

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

PROGRAMACION DE LAS OBRAS DEL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero
Eléctrico en la Especialización de Potencia

GONZALO ENRIQUE PAEZ CHACON

Quito, noviembre de 1977

CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado por el señor Gonzalo E. Páez Chacón.



ING. ALFREDO MENA
Director de Tesis

A G R A D E C I M I E N T O

De la manera más cordial, presento mis sentimientos de gratitud al señor Ingeniero Alfredo Mena, por su dirección que hizo posible el desarrollo del presente trabajo.

Igualmente, presento mis agradecimientos al señor Ingeniero Víctor Orejuela por su efectiva colaboración; así como también al personal del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

I N D I C E

	<u>Pág.</u>
 <u>CAPITULO I.- INTRODUCCION</u>	
1. OBJETIVO	1
2. ALCANCE	1
3. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	2
3.a Sistema de Generación	5
3.b Sistema de Transmisión	10
 <u>CAPITULO II.- DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO</u>	
1. GENERALIDADES	17
2. REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA	19
2.a Estado del servicio eléctrico	19
2.b Requerimientos de potencia y energía de los Sistemas Eléctricos Regionales	21
2.c Requerimientos de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado	44
3. EQUIPAMIENTO PRELIMINAR DE GENERACION Y TRANSMISION	49
 <u>CAPITULO III.- FLUJO DE CARGA</u>	
1. GENERALIDADES	51
1.a Analizador de Redes	52
1.b Computador Digital	53
1.b.1 Consideraciones básicas	54
1.b.2 Métodos Digitales	55
1.b.3 Ventajas y desventajas del Computador Digital	56
1.c Sistema de simulación	57

	I-2.
	<u>Pág.</u>
1.d Sistema de representación	58
2. REGULACION Y COMPENSACION DE REACTIVOS	59
2.a Localización de los capacitores	63
2.b Influencia de los capacitores en la estabilidad de sistemas	64
2.c Estudio comparativo entre capacitores y condensadores síncronos	65
3. CORRIDAS DE FLUJO EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION	66
3.a Alternativas a procesarse	68
3.b Evaluación de resultados	85
3.b.1 Alternativa I - carga máxima	85
3.b.2 Alternativa II - carga máxima	92
3.b.3 Alternativa II - carga mínima	101
4. CORRIDAS DE FLUJO EN CONDICIONES DE EMERGENCIA	107
4.a Alternativas a procesarse	107
4.b Evaluación de resultados	108
4.c Restricciones operativas	110
5. DEFINICION DE ESQUEMAS	111

CAPITULO IV.- PROGRAMACION DE OBRAS

1. DETERMINACION DE COSTOS	116
2. DEFINICION DE PRIORIDADES DE EJECUCION DE OBRAS	116
3. CRONOGRAMA DE EJECUCION	122
4. CALENDARIO DE INVERSIONES	128

CAPITULO V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES	
2. RECOMENDACIONES	

ANEXO A.- Metodología del Estudio de Mercado

ANEXO B.- Programa de Computación

- Características generales

- Datos de Entrada

- Datos de Salida

ANEXO C.- Diagramas Unifilares de los Flujos de Potencia Analizados

ANEXO D. Regulación de voltaje de las Líneas del Sistema Nacional Interconectado.

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

1. OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo es describir en forma resumida la conformación del Sistema Nacional de Generación y Transmisión de energía eléctrica que sirva a todo el Ecuador a partir del aprovechamiento coordinado de los recursos hidráulicos y térmicos que se dispone, así como también los criterios asumidos, resultados y conclusiones utilizados y obtenidos del análisis de flujos de potencia.

El estudio, efectuado a nivel de Planificación General, determina la información básica para fijar la programación de los equipamientos del Sistema Nacional Interconectado.

2. ALCANCE

El crecimiento de la demanda y la posibilidad de explotación de recursos energéticos de gran magnitud en nuestro país, plantean la necesidad de brindar un servicio eléctrico en escala nacional, para lo cual es indispensable la interconexión de las diferentes áreas del país.

Considerando la magnitud de los diferentes proyectos de generación y el avance de sus estudios, se ha supuesto que el Sistema Nacional de Generación y Transmisión inicie su funcionamiento en el año 1979, y se ha estudiado su desarrollo hasta 1990, es decir, un período de 12 años, que pueden considerarse adecuado dentro del marco de una planificación general.

3. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Básicamente, el Sistema Nacional Interconectado, consistirá en un Sistema de Transmisión que estará constituido por líneas de transmisión a 230 KV., doble circuito que partiendo de la Central Hidroeléctrica Paute, interconectará las subestaciones principales de: Milagro, Guayaquil, Quevedo, Santo Domingo y Quito. Desde estas subestaciones principales varias líneas radiales a 138 KV., transmitirán la potencia a los diferentes centros de carga como se puede apreciar en el gráfico N° 1.a.

En los primeros años de funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, ésto es desde 1979 a 1982 año en que ingresa la Central Hidroeléctrica Paute, la línea de transmisión de 230 KV. que une los centros más importantes de carga del país que son Quito, Guayaquil, funcionará aislada para 230 KV. pero energizada a 138 KV.

La figura 1.b indica la configuración futura del Sistema Nacional en donde se destaca la localización de los centros de generación más importantes como Paute (Hidráulica), Esmeraldas (Térmica), Toachi (Hidráulica), Coca (Hidráulica), Pisayambo (Hidráulica), Guayaquil (Térmica), Quito (Hidráulica-Térmica), teniendo los mayores centros de consumo en Quito y Guayaquil.

Los diagramas unifilares del Anexo C, indican la configuración del Sistema Nacional año por año para el período 79-90.

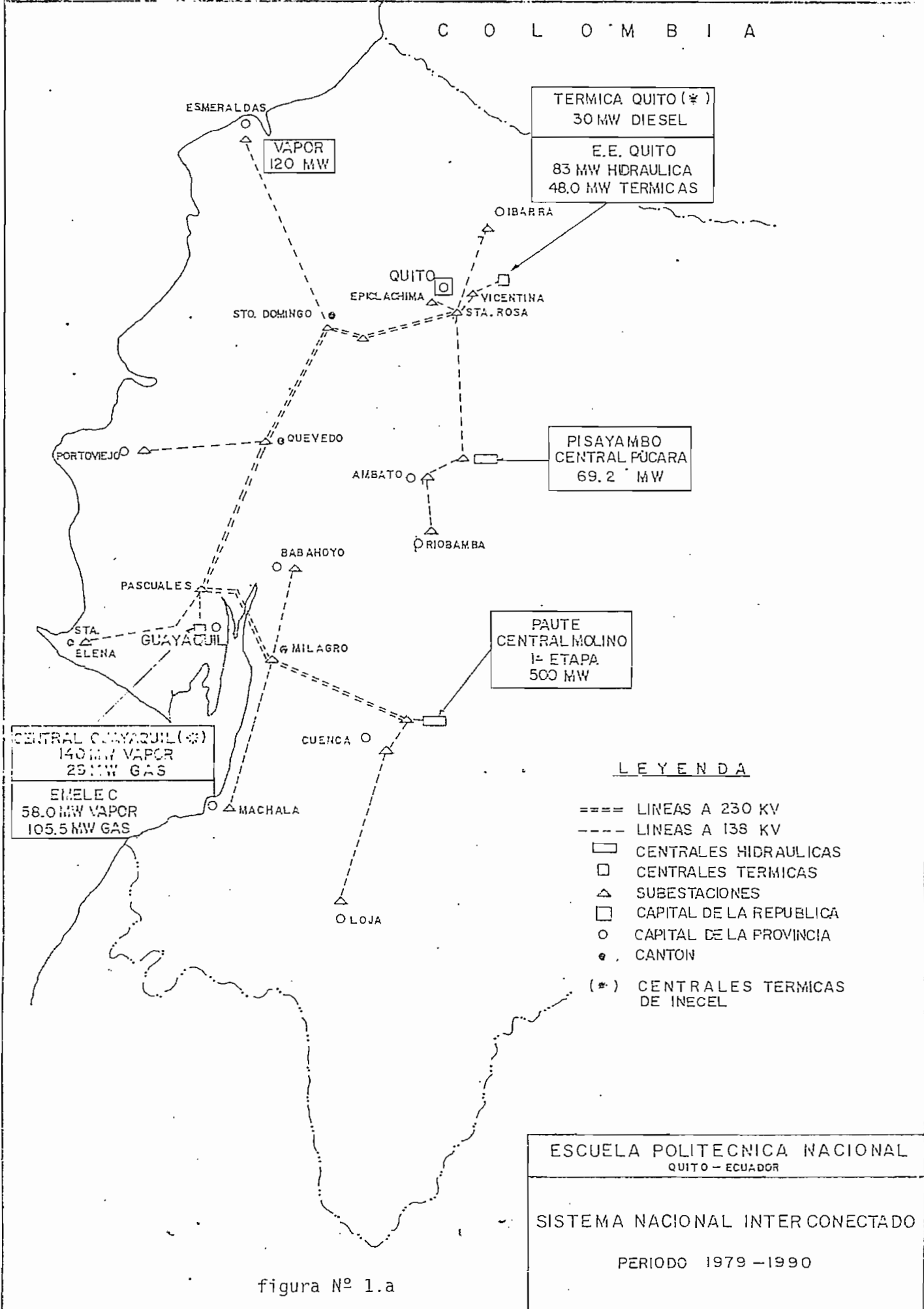
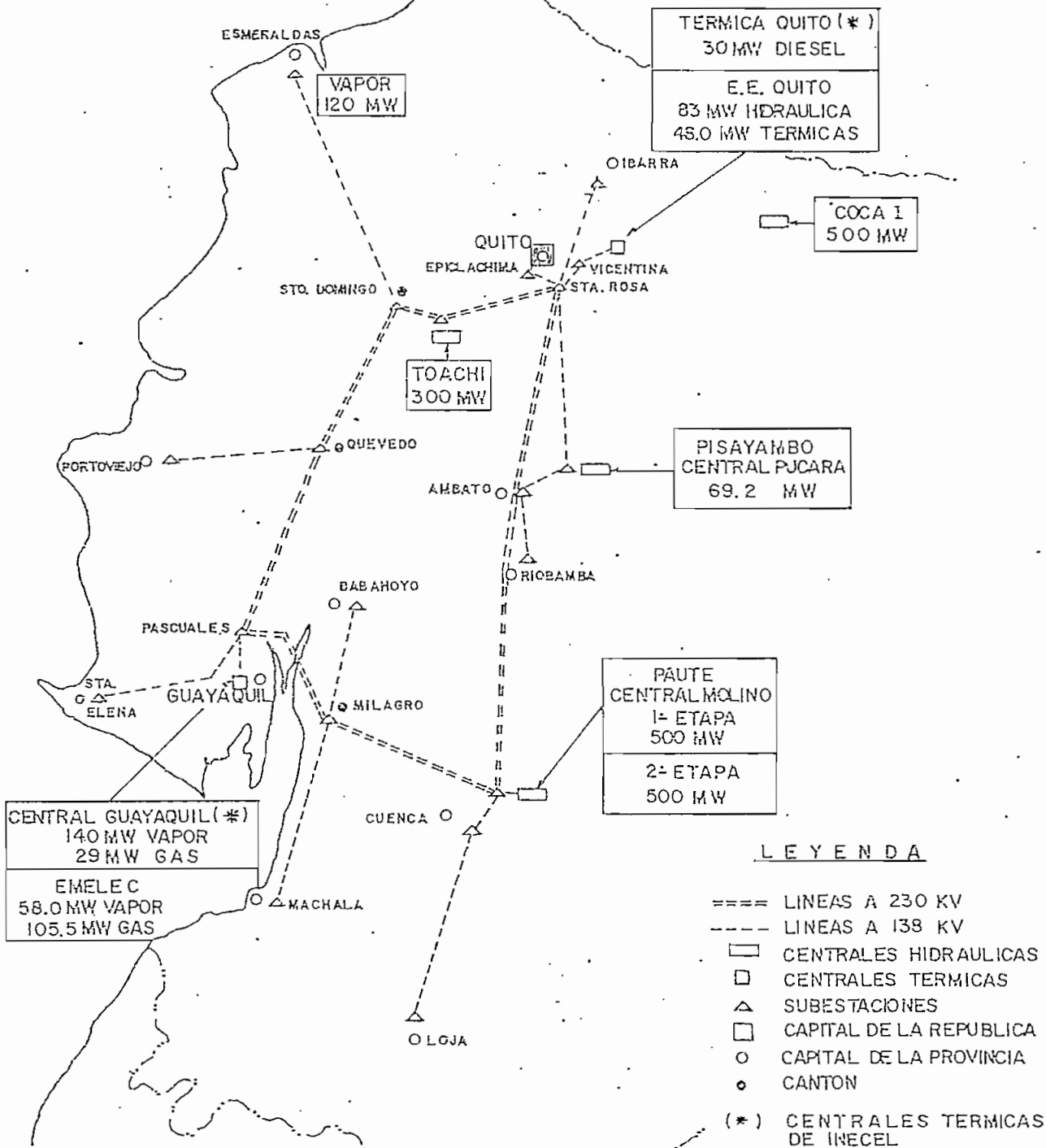


figura N° 1.a



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

PERIODO 1979 - 1990

figura N° 1.b

3.a SISTEMA DE GENERACION

La generación del Sistema Nacional Interconectado está constituida por una combinación de centrales hidroeléctricas y térmicas, las mismas que se describen a continuación:

Centrales Hidroeléctricas:

- Central Hidroeléctrica Pisayambo

Esta central se encuentra ubicada en la provincia de Tungurahua y utiliza los caudales de los ríos Talátag, Quillocpaccha, Aguolongopungo y el Golpe, los mismos que forman la Laguna de Pisayambo, en donde se construirá un embalse de regulación interanual.

Esta central abastecerá al Sistema Nacional desde diciembre de 1977, con una potencia eléctrica de 69.2 MW dada por dos turbinas de igual capacidad y cuya producción de energía anual será de 296 GWh.

- Proyecto Hidroeléctrico Paute

El proyecto se encuentra ubicado en las Provincias de Azuay, Cañar, Morona Santiago, en el Sur de la República del Ecuador, aproximadamente a 125 Km. al noroeste de la ciudad de Cuenca.

Este proyecto se basa en el desarrollo del potencial del río Paute, el cual, en el sitio conocido con el nombre de Cola de San Pablo, toma una pendiente pronunciada y en un tramo de 13 Km. en línea recta cae, aproximadamente unos 100 metros dando oportunidad para un gran desarrollo hidroeléctrico.

El caudal medio del río es de $120.3 \text{ m}^3/\text{seg}$. El aprovechamiento total del río Paute consiste en la utilización de las aguas reguladas del río en tres centrales, ubicadas en serie mediante la construcción de tres reservorios colocados en serie.

Las centrales a las cuales hemos hecho referencia son las conocidas con los nombres de Mazar, Amaluza y Molino. La capacidad total a instalarse en éstas tres centrales es de 1260 MW los mismos que serán alcanzados en 4 etapas.

La primera etapa que entrará en operación en junio de 1982 será la construcción de la Central Molino con 500 MW obtenidos con la instalación de 5 grupos turbina-generador de 100 MW de capacidad cada uno, que en esta primera fase representa una capacidad de generación anual firme de 3324 GWh. En estas condiciones la planta sería prácticamente de base, lo que no es una utilización óptima del recurso. Por ello, es conveniente ir a una etapa futura de ampliación del equipamiento.

La ampliación de la Central Molino constituye la segunda etapa, en la cual la descarga promedio confiable para la producción de energía se incrementará de $48 \text{ m}^3/\text{s}$. a $80 \text{ m}^3/\text{s}$. por medio de la construcción de una presa en Mazar (aguas arriba de Amaluza), lo que permitirá la instalación de 5 unidades adicionales de 100 MW cada una y completarán un total de 1000 MW instalados en la Central Molino a partir del año de 1989.

La tercera y cuarta etapas comprenden la instalación de

60.0 MW en la Presa Mazar y el aprovechamiento de una caída adicional de 250 m. entre la Central Molino y el Río Sopladora, en donde se instalarán 2 unidades turbina-generador de 100 MW cada una.

- Proyecto Hidroeléctrico Toachi

Este proyecto aprovecha el potencial energético de los ríos Toachi y Pilatón para el abastecimiento de energía a todo el país, a través del Sistema Nacional de Transmisión.

El proyecto se halla ubicado en la Provincia de Pichincha 80 km. al occidente de la ciudad de Quito. Se ha previsto la instalación de 4 grupos turbina-generador de 75 MW cada uno, es decir una potencia instalada total de 300 MW.

La producción de energía media total que este Proyecto aportará al Sistema Nacional Interconectado es de 1358 GWh/año.

- Proyecto Hidroeléctrico Coca

El área del proyecto se encuentra en la Cordillera Central de los Andes al noreste de la ciudad de Quito. Este Proyecto constituye el aprovechamiento del potencial hidráulico de la cuenca del Río Quijos-Coca.

Debido a la gran magnitud del proyecto, su ejecución se realizará en 5 etapas hasta llegar a obtener una potencia total instalada de 3.200 MW.

En la primera etapa y que es la que entrará en el estudio de flujo de potencia en el Capítulo III, se prevé instalar una potencia nominal de 500 MW, con una potencia de reserva de 75 MW. La producción de energía anual para esta Central está calculada en 2.030 GWh., siendo la producción total del proyecto, terminadas sus 5 etapas, de 11.100 GWh

anuales.

- Proyecto Hidroeléctrico Guayllabamba

Este proyecto se halla ubicado, en la provincia de Pichincha, a 60 km. al norte de la ciudad de Quito y consiste en el aprovechamiento del potencial energético del río del mismo nombre. Los límites del río Guayllabamba son: al norte el nudo de Mojanda-Cajas, al sur el nudo de Tiopullo, al este la Cordillera Central y al oeste la Cordillera de San Lorenzo y Cordillera de Toisán.

En general la cuenca presenta pendientes moderadas en su curso alto y bajo, pero los cañones del río se hacen más profundos y estrechos en la cuenca media, en donde se pueden desarrollar aprovechamientos hidroeléctricos importantes por existir fuertes pendientes.

La mejor utilización de los recursos hidráulicos del río Guayllabamba, se alcanzará con el desarrollo de cuatro aprovechamientos a lo largo del río, los mismos que son:

- Calderón
- Chespi
- Palma Real
- Villadora

El aprovechamiento Calderón, se basa en el desnivel a lo largo del río Guayllabamba, desde una altura de 1.860 m. sobre el nivel del mar a la cota 1.530 m. sobre el nivel del mar, y tiene las siguientes características: Presa de escollera de 150 m. de altura, longitud del túnel de aducción de 13.200 m. y de 5.3 m. de diámetro. Caudal regulado de $40 \text{ m}^3/\text{seg.}$, caída bruta de 465 m., obteniéndose una potencia de 290 MW aproximadamente.

El aprovechamiento Chespi utilizará la caída desde la cota 1.395 m. s.n.m. a la elevación 1.157 m.s.n.m. La potencia instalada para este aprovechamiento será de 320 MW. El aprovechamiento comprende de una presa de hormigón en bóveda, túnel de aducción de 7.500 y de 6.0 m. de diámetro, caudal regulado de $53.5 \text{ m}^3/\text{seg.}$, caída bruta de 375 m.

El aprovechamiento Palma Real, es el único que no dispone de embalse propio y se desarrollo utilizando las aguas turbuladas de la Central Chespi, captándolas directamente y conduciéndolas por un túnel hasta la casa de máquinas, en la que se instalará una potencia de alrededor de 170 MW.

El aprovechamiento Villadora está situado luego de la confluencia del río Intag con el río Guayllabamba, consta de una presa en bóvede 136 m. de altura, caudal regulado de $89 \text{ m}^3/\text{seg.}$, altura de caída de 192 m., la central subterránea tendrá una potencia instalada de 280 MW.

Centrales Termoeléctricas

- Central Térmica Norte

Esta Central se encuentra ubicada en el sitio denominado Guangopolo y consiste en la instalación de 6 grupos . de 5200 KW. cada uno, lo que da una potencia total instalada de 31.200 KW, los mismos que sirven para satisfacer los requerimientos de energía de la zona norte del país, específicamente, de las provincias de Carchi, Imbabura y Pichincha. Esta Central inició su operación en abril de 1977.

- Central Térmica El Salitral

Se trata de la instalación de una turbina a gas de 29 MW., ubicada en la ciudad de Guayaquil, con el objeto de sa-

tisfacer la demanda de energía de la ciudad. Se encuentra funcionando desde el mes de diciembre de 1976.

- Central Térmica Estero Salado

Se halla ubicada junto a la Central de Vapor de EMELEC en el lugar denominado Estero Salado, al oeste de la ciudad de Guayaquil y distante de ésta unos 4 km. Consiste en la instalación de un grupo turbina-generador a vapor de 70 MW, que servirá para abastecer en un comienzo los requerimientos de energía del Sistema Guayas-Los Ríos y posteriormente del Sistema Nacional Interconectado.

Se ha programado su entrada en operación en junio de 1978. Una segunda unidad, de iguales características a la anterior, deberá entrar en operación en enero de 1980 para abastecer los incrementos previstos para el sistema integrado.

- Central Térmica Esmeraldas

Esta central, que se utilizará para cubrir los déficits de potencia que se presentan antes de la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica Paute, deberá cubrir con la instalación de un grupo turbina-generador a vapor de 120 MW, y estará ubicada junto a la Refinería Nacional, utilizando como combustible el residuo de refinación (Bunker C). Deberá entrar en operación a más tardar en junio de 1981.

3.b SISTEMA DE TRANSMISION

El Sistema Nacional de Transmisión, servirá para interconectar las grandes centrales de generación entre sí y para trans

portar la potencia eléctrica a todos los centros de consumo del país.

El programa de esta red de líneas consiste en la construcción de un sistema principal a 230 KV., para interconectar los dos más grandes centro de consumo que son Quito y Guayaquil y, más tarde extender la línea para interconectarla con la Central Hidroeléctrica Paute.

Con el objeto de servir a los otros sistemas eléctricos, se construirán líneas de transmisión de 138 KV, las mismas que partirán de las barras de 138 KV de las subestaciones 230/138 KV de la red principal.

El propósito de construir este sistema de transmisión es evitar la instalación de pequeñas plantas de potencia en los diferentes sistemas eléctricos del país, las líneas que se han programado con este propósito son las siguientes:

- Santa Rosa - Pascuales:

Longitud	330 Km.
Voltaje	230 KV.
Número de circuitos	2

Esta es la línea principal del Sistema Nacional Interconectado, ya que unirá los dos más grandes centros de consumo del Ecuador que son: Quito y Guayaquil, pasando por las subestaciones de Santo Domingo y Quevedo, que servirán de punto de partida para las líneas a 138 KV. que alimentarán Esmeraldas y Manabí, respectivamente.

- Paute - Pascuales:

Longitud	182 Km.
Voltaje	230 KV.
Número de circuitos	2

El trazado de esta línea, que servirá para sacar la energía eléctrica de la Central Paute, para distribuirla en los sitios de carga más importantes del país, es como sigue: Salida desde el patio de maniobras de la subestación Molino para seguir la ruta Arenales-Cochancay-Milagro-Pascuales.

-Paute- Sta. Rosa:

Longitud	230 Km.
Voltaje	230 KV.
Número de circuitos	1

La ruta seleccionada para esta línea, es a través del callejón interandino y sigue la trayectoria Paute-Ambato-Sta. Rosa. Esta línea servirá para llevar energía eléctrica a la zona norte del país, y cumple además con el objetivo de cerrar el anillo a 230 KV, para darle mayor confiabilidad al sistema.

- Quito - Ibarra:

Longitud	81 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

La construcción de esta línea tiene como objetivos: transportar en los primeros años, energía tanto de Pisayambo como de la térmica ubicada en Quito, al Sistema Regional del Norte y, en los años futuros, la energía generada por las grandes centrales, localizadas especialmente en la zona norte.

- Quito - Pucará - Ambato

Longitud	118 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

Esta línea fue planificada para transmitir la potencia eléctrica, generada en la Central Hidroeléctrica Pisayambo (69.2 MW), al área de Quito y especialmente al Sistema Centro Norte. Además, cumple con el objetivo de anexas el Sistema Centro Norte al Sistema Nacional Interconectado cuando éste entre en funcionamiento, con lo cual se tendrá una eficiente operación combinada entre Pisayambo y las plantas de potencia del Sistema Nacional.

- Ambato - Riobamba

Longitud	50 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

Esta línea que se construirá en estructuras de doble circuito pero montaje inicial de un solo circuito, será la encargada de llevar la potencia necesaria para abastecer los requerimientos de Riobamba y Guaranda.

- Sto. Domingo - Esmeraldas

Longitud	150 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

La planificación de esta línea, sirve para interconectar al Sistema Nacional la región de Esmeraldas; la construcción está prevista con estructuras de doble circuito, pero montaje inicial de un solo circuito.

- Quevedo - Portoviejo

Longitud	105 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

Esta es una línea que parte de la subestación Quevedo para llevar la potencia eléctrica necesaria para abastecer la de manda del Sistema Eléctrico Manabí. Las estructuras a emplearse en esta línea son de doble circuito, pero montaje inicial de un circuito.

- Pascuales - Santa Elena

Longitud	105 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

La construcción de esta línea, está prevista con estructuras de simple circuito, servirá para llevar al área de Salinas-Sta. Elena la potencia eléctrica necesaria para satisfacer los requerimientos de esta zona. La línea partirá de la sub estación Pascuales en Guayaquil y tendrá una extensión de 105 Km.

- Milagro - Babahoyo

Longitud	40 Km.
Voltaje	138 KV
Número de circuitos	1

Esta línea parte de la subestación Milagro, se construirá con estructuras de simple circuito, sirve para anexar el área de Babahoyo al Sistema Nacional.

- Milagro - Machala

Longitud	125 Km.
Voltaje	138 KV
Número de circuitos	1

El diseño de esta línea, está hecha con estructuras de doble circuito, pero montaje inicial de un solo circuito.

.- Paute - Cuenca

Longitud	70 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	2

Esta línea de transmisión, sirve para transportar parte del flujo de potencia eléctrica producido por la Central Hidroeléctrica Paute, al Sistema Centro Sur y Sur. La línea parte de la subestación Molino del Paute, con estructuras de doble circuito y montaje inicial completo.

- Cuenca - Loja

Longitud	150 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

Su construcción está diseñada con estructuras de simple circuito a través del callejón interandino y cumple con el objetivo de transportar la potencia eléctrica necesaria para servir al Sistema Regional Sur.

- Paute - Méndez

Longitud	50 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

Esta línea se construirá con estructuras de simple circuito y será la encargada de dar servicio eléctrico a la región oriental del país.

- Sta. Rosa - Vicentina

Longitud	16 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	1

Esta línea será la encargada de transportar la potencia que el Sistema Nacional entregará al área de Quito y al Sistema Norte. Su construcción está prevista en estructuras de simple circuito.

- Pascuales - Salitral

Longitud	18 Km.
Voltaje	138 KV.
Número de circuitos	2

El diseño de esta línea, está previsto en estructuras de doble circuito, con montaje inicial completo.

C A P I T U L O I I

DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

1. GENERALIDADES

Antes que cualquier estudio detallado de un proyecto eléctrico sea emprendido es necesario tener cierta referencia de los requerimientos de energía eléctrica. Solamente si el valor de la demanda es asumido a ser mayor que un cierto nivel mínimo es posible empezar a explotar la factibilidad técnica del proyecto.

El Estudio de Mercado Eléctrico, no es más que un conjunto de técnicas para obtener información acerca del medio ambiente de la Empresa, en un período relativamente largo, en general 10 años pueden ser suficientes para que, los análisis por medio de las curvas de regresión o tendencias sean utilizables.

En términos generales el objeto del estudio de mercado eléctrico es estimar con la máxima aproximación posible, la cantidad de energía eléctrica que la Zona en estudio consumirá durante un cierto período y a un determinado precio, lo que proporciona criterios útiles para:

- Determinar la capacidad de la nueva Planta.
- Tipo de Central.
- Fijar la ubicación de la Planta.
- Estimar probables ingresos durante la vida útil de la Planta.

A continuación se define los tipos de consumo de energía eléctrica.

- Residencial

Se define consumo residencial al destinado exclusivamente para usos domésticos de la unidad familiar.

- Comercial

Es el consumo de energía eléctrica en casa, edificios, departamentos, etc., destinados por el abonado o sus inquilinos, para fines de negocios o actividades profesionales, educativas e institucionales, y locales destinados a cualquier otra actividad, por lo cual sus propietarios o sus arrendatarios perciben alguna remuneración del público que a ellos concurre. Por tanto se clasificarán con consumo comercial la energía utilizada en tiendas, almacenes, salas de cine, hoteles, escuelas, colegios, universidades, clínicas, hospitales, templos, iglesias, etc.

