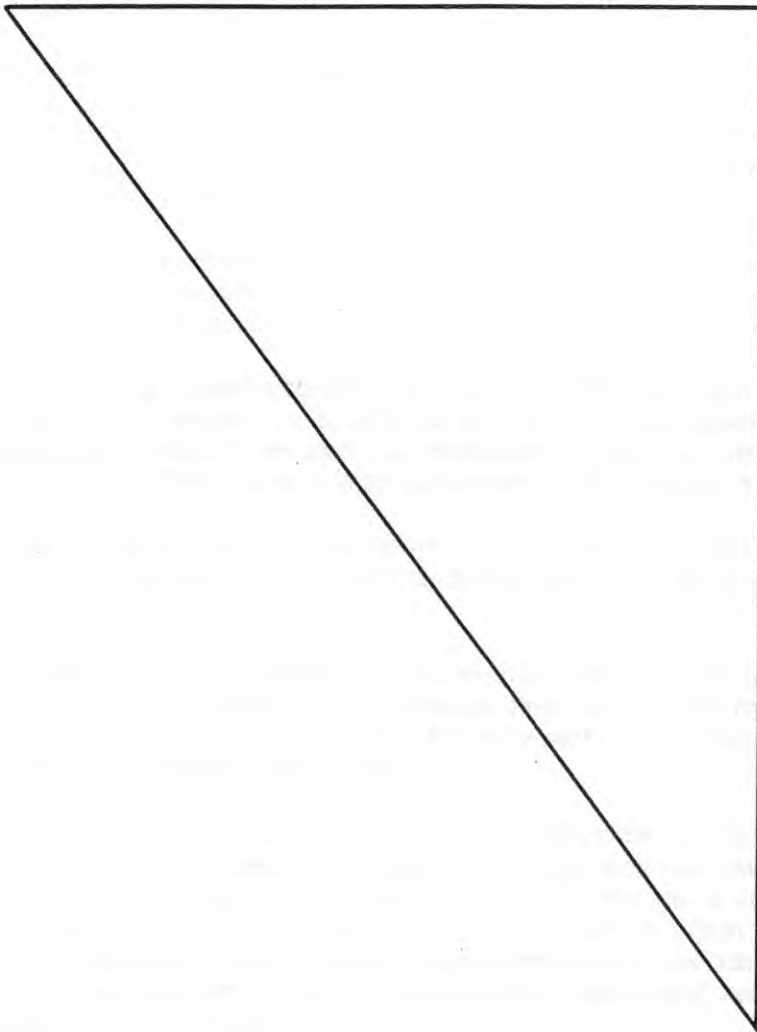
EVOLUCION RESERVAS HIDRAULICAS 1982 - 1992



GRAFICA 1.5



GENERACION



CAPITULO 2

2. GENERACION

La capacidad efectiva de generación del Sistema Interconectado Nacional al finalizar 1992, con el plan de emergencia ejecutado al terminar el año fué de 8488 MW. El incremento de capacidad se logró con la entrada de los siguientes proyectos :

- La Central de Gualanday construída por Ecopetrol en el departamento del Tolima que entró en operación comercial a partir del 11 de Noviembre con una capacidad efectiva de 30 MW en su primera fase.
- El 11 de Diciembre entró a pruebas la Unidad III del Guavio quedando en operación comercial el 16 de Diciembre con una disponibilidad inicial de 200 MW y revaluada posteriormente a 230 MW
- Durante el año se logró la recuperación total o parcial de la capacidad de las unidades térmicas del sistema CORELCA por 115 MW: en la Planta del Río las unidades III, IV, V, VI, VII; la unidad III de Termocartagena; las unidades III, IV, V, VI de Termobarranquilla. Además, se recuperaron 2.6 MW en las plantas de Pita y Guacaica de la CHEC y Electrohuila.
- El 15 de Diciembre entró en servicio el pozo Güepaje situado en el departamento de Sucre, con una producción aproximada de 20 millones de pies cúbicos-día, los cuales permiten afirmar la generación de la Central Turbogás de Chinú en 55 MW.

La generación total del sistema durante 1992 fue de 31847 GWh que representa una reducción del 10.5 % respecto a la obtenida en 1991. La generación hidráulica del sistema representó el 69.2 % del total. La generación térmica tuvo un incremento del 29 % respecto a la de 1991 debido a la exigencia por la crítica situación energética.

La generación de ISA durante 1992 se redujo en 1425 GWh (14.3 %) respecto a la de 1991 y su valor fue de 8567 GWh, correspondientes al 26.9 % de la generación total del sistema.

La disponibilidad térmica promedio-día, considerando todo tipo de factores que la afectaron, fue del 64.4 % respecto a la capacidad efectiva promedio reportada por las empresas durante 1992. Su valor de 1144 MW representa una reducción del 12.5 % respecto a los 1308 MW registrados durante 1991.

La disponibilidad hidráulica promedio día, considerando todo tipo de causas que la afectaron, fue del 81.5 % respecto a la capacidad efectiva reportada por las empresas. Su valor de 5325 MW presentó una reducción del 3.4 % respecto a los 5514 MW de 1991. Dicha reducción de disponibilidad hidráulica se explica en gran medida por las restricciones de utilización de los embalses especialmente en el periodo mas crítico del verano 91-92 y al incremento de los mantenimientos preventivos aprovechando los bajos caudales que se presentaron.

2.1 PRINCIPALES CENTRALES 1992

	CAPACIDAD(MW)		F. DE POTEN	CAPACIDAD EFECTIVA POR UNIDADES	TIPO (1)	FACTOR DE CONVERSION (2)	AÑO (3)
	NOM.	EFE.					
E E B				(N.unid x capac.)		(2)	
CANOAS	50.0	50.0	0.80	1 x 50.0	F	1.2500	1972
SALTO I (7)	61.5	20.0	0.80	10.0 + 10.0 + 3 x 0	P	3.1250	1951
SALTO II	70.0	70.0	0.80	2 x 35.0	P	3.1250	1963
LAGUNETA	76.0	72.0	0.80	4 x 18.0	F	1.8000	1960
COLEGIO	300.0	300.0	0.80	6 x 50.0	P	7.5000	1970
ZIPA I-II-III(7)	136.5	66.0	0.80	2 x 0.0 + 66.0	CV	1.9608	1976
GUACA	324.0	310.5	0.90	3 x 103.5	P	9.2600	1987
PARAISO	276.0	270.0	0.90	3 x 90.0	P	7.8900	1987
GUAVIO	230.0	230.0	0.85	1 x 230	P	2.5781	1992
TOTAL	1524.0	1388.5					
E P M							
TRONERAS	36.0	42.0	0.86	2 x 21.0	F	0.6760	1965
GUADALUPE III	270.0	270.0	0.85	6 x 45.0	P	4.5180	1966
GUADALUPE IV	216.0	201.0	0.90	3x67.0	F	3.3670	1985
RIO GRANDE	75.5	75.5	0.80	3x25 + 1x0.5	3F,1P	2.4190	1956
GUATAPE	560.0	560.0	0.85	8 x 70.0	P	6.8940	1980
PIED.BLANCAS	12.0	6.4	0.80	1 x 6.4	P	3.6190	1958
AYURA	19.1	19.0	0.90	1 x 19.0	F	2.6820	1983
PLAYAS	204.0	200.0	0.90	3 x 66.66	F	1.5870	1988
TOTAL	1392.6	1373.9					
C V C							
ALT.ANCHICAYA	340.2	345.0	0.90	3 x 115.0	F	3.5800	1973
BAJ.ANCHICAYA	64.0	67.0	0.80	11 + 12 + 20 + 24	F	0.5800	1957
SALVAJINA	270.0	270.0	0.90	3 x 90.0	F	0.9230	1985
CALIMA	120.0	120.0	0.80	4 x 30.0	F	1.7800	1967
YUMBO (7)	50.0	47.0	0.80	9 + 8 + 30	CV	1.5358	1962
MENORES	14.4	2.0	0.80				
TOTAL	858.6	851.0					
I C E L							
CHEC							
INSULA	27.0	21.0	0.85	3 x 7.0	F	0.825	1979
ESMERALDA	30.0	30.0	0.85	2 x 15.0	F	1.360	1963
S.FRANCISCO	135.0	135.0	0.85	3 x 45.0	F	1.500	1969
MEN.(CHEC+CQR)	27.5	18.0					
RIO NEGRO	10.0	10.0	0.85	2 x 5.0	F	0.530	1974
SUBTOTAL	229.5	214.0					
TOLIMA-HUILA							
RIO PRADO	51.0	49.0	0.85	15+14+15+5.0	F	0.4137	1973
MENORES TOLIMA	15.1	7.0					
MENORES HUILA	8.3	5.0					
SUBTOTAL	74.4	61.0					
NOTAS							
(1) : TIPO DE LA CENTRAL				(2) : Para Plantas Hid. en MW/m3/Seg.			
F	: Hid. con Francis			Para Plantas Term CV en MWh/Ton.			
P	: Hid. con Pelton			Para Plantas Term. FO en KWh/Gal.			
CV	: Térmica Carbón-Vapor			Para Plantas Term. GV en KWh/MBTU.			
GV	: Térmica Gas-Vapor						
FO-V	: Térmica Fuel Oil-Vapor						
G	: Térmica Gas						
TG	: Térmica Turbogas			(3) : Año de Puesta en Servicio de la			
FO	: Térmica Fuel Oil			última Unidad			

(Continuación)							
	CAPACIDAD(MW)		F. DE	CAPACIDAD EFECTIVA	TIPO	FACTOR DE	AÑO
	NOM.	EFE.	POTEN	POR UNIDADES	(1)	CONVERSION	(3)
NORDESTE							
PAIPA I	33.0	33.0	0.80	1 x 33.0	CV	1.7065	1963
PAIPA II	66.0	66.0	0.85	1 x 66.0	CV	2.0790	1975
PAIPA III	74.0	75.0	0.85	1 x 75.0	CV	2.1459	1982
ZULIA	15.0	0.0	0.85	1 x 0.0	FO-V,GV	7.46,58.62	1969
TIBU	19.0	15.0	0.85	3 x 5.0	FO-V,GV	5.99,43.96	1965
PALMAS-S.GIL	21.0	18.0	0.80		F	1.286	1954
PALENQUE III	15.0	15.0	0.80	1 x 15.0	GV	68.1663	1972
PALENQUE IV	16.0	15.0	0.85	1 x 15.0	TG	68.1663	1982
PALENQUE V	22.0	20.0	0.85	1 x 20.0	TG	72.9927	1982
BARRANCA I-II	25.0	24.5	0.85	1x12.5 + 1x12.0	GV,FO-V	72.5,11.42	1972
BARRANCA III	66.0	66.0	0.85	1 x 66.0	GV,FO-V	77.5,11.42	1978
BARRANCA IV	32.0	30.0	0.90	1 x 30.0	GV-TG	68.966	1983
TASAJERO	163.0	150.0	0.85	1 x 150.0	CV	2.4390	1985
SUBTOTAL	567.0	527.5					
CEDELCA-CEDENAR							
RIO MAYO	21.0	21.0	0.80	3 x 7.0	F	1.677	1969
FLORIDA II	24.0	24.0	0.80	2 x 12.0	F	0.938	1975
MENORES	12.0	9.0					
SUBTOTAL	57.0	54.0					
TOTAL ICEL	927.9	856.5					
CORELCA						2.2271714	
TERMOGUAJIRA	320.0	320.0	0.85	2 x 160.0	G-C	96.154, 2.227	1987
EL RIO (7)	94.3	34.0	0.85	2+0+2x4+5+10+9+0+0+0	(4)	56.050,54.60	1972
LA UNION	61.4	49.0	0.80	9+12+18+10	G-TG	55.1926	1971
BARRANQUILLA	316.0	265.0	0.85	40+55+70+70+2*15	(5)	74.1582,13.2242	1980
CARTAGENA	203.0	179.0	0.85	62 + 55 + 62	G/FO	78.5984,12.706	1980
COSPIQUE	57.5	30.0	0.80	2 x 4 + 9 + 8 + 5	(6)	45.8716	1972
CHINU	47.1	26.0	0.80	6 + 5 + 0 + 15	G-TG	55.3309	1971
BALLENAS	31.6	10.0	0.85	0 + 10.0	G-TG	46.9484	1983
RIOMAR	10.8	0.0	0.90	0	G-TG	47.3934	1985
TURCHINU (7) (8)	133.0	99.0	0.85	2x33.0 + 0 + 33.0	TG	69.9655	1982
TOTAL	1274.7	1012.0					
CHB							
BETANIA	510.0	500.0	0.90	3 x 166.6	F		1987
ISA							
CHIVOR I	500.0	500.0	0.90	4 x 125.0	P	6.3691	1977
CHIVOR II	500.0	500.0	0.90	4 x 125.0	P	6.3691	1982
SAN CARLOS I	620.0	620.0	0.90	4 x 155.0	P	5.0231	1984
SAN CARLOS II	620.0	620.0	0.90	4 x 155.0	P	5.0231	1987
JAGUAS	170.0	170.0	0.90	2 x 85.0	F	2.2291	1988
CALDERAS (7)	9.0	0.0	0.90	1 x 0	P	2.7700	1988
ZIPA IV	66.0	66.0	0.85	1 x 66.0	CV	1.9608	1981
ZIPA V	66.0	0.0	0.85	1 x 66.0	CV	1.9608	1985
GUALANDAY (9)	35.3	30.0	0.85	1 x 25.0	TG	108.9324 / 128.3697	1992
TOTAL	2586.3	2506.0					
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO							
	9074.1	8487.9					
(4) : Las Unidades 2 a 8 son del tipo GV, 9 y 10 son del tipo G/TG,				(6) : Las Unidades 1 a 4 son del tipo CV, la Unidad 5 es del tipo G/TG			
(5) : Las unidades 1 y 2 son del tipo G/FO/CV , 5 y 6 son del tipo G/TG				(7) : Centrales con unidades en Proceso de Recuperación			
(8) : Antigua Chinú de ISA				(9) : Propiedad de Ecopetrol. Factor de conversión para ciclo simple y ciclo compuesto.			

2.2 CAPACIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO (MW)

1992

SISTEMA	NOMINAL			EFECTIVA		
	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL
EEB	1387.5	136.5	1524.0	1322.5	66.0	1388.5
EPM	1392.6	0.0	1392.6	1373.9	0.0	1373.9
CVC	808.6	50.0	858.6	804.0	47.0	851.0
ICEL	381.9	546.0	927.9	347.0	509.5	856.5
CHEC	229.5	0.0	229.5	214.0	0.0	214.0
TOL/HUI	74.4	0.0	74.4	61.0	0.0	61.0
NORDESTE	21.0	546.0	567.0	18.0	509.5	527.5
CED/CED	57.0	0.0	57.0	54.0	0.0	54.0
CORELCA	0.0	1274.7	1274.7	0.0	1012.0	1012.0
CHB	510.0	0.0	510.0	500.0	0.0	500.0
ISA	2419.0	167.3	2586.3	2410.0	96.0	2506.0
TOTAL	6899.6	2174.5	9074.1	6757.4	1730.5	8487.9

2.3 GENERACION BRUTA MENSUAL POR PLANTAS (GWh)

1992

CENTRAL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CANOAS	11.60	11.19	12.82	7.53	7.37	2.52	5.17	9.29	6.73	5.97	7.13	4.36	91.67
SALTO I	10.62	11.70	14.13	13.69	14.16	13.87	14.59	14.57	8.63	14.52	13.53	14.51	158.53
SALTO II	22.84	21.47	20.88	10.67	10.06	9.67	5.31	11.58	14.16	6.78	7.61	13.18	154.22
LAGUNETA	16.77	16.41	17.96	11.46	10.81	13.08	9.35	14.67	10.70	9.13	10.29	14.70	155.34
COLEGIO	84.56	82.58	86.01	59.28	59.37	61.02	53.10	68.30	53.12	51.38	56.73	80.35	795.80
GUACA	88.93	113.64	130.05	108.23	93.15	68.04	80.76	121.06	89.55	67.75	64.16	105.68	1131.01
PARAISO	79.11	97.68	113.13	94.37	75.90	56.61	68.61	104.44	78.23	57.33	54.89	93.08	973.37
GUAVIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.43	78.43
MENORES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ZIPA I	0.00	0.00	0.00	3.16	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.35
ZIPA III	40.42	26.17	36.60	36.83	35.60	26.71	44.51	15.22	0.00	38.53	33.93	45.78	380.30
RAC/MIENTO	0.00	0.43	72.32	187.98	191.63	177.38	163.62	117.79	119.01	120.57	140.99	107.45	1399.16
GUADA/PE III	86.11	85.80	69.12	40.56	108.30	91.99	68.24	109.07	150.32	132.62	82.81	68.66	1093.60
GUADA/PE IV	65.87	65.62	52.99	30.54	82.16	69.61	51.83	82.64	113.96	100.73	62.99	52.87	831.79
TRONERAS	11.49	11.34	8.84	5.07	14.75	12.30	8.95	15.57	21.28	17.57	10.09	8.75	146.00
R.GRANDE	27.92	18.45	21.49	49.30	49.98	46.68	46.41	18.03	48.99	49.32	46.00	34.93	457.50
GUATAPE	281.20	248.00	271.76	216.33	73.71	108.53	83.01	32.75	45.50	125.34	211.14	99.36	1796.61
P.BLANCAS	3.32	2.47	2.33	1.90	2.31	1.94	1.82	1.70	1.92	1.55	1.36	1.95	24.57
AYURA	13.42	10.30	9.64	7.44	6.69	6.28	7.24	4.03	6.30	8.60	7.64	7.82	95.40
PLAYAS	123.61	120.76	126.89	90.69	92.00	87.34	62.96	49.21	97.85	122.31	100.14	93.43	1167.18
RAC/MIENTO	0.00	0.00	65.75	144.97	139.43	121.30	126.76	67.50	77.02	68.21	98.79	94.46	1004.20
A.ANCHICAYA	86.04	74.66	65.18	50.88	80.84	62.91	51.15	40.03	67.20	107.12	104.03	142.38	932.41
B.ANCHICAYA	22.78	21.26	17.19	12.87	21.12	17.69	13.55	11.61	21.27	32.31	30.82	40.32	262.78
CALIMA	15.71	21.58	41.00	7.58	1.39	1.99	7.14	3.20	1.49	7.61	7.50	3.64	119.82
RIO CALI	0.74	0.68	0.61	0.65	0.95	0.89	0.48	0.30	0.45	0.53	0.62	1.13	8.05
SALVAJINA	111.08	83.04	74.19	53.66	38.06	31.12	38.44	54.01	46.87	31.98	27.45	30.69	620.59
T.YUMBO	15.81	16.46	25.47	24.27	20.33	15.52	17.07	15.27	23.33	23.00	15.98	22.74	235.25
RAC/MIENTO	0.00	0.61	36.37	105.84	101.14	103.56	99.80	70.76	78.56	67.02	89.75	83.58	837.00
INSULA	3.73	0.00	4.30	5.79	7.80	6.73	6.22	5.71	6.07	6.57	8.16	10.28	71.37
ESMERALDA	10.10	9.12	11.85	13.36	16.33	14.26	11.97	10.42	12.98	14.27	15.60	18.97	159.24
SAN FCO.	16.01	11.74	14.48	16.74	19.71	18.25	15.08	12.99	16.71	18.21	20.87	24.95	205.74
RIO NEGRO	5.32	4.12	4.66	4.56	4.70	4.08	1.37	0.26	2.04	2.68	2.69	2.90	39.39
MEN. CQR	7.53	6.77	6.52	4.74	3.55	3.23	3.41	2.78	3.22	3.64	2.14	1.53	49.04
RAC/MIENTO	0.00	0.00	20.46	45.14	52.59	44.34	44.82	28.18	30.05	33.12	38.49	32.05	369.24
RIO PRADO	31.49	29.60	21.11	4.34	3.76	5.72	9.21	3.75	4.50	4.86	11.57	8.72	138.62
MEN. TOL	2.05	1.80	2.01	1.89	1.94	1.98	1.96	1.92	1.74	1.89	1.93	2.30	23.42
MEN. HUILA	1.52	2.71	2.71	2.25	1.91	1.72	1.87	1.81	1.58	2.05	3.06	2.53	25.72
RAC/MIENTO	0.57	0.00	6.95	24.02	19.07	19.51	20.15	8.83	13.49	12.58	18.58	21.58	165.31

CENTRAL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
PAIPA I	18.40	14.63	20.27	17.75	5.53	2.76	21.12	20.10	20.78	16.29	14.00	16.64	188.28
PAIPA II	33.90	43.73	48.75	46.66	49.17	42.38	48.24	48.95	47.15	29.31	47.05	45.55	530.83
PAIPA III	47.51	42.69	50.12	48.69	43.59	47.79	41.47	10.01	23.80	54.64	52.51	40.80	503.62
ZULIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TIBU	1.27	1.25	0.97	1.45	1.10	0.88	0.79	0.77	0.95	0.62	0.23	0.56	10.83
PALENOQUE III	3.00	4.64	5.91	5.03	3.44	6.68	6.82	6.59	6.22	7.66	7.22	8.13	71.32
PALENOQUE IV	7.41	6.31	3.34	5.15	5.42	5.82	6.93	6.86	5.90	7.54	7.74	6.14	74.55
PALENOQUE V	0.01	0.10	1.84	0.34	0.04	0.06	0.00	0.18	2.41	0.76	0.32	1.65	7.70
BARRANCA I-II	14.20	6.01	14.46	15.52	15.79	14.09	16.12	14.46	17.30	14.98	15.19	16.88	174.99
BARRANCA III	17.49	24.16	29.53	26.17	39.24	36.08	36.98	37.25	34.66	34.21	27.48	28.93	372.17
BARRANCA IV	17.21	18.59	16.38	15.42	19.83	15.24	19.24	19.60	19.41	0.34	0.00	0.00	161.16
TASAJERO	113.92	109.10	73.78	93.70	105.04	75.65	110.76	113.98	67.14	33.18	66.62	88.53	1051.39
HIDRAULICAS	9.25	8.47	7.32	7.62	10.01	8.84	9.34	9.06	8.33	9.09	8.15	9.84	105.31
RAC/MIENTO	0.00	0.31	15.23	55.15	52.75	61.11	51.13	43.24	44.16	34.00	49.13	34.41	440.64
CADAFE (VEN)	20.15	19.09	8.95	19.13	29.42	31.91	32.40	34.29	32.32	28.63	16.25	20.81	293.34
RIO MAYO	9.05	8.16	8.48	8.99	7.29	7.96	11.93	9.92	6.61	5.48	5.70	8.83	98.40
FLORIDA	5.32	4.35	4.31	7.08	5.50	6.86	11.11	9.94	5.68	4.15	4.64	6.57	75.50
MEN. CED	2.70	2.05	2.13	2.36	2.54	2.25	2.67	2.66	1.85	1.02	1.21	2.09	25.54
RAC/MIENTO	1.50	4.35	9.53	20.86	21.07	18.84	17.31	10.78	13.44	17.12	18.53	17.52	170.84
CHINU	11.77	14.61	5.76	10.12	8.34	9.06	7.29	8.06	5.33	4.72	3.29	6.31	94.65
COSPIQUE	16.58	13.76	14.62	13.73	15.43	13.90	15.36	15.84	16.35	14.63	15.29	15.15	180.64
RIO	1.40	0.61	1.15	1.42	3.91	4.84	1.58	5.29	6.02	6.06	7.96	9.25	49.49
UNION	32.56	33.56	34.29	32.34	24.22	21.46	22.92	32.90	28.37	33.01	19.54	21.74	336.91
RIO MAR	3.62	3.77	3.98	3.65	3.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.11
T.CARTAGENA	85.88	50.67	75.03	81.41	72.02	73.00	64.84	107.99	120.73	117.88	102.72	108.46	1060.62
T.BOQUILLA	117.05	85.35	121.03	104.46	119.11	104.31	112.97	113.78	110.63	125.78	116.54	143.59	1374.60
T.GUAJIRA	223.34	212.28	226.50	205.13	176.42	150.08	178.34	161.82	189.73	181.56	203.96	200.69	2309.83
BALLENAS	0.00	0.00	0.22	4.06	7.33	6.06	7.71	7.32	6.93	7.66	4.04	4.88	56.24
TURCHINU	2.60	8.38	13.66	20.76	19.83	25.32	26.44	8.53	10.93	12.90	8.03	24.74	182.12
GAIRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RAC/MIENTO	0.05	1.24	64.54	121.42	114.70	96.10	106.79	61.45	68.61	67.79	58.36	32.49	793.55
BETANIA	140.47	135.70	101.50	96.75	125.01	136.63	190.08	294.94	115.51	120.70	127.61	115.65	1700.54
CHIVOR	251.98	356.38	180.84	83.34	110.23	248.37	435.21	602.47	330.21	285.81	270.81	161.31	3316.95
S.CARLOS	434.55	421.39	421.08	310.81	373.69	363.48	230.99	197.89	392.41	499.00	357.99	375.38	4378.66
ZIPA IV	35.56	19.73	44.18	27.18	38.83	29.91	39.99	15.77	36.62	0.00	20.47	31.75	339.99
ZIPA V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.53	0.53
EXP OXI	0.00	0.00	1.41	1.27	1.75	2.64	0.33	0.11	0.04	0.12	3.46	0.01	11.12
CALDERAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
JAGUAS	46.59	55.23	44.04	18.78	40.94	48.81	29.26	26.83	62.83	71.57	37.35	48.78	531.00
BARCAZAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.27	0.00	0.00	0.27
GUALANDAY	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.46	12.74	25.20
CUATRIDENTARI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.37	30.82	43.19
RAC/MIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.42	3.42
TOTALES	3024.55	2958.80	3162.87	3032.28	3136.37	3047.43	3160.39	3188.85	3134.17	3216.13	3133.65	3171.56	37967.04

2.4 FACTORES DE UTILIZACION RESPECTO A LA CAPACIDAD NOMINAL

1992

CENTRAL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CANOAS	0.31	0.32	0.34	0.21	0.20	0.07	0.14	0.25	0.19	0.16	0.20	0.12	0.21
SALTO I	0.23	0.27	0.31	0.31	0.31	0.31	0.32	0.32	0.19	0.32	0.31	0.32	0.29
SALTO II	0.44	0.44	0.40	0.21	0.19	0.19	0.10	0.22	0.28	0.13	0.15	0.25	0.25
LAGUNETA	0.30	0.31	0.32	0.21	0.19	0.24	0.17	0.26	0.20	0.16	0.19	0.26	0.23
COLEGIO	0.38	0.40	0.39	0.27	0.27	0.28	0.24	0.31	0.25	0.23	0.26	0.36	0.30
GUACA	0.37	0.50	0.54	0.46	0.39	0.29	0.34	0.50	0.38	0.28	0.28	0.44	0.40
PARAISO	0.39	0.51	0.55	0.47	0.37	0.28	0.33	0.51	0.39	0.28	0.28	0.45	0.40
GUAVIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89
MENORES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ZIPA I	0.00	0.00	0.00	0.06	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
ZIPA III	0.82	0.57	0.75	0.78	0.72	0.56	0.91	0.31	0.00	0.78	0.71	0.93	0.66
GUADA/PE III	0.43	0.46	0.34	0.21	0.54	0.47	0.34	0.54	0.77	0.66	0.43	0.34	0.46
GUADA/PE IV	0.41	0.44	0.33	0.20	0.51	0.45	0.32	0.51	0.73	0.63	0.41	0.33	0.44
TRONERAS	0.43	0.45	0.33	0.20	0.55	0.47	0.33	0.58	0.82	0.66	0.39	0.33	0.46
R.GRANDE	0.50	0.35	0.38	0.91	0.89	0.86	0.83	0.32	0.90	0.88	0.85	0.62	0.69
GUATAPE	0.67	0.64	0.65	0.54	0.18	0.27	0.20	0.08	0.11	0.30	0.52	0.24	0.37
P.BLANCAS	0.37	0.30	0.26	0.22	0.26	0.23	0.20	0.19	0.22	0.17	0.16	0.22	0.23
AYURA	0.94	0.77	0.68	0.54	0.47	0.56	0.51	0.28	0.46	0.61	0.56	0.55	0.57
PLAYAS	0.81	0.85	0.84	0.62	0.61	0.49	0.41	0.32	0.67	0.81	0.68	0.62	0.65
A.ANCHICAYA	0.34	0.32	0.26	0.21	0.32	0.26	0.20	0.16	0.27	0.42	0.42	0.56	0.31
B.ANCHICAYA	0.48	0.48	0.36	0.28	0.44	0.38	0.28	0.24	0.46	0.68	0.67	0.85	0.47
CALIMA	0.18	0.26	0.46	0.09	0.02	0.02	0.08	0.04	0.02	0.09	0.09	0.04	0.11
RIO CALI	0.55	0.54	0.45	0.50	0.71	0.69	0.36	0.22	0.34	0.40	0.48	0.85	0.51
SALVAJINA	0.55	0.44	0.37	0.28	0.19	0.16	0.19	0.27	0.24	0.16	0.14	0.15	0.26
T.YUMBO	0.42	0.47	0.68	0.67	0.55	0.43	0.46	0.41	0.65	0.62	0.44	0.61	0.54
INSULA	0.19	0.00	0.21	0.30	0.39	0.35	0.31	0.28	0.31	0.33	0.42	0.51	0.30
ESMERALDA	0.45	0.44	0.53	0.62	0.73	0.66	0.54	0.47	0.60	0.64	0.72	0.85	0.60
SAN FCO.	0.16	0.12	0.14	0.17	0.20	0.19	0.15	0.13	0.17	0.18	0.21	0.25	0.17
RIO NEGRO	0.72	0.59	0.63	0.63	0.63	0.57	0.18	0.04	0.28	0.36	0.37	0.39	0.45
MEN. CQR	0.37	0.35	0.32	0.24	0.17	0.16	0.17	0.14	0.16	0.18	0.11	0.07	0.20
RIO PRADO	0.83	0.83	0.56	0.12	0.10	0.16	0.24	0.10	0.12	0.13	0.32	0.23	0.31
MEN. TOL	0.18	0.17	0.18	0.17	0.17	0.18	0.17	0.17	0.16	0.17	0.18	0.21	0.18
MEN. HUILA	0.25	0.47	0.44	0.38	0.31	0.29	0.30	0.29	0.26	0.33	0.51	0.41	0.35
PAIPA I	0.75	0.64	0.83	0.75	0.23	0.12	0.86	0.82	0.87	0.66	0.59	0.68	0.65
PAIPA II	0.69	0.95	0.99	0.98	1.00	0.89	0.98	1.00	0.99	0.60	0.99	0.93	0.92
PAIPA III	0.86	0.83	0.91	0.91	0.79	0.90	0.75	0.18	0.45	0.99	0.99	0.74	0.77
ZULIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TIBU	0.09	0.09	0.07	0.11	0.08	0.06	0.06	0.05	0.07	0.04	0.02	0.04	0.06
PALENQUE III	0.27	0.44	0.53	0.47	0.31	0.62	0.61	0.59	0.58	0.69	0.67	0.73	0.54
PALENQUE IV	0.62	0.57	0.28	0.45	0.46	0.51	0.58	0.58	0.51	0.63	0.67	0.52	0.53
PALENQUE V	0.00	0.01	0.11	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.15	0.05	0.02	0.10	0.04
BARRANCA I-II	0.76	0.35	0.78	0.86	0.85	0.78	0.87	0.78	0.96	0.81	0.84	0.91	0.80
BARRANCA III	0.36	0.53	0.60	0.55	0.80	0.76	0.75	0.76	0.73	0.70	0.58	0.59	0.64
BARRANCA IV	0.72	0.83	0.69	0.67	0.83	0.66	0.81	0.82	0.84	0.01	0.00	0.00	0.57
TASAJERO	0.94	0.96	0.61	0.80	0.87	0.64	0.91	0.94	0.57	0.27	0.57	0.73	0.73
HIDRAULICAS	0.59	0.58	0.47	0.50	0.64	0.58	0.60	0.58	0.55	0.58	0.54	0.63	0.57
RIO MAYO	0.58	0.56	0.54	0.59	0.47	0.53	0.76	0.63	0.44	0.35	0.38	0.57	0.53
FLORIDA	0.30	0.26	0.24	0.41	0.31	0.40	0.62	0.56	0.33	0.23	0.27	0.37	0.36
MEN. CED	0.30	0.25	0.24	0.27	0.28	0.26	0.30	0.30	0.21	0.11	0.14	0.23	0.24
CHINU	0.28	0.36	0.13	0.24	0.19	0.22	0.17	0.19	0.13	0.11	0.08	0.15	0.19
COSPIQUE	0.47	0.42	0.42	0.40	0.44	0.41	0.44	0.45	0.48	0.42	0.45	0.43	0.44
RIO	0.02	0.01	0.02	0.02	0.06	0.07	0.02	0.08	0.09	0.09	0.12	0.13	0.06
UNION	0.71	0.79	0.75	0.73	0.53	0.49	0.50	0.72	0.64	0.72	0.44	0.48	0.62
RIO MAR	0.45	0.50	0.50	0.47	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.19
T.CARTAGENA	0.57	0.36	0.50	0.56	0.48	0.50	0.43	0.71	0.83	0.78	0.70	0.72	0.59
T.B/QUILLA	0.50	0.39	0.51	0.46	0.51	0.46	0.48	0.48	0.49	0.54	0.51	0.61	0.50
T.GUAJIRA	0.94	0.95	0.95	0.89	0.74	0.65	0.75	0.68	0.82	0.76	0.89	0.84	0.82
BALLENAS	0.00	0.00	0.01	0.18	0.31	0.27	0.33	0.31	0.30	0.33	0.18	0.21	0.20
TURCHINU	0.03	0.09	0.14	0.22	0.20	0.26	0.27	0.09	0.11	0.13	0.08	0.25	0.16
BETANIA	0.37	0.38	0.27	0.26	0.33	0.37	0.50	0.78	0.31	0.32	0.35	0.30	0.38
CHIVOR	0.34	0.51	0.24	0.12	0.15	0.34	0.58	0.81	0.46	0.38	0.38	0.22	0.38
S.CARLOS	0.47	0.49	0.46	0.35	0.41	0.41	0.25	0.21	0.44	0.54	0.40	0.41	0.40
ZIPA IV	0.72	0.43	0.90	0.57	0.79	0.63	0.81	0.32	0.77	0.00	0.43	0.65	0.59
ZIPA V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
CALDERAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
JAGUAS	0.37	0.47	0.35	0.15	0.32	0.40	0.23	0.21	0.51	0.57	0.31	0.39	0.36
GUALANDAY	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	0.49	0.59
TOTA MES	0.45	0.47	0.47	0.46	0.46	0.47	0.47	0.47	0.48	0.48	0.48	0.47	0.47

2.5 FACTORES DE UTILIZACION RESPECTO A LA CAPACIDAD EFECTIVA

1992

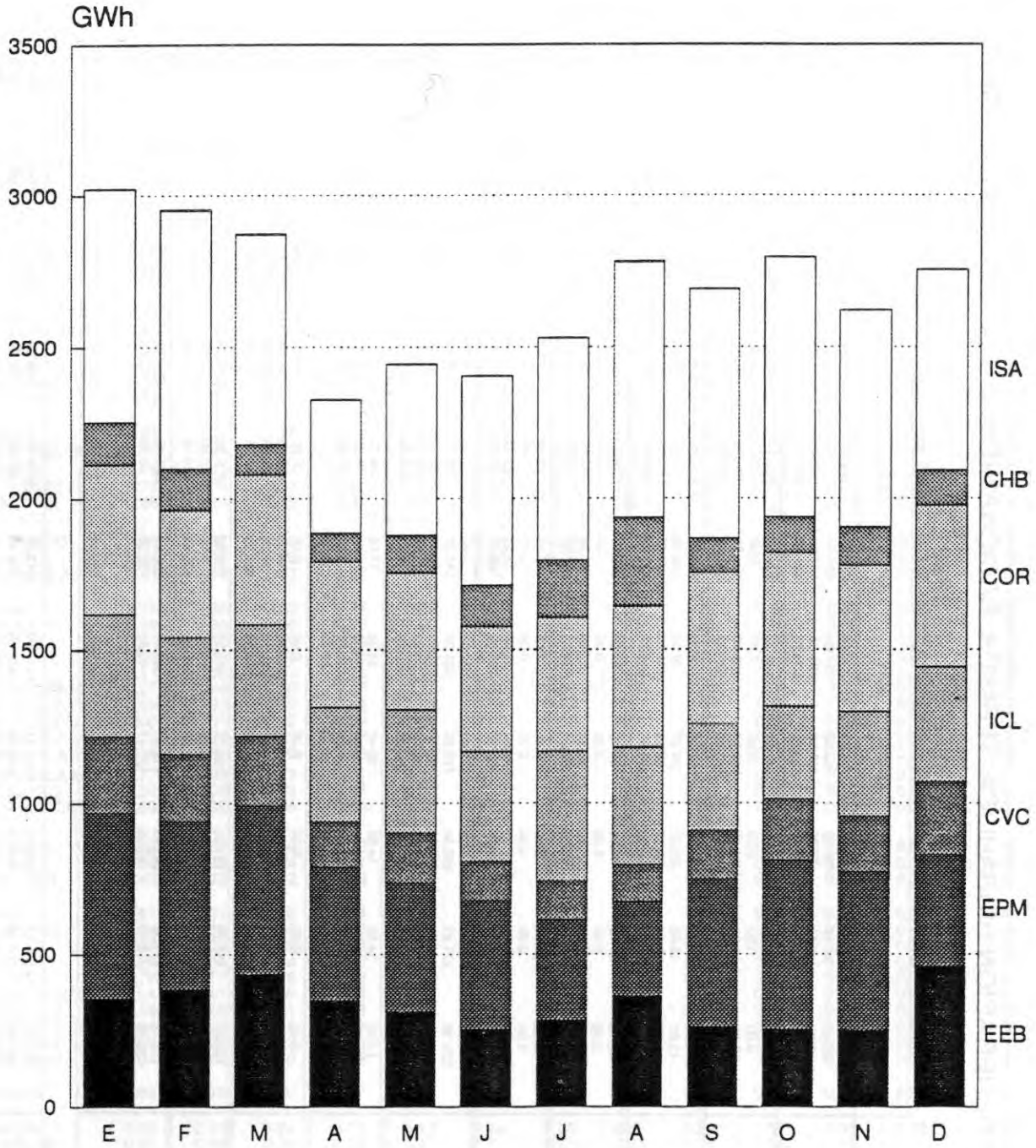
CENTRAL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CANOA	0.31	0.32	0.34	0.21	0.20	0.07	0.14	0.25	0.19	0.16	0.20	0.12	0.21
SALTO I	0.71	0.84	0.95	0.95	0.95	0.96	0.98	0.98	0.80	0.98	0.95	0.98	0.90
SALTO II	0.44	0.44	0.40	0.21	0.19	0.19	0.10	0.22	0.28	0.13	0.14	0.25	0.25
LAGUNETA	0.31	0.33	0.34	0.22	0.20	0.27	0.17	0.21	0.21	0.17	0.20	0.27	0.25
COLEGIO	0.38	0.40	0.39	0.27	0.28	0.28	0.24	0.31	0.25	0.23	0.26	0.36	0.30
GUACA	0.38	0.53	0.56	0.48	0.40	0.30	0.35	0.52	0.40	0.29	0.29	0.46	0.41
PARAISO	0.39	0.52	0.56	0.49	0.38	0.29	0.34	0.52	0.40	0.29	0.28	0.46	0.41
GUAYIVO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MENORES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ZIPA I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
ZIPA III	0.82	0.57	0.75	0.78	0.72	0.56	0.91	0.31	0.00	0.78	0.71	0.93	0.66
GUADAJE III	0.43	0.46	0.34	0.21	0.54	0.47	0.34	0.54	0.77	0.66	0.43	0.34	0.46
TRONERAS	0.44	0.47	0.35	0.21	0.55	0.48	0.35	0.55	0.79	0.67	0.44	0.35	0.47
RGRANDE	0.50	0.45	0.28	0.17	0.47	0.41	0.29	0.50	0.70	0.56	0.33	0.28	0.40
GUATAPE	0.50	0.35	0.38	0.91	0.89	0.86	0.83	0.32	0.90	0.88	0.85	0.62	0.69
P BLANCAS	0.70	0.56	0.49	0.54	0.18	0.27	0.20	0.08	0.11	0.30	0.52	0.24	0.37
AYURA	0.95	0.78	0.68	0.41	0.48	0.42	0.38	0.36	0.42	0.32	0.30	0.41	0.44
PLAYAS	0.83	0.87	0.85	0.63	0.62	0.61	0.42	0.28	0.46	0.61	0.56	0.55	0.57
AANCHICAYA	0.34	0.31	0.25	0.20	0.31	0.25	0.20	0.16	0.27	0.82	0.42	0.55	0.31
BANCHICAYA	0.46	0.46	0.34	0.27	0.42	0.37	0.27	0.23	0.44	0.65	0.64	0.81	0.45
CALIMA	0.18	0.26	0.46	0.09	0.02	0.02	0.08	0.04	0.02	0.09	0.09	0.04	0.11
RIO CALI	0.55	0.54	0.45	0.50	0.71	0.69	0.36	0.22	0.34	0.40	0.48	0.85	0.51
SALVAJINA	0.55	0.44	0.37	0.28	0.19	0.16	0.19	0.27	0.24	0.16	0.14	0.15	0.26
T.YUMBO	0.45	0.50	0.73	0.72	0.58	0.46	0.49	0.44	0.69	0.66	0.47	0.65	0.57
INSULA	0.24	0.00	0.28	0.38	0.50	0.45	0.40	0.37	0.40	0.42	0.54	0.66	0.39
ESMERALDA	0.45	0.44	0.53	0.62	0.73	0.66	0.54	0.47	0.60	0.64	0.72	0.85	0.60
SAN FCO.	0.16	0.12	0.14	0.17	0.20	0.19	0.15	0.13	0.17	0.18	0.21	0.25	0.17
RIO NEGRO	0.72	0.59	0.63	0.63	0.63	0.57	0.18	0.04	0.28	0.36	0.37	0.39	0.45
MEN. COR	0.56	0.54	0.49	0.37	0.27	0.25	0.25	0.21	0.25	0.27	0.17	0.11	0.31
RIO PRADO	0.86	0.87	0.58	0.12	0.10	0.16	0.25	0.10	0.13	0.13	0.33	0.24	0.32
MEN. TOL	0.39	0.37	0.39	0.37	0.37	0.39	0.38	0.37	0.35	0.36	0.38	0.44	0.38
MEN. HUILLA	0.41	0.78	0.73	0.63	0.51	0.48	0.50	0.49	0.44	0.55	0.85	0.68	0.59
PAIPA I	0.75	0.64	0.83	0.75	0.23	0.12	0.86	0.82	0.87	0.66	0.59	0.68	0.65
PAIPA II	0.69	0.95	0.99	0.98	1.00	0.89	0.98	1.00	0.99	0.66	0.99	0.93	0.92
PAIPA III	0.85	0.82	0.90	0.90	0.78	0.89	0.74	0.18	0.44	0.98	0.97	0.73	0.96
ZULIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TIBU	0.11	0.12	0.09	0.13	0.10	0.08	0.07	0.09	0.09	0.06	0.02	0.05	0.08
PALENOQUE III	0.27	0.44	0.53	0.47	0.31	0.62	0.61	0.59	0.58	0.69	0.67	0.73	0.54
PALENOQUE IV	0.66	0.60	0.60	0.48	0.49	0.54	0.62	0.61	0.55	0.68	0.72	0.55	0.57
PALENOQUE V	0.00	0.01	0.12	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.17	0.05	0.02	0.11	0.04
BARRANCA I-II	0.78	0.35	0.79	0.88	0.87	0.80	0.88	0.79	0.98	0.82	0.86	0.93	0.81
BARRANCA III	0.36	0.53	0.60	0.55	0.80	0.76	0.75	0.76	0.73	0.70	0.58	0.59	0.64
BARRANCA IV	0.77	0.89	0.73	0.71	0.89	0.70	0.86	0.88	0.90	0.02	0.00	0.00	0.61
TASAJERO	1.02	1.05	0.66	0.87	0.94	0.70	0.99	1.02	0.62	0.30	0.62	0.79	0.80
HIDRAULICAS	0.69	0.68	0.55	0.59	0.75	0.68	0.70	0.68	0.64	0.68	0.63	0.73	0.67
RIO MAYO	0.58	0.56	0.54	0.59	0.47	0.53	0.76	0.63	0.44	0.35	0.38	0.57	0.53
FLORIDA	0.30	0.26	0.24	0.41	0.31	0.40	0.62	0.56	0.33	0.23	0.27	0.37	0.36
MEN. CED	0.40	0.33	0.32	0.36	0.38	0.35	0.40	0.40	0.28	0.15	0.19	0.31	0.32
CHINU	0.61	0.81	0.30	0.54	0.43	0.48	0.38	0.42	0.28	0.24	0.18	0.33	0.41
COSPIQUE	0.74	0.66	0.65	0.64	0.69	0.64	0.69	0.71	0.75	0.66	0.71	0.68	0.69
RIO UNION	0.06	0.03	0.05	0.06	0.15	0.20	0.06	0.21	0.25	0.24	0.33	0.37	0.17
RIO MAR	0.89	0.98	0.94	0.92	0.66	0.61	0.63	0.90	0.80	0.91	0.55	0.60	0.78
T CARTAGENA	0.70	0.77	0.76	0.72	0.59	0.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32
T BOQUILLA	0.64	0.41	0.56	0.63	0.54	0.57	0.49	0.81	0.94	0.89	0.80	0.81	0.73
T GAUJIRA	0.59	0.46	0.61	0.55	0.60	0.55	0.57	0.58	0.58	0.64	0.61	0.74	0.59
BALLENAS	0.94	0.95	0.95	0.89	0.74	0.85	0.75	0.82	0.82	0.76	0.89	0.84	0.82
TURCHINU	0.00	0.00	0.03	0.95	0.99	0.84	1.04	0.98	0.96	1.03	0.56	0.86	0.64
BETANIA	0.04	0.12	0.19	0.29	0.27	0.36	0.36	0.12	0.15	0.18	0.11	0.34	0.21
CHIVOR	0.34	0.51	0.24	0.12	0.34	0.38	0.51	0.79	0.32	0.32	0.35	0.31	0.39
S CARLOS	0.47	0.49	0.46	0.35	0.41	0.34	0.58	0.81	0.46	0.38	0.38	0.41	0.38
ZIPA IV	0.72	0.43	0.90	0.57	0.41	0.44	0.25	0.21	0.44	0.54	0.40	0.65	0.40
ZIPA V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.81	0.32	0.77	0.00	0.43	0.65	0.59
CALDERAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
JAGUAS	0.00	0.47	0.35	0.00	0.00	0.00	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	0.00
GUALANDAY	0.37	0.15	0.00	0.15	0.32	0.40	0.23	0.21	0.51	0.57	0.91	0.57	0.36
TOTALES	0.49	0.52	0.52	0.51	0.51	0.51	0.52	0.52	0.53	0.53	0.53	0.50	0.52

2.6 GENERACION HIDRAULICA, TERMICA, RACIONAMIENTO Y TOTAL POR SISTEMA (GWh)

1992

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
EEB	HIDR.	314.44	354.66	394.98	305.24	270.83	224.81	236.89	343.90	261.12	212.86	214.34	404.28	3538.35
	TERM.	40.42	26.17	36.60	39.99	37.80	26.71	44.51	15.22	0.00	38.53	33.93	45.78	385.65
	RACI.	0.00	0.43	72.32	197.98	191.63	177.38	163.62	117.79	119.01	120.57	140.99	107.45	1399.16
	TOTL.	354.86	381.26	503.90	533.21	500.25	428.90	445.01	476.91	380.13	371.96	389.26	557.51	5323.17
EPM	HIDR.	612.93	562.74	563.06	441.83	429.89	424.66	330.47	312.99	486.12	558.04	522.16	367.76	5612.65
	TERM.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	RACI.	0.00	0.00	65.75	144.97	139.43	121.30	126.76	67.50	77.02	68.21	98.79	94.46	1004.20
	TOTL.	612.93	562.74	628.81	586.80	569.31	545.96	457.23	380.49	563.14	626.25	620.95	462.22	6616.85
CVC	HIDR.	236.36	201.24	198.16	125.64	142.36	114.60	110.75	109.14	137.27	179.55	170.42	218.15	1943.64
	TERM.	15.81	16.46	25.47	24.27	20.33	15.52	17.07	15.27	23.33	23.00	15.98	22.74	235.25
	RACI.	0.00	0.61	36.37	105.84	101.14	103.56	99.80	70.76	78.56	67.02	89.75	83.58	837.00
	TOTL.	252.17	218.30	260.00	255.76	263.83	233.68	227.63	195.17	239.15	269.57	276.15	324.48	3015.89
CHC	HIDR.	42.68	31.75	41.81	45.19	52.09	46.56	38.05	32.17	41.04	45.37	49.45	58.62	524.78
	TERM.	0.00	0.00	0.00										

GENERACION MENSUAL DE ENERGIA 1992



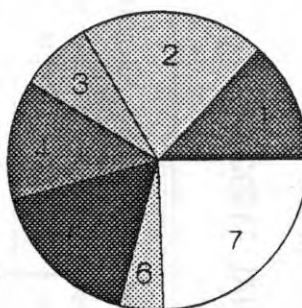
GRAFICA 2.1

PARTICIPACION PORCENTUAL EN LA GENERACION DE ENERGIA

ESTACION VERANO 1991-1992

1	EEB	13.36
2	EPM	19.87
3	CVC	7.88
4	ICEL	13.05
5	CORELCA	16.70
6	CHB	4.68
7	ISA	24.45

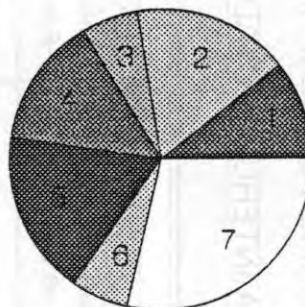
DIC.91 - ABR/92



ESTACION INVIERNO DE 1992

1	EEB	10.74
2	EPM	16.78
3	CVC	5.99
4	ICEL	14.05
5	CORELCA	17.72
6	CHB	6.08
7	ISA	28.64

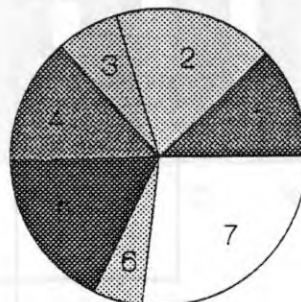
MAY/92 - NOV/92



TOTAL AÑO

1	EEB	12.22
2	EPM	17.43
3	CVC	6.77
4	ICEL	13.85
5	CORELCA	17.59
6	CHB	5.28
7	ISA	26.86

ENE/92 - DIC/92

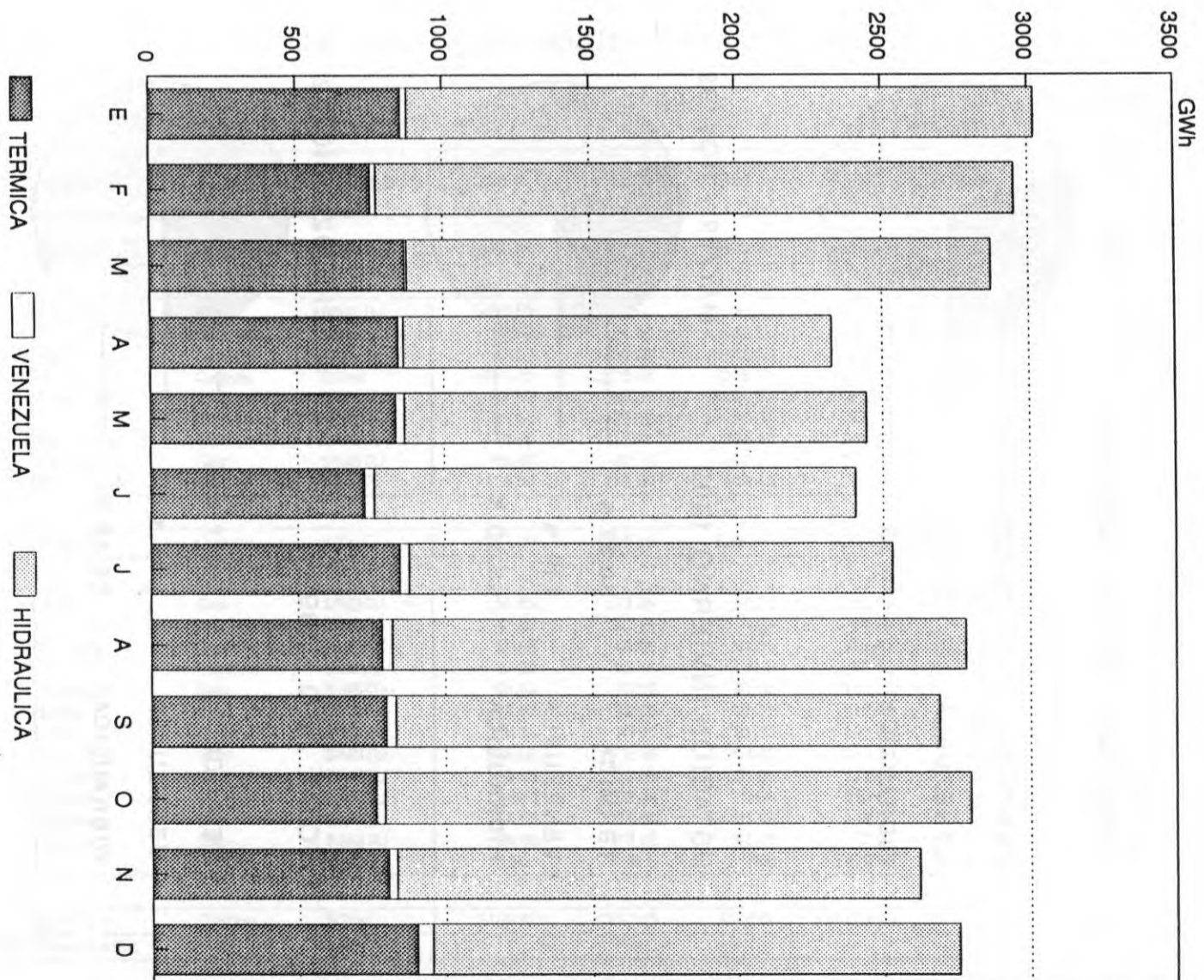


GRAFICA 2.2

2.7 RESUMEN DE GENERACION MENSUAL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - 1992

	HIDRAULICA			TERMICA			VENEZUELA		RACIONAMIENTO		TOTAL
	GWH	%	F.U	GWH	%	F.U	GWH	%	GWH	%	GWH
ENE	2141.38	70.80	0.43	860.90	28.46	0.54	20.15	0.67	2.12	0.07	3024.55
FEB	2176.21	73.55	0.47	756.56	25.57	0.51	19.09	0.65	6.94	0.23	2958.80
MAR	1993.52	63.03	0.40	869.25	27.48	0.55	8.95	0.28	291.15	9.21	3162.87
ABR	1462.11	48.22	0.31	845.66	27.89	0.55	19.13	0.63	705.38	23.26	3032.28
MAY	1577.99	50.31	0.32	836.59	26.67	0.53	29.42	0.94	692.37	22.08	3136.37
JUN	1643.25	53.92	0.34	730.13	23.96	0.47	31.91	1.05	642.14	21.07	3047.43
JUL	1649.78	52.20	0.33	847.82	26.83	0.53	32.40	1.03	630.39	19.95	3160.39
AGO	1959.39	61.45	0.40	786.64	24.67	0.49	34.29	1.08	408.53	12.81	3188.85
SEP	1856.79	59.24	0.39	800.71	25.55	0.52	32.32	1.03	444.35	14.18	3134.17
OCT	2001.45	62.23	0.41	765.64	23.81	0.48	28.63	0.89	420.41	13.07	3216.13
NOV	1786.39	57.01	0.37	806.02	25.72	0.52	28.62	0.91	512.62	16.36	3133.65
DIC	1790.83	56.47	0.35	902.14	28.44	0.57	51.63	1.63	426.97	13.46	3171.56
TOTAL	22039.09	58.98	0.38	9808.05	26.25	0.52	336.53	0.90	5183.37	13.87	37367.04

El factor de utilización se calcula respecto a la capacidad nominal.



GENERACION MENSUAL DE ENERGIA
HIDRAULICA Y TERMICA
1992

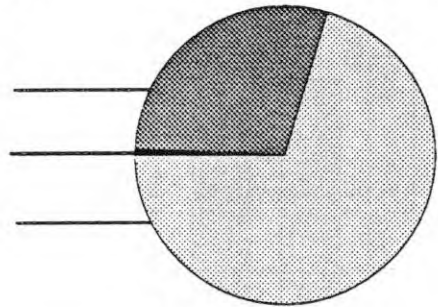
GRAFICA 2.3

DISTRIBUCION ESTACIONAL DE LA DEMANDA ATENDIDA

ESTACION VERANO 1991-1992

DIC/91 - ABR/92

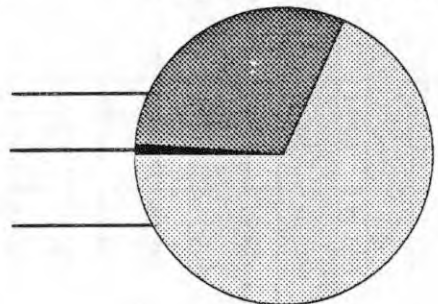
TERMICA	29.02 %
VENEZUELA	0.62 %
HIDRAULICA	70.36 %



ESTACION INVIERNO 1992

MAY/92 - NOV/92

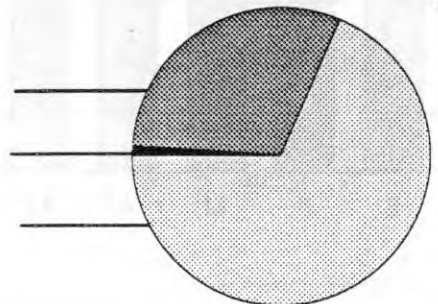
TERMICA	30.51 %
VENEZUELA	1.19 %
HIDRAULICA	68.30 %



TOTAL AÑO - 1992

ENE/92 - DIC/92

TERMICA	30.47 %
VENEZUELA	1.05 %
HIDRAULICA	68.49 %



GRAFICA 2.4

2.8 EVOLUCION COSTOS DE COMBUSTIBLES

1985 - 1992

NOMBRE	COMB.	UNIDADES	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
EEB	Carbón	\$/Ton.	2168.60	2252.63	3500.00	5221.00	8414.25	8791.00	11410.00	14300.00
ICEL	Zulia	\$/MBTU	65.50	78.90	96.90	117.90	143.94	232.05	318.14	470.96
	Fuel Oil	\$/Galón	23.67	26.07	46.32	53.32	62.00	89.33	120.64	136.20
	Tibú	\$/Galón	26.07	26.07	46.32	53.32	62.00	89.33	120.64	136.20
	Paipa	\$/Ton	1631.00	2275.95	2325.32	3254.26	4843.00	4843.00	7368.00	11072.00
	B/ca 1-2-3	\$/MBTU	67.82	83.22	101.80	122.22	148.26	232.05	318.14	470.96
	Fuel Oil	\$/Galón	23.67	26.07	30.07	37.07	45.75	67.17	93.61	109.17
	Barranca 4	\$/MBTU	138.00	172.50	204.40	245.30	334.62	502.15	612.62	817.00
	Palenque 3	\$/MBTU	69.40	83.22	101.80	122.22	148.26	232.92	319.20	472.37
	Palenque 5	\$/MBTU	138.00	172.50	204.40	245.30	334.62	502.15	612.62	817.00
CVC	Yumbo	\$/Ton	4295.00	4295.00	5200.00	5200.00	7000.00	7000.00	9000.00	11000.00
CR/CA	T. B/lla	\$/MBTU	58.65	73.05	91.05	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	fuel Oil	\$/Galón	47.00	33.16	N.D	53.32	62.00	67.17	93.61	109.17
	T.Cartag.	\$/MBTU	58.65	73.05	91.05	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	Fuel Oil	\$/Galón	47.00	33.16	N.D	53.32	62.00	62.00	93.61	113.06
	Cospique	\$/MBTU	58.65	73.05	91.05	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	El Río	\$/MBTU	58.65	73.05	91.05	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	Chinú	\$/MBTU	58.65	73.05	91.05	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	Chinú 5-8	\$/MBTU	138.00	172.50	204.40	245.30	334.62	502.15	612.62	817.00
	La Unión	\$/MBTU	58.65	73.05	91.05	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	Riomar	\$/MBTU	84.30	63.34	N.D	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	Ballenas	\$/MBTU	58.65	73.05	91.05	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	Guajira	\$/MBTU	58.65	73.05	91.05	112.05	138.09	216.79	299.52	446.12
	Carbón	\$/TON	N.D	N.D	N.D	7479.95	7479.95	7479.95	21834.30	25497.06
ISA	Zipa IV-V	\$/Ton.	2168.60	2252.63	3500.00	5221.00	8414.25	8791.00	11410.00	14300.00
ECOPETROL	Gualanday	\$/MBTU	-	-	-	-	-	-	-	817.00

Precios a Diciembre de cada año.