- Industrial

Se clasifica como consumo industrial a la energía utilizada en fábricas, talleres, aserraderos, molinos, etc., destinados a la elaboración o transformación de productos por cualquier proceso industrial.

- Alumbrado Público

Se denomina consumo de alumbrado público, a la energía utilizada para el alumbrado de las calles, plazas, sitios de recreo, parques, pilas luminosas, etc., que son de libre ocupación del público.

- Oficiales

Dentro de esta categoría están incluidos los consumos de energía de las oficinas o dependencias de los municipios, consejos provinciales, y en general del Gobierno del Ecuador, cuyo funcionamiento se halla totalmente financiado con fondos provenientes del Estado.

Los factores que fundamentalmente inciden en el consumo de energía son los siguientes:

- La Oferta

Constituida por las disponibilidades de producción de energía y potencia eléctrica.

- La Demanda

Esta constituida por los requerimientos del mercado.

Este análisis de la demanda es de vital importancia, en razón de que nos permitirá diagnosticar el estado de la electrificación y nos permitirá así mismo imponernos metas de desarrollo eléctrico.

2. REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA

2.a ESTADO DEL SERVICIO ELECTRICO

El mercado eléctrico del País, en la actualidad, está servido por Empresas Eléctricas asociadas a INECEL, una Empresa Eléctrica extranjera (EMELEC), Cooperativas, Municipios y Autoprodutores.

La potencia total suministrada por las entidades de servicio público a diciembre de 1976 fue de 514.4 MW, de los cuales 132.6 MW eran entregados por las centrales hidroeléctricas, es decir el 25.8%, los restantes 381.8 MW eran de procedencia térmica lo que daba un 74.2%.

La potencia total instalada en este mismo año por los autoproductores para servicio particular de algunas fábricas era de 118.4 MW totalizando una potencia instalada nacional de 632.8 MW.

La generación total del país, en 1976, fue de 1866 GWh. La población nacional en 1976 ascendió a 6.90 millones de habitantes, obteniéndose una potencia instalada de 92 vatios por habitante y un consumo de 270 KWh por habitante.

Se ha calculado que alrededor de 2.34 millones de ecuatorianos disponen de servicio en la actualidad, lo que representa el 35% de la población total del país.

Tomando en cuenta el grado de electrificación alcanzada, se han adoptado las siguientes metas:

	Metas en el año	
	1980	1990
Población Urbana	90-95%	90-100%
Población Periférica	50-80%	80-90 %
Cabeceras parroquiales	80-90%	90-95 %
Zona Rural	30-40%	40-60 %

Con las consideraciones antes indicadas, se estima que la demanda eléctrica de servicio público crecerá con las siguientes tasas medias acumulativas anuales.

Energía 12.1%

Potencia 12.1%

2.6 REQUERIMIENTO DE DEMANDA Y ENERGIA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES.

Los sistemas Eléctricos Regionales responden a una necesidad urgente de agrupar los pequeños sistemas eléctricos para que no operen en forma aislada y por consiguiente poco eficiente, de manera que, robustecidos económicamente puedan adquirir los recursos técnicos necesarios para atender en forma satisfactoria la distribución y comercialización de la energía eléctrica que recibirán del Sistema Nacional Interconectado.

Los Sistemas Eléctricos Regionales que se han definido son los siguientes:

- Sistema Norte

Este sistema comprende las provincias de Carchi e Imbabura y los cantones Cayambe y Pedro Moncayo de Pichincha.

- Sistema Pichincha

Este sistema que comprende la provincia del mismo nombre es uno de los de mayor importancia puesto que en él se encuentra la ciudad de Quito, capital de la República del Ecuador y uno de los principales centros de consumo del país.

- Sistema Centro Norte

El sistema Centro-Norte, comprende las provincias de Co

topaxi, Tungurahua, Pastaza, Chimborazo y Bolívar.

- Sistema Centro Sur

Este sistema comprende las provincias de Cañar y Azuay.

- Sistema Sur

Comprende las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe.

- Sistema Esmeraldas

Este sistema comprende las provincias de Esmeraldas, la misma que reviste mucha importancia en el aspecto industrial, puesto que, aquí funciona la Refinería Estatal.

- Sistema Manabí

Comprende solamente la provincia de Manabí.

- Sistema Guayas-Los Ríos

Este sistema, el mayor de los sistemas Regionales, comprende las provincias de Guayas y Los Ríos.

El sistema Guayas-Los Ríos, reviste particular importancia por cuanto aquí se encuentra la ciudad de Guayaquil, principal puerto marítimo del país, y el mayor centro de consumo de energía eléctrica.

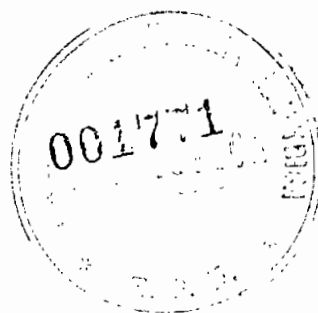
- Sistema El Oro

Comprende únicamente la provincia de El Oro.

- Sistemas Menores

Los sistemas Menores son pequeños proyectos que se realizarán en áreas del país, que por su ubicación geográfica, no pueden participar del Sistema Nacional Interconectado, o que su integración se prevé a largo plazo y que por lo tanto serán pequeños centros de generación, junto a sus respectivos mercados.

Los cuadros que ha continuación se detallan, expresan los requerimientos de potencia y energía de los Sistemas Regionales.



PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: NORTE

AREA:

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrad Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	323.99	35.3	16.9	19.10	3.29	7.6	3.7	1.8	4.4	17.4	18.8	21.4	36.7	6.6
1974	329.98	37.3	16.0	20.55	3.52	8.6	4.2	2.0	4.5	19.2	18.6	23.6	36.7	7.3
1975	336.46	39.5	15.1	22.19	3.79	9.8	4.8	2.2	4.8	21.5	18.3	26.4	36.8	8.2
1976	343.11	42.0	14.2	24.02	4.10	11.2	5.4	2.5	5.0	24.2	18.1	29.6	36.9	9.1
1977	349.93	44.6	13.4	26.04	4.43	12.8	6.2	58.6	5.3	82.9	18.4	101.7	58.9	19.7
1978	356.87	47.6	12.5	283.6	4.82	14.8	7.1	60.5	5.6	88.0	18.1	107.5	57.3	21.3
1979	363.99	51.0	11.7	30.98	5.26	17.1	8.1	61.3	5.9	92.4	17.8	112.5	55.8	23.0
1980	371.27	54.8	10.9	33.91	5.73	19.7	9.3	62.1	6.3	97.4	17.5	118.1	54.2	24.8
1981	378.74	57.0	10.5	36.02	6.10	22.2	10.6	63.0	6.6	102.3	17.2	123.7	53.1	26.6
1982	386.38	59.3	10.1	38.22	6.51	25.0	12.0	64.0	6.8	107.7	16.9	129.8	51.9	28.5
1983	393.69	61.7	9.7	40.53	6.94	28.1	13.6	65.0	7.1	113.8	16.7	136.6	50.8	30.6
1984	401.20	64.3	9.3	42.99	7.39	31.6	15.4	66.2	7.3	120.5	16.4	144.3	49.9	33.0
1985	409.83	66.9	8.9	45.70	7.87	35.5	17.5	67.5	7.6	128.1	16.2	152.9	49.0	35.6
1986	418.78	69.6	8.6	48.59	8.39	39.8	19.8	68.9	7.9	136.5	16.0	162.5	48.2	38.5
1987	427.42	72.4	8.2	51.62	8.96	44.5	22.5	70.5	8.2	145.6	15.7	173.0	47.5	41.6
1988	436.15	75.4	7.9	54.84	9.59	49.6	25.5	72.2	8.5	155.8	15.5	184.5	46.8	44.9
1989	445.11	78.5	7.6	58.26	10.26	55.1	28.9	74.1	8.8	166.9	15.3	197.2	46.3	48.6
1990	454.43	81.7	7.3	61.92	10.98	61.2	32.6	76.2	9.1	179.2	15.1	211.2	45.7	52.7
ASA %	2.01			7.16	7.34	13.06	13.73	24.83	4.46	14.72		14.42		12.94

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: PICHINCHA

AREA: QUITO

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc.	Comercial	Residenc.	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potencia (MW)
1973	811.07	61.2	10.7	82.83	14.28	128.6	43.5	92.2	29.4	293.7	20.1	367.8	50.9	82.4
1974	837.63	61.8	10.3	86.30	14.57	138.1	47.0	97.2	31.4	313.7	20.0	392.1	51.5	86.9
1975	870.39	63.0	9.5	91.52	15.34	152.1	52.4	105.5	33.6	343.7	19.8	428.7	51.5	94.9
1976	902.59	64.3	9.3	96.87	16.13	167.3	58.4	121.2	35.9	382.9	19.6	476.8	51.8	105.0
1977	941.12	65.7	9.1	103.20	17.08	185.3	65.7	138.1	38.8	427.9	19.6	613.1	51.8	135.9
1978	977.40	67.2	8.9	109.48	18.02	204.0	73.6	156.7	41.7	475.9	19.4	683.5	51.9	151.5
1979	1016.28	68.7	8.7	116.46	19.05	225.2	82.5	176.8	44.7	529.2	19.2	759.3	51.8	168.3
1980	1056.95	70.3	8.5	123.93	20.15	248.8	92.6	199.7	47.9	589.0	19.0	840.5	51.7	186.3
1981	1099.72	72.1	8.3	132.25	21.41	275.1	104.1	225.9	51.3	656.4	18.8	922.1	51.6	204.4
1982	1144.48	74.0	8.1	141.28	22.77	303.8	116.7	255.6	54.9	730.9	18.5	1032.8	51.6	228.9
1983	1191.69	76.0	7.8	151.14	24.21	335.9	130.8	289.4	58.9	814.9	18.2	1156.7	51.6	256.4
1984	1241.36	78.2	7.6	161.91	25.75	372.1	146.5	327.9	63.3	909.7	17.9	1295.5	51.5	287.2
1985	1293.34	80.5	7.4	173.73	27.42	412.6	163.7	371.6	68.1	1016.1	17.5	1451.0	51.4	321.6
1986	1348.11	83.3	7.1	187.25	29.31	459.6	183.2	421.4	73.2	1137.5	17.0	1625.1	51.3	360.2
1987	1406.23	86.7	6.9	203.36	31.58	516.4	206.6	478.0	78.4	1279.3	16.6	1820.1	51.3	403.4
1988	1467.33	90.2	6.6	220.77	34.01	579.8	232.2	542.4	83.6	1438.1	16.2	2038.5	51.2	451.8
1989	1531.29	93.4	6.4	238.46	36.45	647.3	258.7	615.7	88.9	1610.6	15.6	2283.1	51.2	506.1
1990	1597.96	95.8	6.2	255.15	38.69	714.6	283.8	699.2	94.3	1791.9	15.0	2557.1	51.1	566.8
TASA %	4.06			6.84	6.03	10.61	11.66	12.65	7.08	11.22				

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: PICHINCHA

AREA: SANTO DOMINGO

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potencia (MW)
1973	92.99	15.8	37.8	2.45	1.22	2.0	2.1	1.9	1.1	7.0	16.8	8.5	48.7	2.0
1974	98.36	19.1	31.4	3.13	1.44	2.6	2.2	2.1	1.7	8.6	16.7	10.4	51.0	2.3
1975	107.50	21.4	28.0	3.83	1.65	3.3	3.2	2.6	1.9	11.1	16.6	13.3	52.0	2.9
1976	116.90	24.0	25.0	4.67	1.91	4.1	4.0	3.0	2.2	13.3	16.5	16.0	49.0	3.7
1977	126.90	27.2	22.0	5.76	2.27	5.3	5.1	3.5	2.4	16.3	16.4	19.5	48.0	4.6
1978	137.10	31.5	19.0	7.21	2.74	6.9	6.5	4.0	2.7	20.1	16.3	24.0	47.0	5.8
1979	147.60	35.2	17.0	8.68	3.16	8.6	7.9	4.6	2.9	24.1	16.2	28.8	46.0	7.1
1980	158.40	40.0	15.0	10.56	3.69	10.9	9.7	5.3	3.2	29.1	16.0	34.7	45.0	8.8
1981	169.30	44.4	13.5	12.54	4.20	13.4	11.6	6.0	3.5	24.6	16.0	41.1	44.0	10.7
1982	180.30	50.0	12.0	15.02	4.80	16.7	14.0	6.7	3.8	41.2	16.0	49.1	43.0	13.0
1983	191.32	53.0	11.3	16.93	5.16	19.6	15.7	7.6	4.1	47.0	15.9	55.9	41.9	15.2
1984	202.30	54.5	11.0	18.39	5.33	22.0	16.9	8.5	4.5	51.9	16.0	61.8	41.0	17.2
1985	213.11	57.2	10.4	20.32	5.58	25.1	18.5	9.6	4.8	48.0	16.0	69.1	40.3	19.5
1986	223.70	60.0	10.0	22.36	5.81	28.5	20.0	10.8	5.1	64.5	16.0	76.8	40.0	21.9
1987	233.96	62.6	9.5	24.41	5.98	32.1	21.4	12.1	5.5	71.1	16.0	84.6	39.9	24.2
1988	243.80	65.2	9.2	26.50	6.09	35.9	22.6	13.6	5.8	77.9	16.0	92.8	40.0	26.5
1989	253.11	67.8	8.8	28.62	6.15	40.0	23.7	15.4	6.2	85.2	16.0	101.4	40.0	28.9
1990	261.80	70.5	8.5	30.79	6.15	44.5	24.6	17.3	6.5	92.9	16.0	110.5	40.0	31.5
ASA	6.27			16.04	9.96	20.16	15.65	13.81	10.99	16.37		16.30		17.6

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (G W h)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc.	Comercial	Residenc.	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	262.90	34.3	17.4	15.05	4.78	9.6	6.0	3.3	3.3	22.1	22.2	28.5	36.9	8.8
1974	269.22	36.1	16.5	16.22	4.93	10.7	6.4	3.6	3.5	24.2	21.7	30.9	36.9	9.5
1975	275.69	38.3	15.6	17.63	5.13	12.1	7.0	7.1	3.6	29.8	21.2	37.8	37.6	11.5
1976	282.33	40.7	14.7	19.19	5.35	13.7	7.6	7.8	3.8	32.9	20.7	41.5	37.8	12.5
1977	289.13	43.4	13.8	20.93	5.61	15.6	8.3	8.6	4.0	36.5	20.2	45.8	37.7	13.8
1978	296.09	46.4	12.9	22.92	5.90	17.8	9.2	9.5	4.2	40.6	19.8	50.6	37.8	15.3
1979	303.24	49.3	12.1	24.94	6.17	20.1	10.0	10.4	4.4	45.0	19.3	55.8	37.8	16.8
1980	310.55	52.5	11.4	27.17	6.47	22.8	10.9	11.6	4.7	50.0	18.9	61.7	37.8	18.6
1981	318.05	55.1	10.8	29.21	6.72	25.9	11.9	12.8	4.9	54.5	18.4	68.1	38.0	20.4
1982	325.73	57.8	10.3	31.40	6.99	29.3	13.0	14.2	5.2	61.6	18.0	75.2	38.1	22.5
1983	333.60	60.6	9.8	33.74	7.28	33.1	14.2	15.8	5.5	68.5	17.6	83.2	38.2	24.8
1984	341.67	63.7	9.4	36.27	7.59	37.4	15.4	17.6	5.8	76.2	17.2	92.1	38.4	27.3
1985	349.94	66.8	8.9	39.01	7.93	42.2	16.9	19.6	6.1	84.9	16.8	102.1	38.6	30.2
1986	358.42	70.2	8.5	41.98	8.30	47.6	18.4	21.9	6.5	94.5	16.5	113.2	38.7	33.3
1987	367.10	73.9	8.1	45.25	8.71	53.6	20.1	24.6	6.9	105.1	16.2	125.5	38.9	36.8
1988	376.01	77.9	7.6	48.85	9.17	60.4	21.9	27.5	7.3	117.1	15.9	139.2	38.9	40.8
1989	305.15	82.2	7.2	52.82	9.67	68.1	23.8	30.9	7.8	120.6	15.5	154.7	39.0	45.2
1990	394.54	86.9	6.8	57.20	10.23	76.9	25.8	34.7	8.4	145.8	15.2	172.2	39.0	50.3

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: CENTRO NORTE

AREA: COTOPAXI

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	227.84	16.9	35.4	6.42	1.65	4.7	2.4	3.3	2.6	13.1	28.0	18.2	36.4	5.7
1974	234.84	18.6	32.1	7.31	1.81	5.5	2.7	3.7	2.8	14.6	26.7	20.0	36.5	6.2
1975	242.06	20.6	29.0	8.34	1.99	6.4	3.0	4.1	2.9	16.4	25.4	22.0	36.6	6.8
1976	249.54	22.7	26.3	9.47	2.10	7.5	3.3	4.6	3.1	18.4	24.4	24.3	36.8	7.5
1977	257.29	24.8	24.1	10.67	2.38	8.5	3.7	7.9	3.3	23.3	23.2	30.3	40.0	8.6
1978	265.30	27.2	22.0	12.05	2.61	9.8	4.1	8.6	3.4	25.9	22.3	33.4	39.9	9.6
1979	273.69	29.6	20.2	13.54	2.84	11.3	4.6	9.5	3.6	28.9	21.4	36.8	39.9	10.5
1980	282.20	32.5	18.4	15.29	3.11	13.0	5.1	10.4	3.9	32.4	20.6	40.9	39.8	11.7
1981	291.09	35.6	16.8	17.27	3.42	15.2	5.7	11.5	4.1	36.5	19.8	45.6	39.7	13.0
1982	300.30	36.9	15.4	19.49	3.75	17.6	6.5	12.7	4.4	41.2	19.0	50.9	39.7	14.6
1983	309.84	42.7	14.0	22.08	4.14	20.7	7.3	14.1	4.6	46.6	18.3	57.1	39.6	16.4
1984	319.73	47.3	12.6	25.20	4.60	24.1	8.3	15.7	4.9	53.0	17.7	64.4	39.5	18.6
1985	329.97	52.7	11.3	29.00	5.15	28.2	9.4	17.5	5.3	60.5	17.2	73.0	39.4	21.1
1986	340.57	59.5	10.0	33.82	5.86	33.8	10.8	19.6	5.6	69.3	16.7	83.3	39.3	24.2
1987	351.55	65.2	9.2	38.20	6.48	38.9	12.3	21.9	6.0	78.9	16.2	94.3	39.2	27.4
1988	362.95	69.3	8.6	41.95	6.98	44.6	13.7	24.5	6.5	89.3	15.8	106.1	39.3	30.8
1989	374.79	73.9	8.1	46.19	7.54	51.3	15.4	27.5	6.9	101.1	15.5	119.7	39.4	34.7
1990	387.11	80.6	7.4	52.05	8.35	59.5	17.4	30.9	7.5	115.4	15.2	136.2	39.3	39.5
ASA %	3.16			13.09	9.98	16.03	12.41	13.97	6.33	13.64		12.55		12.04

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: CENTRO NORTE

AREA: EL PUYO

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc.	Comercial	Residenc.	Comerc.	Indust.	Alumbrad Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	12.74	29.0	20.6	0.61	0.09	380.3	90.8	396.5	199.9	1067.7	24.2	1409.5	37.3	430.2
1974	13.27	31.3	19.1	0.69	0.10	445.4	108.4	439.1	209.1	1202.2	23.2	1566.0	37.3	477.9
1975	13.82	33.8	17.7	0.78	0.11	521.4	129.3	486.3	218.8	1335.9	22.2	1744.4	37.3	532.4
1976	14.40	36.6	16.3	0.87	0.13	610.7	154.5	578.2	229.1	1572.5	21.3	1998.1	37.3	611.5
1977	14.99	39.6	15.1	0.98	0.14	714.7	184.2	700.9	239.6	1839.4	20.4	2310.8	37.3	707.2
1978	15.62	42.8	14.0	1.11	0.16	837.2	219.9	2156.5	250.8	3464.5	19.5	4308.6	37.3	1315.1
1979	16.27	46.2	12.9	1.25	0.18	979.5	262.3	2317.2	262.4	3821.5	18.7	4705.2	37.3	1436.1
1980	16.94	50.0	12.0	1.41	0.21	1146.9	313.0	2490.0	274.6	4225.6	18.0	5153.2	37.3	1572.9
1981	17.65	52.4	11.4	1.54	0.23	1303.2	364.8	2678.7	287.5	4634.3	17.7	5636.5	37.3	1720.4
1982	18.38	54.9	10.9	1.68	0.25	1478.9	424.7	2882.0	300.7	5086.5	17.5	6171.5	37.3	1883.7
1983	19.14	57.5	10.4	1.83	0.28	1678.9	494.8	3102.0	314.7	5590.6	17.3	6766.2	37.3	2065.8
1984	19.04	60.3	9.9	2.00	0.30	1906.4	576.5	3340.1	329.4	6152.7	17.1	7428.1	37.3	2267.2
1985	20.77	63.2	9.4	2.18	0.33	2164.4	671.3	3598.4	344.7	6778.8	16.9	8164.2	37.4	2486.1
1986	21.63	66.2	9.0	2.39	0.37	2457.5	781.6	3878.2	360.6	7478.1	16.7	8984.9	37.5	2727.8
1987	22.53	69.5	8.6	2.61	0.40	2791.8	910.7	4181.8	377.4	8261.8	16.5	9903.1	37.6	2998.6
1988	23.47	72.9	8.2	2.85	0.45	3171.1	1061.1	4511.1	395.0	9138.3	16.3	10928.4	37.7	3300.3
1989	24.44	76.4	7.8	3.11	0.49	3599.5	1235.7	4868.6	413.4	10117.4	16.1	12071.6	37.8	3635.9
1990	25.46	80.0	7.5	3.39	0.54	4080.7	1437.8	5226.8	432.8	11208.2	16.0	13343.1	38.0	4033.4
TASA %	4.15			10.55	10.97	14.97	17.63	16.41	4.64	14.83		14.13		14.02

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		C O N S U M O S (G W h)					PERDIDAS (%)	D E M A N D A		
				Residenc.	Comercial	Residenc.	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (Gwh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	297.96	16.9	35.3	8.43	3.66	5.3	3.9	10.0	1.6	20.8	17.9	25.3	45.3	6.4
1974	302.15	18.6	32.2	9.37	3.93	6.3	4.3	23.4	1.7	35.8	16.9	43.0	51.6	9.5
1975	306.49	20.6	29.0	10.55	4.16	8.1	4.7	27.4	1.8	42.0	16.7	50.4	52.6	10.9
1976	310.91	23.0	25.9	11.95	4.35	10.3	5.2	33.0	1.9	50.4	16.5	60.4	54.5	12.6
1977	315.44	25.9	23.1	13.64	4.56	12.7	5.7	34.7	2.1	55.1	16.4	66.0	53.9	14.0
1978	320.14	29.5	20.3	15.75	4.76	15.3	6.2	65.8	2.2	89.6	16.0	106.8	57.4	21.2
1979	324.88	33.6	17.8	18.23	4.92	18.3	6.8	70.1	2.4	97.6	15.9	116.1	56.6	23.4
1980	329.75	38.4	15.6	21.10	5.11	21.8	7.4	78.1	2.6	110.0	15.8	130.6	56.1	26.6
1981	334.80	41.3	14.5	23.06	5.16	24.3	8.0	83.4	2.8	118.5	15.7	140.7	55.8	28.8
1982	339.97	44.1	13.5	25.00	5.20	26.9	8.6	91.1	3.0	129.7	15.7	154.0	55.4	31.7
1983	345.27	47.3	12.6	27.23	5.26	29.9	9.4	97.3	3.2	139.7	15.6	165.7	54.9	34.4
1984	350.68	50.8	11.7	29.72	5.34	33.1	10.2	103.9	3.3	150.6	15.5	178.4	54.4	37.4
1985	356.23	54.9	10.9	32.64	5.42	36.8	11.1	111.1	3.5	162.5	15.5	192.3	53.9	40.7
1986	371.89	59.5	10.0	35.91	5.50	40.7	12.2	118.9	3.7	175.5	15.4	207.6	53.4	44.4
1987	367.63	64.2	9.3	39.36	5.58	45.1	13.3	127.3	3.9	189.6	15.3	224.0	52.9	48.3
1988	373.61	69.1	8.6	43.06	5.66	49.8	14.7	136.5	4.1	205.0	15.2	241.9	52.5	52.5
1989	379.58	74.6	8.0	47.23	5.74	55.0	16.2	143.4	4.3	221.9	15.1	261.6	52.2	57.1
1990	385.88	81.4	7.3	52.36	5.81	61.1	17.9	157.1	4.5	240.7	15.0	283.4	51.9	62.3
ASA %	1.53			11.34	2.74	15.45	9.44	17.58	6.26	15.49		15.26		14.34

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: CENTRO NORTE

AREA: GUARANDA

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrad. Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	144.11	14.0	42.7	3.36	0.36	1.06	0.27	0.14	0.65	2.11	25.7	2.84	31.4	1.03
1974	145.66	15.2	39.3	3.70	0.41	1.23	0.31	0.16	0.74	2.43	24.0	3.24	31.3	1.18
1975	147.52	16.8	35.5	4.14	0.47	1.48	0.38	0.17	0.85	2.87	24.1	3.79	31.4	1.38
1976	149.30	18.9	31.7	4.70	0.54	1.82	0.46	0.25	0.97	3.50	23.4	4.57	31.5	1.66
1977	151.06	21.4	27.9	5.39	0.63	2.28	0.57	0.28	1.12	4.24	22.7	5.49	31.4	2.00
1978	152.88	24.5	24.4	6.26	0.74	2.88	0.70	0.76	1.29	5.63	22.1	7.23	32.0	2.58
1979	154.87	28.5	21.0	7.37	0.88	3.68	0.89	0.83	1.50	6.89	21.5	8.78	31.9	3.14
1980	156.92	32.3	18.5	8.46	1.03	4.54	1.10	0.91	1.70	8.24	20.9	10.42	31.9	3.72
1981	158.99	35.6	16.8	9.44	1.15	5.36	1.31	1.00	1.82	9.49	20.3	11.92	32.0	4.25
1982	161.11	38.3	15.6	10.29	1.26	6.17	1.53	1.09	1.91	10.72	19.8	13.36	32.0	4.76
1983	163.33	41.6	14.3	11.35	1.39	7.22	1.80	1.20	2.01	12.22	19.2	15.14	31.9	5.41
1984	165.62	45.5	13.1	12.56	1.54	8.46	2.12	1.31	2.11	14.00	18.7	17.23	32.0	6.14
1985	168.00	49.7	12.0	13.92	1.71	9.91	2.51	1.56	2.20	16.18	18.2	19.79	32.4	6.97
1986	170.45	54.3	11.0	15.45	1.90	11.56	2.97	1.71	2.29	18.53	17.7	22.52	32.4	7.92
1987	172.99	59.5	10.0	17.16	2.12	13.43	3.51	1.86	2.37	21.17	17.2	25.58	32.4	9.00
1988	175.62	65.0	9.2	19.04	2.36	15.50	4.15	2.04	2.45	24.13	16.7	28.99	32.3	10.22
1989	178.36	71.0	8.4	21.11	2.63	17.77	4.89	2.23	2.53	27.42	16.3	32.76	32.3	11.56
1990	181.22	77.6	7.7	23.44	2.93	20.24	5.76	2.44	2.62	31.06	15.8	36.91	32.3	13.02
TASA %	1.35			12.08	13.05	18.97	19.82	18.26	8.58	17.14		16.28		16.08

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: CENTRO SUR

AREA:

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrad Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenc. (MW)
1973	491.87	22.1	27.1	18.12	2.22	17.0	3.1	10.2	3.1	33.3	22.5	43.0	43.7	11.2
1974	503.47	24.2	24.7	20.30	2.55	19.2	3.6	11.2	3.4	37.4	21.9	47.9	43.4	12.6
1975	515.32	26.5	22.6	22.77	2.93	21.6	4.2	12.4	3.8	42.0	21.4	53.4	43.1	14.1
1976	527.47	29.3	20.4	25.79	3.41	24.5	5.0	13.8	4.2	47.5	20.8	60.0	42.8	16.0
1977	539.93	32.8	18.2	29.52	4.01	28.0	6.0	35.0	4.6	73.7	20.4	92.6	44.0	24.0
1978	552.68	37.0	16.2	34.11	4.78	32.1	7.3	39.7	5.2	84.3	19.9	105.3	43.6	27.6
1979	565.74	42.3	14.1	39.89	5.79	37.3	9.0	42.2	6.1	94.5	19.3	117.3	42.8	31.2
1980	579.10	48.8	12.2	47.11	7.15	43.8	11.3	54.8	7.1	117.0	18.6	143.8	42.5	38.6
1981	592.79	51.3	11.6	50.76	7.78	49.2	12.9	58.7	7.5	128.4	18.2	157.1	42.6	42.0
1982	606.81	54.0	11.1	54.62	8.47	55.2	14.8	63.3	7.9	141.3	17.9	172.1	42.7	46.0
1983	621.23	56.9	10.5	59.01	9.26	62.0	17.0	68.6	8.4	156.0	17.5	189.2	42.8	50.5
1984	636.01	60.3	9.9	63.98	10.16	69.8	19.5	74.5	8.9	172.6	17.1	208.4	42.8	55.5
1985	651.11	63.8	9.3	69.34	11.15	78.4	22.3	81.1	9.4	191.2	16.7	229.7	42.8	61.2
1986	666.58	67.6	8.8	75.19	12.25	87.9	25.5	88.6	10.0	211.9	16.4	253.6	42.8	67.6
1987	682.47	71.8	8.3	81.73	13.49	98.5	29.2	97.0	10.5	235.2	16.1	280.4	42.8	74.8
1988	698.76	76.3	7.8	88.91	14.88	110.3	33.4	106.5	11.2	261.5	15.8	310.7	42.7	82.9
1989	715.43	81.0	7.4	86.67	16.40	123.7	38.2	117.2	11.9	291.0	15.5	344.6	42.7	92.0
1990	732.48	85.9	6.9	104.87	18.05	138.7	43.6	129.3	12.6	324.2	15.2	382.7	42.7	102.1
TASA %	2.37			10.87	13.11	13.14	16.90	16.14	8.61	14.32		13.72		13.87

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: SUR

AREA:

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (G W h)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	368.89	12.4	48.3	7.62	2.20	3.2	2.6	1.7	3.0	10.5	18.2	12.9	36.1	4.1
1974	377.79	12.6	47.2	7.98	2.28	3.6	2.9	1.9	3.2	11.5	18.0	14.0	36.3	4.4
1975	386.96	13.2	45.1	8.56	2.40	4.2	3.2	4.0	3.3	14.7	17.6	17.9	37.0	5.5
1976	396.35	14.2	42.1	9.39	2.57	5.0	3.6	5.3	3.4	17.3	17.4	20.9	37.1	6.4
1977	405.89	15.6	38.4	10.56	2.80	6.0	4.1	6.0	3.6	19.7	17.3	23.9	37.6	7.2
1978	415.61	17.4	34.3	12.11	3.08	7.4	4.8	7.0	3.8	23.0	17.2	27.8	38.1	8.3
1979	425.56	19.8	30.1	14.10	3.42	9.3	5.6	11.0	4.0	29.8	16.9	35.9	38.6	10.6
1980	435.72	23.2	25.8	16.86	3.89	11.8	6.6	14.2	4.2	36.8	16.6	44.2	39.5	12.8
1981	446.09	27.8	21.5	20.71	4.57	15.3	8.0	15.8	4.5	43.6	16.5	52.3	40.0	14.9
1982	456.69	33.5	17.9	25.50	5.39	19.8	9.8	17.5	4.8	51.9	16.4	62.1	40.5	17.5
1983	467.50	38.6	15.5	30.10	6.08	24.5	11.6	19.2	5.1	60.4	16.2	72.1	41.2	20.0
1984	478.53	43.4	13.7	34.67	6.68	29.6	13.4	21.0	5.4	69.4	16.0	82.7	41.8	22.6
1985	489.77	46.5	12.8	37.98	6.95	34.0	14.8	23.1	5.8	77.6	15.8	92.3	42.4	24.8
1986	501.24	50.1	11.9	41.85	7.27	39.2	16.4	25.4	6.1	87.1	15.6	103.2	42.8	27.5
1987	512.93	54.2	11.0	46.40	7.66	45.2	18.3	28.0	6.5	98.0	15.4	115.9	43.2	30.6
1988	524.87	59.1	10.1	51.70	8.13	52.4	20.5	30.8	6.8	110.5	15.3	130.6	43.5	34.2
1989	537.07	64.6	9.2	57.90	8.68	60.8	23.2	34.1	7.1	125.2	15.1	147.6	43.6	38.6
1990	549.56	71.9	8.3	65.90	9.43	71.1	26.6	37.7	7.4	142.7	15.0	168.0	43.4	44.1
TASA %	2.37			13.52	8.94	19.98	14.62	20.16	5.35	16.57		16.31		15.07

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	195.71	14.2	41.9	4.66	1.00	3.6	1.8	3.0	1.2	9.7	21.3	12.3	36.4	3.9
1974	203.36	15.5	38.6	5.25	1.16	4.3	2.1	4.2	1.5	12.1	20.9	15.3	37.6	4.6
1975	211.92	16.9	35.4	5.97	1.36	5.0	2.5	6.6	1.7	15.8	20.4	19.9	40.7	5.6
1976	220.74	18.6	32.1	6.87	1.61	5.9	3.0	8.4	1.9	19.3	20.0	24.1	42.4	6.5
1977	230.05	20.8	28.7	8.01	1.91	7.1	3.7	10.7	2.2	23.7	19.6	29.4	44.2	7.6
1978	239.99	23.7	25.2	9.50	2.30	8.7	4.5	15.2	2.5	30.9	19.2	38.2	48.1	9.1
1979	250.18	27.5	21.8	11.47	2.79	10.7	5.6	17.5	2.8	36.7	18.8	45.2	48.4	10.6
1980	261.01	32.5	18.4	14.16	3.44	13.6	7.1	30.6	3.2	54.5	18.3	66.7	53.3	14.3
1981	272.00	39.1	15.3	17.76	4.23	17.4	9.0	32.7	3.6	62.7	17.9	76.4	51.8	16.8
1982	283.06	46.2	12.9	21.82	5.16	21.8	11.3	35.0	3.9	72.0	17.5	87.3	50.9	19.5
1983	294.13	53.9	11.3	25.96	6.06	26.5	13.7	27.6	4.3	82.1	17.0	99.0	50.9	22.2
1984	305.27	59.4	10.0	30.24	6.89	31.6	16.2	45.9	4.7	98.4	16.6	118.1	51.3	26.2
1985	316.68	63.6	9.4	33.58	7.41	36.5	18.4	49.3	5.2	109.4	16.3	130.7	50.8	29.3
1986	328.17	65.6	9.1	35.89	7.66	41.2	20.1	53.1	5.7	120.1	16.0	143.1	50.6	32.3
1987	339.61	69.8	8.5	39.54	8.14	47.4	22.6	57.6	6.2	133.7	15.9	159.2	50.4	36.0
1988	351.11	74.7	8.0	43.76	8.69	54.7	25.3	62.6	6.7	149.3	16.0	177.8	50.3	40.3
1989	362.73	80.2	7.4	48.50	9.29	63.1	28.4	68.3	7.3	167.0	16.0	198.9	50.2	45.2
1990	374.51	85.7	6.9	53.51	9.90	72.3	31.7	74.9	7.8	186.6	16.0	222.1	50.0	50.6
ASA %	3.89			15.43	14.39	19.21	18.28	20.82	11.45	18.99		18.53		16.33

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (G W h)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc.	Comercial	Residenc.	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	730.41	12.8	46.7	15.61	5.41	11.4	6.2	6.9	4.2	28.6	24.4	37.9	41.6	10.4
1974	744.62	14.4	41.4	17.96	5.72	14.0	7.1	7.7	4.6	33.3	23.6	43.7	42.7	11.7
1975	758.91	16.2	36.8	20.61	6.13	17.2	8.2	10.4	5.0	40.8	22.8	52.9	43.9	13.7
1976	773.61	18.7	32.0	24.13	6.79	21.2	9.7	16.8	5.6	53.3	21.8	68.3	44.9	17.3
1977	788.51	21.3	28.1	28.01	7.52	26.0	11.3	23.4	6.1	66.9	20.9	84.6	46.0	21.0
1978	803.52	24.3	24.5	32.67	8.44	31.8	13.4	25.3	6.7	77.2	20.0	96.6	46.4	23.7
1979	818.97	27.5	21.8	37.54	9.33	38.5	15.7	27.4	7.2	88.7	19.3	110.0	46.8	26.8
1980	834.78	30.4	19.7	42.32	10.14	45.4	18.1	33.6	7.8	104.9	18.5	128.8	47.8	30.7
1981	850.81	33.5	17.8	47.57	11.18	52.9	20.7	36.1	8.4	118.2	17.6	143.5	47.7	34.3
1982	867.24	36.3	16.5	52.49	12.11	60.4	23.3	39.0	9.0	131.7	17.1	158.9	47.5	38.1
1983	884.14	38.9	15.3	57.45	12.93	68.2	26.0	42.1	9.7	146.0	16.6	175.3	47.3	42.2
1984	901.45	41.6	14.4	62.55	13.72	76.6	28.9	45.6	10.3	161.4	16.3	192.8	47.2	46.6
1985	919.10	44.4	13.5	68.06	14.65	85.3	32.1	49.4	11.1	177.3	15.9	211.7	47.1	51.3
1986	937.14	47.4	12.6	74.07	15.71	94.6	35.6	53.6	11.8	195.5	15.7	232.0	46.9	56.4
1987	955.59	50.6	11.8	80.70	17.02	104.4	39.4	58.2	12.6	214.7	15.5	254.1	46.7	62.0
1988	974.51	54.4	11.0	88.44	18.63	115.2	43.8	63.3	13.5	235.7	15.3	278.5	46.5	68.3
1989	993.95	59.4	10.0	98.42	20.70	127.3	48.8	68.9	14.3	259.4	15.2	305.9	46.2	75.6
1990	1013.99	67.5	8.8	114.12	23.78	142.2	55.1	75.2	15.2	287.6	15.1	338.8	45.7	84.6
ASA %	1.94			12.41	9.09	16.01	13.73	15.10	7.84	14.53		13.75		13.13

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: EL ORO

AREA:

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	248.04	21.6	27.7	8.95	3.87	5.1	4.1	4.7	1.2	15.1	20.5	19.0	35.7	6.1
1974	259.55	25.1	23.8	10.88	4.54	6.6	5.1	5.0	1.4	18.1	19.0	22.4	36.5	7.0
1975	270.78	27.0	22.1	12.22	4.97	7.7	5.7	7.2	1.7	22.3	18.8	27.5	37.3	8.4
1976	282.24	29.4	20.3	13.84	5.46	9.1	6.6	11.1	2.1	28.8	18.4	35.3	38.1	10.6
1977	293.96	31.8	18.8	15.60	5.96	10.7	7.4	14.4	2.4	34.9	18.0	42.7	38.3	12.7
1978	306.04	34.7	17.2	17.70	6.49	12.7	8.5	17.1	2.7	41.0	17.5	49.7	39.0	14.6
1979	318.46	37.6	15.9	19.97	7.06	14.9	9.5	18.8	3.1	46.4	17.3	56.1	39.7	16.1
1980	331.27	40.6	14.7	22.43	7.58	17.5	10.7	20.8	3.5	52.4	16.9	63.0	40.4	17.8
1981	344.48	44.5	13.4	25.55	8.20	20.7	12.0	22.8	3.9	59.5	16.5	71.3	41.0	19.8
1982	358.25	48.8	12.2	29.15	8.70	24.7	13.4	25.1	4.3	67.6	16.3	80.8	41.6	22.1
1983	372.41	53.3	11.2	33.08	9.20	29.1	15.1	27.7	4.8	76.7	16.0	91.4	42.3	24.6
1984	387.07	57.9	10.3	37.39	9.74	34.1	17.0	30.5	5.4	87.0	15.8	103.3	43.0	27.4
1985	402.36	63.0	9.5	42.27	10.38	40.0	19.2	33.6	6.0	98.8	15.6	117.1	43.6	30.6
1986	418.26	68.2	8.7	47.57	11.09	46.4	21.6	37.1	6.6	111.8	15.4	132.3	44.2	34.2
1987	434.75	73.2	8.1	53.06	11.83	53.2	24.2	41.0	7.3	125.7	15.3	148.4	44.7	37.8
1988	451.92	78.4	7.6	59.08	12.66	60.8	27.1	45.3	7.9	141.1	15.1	166.3	45.3	41.9
1989	469.83	84.1	7.1	65.90	13.66	69.5	30.5	50.1	8.8	158.8	15.0	186.9	45.8	46.5
1990	488.54	90.8	6.6	73.97	14.92	80.2	34.7	55.4	9.8	180.0	14.9	211.7	46.2	52.2
ASA %	4.06			13.22	8.26	17.54	13.46	15.56	13.36	15.70		15.23		13.49

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		C O N S U M O S (G W h)					PERDIDAS (%)	D E M A N D A		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	184.48	14.3	41.8	4.41	2.20	2.3	2.8	0.95	1.5	7.5	18.1	9.2	32.7	3.2
1974	190.40	16.1	37.2	5.11	2.11	3.0	2.8	1.00	1.5	8.4	17.6	10.2	32.3	3.6
1975	196.98	18.9	31.6	6.19	2.34	3.8	3.2	4.10	1.6	12.8	17.7	15.6	36.1	4.9
1976	202.35	25.8	23.1	8.73	2.83	6.3	4.1	17.70	2.0	30.1	17.4	36.5	43.3	9.6
1977	208.58	30.4	19.6	10.58	3.22	7.7	4.9	46.70	2.2	61.5	18.2	75.3	49.3	17.4
1978	214.99	36.7	16.3	13.18	3.82	9.5	6.1	65.60	2.5	83.7	17.6	101.5	49.0	23.6
1979	221.52	42.9	13.9	15.84	4.31	11.4	7.1	66.70	2.8	88.0	17.2	106.4	48.3	25.1
1980	228.16	48.4	12.3	18.41	4.82	13.4	8.2	68.20	3.1	92.9	17.0	112.0	48.0	26.6
1981	234.97	51.5	11.6	20.17	5.25	15.4	9.5	69.30	3.3	97.6	16.7	117.2	47.7	28.0
1982	242.00	54.7	10.9	22.07	5.69	17.5	10.9	70.80	3.6	102.8	16.4	123.0	47.3	29.6
1983	249.19	58.3	10.2	24.24	6.17	20.0	12.5	72.20	3.7	108.5	16.2	129.5	47.1	31.4
1984	256.51	62.1	9.6	26.56	6.65	22.8	14.3	73.60	4.0	114.6	15.9	136.4	46.8	33.2
1985	263.91	65.3	9.1	28.73	7.03	25.5	15.9	74.90	4.2	120.5	15.7	143.0	46.6	35.0
1986	271.42	68.0	8.8	30.79	7.34	28.2	17.4	76.30	4.4	126.3	15.5	149.6	46.4	36.7
1987	179.09	70.4	8.5	32.79	7.65	31.1	19.1	77.70	4.6	132.5	15.3	156.6	46.3	38.6
1988	286.88	72.6	8.2	34.72	7.91	34.1	20.7	79.10	4.8	138.8	15.2	163.7	46.2	40.4
1989	294.77	74.5	8.0	36.61	8.13	37.2	22.4	80.60	5.0	145.2	15.0	171.0	46.1	42.3
1990	302.73	76.2	7.8	38.47	8.32	40.5	24.0	82.20	5.1	151.8	14.9	178.5	46.0	44.3
ASA %	2.95			13.58	8.11	18.40	13.45	29.97	7.60	19.32		19.05		16.68

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: GUAYAS-LOS RIOS

AREA: BABAHOYO

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potencia (MW)
1973	264.20	11.96	50.13	5.27	1.70	2.73	1.63	4.07	1.57	9.90	21.3	12.58	34.0	4.21
1974	271.59	15.95	37.61	7.22	2.06	3.60	2.00	4.76	1.64	12.10	19.8	15.08	34.0	5.06
1975	279.19	18.87	31.79	8.78	2.38	4.63	2.44	5.44	1.80	14.31	19.2	17.71	33.6	6.02
1976	287.02	23.24	25.81	11.12	2.82	5.99	3.02	10.86	1.94	21.92	19.6	27.25	35.6	8.73
1977	295.09	28.72	20.89	14.12	3.29	7.79	3.76	11.76	2.17	25.48	19.1	31.50	35.8	10.0
1978	303.36	34.20	17.54	17.29	3.86	9.93	4.71	33.04	2.38	49.95	17.4	60.44	44.9	15.3
1979	311.94	42.10	14.25	21.89	4.64	12.80	5.96	36.81	2.57	58.03	17.2	70.10	44.9	17.8
1980	320.75	49.18	12.20	26.29	5.38	16.04	7.31	41.05	2.74	67.14	17.0	80.89	44.8	20.5
1981	329.82	54.20	11.07	29.78	5.65	18.32	8.13	45.88	2.99	75.32	16.7	90.39	44.9	22.9
1982	339.20	58.19	10.31	32.89	5.87	20.52	8.97	51.29	4.30	84.08	16.5	100.66	45.0	25.5
1983	348.78	60.66	9.89	35.25	6.05	22.65	9.85	57.58	3.61	93.67	16.1	111.74	45.1	28.2
1984	358.64	61.98	9.68	37.03	6.17	24.77	10.81	64.75	3.88	104.20	15.9	123.89	45.6	30.9
1985	368.83	63.62	9.43	39.09	6.29	27.13	11.75	72.79	4.31	115.98	15.7	137.52	46.0	34.1
1986	379.32	65.20	9.20	41.22	6.42	29.79	12.90	82.00	4.61	129.39	15.4	152.88	46.3	37.6
1987	390.17	67.11	8.94	43.63	6.61	32.75	14.30	93.38	5.06	144.58	15.1	170.37	46.5	41.8
1988	401.35	69.20	8.67	46.28	6.83	36.18	15.84	104.32	5.57	161.91	14.9	190.25	46.8	46.3
1989	412.87	71.94	8.34	49.17	7.07	39.80	17.63	117.83	6.03	181.49	14.6	212.63	47.0	51.6
1990	424.74	73.98	8.11	52.34	7.34	43.92	19.75	133.30	6.62	203.50	14.5	237.98	47.2	57.5

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: GUAYAS-LOS RIOS

AREA: QUEVEDO

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (G W h)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	260.78	9.0	66.4	3.92	1.54	1.67	1.47	0.33	1.43	4.90	23.7	6.42	27.2	2.69
1974	269.38	12.6	47.2	5.69	1.89	2.40	1.80	0.34	1.56	6.10	22.9	7.92	27.0	3.34
1975	278.45	15.0	39.8	6.98	2.19	3.07	2.16	0.36	1.70	7.29	22.3	9.39	27.6	3.88
1976	287.98	19.0	31.5	9.13	2.62	4.11	2.68	3.34	1.86	11.98	21.9	15.35	29.8	5.87
1977	297.55	24.4	24.5	12.14	3.22	5.61	3.44	3.04	2.03	14.62	21.3	18.60	30.0	7.07
1978	307.54	30.8	19.4	15.78	4.02	7.67	4.59	3.76	2.22	18.25	20.8	23.06	30.4	8.65
1979	317.99	40.6	14.7	21.53	5.17	10.90	6.34	3.99	2.43	23.67	20.2	29.70	30.8	10.99
1980	328.35	51.0	11.7	27.95	6.58	15.16	8.89	4.25	2.66	30.96	19.8	38.61	31.4	14.01
1981	339.03	56.2	10.6	31.75	6.82	17.38	9.77	4.52	2.91	34.58	19.2	42.81	31.6	15.43
1982	351.03	61.2	9.7	35.83	7.18	20.08	11.03	4.81	2.20	39.12	18.7	48.14	32.0	17.16
1983	362.33	63.8	9.3	38.57	7.34	22.35	12.15	5.12	3.49	43.13	18.2	52.76	32.4	18.55
1984	373.41	64.7	9.2	40.31	7.37	24.33	13.19	5.45	3.82	46.80	17.7	56.91	32.9	19.71
1985	385.09	66.2	9.0	42.50	7.44	26.67	14.35	5.81	4.19	51.02	17.2	61.68	33.4	21.04
1986	397.14	67.6	8.8	44.75	7.51	29.21	15.60	6.20	4.59	55.61	16.7	66.82	33.9	22.45
1987	409.55	69.1	8.6	47.23	7.59	32.05	17.00	6.62	5.04	60.72	16.2	72.53	34.4	24.00
1988	422.38	70.9	8.4	49.94	7.68	35.22	18.56	7.08	5.53	66.39	15.8	78.85	35.0	25.71
1989	435.67	72.9	8.2	52.95	7.78	38.80	20.27	7.57	6.07	72.71	15.3	85.87	35.5	27.60
1990	449.46	75.1	7.9	56.32	7.90	42.88	22.15	8.10	6.68	79.80	14.8	93.72	36.0	29.68

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: GUAYAS-LOS RIOS

AREA: SANTA ELENA

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (G W h)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc	Comercial	Residenc	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	132.40	41.2	14.5	9.09	1.78	5.4	1.9	2.5	2.2	12.0	17.6	14.6	33.8	4.9
1974	140.93	42.1	14.2	9.90	1.92	6.1	2.2	2.8	2.4	13.5	17.4	16.3	33.8	5.5
1975	146.32	44.5	13.4	10.85	2.05	7.0	2.5	6.5	2.5	18.6	17.2	22.4	36.4	7.0
1976	151.43	46.7	12.8	11.79	2.15	8.0	2.8	13.6	2.7	27.1	17.0	32.7	40.3	9.2
1977	156.82	48.8	12.2	12.77	2.29	9.0	3.2	14.3	2.8	29.3	16.9	35.3	41.0	9.8
1978	162.53	51.0	11.7	13.82	2.44	10.2	3.6	17.6	3.0	34.4	16.7	41.3	31.9	11.2
1979	168.27	53.2	11.2	14.92	2.61	11.4	4.1	37.9	3.1	56.6	16.6	67.9	49.2	15.8
1980	174.19	55.0	10.9	15.96	2.76	12.7	4.7	46.0	3.3	66.7	16.4	79.9	50.0	18.2
1981	180.38	57.9	10.3	17.42	2.99	14.3	5.4	48.0	3.5	71.2	16.4	85.1	50.0	19.4
1982	186.82	60.5	9.9	18.86	3.19	15.9	6.1	50.0	3.7	75.6	16.3	90.4	50.1	20.6
1983	193.55	63.3	9.4	20.42	3.41	17.7	6.9	55.4	3.9	83.8	16.1	100.0	50.2	22.7
1984	200.47	66.0	9.0	22.07	3.66	19.7	7.8	57.6	4.0	89.2	16.0	106.2	50.5	24.0
1985	207.63	68.9	8.7	23.86	3.91	21.8	8.8	60.0	4.2	94.9	15.9	112.9	50.9	25.3
1986	215.07	71.8	8.3	25.75	4.17	24.2	9.9	62.5	4.5	101.1	15.8	120.1	50.4	27.2
1987	222.72	74.9	8.0	27.83	4.47	26.8	11.2	65.2	4.7	107.9	15.6	127.9	49.7	29.3
1988	230.65	78.0	7.6	29.99	4.79	29.6	12.6	68.0	4.9	115.1	15.4	136.1	49.0	31.7
1989	238.68	81.0	7.4	32.27	5.13	32.5	14.1	71.0	5.1	122.8	15.3	144.9	48.2	34.3
1990	248.04	84.3	7.1	34.85	5.51	35.8	15.8	74.2	5.4	131.1	15.2	154.7	47.4	37.3
ASA %	3.76			8.22	6.85	11.76	13.36	21.93	5.39	15.08		14.89		12.62

PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA REGIONAL: GUAYAS-LOS RIOS

AREA: NARANJAL

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (G W h)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc.	Comercial	Residenc.	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (Gwh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	33.35	19.3	30.9	1.07	0.20	0.42	0.14	0.13	0.14	0.83	27.9	1.1	29.9	0.44
1974	34.12	20.3	29.4	1.15	0.21	0.46	0.16	0.13	0.14	0.89	26.0	1.2	30.1	0.45
1975	34.98	22.7	26.4	1.32	0.23	0.60	0.29	0.18	0.15	1.2	22.7	1.6	30.7	0.59
1976	35.87	24.5	24.4	1.46	0.25	0.72	0.35	0.41	0.17	1.6	21.5	2.1	31.2	0.77
1977	36.80	25.2	22.8	1.61	0.26	0.82	0.39	0.43	0.18	1.8	20.5	2.3	31.3	0.84
1978	37.76	29.8	20.1	1.87	0.30	1.1	0.46	0.44	0.21	2.2	19.5	2.7	31.0	0.99
1979	38.74	33.2	18.0	2.14	0.34	1.3	0.53	0.69	0.24	2.7	18.8	3.4	31.2	1.20
1980	39.75	36.3	16.5	2.40	0.38	1.5	0.61	0.75	0.28	3.1	18.1	3.8	31.5	1.40
1981	40.81	39.4	15.2	2.68	0.41	1.7	0.68	0.77	0.35	3.5	17.8	4.2	31.6	1.50
1982	41.90	42.6	14.0	2.97	0.45	1.9	0.77	0.80	0.42	3.3	17.6	4.7	31.7	1.70
1983	43.03	46.4	12.9	3.32	0.51	2.1	0.88	0.85	0.47	4.3	17.4	5.2	32.0	1.90
1984	44.18	50.0	11.9	3.68	0.56	2.3	0.99	0.89	0.51	4.7	17.1	5.7	32.2	2.00
1985	45.37	53.9	11.1	4.08	0.62	2.6	1.10	0.92	0.54	5.2	16.9	6.3	32.6	2.20
1986	46.60	57.8	10.3	4.49	0.68	2.9	1.30	0.96	0.58	5.7	16.7	6.9	32.9	2.40
1987	47.89	61.4	9.7	4.90	0.74	3.2	1.40	1.00	0.62	6.27	16.4	7.5	33.1	2.60
1988	49.21	64.5	9.2	5.29	0.80	3.6	1.60	1.04	0.65	6.85	16.1	8.2	33.6	2.80
1989	50.54	67.5	8.8	5.68	0.86	3.9	1.70	1.08	0.68	7.45	15.9	8.9	34.0	2.00
1990	51.88	70.7	8.4	6.11	0.91	4.3	1.90	1.13	0.72	8.11	15.6	9.6	34.4	3.20
ASA %	2.63			10.76	9.29	14.70	16.59	13.76	10.25	14.38		13.32		12.39

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (G W h)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc.	Comercial	Residenc.	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	215.09	7.55	79.36	2.71	1.04	1.12	1.12	1.12	1.87	5.11	24.63	6.78	28.0	2.8
1974	220.76	8.6	69.6	3.16	1.17	1.4	1.3	1.4	2.0	6.1	23.8	8.0	28.5	3.2
1975	236.31	11.8	50.5	4.47	1.50	2.4	2.0	2.5	2.4	9.4	17.5	11.4	30.3	4.3
1976	232.04	15.7	37.9	6.10	1.92	3.7	3.0	3.4	2.7	12.8	16.8	15.3	31.6	5.5
1977	237.94	21.5	27.8	8.53	2.57	5.7	4.4	4.3	2.9	17.3	16.3	20.7	32.4	7.3
1978	244.05	29.3	20.4	11.95	3.44	8.5	6.5	8.4	3.1	26.6	16.0	31.6	34.2	10.5
1979	250.41	38.7	15.5	16.15	4.44	12.2	9.0	9.0	3.4	33.6	15.7	39.8	34.6	13.1
1980	256.93	48.3	12.4	20.68	5.43	16.6	11.8	11.4	3.6	43.3	15.5	51.2	35.4	16.5
1981	263.68	50.2	11.9	22.10	5.56	18.4	12.7	12.2	3.8	47.1	15.3	55.7	35.8	17.7
1982	270.68	52.4	11.4	23.66	5.71	20.3	13.6	13.2	4.0	51.1	15.2	60.3	36.1	19.0
1983	277.94	54.6	10.9	25.30	5.88	22.3	14.5	14.2	4.3	55.3	15.0	65.2	36.4	20.4
1984	285.48	56.6	10.5	26.97	6.04	24.5	15.4	15.4	4.5	59.8	14.9	70.3	36.8	21.8
1985	293.32	58.5	10.2	28.60	6.18	26.7	16.4	18.6	4.8	66.5	14.8	78.1	37.5	23.7
1986	301.45	60.8	9.8	30.58	6.40	29.2	17.5	20.2	5.0	71.9	14.7	84.3	37.9	25.4
1987	309.94	62.9	9.5	32.51	6.59	31.8	18.5	21.9	5.3	77.5	14.6	90.7	38.2	27.1
1988	318.64	64.7	9.2	34.40	6.74	34.5	19.5	23.8	5.5	83.4	14.5	97.6	38.6	28.8
1989	327.40	66.5	9.0	36.31	6.89	37.4	20.7	25.9	5.8	89.8	14.4	104.9	38.9	30.7
1990	336.08	68.5	8.7	38.37	7.07	40.4	21.9	28.2	6.1	96.6	14.3	112.8	39.3	32.7
TASA %	2.66			16.86	11.89	23.44	19.11	20.84	7.20	18.87		17.99		15.6

AÑO	Población (miles)	Población Servida %	Habit. por Abonado	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWh)					PERDIDAS (%)	DEMANDA		
				Residenc.	Comercial	Residenc.	Comerc.	Indust.	Alumbrado Otros	TOTAL		Energía (GWh)	F.C. %	Potenci (MW)
1973	812.07	70.3	8.5	95.19	15.55	157.9	68.7	151.1	40.2	417.9	11.0	469.8	51.6	103.7
1974	842.23	71.4	8.3	110.30	16.23	174.6	77.0	168.1	42.5	462.3	11.2	520.9	51.7	114.8
1975	873.57	72.6	8.2	105.71	16.95	193.2	86.1	207.4	45.0	531.6	11.5	601.3	52.1	131.6
1976	906.09	73.7	8.1	111.44	17.70	213.8	95.7	229.1	47.6	586.3	11.7	664.5	52.2	145.2
1977	939.80	74.9	8.0	117.37	18.47	236.1	105.7	254.0	50.3	646.1	11.9	730.3	52.3	159.4
1978	974.79	76.1	7.8	123.65	19.29	260.6	116.4	282.2	53.3	712.5	12.1	820.9	52.4	178.5
1979	1011.08	77.3	7.7	130.30	20.14	287.6	127.5	314.2	56.4	785.7	12.3	919.3	52.5	199.9
1980	1043.76	78.5	7.6	137.35	21.05	317.3	139.1	350.7	59.6	866.8	12.5	1031.7	52.6	223.9
1981	1087.76	79.8	7.5	144.81	21.98	349.9	151.0	392.5	63.1	956.5	12.8	1157.8	52.7	250.8
1982	1127.86	81.1	7.3	152.46	22.94	384.9	163.4	440.3	66.7	1055.4	13.0	1299.2	52.8	280.9
1983	1170.23	82.3	7.2	160.67	23.96	423.6	176.9	494.7	70.7	1165.8	13.2	1455.1	52.8	314.6
1984	1214.42	83.6	7.1	169.39	25.04	466.0	191.3	556.5	74.8	1288.6	13.4	1632.6	52.9	352.3
1985	1269.65	85.0	7.0	178.56	26.16	512.2	206.7	646.4	79.1	1444.4	13.7	1828.5	52.9	394.6
1986	1306.51	86.4	6.9	188.25	27.35	562.7	223.2	705.3	83.7	1574.9	13.9	2052.1	53.0	442.0
1987	1355.45	87.8	6.8	198.46	28.58	617.8	240.7	794.5	88.6	1741.6	14.2	2298.4	53.0	495.0
1988	1406.18	89.2	6.7	209.21	29.86	677.7	259.3	895.3	93.7	1926.1	14.4	2578.8	53.1	554.4
1989	1458.56	90.6	6.6	220.48	31.21	742.7	279.2	1009.2	99.2	2130.3	14.7	2888.3	53.1	621.0
1990	1512.49	92.1	6.5	232.27	32.60	813.2	300.0	1138.0	104.9	2356.1	14.9	3241.3	53.2	695.5
TASA %	3.72			5.38	4.45	10.12	9.05	12.60	5.81	10.70				

2.c REQUERIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

El mercado eléctrico del Ecuador, es básicamente residencial y comercial excepto Quito y Guayaquil que constituyen los principales centros de consumo y en donde se hallan ubicadas las industrias de mayor importancia. Según los datos estadísticos las ciudades antes mencionadas, consumieron en el año 1976, el 64% del total de la energía eléctrica producida en el país.