2.9 COSTOS INCREMENTALES DE LOS RECURSOS TERMICOS (\$/MWh)

1992

	UNIDAD	COMB.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
EEB	ZIPAQUIRA	CARBON	5819.1	6819.1	6546.4	6546.4	6546.4	6546.4	7349.6	7349.6	7349.6	7349.6	7349.6	7349.6	
CVC	YUMBO 1-2	CARBON	8100.0	9900.0	9900.0	9900.0	9900.0	9900.0	9900.0	9900.0	9900.0	9900.0	9900.0	9900.0	
	YUMBO 3	CARBON	4500.0	5500.0	5500.0	5500.0	5500.0	5500.0	5500.0	5500.0	5500.0	5500.0	5500.0	5500.0	
ICEL	TIBU	F.O	20796.5	20796.5	20796.5	21446.1	21446.1	21446.1	22095.8	22095.8	22095.8	22745.4	22745.4	22745.4	
	ZULIA	F.O	16687.0	16687.0	16687.0	17208.3	17208.3	17208.3	17729.5	17729.5	17729.5	18250.8	18250.8	18250.8	
	BAICA 4	GAS	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	11846.5	
	PALENOQUE 5	GAS	6301.9	6359.0	6416.1	6473.1	6587.3	6644.3	6644.3	6644.3	6701.4	6758.5	6815.5	6872.6	
	BAICA 3	GAS	5524.7	5574.9	5625.1	5675.3	5775.6	5825.8	5825.8	5876.4	5926.2	5976.4	6026.6	6076.8	
	BAICA 3	F.O	8537.7	8537.7	8537.7	8878.3	8878.3	8878.3	9219.0	9219.0	9219.0	9559.6	9559.6	9559.6	
	BAICA 1-2	F.O	8537.7	8537.7	8537.7	8878.3	8878.3	8878.3	9219.0	9219.0	9219.0	9559.6	9559.6	9559.6	
	PALENOQUE 3	GAS	6301.9	6359.0	6416.1	6473.1	6587.3	6644.3	6644.3	6644.3	6701.4	6758.5	6815.5	6872.6	
	BARRANCA 2	GAS	5905.8	5959.4	6013.1	6066.7	6174.0	6227.7	6227.7	6227.7	6281.3	6335.0	6388.6	6442.3	
	BARRANCA 1	GAS	5905.8	5959.4	6013.1	6066.7	6174.0	6227.7	6227.7	6227.7	6281.3	6335.0	6388.6	6442.3	
	TASAJERO	CARBON	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	4920.0	
	PAIPA 2	CARBON	3544.0	3544.0	3544.0	4040.4	4040.4	4040.4	4040.4	4040.4	4040.4	4040.4	4040.4	4040.4	
	PAIPA 1	CARBON	4317.7	4317.7	4317.7	4922.4	4922.4	4922.4	4922.4	4922.4	4922.4	4922.4	4922.4	4922.4	
	PAIPA 3	CARBON	3433.5	3433.5	3433.5	3914.4	3914.4	3914.4	3914.4	3914.4	3914.4	3914.4	3914.4	3914.4	
	CR/CA	RIO 1-5	GAS	6395.0	6456.7	6518.4	6641.7	6580.1	6703.4	6765.1	6826.8	6888.4	6950.1	7011.8	7073.5
		COSPIQUE	GAS	8546.7	8629.1	8711.6	8876.4	8794.0	8958.8	9041.3	9123.7	9206.1	9288.6	9371.0	9453.4
		UNION	GAS	7328.3	7399.0	7469.7	7611.1	7540.4	7681.7	7752.4	7823.1	7893.8	7964.5	8035.1	8105.8
		CHINU 1-3	GAS	8113.9	8192.2	8270.5	8348.7	8348.7	8505.2	8583.5	8661.7	8740.0	8818.3	8896.5	8974.8
		RIO 9-10	GAS	7098.6	7167.1	7235.5	7372.5	7304.0	7440.9	7509.4	7577.9	7646.3	7714.8	7783.3	7851.7
		BALLENAS	GAS	7905.3	7981.5	8057.8	8210.2	8134.0	8286.5	8362.7	8439.0	8515.2	8591.5	8667.7	8744.0
RIO 6-8		GAS	6870.1	6936.3	7002.6	7135.1	7068.8	7201.4	7267.6	7333.9	7400.1	7466.8	7532.7	7598.9	
CHINU 4		GAS	6453.3	6515.5	6577.8	6702.2	6640.0	6764.5	6826.7	6889.0	6951.2	7013.4	7075.7	7137.9	
B/QLLA 5		GAS	7058.3	7126.4	7194.4	7330.6	7262.5	7398.7	7466.7	7534.8	7602.9	7671.0	7739.0	7807.1	
RIOMAR		GAS	8510.3	8592.3	8674.4	8838.6	8756.5	8920.7	9002.7	9084.8	9166.9	9249.0	9331.1	9413.1	
B/QLLA 6		GAS	7058.3	7126.4	7194.4	7330.6	7262.5	7398.7	7466.7	7534.8	7602.9	7671.0	7739.0	7807.1	
B/QLLA 1-2		GAS	5269.9	5349.2	5407.6	5513.0	5422.4	5563.3	5630.4	5702.5	5774.6	5846.7	5918.8	5990.9	
C/GENA 1-2		GAS	5041.6	5116.6	5193.5	5274.1	5161.4	5262.4	5363.3	5464.2	5565.1	5666.0	5766.9	5867.8	
GUAJIRA		GAS	4194.6	4279.6	4364.6	4454.6	4316.0	4427.1	4528.2	4629.3	4730.4	4831.5	4932.6	5033.7	
GUAJIRA		CARBON	9969.4	10099.3	10244.1	10488.2	10361.0	10593.1	10718.6	10838.2	10956.8	11081.1	11210.0	11343.6	
B/QLLA 3-4		GAS	4951.0	5036.0	5121.0	5211.0	5104.5	5200.2	5295.9	5391.6	5487.3	5583.0	5678.7	5774.4	
C/GENA 3		GAS	5283.6	5368.6	5453.6	5548.6	5442.1	5537.6	5633.1	5728.6	5824.1	5919.6	6015.1	6110.6	
ISA	CHINU	GAS	11674.9	11674.9	11674.9	11674.9	11674.9	11674.9	11674.9	11674.9	11674.9	11674.9	11674.9		

2.10 CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES (MWh)

CENTRALES DE GENERACION ISA - 1992

	CHIVOR	SAN CARLOS	JAGUAS	ZIPAS IV-V	
				CONS.PROPIO	GENERALES +PROPIO
ENE	594.84	1283.57	245.30	2430.00	4065.60
FEB	490.05	1159.86	229.90	1314.00	2521.70
MAR	416.32	1206.77	241.00	2840.00	4672.40
ABR	350.38	1133.66	209.40	1986.00	3177.80
MAY	428.68	1157.15	229.60	2741.00	3886.60
JUN	518.54	1112.98	217.20	2363.00	3313.20
JUL	589.88	1161.95	194.40	2877.00	4029.50
AGO	729.84	1088.05	146.00	1042.00	1926.90
SEP	620.70	1104.99	152.90	2373.00	3427.00
OCT	567.75	1189.91	155.80	0.00	824.50
NOV	519.21	1134.05	136.40	1481.00	2237.30
DIC	605.17	1155.37	145.90	2266.00	4072.70
TOTAL	6431.36	13888.31	2303.80	19966.00	38155.20

En Chivor el consumo de auxiliares incluye subestación.

2.11 CONSUMO DE AUXILIARES CENTRALES TERMICAS (MWh)

1992

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	%
EEB														
Zipa 3	3917.0	2607.0	3514.0	3998.0	3867.0	2830.0	4177.0	1712.0	263.0	3600.0	3382.0	4207.0	38074.0	10.01
CVC														
Yumbo	1137.7	1137.6	1826.8	1850.0	1607.8	1245.3	1523.3	1483.2	1798.9	1861.8	1272.3	1671.9	18416.6	7.83
NORDESTE														
Paipa1	1727.0	1402.5	1831.0	1345.0	838.0	358.0	1877.5	1740.5	1837.0	1492.0	1282.5	1578.0	17309.0	9.19
Paipa2	3349.0	4206.0	4588.0	4405.0	4555.0	4085.0	4545.0	4710.0	4481.0	3117.0	5071.0	4782.0	51894.0	9.78
Paipa3	4564.5	3876.5	4420.0	4325.0	3939.5	4225.0	3809.0	1112.5	2096.5	4304.0	4204.3	3435.0	44311.8	8.80
Zulia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
Tibu	38.7	37.2	39.2	40.0	39.2	37.9	36.6	38.2	38.5	33.6	26.9	30.3	436.2	4.03
Palenque 3	28.5	33.5	40.2	0.0	30.5	41.2	42.0	41.4	39.0	44.7	42.7	46.2	429.7	0.60
Palenque 4	40.1	34.6	33.9	0.0	35.4	33.4	35.6	36.7	32.4	36.8	37.2	34.9	391.2	0.52
Palenque 5	11.2	11.2	18.4	0.0	12.0	11.8	11.4	12.3	17.0	15.1	12.8	11.5	144.6	1.88
Barranca1-2	750.0	373.6	664.1	692.5	674.2	592.8	670.3	619.2	667.1	699.0	679.1	705.0	7786.9	4.45
Barranca3	1321.0	1841.2	2224.0	2017.5	2608.5	3148.3	2502.9	2491.8	2484.8	2539.4	2072.5	2183.8	27435.7	7.37
Barranca4	48.1	49.3	47.0	45.1	53.0	44.4	51.0	50.9	50.6	11.6	0.0	0.0	450.9	0.28
Tasajero	7251.0	6876.0	6175.0	6563.0	6718.0	4102.0	6923.0	7097.0	4478.0	3005.0	5164.0	6122.0	70474.0	6.70
TOTAL NORDESTE	19129.0	18741.6	20080.7	19433.1	19503.2	16679.7	20504.3	17950.5	16221.8	15298.2	18593.0	18928.7	221064.0	7.02
CORELCA														
Chinu 1-4	43.8	35.8	34.9	36.2	36.1	31.8	35.8	34.1	36.8	37.7	36.0	34.6	433.5	0.46
Cospique	663.2	550.2	584.8	549.3	617.3	555.9	614.4	633.8	654.6	585.1	611.6	606.1	7226.3	4.00
Rio 1-10	204.5	122.0	182.2	190.0	336.3	397.2	210.9	248.0	317.7	433.3	566.1	686.7	3894.7	7.87
La Unión	325.6	335.6	342.9	323.4	242.2	214.6	229.2	329.0	283.8	330.1	195.4	217.4	3369.1	1.00
Rio Mar	36.2	37.7	39.8	36.5	30.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	181.1	1.00
Cartagena	7318.3	5044.9	5629.8	6329.8	5697.7	6400.2	6264.0	8366.9	8748.8	8797.3	8139.2	8846.9	85583.8	8.07
Barranquilla	7889.5	5790.0	7961.1	7208.9	8017.9	7148.7	8282.6	8519.6	7898.6	8418.4	8152.9	10673.8	95961.9	6.98
Guajira	12693.5	12238.4	13245.2	12452.7	11482.5	8179.2	10169.6	8988.3	11231.8	10460.2	12586.6	12421.0	136149.0	5.89
Ballenaz	0.0	0.0	1.6	25.0	37.2	31.5	36.5	34.7	35.4	36.4	20.1	24.7	283.1	0.50
Chinu 5-8	15.7	50.3	82.0	124.5	119.0	151.9	158.7	62.0	70.0	63.0	76.0	90.0	1062.9	0.58
TOTAL CORELCA	29190.3	24204.9	28104.3	27276.1	26617.0	23110.9	26001.5	27216.5	29277.5	29161.4	30383.9	33601.2	334145.4	5.90
ISA														
Zipa IV y V	4065.6	2521.7	4672.4	3177.8	3886.6	3313.2	4029.5	1926.9	3427.0	824.5	2237.3	4072.7	38155.2	11.20
ECOPETROL														
Gualanday	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	242.3	807.7	1050.0	4.17

El porcentaje se calcula respecto a la generación bruta

54

2.12 DISPONIBILIDAD TERMICA PROMEDIO DIA

1992

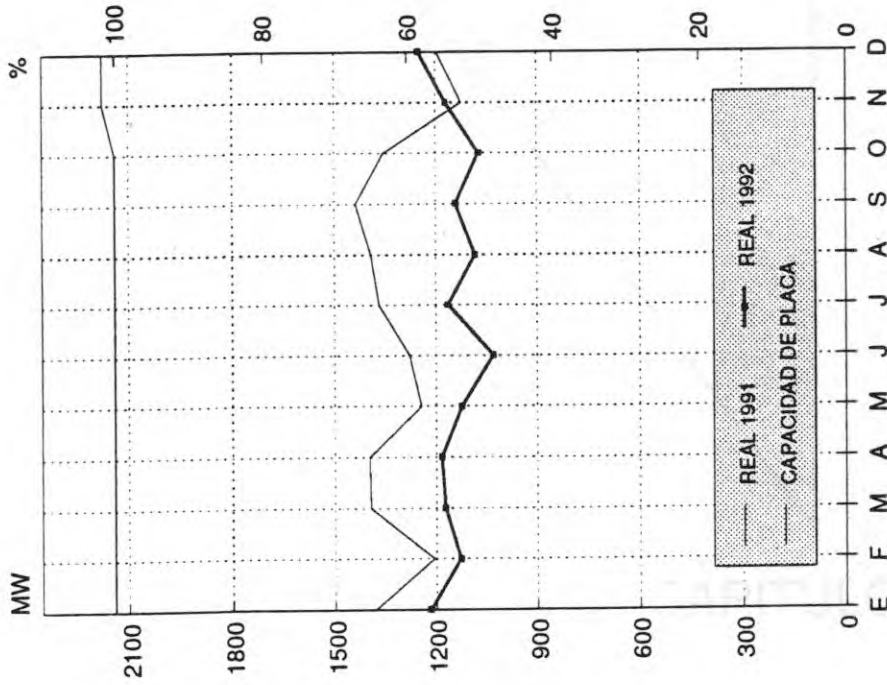
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
EEB													
ZIPAEB3	57.2	40.1	51.7	53.6	50.9	38.9	62.3	21.3	0.0	53.3	49.6	63.6	45.3
CVC													
YUMBO1	0.0	0.0	3.2	7.1	7.6	4.3	5.5	1.1	6.5	5.2	0.3	6.8	4.0
YUMBO2	0.0	0.0	5.4	7.3	7.5	4.3	3.1	1.4	2.4	6.0	3.1	7.4	4.0
YUMBO3	20.5	22.3	27.2	23.6	14.9	15.3	21.2	22.0	26.2	24.3	21.2	21.5	21.7
TOTAL CVC	20.5	22.3	35.8	38	30	23.9	29.8	24.5	35.1	35.5	24.6	35.7	29.7
NOR													
PAPA1	26.7	23.0	26.9	25.6	7.6	4.1	29.4	27.8	29.7	23.2	20.7	23.7	22.4
PAPA2	46.5	63.9	66.0	65.2	66.0	58.7	64.6	66.0	65.8	39.8	66.0	61.8	60.8
PAPA3	65.9	61.4	67.3	67.7	58.3	60.9	51.3	12.5	31.0	67.7	67.4	50.5	60.8
ZULIA1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TIBU1	5.0	4.7	5.0	4.0	0.0	3.2	5.0	4.4	5.0	5.0	5.0	5.0	4.3
TIBU2	5.0	5.0	4.9	4.7	5.0	5.0	4.5	4.7	5.0	5.0	5.0	5.0	4.9
TIBU3	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6
PALENOS	5.7	8.4	10.1	9.0	6.1	11.3	10.8	10.6	10.1	11.9	11.5	12.5	9.8
PALENOS4	11.5	8.4	5.9	8.6	8.8	9.2	10.6	10.2	9.1	11.3	12.2	9.2	9.6
PALENOS5	0.0	0.0	2.7	0.5	0.1	0.1	0.0	0.2	3.2	1.0	0.4	2.0	0.9
BARRANCA1	12.0	11.8	9.9	11.2	11.4	9.1	9.6	8.0	11.8	11.6	10.9	11.6	10.7
BARRANCA2	12.0	0.6	9.6	11.4	9.7	10.3	11.8	11.9	12.0	8.2	9.9	11.1	9.9
BARRANCA3	24.8	29.8	39.9	35.7	51.4	50.7	50.1	50.1	49.3	47.5	39.5	39.0	42.9
BARRANCA4	28.8	29.8	23.4	23.6	28.7	23.4	28.5	28.6	29.6	0.5	0.0	0.0	20.5
TASAJERO	145.3	149.2	87.4	123.6	134.9	100.7	146.9	148.4	89.5	55.7	116.8	128.7	118.9
TOTAL NORDESTE	394.2	408.1	364	395.8	394	351.7	424.4	383.4	351.1	288.4	365.3	360.1	373.3
COR													
CHINCOR1	5.2	5.8	3.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	5.7	5.0	6.0	5.6
CHINCOR2	5.6	5.5	5.8	5.8	5.0	5.0	3.2	3.3	2.4	0.8	0.0	0.0	3.5
CHINCOR3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CHINCOR4	8.3	12.2	0.0	3.6	0.4	1.9	0.9	2.2	0.0	0.0	0.0	2.9	2.7
COSPIQ1	2.2	3.9	3.8	3.7	3.7	2.9	1.2	2.6	2.8	4.0	3.4	3.8	3.2
COSPIQ2	3.5	1.6	2.9	0.1	2.7	3.3	3.7	2.8	3.2	2.9	2.8	3.2	2.7
COSPIQ3	6.1	6.0	7.4	5.9	5.5	8.2	8.1	7.7	8.9	8.5	8.5	8.2	7.4
COSPIQ4	9.4	9.9	9.1	9.2	8.2	5.1	7.2	8.2	7.9	7.6	7.2	4.8	7.8
COSPIQ5	4.8	1.1	0.0	4.3	3.7	3.7	4.3	3.3	3.9	0.3	2.8	4.6	3.1
ELRIO1	1.6	0.9	1.7	1.8	1.7	1.4	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
ELRIO2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
ELRIO3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5
ELRIO4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
ELRIO5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.1	1.9	3.5	1.8	1.0	0.8
ELRIO6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
ELRIO7	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	6.6	1.1	7.5	8.4	7.2	8.8	6.1	4.2
ELRIO8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ELRIO9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ELRIO10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RIOMARI	6.0	7.0	6.8	6.4	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6
LAUNION1	8.7	9.0	9.0	8.9	5.2	8.5	9.0	8.9	9.0	8.1	8.3	9.0	8.5
LAUNION2	10.9	12.0	12.0	11.9	11.7	11.7	12.0	12.0	10.9	11.9	12.0	12.0	11.7
LAUNION3	17.5	20.0	18.1	19.1	9.0	0.0							

2.13 DISPONIBILIDAD HIDRAULICA PROMEDIO DIA
1992

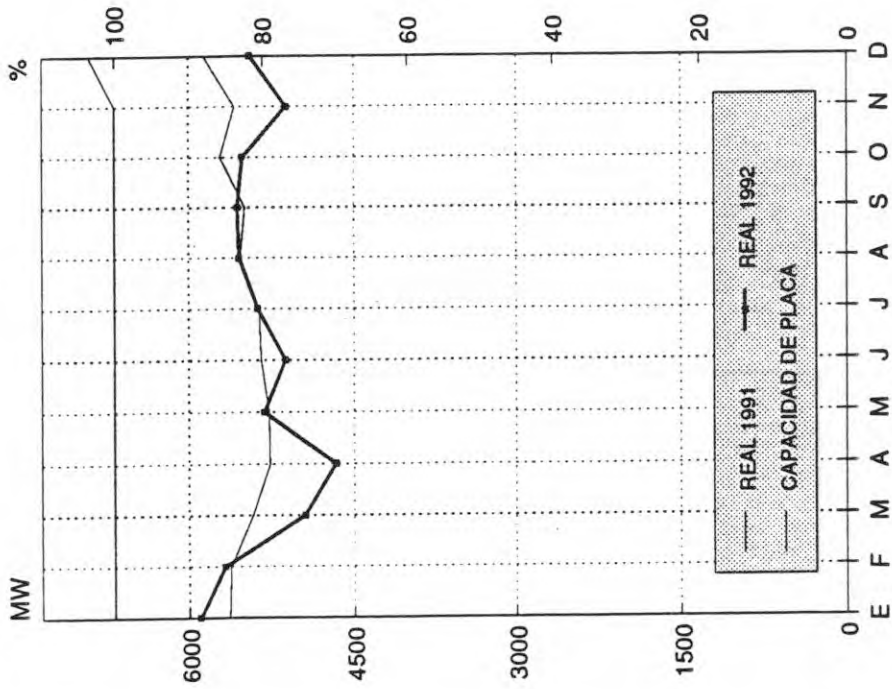
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
EEB													
CANOAS	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	18.9	43.8	49.3	50.0	50.0	49.5	23.8	44.6
SALTOI	14.2	17.3	18.9	19.1	19.3	19.5	19.8	19.8	12.6	19.7	19.3	19.7	18.3
SALTOII	69.4	68.9	68.4	67.9	65.3	60	51.8	37.5	55.8	45.8	29.9	33.6	54.5
LAGUNETA	61.1	49.4	57.7	53.5	53.8	53.6	54	53	51	53.1	53.3	50	53.7
COLEGIO	282.6	286.5	296	237.2	227.4	239.2	238.3	259.5	231.1	241.2	235.2	216	249.1
LAGUACA	286.1	304.2	311.1	299.9	266.2	294.8	306.2	293.2	300.6	291.2	205.2	236.1	282.9
PARAISO	243.7	259.2	265.1	255.5	226.9	251.1	260.9	249.8	256.1	248	174.9	197.1	240.7
GUAVIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99.4	99.4
TOTAL EEB	1007.1	1035.5	1067.2	983.1	908.9	937.1	974.8	962.1	957.2	949	767.3	875.7	1043.1
EPM													
TRONERAS	36	36	35.9	36	40.8	41.7	42	42	41.6	42	42	41.4	39.8
GUADALUPEIII	266.6	269.3	268.8	264.7	267.3	265.2	253.5	238.7	257.1	260.7	223	267.8	258.6
GUADALUPEIV	202	92.7	163	202	198.7	200.5	201.4	194.1	199.2	201.5	201.2	189.2	187.5
RIOGRANDEI	66.1	65.1	74.3	75.3	75.1	75	74.9	27.2	74.5	75.1	74.6	54.9	67.6
GUATAPE	547	527.6	412.3	471.1	471.1	478.9	479	489.5	505.5	503.1	476	460.9	485.0
PBLANCA1	4.5	3.5	3.1	2.6	3.1	2.7	2.4	2.3	2.7	2.1	1.9	2.6	2.8
AYURA1	18.0	14.8	13.0	10.3	9.0	8.7	9.7	5.4	8.8	11.6	10.6	10.5	10.9
PLAYAS	198.8	196.6	194.5	178.1	186.8	140.5	154.7	191.1	194.9	192.8	194.6	191.7	184.6
TOTAL EPM	1339	1205.6	1164.8	1240.1	1251.8	1213.2	1217.6	1190.3	1284.2	1288.8	1223.9	1219.0	1236.7
CVC													
ALTO ANCHICA	277.3	254.3	184.9	211.9	267.0	322.9	335.2	345.0	313.9	318.6	300.1	338.3	289.3
BAJO ANCHICA	67.0	65.3	56.4	67.0	67.0	67.0	63.4	52.3	60.0	66.5	67.0	67.0	63.8
SALVAJINA	145.5	101.0	164.3	122.3	70.0	56.0	53.1	114.9	103.4	49.3	45.0	53.4	89.9
CALIMA	95.3	120.0	120.0	120.0	103.1	107.9	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	115.5
MENORES_	1.0	1.0	0.8	0.9	1.3	1.2	0.6	0.4	0.6	0.7	0.9	1.5	0.9
TOTAL CVC	586.1	541.6	526.4	522.1	508.4	555.0	572.3	632.6	597.9	555.1	533.0	580.2	559.4
CHC													
INSULA	5.0	0.0	5.8	8.0	10.5	9.3	8.4	7.7	8.4	8.8	11.3	13.8	8.1
ESMERAL1	13.6	13.1	15.9	18.6	21.9	19.8	16.1	14.0	18.0	19.2	21.7	25.5	18.1
SANFRAN1	21.5	16.9	19.5	23.2	26.5	25.3	20.3	17.5	23.2	24.5	29.0	33.5	23.4
MENCHEC1	10.1	9.7	8.8	6.6	4.8	4.5	4.6	3.7	4.5	4.9	3.0	2.1	5.6
RNEGRO1	7.2	5.9	6.3	6.3	6.3	5.7	1.8	0.3	2.8	3.6	3.7	3.9	4.5
TOTAL CHC	57.4	45.6	56.2	62.8	70.0	64.7	51.1	43.2	57.0	61.0	68.7	78.8	59.7
NOR													
MENNOR1	12.4	12.2	9.8	10.6	13.5	12.3	12.6	12.2	11.6	12.2	11.3	13.2	12.0
CED													
RIOMAYO	12.2	11.7	11.4	12.5	9.8	11.1	16.0	13.3	9.2	7.4	7.9	11.9	11.2
FLORIDA2	7.2	6.2	5.8	9.8	7.4	9.5	14.9	13.4	7.9	5.6	6.4	8.8	8.6
MENCED1	3.6	2.9	2.9	3.3	3.4	3.1	3.6	3.6	2.6	1.4	1.7	2.8	2.9
TOTAL CHC	22.9	20.9	20.1	25.6	20.6	23.7	34.6	30.3	19.6	14.3	16.0	23.5	22.7
THC													
PRADO	48.5	48.5	43.8	10.3	10.6	21.6	36.1	34.1	35.2	37.3	39.4	45.7	34.3
MENTOLIM	2.8	2.6	2.7	2.6	2.6	2.8	2.6	2.6	2.4	2.5	2.7	3.1	2.7
MENHUILA	2.0	3.9	3.6	3.1	2.6	2.4	2.5	2.4	2.2	2.8	4.3	3.4	2.9
TOTAL THC	53.3	55.0	50.1	16.1	15.8	26.7	41.2	39.1	39.8	42.6	46.3	52.2	39.9
CHB													
BETANIA	453.4	407.5	212	163.8	343	251.9	294.3	476	453	421.8	408.5	446.3	361.2
ISA													
CHIVOR	915.1	855	474.5	357.6	815	839.2	972.3	992.1	966.1	957.2	893.3	981.4	835.6
SAN CARLOS	1146.9	1113.8	1009	1006.3	1055.3	958.7	971.7	1012.7	995	1059.5	1055.9	1014.3	1033.1
CALDERA2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JAGUAS	168.4	156	163.3	124.6	167.8	160.4	170	62.9	85	84.9	46.2	65.5	121.2
TOTAL ISA	2230.4	2124.8	1646.8	1488.5	2038.1	1958.3	2114	2067.7	2046.1	2101.6	1995.4	2061.2	1990.0
PROMEDIO	5762.0	5448.7	4753.5	4512.7	5170.1	5042.9	5312.6	5453.5	5466.4	5446.5	5070.4	5350.2	5324.6
% Vs. Nominal.	86.39	81.69	71.27	67.66	77.52	75.61	79.65	81.77	81.96	81.66	76.02	78.90	79.7
% Vs. Efectiva.	88.36	83.55	72.86	69.13	79.21	77.26	81.39	83.55	83.75	83.44	77.68	80.59	81.5

DISPONIBILIDAD PROMEDIO DIA 1992

TERMICA

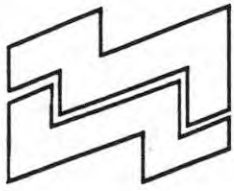


HIDRAULICA

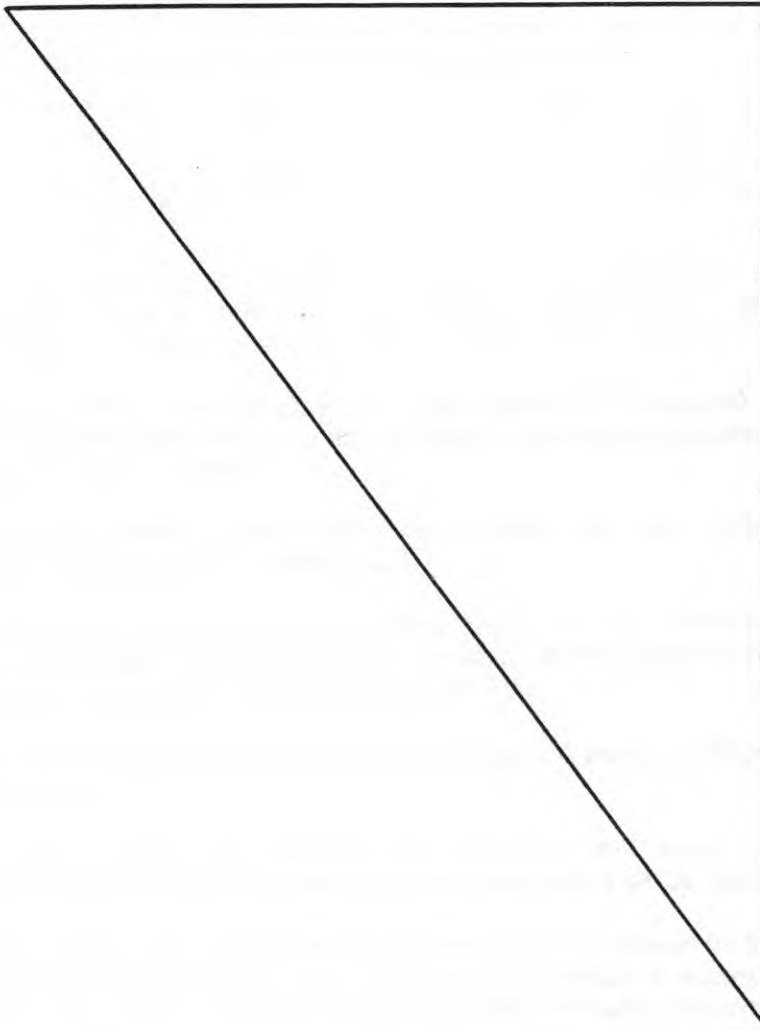


Incluye todo tipo de causas.

GRAFICA 2.5



INTERCAMBIOS



CAPITULO 3

3. INTERCAMBIOS

El gobierno Nacional expidió el 24 de Abril de 1992 el decreto 700 con motivo del Estado de Emergencia Económica y Social. Con dicho decreto se eliminó la intermediación comercial que efectuaba el ICEL con las electrificadoras-filiales, lo cual obligó a replantear el esquema de intercambios de energía y potencia entre las empresas interconectadas, pasando ISA y CHB a vender directamente energía y potencia a las electrificadoras. Durante la estación de invierno de 1992 estas dos empresas realizaron la intermediación que antes efectuaba el ICEL.

Igualmente a partir de Diciembre de 1992 ISA inició ventas directas de energía y potencia a EMCALI como resultado del proceso de eliminación de la intermediación de CVC.

Se creó el Subcomité Comercial el cual ha tratado los temas relacionados con la facturación y los pagos de los servicios de energía y potencia.

Con motivo de la crisis energética se realizaron adecuaciones técnicas en el área de Norte de Santander con el fin de incrementar las transferencias a través de la línea Zulia(Colombia) la Fria(Venezuela). Con lo anterior se consiguieron importar por este medio desde Venezuela 293 GWh los cuales presentan un incremento de 81 GWh respecto al año anterior.

El 17 de Noviembre se sincronizaron los sistemas interconectados de Colombia y Venezuela a través de la línea a 230 kV entre las subestaciones Cuatricentenario en Venezuela y Cuestecitas en Colombia, con un aporte durante 1992 de 43 GWh.

Dando cumplimiento a las solicitudes de autogeneración, la sociedad OXY Ecopetrol incremento su generación propia a partir de Marzo inyectándole al sistema por la línea Palos - Caño Limón 11.2 GWh.

En total se programaron durante 1992, intercambios totales por 15796 GWh de los cuales 12680 GWh pasaron a través de ISA.

Durante 1992 los intercambios programados presentaron un incremento del 9.2 % respecto a los de 1991, debido al manejo comercial, donde aparecen Intercambios de Intermediación, Largo plazo, Emergencia y Corto Plazo

ISA realizó ventas por un valor de 271344 millones de pesos y compras por 112135 millones de pesos.

Las exportaciones netas efectivas de ISA durante 1992 fueron de 8592 GWh presentando una reducción equivalente al 12.9 % respecto a las de 1991

Las pérdidas totales distribuidas entre los sistemas en 1992 fueron de 569.2 GWh cifra inferior en 2 % a la registrada en 1991. Los sistemas tuvieron la siguiente participación porcentual en las pérdidas globales del Sistema Interconectado Nacional : EEB 32.7 %, EEB 13.0 %, CVC 18.5 %, ICEL 35.5 % , CORELCA 11.1 % e ISA 0.4 % correspondiente a su participación por la atención a la carga de OXY y Ecopetrol.

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA			MES : ENERO DE 1992									
			EEB	EPM	CVC	ICEL_PROPIO	ELECTRIF.	CORELCA	CHB	ISA		
E N E R O	C O M P R A	C	LARGO PLAZO	281900.00	29300.00	142800.00	215400.00	0.00	44900.00	0.00	0.00	
		A	CORTO PLAZO	24483.57	31472.74	21709.72	15739.67	0.00	5825.24	11059.11	71801.81	
		M	EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
		N	INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
		T	TOTAL	306383.57	60772.74	164509.72	231139.67	0.00	50725.24	11059.11	71801.81	
	R A S	C	LARGO PLAZO	3.301,918,967	344,968,948	1,672,891,718	2,523,441,848	0	523,366,595	0	0	
		A	CORTO PLAZO	323,401,491	452,709,777	327,340,759	271,708,926	0	101,748,031	132,015,073	717,463,662	
		M	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	
		N	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0	
		T	TOTAL	3,625,320,458	797,678,725	2,000,232,478	2,795,150,775	0	625,114,626	132,015,073	717,463,662	
	R E G I S T R A D O	V E N T A S	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	714300.00
			A	CORTO PLAZO	18459.56	30711.84	9513.34	3810.35	0.00	1964.01	7342.71	110290.05
M			EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
N			INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
T			TOTAL	18459.56	30711.84	9513.34	3810.35	0.00	1964.01	7342.71	824590.05	
A S S O		C	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	8,366,588,076	
		A	CORTO PLAZO	185,683,201	339,964,149	65,744,924	36,190,699	0	15,601,599	74,279,090	1,608,924,058	
		M	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	
		N	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0	
		T	TOTAL	185,683,201	339,964,149	65,744,924	36,190,699	0	15,601,599	74,279,090	9,975,512,134	
P O T E N C I A	C O M P R A	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	481.00	109.20	170.60	653.60	0.00	235.70	0.00	0.00	
		\$	LARGO PLAZO	1,344,506,380	305,239,286	476,866,504	1,826,963,348	0	658,836,079	0	0	
	V E N T A S	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1650.10	
		\$	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	4,612,411,597	

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA			MES : FEBRERO DE 1992									
			EEB	EPM	CVC	ICEL_PROPIO	ELECTRIF.	CORELCA	CHB	ISA		
E N E R O	C O M P R A	C	LARGO PLAZO	346400.00	64900.00	162500.00	243600.00	0.00	39634.38	0.00	0.00	
		A	CORTO PLAZO	10724.92	13552.80	12389.14	7633.75	0.00	17781.96	14022.00	96577.20	
		M	EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
		N	INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
		T	TOTAL	357124.92	78452.80	174889.14	251233.75	0.00	57416.34	14022.00	96577.20	
	R A S	C	LARGO PLAZO	4,146,754,540	778,512,702	1,945,573,300	2,916,607,516	0	474,970,358	0	0	
		A	CORTO PLAZO	223,040,904	281,850,939	259,379,832	158,755,356	0	416,789,645	291,784,745	1,818,688,667	
		M	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	
		N	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0	
		T	TOTAL	4,369,795,444	1,060,363,641	2,204,953,132	3,075,362,872	0	891,760,003	291,784,745	1,818,688,667	
	R E G I S T R A D O	V E N T A S	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	857034.38
			A	CORTO PLAZO	36298.34	30385.33	7817.10	13416.69	0.00	209.34	8450.40	76104.57
M			EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
N			INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
T			TOTAL	36298.34	30385.33	7817.10	13416.69	0.00	209.34	8450.40	933138.95	
A S S O		C	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	10,262,418,417	
		A	CORTO PLAZO	661,944,144	631,908,811	136,326,620	218,759,474	0	3,194,638	166,554,979	1,631,601,422	
		M	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	
		N	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0	
		T	TOTAL	661,944,144	631,908,811	136,326,620	218,759,474	0	3,194,638	166,554,979	11,894,019,838	
P O T E N C I A	C O M P R A	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	526.50	151.80	193.20	703.40	0.00	215.40	0.00	0.00	
		\$	LARGO PLAZO	1,504,508,088	433,778,400	552,081,601	2,010,011,376	0	615,519,548	0	0	
	V E N T A S	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1790.30	
		\$	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	5,115,899,013	

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA

MES : MARZO DE 1992

			EEB	EPM	CVC	ICEL_PROPIO	ELECTRIF	CORELCA	CHB	ISA	
E N E	C O M P R A S	C	LARGO PLAZO	360000.00	118500.00	195500.00	236600.00	0.00	52977.67	0.00	0.00
		AM	CORTO PLAZO	5533.89	6611.58	4617.58	13162.03	0.00	2166.95	2369.10	165834.34
		NW	EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	141333.00
		TH	INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
			TOTAL	365533.89	123111.58	200117.58	249762.03	0.00	55144.62	2369.10	307167.34
	R A S	C	LARGO PLAZO	4,407,979,949	1,426,464,033	2,393,751,214	2,897,017,948	0	643,598,333	0	0
		AM	CORTO PLAZO	115,331,763	137,497,789	96,616,741	275,823,238	0	50,208,457	51,192,835	2,837,907,254
		NW	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	3,552,294,243
		TH	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0
			TOTAL	4,523,311,711	1,563,961,822	2,490,367,956	3,172,841,185	0	693,806,791	51,192,835	6,390,201,497
	R I A	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	961577.67
		AM	CORTO PLAZO	76910.62	41782.94	11372.03	15840.05	0.00	16100.26	3828.44	34461.13
NW		EMERGENCIA	31489.00	46607.00	20912.00	25193.00	0.00	17132.00	0.00	0.00	
TH		INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
		TOTAL	108399.62	88389.94	32284.03	41033.05	0.00	33232.26	3828.44	996038.80	
P O T E N C I A	C	LARGO PLAZO	1,388,114,708	874,643,069	20,052,328	236,927,699	0	253,329,163	64,840,287	11,768,811,477	
	AM	CORTO PLAZO	870,150,967	1,287,914,068	224,641,744	696,170,514	0	473,416,951	0	726,670,823	
	NW	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	
	TH	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0	
		TOTAL	2,258,265,675	2,162,557,137	244,694,072	933,098,212	0	726,746,114	64,840,287	12,495,482,300	
P O T E N C I A	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	562.10	129.10	194.30	711.70	0.00	229.20	0.00	0.00	
	AM	LARGO PLAZO	1,642,056,508	377,138,401	567,606,439	2,079,081,331	0	669,559,423	0	0	
	NW	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1826.40	
	TH	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	5,335,442,102	

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA

MES : ABRIL DE 1992

			EEB	EPM	CVC	ICEL_PROPIO	ELECTRIF	CORELCA	CHB	ISA	
E N E	C O M P R A S	C	LARGO PLAZO	255100.00	56600.00	136900.00	202500.00	0	41818.39	0.00	0.00
		AM	CORTO PLAZO	38163.21	53059.32	36312.12	19686.61	0	5708.18	8344.73	43205.77
		NW	EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	370581.38
		TH	INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00
			TOTAL	293263.21	109659.32	173212.12	222186.61	0.00	47526.57	8344.73	413787.15
	R A S	C	LARGO PLAZO	3,192,615,634	708,359,536	1,713,323,547	2,534,311,893	0	520,842,607	0	0
		AM	CORTO PLAZO	742,855,087	1,033,493,621	674,797,048	369,848,507	0	99,206,097	166,498,321	774,224,441
		NW	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	10,468,820,222
		TH	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0
			TOTAL	3,935,470,721	1,741,853,157	2,388,120,595	2,904,160,400	0	620,048,703	166,498,321	11,243,044,664
	R I A	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	692918.39
		AM	CORTO PLAZO	23745.99	4592.07	568.93	8328.97	0	5964.78	5.03	161274.17
NW		EMERGENCIA	86923.00	123688.00	58786.00	66917.00	0	34267.38	0.00	0.00	
TH		INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
		TOTAL	110668.99	128280.07	59354.93	75245.97	0.00	40232.16	5.03	854192.56	
P O T E N C I A	C	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	8,669,453,217	
	AM	CORTO PLAZO	461,236,149	98,602,197	8,621,253	114,301,156	0	91,409,750	53,937	3,086,698,681	
	NW	EMERGENCIA	2,455,550,412	3,494,151,367	1,660,688,040	1,890,386,513	0	968,043,890	0	0	
	TH	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0	
		TOTAL	2,916,786,560	3,592,753,564	1,669,309,293	2,004,687,669	0	1,059,453,640	53,937	11,756,151,898	
P O T E N C I A	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	639.30	107.20	140.30	683.30	0	196.80	0.00	0.00	
	AM	LARGO PLAZO	1,909,227,045	320,145,689	418,996,644	2,040,630,127	0	587,730,146	0	0.00	
	NW	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	1766.90	
	TH	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	5,276,729,652	

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA

MES : MAYO DE 1992

				EEB	EPM	CVC	ICEL_PROP	ELECTRIF	CORELCA	CHB	ISA	
E N E	C O M P R E S	C	LARGO PLAZO	205400.00	132900.00	132700.00	0.00	151000.00	63643.58	0.00	0.00	
		A	CORTO PLAZO	20115.65	11190.76	3690.50	0.00	0.00	7865.73	5302.17	127276.39	
		M	EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4542.10	
		T	INTERMEDIAC.	7791.21	15107.98	3069.27	23118.52	89711.67	1338.85	10396.52	184997.38	
		O	TOTAL	233306.86	159198.74	139459.77	23118.52	240711.67	72848.16	15698.69	316815.87	
	R A S	C	LARGO PLAZO	2,631,252,226	1,702,115,247	1,699,577,393	0	1,916,079,770	809,833,802	0	0	
		A	CORTO PLAZO	1,084,030,806	602,320,008	199,195,889	0	0	424,047,075	286,315,993	5,318,261,289	
		S	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	245,294,101	
		T	INTERMEDIAC.	225,047,145	426,215,220	87,487,305	703,656,544	3,578,848,634	39,455,842	315,988,525	8,545,085,370	
		O	TOTAL	3,940,330,177	2,730,650,475	1,986,260,587	703,656,544	5,494,928,404	1,273,336,719	602,304,518	14,108,640,760	
	R E G I S T R A D O	C O M P R E S	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	685643.58
			A	CORTO PLAZO	24328.95	29940.30	24117.47	25898.68	0.00	19610.28	3380.71	48164.81
M			EMERGENCIA	124.00	3052.00	0.00	0.00	0.00	1366.10	0.00	0.00	
T			INTERMEDIAC.	2432.68	51860.02	1546.09	0.00	95285.72	21304.11	8912.58	184997.39	
O			TOTAL	26885.63	84852.32	25663.56	25898.68	95285.72	42280.49	12293.29	918805.78	
A A S		C	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	8,758,858,438
		A	CORTO PLAZO	1,166,225,620	1,601,323,014	1,006,747,788	786,477,000	0	599,651,538	157,836,330	2,595,909,772	
		S	EMERGENCIA	6,707,126	164,801,878	0	0	0	73,785,097	0	0	
		T	INTERMEDIAC.	131,266,019	2,800,365,100	78,984,592	0	3,927,631,128	1,148,033,982	261,490,825	6,345,460,192	
		O	TOTAL	1,304,198,765	4,566,489,991	1,085,732,379	786,477,000	3,927,631,128	1,821,470,617	419,327,155	17,700,228,401	
P O T E N C I A L		C O M P R E S	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	527.10	145.10	121.70	0.00	651.90	255.60	0.00	59.06
			A	LARGO PLAZO	1,609,252,714	442,994,818	371,553,890	0	1,990,271,000	3,053,031	0	180,312,019
	V E N T A S	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	59.06	0.00	0.00	1701.40	
		A	LARGO PLAZO	0	0	0	0	180,312,019	0	0	4,417,125,453	

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA

MES : JUNIO DE 1992

				EEB	EPM	CVC	ICEL	ELECTRIF	CORELCA	CHB	ISA		
E N E	C O M P R E S	C	LARGO PLAZO	227200.00	108700.00	145600.00	0.00	168700.00	63044.10	0.00	0.00		
		A	CORTO PLAZO	55535.96	26177.92	7865.33	0.00	0.00	24952.55	6340.73	109194.39		
		M	EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4006.00		
		T	INTERMEDIAC.	6063.98	12199.95	3557.97	35896.82	86968.70	4987.42	12827.89	197227.01		
		O	TOTAL	288799.94	147077.87	157023.30	35896.82	255668.70	92984.07	19168.62	310427.40		
	R A S	C	LARGO PLAZO	2,947,292,928	1,410,082,488	1,888,758,144	0	2,205,437,424	816,114,791	0	0		
		A	CORTO PLAZO	3,013,853,233	1,423,006,109	427,419,431	0	0	1,371,903,890	349,964,899	3,953,379,213		
		S	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	221,148,026		
		T	INTERMEDIAC.	183,349,096	352,313,913	103,982,478	1,113,200,234	3,500,856,776	146,353,298	436,570,115	9,150,913,595		
		O	TOTAL	6,144,495,257	3,185,402,510	2,420,160,053	1,113,200,234	5,706,294,200	2,334,371,979	786,535,014	13,325,440,834		
	R E G I S T R A D O	C O M P R E S	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	713244.10
			A	CORTO PLAZO	44789.05	16157.69	14472.87	18564.48	0.00	14129.73	1080.57	120872.49	
M			EMERGENCIA	109.00	2684.00	0.00	0.00	0.00	1213.00	0.00	0.00		
T			INTERMEDIAC.	1786.65	44718.33	818.95	0.00	110258.30	19080.73	9276.39	197227.00		
O			TOTAL	46684.70	63560.02	15291.82	18564.48	110258.30	34423.46	10356.96	1031343.59		
A A S		C	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	9,267,685,775	
		A	CORTO PLAZO	1,456,181,087	886,399,345	536,155,982	572,318,130	0	443,973,011	58,351,658	6,586,147,563		
		S	EMERGENCIA	6,017,258	148,168,073	0	0	0	66,962,695	0	0		
		T	INTERMEDIAC.	98,005,713	2,468,634,973	29,632,878	0	4,608,463,720	1,048,176,933	286,474,512	6,824,525,974		
		O	TOTAL	1,560,204,059	3,503,202,391	565,788,859	572,318,130	4,608,463,720	1,559,112,639	344,826,170	22,678,359,311		
P O T E N C I A L		C O M P R E S	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	519.60	181.60	124.90	637.20	0.00	219.80	0.00	62.51	
			A	LARGO PLAZO	1,621,730,694	566,794,253	389,827,105	1,988,773,669	0	686,020,798	0	195,100,819	
	V E N T A S	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	62.51	0.00	0.00	1683.10		
		A	LARGO PLAZO	0	0	0	0	195,100,819	0	0	5,253,146,519		

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA

MES : NOVIEMBRE DE 1992 .

			EEB	EPM	CVC	ICEL	ELECTRIF	CORELCA	CHB	ISA	
E N E R G I A	C O M P R A	C	LARGO PLAZO	241100.00	138300.00	105800.00	0.00	194200.00	96979.05	0.00	0.00
		AM	CORTO PLAZO	31595.28	7051.14	9455.14	0.00	0.00	4485.89	6244.38	107241.63
		NW	EMERGENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3009.85
		TH	INTERMEDIAC.	8877.36	6129.45	3841.96	50361.41	66125.18	611.79	3349.80	152041.81
		P	TOTAL	281572.64	151480.59	119097.10	50361.41	260325.18	102076.73	9594.18	262293.29
	R A S	C	LARGO PLAZO	3,516,493,184	2,017,185,822	1,543,496,153	0	2,832,755,209	1,321,831,698	0	0
		AM	CORTO PLAZO	1,944,236,189	434,633,482	582,658,197	0	0	276,425,795	384,707,637	5,498,578,015
		NW	EMERGENCIA	0	0	0	0	0	0	0	185,527,696
		TH	INTERMEDIAC.	317,828,600	205,574,366	127,251,085	1,692,456,624	3,338,450,405	21,848,766	133,173,316	7,470,805,526
		P	TOTAL	5,778,557,973	2,657,393,670	2,253,405,435	1,692,456,624	6,171,205,614	1,620,106,259	517,880,952	13,154,911,236
	G E N T A	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	776379.05
		AM	CORTO PLAZO	15026.92	41037.81	19618.91	6798.06	0.00	19583.65	5176.28	58831.83
NW		EMERGENCIA	86.00	2098.00	0.00	0.00	0.00	825.85	0.00	0.00	
TH		INTERMEDIAC.	1778.56	42245.36	800.26	0.00	85916.64	15160.76	2867.71	152041.81	
P		TOTAL	16891.48	85381.17	20419.17	6798.06	85916.64	35570.26	8043.99	987252.69	
A S S O	C	LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0	11,231,762,066	
	AM	CORTO PLAZO	680,799,238	2,523,015,754	1,088,922,805	228,340,568	0	672,463,092	305,036,558	3,622,661,299	
	NW	EMERGENCIA	5,301,055	129,321,098	0	0	0	50,905,543	0	0	
	TH	INTERMEDIAC.	108,059,221	2,603,985,349	43,711,588	0	3,513,079,995	888,777,621	111,472,836	6,297,081,906	
	P	TOTAL	794,159,514	5,256,322,200	1,132,634,393	228,340,568	3,513,079,995	1,612,146,255	416,509,394	21,151,505,271	
P O T E N C I A	C O M P R A	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	589.90	114.20	206.20	0.00	670.90	340.50	0.00	88.85
		\$	LARGO PLAZO	2,055,794,952	397,985,732	718,604,711	0	2,338,079,053	1,186,638,720	0	309,641,264
	V E N T A S	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	88.85	0.00	0.00	1921.70
		\$	LARGO PLAZO	0	0	0	0	309,641,264	0	0	6,697,103,168

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA

MES : DICIEMBRE DE 1992

			EEB	EPM	CVC	ICEL	ELECTRIF	CORELCA	CHB	ISA	
E N E R G I A	C O M P R A	C	LARGO PLAZO	186080.00	113680.00	243420.00	0.00	241464.40	69920.00	0.00	35541.90
		AM	CORTO PLAZO	6805.70	15657.62	28131.69	1777.27	0.00	4267.29	16252.61	156879.10
		NW	EMERGENCIA	192.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18668.00
		TH	INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		P	TOTAL	193077.70	129337.62	271551.69	1777.27	241464.40	74187.29	16252.61	211089.00
	R A S	C	LARGO PLAZO	2,789,317,917	1,704,050,822	3,648,838,205	0	3,621,856,553	1,048,093,797	0	526,290,949
		AM	CORTO PLAZO	267,941,266	632,130,599	1,165,321,270	74,041,068	0	177,238,513	659,969,556	5,199,907,967
		NW	EMERGENCIA	7,998,720	0	0	0	0	0	0	777,708,880
		TH	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0
		P	TOTAL	3,065,257,903	2,336,181,421	4,814,159,475	74,041,068	3,621,856,553	1,225,332,310	659,969,556	6,503,907,796
	G E N T A	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	35541.90	0.00	0.00	854564.40
		AM	CORTO PLAZO	53240.98	29255.16	38258.48	4700.54	0.00	28036.56	3387.38	72892.18
NW		EMERGENCIA	0.00	492.00	16527.00	0.00	0.00	1455.00	194.00	192.00	
TH		INTERMEDIAC.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
P		TOTAL	53240.98	29747.16	54785.48	4700.54	35541.90	29491.56	3581.38	927648.58	
A S S O	C	LARGO PLAZO	0	0	0	0	526,290,949	0	0	12,812,157,294	
	AM	CORTO PLAZO	1,819,260,623	1,205,496,256	1,265,662,874	105,047,678	0	665,529,849	138,910,687	2,976,642,272	
	NW	EMERGENCIA	0	20,496,720	688,514,820	0	0	60,615,300	8,082,040	7,998,720	
	TH	INTERMEDIAC.	0	0	0	0	0	0	0	0	
	P	TOTAL	1,819,260,623	1,225,992,976	1,954,177,694	105,047,678	526,290,949	726,145,149	146,992,727	15,796,798,286	
P O T E N C I A	C O M P R A	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	213.70	44.99	603.62	0.00	690.83	176.86	0.00	40.05
		\$	LARGO PLAZO	761,349,877	160,286,060	2,150,519,479	0	2,461,222,908	630,099,856	0	142,686,301
	V E N T A S	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	40.05	0.00	0.00	1730.00
		\$	LARGO PLAZO	0	0	0	0	142,686,301	0	0	6,163,478,180

INTERCAMBIOS COMERCIALES DE ISA AÑO : 1992

			EEB	EPM	CVC	ICEL	ELECTRIF.	CORELCA	CHB	ISA
E	C	LARGO PLAZO	3223580.00	1166180.00	1919020.00	898100.00	1643664.40	808901.68	0.00	35541.90
		CORTO PLAZO	282269.39	286819.60	148942.63	58376.10	0.00	93590.19	86677.88	1241486.71
		EMERGENCIA	192.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	553724.05
		INTERMEDIAC.	50350.62	91152.54	25163.34	186107.86	509091.00	15657.16	46370.43	1075817.99
		TOTAL	3556392.01	1544152.14	2093125.97	1142583.96	2152755.40	918149.03	133048.31	2906570.65
	R	LARGO PLAZO	42,444,288,096	15,662,957,340	25,535,418,694	10,871,379,205	22,869,777,877	10,499,629,596	0	526,290,949
		CORTO PLAZO	12,854,769,067	11,486,098,317	5,059,537,535	1,151,103,956	0	4,000,584,164	3,299,295,971	42,056,344,456
		EMERGENCIA	7,998,720	0	0	0	0	0	0	16,124,505,155
		INTERMEDIAC.	1,563,173,478	2,678,229,527	745,599,468	5,910,804,308	20,959,679,278	474,129,313	1,572,377,660	51,555,788,472
		TOTAL	56,870,229,362	29,827,285,184	31,340,555,697	17,933,287,469	43,829,457,155	14,974,343,073	4,871,673,631	110,262,929,032
N	C	LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	35541.90	0.00	0.00	9659446.08
		CORTO PLAZO	364580.38	309882.32	171679.10	144417.13	0.00	182901.73	68026.05	956675.79
		EMERGENCIA	119053.87	186553.44	96225.00	92110.00	0.00	59587.74	194.00	192.00
		INTERMEDIAC.	16912.45	279590.79	10273.56	0.00	566726.58	116894.07	45453.74	1075817.98
		TOTAL	500546.70	776026.55	278177.66	236527.13	602268.48	359383.54	113673.79	11692131.85
	A	LARGO PLAZO	0	0	0	0	526,290,949	0	0	127,883,450,808
		CORTO PLAZO	11,256,438,820	13,179,784,798	6,044,736,091	3,783,556,057	0	5,247,482,401	2,544,346,289	37,851,389,010
		EMERGENCIA	3,362,511,790	5,706,346,701	2,573,844,604	2,586,557,027	0	1,887,162,994	8,082,040	7,998,720
		INTERMEDIAC.	949,488,333	16,083,317,178	505,727,044	0	23,726,000,897	6,470,704,754	1,608,815,223	38,383,877,224
		TOTAL	15,568,438,943	34,969,448,677	9,124,307,738	6,370,113,084	24,252,291,846	13,605,350,149	4,161,243,552	204,126,715,762
P	C	LARGO PLAZO (MW-MES)	6308.50	1511.79	2347.02	3389.20	4918.33	2965.26	0.00	566.41
		\$	19,879,548,768	4,739,244,423	7,611,809,751	9,945,459,850	16,389,629,048	8,651,512,228	0	1,871,957,519
	V	LARGO PLAZO (MW-MES)	0.00	0.00	0.00	0.00	566.41	0.00	0.00	21440.10
N	\$	LARGO PLAZO	0	0	0	0	1,871,957,519	0	0	67,217,204,068

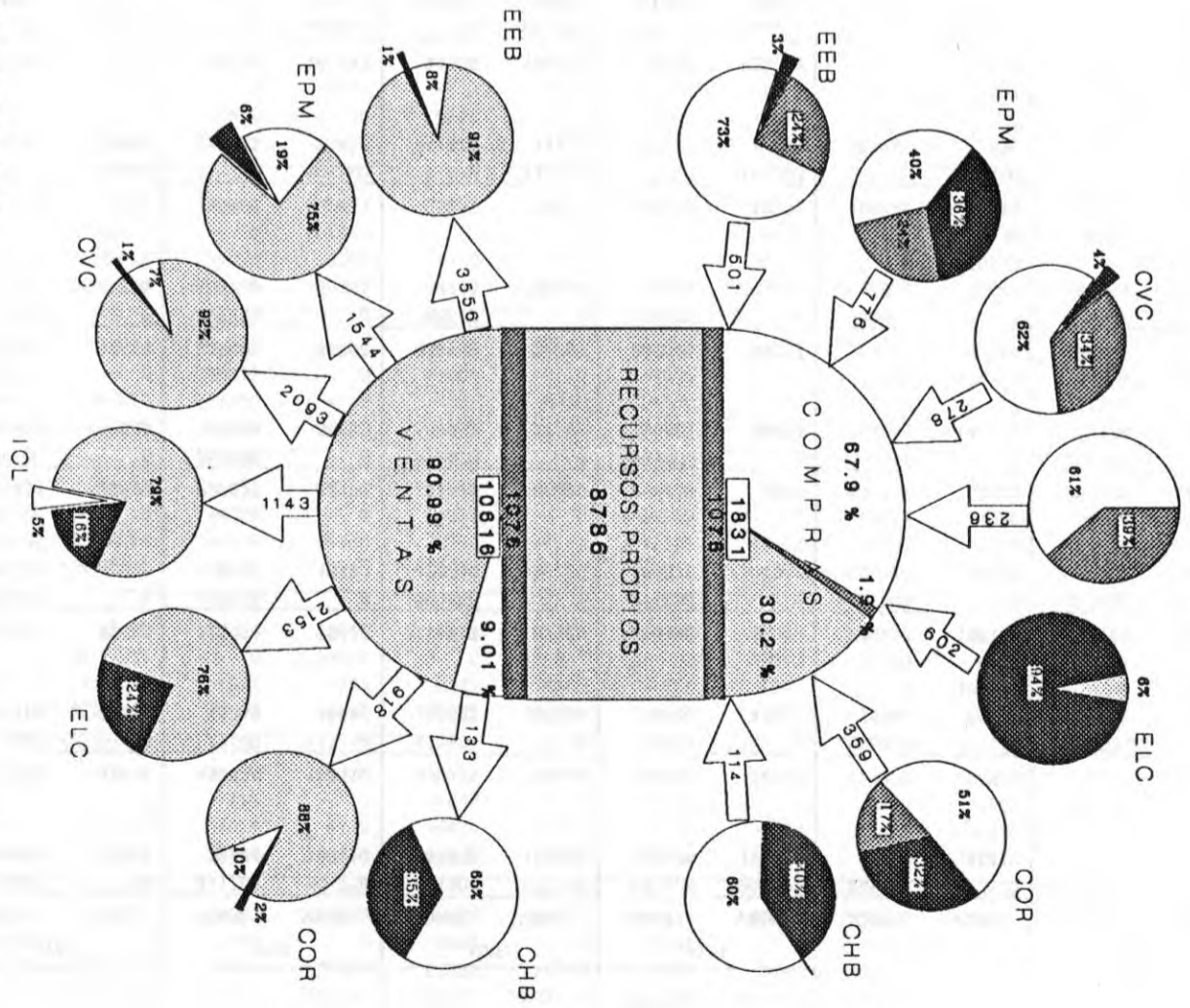
68

INTERCAMBIOS COMERCIALES ISA
1992

COMPRAS

VENTAS

GRAFICA 3.1



69

3.2 INTERCAMBIOS COMERCIALES DEL SIN - MWh

1992

		ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL	
		COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENT
E E B	L. PLAZO	335900	0	411700	0	411300	0	317300	0	255100	0	281100	0	296800	0
	C. PLAZO	51966	49847	18984	108110	19670	150475	65486	112792	69456	45410	116520	77688	73307	43271
	EMERGEN	--	--	--	--	--	--	--	--	0	10496	0	3823	0	3951
	INTERMED	--	--	--	--	--	--	--	--	9676	629	7502	106	18163	1678
TOTAL		387866	49847	430684	108110	430970	150475	382786	112792	334232	56535	405122	81617	388270	48900
E P M	L. PLAZO	34900	0	77100	0	133100	0	70400	0	165000	0	134500	0	163000	0
	C. PLAZO	61319	87023	46318	79430	25633	87169	135720	47877	79093	75826	85818	57570	144634	29211
	EMERGEN	--	--	--	--	--	--	--	--	0	105748	0	93947	0	97079
	INTERMED	--	--	--	--	--	--	--	--	18763	5620	15093	3625	38031	1709
TOTAL		96219	87023	123418	79430	158733	87169	206120	47877	262856	187194	235411	155142	345665	127999
C V C	L. PLAZO	170100	0	193100	0	223400	0	170300	0	164800	0	180200	0	189500	0
	C. PLAZO	44224	26906	36137	18197	28210	26739	87879	7903	20120	58473	24565	47293	24736	41445
	EMERGEN	--	--	--	--	--	--	--	--	59065	0	57838	0	59793	0
	INTERMED	--	--	--	--	--	--	--	--	3812	1920	4402	1013	7055	111
TOTAL		214324	26906	229237	18197	251610	26739	258179	7903	247797	60393	267005	48306	281084	41556
I C L	L. PLAZO	256700	0	289500	0	270300	0	251900	0	186944	0	208700	0	253656	0
	C. PLAZO	40816	12680	20908	34758	69489	22297	36425	56237	13559	145574	15378	149601	5941	198830
	EMERGEN	--	--	--	--	--	--	--	--	101822	0	77123	0	79741	0
	INTERMED	--	--	--	--	--	--	--	--	42271	117239	64694	133096	24681	145627
TOTAL		297516	12680	310408	34758	339789	22297	288325	56237	344596	262813	365894	282697	364018	344457
C O R	L. PLAZO	53500	0	47134	0	60577	0	52018	0	79600	0	78007	0	127144	0
	C. PLAZO	27614	7954	71768	441	14788	32645	9858	49399	24928	39045	66158	25091	24772	61867
	EMERGEN	--	--	--	--	--	--	--	--	0	50535	0	42385	0	43861
	INTERMED	--	--	--	--	--	--	--	--	1663	135	6170	286	2786	1
TOTAL		81114	7954	118902	441	75365	32645	61876	49399	106191	89715	150335	67762	154702	105729
C H B	L. PLAZO	0	136800	0	161500	0	137100	0	169000	0	165800	0	169263	0	195500
	C. PLAZO	26784	29826	48185	21837	41525	11363	70657	13750	51330	11529	46569	14706	32875	28109
	EMERGEN	--	--	--	--	--	--	--	--	1359	0	1190	0	1231	0
	INTERMED	--	--	--	--	--	--	--	--	17406	6307	21072	9801	14411	4048
TOTAL		26784	166626	48185	183337	41525	148463	70657	182750	70095	183636	68831	193770	48517	227657
I S A	L. PLAZO	0	714300	0	857034	0	961577	0	692918	0	685644	0	713244	0	834600
	C. PLAZO	71801	110290	96577	76104	165834	34461	43205	161274	170077	52705	148436	131493	146890	50420
	EMERGEN	--	--	--	--	--	--	--	--	4533	0	4004	0	4127	0
	INTERMED	--	--	--	--	--	--	--	--	65920	27659	78856	49862	65181	17134
TOTAL		71801	824590	96577	933138	165834	996038	43205	854192	240530	766008	231296	894599	216198	902153

70

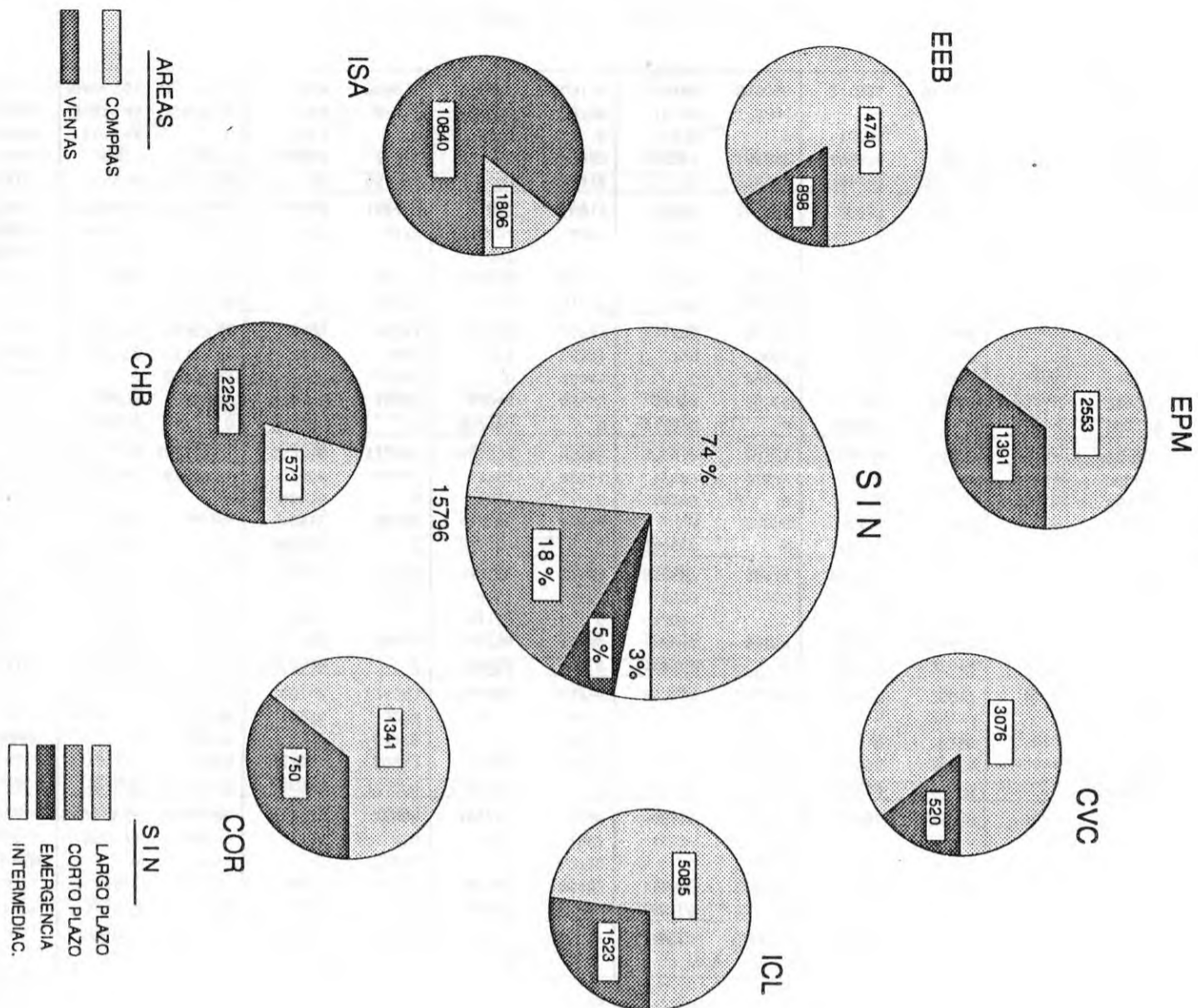
Continuación

		AGO		SEP		OCT		NOV		DIC		TOTAL	
		COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENT	COMP	VENTAS
E E B	L. PLAZO	322500	0	339800	0	360000	0	286100	0	278440	0	3896040	0
	C. PLAZO	44572	61061	74617	33753	88304	30153	111496	27273	19240	121919	753618	861752
	EMERGEN	0	2011	0	2619	0	2720	0	3028	29411	0	29411	28648
	INTERMED	2741.35	2748.99	5554	436	6615	1867	10536	444	60788	444	60788	7909
TOTAL		369813.35	65820.99	419971	36808	454919	34740	408132	30745	327091	121919	4739857	898309
E P M	L. PLAZO	124500	0	106800	0	87100	0	164100	0	170110	0	1430610	0
	C. PLAZO	181325	3322	72064	60932	71196	86037	29279	117082	79852	73657	1012251	805136
	EMERGEN	0	49426	0	64349	0	66824	0	73810	0	2356	0	553539
	INTERMED	14346.14	158.48	10934	3264	6150	8535	7274	9508	0	0	110592	32420
TOTAL		320171.14	52906.48	189798	128545	164446	161396	200653	200400	249962	76013	2553452	1391095
C V C	L. PLAZO	207500	0	200100	0	174600	0	125500	0	243420	37410	2242520	37410
	C. PLAZO	45255	13764	21756	36460	23799	44930	40846	34724	78007	74729	475535	431563
	EMERGEN	30406.61	0	36012	0	41108	0	43691	0	0	38773	327913	38773
	INTERMED	3696.27	419.73	3350	1196	3401	6458	4560	950	0	0	30276	12068
TOTAL		286857.88	14183.73	261218	37656	242908	51388	214597	35674	321427	150912	3076244	519814
I C L	L. PLAZO	238793.39	0	266800	0	286700	0	230600	0	315145	68792	3055738	68792
	C. PLAZO	21255	66085	10512	66380	37585	49994	0	23299	7474	12441	279342	838177
	EMERGEN	40550.48	0	48025	0	54823	0	58289	0	0	0	460373	0
	INTERMED	50674.52	63050.83	37408	66565	52392	49114	17363	41472	0	0	289483	616164
TOTAL		351273.39	129135.83	362745	132945	431501	99108	306252	64771	322619	81233	4084937	1523133
C O R	L. PLAZO	100480.05	0	64051	0	107185	0	116879	0	104654	0	991228	0
	C. PLAZO	33231	38670	12464	35393	17043	67059	14094	56088	14546	80648	331264	494301
	EMERGEN	0	22250.83	0	20303	0	30081	0	29213	0	6360	0	244990
	INTERMED	3292.72	1172.25	1981	951	2271	6391	726	2000	0	0	18890	10936
TOTAL		137003.77	62093.08	78496	56647	126499	103531	131699	87301	119200	87008	1341382	750226
C H B	L. PLAZO	0	162382.44	0	124170	0	131172	0	146800	0	186545	0	1886033
	C. PLAZO	4760	137046	24577	16073	25576	15348	31653	17310	86323	6035	490814	322932
	EMERGEN	626.26	0	741	0	847	0	939	0	0	398	6934	398
	INTERMED	5458.92	13300.83	7811	4179	5424	4393	3250	578	0	0	74833	42608
TOTAL		10845.18	312729.27	33130	144423	31847	150913	35842	164688	86323	192978	572581	2251971
I S A	L. PLAZO	0	831391	0	853381	0	884412	0	776379	35541	854564	35541	9659444
	C. PLAZO	68424	78873	108252	75253	123968	93950	107241	58832	156879	72892	1407584	996547
	EMERGEN	2104.48	0	2493	0	2847	0	3132	0	18668	192	41908	192
	INTERMED	33515.43	32874.24	36934	27381	25253	24748	15126	3884	0	0	320785	183542
TOTAL		104043.91	943138.24	147679	956015	152067	1003110	125499	839095	211088	927648	1805818	10839725

71

INTERCAMBIOS COMERCIALES DEL SIN (GWh)

1992



GRAFICA 3.2

3.3 RESUMEN DE TRANSFERENCIAS NETAS (MWh)

1992

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTALES
EEB													
Interc.Netos Program.	402540.00	376934.00	297585.00	227019.00	316519.00	361087.00	366852.00	355018.00	424715.00	461284.00	423191.00	211108.00	4223852.00
Interc.Netos Efectiv.	385591.54	367520.82	294786.01	225045.26	301116.55	340743.13	358813.60	339405.91	423113.87	457981.13	417057.61	233952.69	4145128.12
Perdidas Totales	17023.95	16423.44	16253.66	14098.75	14579.39	14091.14	14972.57	15648.60	16647.17	17612.54	16698.66	12218.10	186267.97
EPM													
Interc.Netos Program.	3705.00	30189.00	4347.00	11766.00	45125.00	37880.00	161530.00	226339.00	33721.00	-23005.00	-23807.00	167260.00	675050.00
Interc.Netos Efectiv.	4023.04	39291.54	18033.36	23101.89	55688.90	55049.39	172779.56	241502.51	50867.75	830.90	-3947.81	170487.01	827708.04
Perdidas Totales	5173.77	5008.88	4992.10	6214.06	5978.15	5416.06	8598.88	11559.32	5362.15	4590.32	4185.48	6784.32	73863.49
CVC													
Interc.Netos Program.	174378.00	207185.00	192558.00	182192.00	171889.00	204541.00	220316.00	258717.00	216586.00	180467.00	179144.00	134966.00	2322939.00
Interc.Netos Efectiv.	179278.50	202114.22	192563.82	178439.00	183271.50	206264.50	223288.22	257877.51	212807.00	186928.03	170855.38	128472.92	2322160.60
Perdidas Totales	8239.38	9112.00	10354.72	10538.86	8589.24	8359.55	9314.98	11514.94	8600.06	7686.00	7237.03	5522.42	105069.18
CHEC													
Interc.Netos Program.	151293.00	153500.00	133012.00	97887.00	96006.00	94335.00	102714.00	136490.00	121281.00	127487.00	113293.00	110413.00	1437711.00
Interc.Netos Efectiv.	144532.46	149006.00	131139.91	92755.00	97321.00	99078.92	114143.00	135084.30	123312.70	130051.82	113258.01	109258.59	1438941.71
Perdidas Totales	6028.91	6244.01	6676.39	5366.17	4413.19	4047.94	4722.07	5909.25	4766.16	4998.51	4511.92	3852.45	61536.97
NORDESTE													
Interc.Netos Program.	-68108.00	-65691.00	-58522.00	-109454.00	-131977.00	-79396.00	-133239.00	-73570.00	-56319.00	-5109.00	-28280.00	-31715.00	-841380.00
Interc.Netos Efectiv.	-63108.61	-64519.44	-42165.51	-106039.75	-120839.03	-90698.00	-139927.50	-94764.65	-64431.37	-8415.68	-50811.71	-59191.15	-904912.40
Perdidas Totales	1354.58	1161.28	1542.14	1381.26	1265.69	1256.67	1262.66	1385.37	1241.41	1628.15	1208.07	1242.69	15929.97

(Continuacion...)