Los porcentajes de consumo de los diferentes sectores, en el año 1976, fueron los siguientes:

Residencial 35.6%; Comercial 13.7%; Industrial 39.7% y alumbrado público y otros 11.0%.

En los cuadros N° 2.1 y N° 2.2 se pueden apreciar los requerimientos de Potencia y Energía del Sistema Nacional Interconectado.

En el gráfico N° 2.a se muestra la proyección de la demanda de potencia máxima del país incluyendo un 15% de reserva y el equipamiento previsto para el período 1979-1990.

En el gráfico N° 2.b se puede apreciar la proyección de la demanda y programa de equipamiento de acuerdo a la integración de los sistemas eléctricos regionales.

DEMANDA MAXIMA ANUAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

	VALORES EXPRESADOS EN MW														Tasa de Crecimiento 77-90 (%)
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
Subsistema Quito	135.9	151.5	168.3	186.3	204.4	228.9	256.4	287.2	321.6	360.2	403.4	451.8	506.1	566.8	11.6
Area de Latacunga	8.6	9.6	10.6	11.7	13.0	14.6	16.4	18.6	21.0	24.2	27.4	30.8	34.7	39.6	12.5
Area de Ambato	13.8	15.3	16.8	18.6	20.4	22.5	24.8	27.3	30.2	33.3	36.8	40.8	45.2	50.3	10.5
Area de Riobamba	14.1	21.1	23.4	26.6	28.8	31.7	34.4	37.4	40.7	44.4	48.3	52.5	57.4	62.3	12.1
Subsistema Guayaquil	159.4	178.5	199.9	223.9	250.8	280.9	314.6	352.3	394.6	442.0	495.0	554.4	621.0	695.5	12.0
Area Durán-Daule-Balzar	14.7	18.2	21.1	24.9	26.6	28.4	30.3	32.4	35.0	37.6	40.2	43.0	46.2	49.6	9.8
Area de Milagro-Naranjal	18.2	24.6	26.3	28.0	29.5	31.3	33.3	35.2	37.2	39.1	41.2	43.2	45.3	47.5	7.7
Area de Guaranda	2.0	2.6	3.1	3.7	4.3	4.8	5.4	6.1	7.0	7.9	9.0	10.2	11.6	13.0	15.5
Sistema Norte	19.7	21.3	23.0	24.8	26.6	28.5	30.6	33.0	35.6	38.5	41.6	44.9	48.6	52.7	7.9
Area de Quevedo	7.1	8.7	11.0	14.0	15.4	17.2	18.6	19.7	21.0	22.4	24.0	25.7	27.6	29.7	11.6
Area de Babahoyo	10.0	15.3	17.8	20.6	23.0	25.5	28.2	31.0	34.2	37.7	41.8	46.4	51.6	57.2	14.4
Sistema Manabí	21.0	23.7	26.8	30.7	34.3	38.1	42.2	46.2	51.3	56.4	62.0	68.3	75.6	84.6	11.3
Area de Santa Elena	9.8	11.2	15.8	18.2	19.4	20.6	22.7	24.0	25.3	27.2	29.3	31.7	34.3	37.2	10.8
Sistema Esmeraldas	7.6	9.1	10.6	14.3	16.8	19.5	22.2	26.2	29.3	32.3	36.0	40.3	45.2	50.6	15.7
Area de Santo Domingo	4.6	5.8	7.1	8.8	10.7	13.0	15.2	17.2	19.5	21.9	24.2	26.5	28.9	31.5	16.0
Sistema Centro-Sur	24.0	27.6	31.2	38.6	42.0	46.0	50.5	55.5	61.2	67.6	74.8	82.9	92.0	102.1	11.8
Area de El Puyo	1.2	1.3	1.4	1.6	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	2.7	3.0	3.3	3.6	4.0	9.7
Sistema El Oro	12.7	14.6	16.1	17.8	19.8	32.1	124.6	127.4	130.6	134.2	137.8	141.9	146.5	152.2	21.1
Sistema Sur	7.2	8.3	10.6	12.8	14.9	17.5	20.0	22.6	24.8	27.5	30.6	34.2	38.6	44.1	15.0
TOTAL INTERCONECTADO	172.4	197.5	503.5	613.8	724.0	853.4	1092.5	1202.0	1322.6	1457.1	1606.4	1772.8	1960.0	2170.5	-
TOTAL NACIONAL	491.6	568.3	640.9	725.9	802.4	903.0	1092.5	1202.0	1322.6	1457.1	1606.4	1772.8	1960.0	2170.5	12.1
% INTERCONECTADO/NACIONAL	35.1	34.8	78.6	84.6	90.3	94.5	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

CUADRO Nº 2.1

CONSUMO ANUAL DE ENERGIA ELECTRICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

	VALORES EXPRESADOS EN GWh														Tasa de Crecimiento 77-90 (%)
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
Subsistema Quito	613.1	683.5	759.3	840.5	922.1	1032.8	1156.7	1295.5	1451.0	1625.1	1820.1	2038.5	2283.1	2557.1	11.6
Area de Latacunga	30.3	33.4	36.8	40.9	45.6	50.9	57.2	64.5	73.0	83.3	94.3	106.2	119.7	136.2	12.3
Area de Ambato	45.8	50.6	55.8	61.7	68.1	75.2	83.2	92.1	102.1	113.2	125.5	139.2	154.7	172.2	10.7
Area de Riobamba	66.0	106.8	116.1	130.6	140.7	154.0	165.7	178.4	192.3	207.6	224.0	241.9	261.6	283.4	11.9
Subsistema Guayaquil	730.3	820.9	919.3	1031.7	1157.8	1299.2	1455.1	1632.6	1828.5	2052.1	2298.4	2578.8	2888.3	3241.3	12.1
Area Durán-Daule-Balzar	53.8	66.0	75.7	88.8	95.2	102.0	109.3	117.2	128.2	138.1	148.6	160.2	172.9	186.9	10.1
Area Milagro-Naranjal	77.6	103.2	109.8	115.8	121.4	127.7	134.7	142.1	149.3	156.5	164.1	171.9	179.9	188.1	7.0
Area de Guaranda	5.5	7.2	8.8	10.4	11.9	13.4	15.1	17.2	19.8	22.5	25.6	29.0	32.8	36.9	15.8
Sistema Norte	101.7	107.5	112.5	118.1	123.7	129.8	136.6	144.3	152.9	162.5	173.0	184.5	197.2	211.2	5.8
Area de Quevedo	18.6	23.1	29.7	38.6	42.8	48.1	52.8	56.9	61.7	66.8	72.3	78.9	85.9	93.7	13.2
Area de Babahoyo	31.5	60.4	70.1	80.9	90.4	100.7	111.7	123.9	137.5	152.9	170.4	190.3	212.6	238.0	16.8
Sistema Manabí	84.6	96.6	110.0	128.8	143.5	158.9	175.3	192.8	211.7	232.0	254.1	278.5	305.9	338.8	11.3
Area de Santa Elena	35.3	41.3	67.9	79.9	85.1	90.4	100.0	106.2	112.9	120.2	127.9	136.1	144.9	154.7	12.0
Sistema Esmeraldas	29.4	38.2	45.2	66.7	76.4	87.3	99.0	118.1	130.7	143.1	159.2	177.8	198.9	222.1	16.8
Area de Santo Domingo	19.5	24.0	28.8	34.7	41.1	49.1	55.9	61.8	69.1	76.8	84.6	92.8	101.4	110.5	14.3
Sistema Centro-Sur	92.6	105.3	117.3	143.8	157.1	172.1	189.2	208.4	229.7	253.6	280.4	310.7	344.6	382.9	11.5
Area de El Puyo	4.0	4.3	4.7	5.2	5.6	6.2	6.8	7.4	8.2	9.0	9.9	10.9	12.0	13.2	9.7
Sistema El Oro	42.7	49.7	56.1	63.0	71.3	80.8	257.4	435.3	449.1	464.3	480.4	498.3	518.9	543.7	21.6
Sistema Sur	23.9	27.7	35.9	44.2	52.3	62.1	72.1	82.7	92.3	103.2	115.9	130.6	147.6	168.0	16.2
TOTAL INTERCONECTADO	755.3	874.3	2223.8	2686.8	3165.8	3697.8	4433.8	5077.4	5600.0	6182.8	6828.7	7555.1	8362.9	9278.9	-
TOTAL NACIONAL	2106.2	2449.7	2759.8	3124.3	3452.1	3840.7	4433.8	5077.4	5600.0	6182.8	6828.7	7555.1	8362.9	9278.9	12.1
% INTERCONECTADO/NACIONAL	35.9	35.7	80.6	86.0	91.7	96.3	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

CUADRO Nº 2.2

PROYECCION DE LA DEMANDA Y
PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO

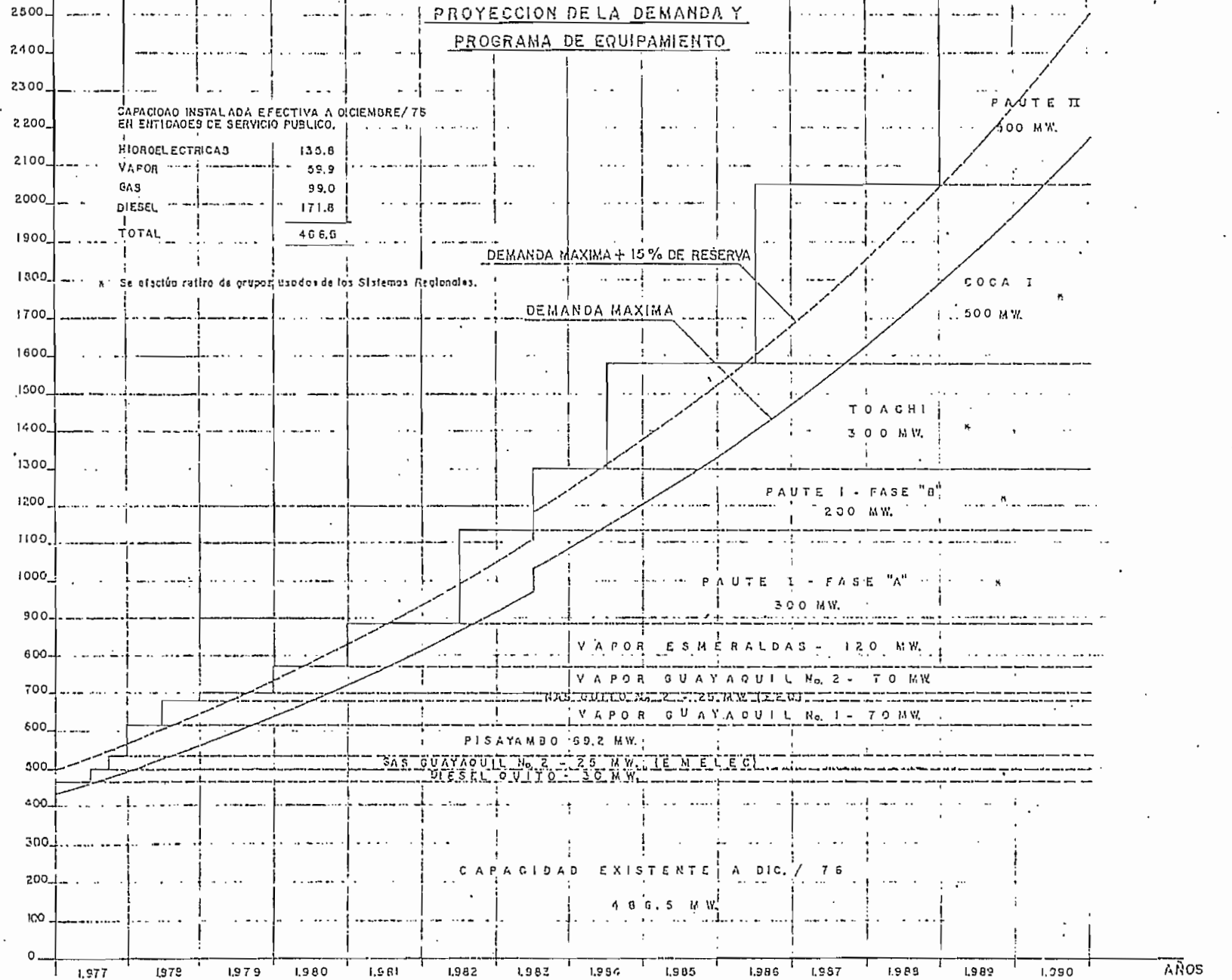


Gráfico N° 2.a

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
 PROYECCION DE LA DEMANDA Y PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO
 DE ACUERDO A LA INTEGRACION DE LOS SISTEMAS
 ELECTRICOS REGIONALES

INTERCONEXIONES

- ① SISTEMA NORTE, AREA DE GUARANDA.
- ② SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS, MENOS AREA DE BABAHYOY- STA. ELENA.
- ③ SISTEMA MANABI, AREA DE BABAHYOY.
- ④ SISTEMA ESMERALDAS, AREA DE STA ELENA, AREA DE STO. DOMINGO.
- ⑤ SISTEMA CENTRO SUR, AREA DE EL PUYO.
- ⑥ SISTEMA SUR, SISTEMA EL ORO.

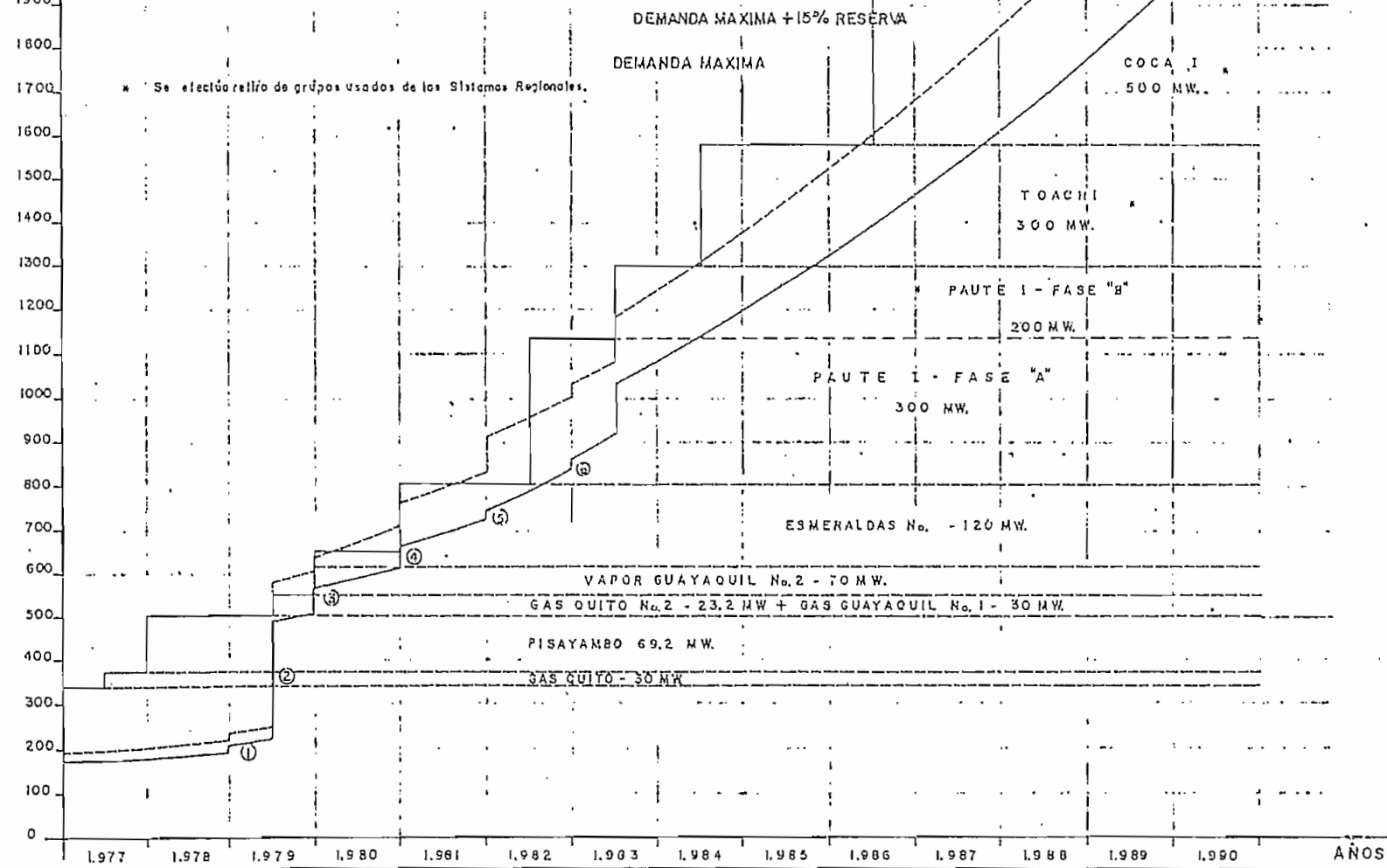


Gráfico N° 2.b

3. EQUIPAMIENTO PRELIMINAR DE GENERACION Y TRANSMISION

El mercado eléctrico nacional, a la fecha de entrada en operación del Sistema Nacional Interconectado, estará atendido por las centrales generadores de los Sistemas Regionales y por las primeras plantas pertenecientes al Sistema Nacional Interconectado. En el futuro, los requerimientos de potencia y energía se abastecerán con las centrales existentes más aquellas que se hallan en construcción y las programadas que formarán parte del Sistema.

El equipamiento preliminar de generación es el siguiente:

CENTRAL	UBICACION	T I P O	POTENCIA
La Playa	Tulcán	Hidroeléctrica	1.3MW
El Ambi	Ibarra	Hidroeléctrica	8.0MW
E.E. Quito	Quito	Hidroeléctrica	85. 6MW
Pisayambo	Pucará	Hidroeléctrica	69. 2MW
Illuchi I	Latacunga	Hidroeléctrica	2. 8MW
Illuchi II	Latacunga	Hidroeléctrica	1. 4MW
Alao I	Riobamba	Hidroeléctrica	5. 3MW
Alao II	Riobamba	Hidroeléctrica	2. 6MW
E.E. Quito	Quito	Diesel	30. 9MW
E.E. Quito	Quito	Gas	48. 0MW
Guangopolo	Quito	Diesel	30. 0MW
EMELEC	GUAYAQUIL	VAPOR	58. 0MW
EMELEC	GUAYAQUIL	GAS	105. 5MW
INECEL	GUAYAQUIL	VAPOR	70. 0MW
INECEL	GUAYAQUIL	GAS	29. 0MW

A continuación se listan las líneas de transmisión y sub -

estaciones empleadas en la etapa inicial de funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado.

LINEA	VOLTAJE (KV)
Quito-Ibarra	138
Quito-Pisayambo	138
Pisayambo-Ambato	138
Ambato Riobamba	138
Guayaquil-Quito	138

SUBESTACIONES	VOLTAJE (KV)
Ibarra	138/69
Vicentina	138/46
Guangopolo	13.8/138
Pisayambo	13.8/138
Ambato	138/69
Riobamba	138/69
Quevedo	138/69
Salitral	13.8/138/ 69

C A P I T U L O I I I

FLUJO DE CARGA

1. GENERALIDADES

Las necesidades siempre crecientes de energía eléctrica, producto del desarrollo industrial, han tenido como consecuencia inmediata que los niveles de potencia que se transfieren en los sistemas eléctricos sean cada vez de mayor magnitud. Por esta razón ha aumentado la importancia de la adecuada operación de estos sistemas, planteando nuevos y más complejos problemas técnicos.

Por otra parte, existe una tendencia hacia la formación de grandes sistemas interconectados, lo que ha hecho que el trabajo de cálculo requerido para la planificación y el proyecto de tales sistemas sea cada vez más laborioso.

En el estudio de sistemas eléctricos es de fundamental importancia, conocer el comportamiento del sistema, tanto en condiciones normales como de emergencia, para distintas condiciones de operación.

Entre los análisis que se requieren para determinar dicho comportamiento, se encuentran los estudios de Flujos de Potencia, cuyos resultados permiten mejorar las condiciones de operación de un sistema real y planificar futuros sistemas, previstos de acuerdo al crecimiento del consumo.

Para resolver el problema de Flujos de Potencia se han planteado, en el transcurso de los años, distintas soluciones. En una primera etapa se acudió a la simulación analógica, utilizándose los analizadores de redes. Posteriormente, debido al gran avance en el diseño y fabricación de computadoras digitales, se ha incorpo

rado este medio para resolver este tipo de problemas.

1.a ANALIZADOR DE REDES

Los analizadores de redes permiten establecer un modelo, a escala reducida, de la red eléctrica que se desea estudiar; la representación debe incluir la posibilidad de representar impedancias y ser alimentado por fuentes de corriente alterna.

La resolución del problema de Flujos de Potencia, mediante el analizador de redes exige representar cada elemento del sistema y ajustar cada valor de impedancia, proceso que resulta lento. Para obtener la solución final se requiere emplear un método iterativo, que consiste en ajustar las réplicas de generadores y de cargas alternativamente en cada paso del ciclo, lo que se realiza en forma manual.

La posible automatización de estos dispositivos mediante sistemas de control, no se ha llevado a la práctica por los elevados costos que ella significa y porque estas instalaciones analógicas están siendo sustituidas actualmente por los computadores digitales.

En general las desventajas del analizador de redes son las siguientes:

- Tiempos de resolución largos
- Relativo grado de precisión.
- Probabilidad de errores por mal ajuste o lectura errónea de instrumentos.

Frente a las dificultades anteriores también es necesario indicar las ventajas que ofrece un analizador de redes en la

realización de estos estudios.

- Gran flexibilidad.
- Realización de cambios en forma rápida, pudiendo obtenerse inmediatamente el efecto que dichos cambios provocan.
- Centralización de la atención en una determinada zona, con el fin de optimizar allí las condiciones de operación.
- Por ser más directo la relación entre el modelo y el sistema en estudio, se tiene una apreciación más tangible del comportamiento del sistema.

1.b COMPUTADOR DIGITAL

El computador digital permite obtener soluciones numéricas bastante exactas, de problemas que requieren algoritmos de cálculos rutinarios. Por ello tiene amplia aplicación en la resolución de numerosos problemas de orden científico, técnico y administrativo.

En los estudios de análisis de sistemas eléctricos, los computadores digitales, se emplean principalmente para solucionar problemas de flujos de potencia, cálculo de cortocircuitos, problemas de estabilidad y transitorios.

La utilización del computador digital para estudios de flujos de potencia, presupone modelos matemáticos para el sistema.

La resolución con el computador digital se puede lograr a través de distintos métodos. A continuación se indican las consideraciones básicas involucradas en estos métodos y luego se da las características de los métodos de mayor aplicación.

1.b.1 Consideraciones Básicas

Todos los métodos que resuelven el problema de flujos de potencia, mediante el computador digital, consideran las siguientes suposiciones básicas:

a) Se asocia a cada nudo del sistema cuatro cantidades:

- Potencia activa .
- Potencia reactiva
- Módulo de tensión
- Desfase de la tensión respecto a una referencia determinada.

b) Dentro del estudio de flujos de potencia, se distinguen tres tipos de nudos:

1. Nudo de carga

Para los que se especifica la potencia activa y reactiva inyectada en el nudo.

2. Nudo de generación

Para estos nudos se especifica la potencia activa, el rango de variación de la potencia reactiva y el nivel de tensión, a la cual se entrega dicha potencia.

3. Nudo oscilante o de compensación

Nudo cuya tensión en magnitud y fase sirven de referencia. Este nudo suministra las potencias activa y reactiva necesarias, para suplir las

pérdidas de transmisión, pérdidas que no se conocen hasta obtener la solución final.

1.b.2 Métodos Digitales

La formulación matemática del problema de flujos de potencia, conduce a un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales. Estas ecuaciones se pueden establecer usando el modelo de nudos de la red.

Existen distintos métodos digitales para la solución del problema. Ellos difieren entre si en la forma de obtener las correcciones de tensión y los criterios de convergencia que utilizan.

A continuación se citan algunos métodos, indicando en forma general, el proceso de cálculo que realizan.

1. Método de Gauss

El método considera un conjunto de tensiones iniciales para todos los nudos, excepto el nudo oscilante; con este juego de tensiones se calculan las corrientes respectivas en cada nudo, las cuales permiten determinar nuevos valores de tensión.

El proceso de cálculo se repite en forma iterativa, hasta que la diferencia entre el nuevo valor de tensión en cada nudo y el antiguo sea menor que una tolerancia fijada.

2. Método Gauss-Seidel

Este método calcula las correcciones de tensión en

forma análoga al de Gauss; la diferencia radica en que el nuevo valor de tensión obtenido para un determinado nudo, se reemplaza inmediatamente en la expresión que determina la nueva tensión del nudo siguiente. El proceso iterativo se repite hasta que las correcciones de tensión en cada nudo, sean menores que un valor preestablecido.

3. Método Newton Raphson

Plantea un conjunto de ecuaciones no lineales para expresar la potencia activa y reactiva en función de las tensiones en nudos. Se da una tensión inicial para cada nudo del sistema, con estos valores se soluciona el sistema de ecuaciones no lineales y se obtiene las correcciones de tensión de los respectivos nudos. Con los nuevos valores de tensión se determina el nivel de potencias activa y reactiva inyectada en cada nudo, se obtiene luego un error entre potencias calculadas y especificadas; si el error se halla dentro de una tolerancia permitida el problema está resuelto, en caso contrario, se determina una nueva corrección de tensión.

1.b.3 Ventajas y desventajas del computador digital

Se citan a continuación en forma sucinta las ventajas y desventajas que ofrece el computador digital, en la resolución de casos frente al analizador de redes.