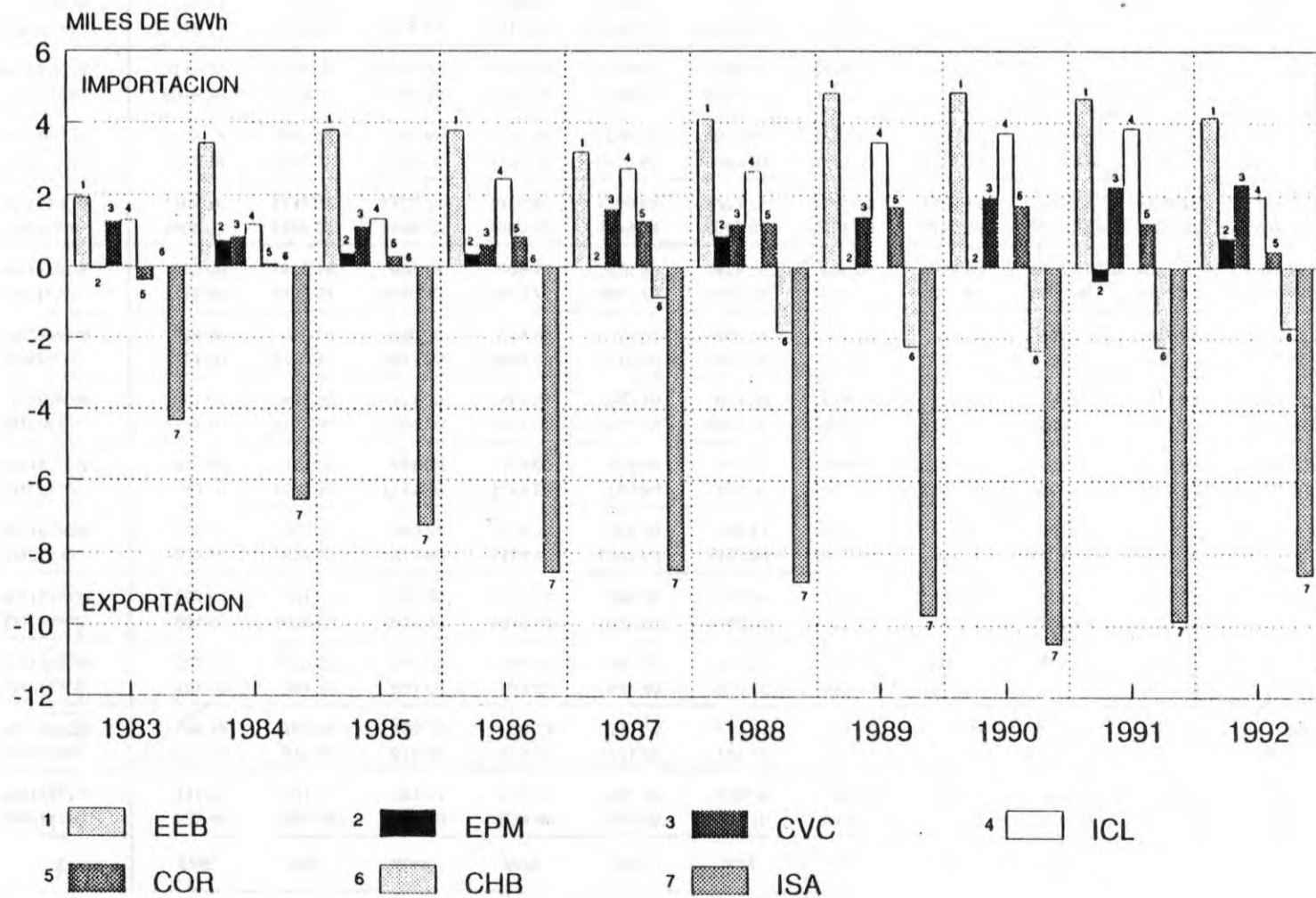
RESUMEN DE TRANSFERENCIAS NETAS (MWh)

1992

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTALES
CED / CNAR													
Interc.Netos Program.	58550.00	57851.00	58341.00	48679.00	45755.00	47119.00	39683.00	54120.00	56904.00	64221.00	60720.00	58078.00	650021.00
Interc.Netos Efectiv.	65040.00	60180.78	60483.00	42460.00	48380.00	45080.00	39619.79	49000.00	55020.00	60354.47	54537.12	54436.10	634591.26
Perdidas Totales	2675.17	2512.79	3065.16	2442.64	2154.76	1823.70	1739.05	2215.20	2122.14	2281.97	2142.16	1800.92	26975.66
TOL / HUI													
Interc.Netos Program.	57332.00	57283.00	57512.00	56127.00	60885.00	61312.00	63136.00	80657.00	70489.00	71276.00	61888.00	67272.00	765169.00
Interc.Netos Efectiv.	61252.89	57715.93	63393.91	60557.27	65952.60	64617.76	64814.18	80945.16	72287.62	75511.89	58643.12	69372.32	795064.65
Perdidas Totales	2662.42	2579.18	3349.02	3456.80	2903.27	2516.23	2671.72	3541.79	2770.29	2875.88	2414.85	2302.11	34043.56
CORELCA													
Interc.Netos Program.	62435.00	108448.00	31007.00	-29851.00	9600.00	45711.00	31108.00	70434.00	13208.00	11657.00	736.00	9894.00	364387.00
Interc.Netos Efectiv.	67258.26	112150.83	18933.49	-27989.80	12273.37	64818.20	41416.86	66488.97	13374.06	22057.20	37547.49	29209.40	457538.33
Perdidas Totales	5913.77	6660.73	5767.74	4637.72	4592.42	5379.04	5152.65	6283.64	4720.19	4966.57	5023.69	4304.65	63402.81
CHB													
Interc.Netos Program.	-137808.00	-134029.00	-99580.00	-94980.00	-124744.00	-134257.00	-189837.00	-290689.00	-112489.00	-116704.00	-121946.00	-112247.00	-1669310.00
Interc.Netos Efectiv.	-139846.30	-135118.90	-100877.40	-96153.20	-124392.30	-136031.60	-189455.21	-294316.42	-114906.70	-120082.30	-127006.10	-115032.30	-1693218.73
Perdidas Totales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ISA													
Interc.Netos Program.	-753766.00	-841003.00	-668760.00	-438159.00	-533215.00	-681667.00	-709585.00	-876621.00	-814980.00	-817987.00	-708838.00	-660292.00	-8504873.00
Interc.Netos Efectiv.	-753654.00	-837421.70	-688442.10	-440382.30	-563342.50	-691873.40	-734012.70	-840021.40	-817818.00	-852002.50	-713589.17	-659048.66	-8591608.43
Perdidas Totales	560.27	578.22	150.58	70.37	93.80	60.77	85.62	128.98	143.50	145.10	34.20	55.45	2106.86

74

EVOLUCION INTERCAMBIOS NETOS EFECTIVOS 1983 - 1992



GRAFICA 3.3

75

3.4 TARIFAS DE ENERGIA Y POTENCIA

1980 - 1992

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1980	ENERGIA	528.40	528.40	528.40	528.40	519.70	519.70	519.70	519.70	519.70	519.70	519.70	675.50
	POTENCIA	131.71	131.71	131.71	131.71	168.39	168.39	168.39	168.39	168.39	168.39	168.39	168.39
1981	ENERGIA	675.50	675.50	675.50	675.50	721.20	721.20	721.20	721.20	721.20	721.20	721.20	740.80
	POTENCIA	168.39	168.39	168.39	168.39	211.04	211.04	211.04	211.04	211.04	211.04	211.04	216.80
1982	ENERGIA	761.00	781.70	803.00	824.80	847.40	870.50	894.10	918.50	943.50	963.80	963.80	963.80
	POTENCIA	222.74	228.83	235.09	241.51	248.12	254.90	261.87	269.03	276.39	281.47	281.47	281.47
1983	ENERGIA	984.50	1005.70	1027.30	1049.40	1072.00	1095.00	1118.50	1142.50	1167.10	1192.20	1217.80	1244.00
	POTENCIA	286.64	291.90	297.26	302.73	308.29	313.95	319.72	325.59	331.57	337.66	343.86	350.16
1984	ENERGIA	1270.70	1298.00	1325.90	1354.40	1383.50	1413.20	1443.60	1474.60	1506.30	1538.70	1571.80	1605.60
	POTENCIA	356.57	363.09	369.74	376.50	383.39	390.41	397.55	404.83	412.23	417.78	427.46	435.28
1985	ENERGIA	1640.10	1675.40	1711.40	1748.20	1785.80	1824.20	1863.40	1903.50	1944.40	1986.20	2028.90	2072.50
	POTENCIA	435.28	443.25	451.36	459.62	476.60	485.32	494.20	503.24	512.45	521.83	531.38	541.10
1986	ENERGIA	2117.10	2162.60	2209.10	2256.60	2305.10	2354.70	2405.30	2457.00	2509.80	2563.80	2618.90	2675.20
	POTENCIA	551.01	561.09	571.36	581.81	592.46	603.30	614.34	625.58	637.03	648.69	660.56	672.65
1987	ENERGIA	2721.70	2769.10	2817.30	2866.30	2916.20	3026.28	3078.94	3132.51	3187.02	3242.47	3298.89	3356.29
	POTENCIA	684.35	690.26	708.38	720.70	733.24	760.92	774.16	787.63	801.33	815.28	829.46	843.90
1988	ENERGIA	3419.30	3483.54	3549.03	3615.75	3683.73	3865.71	3938.39	4012.43	4087.86	4164.71	4243.01	4322.78
	POTENCIA	860.00	876.16	892.64	909.14	926.23	971.99	990.26	1008.88	1027.84	1047.17	1066.85	1086.91
1989	ENERGIA	4409.67	4498.30	4588.72	4680.95	4775.04	5065.86	5167.68	5271.55	5377.51	5485.60	5595.86	5708.34
	POTENCIA	1108.76	1131.04	1153.78	1176.97	1200.63	1273.75	1299.35	1325.47	1352.11	1379.29	1407.01	1435.29
1990	ENERGIA	5819.08	5931.97	6047.05	6164.36	6283.95	6662.09	6791.33	6923.08	7057.40	7194.31	7354.74	8721.75
	POTENCIA	1463.14	1491.52	1520.46	1549.95	1580.02	1610.67	1707.60	1740.72	1774.50	1808.92	1849.26	2098.45
1991	ENERGIA	8916.26	9115.10	9318.36	9526.16	9738.60	9955.77	10177.78	10404.75	10636.77	10873.97	11116.46	11364.36
	POTENCIA	2145.25	2193.09	2241.99	2291.99	2343.10	2395.35	2448.77	2503.38	2559.20	2616.27	2674.61	2734.26
1992	ENERGIA	11617.78	11876.86	12141.72	12412.48	12689.27	12972.24	13261.53	13557.26	13859.58	14168.65	14484.61	14807.62
	POTENCIA	2795.23	2857.57	2921.29	2986.43	3053.03	3121.11	3190.71	3261.87	3334.61	3408.97	3484.99	3562.70

Unidades de energia en \$/MWH

Unidades de potencia en Miles de pesos/MW-mes

CAPITULO 4

DEMANDAS



4. DEMANDAS

El consumo de energía y potencia considerado en la operación del sistema está conformado por los siguientes mercados:

- EEB :** Consumo del área atendida por la Empresa de Energía de Bogotá.
- EPM :** Área atendida por las Empresas Públicas de Medellín y las transferencias a la Empresa Antioqueña de Energía (EADE).
- CVC :** Área del Valle del Cauca servida por CVC - CHIDRAL y la generación de las centrales menores de Buga, Tuluá y Palmira.
- ICEL:** La demanda de energía y potencia del grupo ICEL, sin incluir la demanda suplida por los autoprodutores, comprende los mercados atendidos por Electro-Boyacá, ESSA, CENS, CEDELCA, CEDENAR, CHEC con las áreas de Caldas, Quindío y Risaralda, las Electrificadoras del Tolima y Huila (incluyendo el área de Caquetá) y los mercados de Celgac y Meta.
- CORELCA:** Demanda de energía y potencia de la Costa Atlántica comprende las áreas atendidas por las Electrificadoras de Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Cesar y Guajira, además de la demanda de energía y potencia de Cerromatoso. Por su ubicación geográfica, las intendencias de San Andrés y Providencia se consideran independientes y no se incluyen para la conformación del Sistema Integrado de la Costa Atlántica.
- ISA :** Comprende los mercados de OXY y ECOPETROL en las subestaciones sobre la línea Palos - Caño Limón.

La demanda de energía atendida del Sistema Interconectado, fué de 32184 GWh, registrando una disminución del 9.3 % con relación a la demanda atendida de 1991. La demanda ajustada, incluyendo el racionamiento, fue de 37367 GWh presentando un incremento del 4.7 % respecto a su correspondiente del año anterior. El racionamiento efectuado por déficit de energía durante 1992 fue de 5174 GWh y por otras causas 9 GWh para un total no atendido de 5183 GWh correspondiente al 13.9 % de la demanda ajustada del sistema.

A partir de Marzo 02 el control de racionamiento se efectúa como la diferencia entre la demanda esperada y la demanda atendida. En la tabla 4.7 se presenta la evaluación total del racionamiento entre el 02 de Marzo de 1992 y el 31 de Diciembre de 1992 donde se observa un total racionado en dicho periodo de 5259 GWh cifra superior en 85 GWh al racionamiento real efectuado; debido a los descuentos a la demanda atendida de EPM por el consumo de Bombas para el desvío de agua del río Piedras a la cuenca del río Nare y con lo cual se logró una generación adicional de 148 GWh.

La disponibilidad promedio evaluada sobre las puntas dos y considerando todo tipo de causas, fue 6586 MW equivalente al 79 % de la capacidad efectiva media anual reportada por los sistemas, siendo inferior al 84 % obtenido en el año anterior.

La atención de la demanda de potencia se vió restringida por la crisis energética en el periodo crítico de Verano 91-92 al limitarse la disponibilidad de grandes centrales como Chivor, San Carlos, Alto Anchicayá y Betania por la pérdida de cabeza y en Guatapé por la inminente aparición de vortices en el embalse.

La reserva minima de Potencia se presento el día 13 de Marzo con 340 MW equivalente al 6.1 % de la demanda máxima de dicho día.

La demanda ajustada de energia correspondiente a los diferentes mercados presentaron la siguiente distribución y crecimiento respecto al año 1991:

	1991 (GWh)	1992 (GWh)	Increment. (%)
EEB	9056.5	9468.3	4.6
EPM	7284.4	7445.0	2.2
CVC	4993.4	5338.0	6.9
CHEC	2237.2	2333.0	4.3
TOL-H-C	1085.2	1148.1	5.8
NOR	2778.2	3081.2	10.9
CED	918.9	1004.9	9.4
COR	6533.5	6914.3	5.8

La demanda máxima de potencia ajustada para el sistema fue de 6098 MW en el mes de Febrero. No se presentan datos de demanda ajustada de potencia por la notable distorsión de la curva de carga debido al desplazamiento de la demanda luego de efectuadas las reconexiones. En el mes de Diciembre se calcularon aproximadamente 10 datos de potencia superiores a los 6800 MW que ocasionaron problemas operativos de regulación de frecuencia y tensión en el sistema.

4.1 DEMANDAS MAXIMAS ATENDIDAS DE POTENCIA (MW)

1992

	EEB	CELGAC META	EPM	CVC	CHEC	TOL-HUI CQTA	NORD	C/C	ICEL	COR/CA	ISA	SISTEMA
ENE	1627	153	1299	921	417	238	495	185	1296	1005	26	6039
FEB	1672	149	1313	916	423	218	493	190	1305	1017	25	6098
MAR	1654	149	1308	886	414	204	463	184	1228	956	25	5945
ABR	1513	95	1260	773	396	189	405	147	1108	894	13	5305
MAY	1534	91	1290	811	415	198	424	173	1187	917	17	5557
JUN	1634	98	1298	843	416	215	416	167	1160	888	13	5533
JUL	1561	99	1284	830	404	221	404	162	1110	850	14	5414
AGO	1590	124	1302	866	408	209	448	166	1187	1011	14	5821
SEP	1629	123	1340	878	414	213	430	178	1170	956	18	5698
OCT	1683	118	1362	891	416	212	427	169	1167	1029	17	5811
NOV	1654	109	1392	890	414	205	416	174	1143	1005	11	5714
DIC	1620	112	1338	895	413	232	439	179	1211	1030	15	5810
MAXIMA ANUAL	1683	153	1392	921	423	238	495	190	1305	1030	25.8	6098

NOTA : La demanda de EEB incluye los mercados de CELGAC y META

La demanda de CELGAC se calcula a partir del valor de la energia con un factor de carga de 0.55

4.2 DEMANDAS MINIMAS DE POTENCIA (MW)

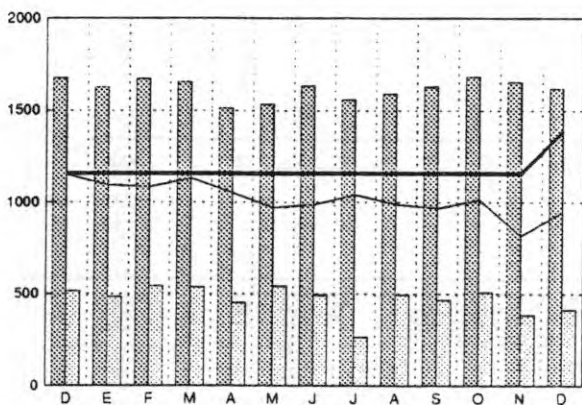
1992

	EEB	EPM	CVC	CHC	THC	NOR	CED	ICL	COR	SISTEMA INTERC.
ENE	485	379	283	132	82	205	38	481	555	2192
FEB	546	411	318	134	54	230	32	428	630	2537
MAR	537	340	310	132	49	231	35	455	542	2309
ABR	453	332	277	120	46	164	33	378	410	2053
MAY	543	395	279	134	56	181	24	442	521	2267
JUN	493	332	266	123	56	172	30	417	481	2279
JUL	263	389	325	124	30	173	32	441	494	2207
AGO	495	368	333	130	80	183	33	438	553	2302
SEP	467	345	277	112	35	217	37	494	179	2479
OCT	508	321	330	135	39	209	30	475	439	2340
NOV	386	237	236	136	16	122	22	432	440	1959
DIC	414	310	226	126	33	129	36	459	515	2402
MINIMA ANUAL	263	237	226	112	16	122	22	378	179	1959

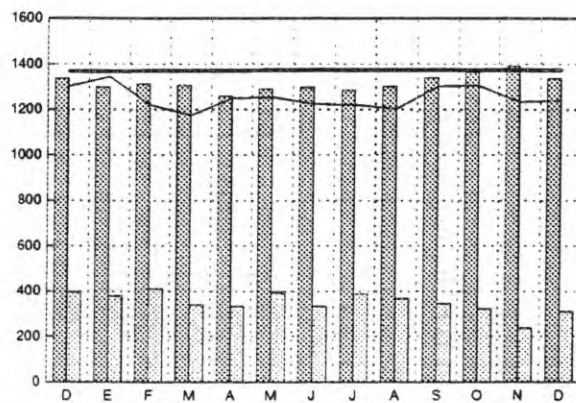
POTENCIA POR SISTEMAS (MW)

1992

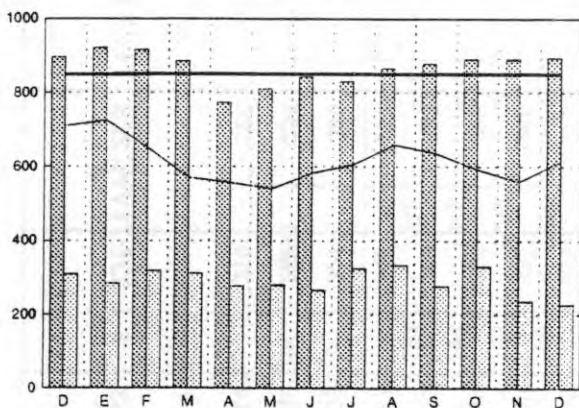
EEB



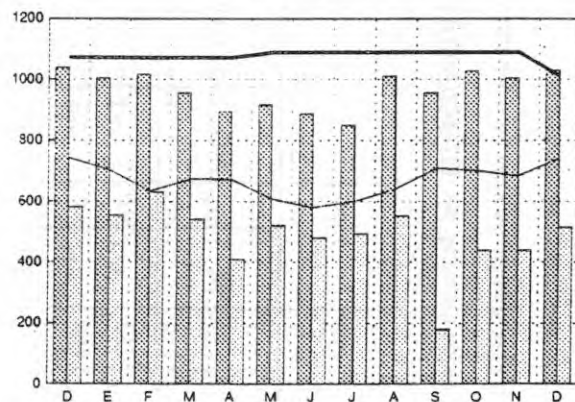
EPM







CVC



CORELCA



 DEMANDA MAXIMA
 CAPACIDAD EFECTIVA

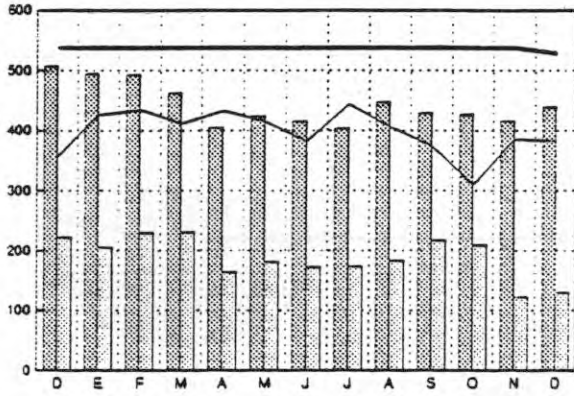
 DEMANDA MINIMA
 DISPONIBILIDAD PROMEDIO P2

GRAFICA 4.2a

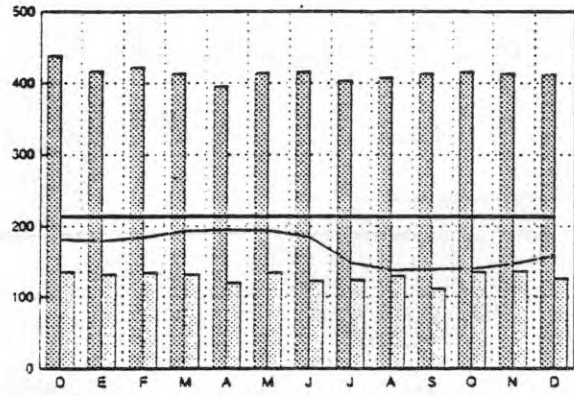
POTENCIA POR SISTEMAS (MW)

1992

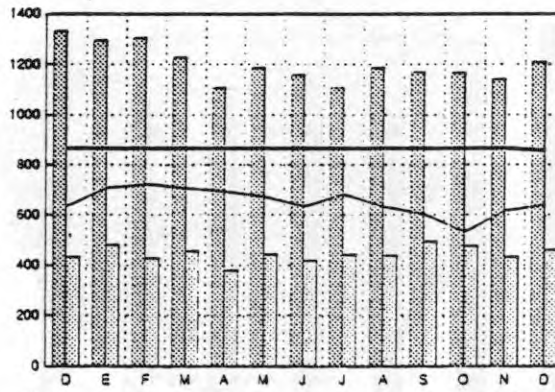
NORDESTE



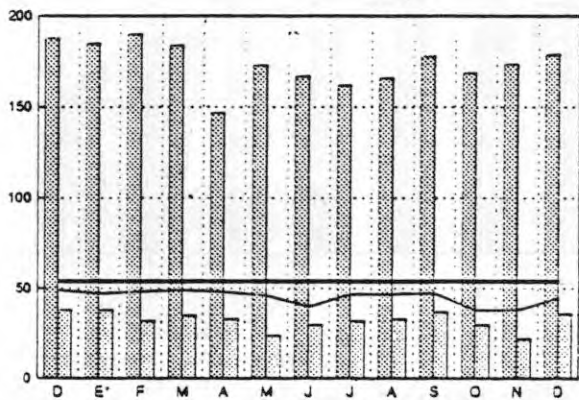
CHEC



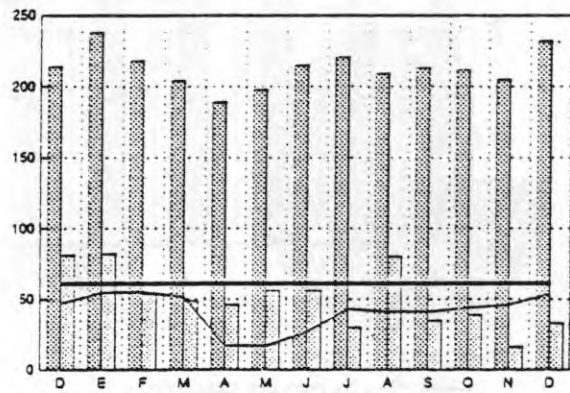
ICEL



CED



TOL+HUI+CQTA

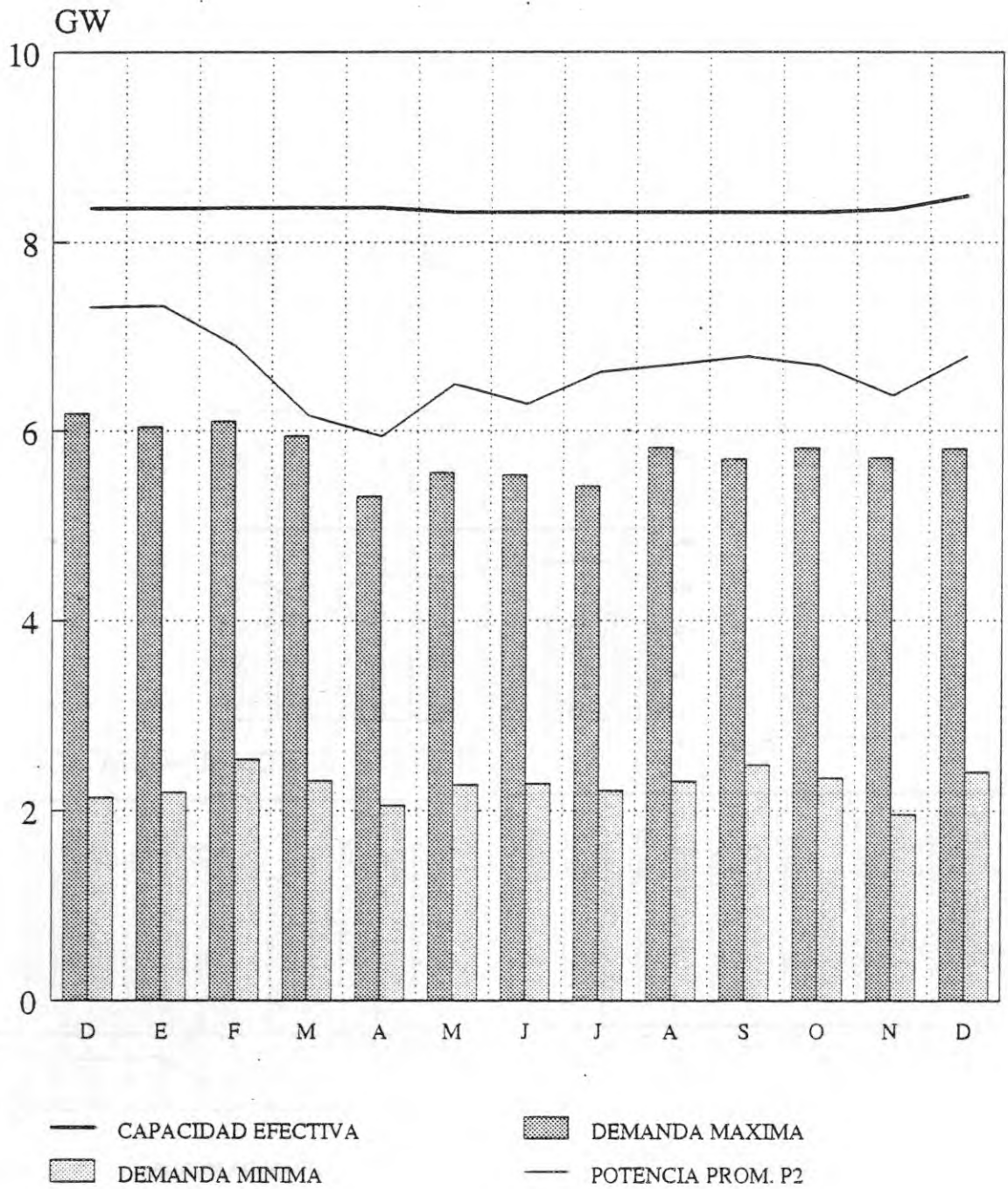


DEMANDA MAXIMA
 DEMANDA MINIMA
 CAPACIDAD EFECTIVA

DEMANDA MAXIMA
 DEMANDA MINIMA
 DISPONIBILIDAD PROMEDIO P2

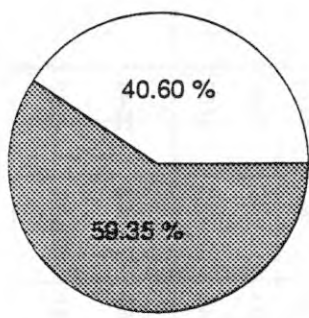
GRAFICA 4.2b

POTENCIA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

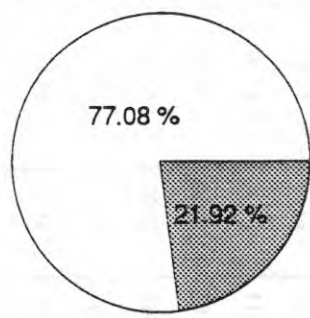


GRAFICA 4.2c

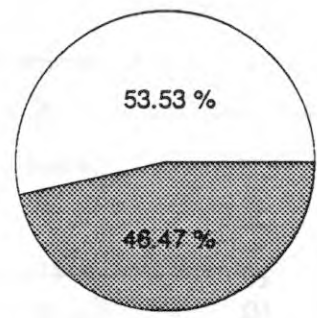
DEMANDAS MAXIMAS ATENDIDAS POR SISTEMAS 1992



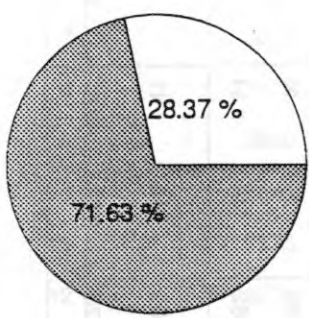
EEB
1683 MW
OCT 21, 19:45 Horas



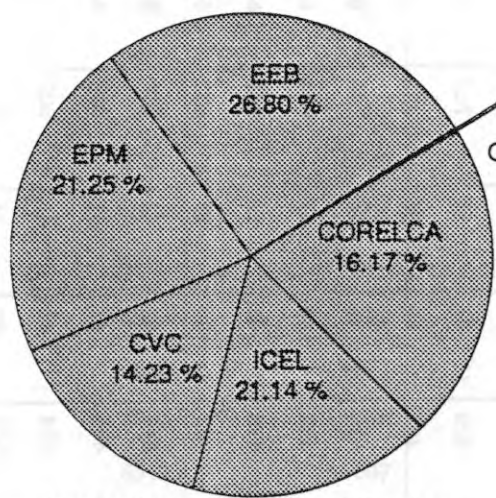
EPM
1392 MW
DIC 9, 19:15 Horas



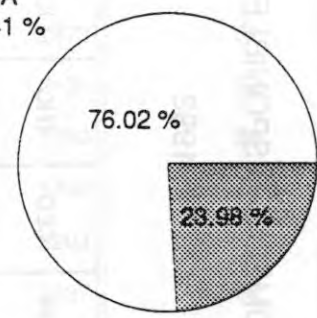
CVC
921 MW
ENE 28, 11:15 Horas



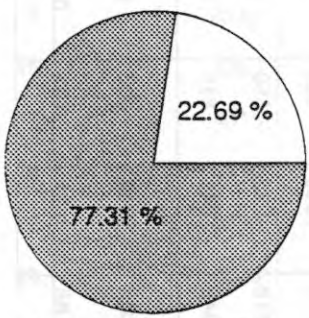
CHEC
423 MW
FEB 5, 19:00 Horas



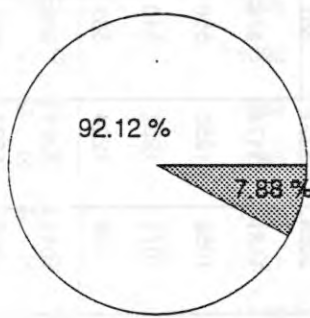
DEMANDA MAXIMA DEL SISTEMA
6098 MW
FEB 24, 19:00 Horas



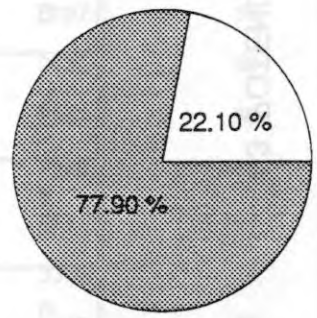
CORELCA
1030 MW
DIC 17, 20:00 Horas



TOLIMA-HUILA-CAQUETA
238 MW
ENE 31, 19:15 Horas



NORDESTE
495 MW
ENE 16, 19:00 Horas



CEDELCA-CEDENAR
190 MW
FEB 1, 19:00 Horas

INTERCAMBIOS
 GENERACION PROPIA

GRAFICA 4.3

4.3 POTENCIA PROMEDIO DISPONIBLE PUNTAS 2 (MW)

1992

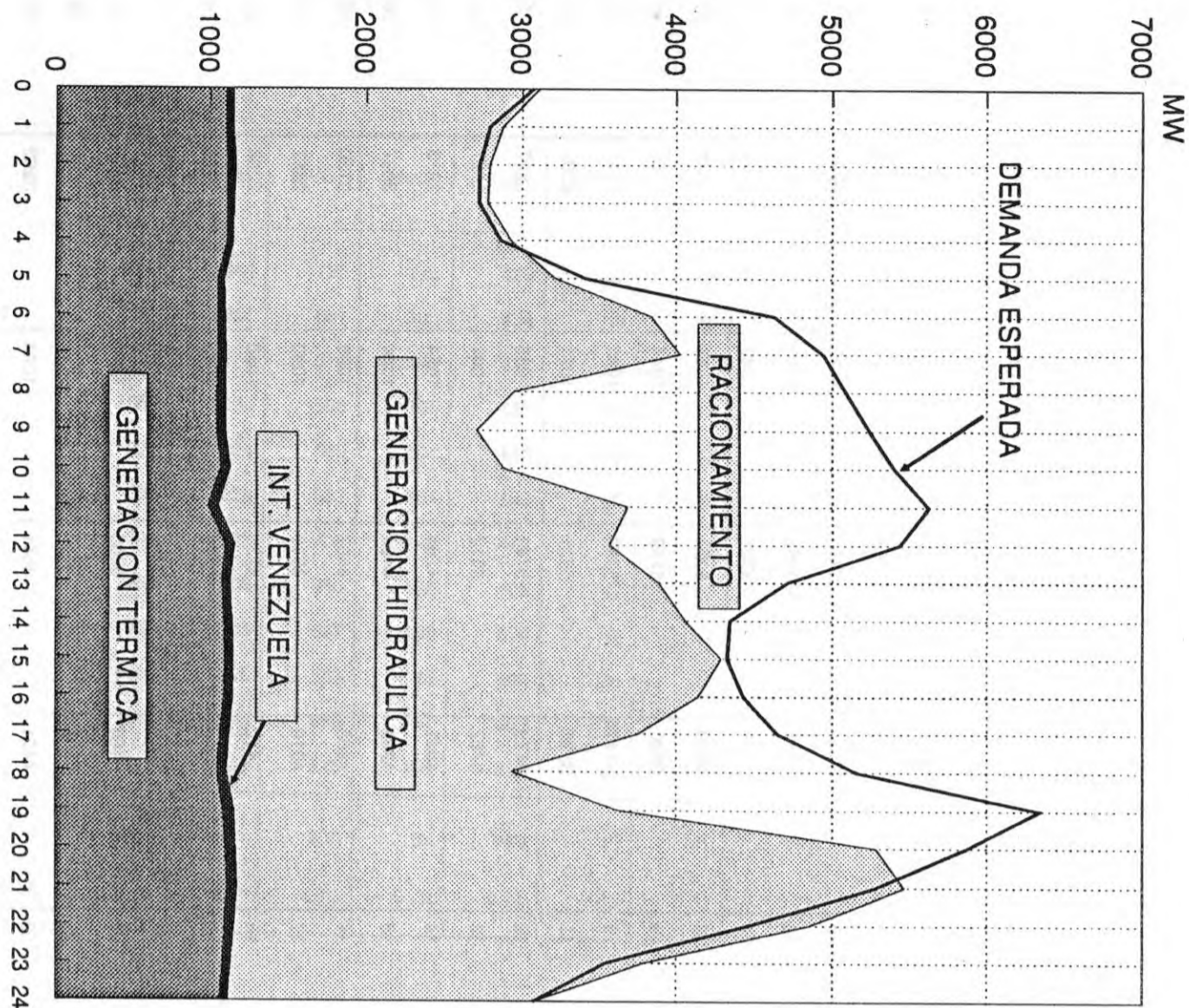
	EEB	EPM	CVC	CHC	NOR	CED	THC	ICL	COR	CHB	ISA	TOTAL	MEDIA (P.U)
ENE	1095	1344	725	179	426	47	55	707	703	453	2292	7319	0.88
FEB	1084	1221	651	185	434	48	55	722	634	409	2172	6893	0.82
MAR	1131	1174	570	193	412	49	52	705	673	211	1694	6159	0.74
ABR	1052	1250	556	195	433	48	17	693	672	165	1550	5938	0.71
MAY	971	1254	540	194	415	46	17	672	608	345	2102	6492	0.78
JUN	988	1224	583	184	382	40	27	633	579	252	2022	6281	0.76
JUL	1041	1221	606	148	444	47	43	682	600	296	2175	6621	0.80
AGO	989	1203	660	138	406	47	41	632	640	478	2094	6696	0.81
SEP	966	1303	637	139	374	47	41	602	709	453	2112	6783	0.82
OCT	1015	1305	593	140	309	38	44	531	700	427	2115	6686	0.80
NOV	818	1233	559	147	385	38	46	616	683	410	2049	6368	0.76
DIC	949	1241	615	159	382	45	54	640	742	447	2150	6784	0.80
PROMEDIO	1005	1245	606	166	399	45	41	651	660	362	2044	6586	
MEDIA (P.U)	0.86	0.91	0.71	0.78	0.75	0.83	0.67	0.75	0.61	0.72	0.82	0.79	

4.4 CURVA DE DEMANDA
15 % DE RACIONAMIENTO DE LA DEMANDA

HORA	DEMANDA		GENERACION		IMPORTACION
	ATENDIDA	ESPERADA	TERMICA	HIDRAULICA	VENEZUELA
1	3021	3117	1100	1871	50
2	2859	2833	1101	1709	49
3	2810	2767	1110	1645	55
4	2880	2766	1111	1725	44
5	3099	2905	1112	1946	41
6	3554	3456	1052	2460	42
7	3973	4707	1049	2873	51
8	3539	5024	1051	2435	53
9	2880	5169	1044	1780	56
10	2847	5358	1042	1747	58
11	3335	5522	1071	2203	61
12	3678	5740	985	2627	66
13	3787	5512	1097	2627	63
14	4041	4786	1074	2913	54
15	4242	4422	1089	3097	56
16	4283	4407	1095	3130	58
17	4016	4510	1090	2867	59
18	3412	4730	1066	2286	60
19	3358	5272	1045	2249	64
20	4546	6460	1084	3388	74
21	5468	5983	1101	4299	68
22	5257	5358	1109	4080	68
23	4421	4541	1094	3263	64
24	3536	3616	1080	2403	53

Noviembre 25 de 1992

**CURVA DE DEMANDA
15% DE RACIONAMIENTO**



25 de Noviembre de 1992

GRAFICA 4.4

**4.5 GENERACION Y DEMANDA POR SISTEMA (GWh)
1992**

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
EEB	GEN.	354.86	381.26	503.90	533.21	500.25	428.90	445.01	476.91	380.13	371.96	389.26	557.51	5323.17
	DEM.	674.78	693.35	738.94	712.48	755.83	722.35	754.24	759.99	746.74	773.66	756.08	735.47	8823.90
EPM	GEN.	612.93	562.74	628.81	586.80	569.31	545.96	457.23	380.49	563.14	626.25	620.95	462.22	6616.85
	DEM.	616.96	602.03	646.84	609.90	625.00	601.01	630.01	621.99	614.01	627.08	617.01	632.71	7444.55
CVC	GEN.	252.17	218.30	260.00	255.76	263.83	233.68	227.63	195.17	239.15	269.57	276.15	324.48	3015.89
	DEM.	431.45	420.42	452.56	434.20	447.10	439.95	450.92	453.05	451.96	456.50	447.00	452.95	5338.05
CHC	GEN.	42.68	31.75	62.27	90.34	104.68	90.90	82.87	60.35	71.08	78.50	87.93	90.67	894.03
	DEM.	187.21	180.76	193.41	183.09	202.00	189.98	197.01	195.43	194.40	208.55	201.19	199.93	2332.97
THC	GEN.	35.62	34.11	32.77	32.50	26.68	28.93	33.20	16.31	21.32	21.37	35.14	35.13	353.06
	DEM.	96.87	91.82	96.16	93.05	92.63	93.54	98.01	97.25	93.60	96.89	93.78	104.50	1148.13
NOR	GEN.	303.71	299.08	296.84	357.78	380.38	349.18	401.34	365.34	330.51	271.25	311.87	318.85	3986.13
	DEM.	240.60	234.56	254.68	251.74	259.54	258.49	261.41	270.58	266.08	262.83	261.06	259.66	3081.22
CED	GEN.	18.57	18.90	24.45	39.28	36.41	35.90	43.03	33.31	27.58	27.76	30.09	35.01	370.28
	DEM.	83.61	79.08	84.93	81.74	84.79	80.98	82.64	82.31	82.60	88.12	84.63	89.45	1004.87
CUN	GEN.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	DEM.	65.67	55.43	59.74	45.78	45.54	47.30	49.59	56.33	56.50	56.28	50.23	55.99	644.40
COR	GEN.	494.86	424.23	560.79	598.50	564.39	504.13	544.24	522.98	563.64	571.98	539.73	567.29	6456.75
	DEM.	562.12	536.38	579.72	570.51	576.66	568.94	585.66	589.47	577.01	594.04	577.28	596.50	6914.29
CHB	GEN.	140.47	135.70	101.50	96.75	125.01	136.63	190.08	294.94	115.51	120.70	127.61	115.65	1700.54
	DEM.	0.62	0.58	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62	7.32
ISA	GEN.	768.68	852.73	691.54	441.37	565.44	693.21	735.77	843.06	822.10	856.77	714.92	664.75	8650.34
	DEM.	15.03	15.31	3.09	0.99	2.09	1.34	1.75	3.04	4.28	4.77	1.33	5.70	58.73
TOT	GEN.	3024.55	2958.80	3162.87	3032.28	3136.37	3047.43	3160.39	3188.85	3134.17	3216.13	3133.65	3171.56	37367.04
	DEM.	2974.92	2909.72	3110.72	2984.08	3091.80	3004.48	3111.87	3130.05	3087.79	3169.34	3090.20	3133.48	36798.44

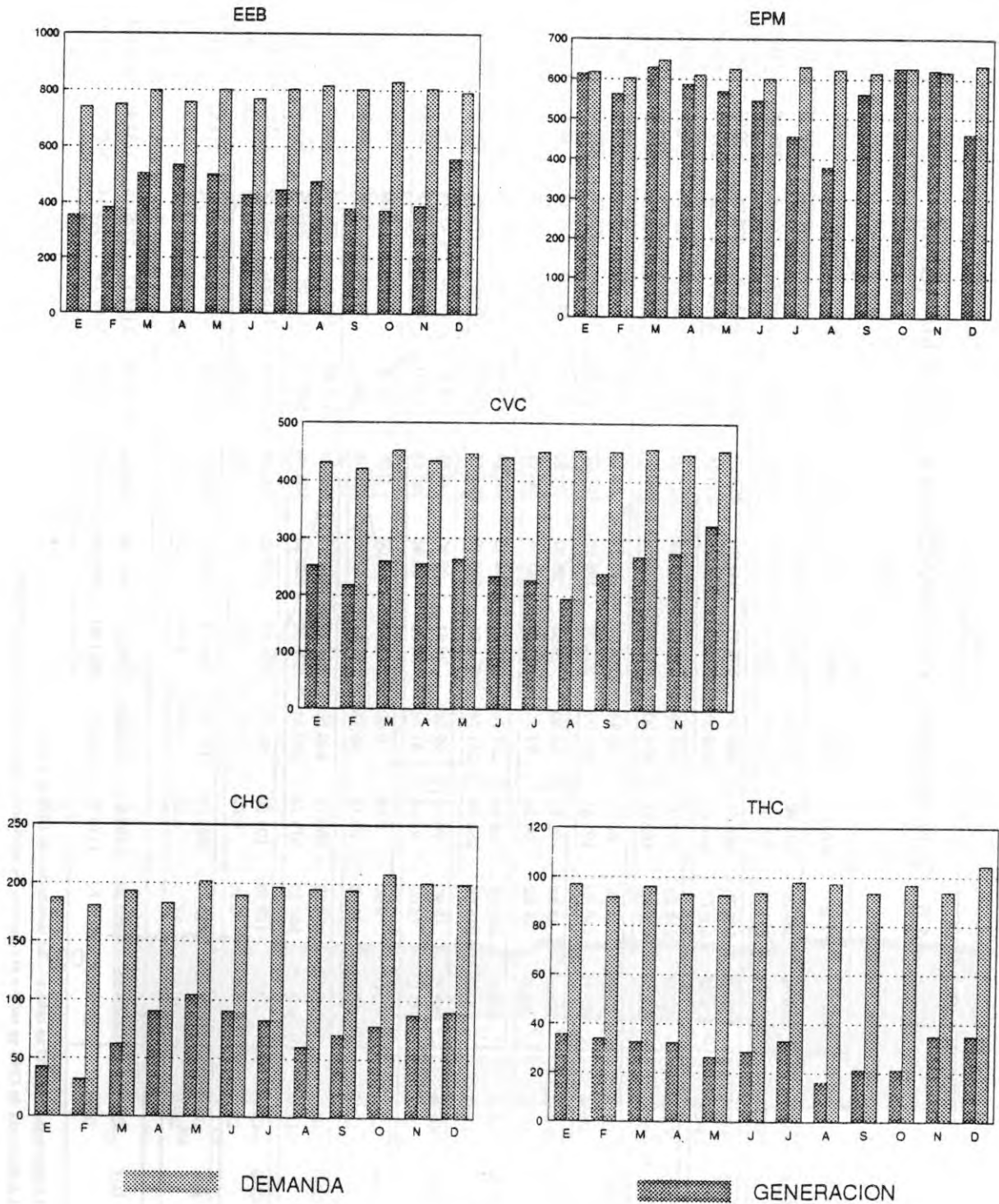
La demanda de CUN se refiere a las demandas de Celgac y Meta.

La demanda de CHB se refiere al consumo de auxiliares y pérdidas en equipos de patio.