Ventajas más relevantes:

- Se trabaja con un alto grado de precisión.
- Menores tiempos de resolución.
- Se eliminan fuentes de error debido a lecturas incorrectas de instrumentos.

Desventajas del computador digital:

- No existe una relación continua entre quien realiza el estudio y el computador. Junto al ciclo iterativo propio de la solución, existe un ciclo externo al computador. En efecto, conocidos los resultados de una corrida la persona que realiza los estudios, usualmente debe modificar las condiciones de operación del sistema en estudio y realizar otro ciclo de computación.
- Cada modificación de las condiciones de operación exige la solución total del problema, no siendo posible detectar el efecto de estos cambios antes de alcanzar la solución final.

1.c SISTEMA DE SIMULACION

Los estudios de flujo de potencia, han venido a ser posibles y económicamente alcanzables para estudiar las características del sistema eléctrico, bajo cambios de los siguientes factores:

1. Configuración de la red del sistema

- a. Diferente interconexión de líneas
- b. Aumento de nuevas líneas
- c. Reducción de líneas existentes
- d. Operación en paralelo con líneas existentes
- e. Cambio de voltajes de líneas
- f. Cambio de los taps de los transformadores

2. Generación

- a. Adición de unidades
- b. Reemplazo de unidades

3. Crecimiento de cargas
 - a. Crecimiento normal de cargas
 - b. Localización de nuevas cargas
4. Instalación de equipo de compensación de reactivos
 - a. Reactores
 - b. Condensadores
 - b.1 Estáticos
 - b.2 Síncronos

1.d SISTEMA DE REPRESENTACION

Es importante para realizar el estudio de flujos de potencias de un sistema eléctrico, determinar el sistema presente, desarrollar un diagrama unifilar de la configuración del sistema con los parámetros propios que servirán como datos para introducir en el programa. El diagrama unifilar debe indicar los siguientes elementos:

1. Todos los generadores
2. Todas las barras
3. Todas las líneas interconectadas
 - 3.a Con impedancias ($R+jx$)
 - 3.b Con su efecto capacitivo
4. Todas las cargas (MW+JMVAR)
5. Todos los bancos de capacitores y reactores
6. Todos los transformadores.

Con esta información a mano, se puede determinar un caso base de flujo de potencia. Los datos usados en el caso base deben ser tales que correspondan a las condiciones de operación normal. Este caso sirve para comparar con otras condi

ciones del sistema, que pueden aparecer en una emergencia o condiciones futuras. Cuando un caso base es establecido se puede introducir uno o más cambios al sistema presente en condiciones normales y calcular los efectos en todas las barras y líneas del sistema. Algunos de los cambios que pueden ser introducidos individualmente o en combinación están en el siguiente listado:

1. Salida de servicio de cualquier línea
2. Aumento de carga en alguna o todas las barras
3. Cambio de voltaje de barras
4. Aumento de nuevas líneas de interconexión
5. Aumento de nueva generación a cualquier barra
6. Cambio de taps de transformadores
7. Cambio de conductor de cualquier línea
8. Aumento de capacitores o reactores a cualquier barra
9. Incremento o disminución de la capacidad del transformador.

2. REGULACION Y COMPENSACION DE REACTIVOS

La función de un capacitor en derivación aplicado como una unidad simple o en grupos de unidades es para suplir los requerimientos de potencia reactiva KVAR del sistema, en el punto donde están conectados. Un capacitor en derivación tiene el mismo efecto que un condensador sincrónico, generador o motor sobreexcitados. Facilita la cantidad de KVAR o corriente para contribuir con parte de la corriente requerida por la carga o motor de inducción como se muestra en la figura N° 3.a .

El capacitor en derivación aplicado al final de un circuito junto a la carga tiene algunos efectos, de los cuales anotamos los más importantes:

1. Reduce la componente reactiva de la corriente de carga del circuito.
2. Aumenta el nivel de voltaje en la barra de carga.
3. Mejora la regulación de voltaje si las unidades del capacitor están adecuadamente conectados.
4. Disminuye las pérdidas de potencia I^2R en el Sistema debido a la disminución del valor de la corriente.
5. Reduce las pérdidas de potencia reactiva I^2R porque disminuye el valor de la corriente.
6. Incrementa el factor de potencia en la barra de generación.
7. Disminuye los KVA. de carga en el generador y en los circuitos para aliviar condiciones de sobrecarga o puede darle capacidad para incrementar carga.
8. Por reducción de los KVA. de la carga posibilita que el generador aumente los KW., si la capacidad de la turbina lo permite.
9. Reduce la demanda en KVA. en barras de carga. En algunos casos por consideraciones económicas, es conveniente corregir el factor de potencia al 100%.

Para determinar los efectos fundamentales de los capacitores en derivación, se admite que un circuito tiene que transportar cierta potencia (KVA.) a diferentes factores de potencia; si colocamos capacitores en derivación en la carga, los KVA. en el generador materialmente se reducen.

Si consideramos un bajo factor de potencia en la carga y especialmente si la línea es larga, la solución más efectiva sería colocar el banco de capacitores junto a la carga.

Incrementando los capacitores, se puede disminuir la corriente transportada por el circuito, lo que ayudaría a incrementar los KW. de carga sin aumentar el porcentaje de carga del circuito, o aliviar la sobrecarga de los mismos.

Capacitores aplicados a una carga dada reducen las pérdidas de potencia activa I^2R y las pérdidas de potencia reactiva I^2X , por lo tanto puede ser un equipo de mucha utilidad si el circuito es de impedancia alta. Las pérdidas debido a la resistencia y reactancia se reducen también en todos los transformadores y generadores.

Es importante anotar que en algunos casos en los períodos de carga mínima, es necesario desconectar parte o todos los capacitores, razón por la cual se debe emplear bancos de capacitores fijos y desconectables.

Otro de los efectos fundamentales de los capacitores en derivación es reducir la caída de voltaje en los circuitos de transmisión, para comprender mejor este efecto consideremos una línea corta donde se puede expresar aproximadamente que:

$$\text{Caída de voltaje} = RI_r + XI_x$$

donde

R = Resistencia

X = reactancia

I_r = componente resistiva de la corriente

I_x = componente reactiva de la corriente.

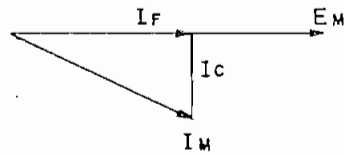
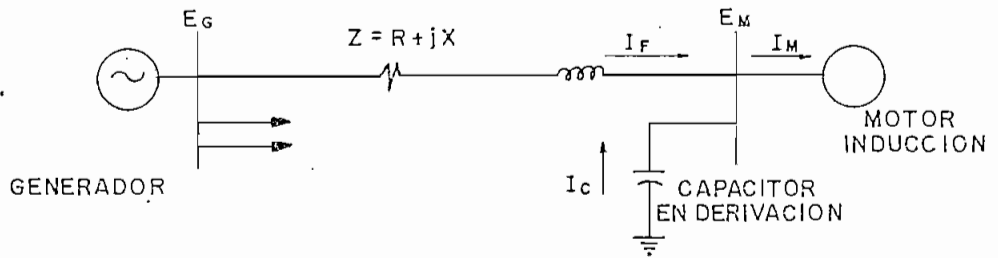
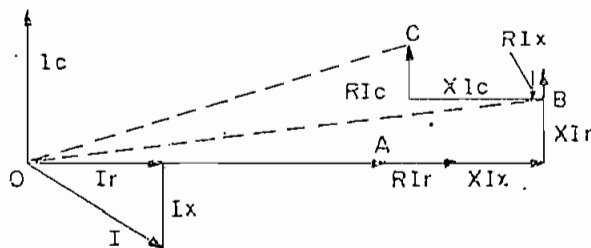
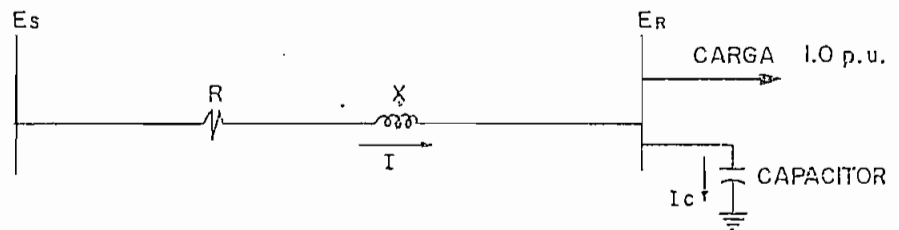


Figura N° 3.a



- OA Voltaje en la carga
- OB Voltaje sin capacitor
- OC Voltaje con capacitor

Figura N° 3.b

Como se indica en la figura N° 3.b si un capacitor en derivación se lo sitúa al final de la línea, la caída de voltaje disminuye inmediatamente o lo que es lo mismo el voltaje sube. La nueva caída de voltaje se convierte en:

$$\text{Caída de Voltaje} = RI_r + XI_x - XI_c$$

donde I_c = corriente aportada por el capacitor

Además I_c puede ser suficientemente grande, capaz de neutralizar $RI_r + XI_x$.

Esta expresión también muestra que si la caída de voltaje es compensado en carga máxima con capacitores permanentemente conectados entonces en carga mínima, en donde la I_r e I_x se vuelven pequeñas, la línea queda sobrecompensada porque I_c depende solamente del voltaje y no del valor de la carga. En carga mínima la subida de voltaje puede ser en exceso y llegar a representar una condición indeseable e incluso intolerable. Una solución consiste, como se había indicado anteriormente, en proveer interruptores manuales o automáticos para aumentar o desconectar grupos de capacitores según se desee.

2.a LOCALIZACION DE LOS CAPACITORES

Los capacitores deben ser instalados tan cerca de la carga como sea posible o cerca de los terminales de los alimentadores por tres razones principales:

1. Se reducen las pérdidas en los circuitos comprendidos entre las cargas y las barras de generación.
2. El voltaje se eleva cerca de las cargas, dando mejor servicio a los consumidores de energía.
3. Un capacitor puede ser controlado automáticamente conforme disminuye la carga. Si está conectado directo en las cargas pueden ser desconectados junto con las mismas si fuere necesario.

El primer aspecto puede ser evaluado fácilmente investigando el comportamiento de circuitos largos. El efecto del capacitor como se ha indicado es elevar el voltaje permanentemente a cualquier punto dado al que es conectado, este aumento de voltaje superpuesto al voltaje normal es prácticamente constante desde que el alimentador está en vacío hasta cuando está con carga máxima.

2.b INFLUENCIA DE LOS CAPACITORES EN LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS

Cuando se realiza el equipamiento de capacitores es importante tener presente que éstos reducen el límite de estabilidad estática de los generadores y sistemas, en razón de que disminuye la corriente de campo usada para dar KVAR. de carga y el voltaje terminal.

El límite de estabilidad estática de un generador, en determinadas condiciones, es directamente proporcional a los voltajes del entre hierro del generador debido a la corriente de excitación. Por lo tanto mientras más capacitores en derivación sean añadidos al sistema, el factor de potencia de los generadores aumentará y consecuentemente disminuirá la corriente. Mientras más decrece la corriente, el voltaje del entre-hierro también decrece.

El límite de estabilidad estática es por lo tanto proporcional a la corriente existente en el generador.

Los hidrogeneradores pueden ser afectados por los capacitores en derivación, pero su efecto no es tomado muy en cuenta debido a que éstos son afectados más por otros factores, como por ejemplo las características de líneas de transmisión y el envío de potencia hacia distancias relativamente considerables.

Este problema debe ser siempre tomado en consideración. Es particularmente importante donde grandes cantidades de capacitores en derivación son planificados para sistemas en que los generadores están operando con factores de potencia muy altos.

2.c ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE CAPACITORES Y CONDENSADORES SINCRONOS

Las grandes unidades de condensadores síncronos constituyen un competidor de los capacitores en derivación. Los siguientes puntos pueden ser considerados para la comparación entre estos dos equipos.

1. Un condensador síncrono standard es capaz de proveer KVAR. al sistema en una cantidad igual a su valor nominal y absorber KVAR. en un valor igual al 50% de su capacidad nominal.

Dadas estas características del condensador síncrono, la comparación la deberíamos hacer frente a un capacitor que proporcione dichos KVAR. al sistema, más un reactor que absorba un 50% de los KVAR.

2. La facilidad de control de los condensadores síncronos no puede ser sobrepasado por el capacitor, a menos que un gran número de puntos de pasos de conexión sean utilizados.
3. Una baja instantánea en el voltaje terminal dentro de los límites prácticos, los condensadores síncronos aumentan o proporcionan KVAR. al sistema para tratar de controlar los voltajes de las barras, en cambio en el caso del capacitor en derivación disminuye la carga de KVAR. hacia el Sistema.

En lo relacionado con el condensador síncrono, éste tiene mejor efecto en la estabilidad del sistema debido a que tiende a mantener el sincronismo entre las máquinas, su

inercia mecánica en general le da una estabilidad mayor que influye sobre las otras máquinas sincrónicas que se encuentran en el sistema. En razón de estas características los condensadores síncronos reducen los efectos de un violento cambio de carga.

4. Las pérdidas en los condensadores síncronos son mayores que la de los capacitores. Para condensadores síncronos funcionando en su capacidad nominal, las pérdidas varían alrededor del 3% de su capacidad para unidades de 3.000 KVAR. y alrededor de 1.5% para unidades de 50 MVAR. a 100 MVAR. Para los capacitores son más o menos de 0.33% a 1% de su capacidad.
5. Los capacitores en derivación se prestan para ser localizados en los alimentadores primarios o de distribución junto a las cargas, no así los condensadores síncronos ya que no resulta económico colocar pequeños condensadores síncronos en el sistema.
6. La falla de un fusible unitario en un banco de capacitores afecta solamente a la unidad o unidades dependientes de dicho fusible y no a todo el banco. En cambio una falla en el condensador implica que no podrá producir KVAR., aunque se debe considerar que esta falla es muy difícil que ocurra.
7. Los capacitores pueden ser instalados fácilmente, lo que determina un aumento o disminución de unidades, según la carga de los sistemas aumenta o disminuye, lo mismo que no es práctico con los condensadores síncronos.

3. CORRIDAS DE FLUJO EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

Para el estudio de flujos de potencia del Sistema Nacional Interconectado, en condiciones normales de operación, se realizaron

corridas de flujo para máxima demanda y para mínima demanda, aplicándose los siguientes criterios básicos:

- a. Las centrales generadoras deberán funcionar de tal manera que proporcionen, al Sistema Nacional Interconectado, la potencia activa y reactiva previstas.
- b. El rango de variación para los transformadores con cambiador de taps bajo carga es de $\pm 10\%$.
- c. Para la operación del Sistema Nacional Interconectado, tanto en carga máxima como en carga mínima, se ha tomado como límite de voltaje, en las barras de carga, los siguientes valores:

máximo	1.050 pu.
mínimo	0.950 pu.
- d. Cuando de las corridas de flujo de potencia para carga máxima se obtiene en alguna de las barras de carga, voltaje menor al mínimo impuesto después de haber operado los taps del transformador, se empleará bancos de capacitores, o como alternativa se conectará un nuevo circuito si la línea es de 138 KV.
- e. Para carga máxima, los generadores deben estar sobreexcitados, manteniéndose los reactivos dentro de los límites de capacidad de las máquinas; para carga mínima, los generadores hidráulicos pueden estar subexcitados.
- f. Las líneas de transmisión del Sistema Nacional pueden ser cargadas hasta con el 70% de la capacidad dada por límite térmico.
- g. El tipo de transformador a emplearse es OA/FA, el mismo que puede soportar una sobrecarga hasta de 133% de su capacidad nominal OA.
- h. La barra oscilante, en todos los casos, deberá ser una barra que tenga generación prevista dentro del equipamiento.

- i. Con respecto a los valores de demanda de potencia reactiva de los centros de consumo, se toma un factor de potencia de la carga de 0.85.
- j. Cuando en las corridas de flujos de potencia para mínima carga, se obtiene en alguna de las barras de carga un voltaje mayor al máximo impuesto, después de haber operado los taps de los transformadores, se desconecta una línea en caso de ser de doble circuito o como alternativa se conectan reactores.
- k. Para los requerimientos de potencia activa en mínima carga de los centros de consumo, se tomó el 30% de la demanda máxima.

3.a ALTERNATIVAS A PROCESARSE

Para la configuración del Sistema Nacional Interconectado se han estudiado 2 alternativas, las mismas que difieren entre sí en los siguientes aspectos:

- a. En el equipamiento de generación
- b. En la fecha de entrada en operación y voltaje de las líneas de transmisión.
- c. En la configuración misma del sistema: Radial o en anillo.
- d. En las demandas de los Sistemas Regionales.

Cada alternativa se concibe en forma tal, que permita dar un servicio en buenas condiciones de voltaje, pérdidas y continuidad de servicio, tanto en condiciones normales como en las de emergencia.

La alternativa N° 1, (ver figura N° 3.c.), cumple con lo dispuesto por INECEL en el "Plan Maestro Simplificado", cuyo programa de entrada en operación de las líneas y equipamiento de generación del Sistema Nacional Interconectado es el siguiente:

Líneas del Sistema Nacional de 230 KV.

LINEA:	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION
Pascuales-Santa Rosa	Jun./82
Milagro-Pascuales	Jun./82
Paute-Milagro	Jun./82

Líneas del Sistema Nacional de 138 KV.

Quito-Ibarra	Jun./78
Pascuales-Salitral	Jun./79
Ambato-Riobamba	Jun./79
Santo Domingo-Esmeraldas	Dic./80
Pascuales-Santa Elena	Dic./80
Cuenca-Loja	Dic./80
Quevedo-Portoviejo	Dic./80
Paute-Cuenca	Jun./82
Milagro-Babahoyo	Jun./82
Paute-Méndez	Dic./83
Quito-Ambato	Funcionando

Equipamiento de Generación del Sistema Nacional Interconectado

CENTRAL:	POTENCIA (MW)	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
Gas El Salitral	29.0	Dic./76
Diesel Guangopolo	30.0	Jun./77
Hidr. Pisayambo	69.2	Ene./78
Vapor N° 1 El Salitral	70.0	Jun./78
Vapor N° 2 El Salitral	70.0	Ene./80
Gas N° 1 Santo Domingo	100.0	Ene./80
Hidr. Paute I (Fase A)	300.0	Jun./82
Hidr. Paute I (Fase B)	200.0	Jun./83
Gas Santo Domingo N° 2	100.0	Ene./85
Gas Santo Domingo N° 3	100.0	Ene./86
Hidr. Toachi	300.0	Ene./87
Hidr. Guayllabamba	300.0	Ene./88

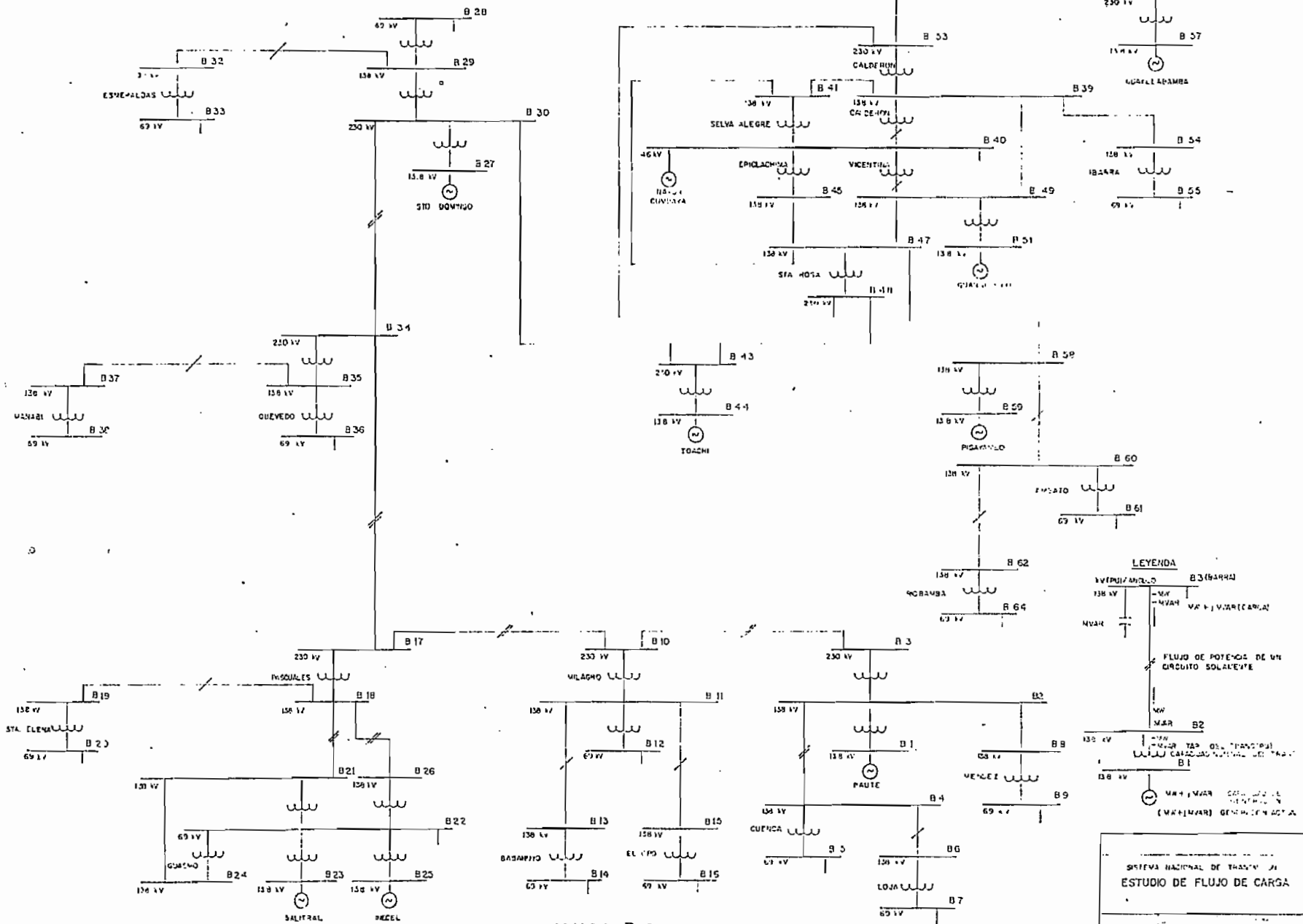
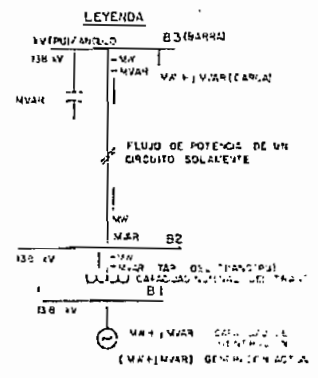


FIGURA 3.C



SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

DISPONIBILIDADES DE POTENCIA TERMOELECTRICA DE LOS SISTEMAS REGIONALES

	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
SISTEMA NORTE (D)	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
AREA DE QUITO (D)	30.9	30.9	30.9	22.9	22.9	10.9	10.9	-	-	-	-	-
AREA DE S.DOMINGO (D)	-	-	-	7.7	7.7	7.7	7.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
SIST.CENTRO NORTE (D)	19.6	19.6	19.6	19.6	16.2	16.2	13.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
SIST.ESMERALDAS (D)	-	-	12.0	12.0	12.0	12.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
AREA DE QUITO (G)	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
SIST.CENTRO SUR (D)	-	-	-	10.8	10.8	10.8	10.8	-	-	-	-	-
SISTEMA SUR (D)	-	-	-	-	11.8	11.8	10.7	5.0	-	-	-	-
SISTEMA MANABI (D)	-	-	35.6	35.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6
AREA DE GUIL. (G)	110.5	110.5	110.5	110.5	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0
AREA DE GUIL. (V)	58.0	58.0	58.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0
AREA DE MLAGRO (D)	11.6	11.6	11.6	11.6	8.6	8.6	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
AREA DE QUEVEDO (D)	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
AREA DE BABAHYO (D)	-	-	-	21.8	21.8	21.8	19.5	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
AREA DE S.ELENA (D)	-	-	15.3	15.3	15.3	15.3	14.2	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
SISTEMA EL.ORO (D)	-	-	-	-	18.4	18.4	18.4	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9

DISPONIBILIDADES DE POTENCIA TERMOELECTRICA DEL S.N.I.

SANTO DOMINGO (G)	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	200.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
GUAYAQUIL (V)	170.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
GUANGOPOLO (D)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
GUAYAQUIL (G)	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0

NOTA : D = Diesel, G = Gas, V = Vapor.

DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENIES Y FUTURAS

	<u>POTENCIA FIRME</u> (MW)	<u>POTENCIA INSTALADA</u> (MW)
LA PLAYA	1.32	1.32
EL AMBI	8.00	8.00
CENTRALES DE E.E.QUITO	67.90	85.66
LA CALERA	2.00	2.00
ILLUCHI I	2.80	2.80
ILLUCHO II	1.40	1.40
ALAO I	5.30	5.30
ALAO II	2.60	2.60
PISAYAMBO	69.20	69.20
TOACHI	215.00	300.00
GUAYLLABAMBA	282.00	330.00
SAYMIRIN	6.40	6.40
SAUCAY I	8.00	8.00
SAUCAY II	7.00	10.00
SAN FRANCISCO	2.40	2.40
LA CALERA	1.28	1.28
PAUTE FASE A	300.00	300.00
PAUTE FASE B	200.0	200.00

	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
SISTEMA NORTE	23.0	24.8	26.6	28.5	30.6	33.0	35.6	38.5	41.6	44.9	48.6	52.7
AREA DE QUITO	144.3	160.6	178.6	198.3	220.5	245.5	273.3	304.8	341.5	382.1	425.8	471.1
AREA DE STO. DOMINGO			10.7	13.0	15.2	17.2	19.5	21.9	24.2	26.5	28.9	31.5
AREA DE AMBATO ^{1/}	27.3	30.3	33.4	39.0	43.2	48.1	53.8	60.2	67.2	74.9	83.5	93.8
AREA DE RIOBAMBA ^{2/}	26.5	30.3	33.1	36.5	39.8	43.5	47.7	52.3	57.3	62.7	68.7	75.3
SISTEMA CENT. SUR ^{3/}	-	-	-	55.5	60.9	65.9	72.0	79.0	86.8	95.7	105.6	117.3
SISTEMA SUR	-	-	-	-	20.0	22.6	24.8	27.5	30.6	34.2	38.6	44.1
SISTEMA ESMERALDAS	-	-	16.8	19.5	22.2	26.2	29.3	32.3	36.0	40.3	45.2	50.6
SISTEMA MANABI	-	-	34.3	38.1	42.2	46.6	51.3	56.4	62.0	68.3	75.6	84.6
AREA DE QUEVEDO	11.0	14.0	15.4	17.2	18.6	19.7	21.0	22.4	24.0	25.7	27.6	29.7
AREA DE BABAHOVO	-	-	-	25.6	28.2	31.0	34.1	37.7	41.8	46.4	51.6	57.5
AREA DE GUAYAQUIL ^{4/}	207.9	231.6	255.2	281.2	310.5	343.1	379.6	419.6	463.9	512.9	567.3	627.5
AREA DE STA. ELENA	-	-	19.4	20.6	22.7	24.0	25.3	27.2	29.3	31.7	34.3	37.2
AREA DE MILAGRO	-	-	-	29.6	31.4	33.2	35.0	36.7	38.6	40.4	42.3	44.3
AREA DE EL ORO	-	-	-	-	24.6	27.4	30.6	34.2	37.8	41.9	46.5	52.2
AREA DE MENDEZ	-	-	-	-	-	1.4	1.5	1.7	1.9	2.1	2.4	2.7
T O T A L	440.0	491.6	623.5	802.6	930.6	1028.4	1134.4	1252.4	1384.5	1530.7	1692.5	1872.1

Rata Promedio de Crecimiento anual : 10.7% período considerado 1979-1990.

N O T A :

1/ Incluye el Area de Latacunga desde 1979 y el Area de El Puyo desde 1982.

2/ Incluye el Area de Guaranda.

3/ Corresponde a los últimos valores de demanda determinados en la División de Planificación.

4/ Incluye el Area Daule-Balzar.

O b s e r v a c i ó n :

La rata promedio de crecimiento anual para el período 1974-1979 es 15.2%.

Los cuadros N° 3.1 y N° 3.2 muestran las disponibilidades de potencia para esta alternativa.

En el cuadro N° 3.3 puede verse los requerimientos de potencia a nivel de subestación considerando su año de interconexión.