La demanda de ISA incluye las ventas a la asociación OXI - ECOPETROL

DEMANDA Y GENERACION POR SISTEMAS (GWh)

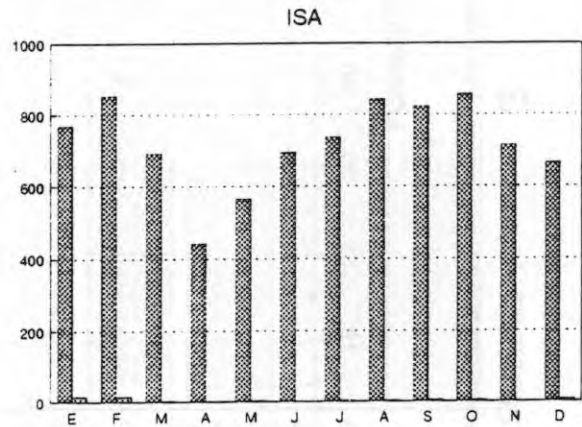
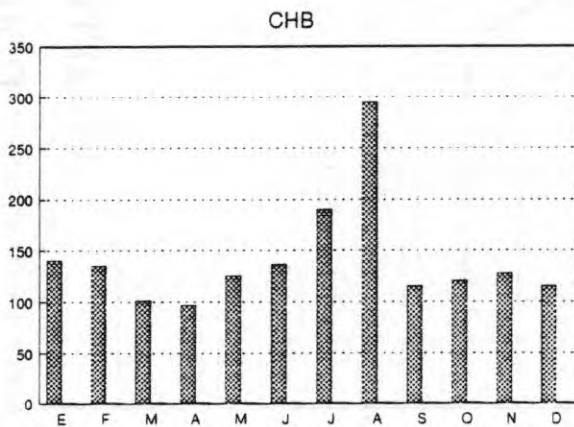
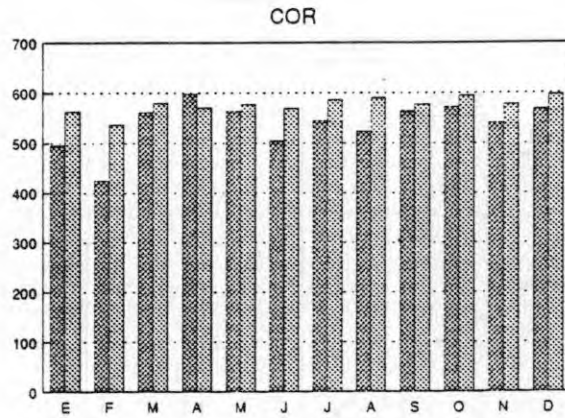
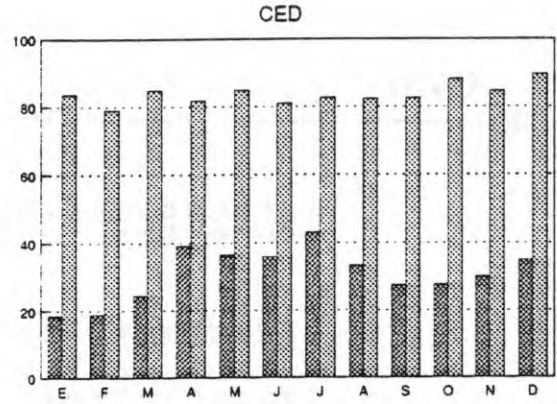
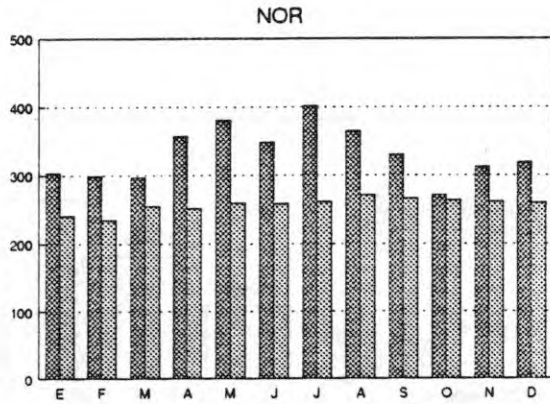
1992



GRAFICA 4.5a

DEMANDA Y GENERACION POR SISTEMAS (GWh)

1992

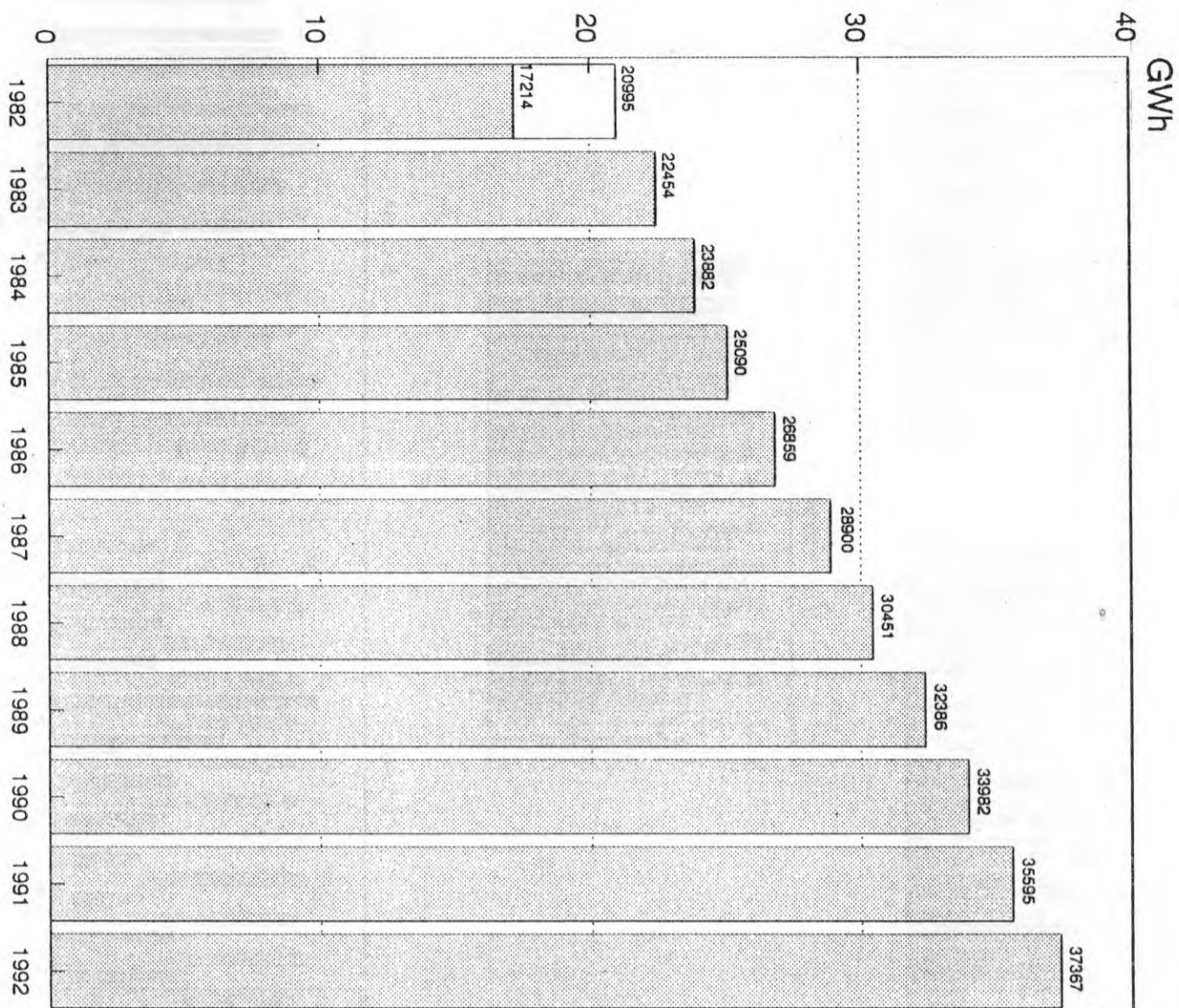


DEMANDA

GENERACION

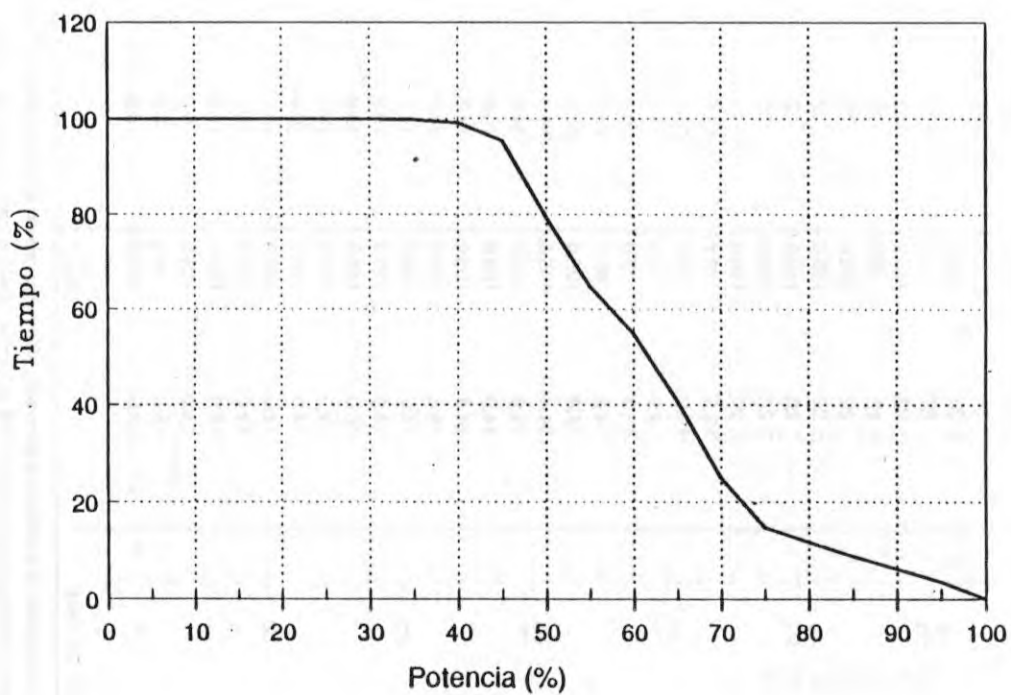
GRAFICA 4.5b

EVOLUCION DE LAS DEMANDAS DE ENERGIA 1982-1992



Se incluye la demanda de Coreica a partir de 1982
Corresponden a demandas ajustadas con racionamiento
GRAFICA 4.6

CURVA DE DURACION DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 1992



RANGO DE CARGA (%)	TIEMPO (%)	CARGA (%)	TIEMPO CON CARGA SUPERIOR (%)
0 - 5	0.00	0	100.00
5 - 10	0.00	5	100.00
10 - 15	0.00	10	100.00
15 - 20	0.00	15	100.00
20 - 25	0.00	20	100.00
25 - 30	0.00	25	100.00
30 - 35	0.14	30	100.00
35 - 40	0.69	35	99.86
40 - 45	3.75	40	99.17
45 - 50	15.97	45	95.42
50 - 55	14.58	50	79.44
55 - 60	10.00	55	64.86
60 - 65	14.03	60	54.86
65 - 70	15.83	65	40.83
70 - 75	10.14	70	25.00
75 - 80	3.06	75	14.86
80 - 85	2.92	80	11.81
85 - 90	2.64	85	8.89
90 - 95	2.64	90	6.25
95 - 100	3.61	95	3.61
100	0.14	100	0.14

POTENCIA BASE 5714 MW
NOVIEMBRE DE 1992

GRAFICA 4.7

**4.6 RACIONAMIENTO GENERAL
POR DEFICIT DE ENERGIA
1992**

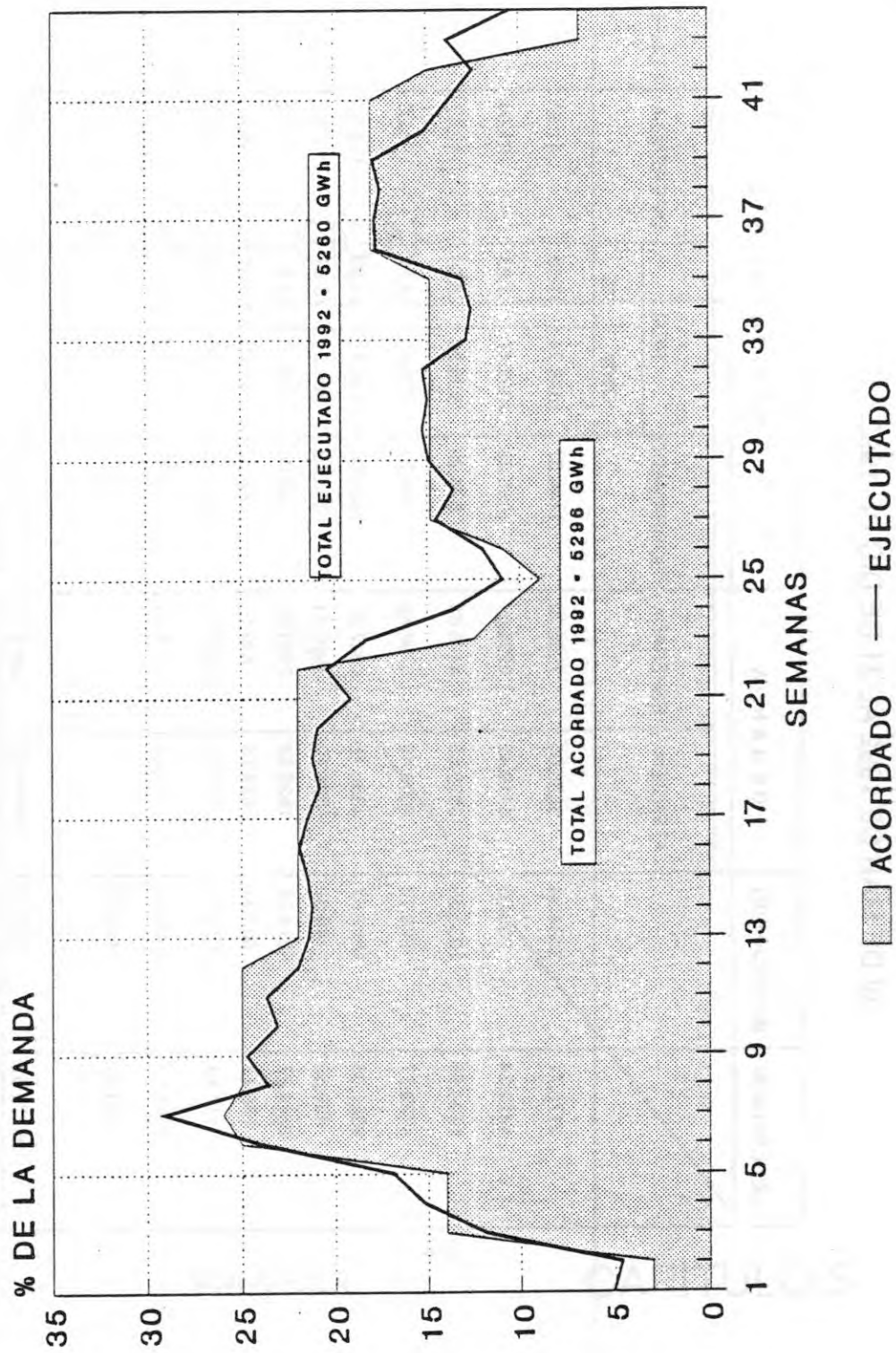
PERIODO	RECOMENDADO		ACORDADO		EJECUCION	
	%	GWH	%	GWH	PROGR. GWH	REAL GWH
FEB24-MAR01	3	21.0	0	0.0	0.0	0.0
MAR 02-08	6	42.0	3	21.0	20.9	35.5
MAR 09-15	9	63.9	3	21.0	20.6	32.6
MAR 16-22	18	124.2	14	96.9	95.5	82.6
MAR 23-29	15	99.7	14	95.6	90.5	103.9
MAR30-ABR05	19	130.0	14	98.7	94.5	119.2
ABR 06-12	30	208.5	25	175.1	170.9	168.1
ABR 13-19	26	175.1	26	175.1	167.2	196.2
ABR 20-26	25	175.1	25	175.1	174.8	165.5
ABR27-MAY03	26	175.1	25	175.1	174.6	173.2
MAY04-MAY10	25	175.1	25	175.1	175.0	162.0
MAY11-MAY17	25	175.1	25	175.1	174.7	165.9
MAY18-MAY24	25	175.1	25	175.1	172.1	154.2
MAY25-MAY31	25	175.1	(1) 22	155.0	153.6	151.0
JUN01-JUN07	22	155.0	22	155.0	152.4	149.7
JUN08-JUN14	22	155.0	22	155.0	153.8	151.4
JUN15-JUN21	22	155.0	22	155.0	154.3	154.5
JUN22-JUN28	22	155.0	22	155.0	154.0	151.4
JUN29-JUL05	22	155.0	22	155.0	153.9	146.9
JUL06-JUL12	22	155.0	22	155.0	154.6	149.6
JUL13-JUL19	22	155.0	22	155.0	153.6	147.6
JUL20-JUL26	22	155.0	22	155.0	152.3	135.0
JUL27-AGO02	22	155.0	22	155.0	151.7	144.0
AGO03-AGO09	12.5	72.1	12.5	72.1	70.4	105.6
AGO10-AGO16	10.9	77.0	10.9	77.0	73.9	96.1
AGO17-AGO23	8.9	61.6	8.9	61.6	60.9	75.8
AGO24-AGO30	10.9	77.0	10.9	77.0	75.6	84.9
AGO31-SEP06	14.8	105.0	14.8	105.0	100.7	103.1
SEP07-SEP13	14.8	105.0	14.8	105.0	97.2	96.4
SEP14-SEP20	14.8	105.0	14.8	105.0	102.9	106.0
SEP21-SEP27	14.8	105.0	14.8	105.0	103.9	108.3
SEP27-OCT04	14.8	105.0	14.8	105.0	104.1	106.3
OCT05-OCT11	14.8	105.0	14.8	105.0	104.3	108.1
OCT12-OCT18	14.8	105.0	14.8	105.0	100.8	91.4
OCT19-OCT25	18.0	126.0	14.8	105.0	100.7	89.6
OCT26-NOV01	18.0	126.0	14.8	105.0	101.6	92.9
NOV02-NOV08	18.0	126.0	18.0	126.0	122.6	124.3
NOV09-NOV15	18.0	126.0	18.0	126.0	123.7	124.7
NOV16-NOV22	18.0	126.0	18.0	126.0	122.2	122.7
NOV23-NOV29	18.0	126.0	18.0	126.0	120.1	125.4
NOV30-DIC06	18.0	126.0	18.0	126.0	111.5	105.9
DIC07-DIC13	18.0	126.0	18.0	126.0	118.5	96.6
DIC14-DIC20	15.0	105.0	15.0	105.0	97.4	87.8
DIC21-DIC27	15.0	105.0	6.8	46.6	44.0	95.4
DIC28-ENE03 /93	15.0	105.0	6.8	46.6	43.3	108.3
TOTAL AL 03 DE ENE DE 1993		5655.7		5295.9	5166.0	5295.5

NOTA : El (%) es con respecto a la demanda esperada. El racionamiento evaluado para el 01 al 03 de Enero de 1993 fue de 36 GWh.

(1) : Debido al cambio anunciado por EPM al Comité Directivo para reevaluar el mínimo operativo del Peñol del 11% al 6%.

El total ejecutado incluye la energía consumida por el bombeo del Río Piedras a la cuenca del río Naré.

EVOLUCION RACIONAMIENTO SEMANAS MAR 02 - DIC 31/ 1992



GRAFICA 4.8

4.7 EVALUACION DE RACIONAMIENTO (GWh)
02 DE MAR DE 1992 AL 31 DE DIC DE 1992

	GENERACION	INTERCAMBIO	DEMANDA		RACIONAMIENTO				
			ATENDIDA	ESPERADA	PROGRAMADO	REAL		DIFERENCIA	CUMPLIMIENTO VS PROG. %
						GWh	%		
EEB (1)	3173.71	3384.34	6558.05	7956.79	1440.57	1398.74	17.58	-41.83	97.10
EEPPM (2)	4419.34	700.09	5119.42	6208.89	1068.39	1089.47	17.55	21.08	101.97
CVC	1704.06	1934.59	3638.65	4475.03	824.22	836.39	18.69	12.17	101.48
CORELCA	4729.77	276.72	5006.49	5798.49	796.21	792.00	13.66	-4.22	99.47
ICEL (3)	3381.08	1507.67	4888.75	6027.67	1036.08	1138.91	18.89	102.83	109.93
CHEC(4)	450.50	1140.59	1591.10	1960.34	353.63	369.24	18.84	15.61	104.42
NORDES	2644.27	-814.75	1829.52	2269.85	368.00	440.33	19.40	72.33	119.65
C/CNAR	166.77	507.41	674.18	839.17	146.52	164.99	19.66	18.47	112.60
THCQTA(5)	119.54	674.42	793.96	958.31	167.92	164.35	17.15	-3.57	97.87
ISA(6)	6961.13	-6980.74	1.24	5.23	0.50	3.99	76.27	3.49	797.02
CHB	1403.48	-1415.09							
TOTAL	25772.57	-592.43	25212.60	30472.10	5165.97	5259.49	17.26	93.52	101.81

- (1) EEB incluye Celgac Centro y Meta.
(2) Incluye los mercados de EADE y electrificadora del Chocó.
El intercambio de EPM se disminuye en el consumo del bombeo de piedras vertido a la cuenca del rio Nare.
(3) No Incluye los mercados de EADE y electrificadora del Chocó.
(4) CHEC incluye Caldas, Quindio, Risaralda, norte del Tolima y Celgac Rio Negro
(5) Incluye Tolima, Huila, Caqueta.
(6) Racionamiento correspondiente a la diferencia entre el contrato con Oxy y la entrega efectiva. (Dic 16 a Dic 31)

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

CAPITULO 5

TRANSMISION



5. TRANSMISION

La red de Interconexión 500/230 kV presentó las siguientes adiciones y modificaciones topológicas:

Energización de la línea de Interconexión con Venezuela a 230 kV, circuito sencillo, entre las subestaciones Cuestecitas (Colombia) y Cuatricentenario (Venezuela) el 17 de Noviembre con 124 kms de longitud de los cuales 42 kms. se encuentran en territorio Colombiano.

A comienzos de 1993 se energizó a 230 kV un circuito de la línea San Bernardino-Jamondino, la cual se encontraba operando provisionalmente a 115 kV. Dicha energización a 230 kV permite operar con tensiones en rangos normales aliviando así los problemas de bajos voltajes que caracterizaban los periodos de alta demanda del departamento de Nariño.

Los cambios topológicos de la red se han originado por el seccionamiento de la línea Torca-San Carlos, para la entrada en operación de la subestación Ronderos 230/115 kV y de los circuitos Chivor-Torca III y Chivor-Circo, para la puesta en servicio de la subestación superficial 230/13.2 kV asociada con la operación de la primera etapa de la central Guavio de EEB.

Durante 1992 los índices de confiabilidad de la línea San Carlos-Cerromatoso mejoraron notablemente pasando del 81 % al 95 % de disponibilidad operacional, debido a la ausencia de atentados dinamiteros; pero fue necesario abrir la línea por periodos continuos de varios días con el fin efectuar la reposición de torres de emergencia por estructuras definitivas.

Las líneas más afectadas por atentados dinamiteros fueron las localizadas en los departamentos de Santander y Arauca, Palos-Tasajero y Palos-Caño Limón, con periodos de interrupción acumulada de 2009 y 932 horas respectivamente. La indisponibilidad de la línea Palos-Tasajero representó para el Sistema Interconectado Nacional la reducción de aportes de la central Tasajero, al quedar aislada esta central operando a media carga y atendiendo la demanda de Cens. En total en la red a 230 kV se presentaron eventos por atentados dinamiteros en 17 torres.

Además de los índices operativos, se presenta información sobre la energía activa transmitida por la red, el promedio de potencia activa transferida por cada una de las líneas y las pérdidas de transmisión y transformación, donde se aprecia que en promedio se perdieron 45 kWh por cada MWh de exportación.



LOCALIZACION DE LA RED DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

CONVENCIONES:

LINEAS DE TRANSMISION

SUBESTACIONES

- 500 kV.
- 230 kV.
- 115 kV.

- 500 kV.
- 230 kV.
- 115 kV.

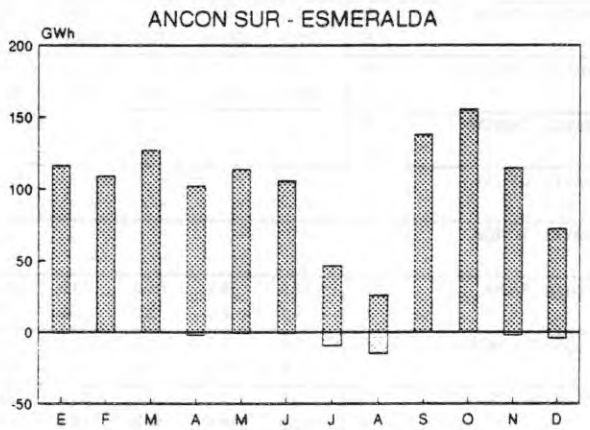
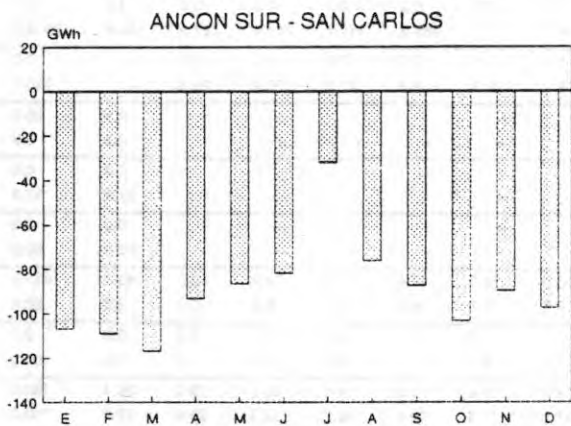
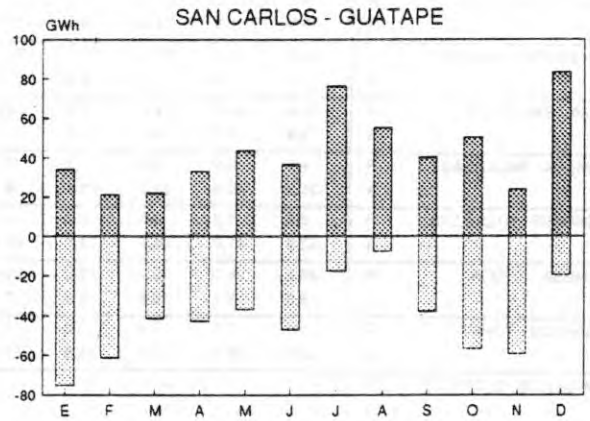
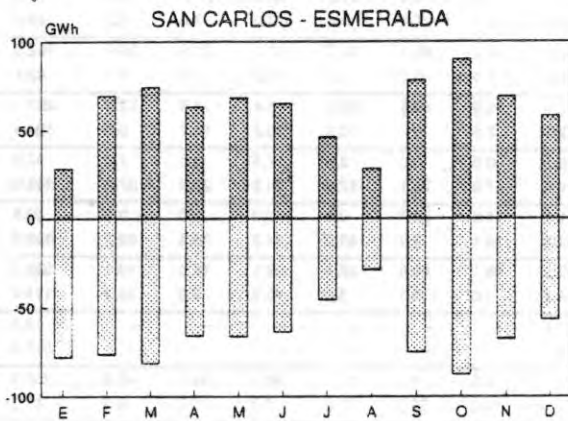
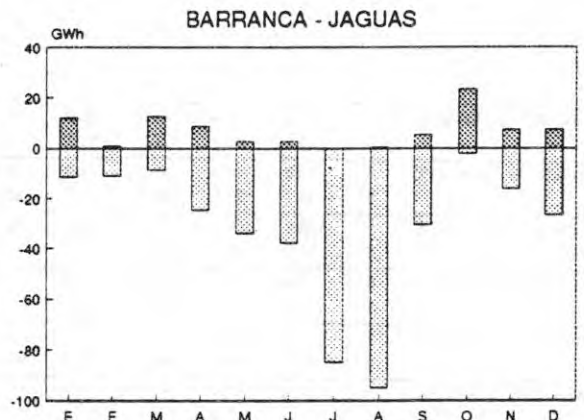
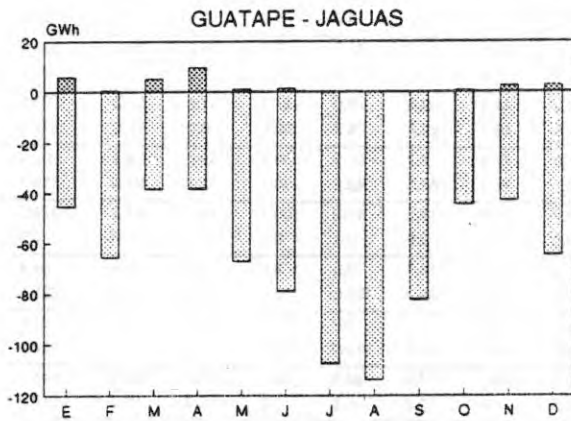
5.1 ENERGIA ACTIVA TRANSMITIDA POR LINEAS (GWh)

1992

LINEA		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
GUATAPE - JAGUAS	R	45.2	65.7	38.4	38.2	67.1	78.9	107.4	113.9	82.3	44.6	43.0	64.8	789.4
	S	6.0	0.5	5.3	9.6	1.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.7	2.4	2.5	29.4
BARRANCA - JAGUAS	R	11.5	10.9	8.6	24.6	33.9	37.8	84.8	95.0	30.7	2.1	16.2	26.8	383.0
	S	11.9	1.0	12.6	8.7	2.7	2.8	0.0	0.4	5.3	23.5	7.3	7.3	83.8
S.CARLOS - ESMERALDA	R	78.0	76.4	81.5	66.0	66.4	63.6	45.6	29.0	75.0	87.5	67.6	56.8	793.3
	S	28.1	69.4	74.1	63.1	68.1	64.8	46.0	28.2	78.2	90.0	69.0	57.9	737.1
SAN CARLOS - GUATAPE	R	75.2	61.3	41.3	42.8	36.6	47.0	17.4	7.7	37.9	56.5	59.3	19.5	502.4
	S	34.1	21.1	22.0	33.1	43.6	36.5	76.2	55.1	40.2	50.4	23.7	83.3	519.3
ANCON SUR - S.CARLOS	R	106.8	109.0	116.9	93.2	86.3	81.7	31.9	76.2	87.2	103.3	89.7	97.3	1079.5
	S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2
ANCONSUR - ESMERALDA	R	0.8	0.3	0.2	2.0	0.4	0.5	9.5	14.7	0.0	0.0	2.0	4.4	34.8
	S	116.1	108.9	126.7	102.3	113.7	105.5	46.7	25.7	137.6	155.0	114.4	72.4	1225.1
ESMERALDA - YUMBO	R	4.2	2.9	0.1	1.5	4.3	2.1	2.2	4.7	0.7	3.4	8.7	8.0	42.8
	S	120.1	134.5	146.9	123.5	115.5	120.7	93.2	63.9	149.0	135.3	111.3	90.0	1403.9
ESMERALDA - JUANCHITO	R	37.2	42.4	47.7	39.6	37.3	38.2	28.7	17.8	48.5	44.1	36.6	30.8	448.7
	S	1.9	1.2	0.0	0.4	1.3	0.8	1.4	3.2	0.3	1.3	3.8	2.7	18.2
ESMERALDA - LA MESA	R	14.4	33.1	24.1	17.6	12.8	20.8	48.5	64.7	20.8	5.9	12.7	23.1	298.4
	S	23.4	5.2	9.0	10.2	17.9	13.6	0.3	0.6	9.9	24.7	14.7	9.5	139.0
ESMERALDA - ENEA	R	14.1	25.6	31.6	27.8	41.7	32.0	10.5	5.6	31.2	56.8	42.5	30.6	349.9
	S	0.8	5.9	4.2	5.4	2.8	5.9	18.7	27.5	4.6	0.6	3.6	6.2	86.2
SAN FELIPE - LA MESA	R	46.8	50.5	37.2	27.1	20.3	30.5	64.2	83.3	32.7	13.1	21.5	35.4	462.8
	S	1.2	1.8	3.5	5.4	10.5	8.4	1.3	0.1	4.3	13.2	7.4	5.1	62.1
ENEA - SAN FELIPE	R	25.8	30.8	24.0	18.2	12.6	20.1	45.6	60.6	20.2	5.4	11.8	22.0	297.1
	S	3.9	5.3	9.1	10.2	17.9	13.9	2.5	0.7	10.3	25.2	15.7	9.6	124.4
LA MESA - BALSILLAS	R	4.9	0.5	3.6	3.4	4.5	4.7	0.6	0.0	2.9	7.5	3.3	1.0	37.0
	S	31.3	43.6	31.4	26.6	18.5	21.8	47.8	73.1	27.4	14.2	22.9	37.4	396.0
S.CARLOS - BALSILLAS	R	0.3	1.2	0.8	2.3	0.7	1.4	11.5	26.7	0.6	0.0	2.0	3.3	50.8
	S	62.9	47.6	64.7	54.2	65.6	53.8	18.1	7.2	63.0	94.3	66.4	49.2	646.9
LA MESA - TORCA	R	26.2	34.0	12.1	13.2	15.4	32.3	66.1	69.8	28.4	18.7	18.2	19.1	353.5
	S	5.5	5.1	15.6	19.3	17.8	5.3	1.0	0.7	8.6	10.9	7.2	14.3	111.4
S.CARLOS - TORCA	R	1.1	5.5	3.2	5.0	1.7	3.4	-	-	-	-	-	-	19.8
	S	69.8	36.6	60.0	56.8	57.9	36.5	-	-	-	-	-	-	317.5
RONDEROS - S.CARLOS	R	-	-	-	-	-	-	5.3	4.1	57.7	90.3	63.5	45.2	266.1
	S	-	-	-	-	-	-	19.9	50.0	2.8	0.3	3.7	6.3	83.2
RONDEROS - TORCA	R	-	-	-	-	-	-	38.3	90.1	18.9	6.0	9.7	18.1	181.1
	S	-	-	-	-	-	-	0.8	0.4	19.3	35.0	18.7	13.4	87.7
CHIVOR - TORCA	R	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	S	226.9	299.1	170.9	126.7	146.5	231.5	377.7	469.8	281.1	244.6	227.2	146.4	2948.3
CHIVOR - CIRCO	R	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0
	S	79.1	97.9	58.0	43.9	53.0	78.1	122.3	146.8	91.8	75.9	98.3	-	945.1
GUAVIO - CHIVOR	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.5	26.5
	S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.9	3.9
GUAVIO - CIRCO	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
	S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.9	37.9
GUAVIO - TORCA	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0
	S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.9	60.9
CHIVOR - PAIPA	R	53.8	39.8	50.9	70.5	90.3	60.8	56.9	17.8	41.6	34.8	48.0	45.1	610.2
	S	3.3	5.9	3.3	0.0	0.3	2.8	1.7	18.0	4.6	6.6	0.9	3.6	50.9
PALOS - C. LIMON	R	0.0	0.0	0.0	1.3	1.7	2.6	0.3	0.1	0.0	0.1	3.5	0.0	9.7
	S	20.6	15.2	7.9	4.7	5.5	3.9	5.3	7.7	8.6	9.3	1.6	3.0	93.3
S.CARLOS - CERRO	R	3.6	0.0	10.1	30.4	20.0	12.7	19.4	11.9	14.4	25.1	19.0	26.4	193.0
	S	83.9	126.6	48.8	18.6	42.3	87.9	71.3	90.4	38.7	58.9	55.4	37.2	760.0
CHINU - CERRO	R	44.0	76.1	19.2	5.1	17.7	54.4	36.3	50.4	19.4	32.5	29.9	20.4	405.3
	S	16.5	3.8	38.6	68.9	40.9	27.0	36.4	25.3	42.7	42.5	42.9	62.3	447.8
SABANA - CHINU	R	20.1	52.4	7.9	2.6	11.3	46.7	29.1	30.5	11.0	20.1	15.4	11.6	258.6
	S	33.5	9.2	60.0	78.4	47.8	26.0	35.5	34.8	63.7	60.5	63.9	75.9	589.2

Flujos referidos a la primera Subestación

ENERGIA ACTIVA TRANSMITIDA POR LINEAS A 230 kV

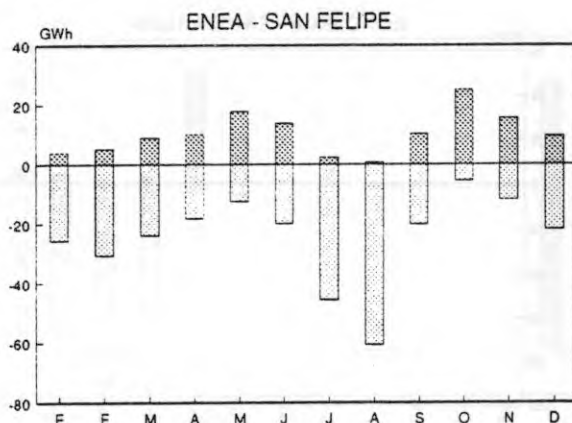
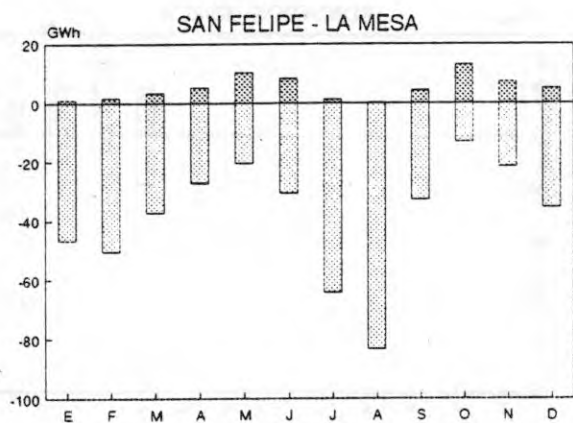
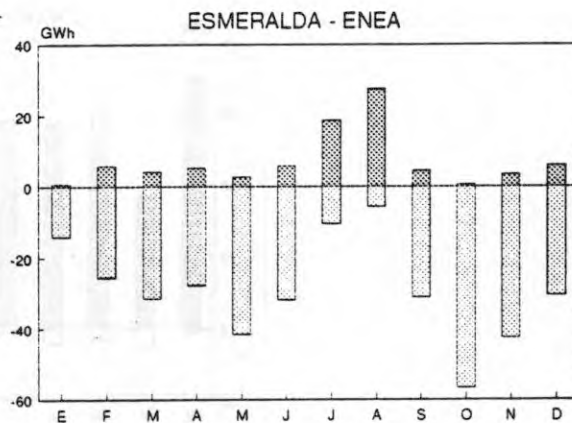
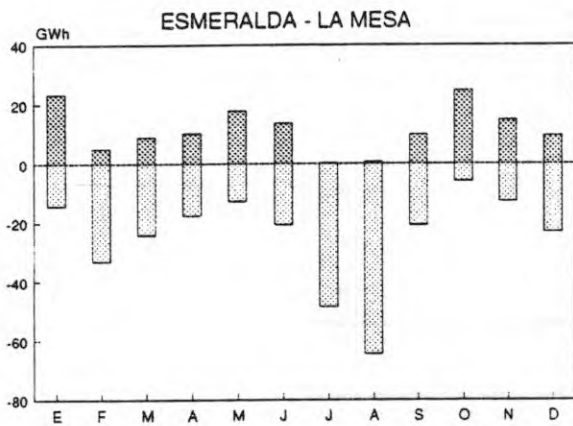
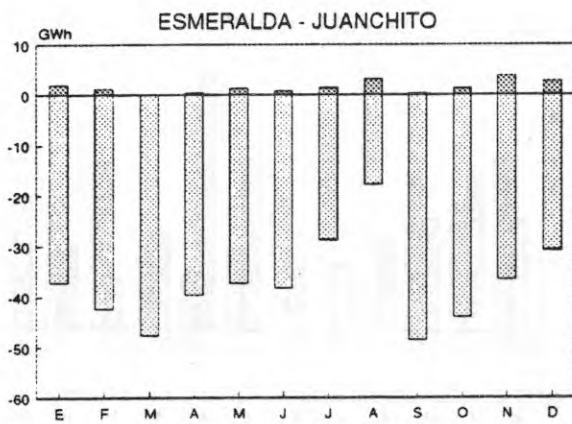
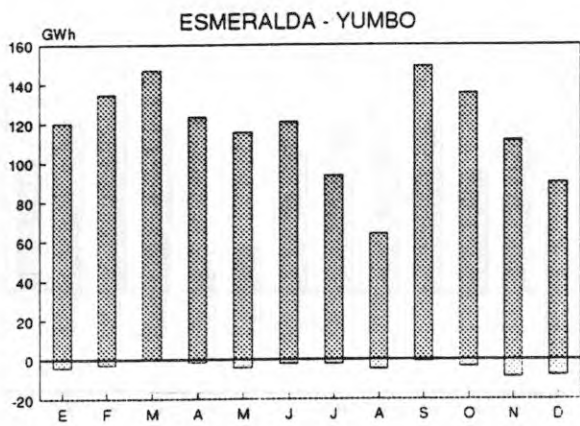


RECIBO
 SUMINISTRO

Referidos a la primera subestación

GRAFICA 5.1a

ENERGIA ACTIVA TRANSMITIDA POR LINEAS A 230 kV

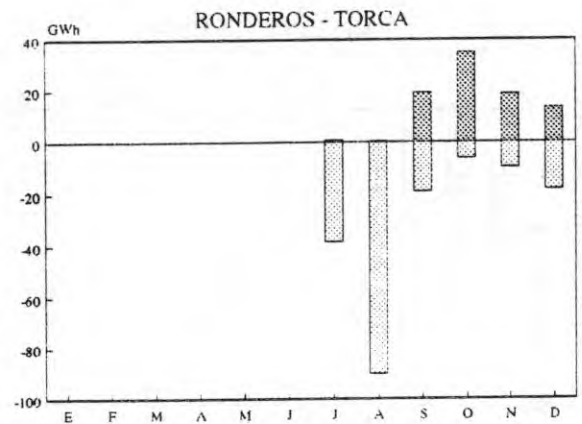
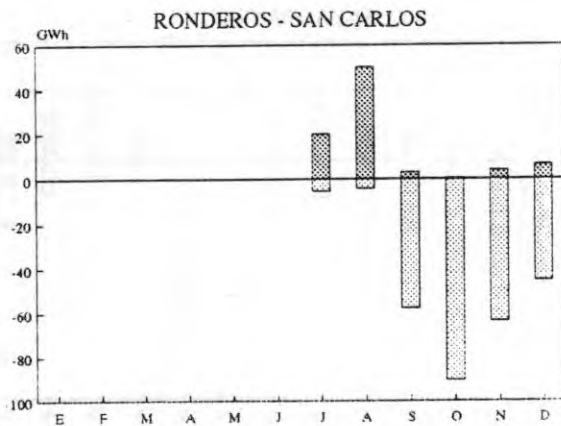
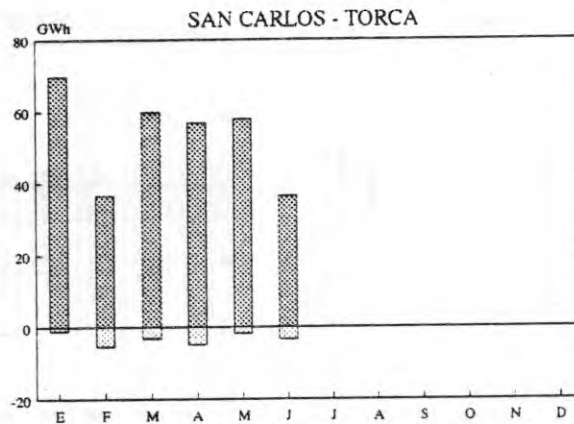
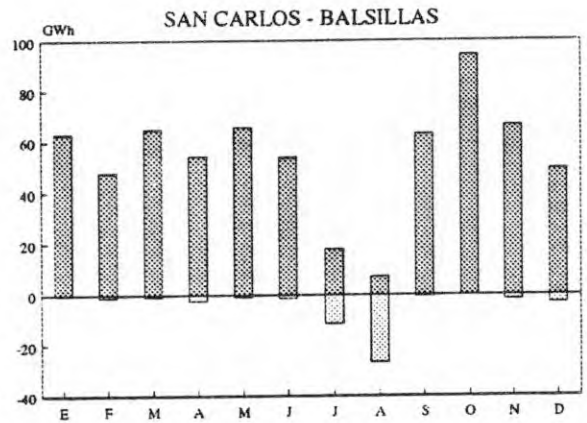
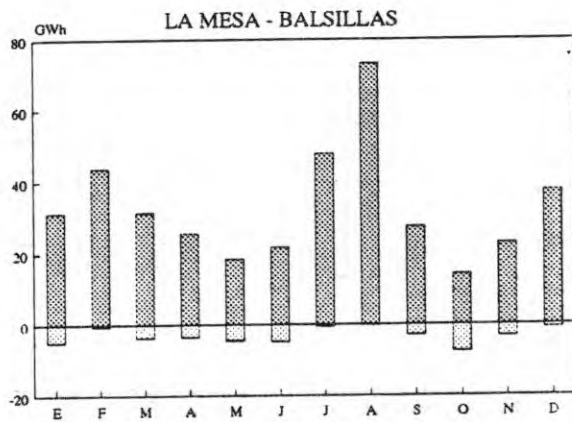


RECIBO
 SUMINISTRO

Referidos a la primera subestación

GRAFICA 5.1b

ENERGIA ACTIVA TRANSMITIDA POR LINEAS A 230 kV

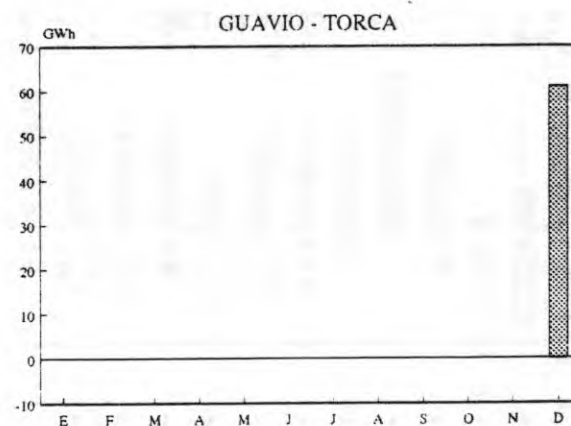
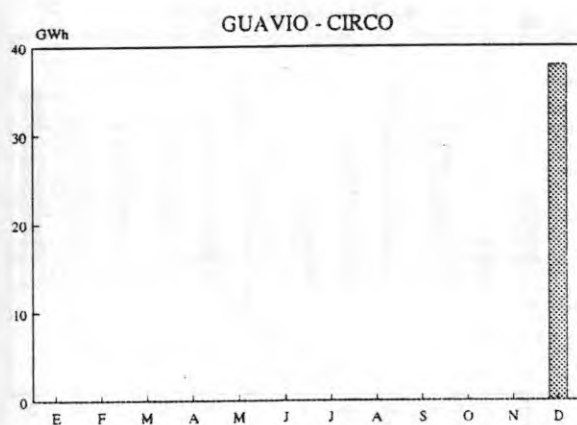
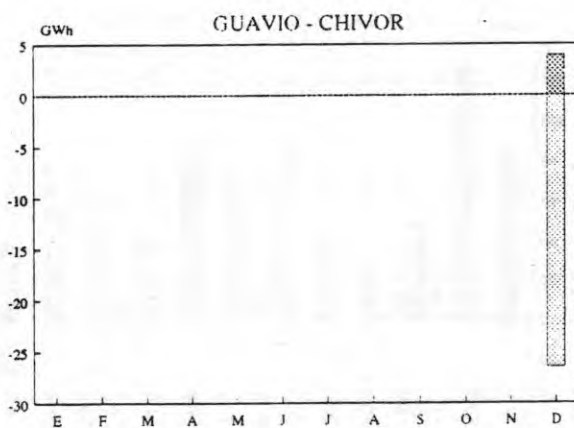
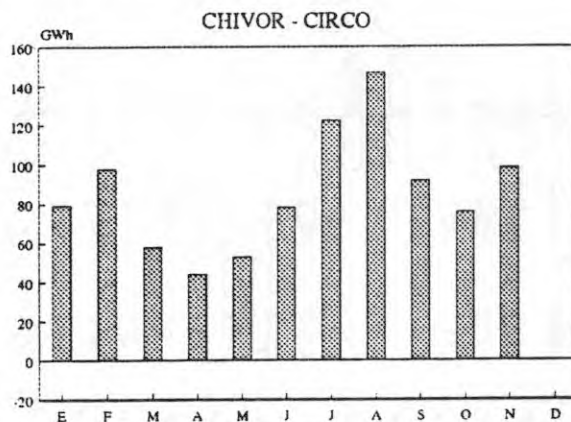
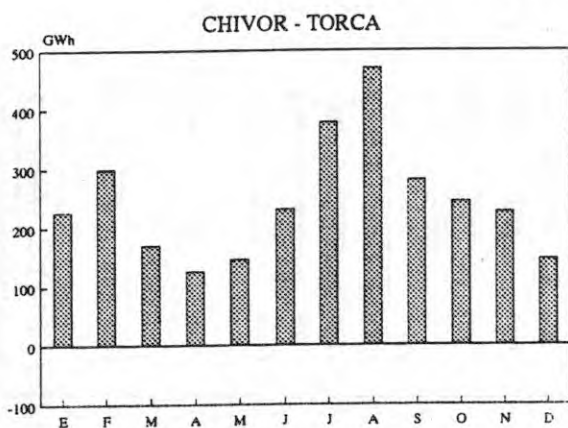


RECIBO
 SUMINISTRO

Referidos a la primera subestación

GRAFICA 5.1c

ENERGIA ACTIVA TRANSMITIDA POR LINEAS A 230 kV

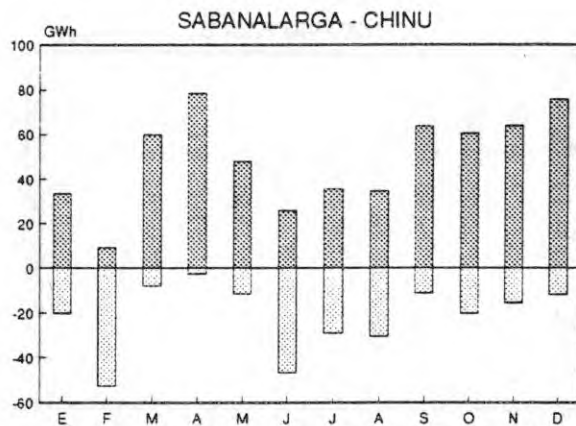
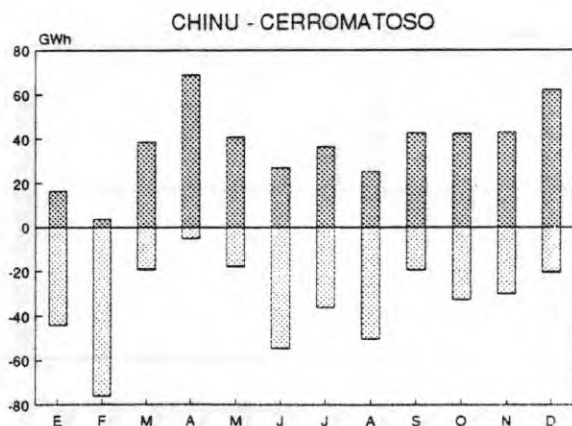
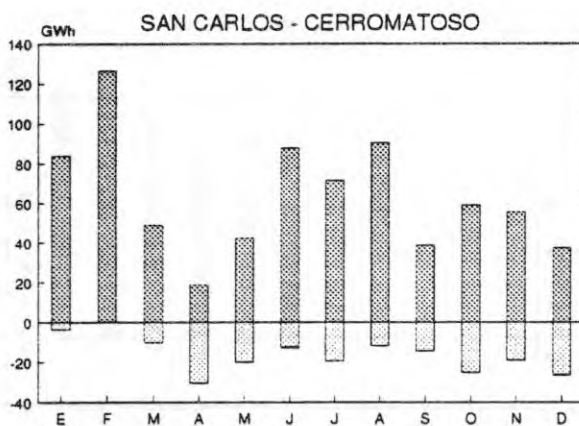
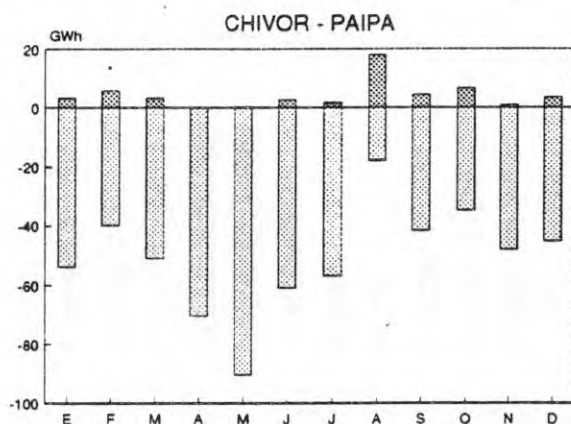
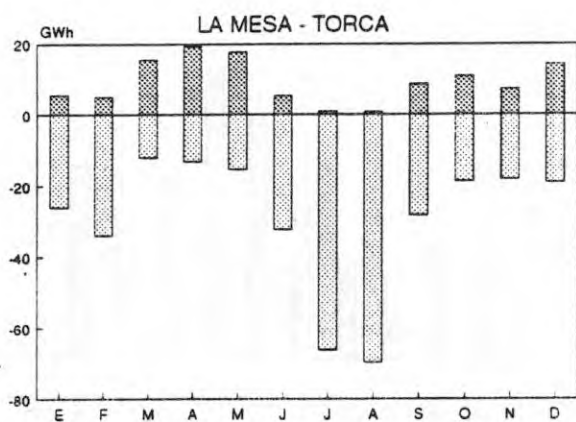


RECIBO
 SUMINISTRO

Referidos a la primera subestación

GRAFICA 5.1d

ENERGIA ACTIVA TRANSMITIDA POR LINEAS A 230 kV Y 500 kV



RECIBO
 SUMINISTRO

Referidos a la primera subestación

GRAFICA 5.1e

5.2 PROMEDIO DE POTENCIA ACTIVA TRANSMITIDA POR LINEAS (MW)

1992

LINEA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
GUATAPE - JAGUAS	68.9	95.1	58.8	66.4	91.5	111.5	144.4	153.1	114.3	60.8	63.0	90.5	93.2
BARRANCA - JAGUAS	31.6	17.1	28.6	46.3	49.3	56.4	114.0	128.2	50.0	34.4	32.6	45.8	53.1
S.CARLOS - ESMERALDA	142.7	209.5	209.2	179.3	180.7	178.4	123.1	76.8	212.8	238.6	189.7	154.2	174.2
SAN CARLOS - GUATAPE	146.9	118.4	85.1	105.4	107.8	116.0	125.9	84.4	108.4	143.7	115.2	138.1	116.3
ANCON SUR - S.CARLOS	143.6	156.6	157.2	129.4	116.0	113.4	42.9	102.4	121.2	138.9	124.6	130.8	122.9
ANCONSUR - ESMERALDA	157.2	156.9	170.5	144.8	153.4	147.2	75.6	54.3	191.2	208.4	161.6	103.1	143.4
ESMERALDA - YUMBO	166.9	197.5	197.5	173.7	161.0	170.6	128.2	92.2	207.9	186.5	166.7	131.7	164.7
ESMERALDA - JUANCHITO	52.5	62.6	64.1	55.5	51.8	54.2	40.5	28.1	67.8	61.0	56.0	45.1	53.2
ESMERALDA - LA MESA	50.8	54.9	44.5	38.7	41.2	47.7	65.5	87.7	42.6	41.2	38.1	43.9	49.8
ESMERALDA - ENEA	20.1	45.2	48.1	46.1	59.8	52.5	39.3	44.5	49.7	77.1	64.1	49.4	49.6
SAN FELIPE - LA MESA	64.6	75.1	54.7	45.2	41.4	54.0	88.0	112.1	51.5	35.3	40.1	54.5	59.8
ENEA - SAN FELIPE	40.0	51.9	44.4	39.5	40.9	47.2	64.7	82.5	42.4	41.1	38.2	42.5	48.0
LA MESA - BALSILLAS	48.7	63.3	47.1	40.3	30.9	36.8	65.0	98.3	42.1	29.2	36.4	51.6	49.2
S.CARLOS - BALSILLAS	84.9	70.2	88.1	78.5	89.1	76.7	39.8	45.5	88.4	126.7	94.9	70.5	79.4
LA MESA - TORCA	42.6	56.2	37.2	45.1	44.6	52.2	90.2	94.8	51.4	39.8	35.3	44.9	52.9
S.CARLOS - TORCA	95.2	60.5	84.8	85.8	80.1	55.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77.2
RONDEROS - S.CARLOS	--	--	--	--	--	--	33.9	72.8	84.1	121.9	93.3	69.2	79.1
RONDEROS - TORCA	--	--	--	--	--	--	52.6	121.6	53.0	55.2	39.5	42.3	60.9
CHIVOR - TORCA	305.0	429.7	229.8	176.0	197.0	321.5	507.6	631.4	390.4	328.8	315.5	196.8	335.7
CHIVOR - CIRCO	106.3	140.6	78.0	61.0	71.3	108.5	164.4	197.3	127.5	102.1	136.5	0.0	117.6
GUAVIO - CHIVOR	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	40.8	40.8
GUAVIO - CIRCO	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	50.9	50.9
GUAVIO - TORCA	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	81.9	81.9
CHIVOR - PAIPA	76.7	65.6	72.8	97.9	121.8	88.3	78.8	48.1	64.1	55.7	67.9	65.5	75.3
PALOS - C. LIMON	27.7	21.9	10.6	8.3	9.7	9.1	7.5	10.5	12.0	12.6	7.1	4.1	11.7
S.CARLOS - CERRO	117.6	181.9	79.2	68.0	83.8	139.6	121.9	137.5	73.8	113.0	103.3	85.5	108.5
CHINU - CERRO	81.3	114.8	77.6	102.7	78.8	113.0	97.7	101.8	86.2	100.8	101.2	111.1	97.1
CHINU - SABANA	71.9	88.5	91.2	112.6	79.5	100.9	86.8	87.8	103.8	108.3	110.1	117.6	96.5

5.3 PERDIDAS EN TRANSMISION Y TRANSFORMACION (GWh)

1992

MES	IMPORTACIONES	PERDIDAS	EXPORTACIONES	% (1)
ENE	1039.69	49.63	1089.33	4.56
FEB	1060.82	50.28	1111.10	4.53
MAR	898.75	52.15	950.90	5.48
ABR	755.20	48.21	803.41	6.00
MAY	864.75	44.57	909.32	4.90
JUN	957.93	42.95	1000.88	4.29
JUL	1074.13	48.52	1122.65	4.32
AGO	1220.47	58.19	1278.66	4.55
SEP	1067.62	46.37	1113.99	4.16
OCT	1096.29	46.79	1143.08	4.09
NOV	969.53	43.46	1012.99	4.29
DIC	948.77	36.59	985.36	3.71
TOTAL	11953.96	567.70	12521.66	4.53

(1) : Porcentaje de las pérdidas respecto a las exportaciones.

5.4 EVALUACION DE LA OPERACION DE TRANSMISION

1992

LINEA	DISPONIBIL. OPERACIONAL %	FACTOR DE CAPACIDAD %	FACTOR DE UTILIZACION %
ESMERALDA - S.CARLOS	99.59	69.68	69.39
GUATAPE - S.CARLOS	99.58	46.52	46.32
S.CARLOS - ANCON SUR	95.68	49.16	47.04
TORCA - S.CARLOS	98.47	61.76	60.82
BALSILLAS - S.CARLOS	98.80	63.52	62.76
TORCA - CHIVOR	99.43	89.52	89.01
CIRCO - CHIVOR	99.14	94.08	93.27
PAIPA - CHIVOR	99.49	30.12	29.97
TORCA - MESA	99.59	42.32	42.15
MESA - BALSILLAS	99.93	39.36	39.33
ESMERALDA - YUMBO Ctos 1 - 3	99.60	43.92	43.74
ESMERALDA-YUMBO Ctos 2-4 (1)	99.91	43.24	43.20
ESMERALDA - MESA	99.74	40.16	40.06
ENEA - S.FELIPE - MESA	95.91	48.23	46.25
GUATAPE - JAGUAS	99.06	77.67	76.94
JAGUAS - BARRANCA	95.53	44.25	42.27
LOS PALOS - CAÑO LIMON	86.95	9.47	8.23
S.CARLOS - CERRO (2)	95.30	12.06	11.49
CERRO - CHINU (2)	99.77	10.79	10.76
CHINU - SABANA (2)	99.16	10.72	10.63

DEFINICION DE LOS INDICES DE OPERACION

$$\text{DISPONIB. OPERACIONAL} = \frac{100 \times \text{HORAS DISPONIBLES}}{\text{HORAS DEL PERIODO}} \quad (3)$$

$$\text{FACTOR DE CAPACIDAD} = \frac{100 \times \text{CARGA MEDIA}}{\text{CARGA NATURAL}} \quad (4)$$

$$\text{FACTOR DE UTILIZACION} = (3) \times (4)$$

(1) : El circuito 4 es ESMEERALDA - JUANCHITO

(2) : Factores calculados con carga natural de 900.0 MW .

5.5 LONGITUDES EN LAS REDES DE TRANSMISION POR SISTEMA (Km)

1992

SISTEMA	115 kV		230 kV		500 kV	
	LINEAS	CIRCUITOS	LINEAS	CIRCUITOS	LINEAS	CIRCUITOS
EEB	878.52	898.52	164.30	176.80	0.00	0.00
EPM	1339.03	1401.83	417.20	467.60	0.00	0.00
CVC	550.60	807.80	269.90	269.90	0.00	0.00
CHEC	463.91	465.98	24.50	49.00	0.00	0.00
NORDESTE	774.70	778.70	430.20	430.20	0.00	0.00
CED/CED	649.50	635.30	188.00	376.00	0.00	0.00
TOLIMA	602.50	798.10	0.00	0.00	0.00	0.00
CORELCA	914.63	1064.33	629.99	1027.36	0.00	0.00
CHB	0.00	0.00	381.60	526.60	0.00	0.00
ISA	58.00	61.00	2791.00	3713.00	522.00	522.00
TOTAL	6231.39	6911.56	5296.69	7036.46	522.00	522.00

CAPITULO 6

TRANSFORMACION



6. TRANSFORMACION

En este capítulo se presenta información básica relacionada con la operación de las unidades transformadoras de ISA, instaladas en las siguientes subestaciones frontera :

Red 230 kV : Esmeralda, Balsillas, Yumbo y Torca.

Red 500 kV : Cerromatoso, Chinú y Sabanalarga.

La información operativa básica incluye entre otros aspectos, la energía total transformada durante el período, los promedios de potencia asociados, los tiempos de duración de carga tomados para el respectivo mes de mayor energía transformada y algunos índices de desempeño operacional.

El equipo de transformación continúa mostrando los mayores índices de disponibilidad, por cuanto se trata de un equipo que a diferencia de las unidades generadoras y las líneas de transmisión, presenta menores riesgos de falla. Los índices mas bajos correspondieron a algunos bancos transformadores del nivel de 500 kV, sin embargo, debido al alto nivel de confiabilidad con el cual se diseñaron las respectivas subestaciones, no se llegó a afectar la continuidad del suministro por efecto de la indisponibilidad del equipo de transformación.

Las modificaciones en la capacidad de transformación fueron las siguientes :

En EEB entrada en operación en Febrero de un autotransformador 230/115 kV de 168 MVA en la subestación Circo y del aurotransformador 230/115 kV de 168 MVA en la subestación Ronderos la cual entro en operacion en Julio. Asi mismo en Diciembre entró en operación la subestación 230/13.2 kV con dos transformadores de 270 MVA cada uno, para la conexión de la primera etapa de la central Guavio.

En el area de Cedenar entró en operación la subestación Jamondino 230/115 kV de 150 MVA a comienzos del año 1993.

El presente capítulo ofrece información relacionada con la operación de los transformadores de las subestaciones Torca, Balsillas, Esmeralda, Yumbo, Cerromatoso, Chinu y Sabanalarga.

Con base en las medidas del lado de baja tensión se obtuvo para cada subestación la energía transformada y se calcularon los promedios de potencia asociados.

Se presentan también los tiempos de duración de carga para el respectivo mes de mayor energía transformada en cada subestación.