La alternativa N° 2 de los estudios de Flujos de Potencia fue definida considerando los puntos que siguen:

1. Entrada en operación de una Central a Vapor de 120 MW en Esmeraldas en 1981.
2. Entrada en operación de la I Etapa del Proyecto Paute en junio de 1982 y de la II etapa en enero de 1989.
3. Entrada en operación del Proyecto Toachi en junio de 1984.
4. Entrada en operación del Proyecto Coca en junio de 1986.
5. Se considera que la Compañía Siderúrgica ECUASIDER, se ubicará en Machala, e iniciará su operación en 1983.
6. Para aumentar la confiabilidad del servicio y mejorar la estabilidad del sistema, se consideró el cierre del anillo a 230 KV., mediante la línea Paute - Ambato - Quito, la misma que entrará en operación en Diciembre de 1984.
7. Se consideró las últimas proyecciones de las demandas realizadas por la Empresa Eléctrica Quito y EMELEC, en los respectivos sistemas regionales.

Con estos criterios la alternativa N° 2, (ver figura N° 3.D), queda definida con el programa de líneas y equipamiento de generación que se anota en los listados a continuación:

Líneas del Sistema Nacional de 230 KV.:

LINEA	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION
Pascuales-Santa Rosa	Jun./79
Milagro-Pascuales	Dic./80
Paute-Milagro	Jun./82
Milagro-Machala	Dic./82
Paute-Ambato	Dic./84
Ambato-Santa Rosa	Dic./84
Coca-Santa Rosa	Jun./86

Líneas del Sistema Nacional de 138 KV.:

Quito-Ibarra	Dic./78
Ambato-Riobamba	Jun./79
Pascuales-Salitral	Jun./79
Pascuales-Santa Elena	Dic./79
Quevedo-Portoviejo	Dic./79
Milagro-Babahoyo	Dic./79
Santo Domingo-Esmeraldas	Dic./80
Paute-Cuenca	Jun./82
Cuenca-Loja	Dic./82
Paute-Méndez	Dic./83
Quito-Ambato	Funcionando

Equipamiento de Generación del Sistema Nacional Interconectado:

CENTRAL	POTENCIA (MW)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION
Gas Guayaquil	29.0	Dic./76
Diesel Quito	31.2	Abr./77
Hidr. Pisayambo	69.2	Ene./78
Vapor N° 1 El Salitral	70.0	Sep./78
Vapor N° 2 el Salitral	70.0	Ene./80
Vapor Esmeraldas	120.0	Ene./81
Hidr. Paute I (Fase A)	300.0	Jun./82
Hidr. Paute I (Fase B)	200.0	Jun./83
Hidr. Toachi	300.0	Jun./84
Hidr. Coca	500.0	Jun./86
Hidr. Paute II	500.0	Ene./89

DISPONIBILIDADES DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS DEL SISTEMA

NACIONAL INTERCONECTADO

ALTERNATIVA II

<u>CENTRAL</u>	<u>POTENCIA (MW)</u>		<u>ENERGIA</u>
	<u>INSTALADA</u>	<u>FIRME</u>	<u>(Gwh)</u>
PISAYAMBO	69.2	69.2	221.4
TOACHI	300.0	215.0	904.8
COCA	500.0	400.0	2300.0
PAUTE I FASE A	300.0	300.0	2599.0
PAUTE I GASE B	200.0	200.0	725.0
PAUTE II	500.0	225.0	1962.0

CUADRO Nº 3.4

DISPONIBILIDADES DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS DE LOS

SISTEMAS REGIONALES

ALTERNATIVA II

<u>CENTRAL</u>	<u>POTENCIA (MW)</u>		<u>ENERGIA</u> (Gwh)
	<u>INSTALADA</u>	<u>FIRME</u>	
LA PLAYA	1.32	1.32	10.43
EL AMBI	8.00	8.00	33.89
CENTRALES E.E.Q.	85.66	71.16	336.49
LA CALERA	2.00	2.00	14.64
ILLUCHI I	2.80	2.80	15.94
ILLUCHI II	1.40	1.40	11.43
ALAO I	5.30	5.30	42.84
ALAO II	2.60	2.60	13.67
SAYMIRIN	6.40	6.40	45.96
SAUCAY I	8.00	8.00	38.40
SAUCAY II	16.00	11.00	43.80
SAN FRANCISCO	2.40	2.40	19.47
LA CALERA	1.28	1.28	9.53

DISPONIBILIDADES DE POTENCIA DE LAS PLANTAS TERMORLECTRICAS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES

ALTERNATIVA II

L U G A R	T I P O	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
SISTEMA NORTE	DIESEL	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
AREA DE QUITO	DIESEL	30.9	30.9	30.9	22.2	22.2	10.9	10.9	-	-	-	-	-
AREA DE QUITO	GAS	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
AREA DE SANTO DOMINGO	DIESEL	-	-	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
SISTEMA CENTRO NORTE	DIESEL	19.6	19.6	19.6	19.6	16.2	16.2	13.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
SISTEMA ESMERALDAS	DIESEL	-	-	12.0	12.0	12.0	12.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
SISTEMA CENTRO SUR	DIESEL	-	-	-	10.8	10.8	10.8	10.8	-	-	-	-	-
SISTEMA SUR	DIESEL	-	-	-	-	11.8	11.8	10.7	5.0	-	-	-	-
SISTEMA MANABI	DIESEL	-	35.6	35.6	35.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6
AREA DE GUAYAQUIL	GAS	105.5	105.5	105.5	105.5	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
AREA DE GUAYAQUIL	VAPOR	58.0	58.0	58.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0
AREA DE MILAGRO	DIESEL	-	-	11.6	11.6	8.6	8.6	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
AREA DE QUEVEDO	DIESEL	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
AREA DE BABAHOYO	DIESEL	-	-	21.8	21.8	21.8	21.8	19.5	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
AREA DE SANTA ELENA	DIESEL	-	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	14.2	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
SISTEMA EL ORO	DIESEL	-	-	-	-	18.4	18.4	18.4	15.9	15.9	15.9	15.9	15.7

DEMANDA DE POTENCIA ELECTRICA PARA EL PERIODO 1979-1990 (MW)

DE ACUERDO A LA INTEGRACION DE LOS SISTEMAS REGIONALES

Cuadro N°9

CARGA MINIMA

	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
SISTEMA NORTE	6.90	7.44	7.98	8.55	9.18	9.90	10.68	11.55	12.48	13.47	14.50	15.81
AREA DE QUITO	50.49	55.89	61.32	68.67	76.92	86.16	96.48	108.06	121.02	135.54	151.87	170.04
AREA DE STO. DOMINGO	--	--	3.21	3.90	4.56	5.16	5.85	6.57	7.26	7.95	8.67	9.45
AREA DE AMBATO <u>1/</u>	8.22	9.09	10.02	11.70	12.99	14.46	16.11	18.06	20.16	22.47	25.05	28.17
AREA DE RIOBAMBA <u>2/</u>	7.95	9.09	9.93	10.95	11.94	13.05	14.31	15.69	17.19	18.81	20.70	22.59
SISTEMA CENTRO SUR	--	--	--	13.80	15.15	16.65	18.36	20.28	22.44	24.87	27.60	30.63
SISTEMA SUR	--	--	--	--	6.00	6.78	7.44	8.25	9.18	10.26	11.58	13.23
SISTEMA ESMERALDAS	--	--	5.04	5.85	6.66	7.86	8.79	9.69	10.80	12.09	13.56	15.18
SISTEMA MANABI	--	9.21	10.29	11.43	12.66	13.98	15.39	16.92	18.60	20.49	22.68	25.38
AREA DE QUEVEDO	3.30	4.20	4.62	5.16	5.58	5.91	6.30	6.72	7.20	7.71	8.28	8.91
AREA DE BABAHOYO	--	--	6.90	7.65	8.46	9.30	10.26	11.31	12.54	13.92	15.48	17.16
AREA DE GUAYAQUIL <u>3/</u>	74.19	89.22	83.22	92.79	103.47	115.41	128.88	143.88	160.56	170.22	200.16	233.53
AREA DE STA. ELENA	--	5.46	5.82	6.18	6.81	7.20	7.59	8.16	8.79	9.51	10.29	11.16
AREA DE MILAGRO	--	--	8.85	9.39	9.99	10.56	11.16	11.73	12.36	12.96	13.59	14.25
SISTEMA EL ORO <u>4/</u>	--	--	--	--	107.38	108.22	109.18	110.26	111.34	112.57	113.95	115.66
AREA DE MENDEZ	--	--	--	--	--	0.42	0.45	0.51	0.57	0.63	0.72	0.81
TOTAL INTERCONECTADO	151.05	189.60	217.20	256.02	397.75	431.02	467.23	507.64	552.49	602.47	658.72	721.96

RATA PROMEDIO DE
CRECIMIENTO ANUAL

NOTAS :

1/ Incluye las áreas de Latacunga desde 1979 y la del Puyo desde 1982.

2/ Incluye el área de Guaranda desde 1979.

3/ En el área de Guayaquil se incluye el área Durán-Daule-Balzar desde 1979, en los años 1979-1980 se incluye la demanda de Milagro por hallarse interconectado con Guayaquil a 69 KV. Igualmente en 1980 se incluye la demanda de Babahoyo por cuanto su línea de 138 KV. funcionará energizada a 69 KV.

4/ Incluye la demanda de la Fábrica ECUASIDER .

CUADRO N° 9

DEMANDA DE POTENCIA ELECTRICA PARA EL PERIODO 1979-1990 (MW)

DE ACUERDO A LA INTEGRACION DE LOS SISTEMAS REGIONALES

	<u>CARGA MAXIMA</u>										
	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989
SISTEMA NORTE	23.0	24.8	26.6	28.5	30.6	33.0	35.6	38.5	41.6	44.9	48.6
AREA DE QUITO	168.3	186.3	204.4	228.9	256.4	287.2	321.6	360.2	403.4	451.8	506.1
AREA DE STO. DOMINGO	--	--	10.7	13.0	15.2	17.2	19.5	21.9	24.2	26.5	28.9
AREA DE AMBATO <u>1/</u>	27.4	30.3	33.4	39.0	43.3	48.2	53.7	60.2	67.2	74.9	83.5
AREA DE RIOBAMBA <u>2/</u>	26.5	30.3	33.1	36.5	39.8	43.5	47.7	52.3	57.3	62.7	69.0
SISTEMA CENTRO SUR	--	--	--	46.0	50.5	55.5	61.2	67.6	74.8	82.9	92.0
SISTEMA SUR	--	--	--	--	20.0	22.6	24.8	27.5	30.6	34.2	38.6
SISTEMA ESMERALDAS	--	--	16.8	19.5	22.2	26.2	29.3	32.3	36.0	40.3	45.2
SISTEMA MANABI	--	30.7	34.3	38.1	42.2	46.6	51.3	56.4	62.0	68.3	75.6
AREA DE QUEVEDO	11.0	14.0	15.4	17.2	18.6	19.7	21.0	22.4	24.0	25.7	27.6
AREA DE BABAHOYO	--	--	23.0	25.5	28.2	31.0	34.2	37.7	41.8	46.4	51.6
AREA DE GUAYAQUIL <u>3/</u>	247.3	297.4	277.4	309.3	344.9	384.7	429.6	479.6	535.2	597.4	667.2
AREA DE STA. ELENA	--	18.2	19.4	20.6	22.7	24.0	25.3	27.2	29.3	31.7	34.3
AREA DE MILAGRO	--	--	29.5	31.3	33.3	35.2	37.2	39.1	41.2	43.2	45.3
AREA DE EL ORO <u>4/</u>	--	--	--	--	124.6	127.4	130.6	134.2	137.8	141.9	146.5
AREA DE MENDEZ	--	--	--	--	--	1.4	1.5	1.7	1.9	2.1	2.4
RATA PROMEDIO DE CRECIMIENTO ANUAL											
TOTAL INTERCONECTADO	503.5	632.0	724.0	853.4	1092.5	1203.4	1324.1	1458.8	1608.3	1774.9	1962.4

NOTAS :

1/ Incluye el Area de Latacunga desde 1979 y de El puyo desde 1982.

2/ Incluye Guaranda desde 1979.

3/ En el área de Guayaquil se incluye el área de Durán-Daule-Balzar en el período 1979-1990; en el año 1979-1980 se incluye la de Milagro por hallarse interconectado con Guayaquil a 69 KV. Igualmente en 1980, se incluye Babahoyo por funcionar su línea a 69 KV.

4/ Incluye la demanda de la Fábrica ECUASIDER .

En los cuadros N° 3.4, N° 3.5, N° 3.6 y N° 3.7, se muestra la disponibilidad de potencia de las centrales eléctricas tanto de los Sistemas Regionales como del S.N.I. en los cuadros N° 3.8 y N° 3.9 se muestra la demanda de potencia para carga máxima y mínima respectivamente.

3.b EVALUACION DE RESULTADOS

Los resultados en detalle pueden verse en los diagramas de flujos de potencia del Anexo c. A continuación se describen los resultados más importantes correspondientes a las diferentes alternativas.

3.b.1 Alternativa I - Carga máxima

1. En Quito se requiere compensación reactiva capacitiva desde 1979 y en Quevedo en el mismo año, se requiere una compensación reactiva inductiva para disminuir el sobrevoltaje en las barras de 138 KV. y 69 KV.
2. En Guayaquil y Riobamba se necesita compensación reactiva capacitiva desde 1981. En las demás barras con carga del Sistema Nacional Interconectado como son: Cuenca, Loja, Milagro, Babahoyo, El Oro, Sta. Elena, Esmeraldas, Manabí, Ibarra y Ambato, se requiere dicha compensación desde 1983.
3. El sentido del flujo de potencia activa desde el año 1982 (año en que entra en funcionamiento el proyecto Paute), hasta 1990 es en el sentido: Paute-Milagro-Pascuales. Para el siguiente tramo de la línea de 230 KV. el sentido del flujo de potencia activa es el siguiente:

En el período 1982-1986 es Pascuales-Quevedo-Sto. Domingo-Quito.

En el año 1987 el flujo de potencia activa se divi
de así:

De Pascuales a Quevedo
De Santo Domingo a Quevedo
De Santo Domingo a Quito.

Desde el año 1988 el año 1990, el sentido de flujo de potencia activa es como sigue:

Santo Domingo-Quevedo-Pascuales
Toachi-Santo Domingo
Toachi-Quito.

4. El Sistema de Transmisión, presenta pérdidas de potencia que son totalmente admisibles (menores que 3.5% como puede verse en el cuadro N° 3.10).
5. Debido a la proyección de la demanda de potencia eléctrica, se desprende la necesidad de un equipamiento adecuado de las subestaciones, el mismo que se halla detallado en el cuadro N° 3.11. Igualmente para el buen funcionamiento del Sistema de Transmisión, es necesario el ingreso de nuevos circuitos en las líneas de 138 KV. como puede apreciarse en el cuadro N° 3.12
6. A pesar de que las condiciones de generación son los requeridos, es necesario un equipamiento adecuado de reactivos. El cuadro N° 3.13 muestra dicho equipamiento.
7. Los valores de los taps de los transformadores, de las subestaciones 138/69 KV., se hallan tabulados en el cuadro N° 3.14.

PERDIDAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

<u>A Ñ O</u>	<u>Demanda Máxima</u> (MW)	<u>Pérdidas</u> (MW)	<u>Porcentaje</u> %
1.979	440.000	1.731	0.4
1.980	491.600	2.880	0.6
1.981	623.499	4.454	0.7
1.982	802.299	13.340	1.7
1.983	930.599	32.380	3.5
1.984	1028.399	32.956	3.2
1.985	1134.399	35.353	3.1
1.986	1252.399	37.452	3.0
1.987	1384.499	40.046	2.9
1.988	1530.699	40.784	2.7
1.989	1692.499	41.906	2.5
1.990	1871.899	50.210	2.7

EQUIPAMIENTO DE TRANSFORMADORES

SUBESTACION	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
Paute 13.8/138	-	-	-	342	570	570	570	570	570	570	570	570
Paute 138/230	-	-	-	225	450	450	450	450	450	450	450	450
Cuenca 138/69	-	-	-	40	40	40	80	80	80	80	120	120
Loja 138/69	-	-	-	-	20	40	40	40	40	40	60	60
Méndez 138/69	-	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	5
Milagro 230/138	-	-	-	90	90	90	180	180	180	180	180	180
Milagro 138/69	-	-	-	40	40	40	40	40	40	80	80	80
Babahoyo 138/69	-	-	-	40	40	40	40	40	80	80	80	80
El Oro 138/69	-	-	-	-	40	40	40	40	40	80	80	80
Pascuales 230/138	-	-	-	225	225	225	225	225	225	450	450	450
Santa Elena 138/69	-	-	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Salitral 138/69	90	90	90	90	90	90	90	2x90	2x90	2x90	180	180
Salit.-Guas. 69/138	-	-	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100
Salitral 69/13.8	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Sali-INECEL 69/13.8	2x86	2x86	2x86	2x86	2x86	2x86	2x86	2x86	2x86	2x86 (*)	2x86	2x86
Sali-Norte 69/138	-	-	-	-	120	120	120	120	120	120	120	120
S. Domingo 13.8/230	-	-	120	120	120	120	240	360	360	360	360	360
S. Domingo 230/138	-	-	60	60	60	60	60	60	60	60	120	120
S. Domingo 138/69	-	-	20	20	20	20	20	40	40	40	40	40
Esmeraldas 138/69	-	-	20	40	40	40	40	40	40	40	60	60
Quevedo 230/138	-	-	-	40	40	80	80	80	80	80	80	120
Quevedo 138/69	20	20	20	20	20	20	20	40	40	40	40	40
Manabí 138/69	-	-	20	20	20	40	40	40	40	60	60	60
Cald.-Vicent. 138/46	-	-	-	-	-	40	40	80	80	80	80	120
S. Aleg-Vicen. 138/46	-	-	-	-	-	40	40	80	80	80	80	80
Epicl.-Vicen. 138/46	-	-	-	40	40	80	80	80	80	80	80	80
Vicentina 138/46	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Toachi 13.8/230	-	-	-	-	-	-	-	-	333	333	333	333
Santa Rosa 138/230	-	-	-	225	225	225	225	225	225	225	225	225
Guang-Vicen. 13.8/138	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Calderón 138/230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	350	350	350
Ibarra 138/69	20	20	20	20	20	50	50	50	50	50	50	50
Guayllabamb. 13.8/230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	388	388	388
Pisayambo 13.8/138	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Ambato 138/69	40	40	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80
Riobamba 138/69	40	40	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80

(*) En este año operó un solo transformador de 172 MVA.

ALTERNATIVA I

AÑO DE INGRESO DE LAS LINEAS DE 138 KV.

Cuadro N° 3.12

DE BARRA A BARRA	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
PAUTE - CUENCA	-	-	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PAUTE - NENDEZ	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
CUENCA - LOJA	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	2
MILAGRO - EL ORO	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	2	2
MILAGRO - BABAHOYO	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	2	2
PASCUALES - SANTA ELE	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PASCUALES - SALITRAL	-	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PASCUALES - NORTE	-	-	-	-	1	1	1	1	2	2	2	2
SALITRAL - GUASMO	-	-	-	-	1	1	2	2	2	2	2	2
S. DOMINGO - ESMERALDAS	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
QUEVEDO - MANABI	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
CALDERON - SELVA ALEG	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
STA. ROSA - S. ALEGRE	-	-	-	-	-	1	1	2	2	2	2	2
STA. ROSA - EPICLACH.	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1
STA. ROSA - VICENTINA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
STA. ROSA - PISAYAMBO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
VICENTINA - IBARRA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-
PISAYAMBO - AMBATO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AMBATO - RIOBAMBA	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
SALITRAL - QUEVEDO *	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
QUEVEDO - STA. ROSA *	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASCUALES - QUEVEDO *	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
STO. DOMINGO - SANTA ROSA *	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
QUEVEDO - S. DOMINGO *	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CALDERON - VICENTINA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2
CALDERON - IBARRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
STA. ROSA - AMBATO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1

NOTA:

(*) Estas líneas están aisladas para 230 kv., pero hasta el año 1981 inclusive funcionan energizadas a 138 kv.

El número 1 representa una línea de circuito simple.

El número 2 representa una línea de circuito doble.

CUADRO N° 3.12

EQUIPAMIENTO DE CAPACITORES MVAR

Cuadro N° 3.13

BARRA	N°	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
Cuenca	B5	-	-	-	-	5.0	5.0	5.0	5.0	10.0	20.0	30.0	35.0
Loja	B7	-	-	-	-	2.5	7.5	10.0	10.0	15.0	20.0	20.0	25.0
Milagro	B12	-	-	-	-	10.0	10.0	10.0	10.0	15.0	15.0	15.0	25.0
Babahoyo	B14	-	-	-	-	5.0	5.0	5.0	10.0	15.0	20.0	20.0	25.0
El Oro	B16	-	-	-	-	12.5	12.5	12.5	15.0	20.0	20.0	20.0	25.0
S.Elena	B20	-	-	-	-	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	12.5	12.5	15.0
Guayaq.	B22	-	-	50.0	75.0	100.0	100.0	100.0	120.0	150.0	240.0	240.0	305.0
Esmeral.	B33	-	-	-	-	5.0	7.5	10.0	10.0	12.0	17.5	20.0	20.0
Quevedo	B36	-5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manabí	B38	-	-	-	-	7.5	7.5	15.0	15.0	15.0	25.0	25.0	27.5
Vi-entina	B40	12	30	30.0	40.0	70.0	80.0	100.0	120.0	140.0	150.0	150.0	200.0
Ibarra	B55	-	-	-	-	5.0	5.0	5.0	5.0	7.5	7.5	7.5	7.5
Ambato	B61	-	-	-	-	7.5	15.0	15.0	25.0	25.0	25.0	30.0	40.0
Riobamba	B64	-	-	5.0	5.0	7.5	15.0	15.0	25.0	30.0	30.0	35.0	35.0

OPERACION DE LOS TAPS DE LOS TRANSFORMADORES

SUBESTACION:	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
CUENCA 138/69	-	-	-	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
LOJA 138/69	-	-	-	-	1.100	1.079	1.081	1.100	1.100	1.095	1.100	1.066
MENDEZ 138/69	-	-	-	-	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
MILAGRO 138/69	-	-	-	1.074	1.075	1.100	1.071	1.093	1.056	1.030	1.021	1.013
BABAHOYO 138/69	-	-	-	1.035	1.100	1.100	1.100	1.100	1.057	1.061	1.040	1.043
EL ORO 138/69	-	-	-	-	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.060	1.066
S. ELENA 138/69	-	-	1.058	1.099	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
QUEVEDO 138/69	1.000	1.000	1.000	1.055	1.094	1.086	1.079	1.035	1.036	1.037	1.034	1.053
MANABI 138/69	-	-	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
S. DOMINGO 138/69	-	-	1.000	1.000	1.000	1.050	1.050	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
ESMERALD. 138/69	-	-	1.100	1.075	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.050
IBARRA 138/69	1.000	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
AMBATO 138/69	1.000	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.087	1.100	1.100	1.100	1.100
RIOBAMBA 138/69	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
SALITRAL 138/69	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.050	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
VICENTINA 138/46	1.000	1.000	1.100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

CUADRO N° 3.14

3.b.2 Alternativa II - Carga máxima

Los resultados en detalle, se pueden ver en los diagramas del "Anexo C". Un resumen de estos resultados, se presenta a continuación:

1. El voltaje en las barras de generación de las Centrales Hidroeléctricas Paute, Coca, Toachi y de la Central Térmica de Esmeraldas, se mantuvieron en 1.05 pu. trabajando sobreexcitados los generadores.
2. En Quito es necesario una compensación reactiva capacitiva desde el año 1979, mientras que en Quevedo, en los años 1979 y 1980, es necesario una compensación reactiva inductiva.
3. En Guayaquil, Ambato y Riobamba se requiere compensación reactiva capacitiva, desde 1981; a partir de 1982, se requiere dicha compensación en Ibarra; a partir de 1983, se requiere en las siguientes barerras de carga: Loja, Milagro, Babahoyo, El Oro, Santa Elena, Manabí.

En Cuenca se necesita compensación reactiva capacitiva a partir del año 1988.

4. Con el objeto de mejorar el voltaje en el sistema de transmisión de 230 KV, fue necesario una compensación reactiva capacitiva en la barra de 230 KV. de la subestación Milagro, a partir del año 1987.

Además, es necesario que la Fábrica ECUASIDER, cuya carga de demanda máxima está situada en la barra de 138 KV., de la subestación El Oro, tenga una compensación reactiva capacitiva de 45 MVAR.

5. La compensación reactiva total de cada una de las subestaciones, para el período 1979-1990, puede verse en el cuadro N° 3.15.
6. El sistema de transmisión presenta pérdidas que son totalmente admisibles, menores que 4.5% como puede verse en el cuadro N° 3.16.
7. Debido a los requerimientos de potencia eléctrica de los Sistemas Eléctricos Regionales, es necesario el equipamiento adecuado de transformadores y líneas de transmisión, los mismos que, pueden observarse en los cuadros N° 3.17 y N° 3.18, respectivamente.
8. La operación de los taps de los transformadores de las subestaciones de 138/69 KV del Sistema Nacional Interconectado, para condiciones de máxima carga podemos ver en el cuadro N° 3.19.
9. La regulación de tensión en las líneas de transmisión para condiciones normales de operación, se encuentran tabuladas en las hojas del "Anexo D".
10. El sentido del flujo de potencia activa para esta alternativa es el siguiente:

- De 1.982 - 1.990

Paute-Milagro-Pascuales

Para el siguiente tramo de la línea de 230 KV,
el flujo quedó determinado de la siguiente manera:

- De 1.982 - 1.983

Pascuales-Quevedo-Sto. Domingo-Sta. Rosa.

- 1.984

· Toachi-Sto. Domingo-Quevedo-Pascuales

· Toachi-Sta. Rosa

EQUIPAMIENTO TOTAL DE CAPACITORES NVAR PARA EL PERIODO 1979-1990

ALTERNATIVA II

BARRA	Nº	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
CUENCA	B5/69 KV.	--	--	--	--	--	--	--	--	--	10.0	10.0	15.0
LOJA	B7/69 KV.	--	--	--	--	5.0	5.0	5.0	10.0	15.0	20.0	20.0	20.0
MILAGRO	B10/230KV.	--	--	--	--	--	--	--	--	40.0	100.0	140.0	180.0
MILAGRO	B12/69KV.	--	--	--	--	10.0	10.0	10.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0
BABAHOYO	B14/69KV.	--	--	--	--	10.0	10.0	10.0	10.0	15.0	20.0	20.0	20.0
EL ORO	B16/69KV.	--	--	--	--	12.5	12.5	12.5	15.0	15.0	20.0	20.0	20.0
EL ORO	B15/138KV.	--	--	--	--	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
GUAYAQUIL	B22/69KV.	--	--	30.0	70.0	70.0	100.0	130.0	150.0	250.0	250.0	250.0	320.0
STA. ELENA	B20/69KV.	--	--	--	--	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	15.0	15.0	15.0
QUEVEDO	B35/69KV.	-5.0	-10.0	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
MANABI	B38/69KV.	--	--	--	--	5.0	5.0	7.5	15.0	20.0	25.0	25.0	25.0
VICENTINA	B40/46KV.	12.0	12.0	35.0	50.0	100.0	100.0	100.0	140.0	140.0	180.0	250.0	270.0
IBARRA	B55/69KV.	--	--	--	5.0	5.0	5.0	5.0	10.0	10.0	15.0	15.0	15.0
AMBATO	B61/69KV.	--	--	5.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	25.0	30.0	35.0
ROBAMBA	B64/69KV.	--	--	10.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	20.0	25.0	30.0	35.0
ESMERALDAS	B33/69KV.	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

CUADRO Nº 3.15

PERDIDAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>AÑO</u>	<u>Demanda Máxima</u> (MW)	<u>Pérdidas</u> (MW)	<u>Porcentaje</u> %
1.979	503.399	1.373	0.27
1.980	631.999	1.965	0.31
1.981	722.199	8.532	1.18
1.982	853.499	17.192	2.01
1.983	1092.399	32.376	2.96
1.984	1203.399	30.030	2.50
1.985	1324.098	26.408	1.99
1.986	1458.799	37.205	2.55
1.987	1608.299	60.514	3.76
1.988	1775.399	79.517	4.48
1.989	1962.099	68.566	3.49
1.990	2169.999	80.408	3.71

EQUIPAMIENTO TOTAL DE TRANSFORMADORES CORRESPONDIENTE A LA ALTERNATIVA II

SUBESTACION	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
PAUTE 13.8/138 kV.	-	-	-	342	570	570	570	570	570	570	1140	1140
PAUTE 138/230 kV.	-	-	-	225	450	450	450	450	450	450	900	900
CUENCA 138/69 kV.	-	-	-	40	40	40	80	80	80	80	120	120
LOJA 138/69 kV.	-	-	-	-	40	40	40	40	40	40	60	60
HENDEZ 138/69 kV.	-	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	5
MILAGRO 230/138 kV.	-	-	-	90	90	90	180	180	180	180	180	180
MILAGRO 138/69 kV.	-	-	40	40	40	40	40	40	40	80	80	80
BABAHUOYO 138/69 kV.	-	-	40	40	40	40	40	40	80	80	80	80
EL ORO 230/138 kV.	-	-	-	-	150	150	150	150	150	150	150	150
EL ORO 138/69 kV.	-	-	-	-	40	40	40	40	40	80	80	80
PASCUALES 230/138 kV.	-	-	-	225	225	225	225	225	450	450	450	675
STA. ELENA 138/69 kV.	-	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
SALITRAL 138/69 kV.	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	180	180
GUASMO 138/69 kV.	-	-	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100
NORTE 138/69 kV.	-	-	-	-	120	120	120	120	120	240	240	240
STO. DOMING. 138/69 kV.	-	-	20	20	20	20	20	40	40	40	40	40
ESMERALDAS 138/69 kV.	-	-	20	40	40	40	40	40	40	40	60	60
QUEVEDO 230/138 kV.	-	-	-	40	40	80	80	80	80	80	80	120
QUEVEDO 138/69 kV.	20	20	20	20	20	20	20	40	40	40	40	40
HANABI 138/69 kV.	-	20	20	20	20	40	40	40	40	60	60	60
S. ALEGRE 138/46 kV.	-	-	-	-	-	40	40	80	120	160	120	160
EPICLACHIM 138/46 kV.	-	-	-	40	40	80	80	80	120	160	160	160
VICENTINA 138/46 kV.	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	132	132
TOACHT 13.8/230kV.	-	-	-	-	-	333	333	333	333	333	333	333
STA. ROSA 138/230 kV.	-	-	-	225	225	225	225	225	450	450	450	450
GUANGOPOL 13.8/138kV.	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
IBARRA 138/69 kV.	30	30	30	30	30	30	50	50	50	50	50	50
COCA 13.8/230 kV.	-	-	-	-	-	-	-	590	590	590	590	590
PISAYAMBO 13.8/138 kV.	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
AMGATO 138/69 kV.	40	40	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80
AMGATO 230/69 kV.	-	-	-	-	-	-	90	90	90	90	90	90
RIOGAMBA 138/69 kV.	40	40	40	40	40	40	80	80	80	80	80	80
STO. DOMING. 138/230 kV.	-	-	-	60	60	60	60	60	60	60	60	60

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

NUMERO DE CIRCUITOS DE LAS LINEAS DE 138 KV DEL S.N.T. QUE OPERARAN EN EL PERIODO 1979 - 1990

DE BARRA	A BARRA	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
Paute	Cuenca	--	--	--	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Paute	Méndez	--	--	--	--	--	1	1	1	1	1	1	1
Cuenca	Loja	--	--	--	--	1	1	1	1	1	1	1	2
Milagro	Babahoyo*	--	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Pascual.	Sta.Elena	--	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pascual.	Salitral	--	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
Pascual.	S/E Norte	--	--	--	--	1	1	1	1	2	2	2	2
Salitral	Guasmo	--	--	--	--	1	1	1	2	2	2	2	2
Quevedo	Manabí	--	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Esmerald.	Sto.Domin.	--	--	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Sta.Rosa	Vicentina	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sta.Rosa	Epiclach.	--	--	--	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Sta.Rosa	Selva Al.	--	--	--	--	--	1	1	2	2	2	2	2
Sta.Rosa	Pisayam.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Vicentina	Ibarra	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Pisayamb.	Ambato	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ambato	Riobamba	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Nota :

* Esta línea funcionará energizada a 69 KV durante el año 1980 .