6.1 ENERGIA TRANSFORMADA EN SUBESTACIONES FRONTERAS DE ISA

230 KV - 1992

		T O R C A			B A L S I L L A S			E S M E R A L D A			Y U M B O		
		GWh	GVARh	GVAh TOTAL	GWh	GVARh	GVAh TOTAL	GWh	GVARh	GVAh TOTAL	GWh	GVARh	GVAh TOTAL
ENE	REC	0.0	0.1	199.4	4.7	0.1	99.2	0.0	0.0	89.7	0.0	0.0	172.3
	SUM	193.9	46.6		88.1	35.1		79.3	41.9		161.5	60.1	
FEB	REC	0.0	0.4	218.8	1.6	0.0	95.3	0.0	0.0	89.3	0.0	0.0	168.2
	SUM	214.7	41.6		85.7	38.1		80.9	38.0		158.1	57.3	
MAR	REC	0.0	0.0	181.9	4.0	0.2	101.6	0.2	0.0	79.6	0.0	0.0	157.5
	SUM	173.7	54.3		90.1	38.0		70.4	36.9		146.9	56.8	
ABR	REC	0.0	0.2	151.0	53.3	1.5	131.1	0.5	0.0	59.9	0.0	0.0	140.1
	SUM	140.6	54.9		74.8	26.8		49.2	33.4		130.7	50.4	
MAY	REC	0.6	0.3	156.7	4.6	3.0	88.7	0.5	0.0	60.5	0.0	0.0	151.4
	SUM	148.8	47.0		79.1	26.3		49.2	34.5		141.6	53.6	
JUN	REC	0.2	1.0	170.9	5.6	3.2	82.2	0.4	0.0	60.0	0.0	0.0	153.4
	SUM	165.9	39.1		71.1	26.3		51.4	30.2		141.2	59.9	
JUL	REC	0.0	0.3	181.5	11.9	7.7	82.1	0.3	0.0	68.2	0.0	0.0	176.2
	SUM	175.5	46.2		61.7	28.8		59.9	32.0		160.9	71.6	
AGO	REC	0.0	2.0	211.8	26.4	16.0	111.5	0.2	0.0	82.2	0.0	0.0	167.7
	SUM	208.5	35.6		75.1	30.3		74.5	34.3		153.3	67.9	
SEP	REC	0.0	1.6	189.9	3.1	10.2	92.3	0.3	0.0	77.1	0.0	0.0	174.3
	SUM	186.1	36.3		84.9	17.6		68.5	34.7		156.3	77.1	
OCT	REC	0.0	2.8	192.5	6.8	7.7	110.3	0.0	0.0	82.2	0.0	0.0	168.9
	SUM	189.0	33.5		101.27	14.5		73.5	36.6		151.2	75.2	
NOV	REC	0.0	3.3	171.3	4.8	8.2	92.6	0.3	0.0	70.0	0.0	0.0	153.6
	SUM	168.5	27.5		84.1	17.6		61.3	33.2		134.0	75.1	
DIC	REC	0.0	1.3	161.9	4.0	0.0	86.2	0.7	0.0	67.2	0.0	0.0	160.9
	SUM	156.1	41.8		79.6	20.9		55.9	36.2		138.7	81.6	
TOT	REC	0.8	13.2	2187.6	130.7	57.7	1173.1	3.5	0.0	885.8	0.1	0.1	1944.5
	SUM	2121.2	504.2		975.7	320.3		774.0	421.9		1774.4	786.8	

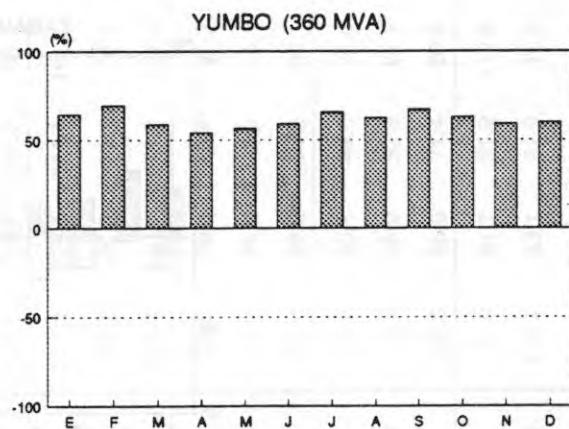
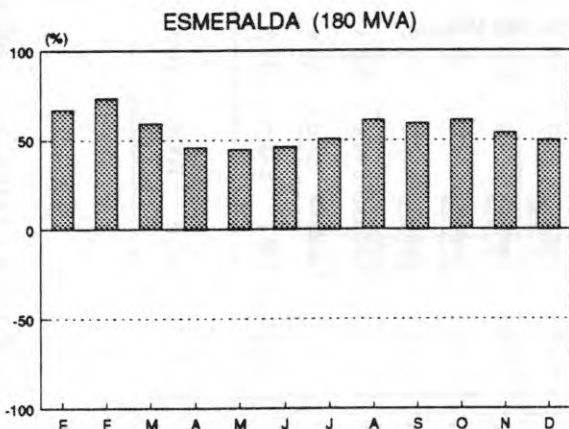
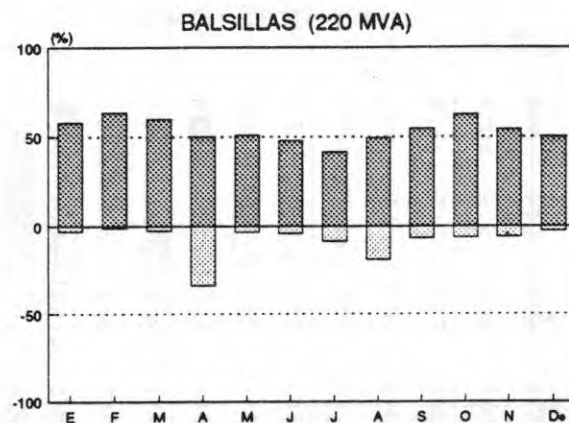
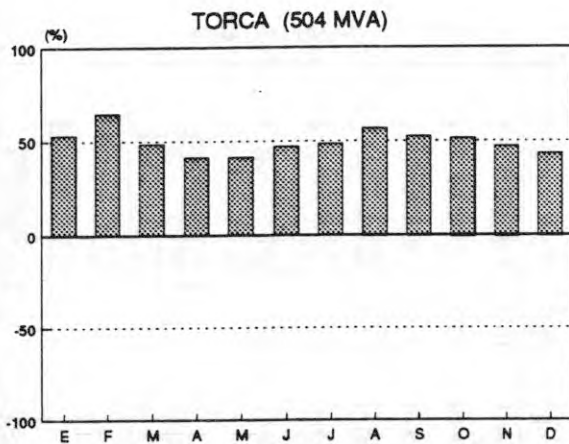
6.2 ENERGIA TRANSFORMADA EN SUBESTACIONES FRONTERAS DE ISA

500 KV - 1992

		CERROMATOSO			C H I N U			SABANALARGA		
		GWh	GVARh	GVAh TOTAL	GWh	GVARh	GVAh TOTAL	GWh	GVARh	GVAh TOTAL
ENE	REC	0.0	0.0	60.6	0.0	0.0	49.3	33.5	0.0	98.2
	SUM	51.2	32.3		39.1	30.1		20.1	82.4	
FEB	REC	0.0	0.0	59.9	0.0	0.0	38.0	9.2	0.0	114.2
	SUM	51.3	31.0		27.0	26.8		52.4	96.2	
MAR	REC	0.0	0.0	69.4	3.8	0.0	53.1	60.0	0.0	96.3
	SUM	51.7	46.3		32.0	39.3		7.9	68.4	
ABR	REC	0.0	0.0	67.0	15.3	0.0	58.3	78.5	0.0	97.8
	SUM	46.9	47.9		22.9	44.0		2.6	54.7	
MAY	REC	0.0	0.0	55.8	22.3	0.1	63.3	47.8	0.0	87.1
	SUM	43.8	34.6		33.8	29.3		11.3	64.0	
JUN	REC	0.0	0.0	58.6	18.3	0.0	50.1	26.0	0.2	101.1
	SUM	46.1	36.1		23.2	28.0		46.7	70.1	
JUL	REC	0.0	0.0	64.1	23.5	0.0	62.2	35.5	0.1	96.5
	SUM	50.0	40.0		28.4	34.2		29.1	71.6	
AGO	REC	0.0	0.0	64.2	29.7	0.0	94.6	34.8	0.0	95.8
	SUM	50.8	39.3		58.0	35.5		30.5	70.0	
SEP	REC	0.0	0.0	56.5	28.8	0.0	91.7	63.7	0.0	101.1
	SUM	45.8	33.1		57.0	32.2		11.0	68.1	
OCT	REC	0.0	0.0	51.8	29.8	0.0	93.4	60.5	0.0	110.3
	SUM	41.9	30.5		58.4	30.6		20.1	75.3	
NOV	REC	0.0	0.0	56.1	34.4	0.1	105.3	63.9	0.0	112.3
	SUM	47.9	29.1		67.9	25.2		15.4	79.6	
DIC	REC	0.0	0.0	62.9	29.8	0.0	84.9	75.9	0.0	115.1
	SUM	51.1	36.7		50.0	29.2		11.6	74.7	
TOT	REC	0.0	0.0	726.9	235.7	0.2	844.2	589.2	0.3	1225.8
	SUM	578.6	436.9		497.6	384.3		267.5	875.0	

ENERGIA APARENTE TRANSFORMADA

1992

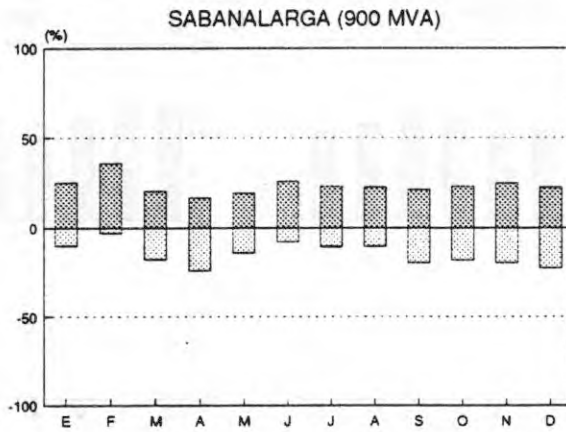
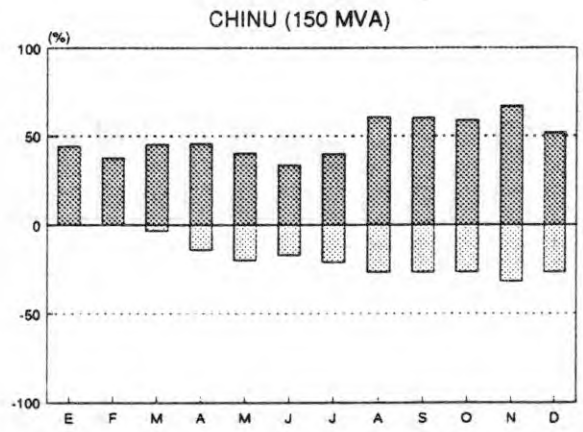
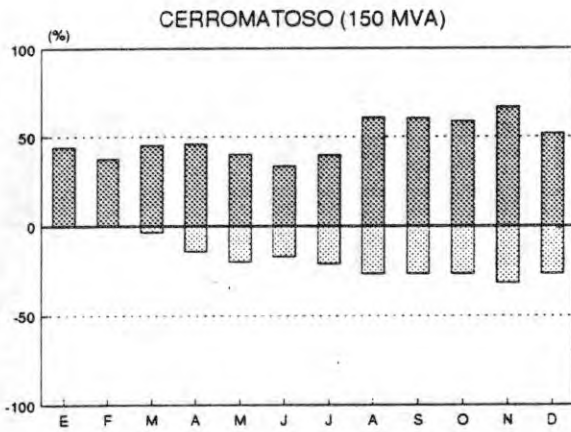


CALCULADA RESPECTO A LA CAPACIDAD NOMINAL



GRAFICA 6.1A

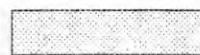
ENERGIA APARENTE TRANSFORMADA 1992



CALCULADA RESPECTO A LA CAPACIDAD NOMINAL



SUMINISTRO



RECIBO

GRAFICA 6.1B

6.3 POTENCIA PROMEDIO TRANSFORMADA EN SUBESTACIONES FRONTERAS DE ISA

1992

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO	
T O R C A	MW	260.6	308.5	233.4	195.3	200.8	230.7	235.9	280.2	258.4	254.0	234.0	209.8	241.8
	MVAR	62.7	60.3	72.9	76.4	63.5	55.6	62.5	50.5	52.6	48.7	42.8	57.9	58.9
	MVA	268.0	314.4	244.6	209.7	210.6	237.3	244.0	284.7	263.7	258.7	237.9	217.6	249.3
B A L S I L L A S	MW	124.7	125.5	126.5	177.8	112.5	106.6	98.9	136.4	122.3	145.2	123.5	112.4	126.0
	MVAR	47.3	54.8	51.3	39.3	39.4	40.9	49.0	62.2	38.5	29.9	35.8	28.1	43.0
	MVA	133.4	136.9	136.5	182.1	119.2	114.1	110.3	149.9	128.2	148.2	128.6	115.8	133.6
E S M E R A L D A	MW	106.6	120.3	94.9	69.1	66.8	72.0	80.9	100.5	95.6	98.8	85.6	76.0	88.9
	MVAR	56.3	56.5	49.5	46.3	46.3	42.0	43.1	46.1	48.1	49.2	46.2	48.6	48.2
	MVA	120.5	132.9	107.0	83.2	81.3	83.3	91.7	110.5	107.0	110.4	97.3	90.3	101.3
Y U M B O	MW	217.0	235.3	197.4	181.6	190.3	196.2	216.3	206.0	217.2	203.3	186.1	186.5	202.8
	MVAR	80.7	85.3	76.4	70.0	72.1	83.3	96.3	91.3	107.1	101.1	104.3	109.7	89.8
	MVA	231.6	250.2	211.7	194.6	203.5	213.1	236.8	225.3	242.1	227.0	213.3	216.3	222.1
C E R R O M A T O S O	MW	68.8	76.3	69.4	65.2	58.9	64.1	67.2	68.2	63.6	56.4	66.6	68.7	66.1
	MVAR	43.4	46.2	62.2	66.5	46.5	50.1	53.8	52.8	46.0	41.0	40.5	49.3	49.9
	MVA	81.4	89.2	93.2	93.1	75.0	81.3	86.1	86.3	78.5	69.7	77.9	84.6	83.0
C H I N U	MW	52.6	40.1	48.0	53.0	75.4	57.6	69.8	117.8	119.3	118.5	142.0	107.2	83.5
	MVAR	40.4	39.9	52.8	61.1	39.5	38.9	46.0	47.8	44.7	41.2	35.0	39.2	43.9
	MVA	66.3	56.6	71.4	80.9	85.1	69.5	83.6	127.2	127.4	125.5	146.2	114.2	96.2
S A B A N A L A R G A	MW	71.9	91.7	91.2	112.6	79.5	100.9	86.8	87.8	103.8	108.3	110.1	117.6	96.8
	MVAR	110.7	143.1	91.9	76.0	86.0	97.6	96.3	94.1	94.6	101.3	110.5	100.4	100.2
	MVA	132.0	170.0	129.5	135.8	117.1	140.4	129.6	128.7	140.4	148.2	156.0	154.6	140.2

6.4 EVALUACION DE LA OPERACION DE LA TRANSFORMACION

1992

SUBESTACION	DISPONIBILIDAD OPERACIONAL %	FACTOR DE CAPACIDAD %	FACTOR DE UTILIZACION %
TORCA	99.55	49.46	49.24
BALSILLAS	99.58	60.73	60.47
YUMBO	99.49	61.69	61.38
ESMERALDA	99.97	56.28	56.26
SAN CARLOS	92.47	15.09	13.95
CERROMATOSO	99.93	55.33	55.29
CHINU	98.66	64.13	63.27
SABANALARGA	95.95	15.58	14.95

DEFINICION DE LOS INDICES DE OPERACION

$$\text{DISPONIBILIDAD OPERACIONAL} = \frac{100 \times \text{HORAS DISPONIBLES}}{\text{HORAS DEL PERIODO}} \quad (1)$$

$$\text{FACTOR DE CAPACIDAD} = \frac{100 \times \text{CARGA MEDIA}}{\text{CAPACIDAD INSTALADA}} \quad (2)$$

$$\text{FACTOR DE UTILIZACION} = (1) \times (2)$$

6.5 DURACION DE CARGA EN TRANSFORMADORES (1)

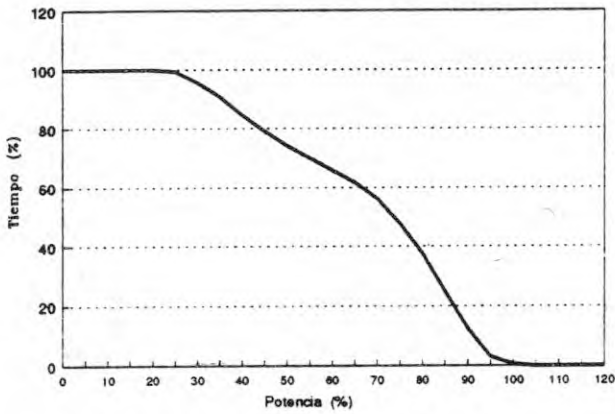
1992

PORCENTAJE DE CARGA	PORCENTAJE DE TIEMPO CON CARGA SUPERIOR					
	TORCA CAP.NOM 504 MVA	BALSILLAS CAP.NOM 220 MVA	ESMERALDA CAP.NOM 180 MVA	YUMBO CAP.NOM 360 MVA	CERROMATOSO CAP.NOM 150 MVA	CHINU CAP.NOM 150 MVA
0	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
5	100.00	98.89	100.00	100.00	99.86	96.67
10	100.00	98.06	99.70	100.00	99.03	91.11
15	100.00	96.11	99.70	100.00	98.19	86.94
20	100.00	93.06	99.55	100.00	97.36	80.00
25	99.40	87.64	99.55	100.00	95.28	70.28
30	95.54	83.75	99.26	100.00	94.44	61.39
35	90.77	78.61	94.94	99.31	93.33	57.22
40	84.52	71.53	87.50	98.06	92.08	45.83
45	79.02	64.44	80.51	93.47	89.72	31.81
50	74.11	57.64	77.38	82.92	88.89	18.19
55	69.94	46.81	75.00	72.50	87.22	11.39
60	65.77	37.78	70.83	59.58	78.47	8.19
65	61.61	29.86	67.71	46.94	70.97	6.67
70	56.10	21.53	64.58	38.06	56.67	5.28
75	47.77	14.17	56.85	28.89	46.53	1.81
80	37.65	9.58	47.02	24.86	16.25	0.00
85	24.85	5.00	38.10	17.08	7.78	0.00
90	12.50	2.08	29.46	10.97	1.11	0.00
95	3.13	0.56	16.22	4.44	0.28	0.00
100	0.60	0.28	6.10	1.94	0.14	0.00
105	0.00	0.00	0.60	0.83	0.00	0.00
110	0.00	0.00	0.00	0.42	0.00	0.00
115	0.00	0.00	0.00	0.14	0.00	0.00
120	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

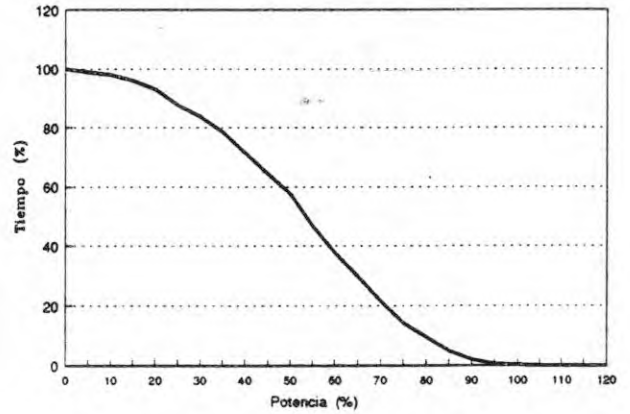
(1) : Se seleccionó el mes de mayor potencia promedio transformada en cada subestación

CURVAS DE DURACION DE CARGA EN TRANSFORMADORES 1992

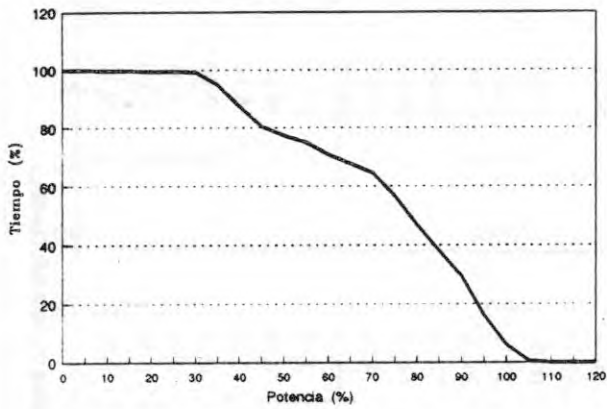
TORCA (504 MVA)



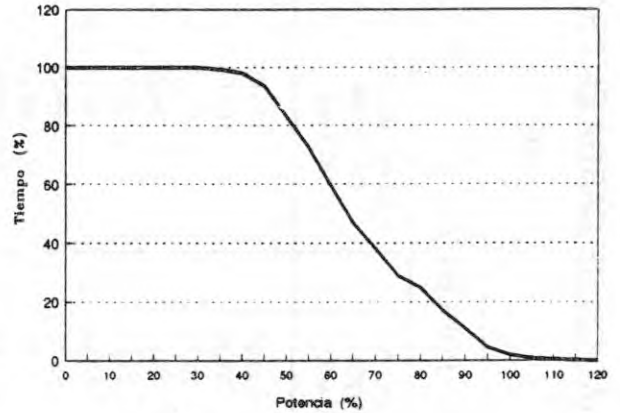
BALSILLAS (180 MVA)



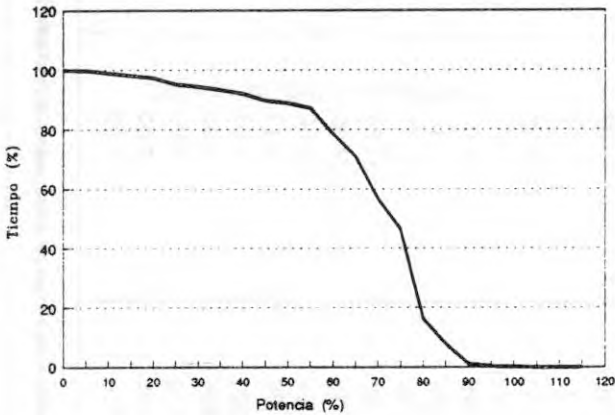
ESMERALDA (180 MVA)



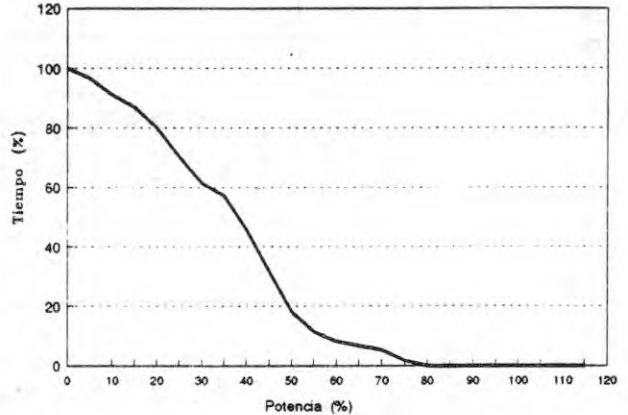
YUMBO (360 MVA)



CERROMATOSO (150 MVA)



CHINU (150 MVA)



GRAFICA 6.2

6.6 CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES

EN SUBESTACIONES (MWh)

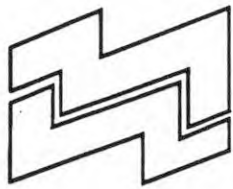
1992

	LA MESA	TORCA	ESMERALDA	YUMBO	S.CARLOS	CERRO (1)	CHINU (1)	SABANA (1)	TOTAL
ENE	3.90	40.44	37.93	19.73	19.87	111.64	112.15	64.42	410.07
FEB	2.70	38.55	36.05	20.04	18.85	104.44	104.91	60.26	385.79
MAR	2.80	34.96	39.52	25.40	19.83	111.64	112.15	64.42	410.72
ABR	3.00	31.75	35.28	21.90	18.90	108.04	108.53	62.34	389.73
MAY	2.80	35.61	35.20	16.80	17.86	111.64	112.15	64.42	396.48
JUN	2.20	46.76	33.54	16.77	18.29	108.04	108.53	62.34	396.47
JUL	3.00	49.43	31.48	16.71	18.65	111.64	112.15	64.42	407.47
AGO	2.70	51.36	32.51	16.73	18.20	111.64	112.15	64.42	409.70
SEP	3.30	50.42	30.48	16.87	17.73	108.04	108.53	62.34	397.71
OCT	4.10	50.74	33.76	17.08	18.87	111.64	112.15	64.42	412.75
NOV	2.90	49.83	28.02	17.74	18.16	108.04	108.53	62.34	395.56
DIC	4.10	52.43	31.51	19.26	18.15	111.64	112.15	64.42	413.65
TOTAL	37.50	532.29	405.28	225.02	223.36	1318.09	1324.05	760.54	4826.11
(2) %	0.78	11.03	8.40	4.66	4.63	27.31	27.44	15.76	100.00
TOTAL ENERGIA TRANSFORMADA (GW)	-	2122.00	777.50	1774.50	953.00	578.60	733.30	856.70	7795.60
(3) %	-	0.03	0.05	0.01	0.02	0.23	0.18	0.09	0.06

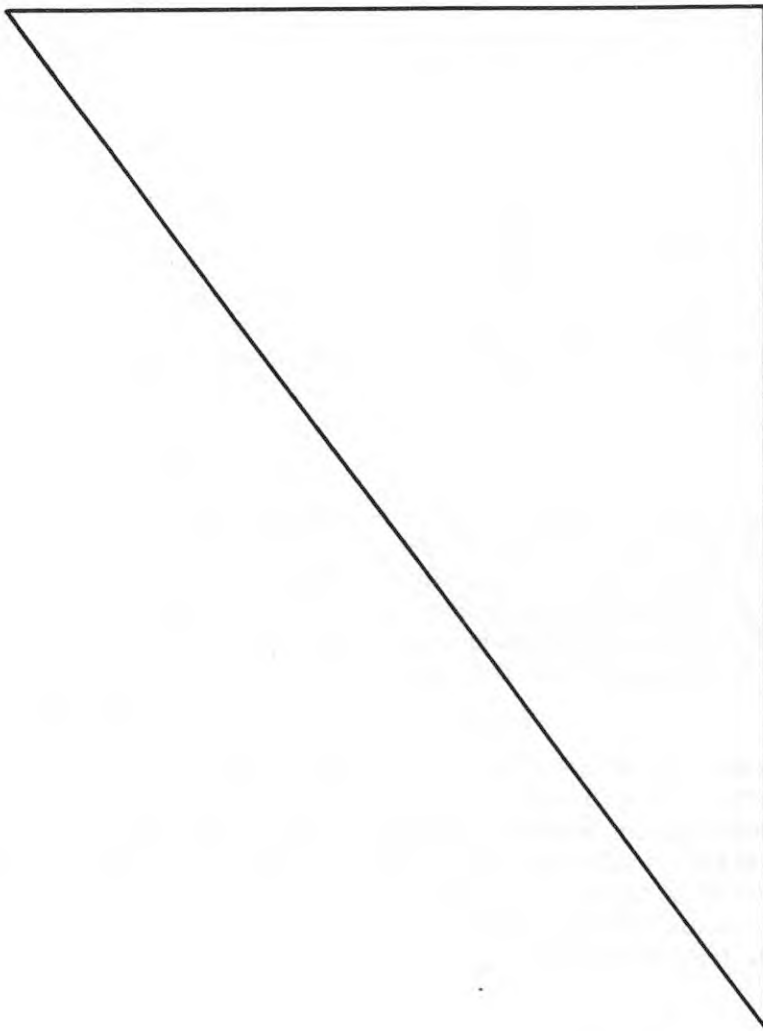
(1) : Consumos auxiliares calculados

(2) : Porcentaje respecto al consumo total

(3) : Porcentaje respecto a la energía activa total transformada en la subestación.



VOLTAJE Y FRECUENCIA



CAPITULO 7

7. REGULACION DE VOLTAJE Y FRECUENCIA

Durante 1992 la regulación de las variables frecuencia y voltaje se vió afectada significativamente por las condiciones de desabastecimiento energético, ampliamente comentadas en los capítulos anteriores.

Un cambio topológico de interes se presentó en la red de EEB con la puesta en servicio en el mes de julio de la subestación Miguel Ronderos, para lo cual se seccionó el circuito San Carlos - Torca de ISA. Con la adición de 168 MVA de transformación 230/115 kV, esta nueva subestación alivió en buena parte la limitación transformadora de EEB.

En noviembre 17 se dió al servicio la primera interconexión internacional a 230 kV entre los sistemas colombiano y venezolano mediante una línea de transmisión a circuito sencillo que une las subestaciones Cuestecitas de Corelca y Cuatricentenario de la empresa venezolana ENELVEN. La interconexión se proyectó para operar inicialmente con una capacidad de transmisión de 100 MW.

Al finalizar el año, se dió al servicio la primera unidad generadora de la central Guavio, que contribuyó a mejorar la crítica situación energética, mediante la disponibilidad de nuevos recursos de generación activa y reactiva. La evacuación de la energía de la nueva central se realizará hasta septiembre de 1993 unicamente por la línea Chivor - Torca II de ISA, la cual se seccionó en la subestación Guavio. A partir de esa fecha, se tiene prevista la entrada en operación de las líneas propias de esta central.

7.1 Regulación de Voltaje

Debido a las dificultades originadas por el deficit de energía, el sistema interconectado se operó en condiciones extremas durante gran parte del año, por la distorsión que experimentó la curva de carga ante la aplicación de los estrictos programas de racionamiento, y de otra parte, por la disminución de la disponibilidad de los recursos energéticos. Durante el año aumentaron los períodos con condiciones extremas de tensión, como se ilustra en la tabla 7.1. Al comparar con lo ocurrido en 1991, se puede establecer lo siguiente:

En 1991 se registraron 17 situaciones con voltajes fuera de los rangos considerados como aceptables, las cuales correspondieron en su totalidad a periodos de operación con bajos voltajes y en su gran mayoría ocurrieron durante el primer semestre de dicho año afectando generalmente las areas orientales del SIN, en especial el area Nordeste. En 1992 los reportes diarios dieron cuenta de la ocurrencia de 27 situaciones de operación con voltaje anormal, un alto porcentaje de las cuales correspondió a operación con voltajes elevados y, a diferencia de los eventos de 1991, afectaron a más de un sistema regional.

Las situaciones ocurridas durante los dos primeros meses del año, correspondieron a operación con voltajes por debajo de los mínimos operativos y se localizaron en el area suroccidental del país. A partir de marzo, cuando se iniciaron los programas de racionamiento superiores al 15 % de la demanda, se empezaron a notar los altos

voltajes en las áreas que tradicionalmente han experimentado esta condición. Posteriormente, durante el mes de abril cuando el porcentaje de racionamiento pasó del 15 % hasta valores de 25 % de la demanda, se acentuaron los períodos con altas tensiones, los cuales fueron más notorios durante la Semana Santa, cuando se presentaron dificultades operativas por cumplir un alto programa de racionamiento y simultáneamente, acomodar dentro de la curva de carga los recursos no regulables como la generación de las centrales térmicas y de las centrales hidroeléctricas filo de agua. Dificultades similares se observaron durante los días festivos con baja demanda.

Para contrarrestar estas situaciones, se utilizaron al máximo los recursos de regulación disponibles como la absorción de potencia reactiva en las principales centrales y la apertura de líneas de transmisión. Adicionalmente, las unidades generadoras de la empresa OXY en el complejo petrolero de Caño Limón contribuyeron a la regulación de las tensiones extremas que suelen registrarse en la línea Los Palos - Caño Limón.

Por necesidades de regulación de altos voltajes, se abrieron circuitos de la red a 230 kV, durante un período global de 322.4 horas. Los principales circuitos utilizados para la regulación de tensión con los respectivos períodos acumulados de apertura y el número de aperturas [N], fueron los siguientes:

	Horas	N
Chivor - Paipa 1	39.52	4
Chivor - Paipa 2	10.63	2
Chivor - Torca 1	17.17	2
Chivor - Torca 3	30.27	2
Jaguas - Guatapé - Barranca	5.70	1
Esmeralda - Ancón sur 1	30.23	9
San Carlos - Ancón sur 1	46.20	6
San Carlos - Guatapé 1	5.90	1
San Carlos - Esmeralda 1	19.92	4
San Carlos - Torca	2.08	1

7.1 CONDICIONES CRITICAS DE VOLTAJE DURANTE 1992

DIA	FECHA	PERIODO	SISTEMAS AFECTADOS	CONDICION ELECTRICA	VOLTAJE EXTREMO	
					Subestación	kV
Lun	Ene 13	Punta 1	CVC-CHIDRAL	Indisponible Alto Anchicayá	Alto Anchicayá	199
Mar	Ene 14	Punta 1	CVC-CHIDRAL CHEC CEDELCA	Indisponible circuito Esmeralda La Enea	La Enea	195
Mar	Ene 14	Punta 2	CVC-CHIDRAL CHEC CEDELCA	Indisponible circuito Esmeralda La Enea	La Enea	187
Mie	Ene 15	Punta 2	CVC-CHIDRAL		Yumbo	203
Lun	Ene 20	Punta 2	CVC-CHIDRAL		Yumbo	200
Mar	Ene 21	Punta 2	CVC-CHIDRAL		Yumbo	204
Mie	Ene 29	Punta 1	CVC-CHIDRAL CEDELCA		Yumbo San Bernardino	198 194
Jue	Ene 30	12:00	EEB	Disparo Jaguas-Guatapé	Torca	208
Mie	Feb 19	Punta 2	CVC-CHIDRAL		Yumbo	204
Jue	Mar 05	Punta 2	NORDESTE	Indisponible circuito Los Palos - Tasajero	Caño Limón	248
Mar	Mar 31	Punta 2	NORDESTE		Barranca	248
Jue	Abr 16	6:30-7:00		Baja Demanda SIN	Ancón Sur	239
Vie	Abr 17	7:00-7:30		Baja Demanda SIN	Ancón Sur	240
Vie	May 01		EEB		Balsillas	240
Vie	May 08	13:42-14:10	NORDESTE		Caño Limón	268
Mar	Jun 02	19:00-23:00	Línea Arauca		Caño Limón	246
Sab	Jun 13	00:00-07:00	Línea Arauca		Caño Limón	249
Sab	Jun 13	18:00-24:00	Línea Arauca		Caño Limón	249
Lun	Jun 14	07:00-08:00	EEB / EPM NORDESTE		Caño Limón	247
Sab	Jun 20		Línea Arauca	Indisponible Tasajero	Caño Limón	253
Dom	Jun 21		Línea Arauca			
Lun	Jun 22		Línea Arauca			
Mar	Jun 23		Línea Arauca			
Lun	Jul 20	07:00	CVC CHEC CEDELCA	Baja Demanda SIN	Ancón Sur	241
Dom	Jul 26	08:15-08:33	CHEC CVC		Esmeralda	240
Mie	Sep 16	Punta 2	Area Oriental	Simultaneamente se operó con frecuencia degradada	Torca	203
Jue	Sep 24	18:50-20:00	NORDESTE		Barranca	251
Mar	Nov 03	19:35-20:15	SIN		Yumbo Balsillas	201 201
Lun	Nov 16	06:00-08:00	NORDESTE	Apertura de circuitos por altas tensiones	Caño Limón	254
Lun	Nov 23	Punta 2	SIN	Indisponibles las líneas: Chivor - Torca 3 Los Palos - Tasajero Los Palos-Caño Limón	Tunal	197
Vie	Dic 04	18:00-19:30	NORDESTE	Indisponible Jaguas-Guatapé		

7.2 ESQUEMA DE DESCONEXION AUTOMATICA DE CARGA

1992

EMPRESA	ETAPA	FRECUENCIA DE ACTUACION (Hz)	TIEMPO TOTAL DESCONEXION (mseg)		DESCONEXION EN DEM. MAX. (%)		CARGA A EYECTAR (Mw)
			REAL	PROPUESTO (2)	REAL (1)	PROPUESTO (2)	REAL (3)
EEB 1683	1	59.5	150	150	5.00	5.00	84.15
	2	59.1	250	350	9.50	10.00	159.89
	3	58.7	750	750	11.40	12.00	191.86
	4	58.3	1100	1100	11.40	12.00	191.86
	5	57.9	1500	1500	8.90	10.00	149.79
	6	57.0	1500	-	8.10	-	136.32
EPM 1392	1	59.5	150	150	5.60	5.00	77.95
	2	59.1	250	350	5.80	10.00	80.74
	3	58.7	750	750	9.20	12.00	128.06
	4	58.3	1100	1100	12.20	12.00	169.82
	5	57.9	1500	1500	12.30	10.00	171.22
CVC 921	1	59.5	150	150	5.50	5.00	50.66
	2	59.1	250	350	9.30	10.00	85.65
	3	58.7	716	750	11.80	12.00	108.68
	4	58.3	1100	1100	11.70	12.00	107.76
	5	57.9	1533	1500	13.10	13.00	120.65
CHEC 423	1	59.5	150	150	6.00	5.00	25.38
	2	59.1	250	350	11.10	11.00	46.95
	3	58.7	750	750	14.10	14.00	59.64
	4	58.3	1100	1100	11.00	11.00	46.53
	5	57.9	1400	1500	14.00	14.00	59.22
SURESTE (4) 238	1	59.5	150	150	-	5.00	0.00
	2	59.1	350	350	3.27	10.00	7.78
	4	58.7	750	750	12.37	12.00	29.44
	5	58.3	1100	1100	11.59	12.00	27.58
	6	57.9	1500	1500	8.34	10.00	19.85
	NORDESTE 495	1	59.5	150	150	2.30	5.00
2		59.2	350	350	5.20	10.00	25.74
3		58.9	550	550	3.50	10.00	17.33
4		58.7	750	750	1.90	16.00	9.41
5		58.5	1100	1100	0.90	10.00	4.46
CED/CED 190	1	59.5	75	150	5.00	5.00	9.50
	2	59.1	-	350	-	10.00	0.00
	3	58.7	-	750	-	12.00	0.00
	4	58.3	-	1100	-	12.00	0.00
	5	57.9	-	1500	-	13.00	0.00
CORELCA 1099	1	59.5	388	150	8.80	5.00	96.71
	2	59.3	-	350	-	10.00	0.00
	3	59.1	208-388	550	8.10	10.00	89.02
	4	58.9	288-388	750	9.30	7.00	102.21
	5	58.7	288-2588	950	9.60	5.00	105.50
	6	58.5	288-2588	1100	19.80	5.00	217.60
	7	58.4	1488-1959	-	4.40	-	48.36
TOT. SISTEMA (5) 6098	1	59.5	75-388	150	5.91	5.00	345.92
	2	59.3	-	350	0.00	1.63	0.00
	3	59.2	350	350	0.44	0.74	25.74
	4	59.1	208-388	350-550	7.75	9.36	454.09
	5	58.9	288-550	550-750	2.04	1.88	119.53
	6	58.7	388-750	750-950	10.46	11.32	612.90
	7	58.5	288-2588	1100	3.79	1.56	222.06
	8	58.4	1488-1950	-	0.83	-	48.36
	9	58.3	1100	1100	8.96	9.13	524.81
	10	57.9	1400	1500	8.58	8.44	502.34
	11	57.0	1500	-	2.22	-	129.84
TOTAL					50.97	49.06	2985.59

- (1) : Porcentaje real de desconexión según información recibida Enero 1991
 (2) : Tiempo o porcentaje de desconexión propuesto
 (3) : Demanda afectada por porcentaje real de desconexión (Demanda máxima pico 1992)
 (4) : La segunda etapa de desconexión solo está implementada en Huila + Caquetá
 (5) : Demanda máxima del sistema agregado en Febrero 12 de 1992 a las 19:15 horas

7.2 Regulación de Frecuencia

7.2.1 Análisis de las desviaciones de frecuencia

La función de regulación de frecuencia también se dificultó por los continuos cambios de la demanda debidos a los programas de racionamiento. En el informe de 1991, se llamaba la atención sobre el aumento de las perturbaciones de frecuencia originadas por las desviaciones al programa de intercambios. Este tipo de perturbaciones se incrementó considerablemente en 1992 ante las dificultades de coordinación de los horarios de racionamiento. Por esta razón se estableció en el presente informe una nueva clasificación de las perturbaciones de frecuencia de la siguiente manera:

Variaciones rápidas (transitorias) de frecuencia asociadas a los eventos en generación, transmisión o transformación de la red. Esta clasificación corresponde a las variaciones tradicionalmente analizadas en los informes anteriores.

Variaciones lentas de frecuencia, donde se agruparon los casos originados por las desviaciones a los programas de intercambios, tratadas en los análisis anteriores como una subclasificación de los eventos rápidos.

Como referencia para el análisis de las desviaciones de frecuencia, se consideran normales todas las desviaciones en el rango 60.10 - 59.90 Hz, de tal manera que la muestra de eventos analizados en las dos clasificaciones mencionadas tiene en cuenta desviaciones por fuera de este rango.

La contabilización de los períodos de operación con frecuencia degradada, dió como resultado una de cifra 80.85 horas de operación en estas condiciones.

El resumen de los eventos de frecuencia se presenta en las siguientes gráficas:

Gráfica 7.1 Distribución mensual de las perturbaciones rápidas de frecuencia y distribución por rangos de este mismo tipo de variaciones.

El mayor número de eventos de esta naturaleza se presentó durante los meses de agosto, noviembre y diciembre. Con respecto a 1991 se incrementaron en un 3 % las perturbaciones que afectaron la frecuencia por debajo del primer umbral de operación del esquema de desconexión automática de carga.

Gráfica 7.2 Distribucion mensual de las perturbaciones lentas de frecuencia y rangos de frecuencia de operación en estas condiciones. Aproximadamente la mitad de las perturbaciones de esta naturaleza correspondieron a una operación por encima de 60.10 Hz.

Gráfica 7.3 Distribución por causa de las variaciones rápidas de frecuencia y distribución de perturbaciones lentas según la duración.

Gráfica 7.4 Distribución de las perturbaciones rápidas y de las perturbaciones lentas, de acuerdo con el periodo de ocurrencia.

De esta clasificación se observa una distribución muy semejante entre sí, destacándose que una tercera parte de los eventos se presentó en condiciones de carga media. También se observa una mayor tendencia a la ocurrencia de estos eventos, durante los períodos de punta de la noche.

Gráfica 7.5 Perturbaciones que activaron los relés de baja frecuencia, con una clasificación por causas y por rangos de frecuencia.

Por la cantidad de carga deslastrada, el evento con mayor impacto sobre el SIN, fue un disparo de la central Termoguajira con 320 MW que determinó una desconexión automática de 168 Mw. Por el efecto sobre la frecuencia, el mayor evento correspondió a una perturbación combinada generación-transmisión en la central Betania, que originó un desbalance de aproximadamente 390 Mw llevando la frecuencia a 59.05 Hz. De los cincuenta eventos con eyección automática de carga, trece [26 %] se presentaron en momentos de baja frecuencia por desviaciones al programa de intercambios.

El aumento de las situaciones operativas con frecuencia degradada, debe ser motivo de reflexión de las empresas que operan en forma interconectada, teniendo en cuenta que su incidencia es negativa tanto en equipos del sistema de potencia como en los de los usuarios.

7.2.2 Estado del esquema de deslastre de carga por baja frecuencia.

En la tabla 7.2 se ilustra el estado del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia [EAC] de acuerdo con la información reportada por las empresas. No se realizaron modificaciones al esquema, por lo cual los umbrales de actuación de los relés y los tiempos de desconexión permanecen iguales a los valores registrados en informes anuales anteriores. Las mayores modificaciones a la tabla se registran en las demandas máximas consideradas para los sistemas. La desconexión automática de carga operó a partir de desbalances Generación - Demanda de 102 MW.

7.2.3 Distribución del tiempo de regulación secundaria

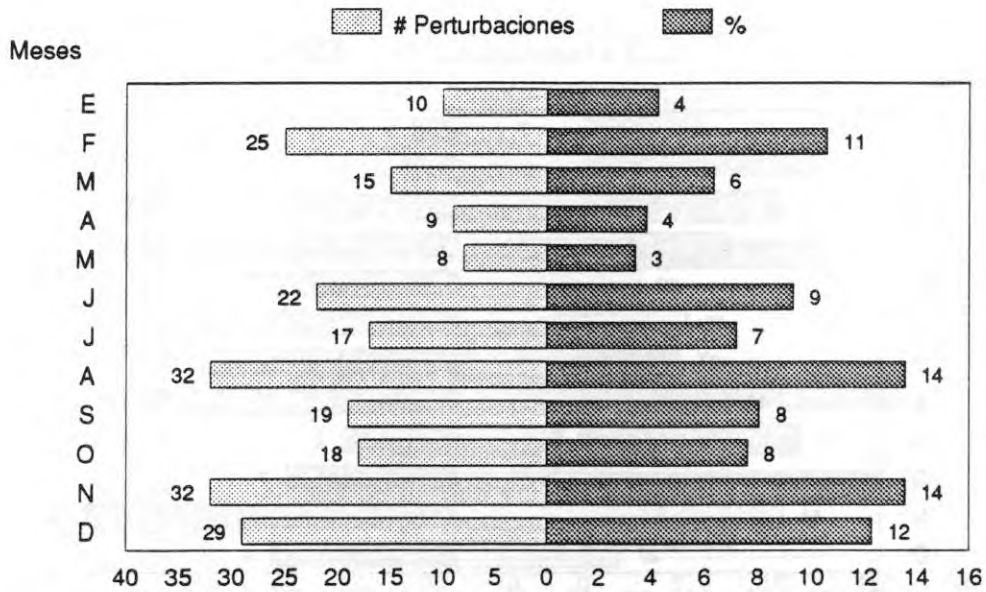
La regulación de frecuencia se efectuó en su totalidad con unidades de ISA. En la gráfica 7.6 se ilustra la distribución del tiempo de regulación secundaria de frecuencia entre las plantas Chivor y San Carlos, discriminando el tiempo correspondiente a la regulación en forma automática y a los períodos de regulación manual.

La calidad de la regulación de frecuencia está directamente relacionada con el número de unidades participantes, la reserva de regulación disponible y su distribución uniforme en el sistema de potencia. Es de anotar, que desde 1987 la responsabilidad de la regulación secundaria de frecuencia ha recaído aproximadamente durante el 100 % del tiempo en las unidades de Chivor y San Carlos.

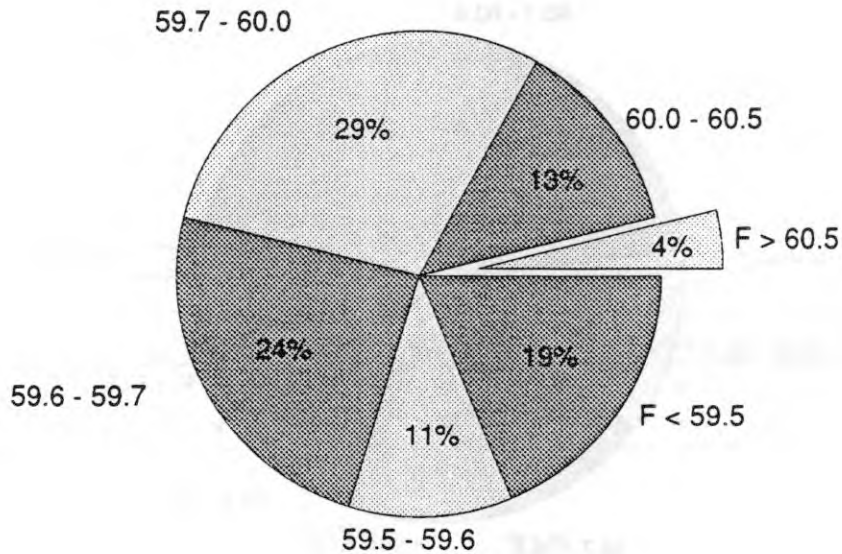
7.2.4 Característica de regulación combinada

Para calcular la constante de regulación combinada del sistema interconectado, se analizó una muestra de 166 perturbaciones de frecuencia. El análisis de regresión lineal dió como resultado una característica promedio de 413 MW/Hz con una correlación del 90 %. La función resultante se presenta en la gráfica 7.6.

DISTRIBUCION MENSUAL DE LAS PERTURBACIONES RAPIDAS DE FRECUENCIA 1992

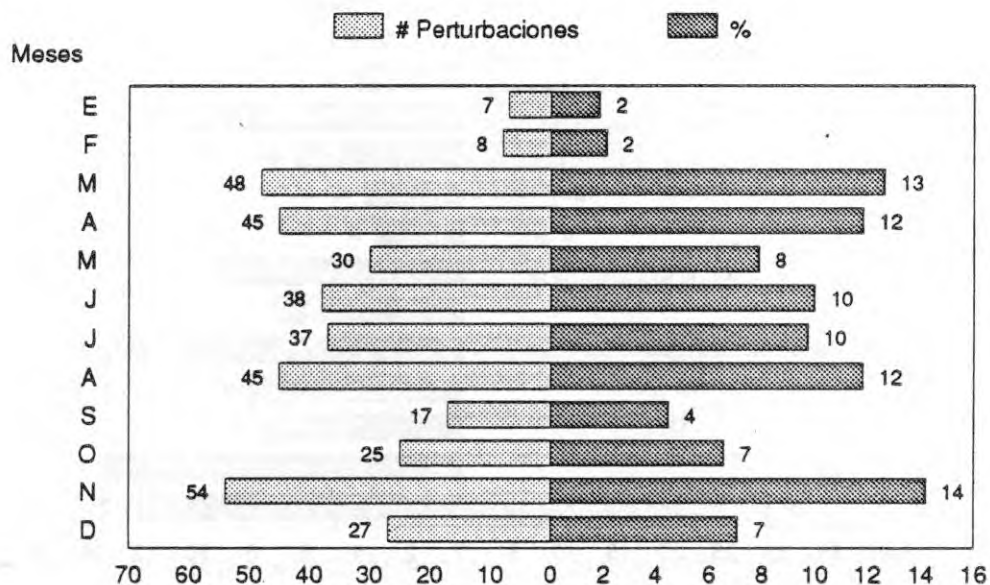


DISTRIBUCION DE LAS PERTURBACIONES RAPIDAS DE FRECUENCIA SEGUN EL RANGO DE VARIACION

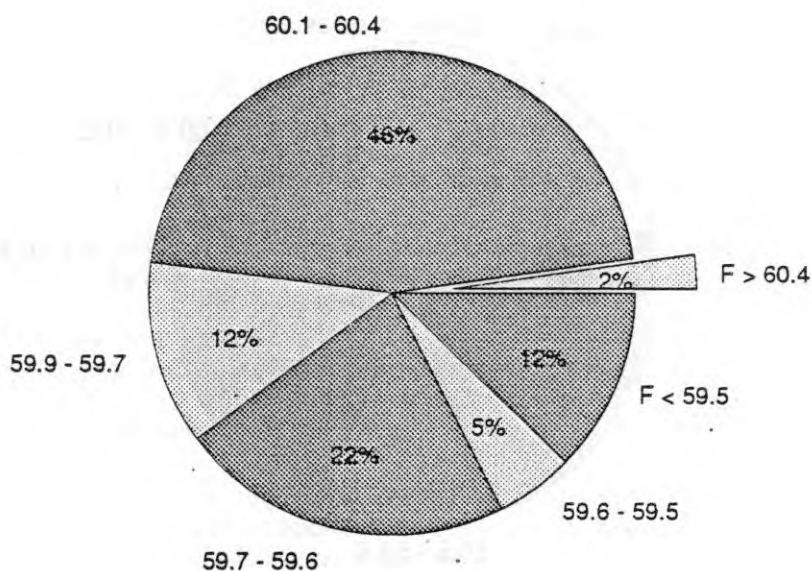


GRAFICA Nro 7.1

DISTRIBUCION MENSUAL DE LAS PERTURBACIONES LENTAS DE FRECUENCIA 1992

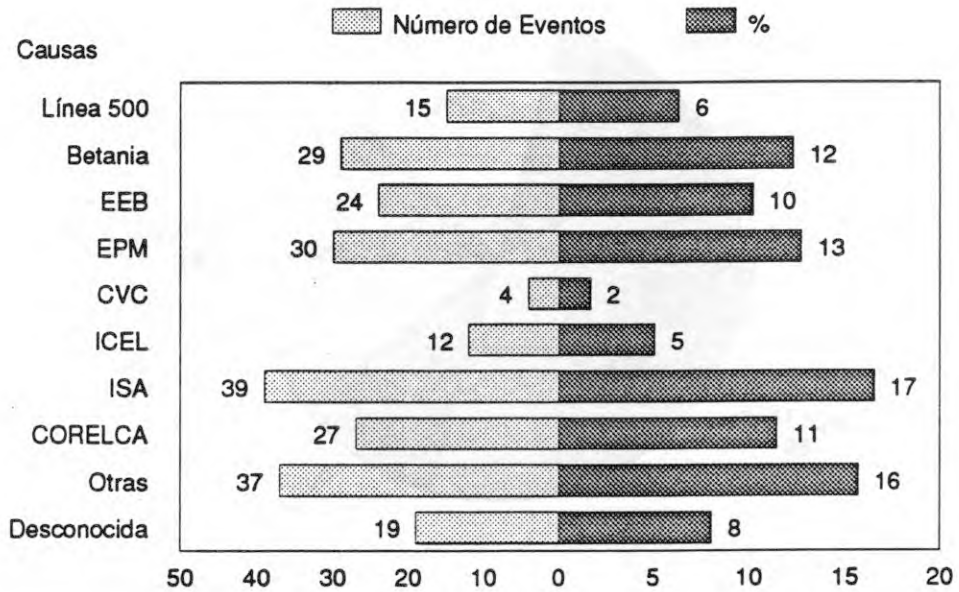


DISTRIBUCION DE LAS PERTURBACIONES LENTAS DE FRECUENCIA SEGUN EL RANGO

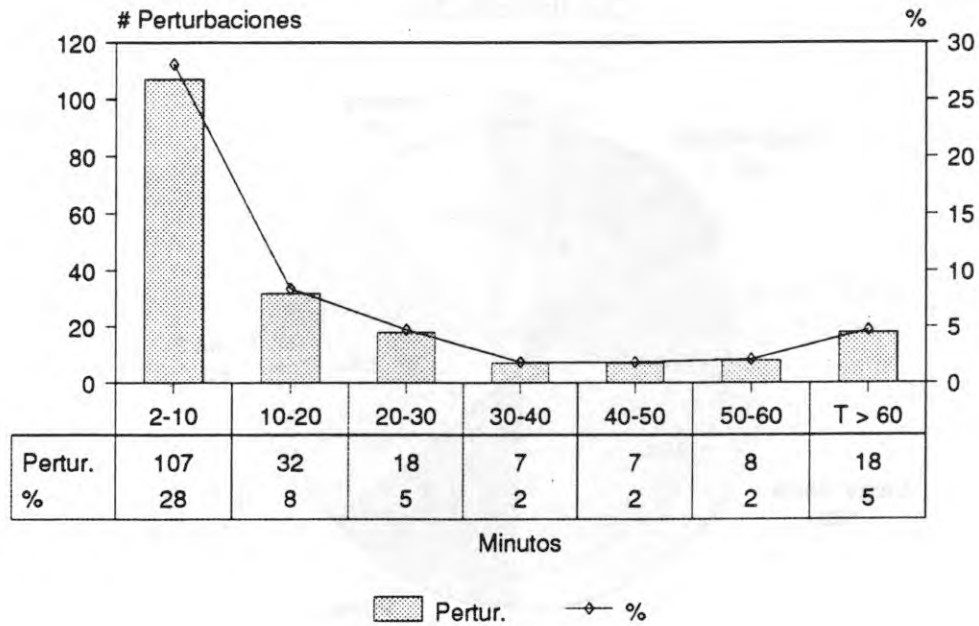


GRAFICA Nro 7.2

DISTRIBUCION TOTAL DE LAS PERTURBACIONES RAPIDAS DE FRECUENCIA SEGUN LA CAUSA 1992

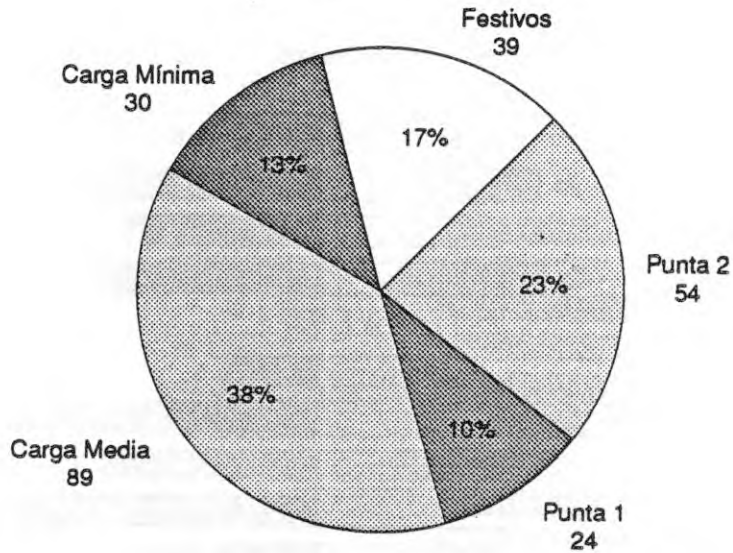


DISTRIBUCION TOTAL DE LAS PERTURBACIONES LENTAS DE FRECUENCIA SEGUN LA DURACION

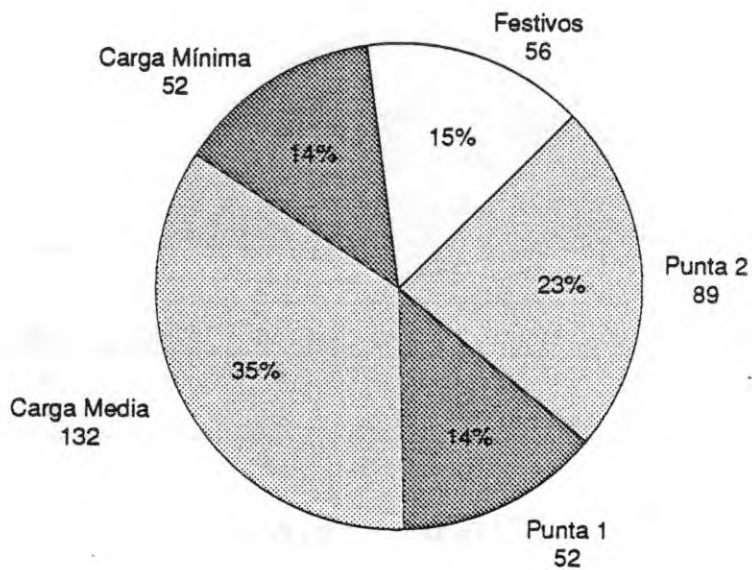


GRAFICA Nro 7.3

DISTRIBUCION TOTAL DE PERTURBACIONES
RAPIDAS DE FRECUENCIA POR PERIODOS DE
OCURRENCIA - 1992

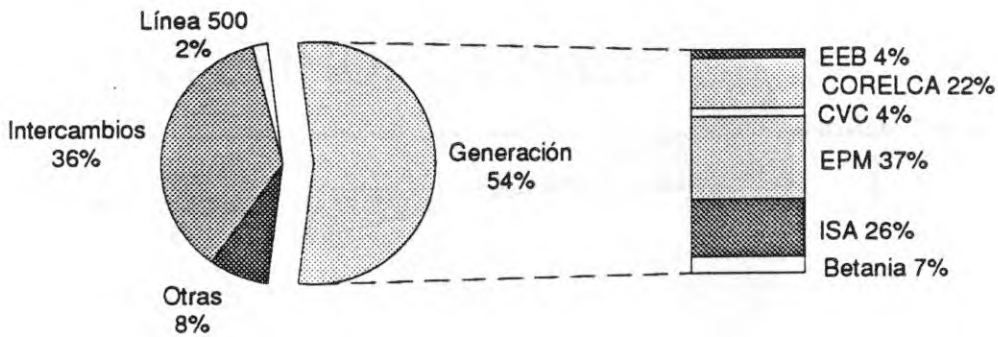


DISTRIBUCION TOTAL DE PERTURBACIONES
LENTAS DE FRECUENCIA POR PERIODOS DE
OCURRENCIA



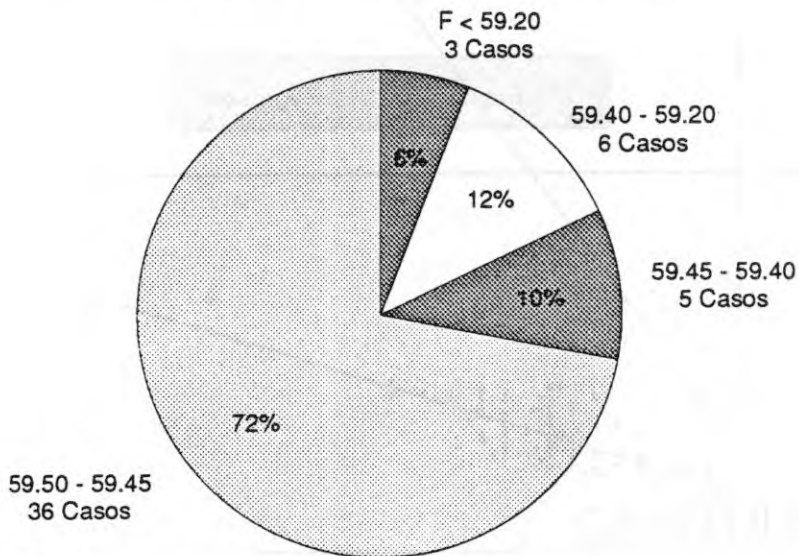
GRAFICA 7.4

DISTRIBUCION TOTAL DE PERTURBACIONES DE FRECUENCIA CON E.A.C 1992



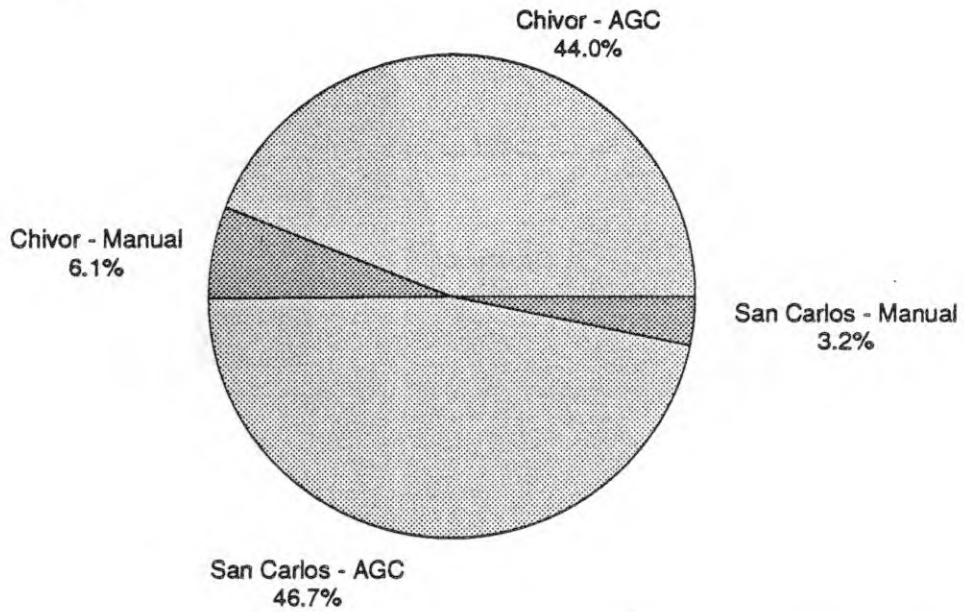
E.A.C = Eyección Automática de Carga

DISTRIBUCION DE LAS PERTURBACIONES DE FRECUENCIA CON E.A.C SEGUN EL RANGO

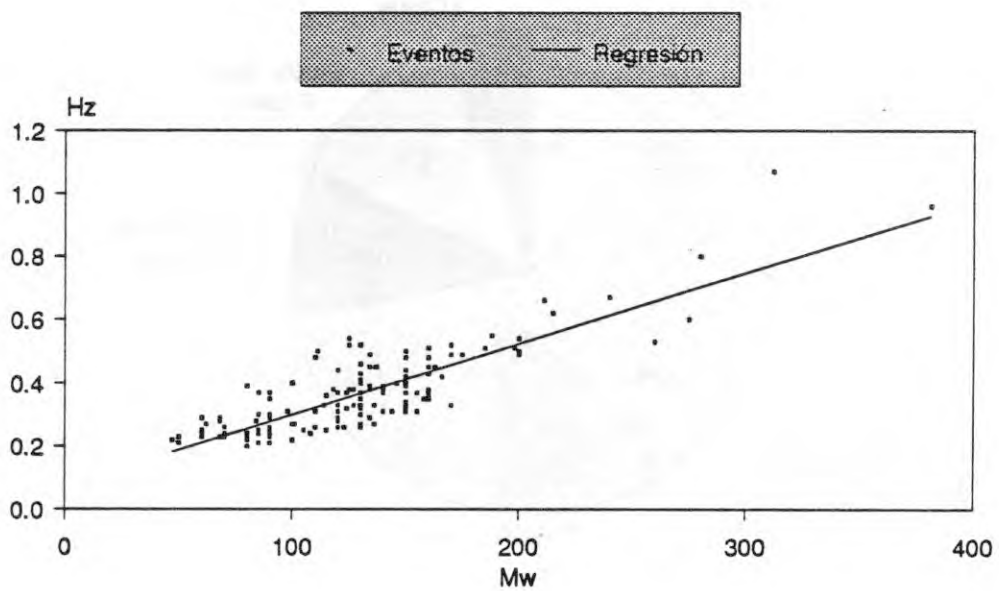


GRAFICA 7.5

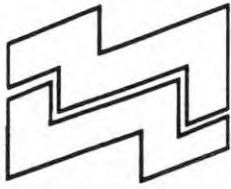
DISTRIBUCION DEL TIEMPO
DE REGULACION DE FRECUENCIA
1992



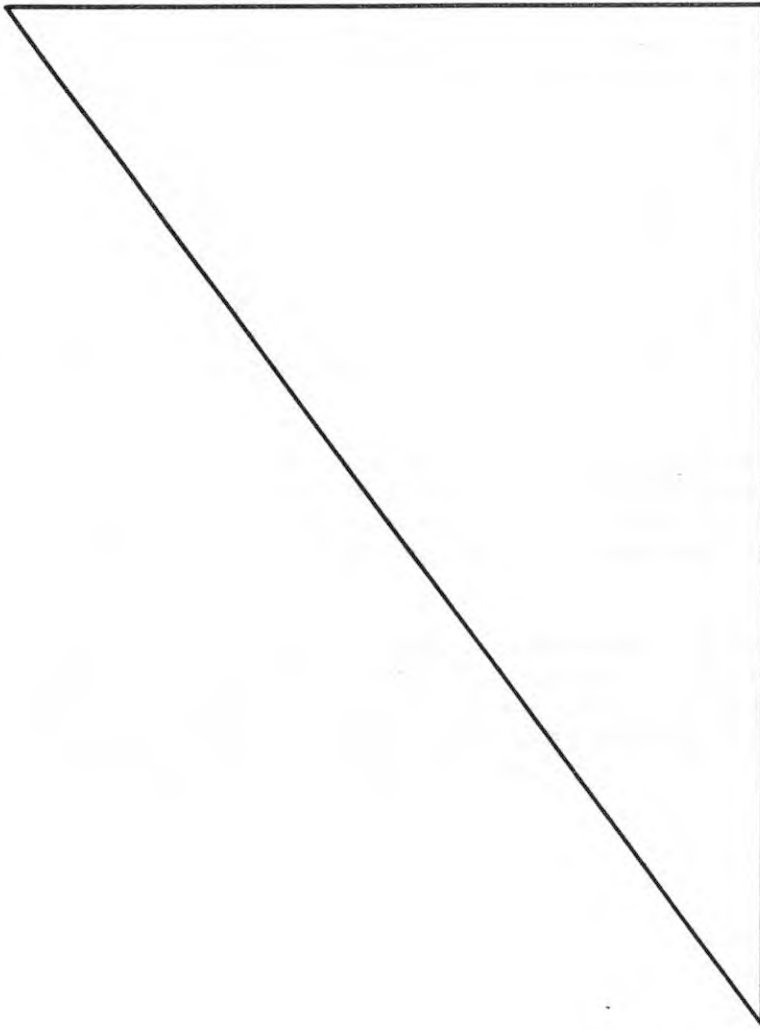
CONSTANTE DE REGULACION
COMBINADA - 1992
Constante de Regulación = 412 Mw/Hz



GRAFICA 7.6



INTERRUPCIONES



CAPITULO 8

8. ESTADISTICA DE INTERRUPCIONES Y DESCONEXIONES

8.1 Indices Generales de Interrupción

Para la evaluación de los índices de interrupción se sigue considerando la muestra de racionamientos de potencia cuyo origen se puede atribuir a los equipos de generación, transmisión o transformación de ISA. Debe anotarse sin embargo, que los índices establecidos por la CIER, que son los utilizados en los diversos informes anuales de ISA, están concebidos para una operación en condiciones normales de abastecimiento de energía. El racionamiento de energía representa el mayor grado de deterioro de la calidad de servicio, y la evaluación del mismo desde el punto de vista del impacto sobre el usuario final, fue realizado en otros capítulos del presente informe.

Realizado el análisis con estas consideraciones, los eventos con características de interrupción durante 1992 correspondieron en su gran mayoría a perturbaciones que originaron la desconexión de las líneas radiales de transmisión San Carlos - Cerromatoso a 500 kV y Los Palos - Caño Limón a 230 kV. De los 48 eventos considerados, solo uno correspondió a un modo de falla diferente, originado por la interrupción de servicio al Nordeste cuando estando en mantenimiento los circuitos Chivor - Paipa, se produjo el disparo de la línea Jaguas - Barranca.

Con la entrada en operación de la interconexión colombo venezolana, se modifican los modos de interrupción del área Corelca; sin embargo, por estar en la fase inicial de la operación no se consideraron los eventos ocurridos en esta línea.

Con el marco de referencia anterior, los resultados obtenidos durante 1992 (ver tabla 8.1 y gráfica 8.1), muestran una notable mejoría de los índices generales con relación a 1991, con resultados de la frecuencia de interrupción superiores a 1990, pero con índices de tiempo definitivamente muy inferiores a los registrados en los dos años anteriores

Para la estimación de los índices se siguió considerando la misma capacidad equivalente instalada del SIN, expresada en MVA, teniendo en cuenta que los límites de intercambio entre áreas no se modificaron durante el año. Este concepto se denomina en las últimas versiones de los manuales CIER, CAPACIDAD DE ENTREGA y se aplica en este caso a la red de transmisión de ISA

8.1 INDICES GENERALES DE INTERRUPCION

	PRIMER SEMESTRE	SEGUNDO SEMESTRE	1992	1991	1990
1. MVA INTERRUMPIDOS					
1.1 Sin considerar atentados	2829.50	1403.50	4233.00	10429.70	2085.7
1.2 Por ATENTADOS unicamente		45.50	45.50	399.00	
1.3 Considerando atentados [1.1+1.2]	2829.50	1449.00	4278.50	10828.70	2336.3
1.4 Por EAC unicamente	798.74	2510.70	3309.44	3185.02	
1.5 TOTALES [1.1+1.2+1.4]	3628.24	3959.70	7587.94	14013.72	4361.3
2. MVA Instalados equivalentes SIN	3180.00	3180.00	3180.00	3180.00	3180
3. Frecuencia media anual de interrupciones					
3.1 Fi1	0.89	0.44	1.33	3.28	0.66
3.2 Fi2	0.89	0.46	1.35	3.41	0.73
3.2 Fi3	1.14	1.25	2.39	4.41	1.37
4.1 Sum. MVA interrumpidos * tiempo	6870.21	1385.39	8255.60	13726.91	1650.3
4.2 ATENTADOS		12366.88	12366.88	70128.85	
4.3 Sum. MVA interrumpidos 2	6870.21	13752.27	20622.48	83855.76	30041.32
4.4 Por eyección automática de carga	53.25	167.38	220.63	258.41	
4.5 TOTAL SUM. MVA INTERRUMPIDOS * TIEMPO	6923.46	13919.65	20843.11	84114.17	30176.32
5.1 Duración media interrupciones					
5.2 Di1	2.43	0.99	1.95	1.32	0.79
5.2 Di2	0.00	8.53	4.82	7.74	12.86
5.3 Di3	1.91	3.52	2.75	6.00	6.92
6. Tiempo de interrupción promedio					
6.1 Ti1	2.16	0.44	2.60	4.32	0.52
6.2 Ti2	0.00	3.89	6.49	26.37	9.45
6.3 Ti3	2.18	4.38	6.55	26.45	9.49

Equivalencia de los subindices:

Subindice 1 [Fi1, Di1, Ti1] = Aplicado a la muestra de eventos SIN

No incluye Atentados ni EAC

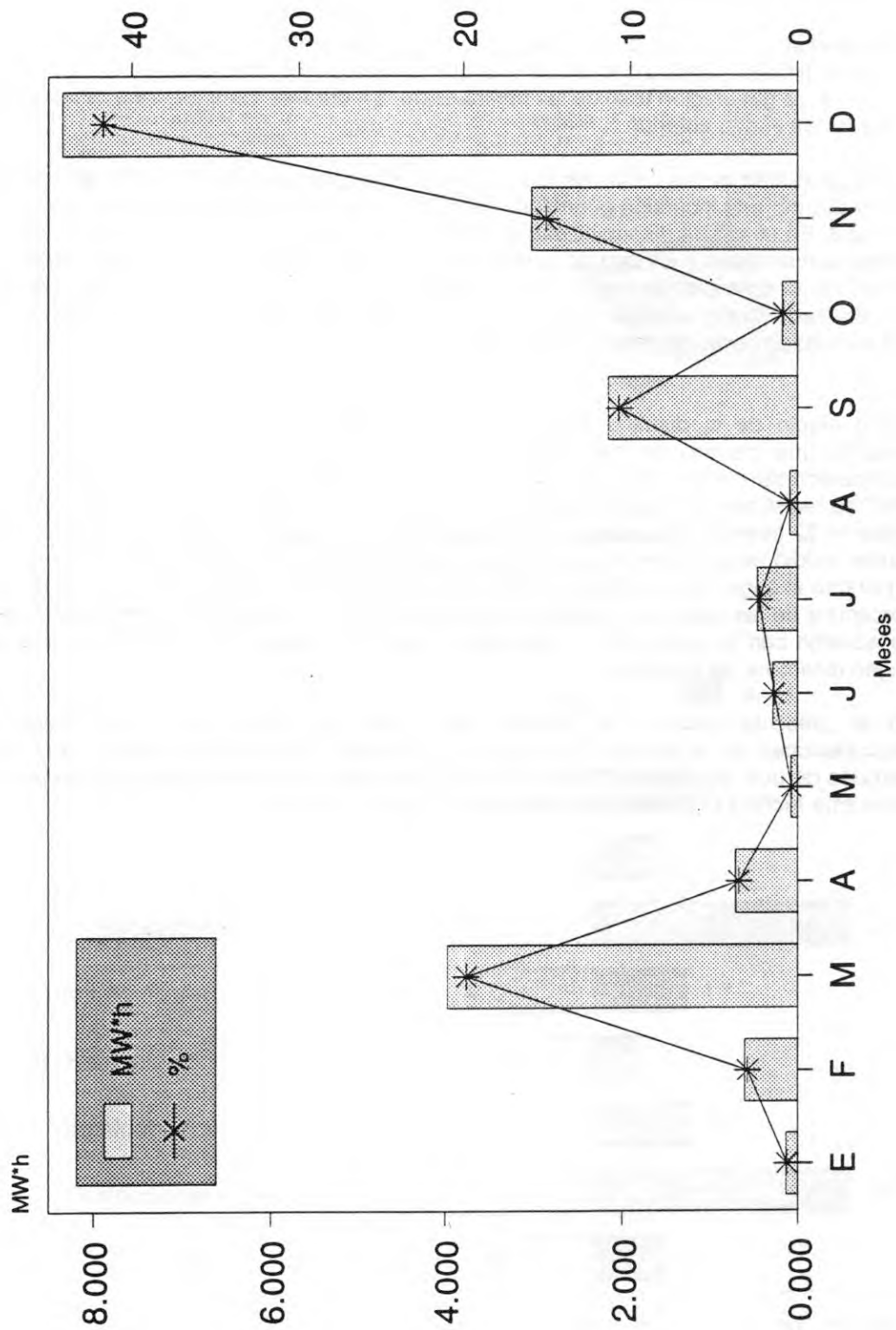
Subindice 2 [Fi2, Di2, Ti2] = Aplicado a la muestra de eventos SIN + eventos por atentado

No incluye EAC

Subindice 3 [Fi3, Di3, Ti3] = APLICADO A TODA LA MUESTRA DE EVENTOS

EAC = Eyección automática de carga por baja frecuencia

INTERRUPCIONES DE SERVICIO 1992



GRAFICA B.1

8.2 Etapa de Generación

Durante el año la producción de energía de las centrales hidráulicas se vió reducida por los bajos aportes hidrológicos en los ríos que abastecen los embalses de Esmeralda y Punchiná. La generación total de las centrales de ISA durante 1992 fué 14.3 % inferior a la registrada el año anterior.

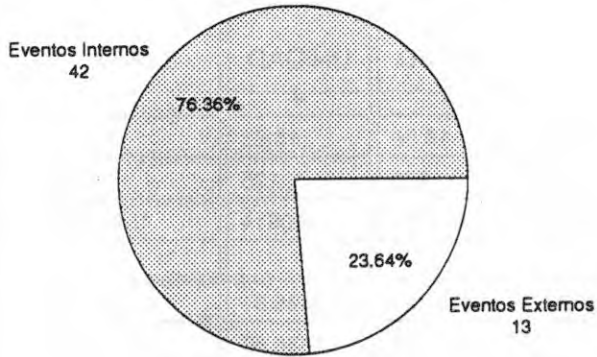
La disponibilidad de las centrales fue afectada principalmente por los daños en Jaguas originados por una incursión guerrillera y en San Carlos por la falla en el generador de la unidad 6. En efecto, la disponibilidad de San Carlos disminuyó en relación con 1991, 10 puntos porcentuales y en Jaguas la disminución fue de aproximadamente 8 puntos. En Chivor por el contrario, se registró un aumento de 3.5 %. Estas variaciones representan globalmente una disminución de 4 % en la disponibilidad de las centrales hidráulicas de ISA evaluadas como una sola unidad generadora.

Como efecto de la disminución del período de disponibilidad de las unidades, se presenta una disminución del período de exposición a riesgo, esto se refleja en la disminución del número de perturbaciones de las unidades, si se tiene en cuenta que en 1991 se registraron 111 perturbaciones de unidades generadoras de ISA y en 1992 se registran 52 eventos. Desafortunadamente la situación ocurrida con la unidad 6 de San Carlos incidió negativamente en los índices de desconexiones forzadas de esta central. En cuanto al origen de las desconexiones forzadas de las unidades hidráulicas, el mayor porcentaje de las fallas se originó en los subsistemas de excitación y de protecciones de acuerdo con la gráfica 8.2 . Una cuarta parte del número total de eventos fue de origen externo a las unidades.

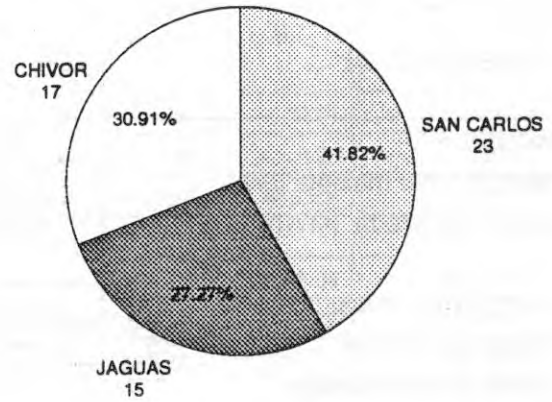
En el presente informe se incluyen de nuevo los índices de disponibilidad y desconexiones de la unidad Termozipa 4. La unidad Termozipa 5 entró a pruebas después de una reparación mayor, el 28 de diciembre y durante el lapso comprendido entre esta fecha y el 31 de diciembre operó en dicha condición.

ETAPA GENERACION FALLAS UNIDADES HIDROELECTRICAS - 1992

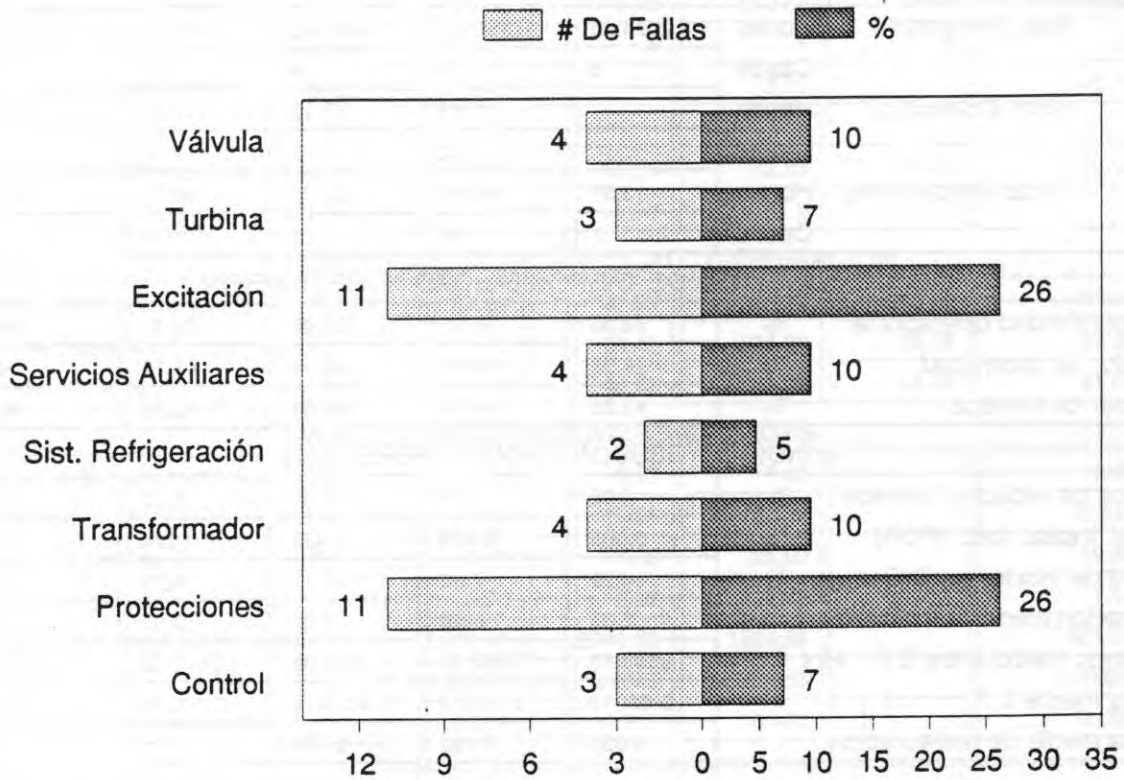
DISTRIBUCION POR ORIGEN



DISTRIBUCION POR CENTRAL



DISTRIBUCION DE LAS FALLAS INTERNAS
POR SUBSISTEMA AFECTADO



GRAFICA 8.2

8.2.1 DATOS ESTADISTICOS CENTRAL CHIVOR - ETAPA I

1992

DESCRIPCION		UNIDAD 1	UNIDAD 2	UNIDAD 3	UNIDAD 4	ETAPA I
Unidades año		15.44	15.49	15.56	15.61	62.10
Potencia firme maxima (Mw)		125	125	125	125	500
Energia generada (MWh)		323359	423662	401705	450614	1599340
- Horas disponibles	HD	6684.27	8490.61	8057.37	8585.84	31818.09
- Horas de servicio	HS	6266.75	7650.87	6890.28	8436.68	29244.58
- Horas de desconexion por reserva		417.52	839.74	1167.09	149.16	2573.51
DESCONEXIONES FORZADAS						
Causa fugaz	Horas	0.33	0.20	29.62	2.03	32.18
	Casos	1	1	5	3	10
Causa permanente	Horas					0.00
	Casos					0
DESCONEXIONES PROGRAMADAS						
Mto. Preventivo	Horas	2085.53	150.33	598.50	127.78	2962.14
	Casos	5	6	9	11	31
Mto. Correctivo	Horas		2.85	17.43	17.65	37.93
	Casos		2	2	2	6
Otras aplicaciones	Horas	13.87	140.01	81.08	50.70	285.66
	Casos	1	4	1	3	9
INDICES DE DISPONIBILIDAD Y OPERACION						
* Disponibilidad operacional	%	76.30	96.92	91.98	98.01	90.81
* Factor de capacidad	%	29.53	38.69	36.69	41.15	36.51
* Factor de entrega	%	41.28	44.30	46.64	42.73	43.75
INDICES DESCONEXIONES FORZADAS						
- Indice de indispon. forzada	%	0.02	0.07	4.08	1.02	0.97
- Coef. indispon. forz. (FOR)	%	0.005	0.003	0.428	0.024	0.110
- Tasa de incidentes D.F	%	14.29	7.69	29.41	15.79	17.86
* Duracion media D.F	Hrs	0.33	0.20	5.92	0.68	3.22
* Tiempo medio entre D.F	Hrs	6266.75	7650.87	1378.06	2812.23	2924.46
- Tasa media D.F ()		0.00016	0.00013	0.00073	0.00036	0.00034
- Tasa media de restauracion		3.030	5.000	0.169	1.478	0.311
- Coef. indispon. programada	%	23.97	3.35	7.96	2.24	9.38
- Coef. indispon. total (OR)	%	25.10	3.69	9.54	2.29	10.19

8.2.2 DATOS ESTADISTICOS CENTRAL CHIVOR - ETAPA II
1992

DESCRIPCION		UNIDAD 5	UNIDAD 6	UNIDAD 7	UNIDAD 8	ETAPA II
Unidades año		10.41	10.38	10.36	10.34	41.49
Potencia firme máxima (Mw)		125	125	125	125	500
Energía generada (MWh)		441499	421042	419509	435562	1717612
- Horas disponibles	HD	8140.37	8049.32	8125.71	8672.08	32987.48
- Horas de servicio	HS	7959.20	7921.58	7299.52	7611.77	30792.07
- Horas de desconexión por reserva		181.17	127.74	826.19	1060.31	2195.41
DESCONEXIONES FORZADAS						
Causa fugaz	Horas	1.52	1.70	9.83		13.05
	Casos	2	3	4		9
Causa permanente	Horas					0.00
	Casos					0
DESCONEXIONES PROGRAMADAS						
Mtto. Preventivo	Horas	595.46	719.70	562.58	90.42	1968.16
	Casos	7	6	8	5	26
Mtto. Correctivo	Horas	33.72		13.05		46.77
	Casos	2		2		4
Otras aplicaciones	Horas	12.93	13.28	72.83	21.50	120.54
	Casos	1	1	2	3	7
INDICES DE DISPONIBILIDAD Y OPERACION						
* Disponibilidad operacional	%	92.93	91.89	92.76	99.00	94.14
* Factor de capacidad	%	40.32	38.45	38.31	39.78	39.21
* Factor de entrega	%	44.38	42.52	45.98	45.78	44.62
INDICES DESCONEXIONES FORZADAS						
- Indice de indispon. forzada	%	0.24	0.23	1.49		0.61
- Coef. indispon. forz. (FOR)	%	0.019	0.021	0.134		0.042
- Tasa de incidentes D.F	%	16.67	30.00	25.00		19.57
* Duracion media D.F	Hrs	0.76	0.57	2.46		1.45
* Tiempo medio entre D.F	Hrs	3979.60	2640.53	1824.88		3421.34
- Tasa media D.F ()		0.00025	0.00038	0.00055		0.00029
- Tasa media de restauración		1.316	1.765	0.407		0.690
- Coef. indispon. programada	%	7.33	8.37	7.40	1.28	6.09
- Coef. indispon. total (OR)	%	7.48	8.49	8.27	1.45	6.52

8.2.3 DATOS ESTADISTICOS CENTRAL SAN CARLOS - ETAPA I

1992

DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD	UNIDAD	UNIDAD	ETAPA	
	1	2	3	4	I	
Unidades año	8.64	8.82	8.92	8.95	35.33	
Potencia firme máxima (Mw)	155	155	155	155	620	
Energia generada (MWh)	644970	613374	662319	621229	2541892	
- Horas disponibles	HD	8197.74	8133.93	8372.30	7918.02	32621.99
- Horas de servicio	HS	7935.20	7472.80	8101.22	7346.68	30855.90
- Horas de desconexión por reserva		262.54	661.13	271.08	571.34	1766.09
DESCONEXIONES FORZADAS						
Causa fugaz	Horas	6.78	1.62		0.62	9.02
	Casos	2	5		1	8
Causa permanente	Horas			85.85	79.52	
	Casos			2	2	
DESCONEXIONES PROGRAMADAS						
Mtto. Preventivo	Horas	539.73	607.40	263.53	711.92	2122.58
	Casos	6	8	8	6	28
Mtto. Correctivo	Horas			1.22	8.37	9.59
	Casos			2	1	3
Otras aplicaciones	Horas	39.75	41.05	61.10	65.55	207.45
	Casos	7	10	6	8	31
INDICES DE DISPONIBILIDAD Y OPERACION						
* Disponibilidad operacional	%	93.58	92.85	95.57	90.39	93.10
* Factor de capacidad	%	47.50	45.17	48.78	45.75	46.80
* Factor de entrega	%	52.44	52.96	52.75	54.55	53.15
INDICES DESCONEXIONES FORZADAS						
- Indice de indispon. forzada	%	1.16	0.25	20.85	9.25	0.38
- Coef. indispon. forz. (FOR)	%	0.085	0.022	1.049	1.079	0.029
- Tasa de incidentes D.F	%	13.33	21.74	11.11	16.67	11.43
* Duracion media D.F	Hrs	3.39	0.32	42.93	26.71	1.13
* Tiempo medio entre D.F	Hrs	3967.60	1494.56	4050.61	2448.89	3856.99
- Tasa media D.F ()		0.00025	0.00067	0.00025	0.00041	0.00026
- Tasa media de restauración		0.295	3.086	0.023	0.037	0.887
- Coef. indispon. programada	%	6.62	7.40	3.72	8.97	6.68
- Coef. indispon. total (OR)	%	6.88	8.00	4.84	10.54	7.07

8.2.4 DATOS ESTADISTICOS CENTRAL SAN CARLOS - ETAPA II
1992

DESCRIPCION		UNIDAD 5	UNIDAD 6	UNIDAD 7	UNIDAD 8	ETAPA II
Unidades ano		5.69	5.67	5.42	5.09	21.87
Potencia firme maxima (Mw)		155	155	155	155	620
Energia generada (MWh)		542615	129128	573014	591663	1836420
- Horas disponibles		7893.24	1601.87	8273.05	8218.71	25986.87
- Horas de servicio		7554.28	1595.37	7637.02	7601.40	24388.07
- Horas de desconexion por reserva		338.96	6.50	636.03	617.31	1598.80
DESCONEXIONES FORZADAS						
Causa fugaz	Horas	0.22		2.82	1.45	4.49
	Casos	1		6	3	10
Causa permanente	Horas		7170.90			7170.90
	Casos		1			1
DESCONEXIONES PROGRAMADAS						
Mtto. Preventivo	Horas	799.75	11.23	480.28	533.05	1824.31
	Casos	8	1	6	10	25
Mtto. Correctivo	Horas	30.27			4.47	34.74
	Casos	1			1	2
Otras aplicaciones	Horas	60.52		27.85	26.32	114.69
	Casos	8		6	5	19
INDICES DE DISPONIBILIDAD Y OPERACION						
* Disponibilidad operacional	%	90.11	18.29	94.44	93.82	74.16
* Factor de capacidad	%	39.96	9.51	42.20	43.58	33.81
* Factor de entrega	%	46.34	52.22	48.41	50.22	48.58
INDICES DESCONEXIONES FORZADAS						
- Indice de indispon. forzada	%	0.02	99.84	0.55	0.26	78.43
- Coef. indispon. forz. (FOR)	%	0.003	81.801	0.037	0.019	22.733
- Tasa de incidentes D.F	%	5.56	50.00	33.33	15.79	19.30
* Duracion media D.F	Hrs	0.22	7170.90	0.47	0.48	652.31
* Tiempo medio entre D.F	Hrs	7554.28	1595.37	1272.84	2533.80	2217.10
- Tasa media D.F ()		0.00013	0.00063	0.00079	0.00039	0.00045
- Tasa media de restauracion		4.545	0.000	2.128	2.069	0.002
-Coef. indispon. programada	%	11.23	11.62	24.87	2.00	12.43
- Coef. indispon. total (OR)	%	10.55	81.82	6.27	6.92	27.28

8.2.5 DATOS ESTADISTICOS CENTRAL JAGUAS
1991

DESCRIPCION		UNIDAD 1	UNIDAD 2	CENTRAL
Unidades año		3.50	3.27	6.77
Potencia firme máxima (Mw)		85	85	170
Energia generada (MWh)		341737	188141	529878
- Horas disponibles		7347.22	5613.94	12961.16
- Horas de servicio		3898.47	2224.27	6122.74
- Horas de desconexión por reserva		3448.75	3389.67	6838.42
DESCONEXIONES FORZADAS				
Causa fugaz	Horas	12.78	11.73	24.51
	Casos	6	9	15
Causa permanente	Horas		8.65	8.65
	Casos		1	1
DESCONEXIONES PROGRAMADAS				
Mtto. Preventivo	Horas	1424.00	3134.70	4558.7
	Casos	6	5	11
Mtto. Correctivo	Horas		14.98	0.00
	Casos		2	0
Otras aplicaciones	Horas			0.00
	Casos			0
INDICES DE DISPONIBILIDAD Y OPERACION				
* Disponibilidad operacional	%	83.87	64.09	73.98
* Factor de capacidad	%	45.90	25.27	35.58
* Factor de entrega	%	103.13	99.51	101.81
INDICES DESCONEXIONES FORZADAS				
- Indice de indispon. forzada	%	0.89	0.64	0.72
- Coef. indispon. forz. (FOR)	%	0.327	0.908	0.539
- Tasa de incidentes D.F	%	50.00	58.82	59.26
* Duracion media D.F	Hrs	2.13	2.04	2.07
* Tiempo medio entre D.F	Hrs	649.75	222.43	382.67
- Tasa media D.F ()		0.00154	0.00450	0.00261
- Tasa media de restauración		0.469	0.491	0.483
INDICES DESCONEXIONES PROGRAMADAS				
- Coef. indispon. programada	%	16.26	35.96	26.02
- Coef. indispon. total (OR)	%	26.93	58.77	42.86

8.2.6 DATOS ESTADISTICOS CENTRALES DE ISA

1992

DESCRIPCION		CENTRAL CHIVOR	CENTRAL S. CARLOS	CENTRAL JAGUAS	TOTAL HIDRAULICA	TOTAL TERMICA
Unidades año		103.59	57.2	6.77	167.56	10.44
Potencia firme máxima (MW)		1000	1240	170	2410.00	66.00
Energia generada (MWh)		3316952	4378312	529878	8225142.00	339990.00
- Horas disponibles	HD	64805.57	58608.86	12961.16	136375.59	6132.43
- Horas de servicio	HS	60036.65	55243.97	6122.74	121403.36	6132.43
- Horas de desconexión por reserva		4768.92	3364.89	6838.42	14972.23	0.00
DESCONEXIONES FORZADAS						
Causa fugaz	Horas	45.23	13.51	24.51	83.25	28.27
	Casos	19	18	15	52.00	13.00
Causa permanente	Horas	0	7170.9	8.65	7179.55	2008.90
	Casos	0	1	1	2.00	7.00
DESCONEXIONES PROGRAMADAS						
Mtto. Preventivo	Horas	4930.3	3946.89	4558.7	13435.89	471.47
	Casos	57	53	11	121.00	9.00
Mtto. Correctivo	Horas	84.7	44.33	0.00	129.03	142.93
	Casos	10	5	0	15.00	2.00
Otras aplicaciones	Horas	406.2	322.14	0.00	728.34	
	Casos	16	50	0	66.00	
INDICES DE DISPONIBILIDAD Y OPERACION						
* Disponibilidad operacional	%	92.22	83.40	73.98	72571.09	69.81
* Factor de capacidad	%	37.76	40.20	35.58	32690.82	58.64
* Factor de entrega	%	44.20	51.13	101.81	49.59	84.00
INDICES DESCONEXIONES FORZADAS						
- Indice de indispon. forzada	%	0.83	62.49	0.72	33.69	76.83
- Coef. indispon. forz. (FOR)	%	0.075	11.508	0.539	5.645	24.936
- Tasa de incidentes D.F	%	18.63	14.96	59.26	21.09	64.52
* Duracion media D.F	Hrs	2.38	378.13	2.07	134.50	101.86
* Tiempo medio entre D.F	Hrs	3159.82	2907.58	382.67	2248.21	306.62
- Tasa media D.F ()		0.00032	0.00034	0.00261	0.00044	0.00326
- Tasa media de restauración		0.420	0.003	0.483	0.007	0.01
- Coef. indispon. programada	%	7.71	6.14	26.02	5.08	7.01
- Coef. indispon. total (OR)	%	8.35	17.23	42.86	15.08	30.19

8.3 Etapa de Redes

Desde el punto de vista de la continuidad del servicio, variable que considera entre sus factores las perturbaciones que afectaron los distintos circuitos de la red, la evaluación de los índices globales de desempeño del sistema de transmisión de ISA permite observar un mejor comportamiento con relación al año anterior.

Una comparación simple del número de registros de falla de los dos años en referencia, indica una disminución del 15 %. Esta circunstancia en conjunto con una adecuada respuesta de los sistemas de protección permitió obtener índices de disponibilidad superiores a los promedios históricos de otros años. Los resultados generales por tipo de red del índice de disponibilidad operacional fueron:

Red 500 kV [tres tramos]	= 97.76 %
Red 230 kV circuito doble	= 99.27 %
Red 230 kV circuito sencillo	= 92.14 %

Como se ilustra en la gráfica 8.3, aproximadamente el 52 % de las perturbaciones en la red de transmisión, afectaron las líneas a doble circuito, y el porcentaje restante corresponde en su orden a la línea a 500 kV [28 %] y a las líneas a 220 kV a circuito sencillo [20 %].

En la gráfica 8.4 se aprecia que los meses donde aumenta la tendencia de fallas de las líneas son en su orden septiembre, octubre y mayo para las líneas a 230 kV y febrero, marzo, abril en el caso de la línea a 500 kV.

Los circuitos y tramos de línea con mayor incidencia negativa en los resultados fueron:

El tramo San Carlos - Cerromatoso, el cual aunque mejoró significativamente con relación a otros años, continuó afectando el índice global de la línea a 500 kV.

En el caso de las líneas a 230 kV de doble circuito, se registró baja disponibilidad para los circuitos Esmeralda - Enea, inutilizado por la explosión de un CT en la Enea, San Carlos - Balsillas en el cual se registraron algunas fallas por rotura de cable y los dos circuitos de la línea San Carlos - Ancón Sur que sufrieron un atentado dinamitero en el mes de julio, y adicionalmente estuvieron indisponibles durante algunos períodos por el plan de reposición de los transformadores de corriente de la subestación San Carlos.

Por su parte, las líneas a circuito sencillo continúan presentando el menor índice de disponibilidad. Durante 1992 la línea Los Palos - Caño Limón se vió afectada por tres acciones de sabotaje, ocurridas en los meses de junio, noviembre y diciembre.

Se continúa observando la tendencia decreciente de las contingencias múltiples, al mismo tiempo que se apreció un aumento de las perturbaciones de naturaleza fugaz con reposición rápida, tanto para la red a 230 kV como para la línea a 500 kV.

En los indicadores de desconexiones programadas de las líneas de transmisión se observaron incrementos de importancia, debido a que se intensificaron las

intervenciones de mantenimiento, aprovechando la ligera disminución en la exigencia de la red. De esta forma se permitió en el caso de la línea a 500 kV, la reposición a torre definitiva de 16 estructuras de emergencia.

Otro factor que incrementó la indisponibilidad programada de las líneas fue la desconexión por períodos prolongados de tiempo de los circuitos Torca : La Mesa - 152.13 horas-, San Carlos : Torca -55.68 horas-, Chivor : Torca 3 -707.40 horas-, Chivor : Circo durante 140.3 horas y los circuitos Chivor - Torca 1 y 2 durante 56.68 horas, con el fin de permitir la conexión de las subestaciones Miguel Ronderos y Guavio.

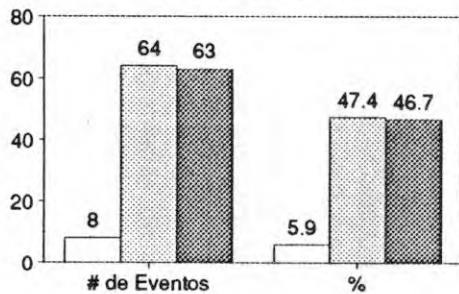
Los indicadores de desconexión del equipo de transformación 230/115 kV, presentan resultados normales con excepción del autotransformador 2 de Yumbo cuyo índice fue inferior al 99.00 %, debido a que estuvo indispoible durante algunos períodos por causa del mantenimiento correctivo del interruptor asociado. En los transformadores 500/230 kV, se apreció disminución del índice de disponibilidad en los bancos de transformación de San Carlos [bancos 2 y 3] y de Sabanalarga.

ETAPA DE REDES

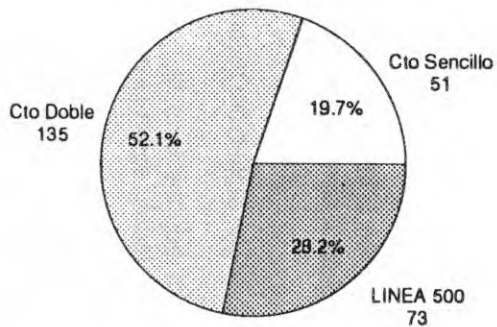
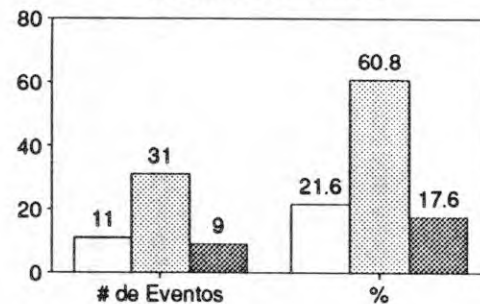
DISTRIBUCION DE LOS EVENTOS EN LA RED DE TRANSMISION

1992

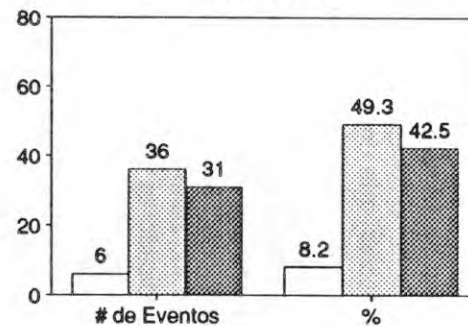
LINEA 230 kV
CIRCUITO DOBLE



LINEA 230 kV
CIRCUITO SENCILLO



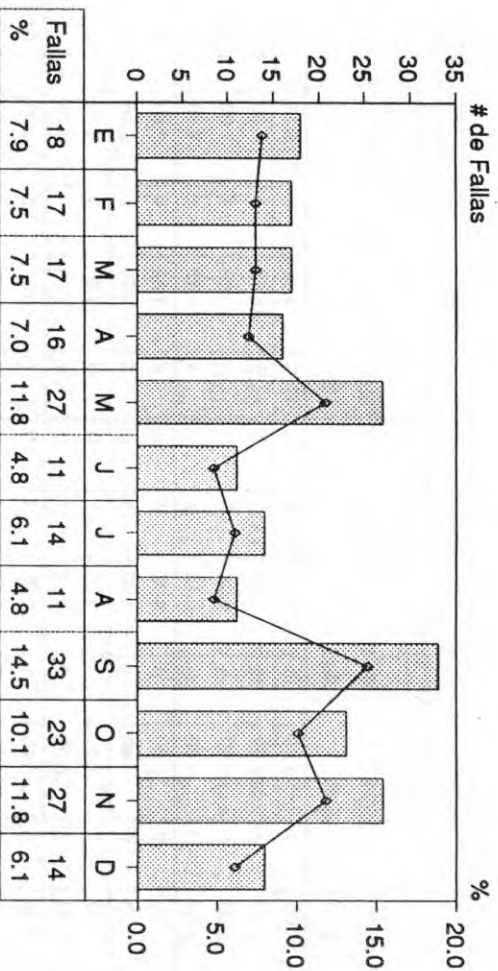
LINEA 500 kV



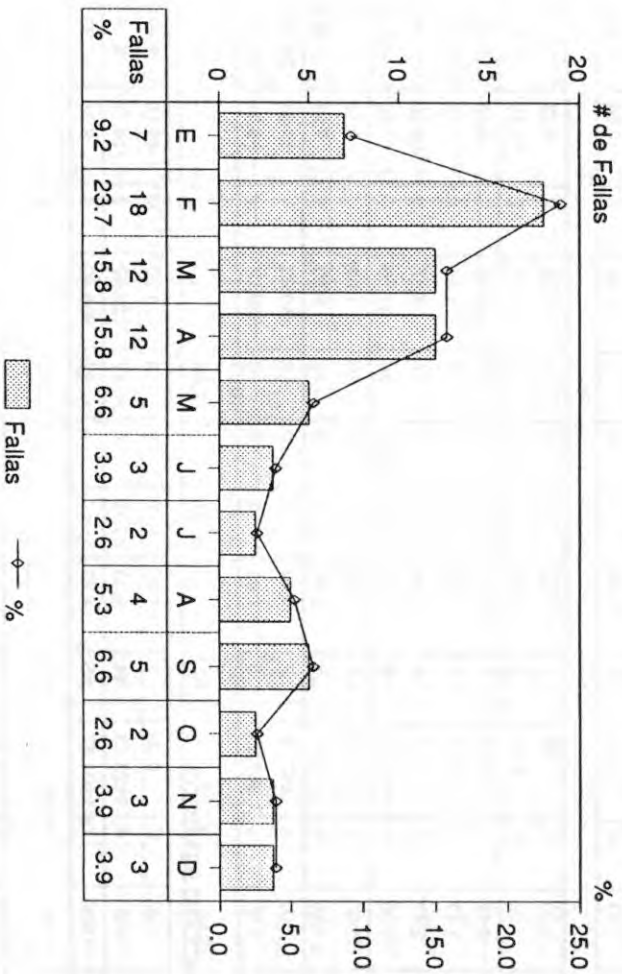
- Desconexión forzada causa persistente
- Desconexión forzada reposición lenta
- Desconexión forzada reposición rápida

GRAFICA 8.3

DISTRIBUCION MENSUAL DE LAS FALLAS EN LINEAS 230 KV 1992



DISTRIBUCION MENSUAL DE LAS FALLAS EN LINEA 500 KV



GRAFICA 8.4

8.3.1 INDICES DESCONEXIONES FORZADAS REDES DE TRANSMISION

1992

LINEA	UA	NA	CAUSA		CAUSA FUGAZ				TOTAL			INDICES		
			PERSISTENTE		REP. LENTA		REP. RAPIDA		n	t (HOR)	SIM.	LAMBDA (n / UA)	t (t / n)	Dof HD/HP
			n	t	n	t	n	t						
LINEAS 230 kV DOBLE CIRCUITO														
ESM-LM 1	1.74	1.00	1	3.48	3	0.47	5	0	9	3.95	3	5.16	0.44	99.95%
ESM-ENE	0.25	1.00	1	348.53	1	0.32	0	0	2	348.85	2	8.00	0.16	96.03%
ENE-SF	0.52	1.00	0	0.00	4	0.98	0	0	4	0.98	3	7.66	0.25	99.99%
SF-LM	0.98	1.00	0	0.00	3	0.48	2	0	5	0.48	1	5.10	0.10	99.99%
ESM-JUA	2.09	1.00	0	0.00	8	3.32	0	0	8	3.32	4	3.83	0.41	99.96%
ESM-YUM 2	1.94	1.00	0	0.00	4	1.70	1	0	5	1.70	1	2.58	0.34	99.98%
ESM-YUM 3	1.94	1.00	1	1.60	3	0.27	1	0	5	1.87	0	2.58	0.37	99.98%
ESM-YUM 4	1.94	1.00	0	0.00	2	1.68	2	0	4	1.68	1	2.06	0.42	99.98%
ESM-AS 1	1.32	1.00	0	0.00	1	0.27	6	0	7	0.27	2	5.29	0.04	100.00%
ESM-AS 2	1.32	1.00	0	0.00	2	0.53	6	0	8	0.53	2	6.04	0.07	99.99%
CHV-TOR 1	1.03	1.00	0	0.00	1	0.17	0	0	1	0.17	1	0.97	0.17	100.00%
CHV-TOR 2	1.03	1.00	0	0.00	2	0.47	0	0	2	0.47	1	1.95	0.23	99.99%
CHV-TOR 3	1.05	0.92	0	0.00	2	0.35	5	0	7	0.35	6	7.29	0.05	100.00%
CHV-CIR	1.27	0.96	0	0.00	16	4.18	1	0.033	17	4.22	7	13.96	0.25	99.95%
CHV-GVO 1	0.23	0.08	0	0.00	1	0.40	0	0	1	0.40	1	51.19	0.40	99.95%
CHV-GVO 2	0.22	0.04	0	0.00	0	0.00	1	0	1	0.00	1	118.51	0.00	100.00%
TOR-GVO	0.83	0.08	0	0.00	1	0.40	0	0	1	0.40	1	14.19	0.40	99.95%
TOR-LM 1	0.55	1.00	0	0.00	0	0.00	1	0	1	0.00	0	1.83	0.00	100.00%
CHV-PAI 1	1.20	1.00	0	0.00	0	0.00	1	0	1	0.00	0	0.84	0.00	100.00%
SC-GUT 1	0.37	1.00	0	0.00	1	0.25	2	0	3	0.25	2	8.22	0.08	100.00%
SC-GUT 2	0.37	1.00	0	0.00	3	1.43	2	0	5	1.43	2	13.69	0.29	99.98%
SC-TOR	2.09	0.53	1	29.83	1	0.30	4	0	6	30.13	3	5.43	5.02	99.35%
SC-RON	1.94	0.47	0	0.00	5	1.45	2	0	7	1.45	4	7.66	0.21	99.96%
TOR-RON	0.15	0.47	2	4.32	2	0.85	0	0	4	5.17	0	56.59	1.29	99.87%
SC-BAL	2.05	1.00	1	97.72	5	1.53	10	0.033	16	99.28	7	7.80	6.21	98.87%
SC-ESM 1	1.94	1.00	0	0.00	5	1.83	5	0	10	1.83	4	5.15	0.18	99.98%
SC-ESM 2	1.94	1.00	0	0.00	5	0.90	9	0	14	0.90	4	7.21	0.06	99.99%
SC-AS 1	1.07	1.00	2	457.15	7	3.48	3	0	12	460.63	7	11.21	38.39	94.74%
SC-AS 2	1.07	1.00	2	503.93	5	1.83	3	0	10	505.77	7	9.34	50.58	94.23%
LINEAS 230 kV CIRCUITO SENCILLO														
GUT-JAG	0.17	1.00	0	0.00	3	1.20	0	0	3	1.20	0	18.18	0.40	99.99%
JAG-BCA	1.83	1.00	4	123.73	14	5.33	9	0	27	129.07	3	14.79	4.78	98.53%
PAL-CL	2.63	1.00	7	901.67	15	4.73	0	0	22	906.40	0	8.38	41.20	89.65%
LINEA 500 kV														
SC-CM	2.10	1.00	1	136.30	25	8.73	21	0	47	145.03	2	22.38	3.09	98.34%
CM-CHN	1.31	1.00	0	0.00	9	4.35	0	0	9	4.35	2	6.87	0.48	99.95%
CHN-SL	1.82	1.00	5	54.02	5	2.10	10	0	20	56.12	0	10.99	2.81	99.36%

8.3.2 INDICES DESCONEXIONES PROGRAMADAS

LINEA	UA	NA	TOTAL		INDICES			Dof HD/HP (%)	DISPON. TOTAL (%)
			n	t (HOR)	u (n / UA)	t (t / n)	DOp HD/HP (%)		
LINEAS 230 kV DOBLE CIRCUITO									
ESM-LM 1	1.74	1.00	6	18.08	3.44	3.01	99.79	99.95	99.75
ESM-ENE	0.25	1.00	1	4.05	4.00	4.05	99.95	96.03	95.99
ENE-SF	0.52	1.00	1	2.08	1.92	2.08	99.98	99.99	99.96
SF-LM	0.98	1.00	2	2.97	2.04	1.48	99.97	99.99	99.96
ESM-JUA	2.09	1.00	8	30.65	3.83	3.83	99.65	99.96	99.61
ESM-YUM 2	1.94	1.00	7	34.07	3.61	4.87	99.61	99.98	99.59
ESM-YUM 3	1.94	1.00	2	12.03	1.03	6.02	99.86	99.98	99.84
ESM-YUM 4							100.00	99.98	99.98
ESM-AS 1	1.32	1.00	4	18.70	3.02	4.68	99.79	100.00	99.78
ESM-AS 2	1.32	1.00	2	12.85	1.51	6.43	99.85	99.99	99.85
CHV-TOR 1	1.03	1.00	6	41.08	5.85	6.85	99.53	100.00	99.53
CHV-TOR 2	1.03	1.00	4	16.45	3.90	4.11	99.81	99.99	99.81
CHV-TOR 3	1.05	0.92	5	83.98	5.20	16.80	98.95	100.00	98.95
CHV-CIR	1.27	0.96	6	67.95	4.93	11.33	99.19	99.95	99.14
CHV-GVO 1	0.23	0.08	1	8.35	51.19	8.35	98.88	99.95	98.82
CHV-GVO 2							100.00	100.00	100.00
TOR-GVO							100.00	99.95	99.95
TOR-LM 1	0.55	1.00	8	36.25	14.63	4.53	99.59	100.00	99.59
CHV-PAI 1	1.20	1.00	3	36.93	2.51	12.31	99.58	100.00	99.58
CHV-PAI 2	1.20	1.00	7	53.27	5.85	7.61	99.39	100.00	99.39
LM-BAL	0.27	1.00	3	6.42	11.19	2.14	99.93	100.00	99.93
SC-GUT 1	0.37	1.00	6	39.80	16.43	6.63	99.55	100.00	99.54
SC-GUT 2	0.37	1.00	6	32.08	16.43	5.35	99.63	99.98	99.62
SC-TOR	2.09	0.53	5	40.78	4.52	8.16	99.12	99.35	98.47
SC-RON	1.94	0.47	1	9.97	1.09	9.97	99.76	99.96	99.72
TOR-RON	0.15	0.47	1	8.03	14.15	8.03	99.81	99.87	99.68
SC-BAL	2.05	1.00	7	93.55	3.41	13.36	98.93	98.87	97.80
SC-ESM 1	1.94	1.00	8	47.50	4.12	5.94	99.46	99.98	99.44
SC-ESM 2	1.94	1.00	5	23.13	2.57	4.63	99.74	99.99	99.73
SC-AS 1	1.07	1.00	13	78.87	12.15	6.07	99.10	94.74	93.84
SC-AS 2	1.07	1.00	13	149.93	12.15	11.53	98.29	94.23	92.51
LINEAS 230 kV CIRCUITO SENCILLO									
GUT-JAG	0.17	1.00	6	81.05	36.36	13.51	99.07	99.99	99.06
JAG-BCA	1.83	1.00	13	262.45	7.12	20.19	97.00	98.53	95.53
PAL-CL	2.63	1.00	3	28.68	1.14	9.56	99.88	88.88	89.33
LINEA 500 kV							0.00	0.00	
SC-CM	2.05	1.00	14	266.18	6.83	19.01	96.96	98.34	95.31
CM-CHN	1.05	1.00	8	15.83	7.62	1.98	99.82	99.95	99.77
CHN-SL	1.00	1.00	7	14.82	7.00	2.12	99.83	99.36	99.19

8.3.3 CLASIFICACION POR CAUSAS DE LAS PERTURBACIONES

LINEA	UA	NA	CODIGO DE CAUSA							TOTAL	
			0	1	2	3	4	5	6		7
LINEAS 230 kV - DOBLE CIRCUITO											
ESM-LM 1	1.74	1.00	9							9	
ESM-ENE	0.25	1.00	1						1	2	
ENE-SF	0.52	1.00	4							4	
SF-LM	0.98	1.00	5							5	
ESM-JUA	2.09	1.00	2					4	2	8	
ESM-YUM 2	1.94	1.00	3			1				5	
ESM-YUM 3	1.94	1.00	3		1	1				5	
ESM-YUM 4	1.94	1.00	2			1				4	
ESM-AS 1	1.32	1.00	4	2						7	
ESM-AS 2	1.32	1.00	7	1						8	
CHV-TOR 1	1.03	1.00	1							1	
CHV-TOR 2	1.03	1.00	1	1						2	
CHV-TOR 3	1.05	0.92	7							7	
CHV-CIR	1.27	0.96	11	4		1		1		17	
CHV-GVO 1	0.23	0.08						1		1	
CHV-GVO 2	0.22	0.04						1		1	
TOR-GVO	0.83	0.08						1		1	
TOR-LM 1	0.55	1.00	1							1	
CHV-PAI 1	1.20	1.00	1							1	
SC-GUT 1	0.37	1.00	3							3	
SC-GUT 2	0.37	1.00	3					2		5	
SC-TOR	2.09	0.53	5	1						6	
SC-RON	1.94	0.47	7							7	
TOR-RON	0.15	0.47	1			3				4	
SC-BAL	2.05	1.00	12	3		1				16	
SC-ESM 1	1.94	1.00	9						1	10	
SC-ESM 2	1.94	1.00	10	2						14	
SC-AS 2	1.07	1.00	8						2	10	
SC-AS 1	1.07	1.00	9			1			2	12	
TOTAL			129	14	1	9		8	10	5	176
PORCENTAJE			73.30	7.95	0.57	5.11		4.55	5.68	2.84	100.00
LINEAS 230 kV - CIRCUITO SENCILLO											
GUT-JAG	0.17	1.00	1	1					1	3	
JAG-BCA	1.83	1.00	12	13					2	27	
PAL-CL	2.63	1.00	12	2				2	6	22	
TOTAL			25	16				2	9	52	
PORCENTAJE			48.08	30.77				3.85	17.31	100.00	
LINEAS 500 kV											
SC-CM	2.10	1.00	16		1				30	47	
CM-CHN	1.31	1.00	2		1				5	8	
CHN-SL	1.82	1.00	2		1				13	20	
TOTAL			20		3				48	4	75
PORCENTAJE			26.67		4.00				64.00	5.33	100.00

8.3.4 INDICADORES DE DESCONEXIONES EN TRANSFORMACION

TRANSFORMADORES 230/115 kV Y 230/34.5 kV

	DESC. FORZADAS			DESC. PROGRAMADAS			DISP %
	t [H]	n	t. medio	t [H]	n	t. medio	
ESMERALDA							
ATRF 1	0.20	2	0.10				99.99
ATRF 2	0.88	1	0.88	3.30	1	3.30	99.94
SIM	0.92	4	0.23				
YUMBO							
ATRF 1	0.02	1	0.02	17.78	6	2.96	99.78
ATRF 2	0.23	2	0.12	123.05	11	11.19	98.58
ATRF 3	0.20	1	0.20	15.63	3	5.21	99.81
ATRF 4	0.15	1	0.15	17.57	5	3.51	99.79
SIM[1+2]	1.17	2	0.59				
SIM[3+4]	0.80	1	0.80				
BALSILLAS							
ATRF 1				14.42	4	3.61	99.68
ATRF 2				32.30	3	10.77	99.47
SIM[1+2]				14.05	2		
TORCA							
BCO 1	0.20	1		62.60	2	31.30	99.29
BCO 2				43.03	3	14.34	99.51
BCO 3				14.05	3	4.68	99.84
CHIVOR							
TOLEDO	0.10	1		17.87	2	8.94	99.80
BANADIA	0.33	2	0.17	48.25	4	12.06	99.45
SAMORE				22.55	3	7.52	99.74
CAÑO LIM.							
TRF 1	4.47	1	4.47	27.37	1		99.57
TRF 2							99.93
SIM[1+2]	6.33	3	2.11				

TRANSFORMADORES 500/230 kV Y 500/115 kV

	DESC. FORZADAS			DESC. PROGRAMADAS			DISP (%)
	t [min.]	n	t. medio	t [min.]	n	t. medio	
SAN CARLOS							
BCO 1				25.73	7	3.68	99.46
BCO 2	1279.45			8.45	1	8.45	85.09
BCO 3	52.72	5	10.54	563.60	7	80.51	92.84
SIM[1+2]	8.87	3	2.96				
SIM[1+2+3]				12.88	3		
CERRO	0.73	1		5.12	1	5.12	99.93
CHINU	44.25	2	22.13	73.73	5	14.75	98.66
SABANA							
TRF 1	5.18	1	5	31.07	8	3.88	99.51
TRF 2				661.50	8	82.69	92.39
SIM[1+2]	6.65	1					

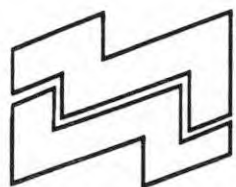
8.3.5 DATOS ESTADISTICOS COMPONENTES DE RED

1992

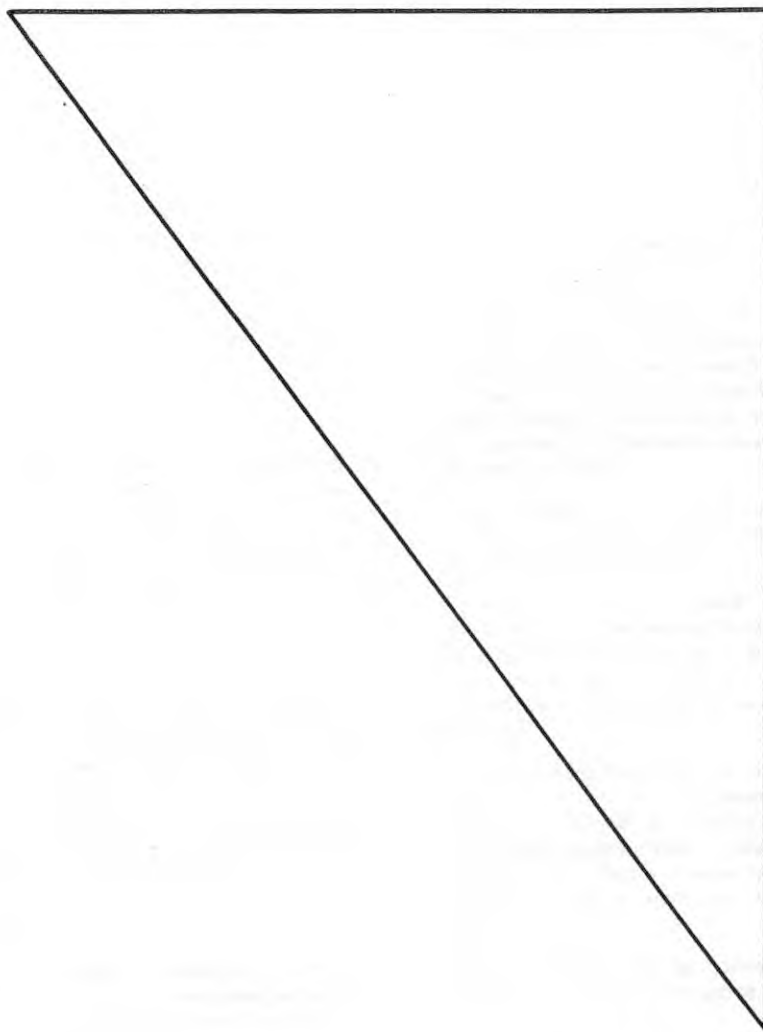
	DESCONEXION FORZADA							DESCONEXION PROGRAMADA	
	Tiempo total	CAUSA PERM.		CAUSA FUGAZ				Tiempo	No. casos
		Tiempo	No. de casos	Tiempo	No. de casos	No. re-cierres			
Línea Intercosta									
San Carlos - Cerromatoso	145.03	136.3	1	8.73	25	21	276.98	17	
Cerromatoso - Chinú	4.35			4.35	9		21.7	9	
Chinú - Sabanalarga	56.12	54.02	5	2.1	5	10	14.82	7	
Red 220 kV									
Líneas doble circuito	1019.4	993.53	8	25.88	94	72	2510.7	222	
Líneas circuito sencillo	1036.6	1025.4	11	11.27	32	9	396.8	26	
Autotransformadores 500	1397.8	1368.92	3	28.93	10		1382.0	40	
Autotransformadores 220				16	23		523.1	52	

INDICES

	U. A.	Forzadas causa fugaz							
		Forzadas Causa Permanente		Reposición lenta		Rep. Rápida	Total		
		Ni	Di	Ni	Di	Ni	Di	Ni	Di
Línea Intercosta									
San Carlos - Cerromatoso	2.1	0.48	136.30	11.90	0.35	10.00	0.19	8.10	16.29
Cerromatoso - Chinú	1.31	-	-	6.87	0.48	0.00	0.48	6.87	2.41
Chinú - Sabanalarga	1.82	2.75	10.804	2.75	0.42	5.49	0.14		
Red 220 kV									
Líneas doble circuito	14.91	0.54	124.19	6.30	0.28	4.83	0.16	14.89	11.31
Líneas circuito sencillo	4.62	2.38	93.22	6.93	0.35	1.95	0.35	5.63	15.26
Autotransformadores 500	7	0.43	456.31	1.43	2.89	-	2.89	5.71	34.55
Autotransformadores 220	16	0.00	34.50	1.44	0.70	-	0.70	3.25	10.06



PRINCIPALES EVENTOS



ANEXO 1

quedando así, en área aislada, Betania-Neiva y Cedelca/Cedenaar.

A las 21:43 se presenta nuevamente disparo de los dos circuitos Betania-Neiva con 80 MW sin que se reportara ninguna señalización y disparo de las dos unidades de Betania con 200 MW quedando apagadas las áreas de Betania, Neiva y Cedelca/Cedenaar. Los circuitos Betania-Neiva fueron normalizados a las 22:22.

A las 00:34 del 20 de Febrero se sincronizan el Sistema Central con Cedelca/Cedenaar, Betania y Neiva a través de la línea Prado-Neiva.

A las 18:14 quedan normalizados todos los circuitos afectados por los eventos presentados desde el día anterior.

JUEVES 20 - HORA 10:54

Apertura de los cuatro transformadores de S/E Yumbo con 78 MW cada uno, disparo de los circuitos a 230 kV Pance-Juanchito con 52 MW y Juanchito-Esmeralda con 43 MW en S/E Juanchito y disparo de los circuitos a 34.5 kV de las S/E Juanchito, Chipichape y Yumbo.

La frecuencia en el SIN subió a 61.07 Hz, siendo regulada por San Carlos. A las 11:43 la red de CVC queda normalizada, habiéndose ejecutado un racionamiento de 650 MWh durante la emergencia.

MIÉRCOLES 26 - HORA 18:33

Disparo en S/E Esmeralda de la línea hacia la Enea con 70 MW por falla entre las Fases AB y AC y disparo de la línea La Mesa-San Felipe por acción de la protección sobrecorriente Fase A.

Las áreas de Manizales, Insula y norte del Tolima quedaron desatendidas con un racionamiento aproximado de 120 MW. La frecuencia en el SIN subió a 60.41 Hz y fué regulada por Chivor. A las 18:50 concluyó la normalización de las líneas.

M A R Z O

LUNES 02

Se inicia programación de racionamientos de energía equivalente al 3 % de la demanda. (Ver Cap 2)

MIÉRCOLES 04

En la S/E Caño Limón La OXY conecta 4 unidades de 8 MW c/u al S.I.N., siendo esta una de las primeras acciones para aliviar el problema de racionamiento.

JUEVES 05 - HORA 13:49

Disparo de la línea Palos-Tasajero con 80 MW por falla trifásica a tierra. En revisión de la línea se encontraron las torres 114 y 115 dinamitadas. La generación de Termotasajero quedó limitada a un promedio de 86.79 MW alimentando la zona de la CENS. La línea se normalizó el 12 de Abril a las 12:20 horas.

DOMINGO 08 - HORA 05:05

Disparo del Gr.6 de San Carlos con 20 MW por desprendimiento de aspa del ventilador del rotor, ocasionando la operación de la protección diferencial de la unidad y causando daños en 15 bobinas.

VIERNES 13 HORA

El anillo a 230 kV del S.I.N. quedó abierto en Barranca al producirse explosión del interruptor S40 en esta S/E. el cto. Barranca-Malena fue abierto para regular nivel de tensión de Malena. Entre las 23 y las 24 se observaron altos niveles de tensión en las S/E's Palos, Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón debido a la apertura del anillo a 230 kV en Barranca

A B R I L

MIÉRCOLES 01 - Hora 20:06

Quedó indisponible la línea Chinú - Sabanalarga y en revisión se encontró cable arrojado a la línea. Fué normalizada el 02 de Abril a las 10:36

MARTES 07 - Hora 15:46 a 15:59

Durante este periodo se presentó alta demanda en el sistema, luego de normalizar los esquemas de racionamiento, el valor mínimo de frecuencia presentado fue de 59.48 Hz presentandose la siguiente eyección de carga : CVC 3.9 MW y Cedelca 1 MW.

MARTES 14 - Hora 11:36

Disparo de la segunda etapa de Guatapé con 250 MW por cierre intempestivo de la válvula mariposa. La frecuencia bajó a 59.27 Hz, reportándose la siguiente eyección de carga : EPM 7.3 MW, CVC 6.2 MW y Cedelca 1.2 MW.

VIERNES 17

Debido a la alta cuota de racionamiento del sistema se presentaron altas tensiones en el sistema y para regularla fue necesario abrir los siguientes circuitos : San Carlos - Esmeralda, Ancón Sur - Esmeralda 1, Torca - Chivor 1 y Esmeralda - Yumbo 1.

SABADO 25 - Hora 17:00

La frecuencia bajó a 59.46 Hz debido al disparo de la línea San Carlos - Cerromatoso por falla a tierra en la fase A. Los sistemas reportaron la siguiente eyección de carga : EEB 28 MW, EPM 28 MW, CVC 3 MW y Cedelca 2 MW.

M A Y O

VIERNES 08 - HORA 13:42

Disparo de la línea Paipa-Florida en Florida con 109 MW por falla a tierra en la fase A. El área de Nordeste quedó aislada del S.I.N. por encontrarse abierta la línea Barranca-Jaguas en Barranca (mtto en s/e Barranca).

En el área de Nordeste se presentaron altas tensiones alcanzando un valor el 268 kV en caño limón por lo cual se procedió a abrir la línea Palos - Samoré - caño limón con el fin de regularlas. A las 14:01 se sincronizó el área Nordeste con el S.I.N. en s/e Florida.

MARTES 12 - HORA - 23:00

Disparo de la línea Zulia-La Fria con 46 MW por rotura de conductor en s/e la Fria. La carga que alimenta cadafe quedo atendida por el S.I.N. desde las 23:19 hasta el día siguiente a las 12:33, hora en la cual se normalizó la línea.

LUNES 25 - HORA 11:30

Disparo en Palos de la línea a Tasajero con 100 MW por oscilación de potencia. en Tasajero se abrió manualmente. La unidad de Termotasajero se disparo por sobrevelocidad con 150 MW y quedo fuera de servicio hasta el día 26 de Mayo a las 07:05. A la misma hora se presentó el disparo de los circuitos Palos-Bucaramanga con 90 MW por oscilación de potencia, y del transformador N-2 115/34.5 kV en la subestación Bucaramanga, con 15 MW por actuación de la protección sobrecorriente.

JUNIO

JUEVES 04 - HORA 14:11

Disparo del trafo 03 de Circo 230/115 kV con 100 MW al presentarse falla en buje del lado de 230 kV en la fase C. El transformador quedó indisponible hasta el día 06 de junio a las 23:15 horas.

VIERNES 05 - HORA 9:21

Se presentó explosión del CT de la fase C del tramo 3 corte C de la S/E San Carlos 230 kV causando el disparo de todos los interruptores asociados a la barra sur de la subestación y, por lo tanto, de los grupos 3 y 4 de San Carlos con un total de 260 MW, bajando la frecuencia a 59.47 Hertz. Ningún sistema reportó eyección automática de carga. Reguló San Carlos con el AGC.

SABADO 13 - HORA 12:59

Estando abiertos por mantenimiento los circuitos 1 y 2 Chivor-Paipa se presentó disparo del circuito Jaguas-Barranca con 181 MW por falla a tierra en la fase B, quedando aislada del S.I.N. el área del Nordeste. La frecuencia del Sistema bajó a 59.49 Hertz. Ningún socio reportó eyección automática de carga. En Nordeste, por sobrevelocidad, se dispararon los grupos 2 de Paipa con 66 MW, 3 de Paipa con 62 MW y 3 de Barranca con 57 MW. Reguló Chivor con AGC.

MARTES 30 - HORA 14:02

Indisponible por atentado dinamitero sobre la torre 43 la línea Palos - Caño Limón. Se normalizó el 06 de Junio a las 18:02

JULIO

MIERCOLES 01 - HORA 23:23

Con el desprendimiento de una cadena de aisladores en la torre 115 de emergencia, quedo indisponible hasta el Viernes 03 a las 19:35 horas la línea Palos - Tasajero, permaneciendo el área de la CENS aislada y alimentada por T/tasajero. La planta quedó limitada durante este período a 80MW

SABADO 11 - HORA 17:43

Disparo en ambos extremos de los circuitos 1 y 2 San Carlos -

Ancón Sur con 70 MW cada uno y disparo en ambos extremos del circuito N-2 Ancon ISA - EPM con 20 MW por operación de la protección diferencial hilo piloto, este circuito se normalizó a las 18:12 horas. En revisión efectuada a la línea San Carlos - Ancón se encontró derribada la torre de retención N-58.