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

NUMERO DE CIRCUITOS DE LAS LINEAS DE 230 KV DEL S.N.I. QUE OPERARAN EN EL PERIODO 1979-1990 1/

DE BARRA	A BARRA	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
Paute	Milagro	--	--	--	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Milagro	Pascuales <u>1/</u>	--	--	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pascuales	Quevedo <u>2/</u>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Quevedo	Sto.Dom. <u>2/</u>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Sto.Domingo	Sta.Rosa <u>2/</u>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Sta.Rosa	Ambato	--	--	--	--	--	1	1	1	1	1	1	1
Paute	Ambato	--	--	--	--	--	1	1	1	1	1	1	1
Coca	Sta.Rosa	--	--	--	--	--	--	--	2	2	2	2	2

Notas :

1/ La línea Milagro-Pascuales, funcionará aislada para 230 KV. pero energizada a 138 KV. durante el año de 1981.

2/ Estas líneas funcionarán energizadas a 138 KV. desde 1979 hasta Junio de 1982, en que ingresa el Proyecto Paute .

CUADRO Nº 3.18

OPERACION DE LOS TAPS DE LOS TRANSFORMADORES - ALTERNATIVA II CARGA MAXIMA

		1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
CUENCA	138/69KV	-	-	-	1.080	1.074	1.095	1.099	1.092	1.100	1.100	1.100	1.100
LOJA	138/69KV	-	-	-	-	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.091	1.100	1.100
MENDEZ	138/69KV	-	-	-	-	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
MILAGRO	138/69KV	-	-	1.096	1.055	1.058	1.100	1.078	1.088	1.050	1.022	0.990	0.999
BADAJHOYO	138/69KV	-	-	1.100	1.077	1.071	1.081	1.054	1.100	1.040	1.049	1.004	1.023
EL ORO	138/69KV	-	-	-	-	1.038	1.041	1.019	1.046	1.034	1.026	0.995	1.015
STA ELENA	138/69KV	-	1.035	1.100	1.073	1.100	1.100	1.050	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
GUAYAQUIL	138/69K	1.000	1.000	1.000	1.100	1.050	1.050	1.000	1.050	1.000	1.050	1.050	1.050
QUEVEDO	138/69KV	1.000	1.000	1.070	1.033	1.086	1.052	1.049	1.031	1.100	1.100	1.050	1.044
MANABI	138/69KV	-	1.005	1.100	1.074	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
S. DOMINGO	138/69KV	-	-	1.000	1.000	1.052	1.020	1.022	1.017	1.023	1.000	1.016	1.020
ESMERALDAS	138/69KV	-	-	1.006	0.978	1.000	1.050	1.000	1.100	1.000	1.000	1.000	1.000
QUITTO	138/69KV	1.000	1.000	1.050	1.050	1.000	1.000	1.000	1.000	1.050	1.050	1.050	1.050
IBARRA	138/69KV	1.000	1.100	1.100	1.099	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
AMBATO	138/69KV	1.000	1.100	1.100	1.100	1.089	1.100	1.010	1.028	1.097	1.053	1.025	1.055
RIOBANBA	138/69KV	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.052	1.081	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
CUADRO N° 3.19													
99.													

POTENCIA DE LAS CENTRALES UTILIZADAS EN LA ALTERNATIVA II CARGA MAXIMA

		1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
HIDROELECTRICAS :													
Paute		-	-	-	300.00	500.00	500.00	500.00	400.00	400.00	500.00	800.00	1.000.00
Cuenca		-	-	-	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40
Quito		85.66	85.66	85.66	85.66	85.66	85.66	85.66	85.66	85.66	85.66	85.66	85.66
Ibarra		9.32	9.32	9.32	9.32	9.32	9.32	9.32	9.32	9.32	9.32	9.32	9.32
Ambato		4.20	4.20	4.20	4.20	4.20	4.20	-	-	-	-	-	-
Riobamba		7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	-	-	-	-	-	-
Pisayambo		69.20	69.20	69.20	69.20	69.20	69.20	69.20	69.20	69.20	69.20	69.20	69.20
Toachi		-	-	-	-	-	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
Coca		-	-	-	-	-	-	-	300.00	400.00	500.00	400.00	400.00
TERMICAS:													
Manabí	Bunker	-	35.60	35.60	35.60	28.60	28.60	28.60	28.60	28.60	28.60	28.60	28.60
Esmeraldas	Bunker	-	-	120.00	120.00	-	57.00	-	120.0	120.00	120.00	120.00	120.00
Quito	Diesel	-	30.90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quito	Gas	48.00	48.00	48.00	24.00	24.00	24.00	24.00	-	-	-	-	-
Guangopolo	Diesel	30.30	30.30	30.30	30.30	30.30	30.30	30.30	30.30	30.30	30.30	30.30	30.30
Guayaquil	(Oscilante)	251.60	327.40	316.50	179.10	229.30	156.00	228.40	253.40	212.74	202.20	174.80	194.70
CUADRO N° 3.20													

- 1.985
Toachi-Sto. Domingo-Quevedo-Pascuales
Toachi-Sta. Rosa
Paute-Ambato-Sta. Rosa
- 1.986
Toachi-Sto. Domingo-Quevedo-Pascuales
Toachi-Sta. Rosa
Paute-Ambato-Sta. Rosa
- 1.987
Toachi-Sto. Domingo-Quevedo-Pascuales
Toachi-Sta. Rosa
Sta. Rosa-Ambato-Paute
- 1.988
Sta. Rosa-Toachi-Sto. Domingo-Quevedo-Pascuales
Sta. Rosa-Ambato-Paute
- 1.989
Toachi-Sto. Domingo-Quevedo-Pascuales
Toachi-Sta. Rosa-Ambato
Paute-Ambato
- 1.990
Toachi-Sto. Domingo-Quevedo-Pascuales
Toachi-Sta. Rosa-Ambato
Paute-Ambato

11. El cuadro N°3.20 muestra la potencia utilizada de cada una de las centrales en el presente estudio.

3.b.3 Alternativa II - Carga mínima

Los resultados en detalle, pueden verse en los diagramas del "Anexo C". Un resumen de éstos, se desarrolla

en el siguiente listado:

1. Los grupos térmicos de Guayaquil, trabajan todos los años sobreexcitados (entregan MVAR).
2. Para los años 1979-1980, se necesitan reactores de 10 MVAR. en Quevedo.
3. Todas las tensiones de las barras, se mantienen dentro de los límites impuestos.
4. La compensación reactiva capacitiva que fue necesario emplear para mantener los voltajes dentro de las condiciones impuestas, es el siguiente:

AÑO	MVAR.	SUBESTACION
1.982	12.0	Vicentina
1.983	20.0	Vicentina
	2.5	Ambato
	2.5	Riobamba
1.984	30.0	Vicentina
	5.0	Ambato
	5.0	Riobamba
1.986	25.0	Vicentina
1.987	20.0	Vicentina

5. Para los años 1.981, 1.985, 1.988, 1.989, y 1.990, no se necesita compensación reactiva.
6. La operación de los taps de los transformadores de las subestaciones 138/69 KV., para condiciones normales de operación y para mínima carga, durante el período 1979 - 1990, se hallan tabulados en el cuadro N° 3.21.
7. La regulación de tensión de las líneas de transmisión para estas condiciones se hallan tabuladas en la hoja del "Anexo D".
8. El Sistema de Transmisión, presenta pérdidas de po-

tencia que son totalmente admisibles, menores que 4% como puede apreciarse en el cuadro N° 3.22.

9. La potencia utilizada de las plantas generadoras para carga mínima, se indica en el cuadro N° 3.23.
10. Para evitar los sobrevoltajes tanto en la subestación Sto. Domingo como en la de Esmeraldas, es necesario que en carga mínima funcione un solo circuito de la línea Esmeraldas-Sto. Domingo durante el período 1981-1987.

OPERACION DE LOS TAPS DE LOS TRANSFORMADORES

ALTERNATIVA II - CARGA MÍNIMA

SUBESTACION	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Cuenca 138/69 KV	--	--	--	1.022	0.982	0.992	0.981	0.989	0.992	0.997	1.000	1.000
Loja 138/69 KV	--	--	--	--	1.000	1.000	1.000	1.000	1.005	1.016	1.029	1.000
Méndez 138/69 KV	--	--	--	--	--	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Milagro 138/69 KV	--	--	0.996	0.991	0.991	1.007	0.995	1.009	1.001	1.001	0.993	0.997
Babahoyo 138/69 KV	--	--	1.000	0.995	0.996	1.013	1.003	1.000	1.004	1.015	1.000	1.007
El Oro 138/69 KV	--	--	--	--	1.033	1.053	1.043	1.061	1.053	1.055	1.046	1.056
Sta. Elena 138/69 KV	--	0.976	0.996	0.992	1.000	1.000	1.000	1.000	1.030	1.000	1.000	1.000
Quevedo 138/69 KV	1.000	0.973	0.974	0.976	0.984	0.996	0.984	1.000	1.000	1.000	1.000	0.978
Manabí 138/69 KV	--	1.000	1.008	1.017	1.032	1.029	1.022	1.057	1.045	1.040	1.000	1.000
Sto. Dom. 138/69 KV	--	--	1.000	0.950	0.975	0.990	0.982	1.004	0.981	1.000	0.975	0.973
Esmerald. 138/69 KV	--	--	0.972	0.950	0.940	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Ibarra 138/69 KV	1.000	1.014	1.008	1.031	1.041	1.044	1.049	1.069	1.070	1.038	1.057	1.049
Ambato 138/69 KV	1.000	1.014	1.021	1.054	1.045	1.041	0.994	1.015	1.003	0.996	1.009	1.018
Riobamba 138/69 KV	1.020	1.024	1.033	1.067	1.055	1.048	1.009	1.052	1.021	1.016	1.031	1.044
Salitral 138/69 KV	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Vicentina 138/69 KV	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

CUADRO N° 3.21

PERDIDAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>AÑO</u>	<u>DEMANDA MAXIMA</u>	<u>PERDIDAS</u>	<u>PORCENTAJE</u>
	(MW)	(MW)	(%)
1.979	151.100	0.410	0.27
1.980	189.600	0.427	0.23
1.981	217.100	0.795	0.37
1.982	256.300	9.807	3.83
1.983	397.999	10.096	2.54
1.984	432.199	13.034	3.02
1.985	468.399	10.193	2.12
1.986	509.099	9.904	1.95
1.987	553.899	10.680	1.93
1.988	604.300	10.571	1.75
1.989	660.999	10.332	1.56
1.990	722.999	11.724	1.62

CUADRO N° 3.22

POTENCIA UTILIZADA DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMICAS

(MW)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
<u>HIDROELECTRICAS</u>												
Paute	--	--	--	250.0	250.0	300.0	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0
Quito	69.7	69.7	69.7	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Pisayambo	23.1	23.1	23.1	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Toachi	--	--	--	--	--	--	--	50.0	50.0	50.0	--	50.0
Coca	--	--	--	--	--	--	--	--	--	50.0	168.0	200.0
<u>TERMICAS</u>												
Guayaquil	58.9	97.1	124.9	16.8	157.2	144.0	127.4	117.0	162.8	161.9	153.3	137.9

CUADRO N° 3.23

4. CORRIDAS DE FLUJO EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

El objeto de esta parte del estudio, es determinar las condiciones en que funciona el sistema, cuando se produce la salida de un tramo de línea de transmisión, o un circuito de una línea de doble terna. Se han contemplado diversos casos para desconexión simultánea en una, dos o tres líneas de 230 KV.

Para el caso de condiciones emergentes, el nivel de voltaje no deberá ser menor que 0.9 pu. Los casos en que no sea posible mantener el servicio en condiciones aceptables en todo el sistema al ocurrir fallas temporales en el mismo, porque el evitarlo implicaría inversiones demasiado elevadas o soluciones difíciles de realizar, se consideran casos extremos, que llevarán a la suspensión de servicio de ciertas zonas.

El diagrama empleado para este estudio, es el de demanda de la alternativa II en el año 1990, que es cuando las condiciones de flujo son más críticas, por las características que presenta la demanda de potencia y energía.

4.a ALTERNATIVAS A PROCESARSE

En el siguiente listado se detallan las contingencias que fueron analizadas:

1. Falla en un circuito de la línea Toachi-Quito
2. Falla en un circuito de la línea Toachi-Santo Domingo
3. Salida de servicio de un circuito de la línea Quevedo-Santo Domingo
4. Desconexión de un circuito de la línea Quevedo-Guayaquil
5. Salida de servicio de un circuito de la línea Milagro-Guayaquil
6. Falla en un circuito de la línea Milagro-El Oro
7. Falla en un circuito de la línea Paute-Milagro

8. Salida de servicio de un circuito de la línea Guayaquil-Quito
9. Falla en los dos circuitos de la línea Toachi-Santo Domingo
10. Desconexión total de la línea Santo Domingo-Quevedo
11. Falla en los dos circuitos de la línea Quevedo-Guayaquil
12. Salida de servicio de los dos circuitos de la línea Paute-Guayaquil
13. Desconexión de los dos circuitos de la línea Guayaquil-Milagro
14. Falla en los dos circuitos de la línea Paute-Milagro

4.b EVALUACION DE RESULTADOS

Cuando se produce la salida de servicio por fallas o mantenimiento de un circuito de las líneas del Sistema Nacional de Transmisión, enumeradas en el punto 4.a., no se observa variaciones de tensión fuera de los límites previstos para condiciones de emergencia, ni sobrecargas en líneas o transformadores, exceptuando los siguientes casos:

- Falla de un circuito de la línea Toachi-Quito, en este caso, es necesario para cumplir con los límites de voltajes impuestos, una compensación reactiva capacitiva adicional de 30 MVAR. en la subestación de la Vicentina.
- Salida de servicio de la línea Guayaquil-Quito, en esta contingencia, es necesario la siguiente compensación reactiva capacitiva adicional:

5 MVAR. en la barra de 69 KV de Manabí
20 MVAR. en la barra de 46 KV de la Vicentina

Para las contingencias analizadas cuando se produce una falla simultánea en los dos circuitos de las líneas anotadas en el punto 4.a., se requiere la siguiente compensación reactiva

adicional con el fin de mantener los límites de voltajes impuestos:

- Falla en los dos circuitos de la línea Toachi-Sto. Domingo

BARRA	COMPENSACION REACTIVA ADICIONAL (MVAR.)
Manabí 69 KV	5.0 MVAR
Sta. Elena 69 KV	5.0 MVAR
Riobamba 69 KV	5.0 MVAR
Salitral 69 KV	20.0 MVAR

- Falla en los dos circuitos de la línea Santo Domingo-Quevedo

BARRA	COMPENSACION REACTIVA ADICIONAL (MVAR.)
Milagro 230 KV	70.0 MVAR.
Manabí 69 KV	10.0 MVAR.
Vicentina 46 KV	20.0 MVAR.
Riobamba 69 KV	5.0 MVAR.
Salitral 69 KV	30.0 MVAR.

- Falla en los dos circuitos de la línea Quevedo-Guayaquil

BARRA	COMPENSACION REACTIVA ADICIONAL (MVAR.)
Vicentina 46 KV	10.0 MVAR.
Salitral 69 KV	35.0 MVAR.

- Falla en los dos circuitos de la línea Guayaquil-Paute

BARRA	COMPENSACION REACTIVA ADICIONAL (MVAR.)
Milagro 230 KV	50.0 MVAR.
Salitral 69 KV	50.0 MVAR.
Manabí 69 KV	5.0 MVAR.
Vicentina 46 KV	20.0 MVAR.
Santa Elena 69 KV	5.0 MVAR.

- Falla en los dos circuitos de la línea Guayaquil-Milagro

BARRA	COMPENSACION REACTIVA ADICIONAL (MVAR.)
Milagro 230 KV	- 120.0 MVAR.
Santa Elena 69 KV	5.0 MVAR.
Salitral 69 KV	60.0 MVAR.

- Falla en los dos circuitos de la línea Milagro-Paute

BARRA	COMPENSACION REACTIVA ADICIONAL (MVAR.)
Milagro 230 KV	70.0 MVAR.
Salitral 69 KV	80.0 MVAR.
Manabí 69 KV	5.0 MVAR.
Vicentina 46 KV	20.0 MVAR.

4.c RESTRICCIONES OPERATIVAS

Quando se realiza las corridas de flujo en condiciones de emergencia, es importante tener presente el comportamiento de las

centrales generadoras de energía eléctrica, especialmente de las centrales ubicadas en las barras oscilantes, encargadas éstas de proporcionar los reactivos necesarios para equilibrar el sistema.

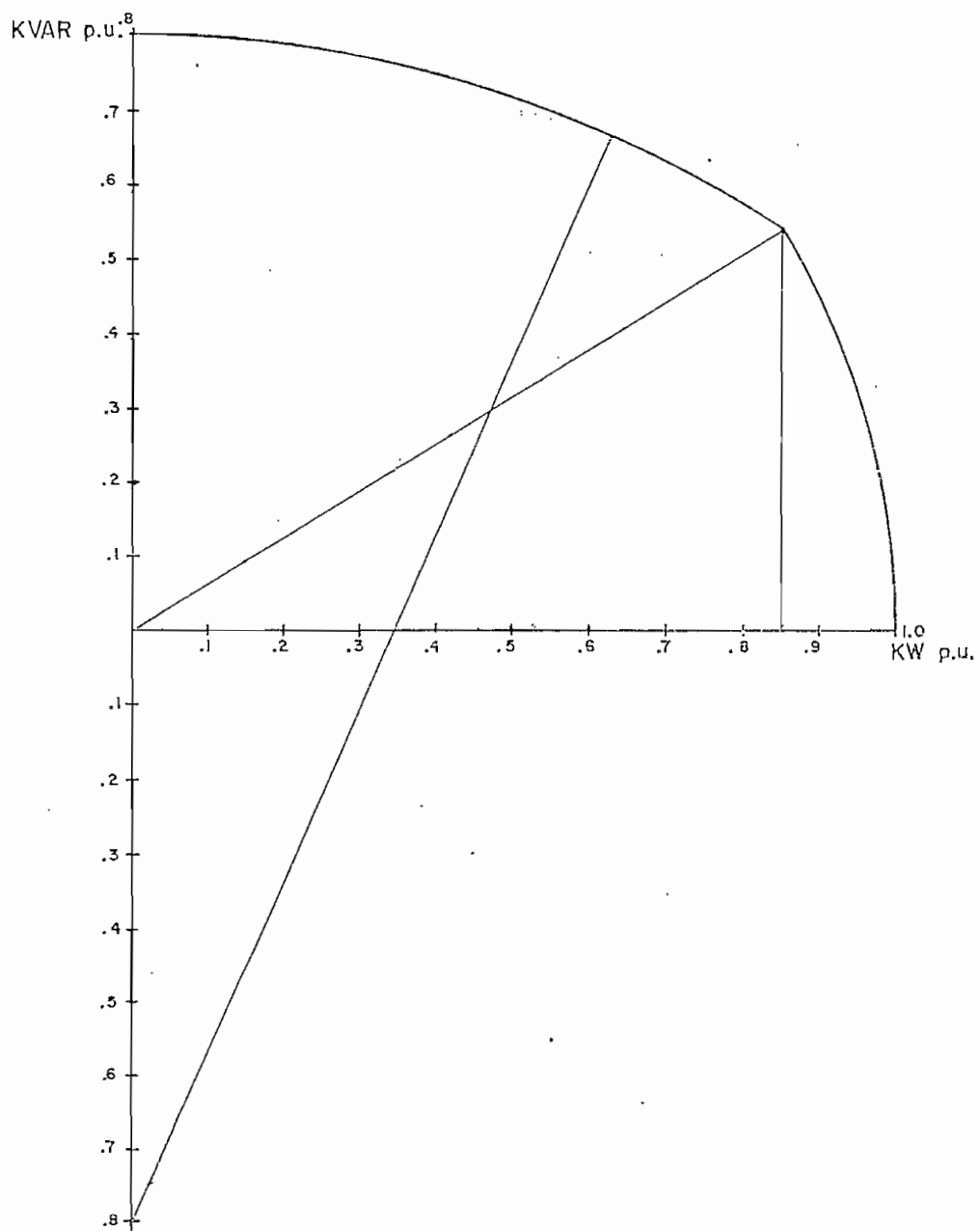
La capacidad de entregar potencia reactiva de una máquina sin crónica es dependiente de la potencia real que ella entrega. Dos limitaciones desde el punto de vista del calentamiento de la máquina son reconocidas: el debido a la armadura, y aquella debido al campo.

La figura N° 3.E enseña la capacidad de potencia reactiva de una turbina-generador a vapor con una velocidad estandarizada de 3.600 revoluciones por minuto. La potencia activa se dibuja en las absisas y la potencia reactiva en las ordenadas. Todas las curvas son arco de círculo. La línea centrada con respecto al origen representa el límite impuesto por la corriente de armadura, mientras que el otro arco representa el límite impuesto por la corriente de campo.

Es importante también tener presente que en condiciones de emergencia, la diferencia angular entre dos barras sucesivas, deberá ser inferior a un valor de ángulo crítico, considerado generalmente en 35°. Además el voltaje en las barras de carga no podrán ser por ningún motivo mayores que 1.05 pu., o, menores que 0.9 pu.

5. DEFINICION DE ESQUEMAS

El esquema básico recomendado y aceptado para el presente estudio considera toda la generación relativamente importante que pueda estar funcionando en 1979 y la que se instalará en el período 1979-1990, y que estaría en condiciones aceptables de operar en el año 1990.

Figura N^o 3.E

El número de barras que forman parte del esquema, suman un total de 52, distribuidas de la siguiente manera:

A R E A	Nº DE BARRAS
Norte	2
Quito	7
Sto. Domingo	3
Centro Norte	4
Centro Sur	2
Sur	2
Esmeraldas	2
Manabí	2
El Oro	2
Guayaquil	7
Milagro	3
Babahoyo	2
Quevedo	3
Sta. Elena	2
Méndez	2
Paute	3
Toachi	2
Pisayambo	2
TOTAL	52

El Sistema de Transmisión, está formado por una red principal de líneas de 230 KV., doble circuito, el mismo que consiste de cuatro secciones, que son:

T R A M O	LONGITUD	Km.
Guayaquil-Quevedo	140	
Quevedo-Sto. Domingo	100	
Sto. Domingo-Quito	90	
Paute-Guayaquil	182	
T O T A L	512	

De las subestaciones de esta red principal nacen las líneas que conforman el sistema radial de 138 KV., encargado de llevar la energía eléctrica al resto de centros de consumo del país, este sistema tiene una longitud total de 11.450 km.

Se incluyó las líneas desde las centrales consideradas y los anillos planificados para Quito y Guayaquil.

Las subestaciones del sistema principal 230/138 KV., vale decir para Paute (450 MVA.), Milagro (90 MVA.), Pascuales (225 MVA.), Quevedo (40 MVA.), Sto. Domingo (60 MVA.), Sta. Rosa (225 MVA.), son del tipo "doble barra con un interruptor en 230 KV. y 138 KV".

Las subestaciones radiales, que son las que reciben energía a 138 KV del Sistema Nacional de Transmisión, son del tipo de "barra principal y transferencia para 138 KV", y simple barra para el nivel de voltaje de subtransmisión.

Los transformadores serán utilizados en subestaciones a la interperie en sistemas trifásicos, con neutro sólidamente puesto a tierra.

Habrán básicamente tres tipos de transformadores a utilizarse en las subestaciones:

- Autotransformadores monfásicos de 75 MVA y 30 MVA
- Autotransformadores trifásicos de 40 MVA
- Transformadores trifásicos de dos devanados, de 20 MVA.

Cabe señalar que los transformadores usados en todas las subestaciones serán del tipo OA/FA con previsión futura para enfriamiento por circulación forzada de aceite.

Las cargas en todos los casos en que fue posible, se realizaron en las barras que realmente se encuentran.

Las principales diferencias entre los esquemas utilizados, para las dos alternativas estudiadas, son las siguientes:

- En la alternativa II se considera el cierre del anillo de 230 KV, mediante la construcción de la línea Paute-Quito simple circuito, cuya longitud es 300 Km.
- El esquema de la alternativa II incluye la línea Paute-Guayaquil a 230 KV., doble circuito, con una longitud total de 182 Km.
- La línea Milagro-El Oro es de 230 KV., doble circuito, en el esquema de la alternativa II.
- En el esquema de la alternativa I, se considera generación en Sto. Domingo, mientras que para la otra alternativa se considera generación en Esmeraldas, por lo cual, es necesario que la línea Esmeraldas-Sto. Domingo sea de doble circuito.

C A P I T U L O I V

PROGRAMA DE OBRAS

1. DETERMINACION DE COSTOS

En esta parte del estudio se presenta el costo total de las obras de generación, transformación y transmisión, del Sistema Nacional Interconectado, que sirven como información básica para realizar el calendario de inversiones; dichos valores se han determinado tomando como referencia los precios de materiales y equipos vigentes en 1976 y la información existente sobre adquisiciones y contratos de construcción de obras similares realizadas por INECEL y que consta en la "Memoria Descriptiva" de presupuesto del Sistema Nacional de Transmisión (ADDENDUM N°1).

Los costos que se presentan a continuación, permitirán tener una visión global del volumen de inversiones que se deberá realizar para cumplir con la ejecución de las obras programadas para la alternativa N°2 puesto que, debido a la política energética nacional que básicamente consiste en la utilización de los recursos renovables (hidroeléctricos), se descartó totalmente la ejecución de las obras consideradas en la alternativa N°1, descrita en el numeral 3.a. del capítulo III.