Los circuitos se normalizaron el 30 de Julio a las 14:30 horas luego de realizar cambio de torre.

JUEVES 16- HORA 17:37

Se presentó disparo en ambos extremos de los circuitos 1 y 2 Santa Marta-Fundación con 120 MW cada uno. Las áreas de Santa Marta y Guajira quedaron aisladas del S.I.N. pero alimentadas por las unidades de T/guajira. La frecuencia bajó a 59.39 Hz y se reportó la siguiente eyección automática de carga (MW) : EPM 36, CVC 5, CHEC 6, NORDESTE 3.4 y CORELCA 10. Los circuitos fueron normalizados a las 17:50 horas. Reguló San Carlos.

JUEVES 23 - HORA 18:42

Disparo del cto.1 Betania-San Bernardino con 120 MW por falla trifásica a tierra. Al tratar de normalizar el cto. desde Betania a las 08:56 se presentó disparo del otro circuito con 245 MW, quedando aislada el área de Betania-Neiva del S.I.N. y alimentada por el Gr.1 de Betania (el Gr.2 presentó disparo por sobrevelocidad). En el área central bajó la frecuencia a 59.39 Hz causando eyección de carga así: EPM 39.36MW, Cedelca 1.7MW, CVC 8.2 MW.

En revisión del cto. se encontró cable de la fase A reventado en la torre 252. El cto.2 fue normalizado a las 19:41 horas y el cto.1 fue normalizado el 27 de Julio a las 18:37 horas

MARTES 28 - HORA 21:47

Baja la frecuencia a 59.49 Hz por disparo del gr.2 de Guajira con 140 MW por rotura de caldera. Se presentó eyección automática de carga, así: EEB 60 MW, EPM 40 MW, CVC 13 MW, Chec 9 MW, Nordeste 2 MW, Cedelca 2 MW. Regulaba San Carlos con AGC

AGOSTO

MIERCOLES 12 - HORA 11:57

Disparo de los circuitos San Bernardino-Juanchito con 170 MW y San Bernardino-Yumbo con 168 MW por caída de árbol sobre la línea, ocasionando el disparo de la unidad N-1 de Betania con 167 MW y el rechazo de las unidades 2 y 3 con un total de 284 MW. La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.20 Hz, los sistemas reportaron la siguiente eyección automática de carga MW : Corelca 41.2, Chec 2 y EEB 46.67. Regularon Chivor y San Carlos. Las áreas de Neiva, Huila y Caquetá quedaron conectadas a la central de Betania y aisladas del SIN hasta las 12:09. El área de Cedelca/Cedena quedó aislada y alimentada sólo por Rio Mayo y Florida debido a la desconexión manual del transformador 230/115 kV entre las 11:59 y las 12:04, ante fuerte oscilación de potencia. La línea San Bernardino-Yumbo se normalizó a las 12:09 y la línea San Bernardino Juanchito se normalizó a las 16:42.

SABADO 15 - HORA 15:02

Se presenta apagón en los departamentos de Caldas, Quindio y

Risaralda debido al disparo del transformador de S/E La Enea con 50 MVA y transformadores 1 y 2 de S/E Esmeralda con 68 MVA cada uno por operación de la protección buchholz al presentarse un movimiento telúrico en la zona occidental de Colombia. Adicionalmente se produjo el disparo de los transformadores 1 y 2 de S/E Yumbo con 57 MVA cada uno.

La frecuencia registró un valor máximo de de 60.35 Hz, siendo regulada por San Carlos con AGC.

A las 15:08 se normalizó la zona de Caldas y a las 15:19 los departamentos de Quindío y Risaralda.

JUEVES 20 - HORAS 20:05

Disparo de la unidad N-3 de Chivor con 125 MW. La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.46 Hz siendo regulada por Chivor con el AGC. Los socios reportaron la siguiente eyección de carga (MW): EPM 19, CVC 7 y Nordeste 1.8.

VIERNES 21 - HORA 14:56

Disparo del Cto.4 San Carlos-Casa Máquinas con 300 MW por falla a tierra en la fase C, quedando las unidades 7 y 8 girando en vacío. La frecuencia en el S.I.N. bajó a 59.35 Hz. Los socios reportaron la siguiente eyección de carga (MW): EEB 48.56, EPM 41, CVC 4.6, CHEC 6, Nordeste 1.6, Corelca 30 y Cedelca 1.6. Reguló Chivor con el AGC. A las 15:19 quedaron reconectadas las unidades.

LUNES 24 - HORA 05:09

Disparo de la unidad de T/tasajero con 150 MW por falla en servicios auxiliares. La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.47 Hz siendo regulada por Chivor con el AGC y se presentó la siguiente eyección automática de carga (MW) : EEB 24, EEPMM 23, CVC 12 y Nordeste 1. La unidad quedó sincronizada con el SIN a las 07:21 horas.

LUNES 24 - HORA 08:18

Se presentó rechazo de carga en los grupos 2 y 7 de San Carlos con 190 MW. La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.50 Hz siendo regulada por Chivor con el AGC. Se presentó la siguiente eyección automática de carga (MW):EPM 26.3,Nord 2, CVC 5 y Chec 6.

LUNES 24 - HORA 19:35

Disparo de la unidad N-3 de Chivor con 125 MW por falla en la excitación, en momentos en que EEB normalizaba racionamiento, alcanzando la frecuencia un valor mínimo de 59.48 Hz al agotarse la reserva de AGC de Chivor. Los sistemas EEPMM, Betania y CVC subieron generación desviándose de sus programas. Se reportó la siguiente eyección automática de carga (MW) : EEB 25, EPM 17 CVC 12.2, CHEC 9 y Cedelca 3. La unidad quedó sincronizada con el S.I.N el día 25 de Agosto a las 21:00 horas.

MIÉRCOLES 26 - HORA 19:21

Disparo de los circuitos 1 y 2 Sabana-Soledad a 230 kV por explosión de interruptor del Cto. 1 en la S/E Soledad quedando aislada el área de Barranquilla del SIN. Por sobrevelocidad se dispararon los grupos 1,2,3 y 4 de La Unión con 50 MW y unidades 1,3,4 y 5 de T/barranquilla con 175 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59.50 Hz reportando el sistema EEB una eyección de 14 MW. Reguló Chivor con el AGC.

VIERNES 28 - HORA 02:26

Se presenta apagón en los departamentos de Huila y Caquetá al presentarse en S/E San Bernardino la explosión del CT de la fase B del circuito 1 a Betania y el disparo del circuito 2 San Bernardino Betania en Betania, originándose el disparo de las unidades 1 y 2 de Betania con 137 MW cada una por sobrevelocidad.

La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.05 Hz, siendo regulada por Chivor y San Carlos. Los sistemas reportaron la siguiente eyección automática de carga (MW): EEB 40, EPM 21, Corelca 60, CVC 30.5, Nordeste 2 y Cedelca 9. El circuito N-2 Betania - San Bernardino se normalizó a las 04:28 horas y las unidades se sincronizaron con el SIN a las 04:51 horas. El circuito N-2 Betania-San Bernardino se normalizó a las 22:05 horas después de restituir el CT explotado en S/E San Bernardino.

SABADO 29 - HORA 16:39

Disparo de la unidad N-2 de T/Guajira con 160 MW por falla en control regulador de la turbina. La frecuencia bajó a 59.47 Hz, siendo regulada por Chivor con el AGC. Los socios reportaron la siguiente eyección automática de carga (MW) : EPM 19, CVC 6, Chec 6. La unidad se sincronizó con el SIN a las 20:22 horas.

S E P T I E M B R E

MIÉRCOLES 02 - Hora 16:10

La frecuencia del S.I.N. subió a 60.31 Hz por el disparo del transformador 230/115 kV de la S/E San Bernardino con 98 MW por descarga atmosférica, ocasionando apagón en los departamentos de Cauca y Nariño. Reguló Chivor con el AGC. El transformador se normalizó a las 16:15 horas.

MIÉRCOLES 16 - Hora 00:54

La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.46 Hz por disparo de las unidades 1, 2 y 3 de la central Guadalupe IV con 202 MW por falsa alarma cierre válvula mariposa. Los socios reportaron la siguiente eyección automática de carga MW: EEB 28, EEPMM 5.1, CVC 2.5, CHEC 3 y NORDESTE 1. Reguló San Carlos con el AGC. La central Guadalupe IV quedó normalizada a las 01:22 horas. Reguló San Carlos con AGC.

LUNES 21 - Hora 04:27

La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.35 Hz debido al disparo de las unidades 1,2 y 3 de Guadalupe IV con 201 MW por cierre intempestivo de la válvula mariposa. Fue necesario disminuir 80 MW en la cadena Guadalupe - Troneras. La frecuencia fue regulada por Chivor con el AGC. Se reportó la siguiente eyección automática de carga : EEB 25 MW, EPM 17 MW, CVC 5 MW, CORELCA 35 MW y NORDESTE 7 MW.

LUNES 21 - Hora 10:19

La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.42 Hz debido al disparo de las unidades 1, 2 y 3 de Guadalupe IV con 201 MW por cierre intempestivo de la válvula mariposa. Fue necesario disminuir 80 MW en la cadena Guadalupe- Troneras. La frecuencia fue regulada por Chivor con el AGC. Se reportó la siguiente eyección automática de carga MW : EEB 30, EPM 4, CVC 5, NORDESTE 2 MW y CHEC 1.6 MW.

MARTES 22 - Hora 14:32

La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.47 Hz debido al disparo de las unidades 1, 2 y 3 de Guadalupe IV con 201 MW por cierre intempestivo de la válvula mariposa. Fue necesario disminuir 80 MW en la cadena Guadalupe- Troneras. La frecuencia fue regulada por Chivor con el AGC. Se reportó la siguiente eyección automática de carga MW : EEB 36, EPM 10, CVC 5, CHEC 2, NORDESTE 2 y CEDELCA 2.

A las 18:10 la frecuencia del S.I.N. bajó a 59.51 Hz debido al disparo de las unidades 1, 2 y 3 de Guadalupe IV con 200 MW por cierre intempestivo de la válvula mariposa. Fue necesario disminuir 80 MW en la cadena Guadalupe - Troneras. La frecuencia fue regulada por Chivor con el AGC.

MIERCOLES 30 - Hora 06:16

La frecuencia bajó a 59.48 Hz debido al rechazo de carga de la unidad N-5 de San Carlos con 130 MW por falsa alarma en el sensor de temperatura del estator fase A. Reguló San Carlos con el AGC. No se reportó eyección automática de carga en el S.I.N.

MIERCOLES 30 - Hora 06:33

La frecuencia bajó a 59.48 Hz debido al rechazo de carga de la unidad N-5 de San Carlos con 145 MW por falsa alarma en el sensor de temperatura del estator fase A. Reguló San Carlos con el AGC. Se reportó la siguiente eyección de carga: EEPPM 27 MW, CVC 4 MW.

OCTUBRE

DOMINGO 04 - Hora 16:30

A la unidad N-3 de la central Betania se le realizó rechazo de carga con 168 MW por pruebas en el regulador de velocidad, abriéndose manualmente el interruptor. La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.65 Hz siendo regulada por Chivor con el AGC.

MARTES 06 - Hora 15:55

Se presentó disparo del anillo de 34.5 kV del área de Cali por falla a tierra en S/E Juanchito, ocasionando pérdida de carga de 95 MW. La frecuencia en el S.I.N. subió a 60.30 Hz siendo regulada por Chivor con el AGC. La carga se normalizó completamente a las 16:58 horas.

LUNES 19 - Hora 00:00

El tramo Malena-Barranca de la línea Jaguas-Barranca quedó indisponible por caída de la torre 91, por vendaval. Se normalizó el 24 de Octubre a las 12:37

JUEVES 22 - Hora 18:40

Disparo en ambos extremos del circuito Paipa - Bucaramanga con 120 MW por falla a tierra fase A. El sistema Nordeste quedó aislado del S.I.N. (la línea Malena - Barranca se encontraba indisponible). El sistema OXY presentó una eyección automática de su carga de 15MW. La frecuencia del sistema interconectado bajó a 59.77 Hz, siendo regulada por Chivor con el AGC. A las 18:56 horas se normalizó la línea Paipa-Bucaramanga integrándose así nuevamente el sistema Nordeste a la red de interconexión.

VIERNES 23 - Hora 16:52

Se disparó en ambos extremos el circuito Los Palos - Tasajero con 100 MW por falla monofásica fase C a 65 Km de la S/E Palos. La unidad de T/tasajero estaba generando 150 MW y no pudo autoregular la carga, disparándose por sobrevelocidad. La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.65 HZ, siendo regulada por San Carlos con AGC. El circuito Palos - Tasajero quedó indisponible, y por tanto aislado el subsistema CENS de la red de interconexión. La demanda de esta área permaneció desatendida hasta las 19:40 que se reconectó la unidad de T/tasajero. En revisión se encontró la torre 128 dinamitada. El circuito se normalizó el 07 de Noviembre a las 20:56

SABADO 24 - Hora 07:58

Disparo de las unidades 1, 2 y 3 de la central Alto Anchicayá con un total de 90 MW por sobrevelocidad al producirse el disparo en ambos extremos de los circuitos Alto Anchicayá-Yumbo y Alto Anchicayá- Pance por falla trifásica a tierra. La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.70 Hz, siendo regulada por San Carlos con el AGC. En revisión efectuada se encontró dinamitada la torre N-17, la cual soporta estos dos circuitos. A las 14:59 horas se reconectó el circuito Alto Anchicayá - Pance a través de la misma torre averiada permitiendo nuevamente integrar la central Alto Anchicayá a la Red de Interconexión con una disponibilidad máxima de 300MW. El circuito Alto-Yumbo quedó indisponible.

NOVIEMBRE

LUNES 02 - Hora 16:36

La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.46 Hz al dispararse los grupos 5, 6 y 8 de Guatapé accidentalmente cuando se realizaba inspección de las protecciones de la válvula mariposa. Fue reportada la siguiente eyección automática de carga: EEB 36.4 MW, EPM 35 MW, CVC 7 MW, CHEC 7.3 MW y Nordeste 1.5 MW. Regulo Chivor con AGC.

MARTES 03 - Hora 19:35 a 20:15

Se presentó deterioro del nivel de tensiones en las áreas de Chivor, EEB y CVC debido al poco margen de regulación del S.I.N. en el momento de conexión de carga racionada. No obstante lo anterior, en el área de Palos-Caño Limón se presentaron altas tensiones en el mismo periodo por la alta cuota de racionamiento de Nordeste. La evolución de las tensiones fue la siguiente: En el área Nordeste las tensiones máximas se presentaron a las 19:35 horas Palos 248 kV Caño Limón 252 kV y en el área Chivor, EEB y CVC las tensiones mínimas que se registraron fueron Juanchito 204 kV, Pance 203 kV, Yumbo 201 kV, Esmeralda 203 kV, La Mesa 202 kV, Balsillas 201 kV y Torca 203 kV a las 20:05 horas. Para mejorar el perfil de tensiones del S.I.N se entró a operación la unidad N-3 de Betania, Chivor se encontraba generando copado

Así mismo, la frecuencia del SIN también estuvo por debajo del rango normal de operación, registrándose un valor mínimo de 59.46 Hz a las 20:08. ISA no contaba con margen de generación suficiente para regular los 1249 MW que se estaban restableciendo en ese momento, por parte de EEB, CORELCA, NORDESTE, CVC, y CHEC.

MIERCOLES 11 - Hora 00:00

Se entregó en explotación comercial para el S.I.N. la central térmica de Gualanday con una disponibilidad de 30 MW, propiedad de Ecopetrol y situada en el Departamento del Tolima.

Esta central entró por primera vez a pruebas el 05 de Noviembre a las 10:00.

VIERNES 13 - Hora 16:02

La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.49 Hz debido al disparo de T/Guajira 1 y 2 con 320 MW por sobrevelocidad al dispararse los ctos. 1 y 2 Sta Marta-Fundación por descarga atmosférica. Se reportó la siguiente eyección (MW): EEB 3, EPM 14 y Nordeste 16 Reguló San Carlos con AGC.

VIERNES 13 - Hora 16:44

La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.66 debido al disparo de la Central T/Tasajero con 150 MW por sobrevelocidad al dispararse la línea Palos-Tasajero por falla a tierra entre fases A y C. Se encontró derribada la torre 158. Reguló San Carlos con AGC.

MARTES 17 - Hora 17:49

Fue cerrada la línea de Interconexión con Venezuela : Cuestecitas-Cuatricentenario. Posteriormente, a las 18:38 horas, presentó disparo por actuación del relé de potencia inversa. Desde las 21:13 quedó conectada radialmente la carga de la Subestación Cuestecitas desde Cuatricentenario en Venezuela. (aproximadamente 35MW). Los ctos. Cuestecitas-Guajira quedaron abiertos.

VIERNES 20 - Hora 20:37

Disparo de la línea Palos-Caño Limón por derribo de las torres 14-0, 14-1 y 15 dinamitadas. La torre 14-0 lleva también la línea Palos-Tasajero. Posteriormente se encontraron dinamitadas las torres 40, 41 y 42. La línea permaneció indisponible hasta el 14 de Diciembre a las 17:30 horas, durante todo este período las cargas asociadas a esta línea quedaron desatendidas.

LUNES 23 Hora: de 19:35 a 20:40

Durante el período de 19:35 A 20:40 se registró deterioro en el perfil de tensiones y baja frecuencia en el S.I.N al presentarse déficit de potencia. En la central San Carlos se encontraban indisponibles las unidades 3 y 4 debido a la explosión del CT de la fase A del tramo 3 corte C ocurrida el día 22 de Noviembre a las 00:30 horas. Fue necesario entrar la unidad N-2 de Betania entre las 19:51 y las 21:13 horas y se incrementó la generación del Alto Anchicaya hasta su valor máximo. Antes de iniciarse el período 19 se había comunicado a los socios las precarias condiciones que se esperaban para el período de punta dos y se pedía cumplir el programa de intercambios y coordinar con el CCN la reconexión de carga racionada para evitar deterioro de la regulación de frecuencia. EEB normalizó aproximadamente 900 MW de su demanda racionada, dicha reconexión fue realizada en tres etapas iguales de carga: a las 19:20, 19:25 y 19:30 horas.

La unidad N-4 de San Carlos entró a las 19:54 y a las 19:56 se disparó con 50 MW por corto circuito en una bornera de corriente en la S/E de 230 kV.

La unidad N-3 entró a las 20:18 y quedó con 10 MW hasta las 20:31. A las 20:33 nuevamente quedó en operación la unidad N-4. La frecuencia del S.I.N. estuvo por debajo del rango normal de operación de 19:35 a 20:40 horas. A las 19:40, 20:02 y 20:32 se presentó eyección de carga total del sistema de 95.7 MW, 223.6 MW y 26.9 respectivamente.

La generación de la central Chivor estaba limitada debido a la indisponibilidad del circuito N-3 Chivor - Torca. Las tensiones más críticas se registraron a las 19:40 horas, siendo las siguientes : Betania 229 kV, San Bernardino 227 kV, Juanchito

217 kV, Yumbo 213 kV, Esmeralda 212 kV, La Mesa 204 kV, Balsillas 204 kV, Torca 203 kV, Circo 198 kV, Tunal 197 kV, Chivor 230 kV y San Carlos 231 kV. El área con voltajes más críticos fue EEB.

D I C I E M B R E

MARTES 01 - Hora 19:49

Disparo de las unidades de generación 1, 2 y 3 de Playas con un total de 190 MW por sobrecorriente. La frecuencia del S.I.N. bajó a 59.45Hz, siendo regulada por Chivor con el AGC. Los socios reportaron la siguiente eyección automática de carga: EEB 96MW, EPM 52 MW y CVC 13.5 MW. Las unidades de generación fueron sincronizadas con el S.I.N. a las 20:28 horas.

JUEVES 03 - De 14:38 a 15:43

Se realizaron pruebas de sincronización con Venezuela, operando en paralelo los dos países. A las 15:43 se presentó disparo de la línea Fundación-Sabana por sobrecarga (293 MW), ocasionando disparo de la línea Cuestecitas-Cuatricentenario por inversión de flujos y disparo de la unidad N-2 de T/Guajira por oscilación de potencia. La frecuencia en el sistema central bajó a 59.43Hz presentándose la siguiente eyección de carga: EEB 100 MW, EPM 38 MW, CHEC 5.4 MW, NORDESTE 2.5 MW, CORELCA 56.6MW (total 202.5 MW). A las 17:37 Cuestecitas quedó alimentada por Venezuela.

MARTES 15 - Hora 15:00

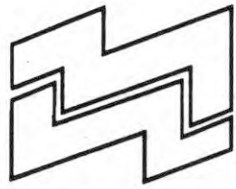
En servicio el pozo de Güepaje con una producción de 20 Millones de pies³ para una producción de aproximadamente 55 MW en la central Chinú.

MIÉRCOLES 16 Hora 19:37

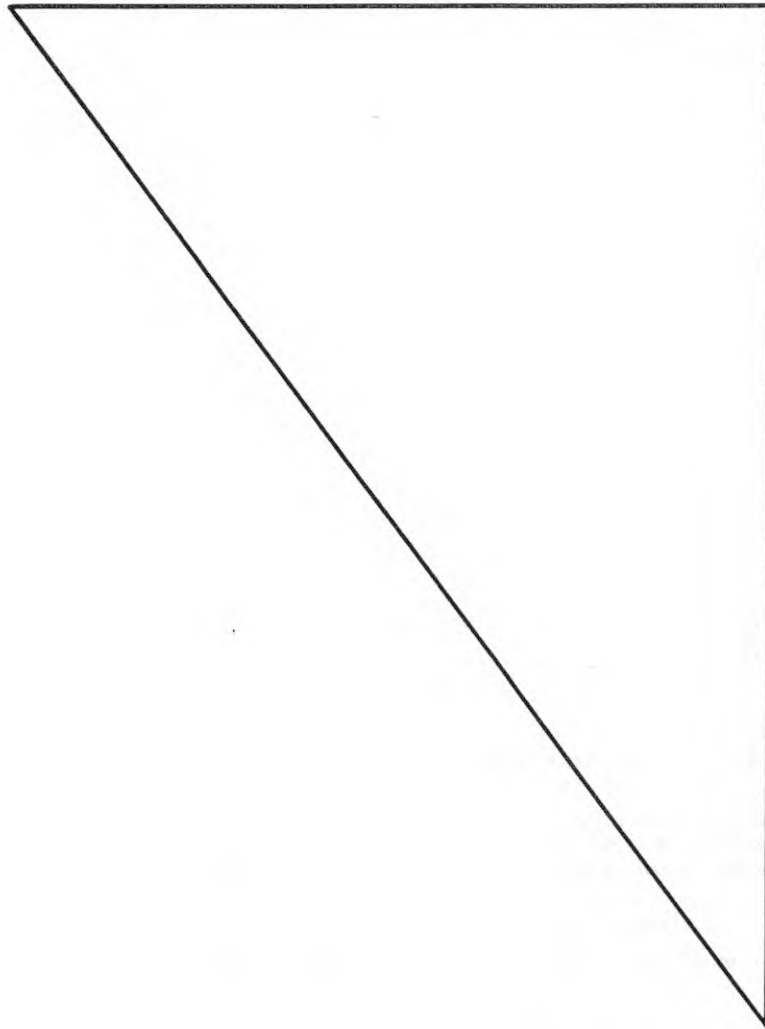
Entra en operación comercial el grupo 3 Guavio con 200 MW.

MIÉRCOLES 16 Hora 19:37

La frecuencia del S.I.N. bajo a 59.46 Hz debido al disparo del gr.3 del Guavio con 200 MW.Regulo Chivor con AGC, no se reportó eyección de carga.



EXPANSION



ANEXO 2

PLAN DE EXPANSION DE LA TRANSMISION A 230 KV Y 500 KV.

PERIODO 1993 - 1998

SUBESTACIONES / TRANSFORMADORES

AÑO	SUBESTACION / CONEXION	Tipo *	Unidad **	Empresa
1993	Ronderos (Bogotá) [1], al circuito San Carlos - Balsillas.	CAL	230	EEB
	Jamondino (Pasto) [2], al segundo circuito San Bernardino (Popayán) - Pasto.	CAL	230	ICEL
	Sobre la segunda línea a 500 kV, hacia CORELCA.	R	-372[3]	ISA
	Cerromatoso 500/110 kV.	T	150	ISA
	Comuneros (Barrancabermeja).	SA	230	ISA
	Caracolí (Cartago), a un circuito Esmeralda-Yumbo.	SA	230	CVC
1994	La Reforma (Villavicencio).	SA	230	ISA
	Cuestecitas	C	2x39	ISA
	La Hermosa (Pereira) [4]	SA	230	CHEC
	Juanchito, al circuito San Bernardino (Popayán) - Yumbo.	CAL	230	CVC
1995	Ronderos (Bogotá), al circuito Torca - La Mesa.	CAL	230	EEB
	San Marcos [5]	C	0,+3x70	ISA
	San Marcos, a los ctos. Caracolí (Cartago) - Yumbo y Esmeralda - Juanchito.	SA	230	ISA
	Mirolindo (Ibagué) [6]	SA	230	ICEL
1996	Balsillas, al circuito Ronderos (Bogotá) - La Mesa.	CAL	230	EEB
	Esmeralda - Yumbo 230 kV, circuitos 3 y 4.	CS	50%	ISA
1997	Cerromatoso 500/230 kV.	T	300 [7]	ISA
	Urabá.	SA	230	ISA
	Tuluá, al circuito Caracolí (Cartago) - San Marcos.	SA	230	CVC
1998	Chinú 500/110 kV.	T	150	ISA
	Cartago (ISA), a los circuitos Esmeralda-Caracolí (Cartago) y Esmeralda-San Marcos.	CAL	230	ISA
	Caracolí (Cartago), al circuito Cartago (ISA) - San Marcos.	CAL	230	CVC

* T - Transformador, R - Reactor, C - Compensación Estática, CS - Compensación Serie, SA - Subestación adicional sobre la red existente, CAP - Conexión adicional para plantas, CAL - Conexión adicional para empalme de líneas sobre una S/E existente.

** Voltaje (kV) para SA, CAP, CAL; (MVA) para T, R y C; porcentaje de reactancia de la línea para CS.

[1] Subestación terminal de la línea San Carlos-Bogotá, ubicada a 193.15 km de San Carlos, a 15.85 km de Torca y a 11.85 km de Balsillas.

[2] Conexión del 2º circuito San Bernardino (Popayán) - Pasto a la subestación Jamondino (Pasto).

[3] San Carlos -84 = -84 MVAR
 Cerromatoso -84 + -60 = -144 MVAR
 Chinú -84 + -60 = -144 MVAR
 Sabanalarga 0 = 0 MVAR

[4] Subestación terminal de la línea Esmeralda - La Hermosa (Pereira), la cual permitirá energizar esa línea a 230 kV.

[5] Subestación ubicada seis kilómetros al norte de la subestación Yumbo.

[6] Subestación terminal de la línea La Mesa - Mirolindo (Ibagué), la cual permitirá energizar esa línea a 230 kV.

[7] Transformación requerida para la operación de la línea Cerromatoso - Urabá a 230 kV.

PLAN DE EXPANSION DE LA TRANSMISION A 230 KV Y 500 KV.

PERIODO 1993 - 1998

LINEAS DE CONEXION DE PROYECTOS **						LINEAS DE REFUERZO A LA RED **					
AÑO	LINEA	Long. (km)	No. Cto	Volt. (kV)	EMPRE- SA	LINEA	Long. (km)	No. Ctos	Volt. (kV)	EMPRE- SA	AÑO
1993	Guavio - La Reforma (Villavicencio)	80.0[1]	1*	230	EEB	Occidente - Ancón Sur	28.4 [3]	1*	230	EPM	1993
	La Reforma (Villavicencio)- Tunal	74.0[1]	1*	230	EEB	Occidente - Envigado	27.8 [3]	1*	230	EPM	
	Guavio - Tunal	154.0[1]	1*	230	EEB	San Carlos - Cerromatoso	226.1	1	500	ISA	
	Guavio - Circo	107.0[2]	2	230	EEB	Cerromatoso - Chinú	132.0	1	500	ISA	
	La Tasajera - Barbosa	15.0	1*	230	EPM	Chinú - Sabanalarga	184.7	1	500	ISA	
	La Tasajera - Occidente	23.1	2	230	EPM	La Mesa - Mirolindo (Ibagué) [4]	85.5	2	230	ISA	
						San Mateo - El Corozo [5]	50.0	2	230	CENS [6]	
1994						Jamondino (Pasto) - Tumaco [4]	210.0	1	230	ICEL	1994
						San Carlos - Comuneros (Barranc	176.0	1	230	ISA	
						Cerromatoso - Urrá I [7]	84.0	1	230	ISA	
						Urrá I - Urabá [7]	49.5	1	230	ISA	
						Palos (B/manga) - Ocaña - San					
						Mateo (Cúcuta). [8]	222.0	1	230	ICEL	
						Cuestecitas - Valledupar	110.0	1	230	CCA	
1995						B/quilla - (S/larga-Soledad)	16.3	2	230	CCA	1995
						Sabanalarga - Fundación	92.6	1	230	CCA	
1996						Jamondino (Pasto) - Moccoa [4]	95.0	1	230	ICEL	1996
						Betania - Mirolindo (Ibagué)	204.5	1	230	ISA	
1997										1997	
1998						San Carlos - Cartago (ISA) [9]	218.0	1	500	ISA	1998
						Cartago (ISA) - San Marcos [9]	161.0	1	500	ISA	

* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito.

** Cada circuito de cada línea requiere 2 módulos de conexión en las S/E extremas respectivas.

[1] El tramo Guavio - Usme, doble circuito, de 144 km se diseña para conversión futura a un circuito de 500 kV, pasando por Villavicencio. En el año 1993 se construye la línea Guavio - Tunal, doble circuito, para conformar las líneas Guavio - Tunal, 1C, 154 km, Guavio - Villavicencio, 1C, 80 km y Villavicencio - Tunal, 1C, 74 km.

[2] Un primer tramo de 60.8 km entre Guavio y Guasca se diseña para conversión futura a un circuito de 500 kV. Del tramo restante se construyen 23.2 km y se utilizan 23 km de las actuales líneas Torca-Circo y Chivor-Circo.

[3] Los primeros 17.4 km medidos desde la S/E Occidente corresponden a una configuración en doble circuito.

[4] Operará inicialmente a 115 kV.

[5] Interconexión Colombia - Venezuela por Cúcuta. El tramo colombiano tiene 10 km. y el tramo venezolano 40 km.

[6] CENS: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A.

[7] Entra en operación en 1994 como parte del refuerzo Cerromatoso - Urabá, energizada a 115 kV. En 1997 se energizará a 230 kV, al entrar en operación el transformador de Cerromatoso 500/230 kV.

[8] El circuito sigue la ruta B/manga - Villacaro - Cúcuta de 164 km y se desvía configurando Villacaro - Ocaña - Villacaro con una longitud de 58 km.

[9] Línea San Carlos - Cartago - San Marcos, 500 kV, 1C, (energizada a 230 kV).

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION

PERIODO 1993 - 1994

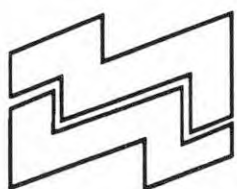
CENTRALES EN CONSTRUCCION Y RECUPERACION.

AÑO	CENTRALES	CLASE (1)	CAPACIDAD INST.(MW)	ESTADO (2)	(DEPTO)	OBSERVACIONES
1993	Guavio	H	1000.0	C	Cundinamarca	Actualmente opera con 3 unidades
	Rio Grande II (La Tasajera)	H	300.0	C	Antioquia	3 unidades de 100 MW c/u
	Rio Grande II (Niquia)	H	22.5	C	Antioquia	Julio de 1993
	Zipa II	T	37.5		Cundinamarca	Recuperación
	Zulia	T	10.0		Norte de Santan	Recuperación
	Rio Mar1	T	10.8		Atlántico	Recuperación
	Zipa 5	T	66.0		Cundinamarca	Recuperación (ISA)
	Tabor (Buenaventura)	T	50.0		Valle del Cauca	Compra de Energía (ISA)
	Rio 6 y 8	T	23.0		Atlántico	Recuperación
	Mamonal	T	90.0	C	Bolivar	Generación privada
	Valle 1	T	30.0		Valle del Cauca	Ecopetrol
	Ocoa	T	30.0		Meta	Ecopetrol
	Barranquilla 6	T	15.0		Atlántico	Recuperación
	Chinu 7	T	33.0		Cordoba	Recuperación
	Gualanday (Fase 2)	T	15.0		Tolima	Ecopetrol
1994	Calderas	H	11.0		Antioquia	
	Zipa I	T	33.0		Cundinamarca	Recuperación
	Salto3	H	11.0		Cundinamarca	Recuperación
	Salto4	H	11.0		Cundinamarca	Recuperación
	Salto5	H	11.0		Cundinamarca	Recuperación
	Rio9	T	15.0		Atlántico	Recuperación
	Chinu3 (Elect. Cordoba)	T	11.0		Cordoba	Recuperación
	Palenque 5	T	20.0		Santander	Traslado a Barranca

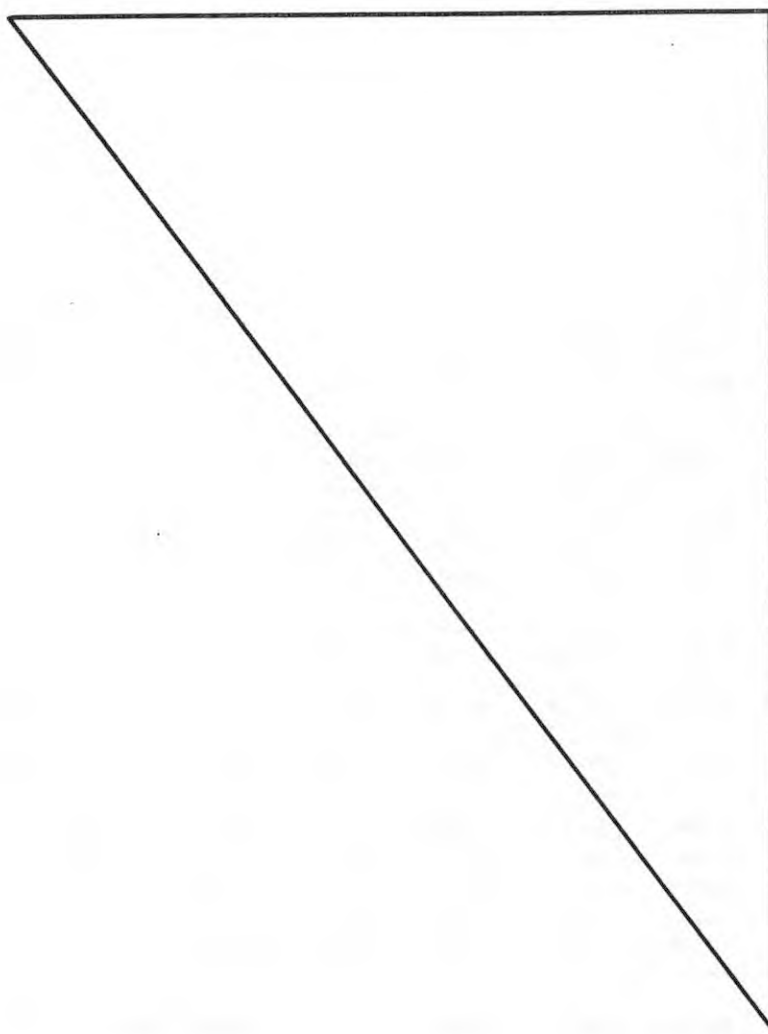
(1) H - Central Hidráulica

(1) T - Central Térmica

(3) C - Construcción.



CARACTERISTICAS S.I.N



ANEXO 3

PRINCIPALES EMBALSES

1992

PROPIETARIO	NOMBRE	CAPACIDAD (Mm3)				GWh		FACT.CONV.
		MAXIMO	MUERTO	UTIL	FISICO	NETO (4)	BRUTO	(GWh/Mm3)
E E B	AGREGADO	908.40	20.40	888.00	190.03	2924.49	3720.72	4.1900 (1)
	TOMINE	704.70	14.70	690.00	147.66	2272.40	2891.10	4.1900
	SISGA	101.00	5.00	96.00	20.54	316.16	402.24	4.1900
	NEUSA	102.70	0.70	102.00	21.83	335.92	427.38	4.1900
	MUÑA	42.40	1.00	41.40	20.95	85.69	173.47	4.1900 (1)
	CHUZA	247.00	23.00	224.00	120.51	433.61	938.56	4.1900 (1)
	GUAVIO	903.00	147.00	756.00	0.00	1949.04	1949.04	2.5781
	TOTAL	2100.80	191.40	1909.40	331.49	5392.84	6781.79	
E P M	EL PEÑOL	1236.29	67.35	1168.94	70.14	4121.83	4384.93	3.7512 (2)
	MIRAFLORES	144.92	8.80	101.04	3.44	232.01	240.17	2.3770 (3)
	TRONERAS	35.39	9.44	25.95	0.26	61.07	61.68	2.3770
	PLAYAS	77.59	22.50	55.09	41.87	24.28	101.16	1.8362 (2)
	TOTAL	1494.19	108.09	1351.02	115.70	4439.18	4787.94	
C V C	A.ANCHICAYA	45.00	14.90	30.10	0.33	34.40	34.78	1.1556
	CALIMA	581.00	143.50	437.50	120.31	156.83	216.32	0.4944
	SALVAJINA	908.63	177.31	731.32	175.52	142.50	187.50	0.2564
	TOTAL	1534.63	335.71	1198.92	296.16	333.73	438.60	
I C L	PRADO	1270.00	770.00	500.00	82.50	47.98	57.46	0.1149
C H B	BETANIA	1974.34	954.34	1020.00	0.00	165.95	165.95	0.1627
I S A	ESMERALDA	758.02	165.02	593.00	0.00	1049.14	1049.14	1.7692
	PUNCHINA	74.62	24.02	50.60	19.23	43.78	70.61	1.3953
	SAN LORENZO	208.00	57.68	150.32	0.00	369.09	369.09	2.4554 (2)
	TOTAL	832.64	189.04	793.92	19.23	1462.01	1488.84	
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO				6773.26	845.08	11841.69	13720.58	

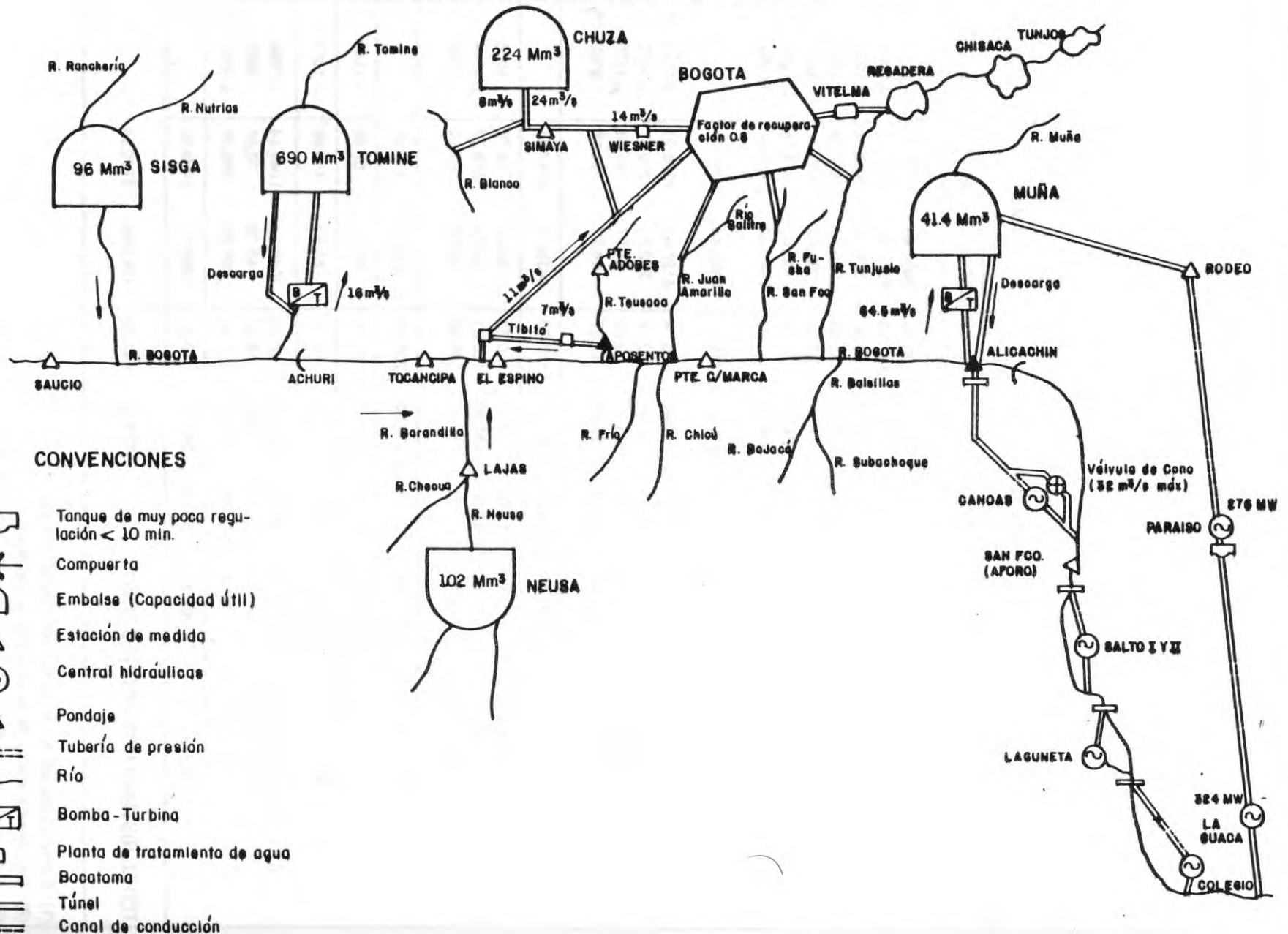
(1) : Factor ponderado entre las dos cadenas hidráulicas

(2) : Considera el efecto de las centrales aguas abajo.

(3) : Nivel máximo útil restringido por construcción galería de drenaje

(4) : Nivel Util menos Nivel Físico

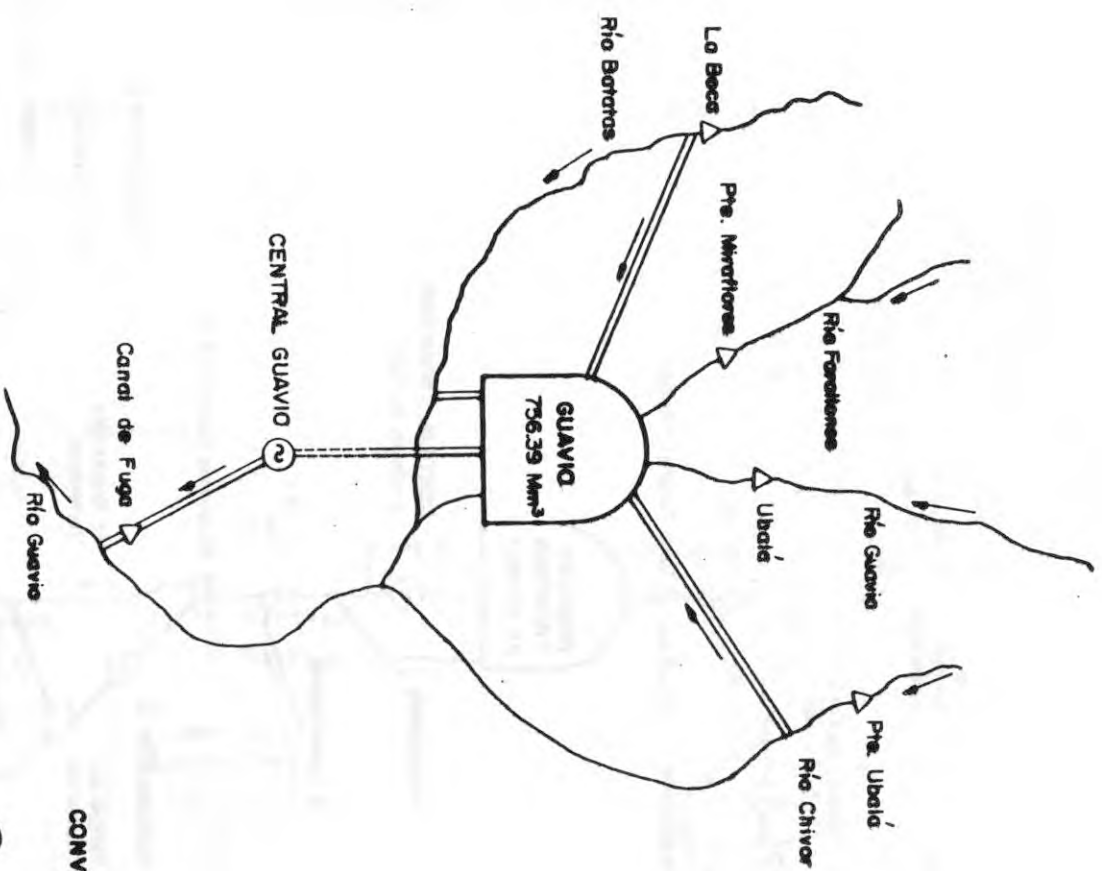
ESQUEMA HIDRAULICO RIO BOGOTA









CONVENCIONES

-  Tanque de muy poca regulación < 10 min.
-  Compuerta
-  Embalse (Capacidad útil)
-  Estación de medida
-  Central hidráulica
-  Pundaje
-  Tubería de presión
-  Río
-  Bomba-Turbina
-  Planta de tratamiento de agua
-  Bocatoma
-  Túnel
-  Canal de conducción

ESQUEMA HIDRAULICO GUAVIO

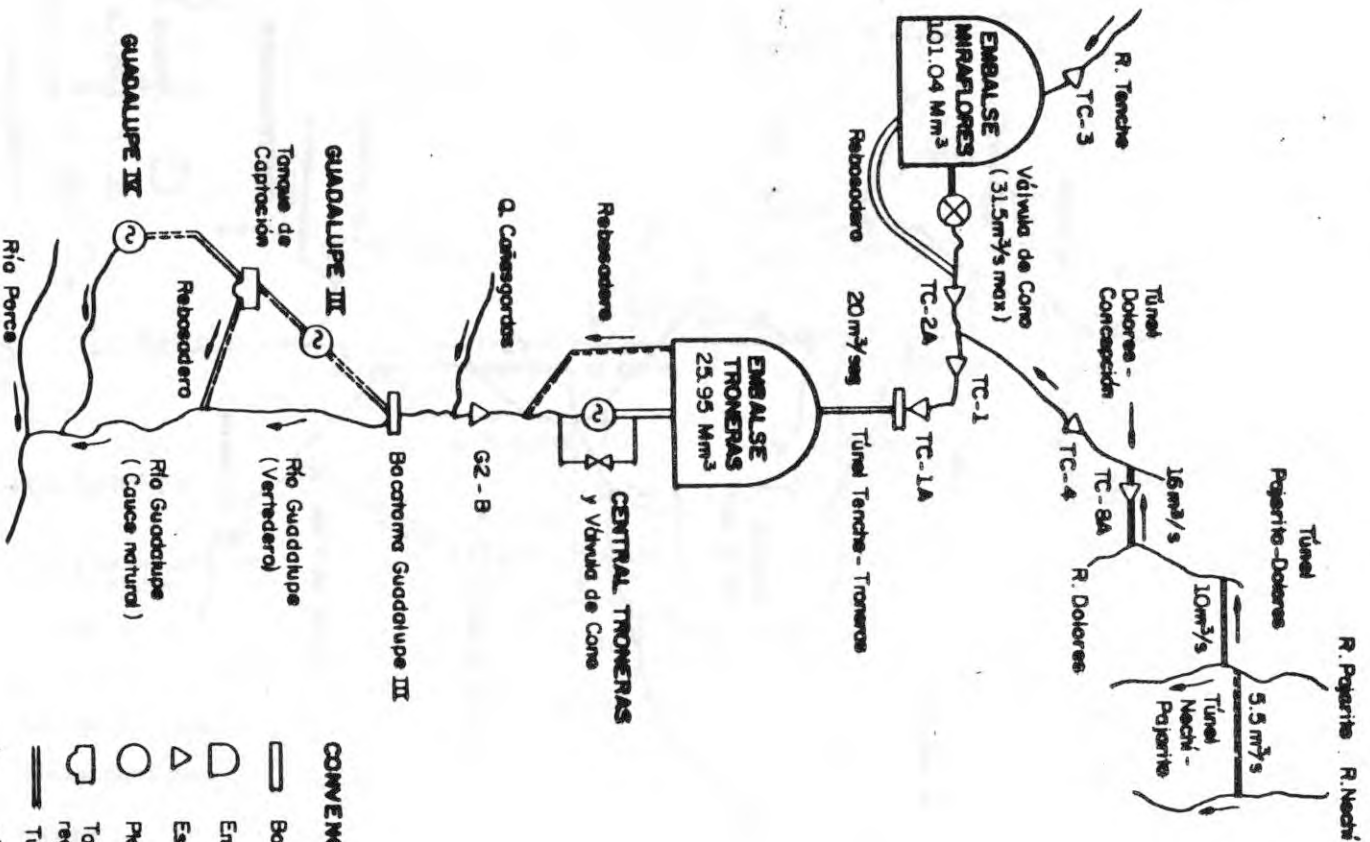


CONVENCIONES








-  Embalse (Capacidad útil)
-  Estación de medida
-  Plantas hidráulicas
-  Túnel
-  Río
-  Tubería de presión

ESQUEMA HIDRAULICO EPM

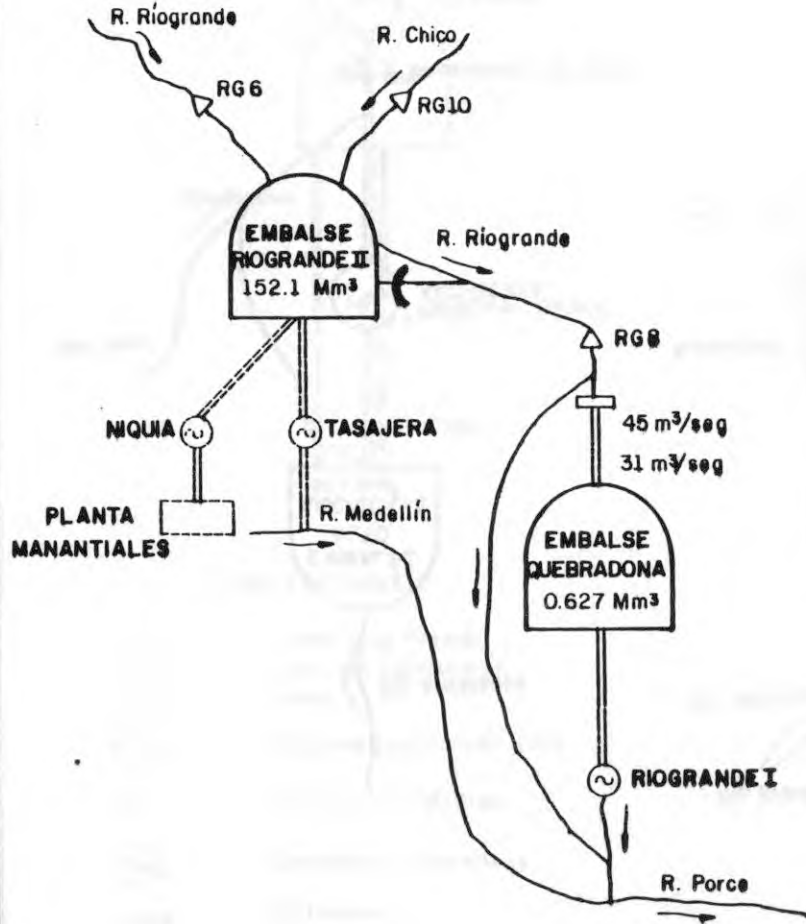
SISTEMA GUADALUPE - TRONERAS



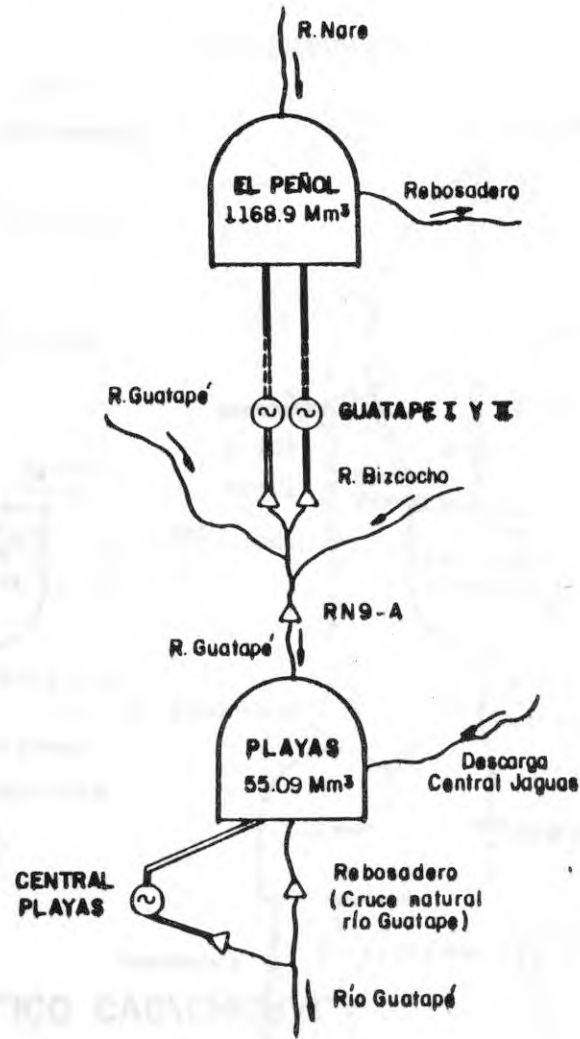
CONVENCIONES

-  Bocatoma
-  Embalses (Capacidad útil)
-  Extracción de medida
-  Plantas Hidráulicas
-  Tanque de muy poca regulación 10 min
-  Túnel
-  Río
-  Tubería de presión
-  Canal de conducción










SISTEMA RIOGRANDE



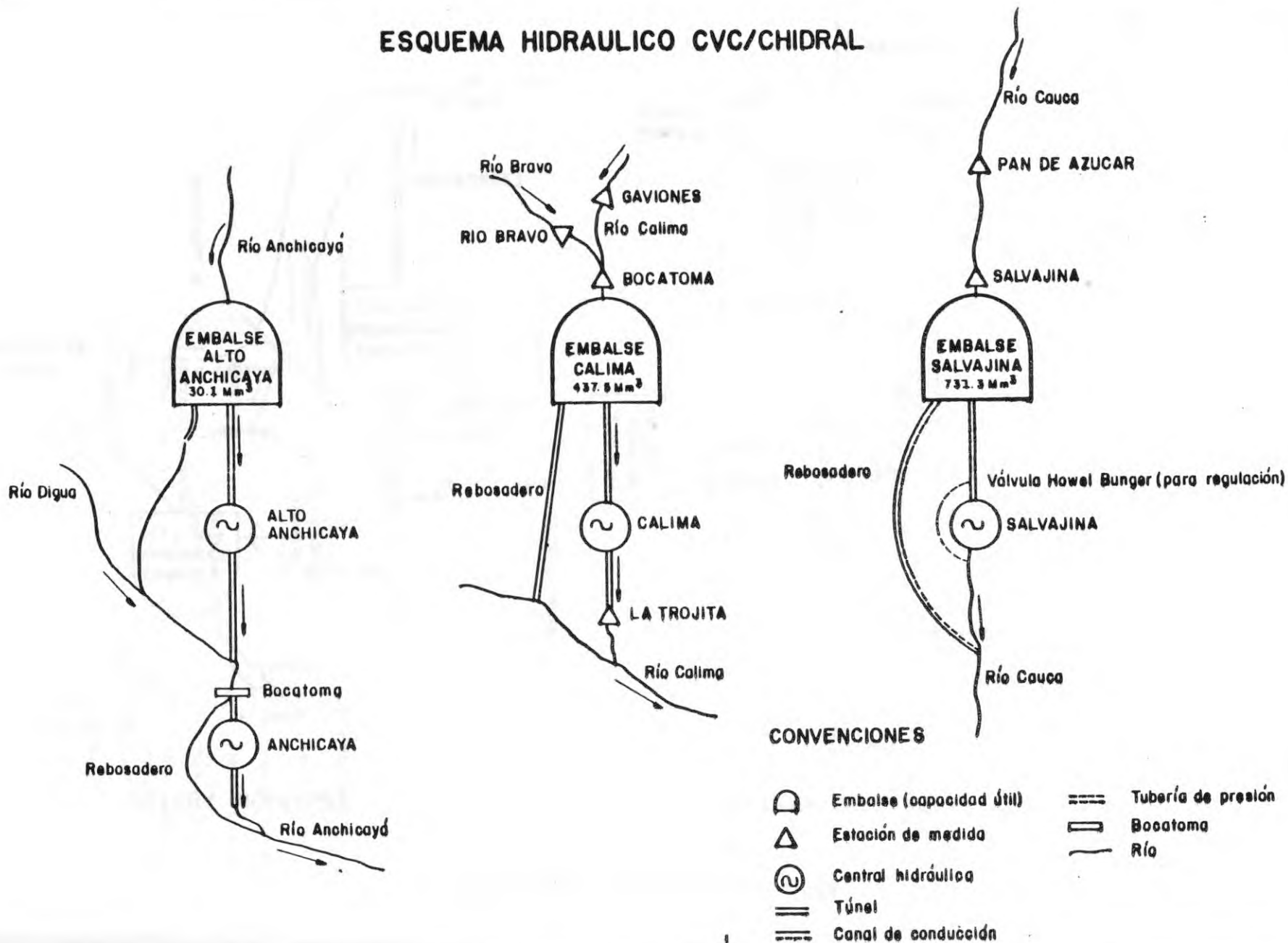
SISTEMA GUATAPE

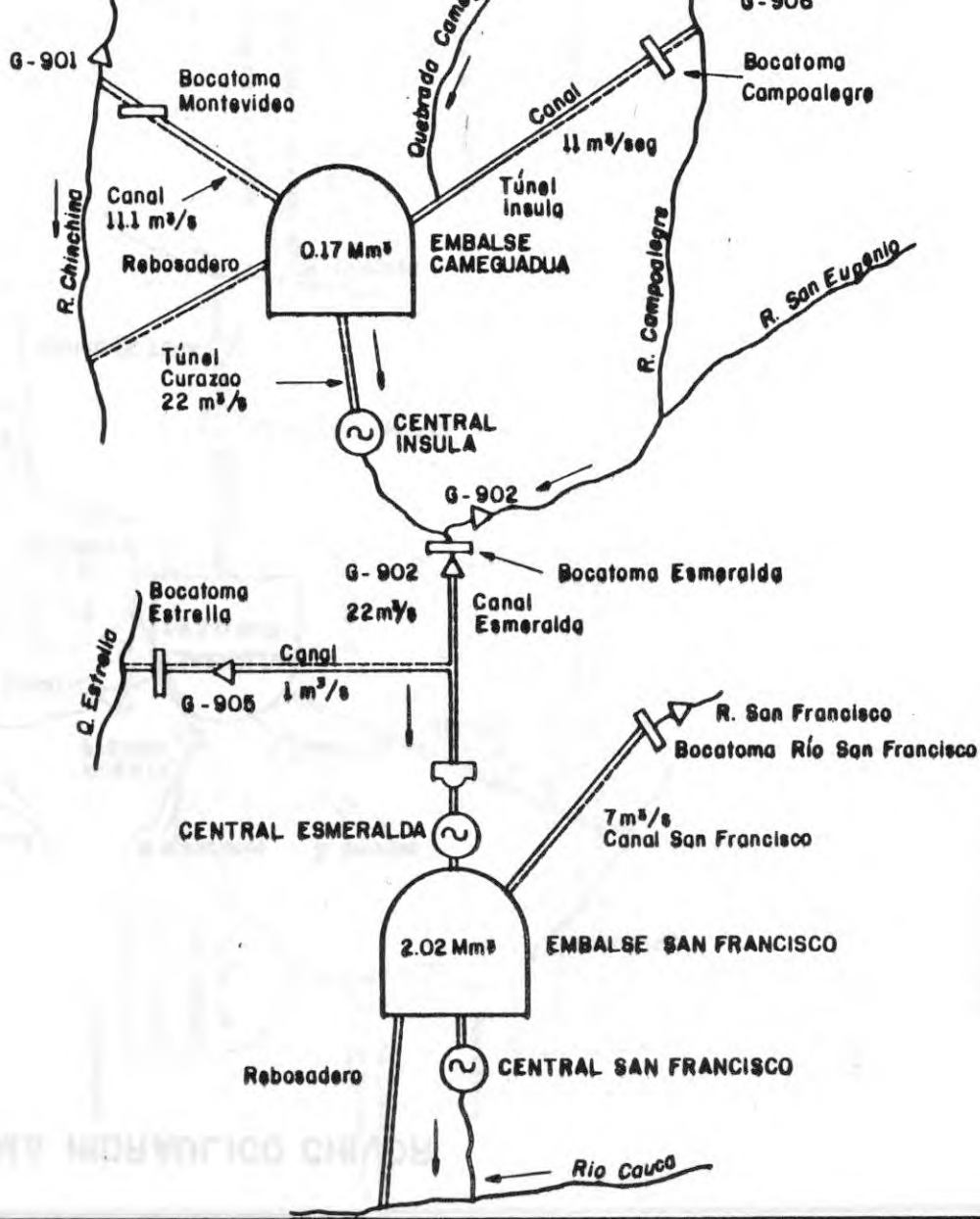
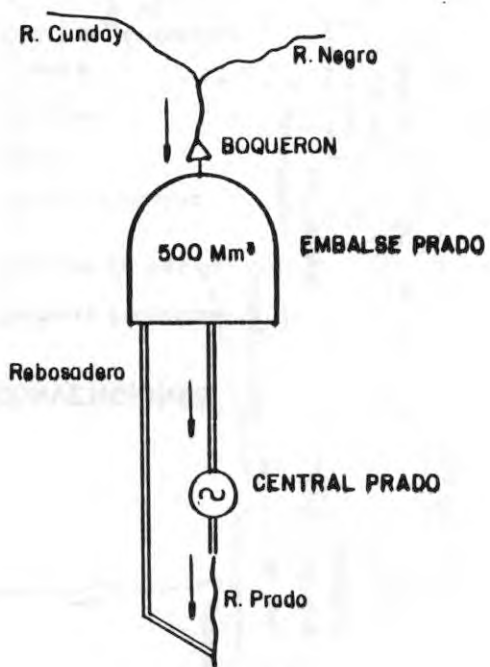


CONVENCIONES

-  Bocatoma
-  Embalses (Capacidad útil)
-  Estación de medida
-  Plantas Hidráulicas
-  Túnel
-  Río
-  Tubería de Presión
-  Canal de Conducción
-  Compuerta de Fondo

ESQUEMA HIDRAULICO CVC/CHIDRAL



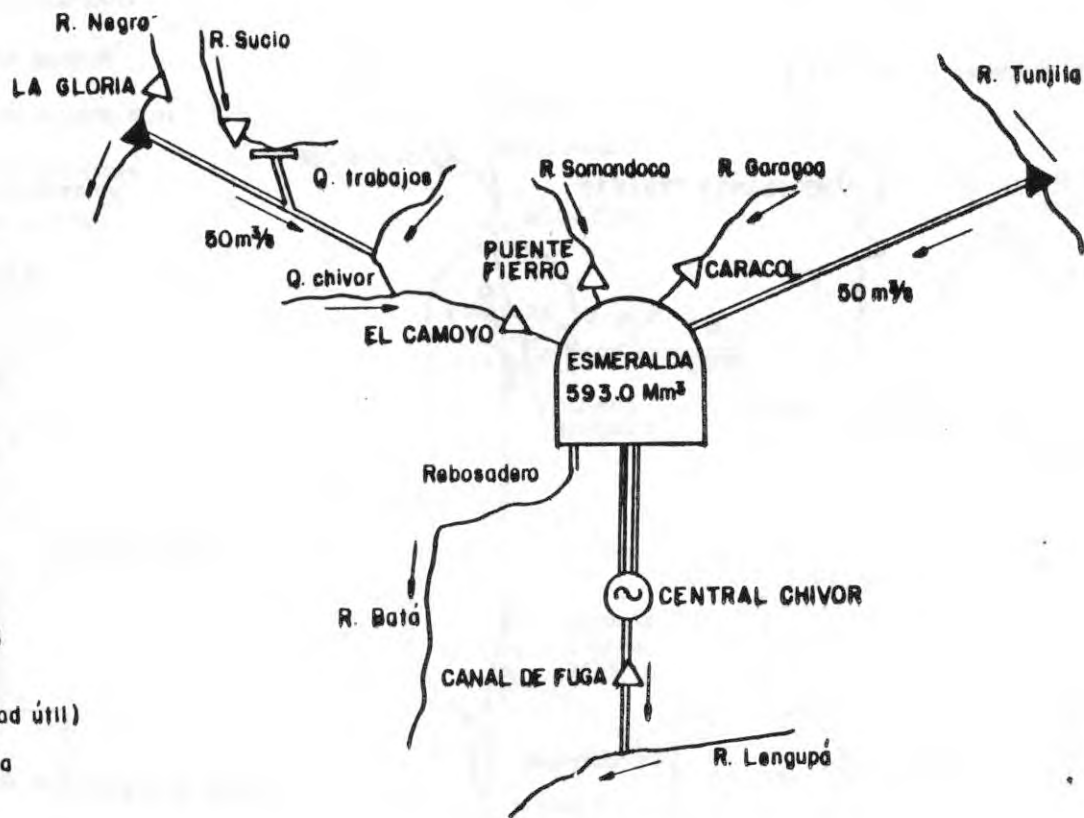


CONVENCIONES











- Tubería de Presión
- Canal de Conducción
- Túnel
- Embalse (capacidad útil)
- Estación de Medida
- Centrales Hidráulicas
- Bocatoma
- Río
- Tanque de muy Poca Regulación < 10 min.

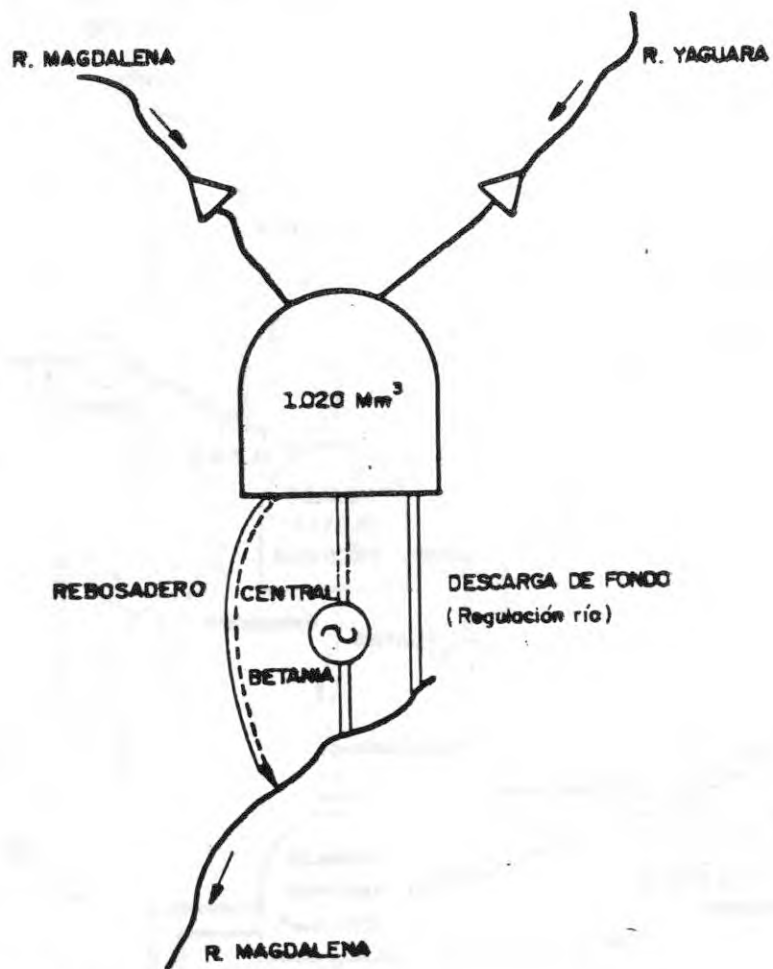
ESQUEMA HIDRAULICO CHIVOR



CONVENCIONES

-  Embalse (capacidad útil)
-  Estación de medida
-  Central hidráulica
-  Túnel
-  Bocatoma
-  Pondaje
-  Canal de conducción
-  Río

ESQUEMA HIDRAULICO BETANIA



CONVENCIONES:

-  Embalses (Capacidad útil)
-  Estación de Medida
-  Plantas Hidráulicas
-  Tunel
-  Tubería de presión
-  Canal de Conducción
-  Río

SUBESTACIONES A 230 Y 500 kV

1992

NOMBRE	CAPACIDAD DE TRANSF. (MVA)	RELACION DE TRANSF. (KV)	NUMERO DE UNIDADES	NOMBRE	CAPACIDAD DE TRANSF. (MVA)	RELACION DE TRANSF. (KV)	NUMERO DE UNIDADES
EEB				CORELCA			
SAN PEDRO	24	230/115/13.8	1	SABANALARGA	28	220/66/13.8	1
CIRCO	504	230/115	3 x 3	SABANALARGA	54	220/110/13.8	1
TUNAL	318	230/115	2 x 3	SOLEDAD	200	220/110	2
BALSILLAS	40	230/34.5	1	T.CARTAGENA	234	220/13.8	3
PARAISO	420	230/13.8	3 x 3	T.CARTAGENA	100	220/66	1
GUACA	420	230/13.8	3 x 3	TERNERA	200	220/66	2
GUACA	168	230/115	1 x 3	TERNERA	60	220/110	1
GUAVIO	540	230/13.2	2 x 3	FUNDACION	55	220/110	1
SAN MATEO	41	230/34.5	1	T.GUAJIRA	400	220/13.8	2
RONDEROS	168	230/115	1 x 3	T.GUAJIRA	80	220/34.5/6.9	2
				STA MARTA	100	220/110/34.5	1
EPM				EL COPEY	41	220/110/34.5	1
GUATAPE	684	220/13.8/13.8	4 x 3	VALLEDUPAR	60	220/110/34.5	1
PLAYAS	248	220/13.8	3	VALLEDUPAR	45	220/34.5/13.8	1
PLAYAS	90	220/110/13.8	1	CUESTECITA	120	220/110	2
GUADALUPE IV	20	220/44	1				
GUADALUPE IV	249	220/13.8/13.8	3 x 3	CHB			
EL SALTO	180	220/110/44	1 x 3	BETANIA	633	230/13.8	3 x 3
MIRAFLORES	360	220/110/44	2 x 3	BETANIA	150	230/115/13.8	1 x 3
ENVIADO	360	220/110/44	2 x 3				
ORIENTE	360	220/110/44	2 x 3	ISA			
MALENA	20	220/44/6.3	1	SAN CARLOS	450	500/230/34.5	2 x 3
BARBOSA	180	220/110/44	1 x 3	SAN CARLOS	450	500/230/34.5	1 x 3
ANCON SUR	360	220/110/44	2 x 3	SAN CARLOS	1464	230/15.8/15.8	4 x 3
				CERROMATOSO	150	500/110/34.5	1 x 3
CVC				CHINU	150	500/110/34.5	1 x 3
YUMBO	180	230/115/13.8	2	SABANALARGA	900	500/220/34.5	2 x 3
ALTO ANCHICAYA	345	230/13.8	3	CHIVOR	1296	230/13.8	8 x 3
PANCE	360	230/115/13.8	4	TORCA	504	230/115/13.8	3 x 3
SALVAJINA	345	230/13.8	3	BALSILLAS	180	230/115/13.8	2
JUANCHITO	180	230/115/13.8	2	ESMERALDA	180	230/115/13.8	2
				YUMBO	180	230/115/13.8	2
ICEL				JAGUAS	207	230/13.2	2
PAIPA	180	230/115/13.8	2	JAGUAS	10	230/13.8	1
BUCARAMANGA	90	230/115/13.8	1	ANCON SUR	-	-	-
BARRANCA	90	230/115/13.8	1	LA MESA	-	-	-
BARRANCA	78	230/13.8	1	TOLEDO	50	230/34.5/13.8	1
BELEN	90	230/115/13.8	1 x 3	SAMORE	50	230/115/34.5	1
SAN MATEO	150	230/115/34	1 x 3	BANADIA	50	230/34.5/13.8	1
TASAJERO	200	230/20	1 x 3	CAÑO LIMON	50	230/34.5/13.8	1
PALOS	150	230/115	1 x 3	GUATAPE	90	220/110/44	1
LA ENEA	150	230/115	1 x 3				
S. BERNARDINO	150	230/115	1 x 3				
SAN FELIPE	150	230/115	1 x 3				
JAMONDINO	150	230/115	1 x 3				

RED DE TRANSMISION 500 / 230 / 115 kV - ISA

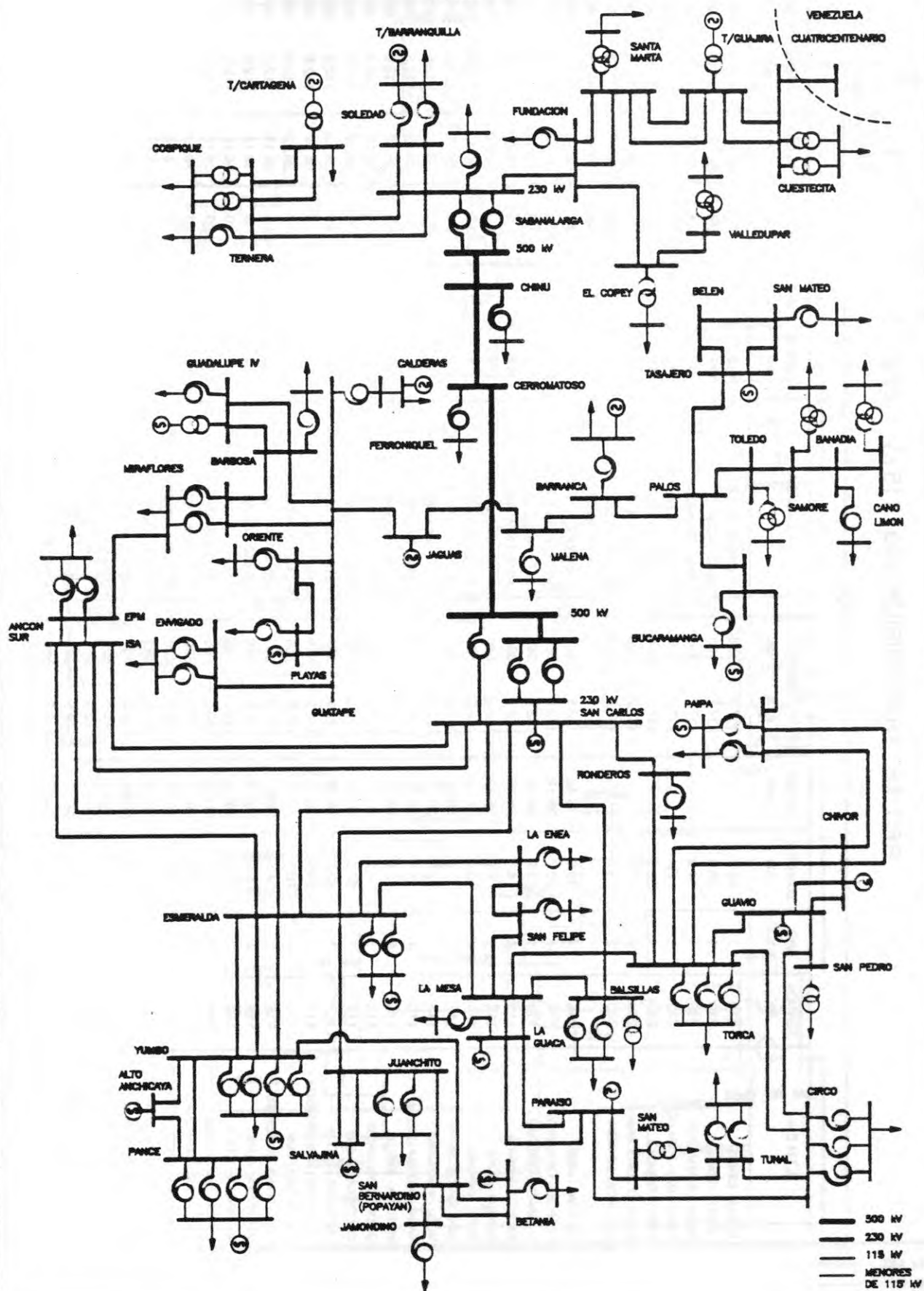
1992

LINEA	TENSION KV	LINEA		TORRE COMUN		SIL/CIRC. MW	LIMITE TERMICO/CTO	
		CTOS	KM	CTOS	KM		MVA	AMP
SAN CARLOS - CERROMATOSO	500	1	209.0	1	209.0	960.0	1950.3	2252
CERROMATOSO - CHINU	500	1	131.0	1	131.0	960.0	1856.8	2144
CHINU - SABANALARGA	500	1	182.0	1	182.0	960.0	1856.8	2144
LA MESA - ESMERALDA	230	1	173.0	2	173.0	124.0	358.5	900
LA ENEA - SAN FELIPE	230	1	52.0	-	-	124.0	358.5	900
LA MESA - SAN FELIPE	230	1	96.0	-	-	124.0	358.5	900
ESMERALDA - LA ENEA	230	1	25.0	-	-	124.0	358.5	900
ESMERALDA - YUMBO	230	2	194.0	2	194.0	125.0	378.5	950
ESMERALDA - YUMBO	230	1	192.0	2	192.0	125.0	358.5	900
ESMERALDA - JUANCHITO	230	1	192.0	-	-	125.0	358.5	900
SAN CARLOS - ESMERALDA	230	2	194.0	2	194.2	124.0	358.5	900
SAN CARLOS - RONDEROS	230	1	173.0	2	173.0	123.5	378.5	950
RONDEROS - TORCA	230	1	20.0	2	15.0	123.5	378.5	950
SAN CARLOS - BALSILLAS	230	1	193.0	-	-	123.5	378.5	950
SAN CARLOS - ANCON SUR	230	2	107.0	2	107.0	124.0	358.5	900
ANCON SUR - ESMERALDA	230	2	130.0	2	130.0	124.0	358.5	900
GUATAPE - SAN CARLOS	230	2	37.0	2	37.0	124.0	418.3	1050
GUATAPE - JAGUAS	230	1	17.0	1	17.0	120.0	302.8	760
JAGUAS - BARRANCABERMEJA	230	1	178.0	1	178.0	120.0	302.8	760
CHIVOR - PAIPA	230	2	120.0	2	120.0	124.0	366.5	920
CHIVOR - TORCA I	230	2	103.0	2	103.0	124.0	366.5	920
CHIVOR - GUAVIO	230	2	22.0	2	22.0	128.0	517.9	1300
GUAVIO - CIRCO	230	1	105.0	-	-	128.0	517.9	1300
GUAVIO - TORCA	230	1	83.0	-	-	128.0	517.9	1300
TORCA - LA MESA	230	1	55.0	2	55.0	124.0	366.5	920
LA MESA - BALSILLAS	230	1	27.0	-	-	124.0	378.5	950
LOS PALOS - TOLEDO	230	1	77.0	1	77.0	123.6	322.7	810
TOLEDO - SAMORE	230	1	43.0	1	43.0	123.6	270.9	680
SAMORE - BANADIA	230	1	50.0	1	50.0	123.6	270.9	680
BANADIA - CAÑO LIMON	230	1	86.0	1	86.0	123.6	270.9	680
CASA MAQUINAS S_CARLOS	230	4	5.0					
CUESTECITAS - MAJAYURA *	220	1	42.0	1				
MAJAYURA - CUATRI/RIO **	220	1	82.1	1				
SESQUILE - CHIVOR	115	1	55.0	1	55.0	35.7	112.5	565
YUMBO - T/YUMBO (CVC)	115	2	1.0	2	1.0			
ESMERALDA - ESMERALDA(CHEC)	115	2	2.0	2	2.0			

(*) Línea correspondiente al territorio Colombiano.

(**) Línea correspondiente al territorio Venezolano.

DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA INTERCONECTADO 230 kV / 500 kV
 1992



RED DE TRANSMISION 230 / 115 KV - EEB

1992

LINEA	TENSION KV	NRO. CTOS	LONGITUD KM	SIL/CIRC. MW	LIMITE TERMICO/CTO		LINEA	TENSION KV	NRO. CTOS	LONGITUD KM	SIL/CIRC. MW	LIMITE TERMICO/CTO	
					MVA	AMP						MVA	AMP
TORCA - CIRCO	230	1	23.1	-	437.7	1100	LAGUNETA - BOSA	115	1	18.2	36.12	112.5	565
CIRCO - TUNAL	230	1	29.8	-	437.7	1100	TUNAL - BOSA	115	1	6.1	36.12	112.5	565
TUNAL - SAN MATEO	230	1	14.9	-	437.7	1100	TUNAL - VERAGUAS	115	1	7.5	36.12	112.5	565
SAN MATEO - PARAISO	230	1	34	-	437.7	1100	SALITRE - COLEGIO	115	1	41.5	36.12	112.5	565
CIRCO - PARAISO	230	1	50.0	-	437.7	1100	SALITRE - MORATO	115	1	5.7	36.12	112.5	565
PARAISO - LA GUACA	230	2	7.5	-	437.7	1100	T SUBA - SUBA	115	1	1.2	36.12	112.5	680
LA GUACA - LA MESA	230	2	5.0	-	437.7	1100	SALITRE - EL SOL	115	1	39.5	36.12	112.5	565
COLEGIO - USME	115	1	39.9	36.12	112.5	565	EL SOL - TERMOZIPA	115	1	6.6	36.12	112.5	565
COLEGIO - LAGUNETA	115	1	12.7	36.12	112.5	565	TERMOZIPA - SESQUILE	115	1	19.2	35.72	112.5	565
LAGUNETA - SALTO II	115	1	3.2	36.12	112.5	565	GUACA - FLANDES I	115	1	56.9	36.12	112.5	565
SALTO II - MUÑA III	115	1	8.3	36.12	112.5	680	BOSA - PAVCO	115	1	1.1	36.12	112.5	565
MUÑA III - MUÑA	115	1	1.1	36.12	112.5	680	CASTELLANA - CALLE 51	115	1	7.6	36.12	112.5	565
MUÑA - CANOAS	115	1	6.9	35.26	112.5	565	LA PAZ - CASTELLANA	115	1	3.3	36.12	112.5	565
SAN CARLOS - MUZU	115	1	2.6	36.60	112.5	565	LA PAZ - SALITRE	115	1	3.3	36.12	112.5	565
MUZU - VERAGUAS*	115	1	3.0	36.60	112.5	565	TECHO - FONTIBON	115	1	9.6	36.12	112.5	565
SAN CARLOS - VICTORIA	115	1	3.5	34.47	112.5	565	TECHO - BAVARIA	115	1	2.4	36.12	112.5	565
VICTORIA - CIRCO	115	2	8.5	36.12	112.5	680	TECHO - BOSANOVA	115	1	7.1	36.12	112.5	565
CIRCO - CONCORDIA	115	3	1.3	36.12	112.5	680	LA PAZ - VERAGUAS	115	1	6.3	36.12	112.5	565
CIRCO - LA CALERA	115	1	22.5	36.12	112.5	565	MORATO - USAQUEN	115	1	5.1	36.12	112.5	565
LA CALERA - TORCA	115	1	12.0	36.12	112.5	565	MUÑA - SIDEMUÑA	115	1	0.9	36.12	112.5	565
LA CALERA - LA ESPERANZA	115	1	14.0	36.12	112.5	565	MUÑA - SAN CARLOS	115	1	8.3	36.12	112.5	565
TORCA - USAQUEN	115	1	10.1	36.12	112.5	565	MUZU - TUNAL	115	1	4.0	36.12	112.5	565
CASTELLANA - AUTOPISTA	115	1	4.5	36.60	112.5	565	S. CARLOS - USME	115	1	5.7	36.12	112.5	565
AUTOPISTA - SUBA	115	1	6.5	36.78	112.5	565	TERMOZIPA - T SUBA	115	1	34.4	36.12	112.5	565
AUTOPISTA - TORCA	115	2	8.9	36.12	112.5	565	MORATO - T SUBA	115	1	7.8	36.12	112.5	565
TORCA - CASTELLANA	115	1	13.3	36.12	112.5	565	EL SOL - PLANTA DE SODA	115	1	2.0	36.12	112.5	565
CONCORDIA - CARRERA 5	115	1	3.1	36.13	112.5	680	EL SOL - UBATE	115	1	45.0	36.12	112.5	565
CARRERA 5 - CALLE 51	115	1	4.0	36.37	112.5	680	UBATE - SIMIJACA	115	1	27.0	36.12	112.5	565
BALSILLAS - MOSQUERA	115	1	4.5	36.62	112.5	565	STA MARIA-MAMBITA-GUAVIO	115	1	37.0	36.12	112.5	565
MOSQUERA - BOLIVIA	115	1	17.4	36.62	112.5	565	VICTORIA-CAQUEZA-VILLA/CIO	115	1	71.0	36.12	112.5	565
BOLIVIA - T TIBABU - SUBA	115	1	9.8	36.62	112.5	565	LA PAZ - LAGUNETA	115	1	20	36.12	112.5	565
TIBABUYES - T TIBABUYES	115	1	0.7	36.62	112.5	565	RONDEROS - BOLIVIA	115	1	10.7	36.12	112.5	565
BALSILLAS - FONTIBON	115	1	18.3	36.12	112.5	565	RONDEROS - TENJO	115	1	16	36.12	112.5	565
FONTIBON - SALITRE	115	1	6.4	36.12	112.5	565	TENJO - EL SOL	115	1	16.2	36.12	112.5	565
BALSILLAS - COLEGIO	115	1	23.7	36.12	112.5	565	BALSILLAS - VILLETA	115	1	53.6	36.12	112.5	565

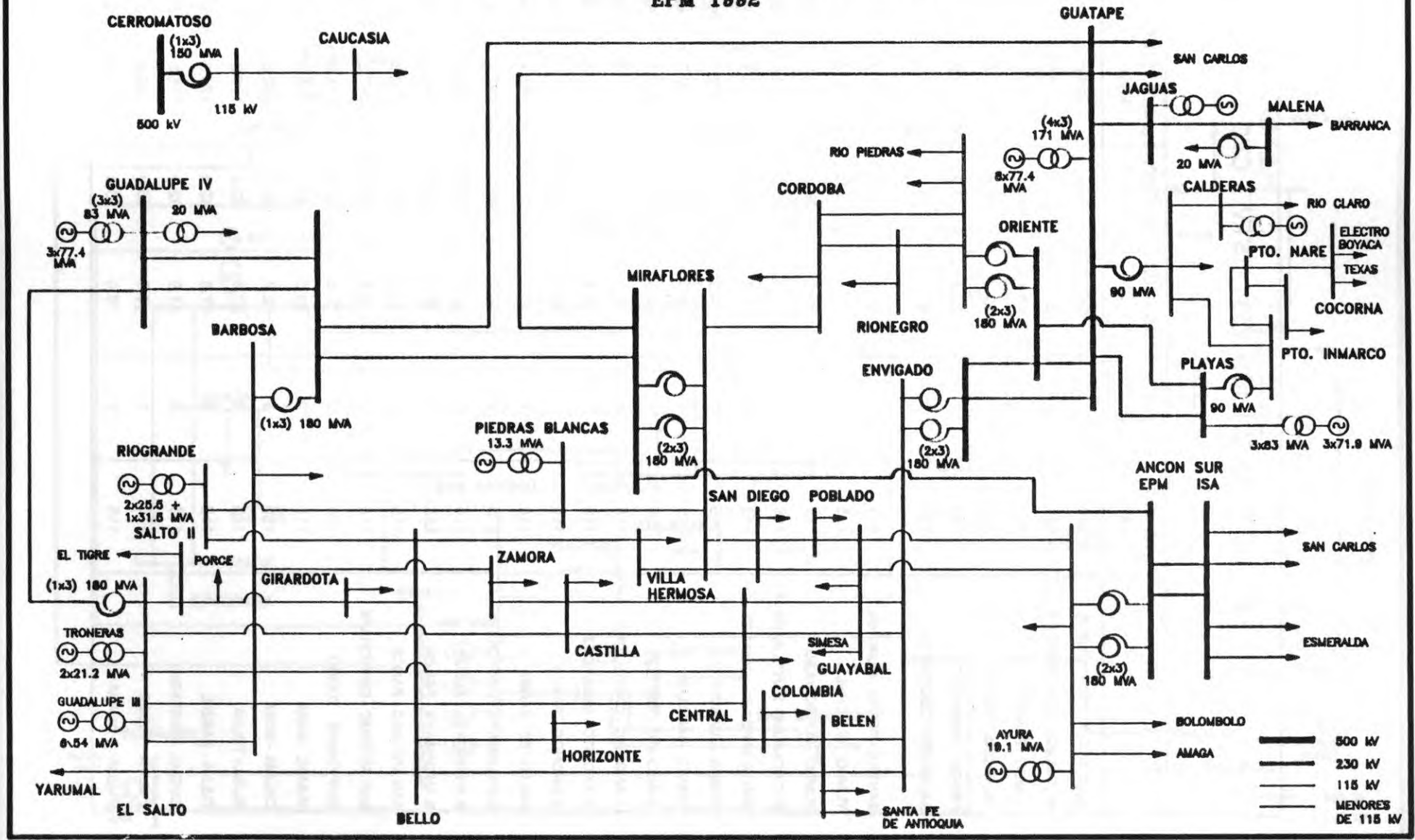
RED DE TRANSMISION 230 / 115 KV - EPM

1992

LINEA	TENSION KV	NRO. CTOS	LONGITUD KM	SIL/CIRC. MW	LIMITE TERMICO/CTO		LINEA	TENSION KV	NRO. CTOS	LONGITUD KM	SIL/CIRC. MW	LIMITE TERMICO/CTO	
					MVA	AMP						MVA	AMP
PLAYAS - ORIENTE	220	1	54.7	141.6	293.4	770	EL SALTO - TIGRE	110	1	49.5	32.4	89.4	469
PLAYAS - GUATAPE	220	1	21.2	141.6	293.4	770	EL SALTO - YARUMAL	110	1	30.2	28.6	45.3	238
GUATAPE - ENVIGADO	220	1	63.4	141.5	350.6	920	SALTO II - GIRARDOTA	110	1	62.4	33.2	89.4	469
GUATAPE - ORIENTE	220	1	33.6	142.9	350.6	920	GIRARDOTA - BELLO	110	1	11.3	33.2	89.4	469
GUATAPE - MIRAFLORES	220	1	51.1	141.5	350.6	920	ZAMORA - CASTILLA	110	1	4.5	32.5	89.4	469
GUATAPE - BARBOSA	220	1	37.0	141.5	350.6	920	ZAMORA - BARBOSA	110	1	29.5	32.5	89.4	469
BARBOSA - MIRAFLORES	220	1	52.1	141.6	350.6	920	ENVIGADO - BELEN	110	2	8.2	32.5	83.5	439
GUADALUPE IV - BARBOSA	220	2	50.0	141.6	350.6	920	BELEN - COLOMBIA	110	1	6.9	32.1	89.4	469
ANCON S.ISA - ANCON S.EPM	220	2	0.4	141.6	762.1	2000	COLOMBIA - HORIZONTE	110	1	4.0	32.3	89.4	469
MIRAFLORES - ANCON SUR	220	1	18.0	141.6	296.0	777	HORIZONTE - BELLO	110	1	8.7	32.3	89.4	469
ENVIGADO - ORIENTE	220	1	28.7	141.6	296.0	777	BELLO - CENTRAL	110	1	12.1	32.9	89.4	469
GUADALUPE IV - SALTO	220	1	7.0	141.6	350.6	920	CENTRAL - BARBOSA	110	1	38.2	32.9	89.4	469
ORIENTE - RIONEGRO	110	1	2.4	33.2	120.0	630	PLAYAS - PUERTO NARE	110	1	45.0	31.6	89.4	469
ORIENTE - CORDOBA	110	1	7.4	33.8	120.0	630	PLAYAS - GUATAPE	110	1	23.5	31.6	89.4	469
CORDOBA - RIO NEGRO	110	1	5.0	32.1	120.0	630	BARBOSA - BELLO	110	1	26.1	32.1	89.4	469
ORIENTE - RIO PIEDRAS	110	1	26.1	29.0	45.3	238	EL SALTO - BELLO	110	1	70.9	32.1	89.4	469
GUATAPE - CALDERAS	110	1	15.4	32.1	89.4	469	BELLO - BELEN	110	1	16.8	32.1	89.4	469
CALDERAS - RIO CLARO	110	1	45.0	32.1	89.4	469	RIOGRANDE - BELLO	110	1	32.0	32.5	89.4	469
P.BLANCAS - RIO GRANDE	110	1	43.3	32.5	89.4	469	CERROMATOSO - CAUCASIA	110	1	32.5	32.1	89.4	469
MIRAFLORES - P.BLANCAS	110	1	5.1	32.2	89.4	469	PTO. NARE - COCORNA	110	1	22.0	32.1	89.4	469
MIRAFLORES - VILLA HERMOSA	110	1	4.8	32.5	89.4	469	PTO. NARE - PTO. INMARCO	110	1	10.1	32.1	89.4	469
VILLA HERMOSA - BELLO	110	1	11.1	32.5	89.4	469							
MIRAFLORES - SAN DIEGO	110	2	4.4	35.5	120.0	630	LINEAS DE LA EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA (E.A.D.E)						
MIRAFLORES - CORDOBA	110	1	15.0	32.2	89.4	469	BELEN - ANTIOQUIA	110	1	44.0	34.7	101.0	530
SAN DIEGO - POBLADO	110	1	6.8	34.8	120.0	630	ANTIOQUIA - CHIGORODO	110	1	48.0	36.9	127.7	670
SAN DIEGO GUAYABAL	110	1	5.6	34.8	120.0	630	CHORODO - CAUCHERAS	110	1	76.0	36.9	127.7	670
POBLADO - GUAYABAL	110	1	3.1	34.8	120.0	630	CAUCHERAS - APARTADO	110	1	67.0	37.2	127.7	670
GUAYABAL - ENVIGADO	110	2	4.2	32.0	83.5	439	ANCON SUR - CALDAS	110	2	8.0	38.8	127.7	670
GUAYABAL - ANCON SUR	110	2	10.3	34.4	83.5	439	CALDAS - NECHI (AMAGA)	110	2	12.0	37.8	101.0	530
GUAYABAL - CENTRAL	110	2	5.0	32.7	83.5	439	NECHI (AMAGA) - BOLOMBOLO	110	1	18.0	34.6	101.0	530
CENTRAL - CASTILLA	110	2	5.0	33.1	83.5	439	BOLOMBOLO - REMOLINO	110	1	16.0	32.3	64.8	340
CASTILLA - EL SALTO	110	1	78.0	33.1	89.4	469	REMOLINO - HISPANIA	110	1	5.6	36.5	127.7	670
EL SALTO - BARBOSA	110	2	45.2	32.9	83.5	439	BOLOMBOLO - QUIBDO	110	1	97.0	34.8	101.0	530
EL SALTO - BARBOSA	110	1	44.8	32.4	89.4	469	COCORNA - VASCONIA (3)	110	1	10.0	34.7	89.4	469

(3) : LINEA DE ELECTROBOYACA

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISION Y GENERACION EPM 1992

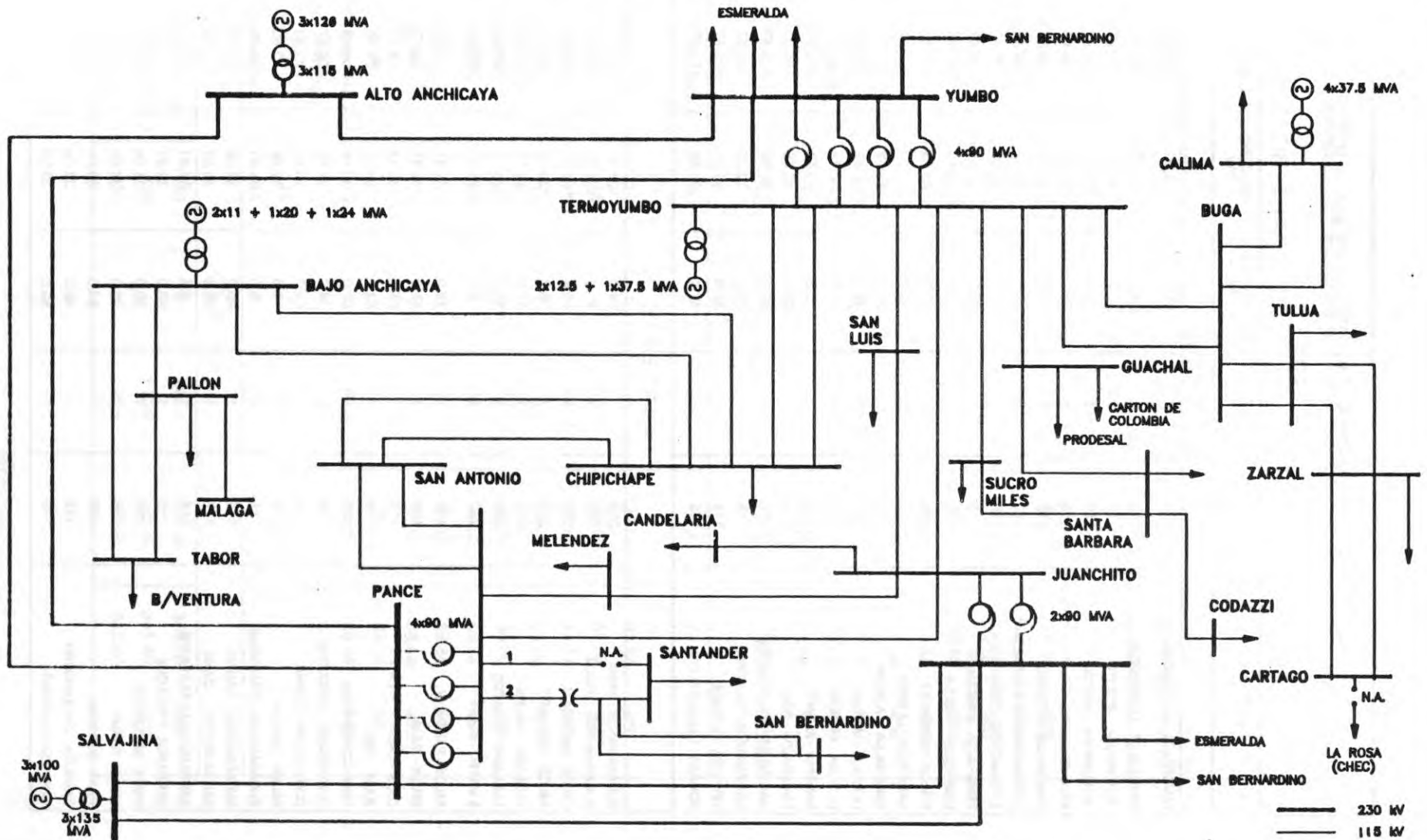


RED DE TRANSMISION 230 / 115 kV - CVC

1992

LINEA	TENSION kV	NRO. CTOS	LONGITUD KM	SIL/CIRC. MW	LIMITE TERMICO/CTO	
					MVA	AMP
ALTO ANCHICAYA - YUMBO	230	1	54.1	124.0	358.5	900
ALTO ANCHICAYA - PANCE	230	1	53.5	124.0	358.5	900
YUMBO - PANCE	230	1	27.1	124.0	358.5	900
SALVAJINA - PANCE	230	1	49.2	123.0	378.5	950
PANCE - JUANCHITO	230	1	22.9	123.0	378.5	950
SALVAJINA - JUANCHITO	230	1	63.1	123.0	378.5	950
SANTA BARBARA - GUACHAL	115	1	21.6	36.0	302.8	1520
YUMBO - GUACHAL	115	1	5.0	36.0	302.8	1520
YUMBO - SUCROMILES	115	1	19.3	36.0	302.8	1520
SUCROMILES - SANTA BARBARA	115	1	2.7	36.0	302.8	1520
SANTA BARBARA - CODAZZI	115	1	6.8	34.0	175.3	880
YUMBO - JUANCHITO	115	1	14.2	35.0	322.7	1620
YUMBO - SAN LUIS	115	1	8.0	35.0	322.7	1620
JUANCHITO - SAN LUIS	115	1	9.5	35.0	322.7	1620
JUANCHITO - CANDELARIA	115	1	15.4	33.0	87.6	440
JUANCHITO - MELENDEZ	115	1	13.5	35.0	151.4	760
JUANCHITO - PANCE	115	1	14.9	35.0	151.4	760
MELENDEZ - PANCE	115	1	10.3	35.0	151.4	760
B.ANCHICAYA - CHIPICHAPE	115	2	50.2	32.0	167.3	840
B.ANCHICAYA - TABOR	115	1	35.5	27.0	59.8	300
B.ANCHICAYA - PAILON	115	1	35.0	28.0	59.8	300
SAN ANTONIO - PANCE	115	2	12.3	35.0	302.8	1520
SAN ANTONIO - CHIPICHAPE	115	2	3.8	38.9	167.3	840
CHIPICHAPE - YUMBO	115	2	10.8	32.0	175.3	880
YUMBO - BUGA	115	2	43.0	32.0	175.3	880
CALIMA - BUGA	115	2	32.8	35.0	302.8	1520
BUGA - TULUA	115	2	27.6	32.0	175.3	880
TULUA - ZARZAL	115	2	37.6	32.0	175.3	880
ZARZAL - CARTAGO	115	2	41.8	32.0	175.3	880
PAILON - TABOR	115	1	9.0	28.0	59.8	300
PAILON - MALAGA	115	1	70.0	33.0	42.8	215

**DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA DE TRANSMISION Y GENERACION
CVC - CHIDRAL 1992**



RED DE TRANSMISION 230 / 115 kV - ICEL

1992

LINEA	TENSION KV	NRO. CTOS	LONGITUD KM	SIL/CIRC. MW	LIMITE TERMICO/CTO MV AMP	
C H E C						
ESMERALDA - LA HERMOSA (1)	230	2	24.5	118.80	422.30	1060
ESMERALDA - LA HERMOSA	115	1	24.5	33.63	105.57	530
LA HERMOSA - REGIVIT	115	1	35.0	32.89	105.57	530
LA HERMOSA - LA ROSA	115	1	11.1	33.63	105.57	530
IRRA - SALAMINA	115	1	27.0	32.85	105.57	530
ESMERALDA - VITERBO	115	1	13.9	32.85	105.57	530
S. FRANCISCO - ESMERALDA	115	2	2.1	33.62	105.57	530
S. FRANCISCO - ESMERALDA	115	1	2.1	33.40	105.57	530
ESMERALDA - MANIZALES	115	1	25.8	34.91	105.57	530
ESMERALDA - INSULA	115	1	12.0	33.63	105.57	530
INSULA - MANIZALES	115	1	13.8	33.63	105.57	530
MANIZALES - LA ENEA	115	1	9.4	32.89	105.57	530
ESMERALDA - LA ROSA	115	1	31.3	33.63	105.57	530
LA ROSA - CARTAGO	115	1	30.6	32.89	105.57	530
LA ROSA - ARMENIA	115	1	37.9	32.89	105.57	530
ARMENIA - REGIVIT	115	1	3.2	33.63	105.57	530
ESMERALDA - IRRA	115	1	22.8	32.85	105.57	530
MANIZALES - MANZANARES	115	1	60.0	32.85	105.57	530
MANZANARES - VICTORIA	115	1	29.1	32.85	105.57	530
VICTORIA - DORADA	115	1	30.0	32.85	105.57	530
DORADA - GUADUERO	115	1	42.4	32.85	105.57	530
N O R D E S T E						
BUCARAMANGA - PAIPA	230	1	154.0	123.10	252.18	633
BUCARAMANGA - PALOS	230	1	23.6	121.70	324.28	814
PALOS - BARRANCA	230	1	99.4	121.70	324.28	814
PALOS - TASAJERO	230	1	98.2	123.10	302.37	759
TASAJERO - BELEN	230	1	15.0	123.10	358.54	900
TASAJERO - S.MATEO	230	1	31.0	123.10	358.54	900
S.MATEO - BELEN	230	1	9.0	123.10	358.54	900
PALOS - PALENQUE	115	1	12.0	34.81	79.68	400
BELEN - ZULIA	115	1	45.0	34.36	74.70	375
ZULIA - CADAFE (VEN.)	115	1	25.0	34.48	74.70	375
ZULIA - TIBU	115	1	53.0	34.36	74.70	375
TIBU - CONVENCION	115	1	107.0	30.66	42.83	215
CONVENCION - AYACUCHO	115	1	38.0	33.00	105.57	530
CONVENCION - OCAÑA	115	1	29.0	33.00	42.83	215
BELEN - SEVILLA	115	2	4.0	32.68	42.83	215
BUCARAMANGA - PALENQUE	115	1	8.0	34.81	79.68	400
BUCARAMANGA - SAN GIL	115	1	88.0	33.06	68.72	345
SAN SILVESTRE - LIZAMA	115	1	35.3	34.81	79.68	400
BARRANCA - SAN SILVESTRE	115	1	8.4	34.81	79.68	400
BARRANCA - PALENQUE	115	1	90.0	34.81	79.68	400
PAIPA - BELENCITO	115	1	30.0	33.04	73.30	368
PAIPA - TUNJA	115	1	33.0	33.04	73.30	368
PAIPA - BARBOSA	115	1	64.0	33.04	105.57	530
BARBOSA - CHIQUINQUIRA	115	1	45.0	33.04	105.57	530
BARBOSA - CIMITARRA	115	1	60.0	33.06	117.52	590

(CONTINUACION)

RED DE TRANSMISION 230 / 115 KV - ICEL

1992

LINEA	TENSION	NRO.	LONGITUD	SIL/CIRC.	LIMITE TERMICO/CTO	
TOLIMA-HUILA						
REGIVIT - EL PAPAYO	115	1	65.0	34.91	112.54	565
FLANDES - EL PAPAYO	115	1	50.0	35.49	112.54	565
FLANDES - PRADO	115	2	58.6	34.81	79.68	400
PRADO - EL BOTE	115	2	107.0	34.81	79.68	400
NEIVA - ALTAMIRA	115	1	140.0	34.81	79.68	400
ALTAMIRA - FLORENCIA	115	1	55.0	34.81	79.68	400
VICTORIA - SAN FELIPE	115	1	30.0	34.37	79.68	400
MARIQUITA - T SAN FELIPE	115	1	10.0	34.37	79.68	400
LA GUACA - FLANDES II	115	1	56.9	35.78	108.96	547
BETANIA - EL BOTE	115	2	30.0	34.37	79.68	400
CEDELCA-CEDENAR						
S.BERNARDINO - JAMONDINO	230	2	188.0	125.00	179.27	450
JAMONDINO - PASTO	115	1	6.0	125.00	89.64	450
PANCE-S/DER DE QUILICHAO	115	1	60.0	35.65	89.64	450
S/DER DE QUIL. - PROPAL	115	1	25.0	27.45	64.14	322
POPAYAN - CATAMBUCO	115	1	162.0	35.57	89.64	450
POPAYAN - FLORIDA II	115	1	12.1	31.60	48.80	245
POPAYAN - RIO MAYO	115	1	106.0	35.65	89.64	450
RIO MAYO - PASTO	115	1	56.0	35.48	89.64	450
PASTO - CATAMBUCO	115	1	12.0	35.57	89.64	450
CATAMBUCO - IPIALES	115	1	57.0	35.57	89.64	450
S BERNARDINO - SANTANDER	115	1	61.0	35.57	89.64	450
S BERNARDINO - POPAYAN	115	2	14.2			
JAMONDINO - IPIALES	115	1	60			
JAMONDINO - CATAMBUCO	115	1	4			
CHB-ICEL						
BETANIA - SAN BERNARDINO	230	2	145.0	125.00	345.80	868
SAN BERNARDINO-JUANCHITO	230	1	110.8	125.00	345.80	868
SAN BERNARDINO - YUMBO	230	1	125.8	125.00	345.80	868

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISION Y GENERACION CHEC 1992

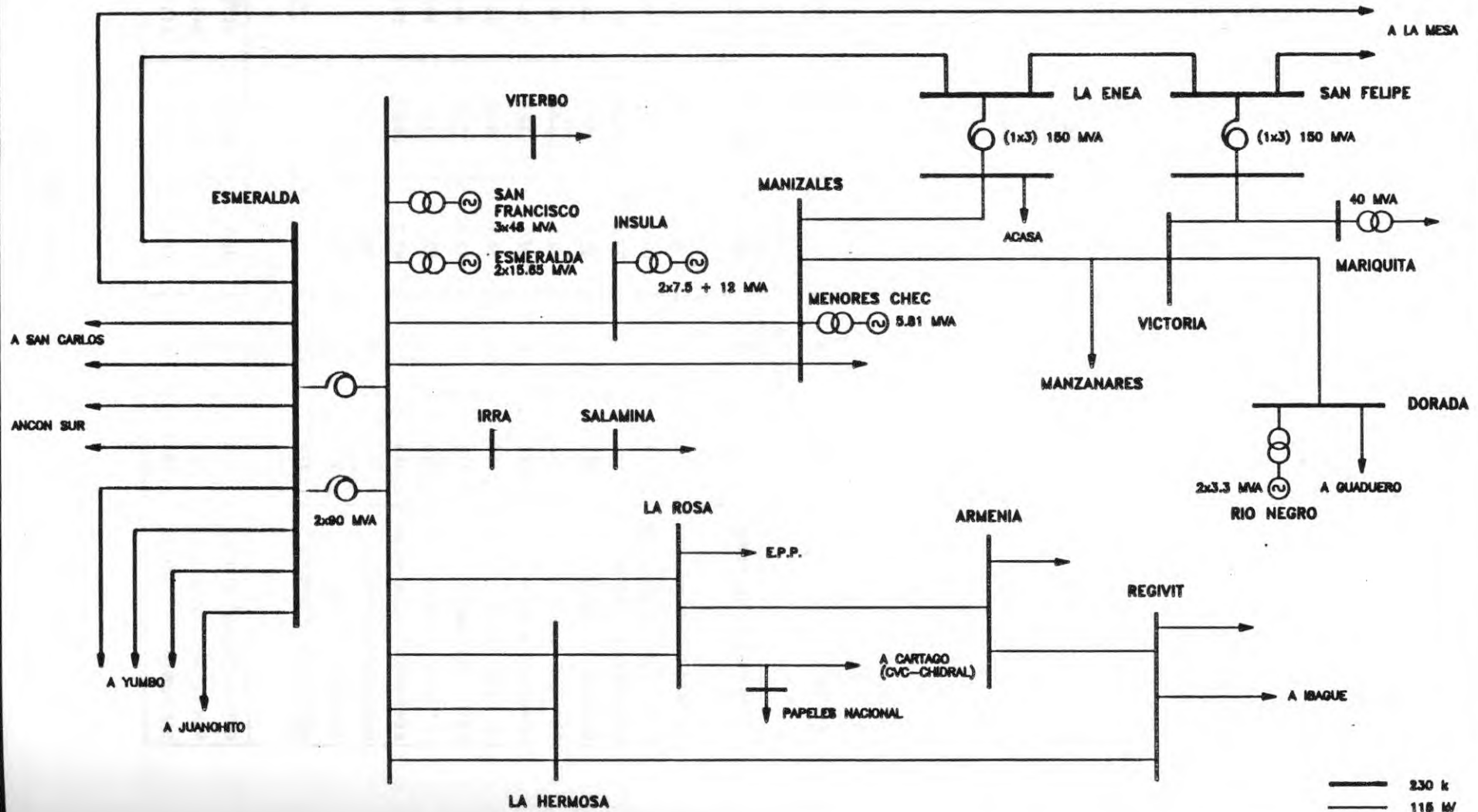
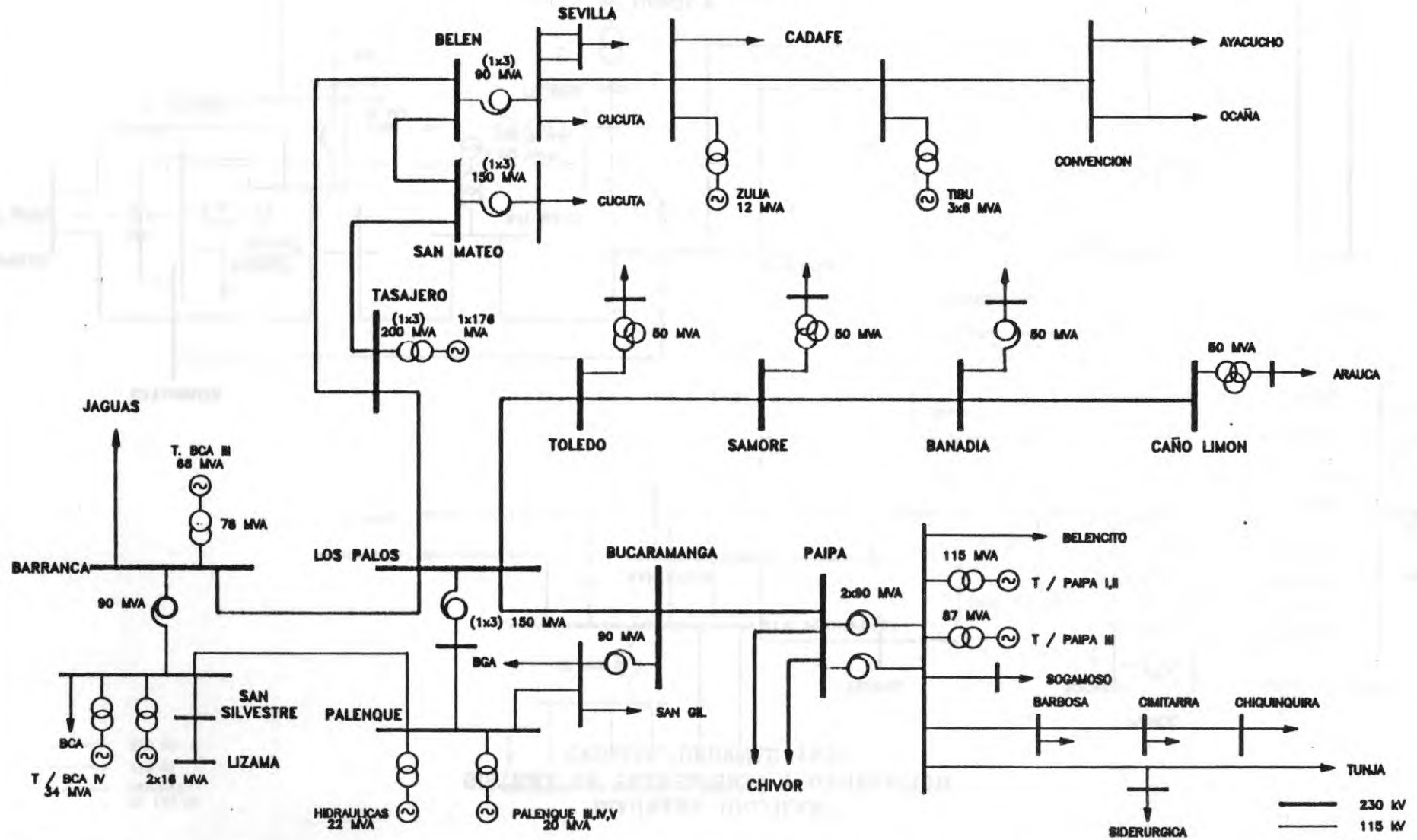
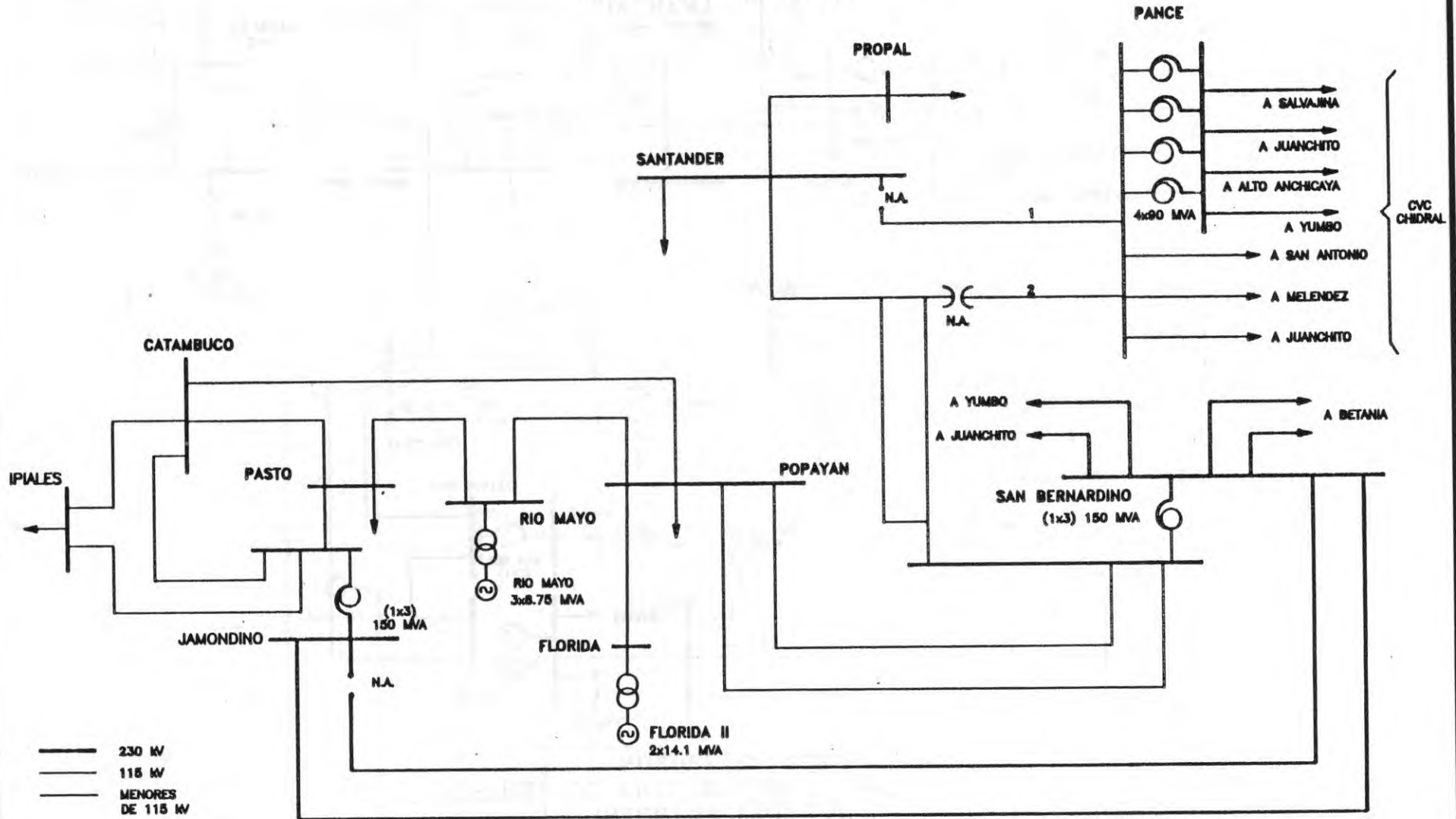


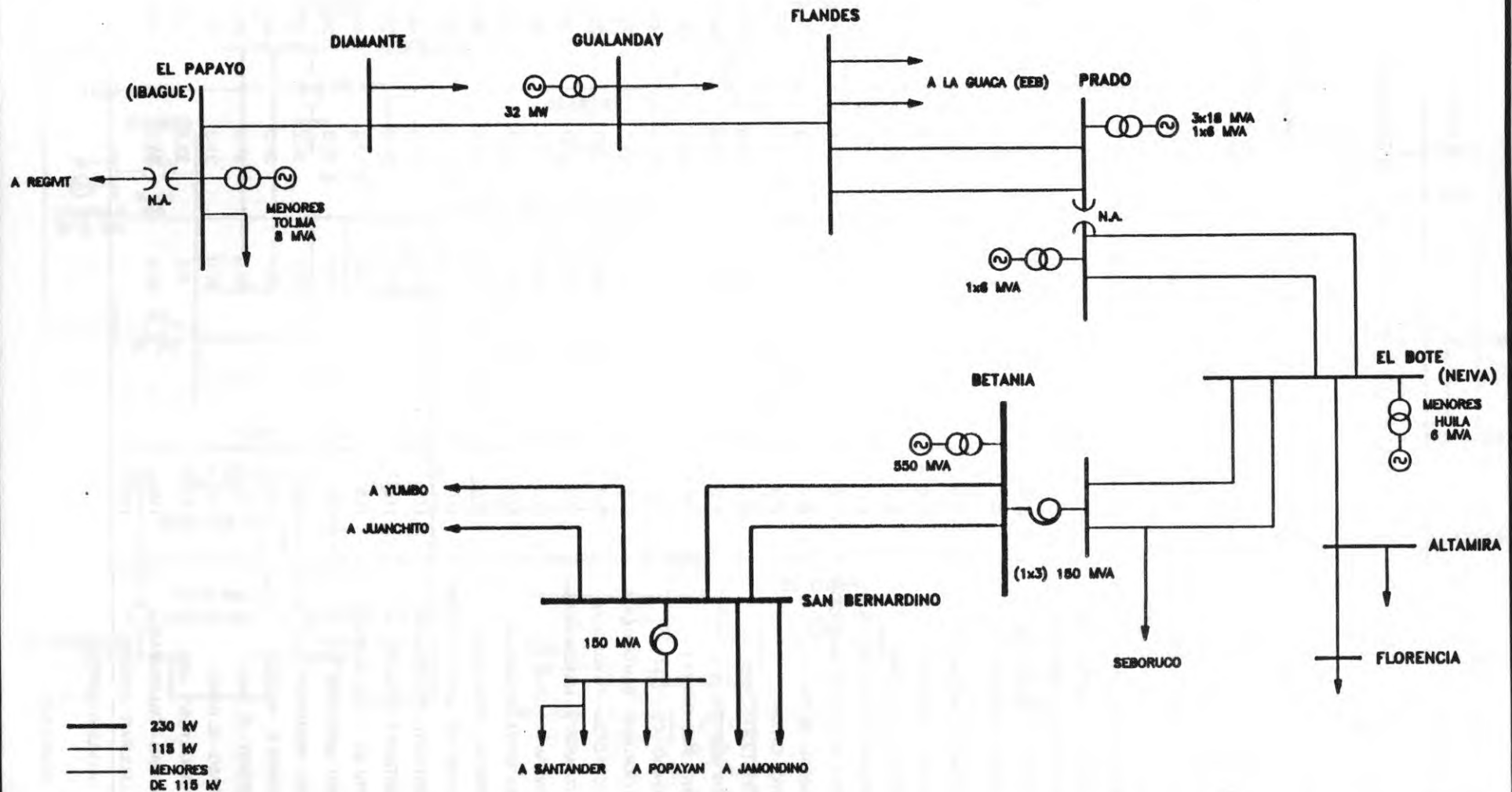
DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISION Y GENERACION NORDESTE 1992



**DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA DE TRANSMISION Y GENERACION
CEDELCA/CEDENAR 1992**



**DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA DE TRANSMISION Y GENERACION
TOLIMA - HUILA - BETANIA 1992**



RED DE TRANSMISION 230 / 115 kV - CORELCA
1992

LINEA	TENSION KV	NRO. CTOS	LONGITUD KM	SIL/CIRC. MW	LIMITE TERMICO/CTO	
					MVA	AMP
SOLEDAD - SABANALARGA	220	2	38.2	121.1	343.0	900
SABANALARGA - TERNERA	220	2	79.8	121.1	343.0	900
TERNERA - T/CARTAGENA	220	2	6.4	121.1	343.0	900
SABANALARGA - FUNDACION	220	1	92.6	118.8	343.0	900
FUNDACION - EL COPEY	220	1	60.0	118.8	343.0	900
FUNDACION - SANTA MARTA	220	2	86.0	121.1	343.0	900
SANTA MARTA - T/GUAJIRA	220	2	92.0	121.1	343.0	900
EL COPEY - VALLEDUPAR	220	1	80.0	118.8	343.0	900
T/GUAJIRA - CUESTECITA	220	2	95.0	121.1	343.0	900
SOLEDAD - EL SILENCIO	110	1	13.6	30.3	171.5	900
SOLEDAD - LA UNION	110	1	3.5	32.6	171.5	900
SOLEDAD - TURBOGAS	110	1	0.2	36.2	171.5	900
TURBOGAS - VEINTE DE JULIO	110	1	3.2	32.6	171.5	900
VEINTE DE JULIO-EL SILENCIO	110	1	3.2	32.6	171.5	900
SOLEDAD - EL RIO	110	1	7.1	32.6	171.5	900
EL RIO - OASIS	110	1	5.8	32.6	171.5	900
OASIS - LAS FLORES	110	1	3.8	32.6	169.6	900
OASIS - CENTRO (*)	110	1	7.6	285.6	140.0	735
OASIS - SILENCIO (*)	110	1	4.4	285.6	140.0	735
SILENCIO - CENTRO (*)	110	1	3.2	285.6	140.0	735
RIO CORDOBA - SANTA MARTA	110	1	21.5	31.3	122.7	645
RIO CORDOBA - FUNDACION	110	1	68.5	32.7	122.7	645
SANTA MARTA - MANZANARES	110	1	3.5	31.3	122.7	645
TERNERA - TOLUVIEJO	110	1	108.5	31.6	122.7	645
CUESTECITA - RIOHACHA	110	1	59.7	30.7	96.0	500
RIOHACHA - T/BALLENAS	110	1	31.3	31.8	96.0	500
CUESTECITA - MINA INTERCOR	110	2	7.7	31.5	122.7	645
CUESTECITA - PTO.BOLIVAR	110	2	142.0	31.5	122.7	645
CUESTECITA - MAICAO	110	1	47.0	31.8	122.7	645
CHINU ISA - CHINU CORELCA	110	1	0.8	32.6	142.0	745
CHINU - MONTERIA	110	1	67.0	32.8	138.1	725
CHINU - MAGANGUE	110	1	75.0	30.2	123.8	650
MAGANGUE - MOMPOS	110	1	45.0	30.2	66.7	350
EL COPEY - EL PASO	110	1	55.0	31.3	95.3	500
EL PASO - EL BANCO	110	1	80.0	31.3	95.3	500
CERROMATOSO - URE	110	1	6.5	32.6	142.0	790
SAN JUAN - VALLEDUPAR	110	1	40.0	30.2	104.8	550
VALLEDUPAR - CODAZZI	110	1				

(*) : LINEAS SUBTERRANEAS

Informe de operación, sistema interconectado
1992 //Interconexión Eléctrica

333.79323 I611i Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01006666

BIBLIOTECA



INTERCONEXION ELECTRICA S. A.

Calle 12 Sur No. 18-168

Conmutador 317 1331

Telefax (94) 317 0848

Apartados 8915 y 8762

Medellín, Colombia.