2. DEFINICION DE PRIORIDADES DE EJECUCION DE OBRAS

El plan de ejecución de obras para la conformación del Sistema Nacional Interconectado, se lo realizó de acuerdo a los

siguientes criterios:

- Se considera de primera prioridad, el abastecimiento de energía eléctrica a las áreas de mayor importancia industrial y económica.
- Se analiza las disponibilidades de potencia de las centrales generadoras propias de los Sistemas Eléctricos Regionales, con el objeto de determinar, el año en que es necesario un nuevo equipamiento de la central o si es conveniente su interconexión al sistema.
- Se estudia las características tanto de líneas como de subestaciones, para determinar las posibilidades de construcción.
- La integración de los Sistemas Eléctricos Regionales se realiza de acuerdo a las disponibilidades de potencia y energía de las centrales generadoras pertenecientes al Sistema Nacional Interconectado.

(MILES DE DOLARES)

C O S T O S D E I N V E R S I O N

PROYECTOS	DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
<u>1.- GENERACION:</u>			
Central Hidr. Paute: FASE I 500MW	131.184,60	80.639,80	211.824,40
Central Hidr. Paute: FASE II 500MW	109.763,60	67.591,70	177.355,30
Central Hidr. Toachi: 300MW	188.163,40	87.781,90	275.945,30
Central Hidr. Coca: 500MW	235.850,00	209.150,00	445.000,00
Central a Vapor Esmeraldas 120MW	58.748,00	10.052,00	68.800,00
Central a Vapor N°2 Guayaquil 70MW	34.253,52	5.880,00	40.133,52
SUB-TOTAL	757.963,12	461.095,40	1.219.058,52
<u>2.- TRANSFORMACION:</u>			
S/E Quevedo:			
Equipamiento total 20MVA-138/69	3.284,20	781,18	4.065,38
Transformador 1x20MVA-138/69	484,00	9,70	493,70
S/E Salitral:			
Equipamiento total 90MVA-138/69	2.099,90	519,60	2.619,50
S/E Ibarra:			
Equipamiento total 30MVA-138/34.5KV	1.683,09	205,71	1.888,80
Equipamiento total 20MVA-138/69.0KV	1.111,20	228,00	1.339,20
S/E Sta. Rosa:			
Equipamiento total 4x75MVA-230/138KV	5.284,13	847,00	6.131,13
Auto transformador 3x75MVA-230/138KV	1.428,00	27,00	1.455,00
S/E Sto. Domingo:			
Equipamiento completo 60MVA-230/138KV			
20MVA 138/69	5.813,91	1,264,30	7.078,21
Transformador 1x20MVA-138/69KV	243,60	4,87	248,47

(MILES DE DOLARES)

C O S T O S D E I N V E R S I O N

PROYECTOS	DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
S/E Quevedo:			
Equipamiento completo 40MVA-230/138KV	3.803,05	591,55	4.394,60
Transformador 1x40MVA-230/138KV	326,60	5,53	333,13
Transformador 1x40MVA-230/138KV	326,60	5,53	333,13
S/E Pascuales:			
Equipamiento total 4x75MVA-230/138KV	8.139,89	1.543,19	9.683,08
Auto transformadores 3x75MVA-230/138KV	1.398,53	27,97	1.426,50
Auto transformadores 3x75MVA-230/138KV	1.398,53	27,97	1.426,50
S/E Molino:			
Equipamiento completo 7x75MVA-230/138KV	9.693,34	1.374,70	11.067,51
Auto transformadores 6x75MVA-230/138KV	8.308,58	1.178,31	9.486,89
S/E Milagro:			
Equipamiento completo 3x30MVA-230/138 y 40MVA 138/69KV.	7.245,69	1.363,32	8.609,01
Auto transformadores 3x30MVA-230/138KV	562,85	11,25	574,10
Transformador 1x40MVA-138/69KV	282,90	5,66	288,56
S/E Cuenca:			
Equipamiento completo 40MVA-138/69KV	2.221,38	635,18	2.856,56
Transformador 1x40MVA-138/69KV	282,90	5,66	288,56
Transformador 1x40MVA-138/69KV	282,90	5,66	288,56
S/E Esmeraldas:			
Equipamiento completo 1x40MVA-138/69KV	2.019,40	353,55	2.372,95
Transformador 1x20MVA-138/69KV	243,60	4,87	248,47
S/E Babahoyo:			
Equipamiento completo 40MVA-138/69KV	1.110,64	227,99	1.338,63
Transformador 1x40MVA-138/69KV	282,90	5,66	288,56
S/E Portoviejo:			
Equipamiento completo 20MVA-138/69	1.111,24	227,99	1.339,23

(MILES DE DOLARES)

C O S T O S D E I N V E R S I O N

PROYECTOS	DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
Transformador 1x20MVA-138/69	243,60	4,87	248,47
Transformador 1x20MVA-138/69	243,60	4,87	248,47
S/E Machala:			
Equipamiento completo 150MVA-230/138 y 40MVA 138/69KV.	7.245,70	1.363,32	8.609,01
Transformador 1x40-138/69KV	282,90	5,66	288,56
S/E Sta. Elena:			
Equipamiento completo 40MVA-138/69KV.	1.110,64	227,99	1.338,63
S/E Ambato:			
Equipamiento completo 3x30MVA-230/138KV.	5.024,32	728,14	5.752,45
S/E Riobamba:			
Equipamiento completo 40MVA-138/69KV.	1.899,29	337,43	2.236,72
Transformador 1x40MVA-138/69KV	282,90	5,66	288,56
S/E Loja:			
Equipamiento completo 40MVA: 138/69KV.	1.160,76	235,52	1.396,28
Transformador 1x20MVA-138/69KV	243,60	4,87	248,47
S/E Méndez:			
Equipamiento completo 5MVA-138/69KV	741,40	174,91	916,31
SUB-TOTAL			
3.- <u>TRANSMISION:</u>			
Líneas de Trasmisión de 230KV			
L/T Pascuales-Quevedo-Sto. Domingo- Sta. Rosa 330Km	17.740,80	4.735,68	22.176,48
L/T Pascuales-Milagro 41Km	2.786,96	996,57	3.783,53
L/T Paute-Milagro 141Km	9.584,41	3.427,24	13.011,65
L/T Milagro-El Oro 125Km	8.496,82	3.038,33	11.535,15
L/T Paute-Ambato-Sta Rosa	13.157,83	3.845,46	17.053,29

(MILES DE DOLARES)

C O S T O S D E I N V E R S I O N			
P R O Y E C T O S	DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
L/T Sta. Rosa - Coca	11.608,97	4.078,83	15.687,80
Líneas de transmisión de 138KV.			
L/T Pascuales - Salitral 18Km.	519,26	156,70	675,96
L/T Sto.Domingo - Esmeraldas 150Km	4.779,30	1.389,90	6.169,20
L/T Quevedo - Portoviejo 108Km	2.728,86	917,46	3.646,32
L/T Pascuales - Sta. Elena 105Km	2.728,86	917,46	3.646,32
L/T Ambato - Riobamba 50Km	1.459,60	606,00	2.065,60
L/ T Paute - Cuenca 70Km	2.221,38	635,18	2.856,56
L/ T Paute - Méndez 50Km	1.314,20	448,20	1.762,40
L/ T Cuenca - Loja 150Km	3.559,50	1.228,50	4.788,00
SUB-TOTAL	82.686,75	26.471,51	109.158,26
GRAN TOTAL	929.602,12	502.149,05	1.431.751,17

3. CRONOGRAMA DE EJECUCION SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

CENTRALES DE GENERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
CENTRAL HIDR. PARTE FASE I	[Gantt chart bars for 1979-1983]										
CENTRAL HIDR. PARTE FASE II	[Gantt chart bars for 1982-1989]										
CENTRAL HIDR. TOACHI	[Gantt chart bars for 1979-1984]										
CENTRAL HIDR. COCA	[Gantt chart bars for 1979-1985]										
CENTRAL VAPOR ESPINALDAS	[Gantt chart bars for 1979-1981]										
CENTRAL VAPOR COMAQUEL	[Gantt chart bars for 1979-1980]										

SIMBOLOGIA:

- [Dotted line] Especificaciones y Documentos de Licitación
- [Solid line] Licitación, Adjudicación y Contrato
- [Horizontal dashed line] Fabricación y transporte de equipos y materiales
- [Vertical dashed line] Construcción

- 1 Materiales
- 2 Equipos para subestaciones
- 3 Construcción

3. CRONOGRAMA DE EJECUCION

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

SUBESTACIONES 220/138KV. DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
S/E BOLSON: 230/138KV. EQUIPO COMPLETO 43000VA Auto Transformador 1x400VA-230/138KV.	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
S/E MILANZO 230/138KV. EQUIPO COMPLETO	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
S/E MILANZO 230/138KV. EQUIPO COMPLETO 1x300VA-230/138KV. Auto Transformador 1x400VA-138/69KV.	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
S/E PASCALES 230/138KV. EQUIPO COMPLETO 225 000VA. Auto Transformador 2250VA-230/138KV.	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
S/E GARCERAN 270/138KV. EQUIPO COMPLETO 4000VA. Transformador 1x400VA-230/138KV. Auto Transformador 1x400VA-230/138KV.	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████

1. Materiales
 2. Equipos para subestaciones
 3. Construcción

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

SUBESTACIONES 138/69KV DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
ESTACION 30KVA 138/34.5 KV. CONCRETO 30KVA.											
ESTACION 138/69KV. CONCRETO 20KVA-138/69KV											
ESTACION 138/69KV CONCRETO 90KVA-138/69KV.											
ESTACION 138/69KV CONCRETO 90KVA-138/69KV.											
ESTACION 138/69KV CONCRETO 20KVA-138/69KV											
ESTACION 138/69KV CONCRETO 40KVA-138/69KV.											
ESTACION 138/69KV CONCRETO 140KVA-138/69KV											
ESTACION 138/69KV CONCRETO 20KVA-138/69KV.											
ESTACION 138/69KV CONCRETO 20KVA-138/69KV											
ESTACION 138/69KV CONCRETO 20KVA-138/69KV.											

Especificaciones y Documentos de Licitación
 Licitación, adjudicación y contrato
 Fabricación y transporte de equipos y materiales
 Construcción

Materiales
 Equipos para subestaciones
 Construcción

CALENDARIO DE INVERSIONES

	INVERSION AL 31 DIC 1978	1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988		1989		1990	
		DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL
1.- GENERACION																									
Puente Fase I	114,836.50	42901.70	30601.70	44309.30	28857.20	32735.00	15269.40	8914.30	4797.00	2324.30	1035.00			38004.00	26071.00	37062.10	24209.60	26533.00	12486.19	9364.50	4654.70				
Puente Fase II		2145.00	5895.00	30309.00	12635.00	33410.00	17400.00	54220.00	27117.00	53915.00	72322.00	14164.00	7113.00												
Tenchi																									
Coca	5806.00	18617.00	3812.00	29016.00	4145.00	11115.00	2095.00																		
Esmeraldas		31994.00	2425.00	3223.00	917.00																				
Guayaquil (INCEEL)																									
2.- TRANSFORMACION																									
Subestacion 230/115KV.																									
S/E 111111 230/115KV.	664.00	6390.67	891.56	670.50	296.20	3132.53	302.43							498.51	70.70	5400.58	765.90	581.60	38.48	1827.69	259.23				
Equipo completo																									
S/E 111111 230/115KV																									
Equipo completo	516.54	4709.70	886.16	507.20	95.43	1594.05	299.93																		
Auto-transformador 1x30MVA																									
Transformador 1x40MVA																									
S/E Pascales 230/115KV.																									
Equipo completo	500.30	5290.93	1003.07	549.77	108.07	3793.70	339.50																		
Auto-transformador 2x30MVA																									
Auto-transformador 2x30MVA																									
S/E Quevedo 230/115KV.																									
Equipo completo	263.67	2371.98	384.51	266.72	41.41	836.67	130.14																		
Transformador 1x40MVA																									
Transformador 1x40MVA																									

				1. 7 9	1. 8 0	1. 9 1	1. 4 2	1. 9 3	1. 4 4	1. 9 5	1. 9 6	1. 9 7	1. 9 8	1. 9 9	1. 9 0
				DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL
S/E Sto. Domingo 230	138 / 69 KV														
- Equipo completo				3115,06	621,86	467206	88,30	123570	228,18						
- Transformador 1x2	225A - 138/69 KV									15,8	0,28	138,30	3,17	17,19	0,34
S/E Sta. Rosa 230/138	69 KV														
- Equipo completo				3434,88	550,51	242,89	59,29	1162,53	196,34						
- Autotransformador	342,5 220A - 30/138 KV									85768	1,82	926720	17,55	94,96	1,89
S/E Machuca 230/138	69 KV														
- Equipo completo				431,74	81,80	4709,70	886,16	507,20	95,43	1524,05	299,23				
- Transformador 1x2	225A - 138/69 KV											16,27	0,34	103,68	2,38
S/E Abelt 230/138	69 KV														
- Equipo completo								301,46	43,69	3265,80	433,29	351,20	50,97	1105,25	170,12
Subestaciones 138/69	KV														
S/E Ibarra 138/69	KV														
- Equipo completo				374,00	51,30										
S/E Ibarra 138/69	KV														
- Equipo completo								64,67	33,69	727,78	110,70	27,29	15,26	244,80	20,16
S/E Salinas 138/69	KV														
- Equipo completo				314,70	52,60										
- Transformador 1x2	225A - 138/69 KV														
S/E Yumbura 138/69	69 KV														
- Equipo completo				301,60	85,40										
- Transformador 1x2	225A - 138/69 KV									29,74	0,36	118,60	6,31	23,67	0,68

			Inversión a Dól. de 1.976	1. 9. 7. 9		1. 9. 8. 0		1. 9. 7. 1		1. 9. 7. 2		1. 9. 8. 3		1. 9. 8. 4		1. 9. 8. 5		1. 9. 8. 6		1. 9. 8. 7		1. 9. 8. 8		1. 9. 8. 9		1. 9. 9. 0		
				DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS	N. LOCAL	DIVISAS
S/E Kibbe	138/69 KV.	Equipo completo	1746.65	477.84	247.25																							
- Transm.	138/69 KV.							16.92	0.34	393.69	3.68	192.80	0.40	62.74	1.25													
S/E Pochi	138/69 KV.	Equipo completo	1044.69	294.42	36.16																							
- Transm.	138/69 KV.							14.62	0.29	158.34	3.17	17.05	0.34	33.59	1.07													
S/E Sta. L.	138/69 KV.	Equipo completo	1044.13	244.54	36.76																							
- Transm.	138/69 KV.																											
S/E Sabal	138/69 KV.	Equipo completo	950.43	77.74	15.46	244.34	30.16																					
- Transm.	138/69 KV.									16.92	0.34	183.89	3.68	39.90	0.50	67.24	1.25											
S/E Tama	138/69 KV.	Equipo completo	142.58	1312.61	229.41	131.76	247.75	440.27	77.76																			
- Transm.	138/69 KV.													14.62	0.29	158.34	3.17	17.05	0.34	33.59	1.07							
S/E Cuca	138/69 KV.	Equipo completo	171.59	144.90	412.67	133.50	45.18	496.70	139.74																			
- Transm.	138/69 KV.							16.92	0.34	183.89	3.68	19.80	0.40	62.24	1.25													
S/E Loja	138/69 KV.	Equipo completo		69.65	16.13	254.49	131.09	81.25	16.64	239.37	51.81																	
- Transm.	138/69 KV.													14.62	0.29	158.34	3.17	17.05	0.34	33.59	1.07							
S/E Nido	138/69 KV.	Equipo completo				447.48	105.49	481.91	113.69	51.90	12.74																	

		Inversión a Dólar de 1.974		1. 9 7 9		1. 9 8 0		1. 9 8 1		1. 9 8 2		1. 8 3		1. 9 8 4		1. 9 8 5		1. 9 8 6		1. 9 8 7		1. 9 8 8		1. 9 8 9		1. 9 9 0				
		DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL	DIVISAS	M.LOCAL			
TRAMISIÓN																														
Líneas de 230 KV																														
Pascales	Quevedo-Domingo	19975.83	1774.04	473.57																										
Pascales	Milagro	2459.23	676.24	208.14	278.70	99.44																								
Milagro	Guate	1901.49	3354.54	1199.53	2396.70	856.81	558.74	342.72																						
Milagro	Chula		2549.05	917.50	2973.82	1061.42	714.20	759.58	849.68	303.833																				
Puerto-Antón-Stat. B							3947.35	1168.64	6605.24	1363.410																				
Cota-Str. nsa											3289.46	973.87	1315.78	389.55	1427.59	1902.34	1019.71	1160.90	407.85											
Líneas de 132 KV																														
Achato-El Barba		1059.043	153.94	60.60																										
Pascales	Salittal	408.372	31.93	15.67																										
Pascales	Santa II	3281.683	272.89	91.25																										
Pracado	Itioviejo	3281.683	272.89	91.25																										
Milagro	El Barba	1237.823	103.41	31.13																										
Vía. Mont. General		4009.743	1194.85	342.48	471.93	136.99																								
Puerto-Antón		406.41	190.55	373.48	225.31	315.25	158.80	227.14	635.52																					
Cuerna - rja			1067.85	348.55	1245.83	425.93	889.88	203.13	355.95	122.45																				
Puerto - Pdel					395.16	124.66	429.97	125.67	318.55	317.01	131.42	44.82																		

C A P I T U L O V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES

- Los resultados de estudios de flujo de potencia realizados para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano sirven tanto para la planificación del sistema como para la operación de los equipos.

A nivel de planificación general los resultados sirven para determinar los equipamientos del Sistema de Generación, Transmisión y Transformación.

En el campo de la operación de los equipos, los resultados sirven como referencia para anticipar el adecuado funcionamiento de líneas, transformadores y centrales generadoras, así como también para determinar la entrega de reactivos de los capacitores.

- Es necesario que el sistema tenga un grado de compensación adecuado, ésto implica una capacidad instalada en capacitores en el año 1990, de 1030 MVAR.
- Todos los bancos de capacitores serán del tipo desconectables.
- Los grupos diesel, de los Sistemas Eléctricos Regionales, pasan a formar parte de la reserva de energía eléctrica del país.
- Las tensiones que se han obtenido en las barras de carga del Sistema Nacional en ningún caso son menores que 0.95 p.u.
- El sistema soporta la salida de cualquier línea sin que se excedan los límites impuestos, siempre que se cumpla con el equipamiento.

miento previsto.

2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda, realizar el equipamiento tanto de subestaciones como de líneas de transmisión, para conseguir que se cumplan las condiciones impuestas para el sistema.
- Se recomienda que se prevea con la debida anticipación, el espacio necesario para ampliación de las subestaciones.
- Debido a la alta compensación reactiva capacitiva que se necesita en la Subestación Milagro, se recomienda instalar un condensador síncrono, el mismo que puede ayudar a mantener la estabilidad del sistema, especialmente en condiciones de emergencia.
- Para que se cumpla con las fechas de entrada en operación de las líneas y subestaciones se recomienda impartir las instrucciones correspondientes para proceder en forma inmediata con la elaboración de las especificaciones técnicas y los respectivos documentos de Licitación para la contratación de las líneas y subestaciones de 138 KV., que deben ingresar en diciembre de 1979.

ANEXO A

METODOLOGIA DEL ESTUDIO DE MERCADO

CLASIFICACION DE LOS METODOS DE PROYECCION DE LA DEMANDA

En forma general, y sin perjuicio de examinar en particular algunos de los métodos empleados en la proyección de la demanda, se ha considerado conveniente clasificar dichos métodos en tres grupos diferentes, a saber:

- a) Métodos de extrapolación en el tiempo.
- b) Métodos de los cuales la variación del consumo eléctrico se asocia con una o más variables macroeconómicas, además del tiempo, mediante procedimientos de correlación simple o múltiples y.
- c) Métodos directos y de encuesta.

a) METODOS DE EXTRAPOLACION EN EL TIEMPO

Este grupo de métodos, constituye un caso típico de predicción simple o de primer orden, en el cual, de acuerdo con los datos de la experiencia pasada, se determina una relación funcional entre la variable cuyo comportamiento futuro se desea predecir y el tiempo.

La forma más funcional en la práctica y la más usada, es la exponencial simple con un solo parámetro, o sea con una tasa constante de crecimiento anual.

Las fórmulas del tipo exponencial puro $E = E_0 c^{at}$ ó $E = E_0 (1+r)^n$, tienen tasa de crecimiento constante, por lo que son inadecuados para describir el crecimiento anual relativo del consumo en un sistema eléctrico, que es relativamente grande al principio de la vida del sistema y decrece cuando el sistema envejece por lo cual es necesario buscar otras funciones.

Una utilización más efectiva de estos procedimientos de extrapolación obtiene mediante la introducción de proyecciones de tipo INTERVALO en lugar de los tipo PUNTUAL. En otras palabras, se supone que para cada valor de la variable tiempo existe una distribución de valores de la demanda eléctrica de acuerdo con una determinada ley probabilística; el valor medio de esta distribución será en general el dado por la función misma o sea por la curva exponencial. Así pues dicha curva pasa a ser en este planteamiento una curva de valores medios y si se supone además la distribución normal o gaussiana del costo de errores, se está en condiciones de de terminar no solo la curva de los valores medios, sino las curvas de valores extremos correspondientes a un determinado grado de seguridad, 95% por ejemplo.

Además de la tendencia dada por la función de valores medios, estas curvas permiten visualizar los niveles máximos y mínimos probables de los consumos y compararlos así tanto con los planes de expansión de las capacidades de generación, como con los costos por exceso y por defecto de los errores posibles de previsión. Debe notarse que la introducción de la terminología y los métodos del cálculo de probabilidades en las proyecciones de la demanda eléctrica obedece a un motivo real y no es meramente un refinamiento teórico.

La elección del intervalo de tiempo y por tanto, del punto de partida para la determinación de la forma funcional más adecuada a los datos de la experiencia pasada, constituye uno de los puntos de mayor importancia y que a la vez ofrece más dificultades en la aplicación de los métodos de extrapolación:

- a) Por un lado, se puede tomar todo el período para el cual se dispone de datos en forma continua en virtud de que

los datos estadísticos nos proporcionan resultados de mayor confianza para aplicarlos en la proyección de la demanda. Sin embargo, debe anotarse que esto se basa en la hipótesis de que existe homogeneidad estadística en la población, lo cual realmente no se cumple, ya que lo que incide como factor preponderante en la evolución de la demanda eléctrica es el cambio en la estructura económica y desarrollo de otros sectores del sistema.

- b) Desde este último punto de vista, resulta más lógica disminuir el tamaño del intervalo estadístico, tomando solo períodos de tiempo reciente y relativamente cortos a fin de que la estructura económica de los mismos, sea lo más representativa posible de las condiciones que van a regir en el futuro inmediato.

Estas consideraciones son tan importantes, que afectan no solo a la elección del intervalo de tiempo para determinación de la relación funcional que da el consumo eléctrico, sino la elección o el valor relativo que tendrá el método de extrapolación en la proyección de la demanda.

Esto se justifica plenamente, debido a que existen factores poderosos que pueden hacer que las condiciones futuras dicten bastante de las condiciones que caracterisaron el período anterior, como en el caso de que existan modificaciones substanciales en la estructura productiva del sector industrial que no existieron en el período pasado.

b) METODOS DE PROYECCION CONDICIONAL O DE SEGUNDO ORDEN

Este grupo comprende aquellos métodos en los cuales la varia

ción del consumo de electricidad se asocia a una o más variables macroeconómicas -y también al tiempo- mediante diversas formas funcionales. Como en el caso anterior, la selección de la función se hace en general dentro de una familia de funciones dependiendo de uno o más parámetros, y el cálculo de estos últimos se efectúa por el procedimiento de los mínimos cuadrados.

La forma más conocida y utilizada para relacionar la demanda eléctrica y determinadas variables macroeconómicas, es la que vincula dicha demanda con el producto bruto o el ingreso real, según los casos.

El grado en que las proyecciones de demanda eléctrica pueden ser mejoradas con respecto a una simple extrapolación en el tiempo, por ejemplo, incorporando al análisis determinadas variables macroeconómicas - siempre que no haya cambios de estructura - depende fundamentalmente de la confianza con que pueda producirse el comportamiento futuro de dichas variables (ingreso real, producción industrial, urbanización, etc.).

Sin embargo, no se deben exagerar los requerimientos en este aspecto.

Aunque el margen de incertidumbre con respecto a la evolución futura del producto bruto sea muy grande, la incorporación de esta variable al análisis de la demanda eléctrica asegura cierta congruencia entre las metas del plan de expansión eléctrica y el programa de otros sectores de la economía.

Para ver la incidencia del ingreso bruto o real, sea global o personal sobre la proyección de la demanda, indicamos los pasos del proceso de desarrollo con los ingresos personales disponibles.

En las primeras etapas, el ingreso personal disponible se destina a incrementar el nivel de alimentación y de vestuario; en sus etapas posteriores se incrementa la demanda de bienes duraderos para el hogar que requieran un consumo apreciable de energía eléctrica, por encima de la que se gasta en la iluminación. Sin embargo, este proceso puede acelerarse en forma notable, por el efecto de demostración de los países más desarrollados y porque el crecimiento industrial se dedica en parte apreciable a la producción de dichos bienes duraderos, primero para sustituir importaciones y luego para atender la nueva demanda creada por el incremento del ingreso. En consecuencia, una parte apreciable de la demanda derivada del aumento del bienestar estará estrechamente vinculada a la producción de los bienes durables para el hogar y a la capacidad de compra de estos bienes.

c) METODOS DIRECTOS Y DE ENCUESTA

Este grupo comprende en resumen, aquellos procedimientos de consulta directa con las empresas industriales - al menos con todas las importantes y llevando a cabo además de un muestreo de las otras - y un muestreo de las tendencias probables de los consumidores domésticos.

ANEXO B

PROGRAMA DE COMPUTACION

- CARACTERISTICAS GENERALES
- DATOS DE ENTRADA
- DATOS DE SALIDA

PROGRAMA DE COMPUTACION

- Características generales

Este estudio ha sido realizado con ayuda de un programa digital, elaborado para calcular los flujos de potencia de un sistema eléctrico, por G.B. Ostroski en Minnesota Power & Light Company.

El programa de flujo de carga presenta las siguientes características:

- Capacidad para 550 barras.
- 70 barras pueden tener reactores o capacitores.
- El máximo número de líneas que se puede emplear es de 1.100.
- El máximo número de transformadores que se pueden emplear es de 150, de los cuales hasta 10 pueden tener cambiador de taps bajo carga.
- 150 barras pueden ser de voltaje controlado por generación de reactivos.
- 10 áreas pueden ser especificadas para control de transferencia de potencia.

2	4	5.91	18.10	4476.90	0.0551	0.1010	0.0220	1.6302	4.9926	143.
3	4	5.91	18.10	4404.90	0.0531	0.1210	0.0220	1.6302	4.9926	143.
4	4	6.30	13.40	3034.45	0.0430	0.1340	0.0152	2.8734	6.1117	110.
5	10	1.62	13.20	25019.37	0.0162	0.1320	0.1251	0.9160	7.5673	452.
6	10	1.62	13.20	25019.37	0.0162	0.1320	0.1251	0.9160	7.5673	452.
7	17	2.00	12.90	32417.72	0.0200	0.1600	0.1521	0.7207	5.4940	432.
8	17	2.00	16.00	32417.72	0.0200	0.1600	0.1521	0.7207	5.4940	432.
9	65	2.49	19.70	37452.97	0.0249	0.1670	0.1454	0.5143	5.0037	442.
10	4	12.68	38.20	2443.54	0.1268	0.3680	0.0472	0.7410	2.1266	143.
11	4	12.68	38.20	2443.54	0.1268	0.3680	0.0472	0.7410	2.1266	143.
12	10	0.47	3.70	7368.35	0.0047	0.0770	0.0370	3.1746	28.5077	282.
13	10	1.42	3.70	7368.35	0.0047	0.0370	0.0370	3.1746	28.5077	282.
14	31	1.42	11.70	21790.54	0.0142	0.1170	0.1050	1.0233	8.4220	442.
15	31	3.38	11.70	21790.54	0.0142	0.1170	0.1050	1.0233	8.4220	442.
16	11	3.19	0.20	2563.28	0.0319	0.1020	0.0128	2.0271	4.6310	143.
17	34	1.50	0.20	2563.28	0.0150	0.1020	0.0128	2.0271	4.6310	143.
18	34	1.50	2.66	25262.67	0.0150	0.1266	0.1283	0.0766	7.7742	442.
19	26	0.85	3.08	772.46	0.0085	0.0104	0.0019	8.3261	30.1608	160.
20	26	0.85	3.08	772.46	0.0085	0.0104	0.0019	8.3261	30.1608	160.
21	21	1.27	4.59	1149.97	0.0127	0.0450	0.0057	5.0294	20.2372	160.
22	21	1.27	4.59	1149.97	0.0127	0.0450	0.0057	5.0294	20.2372	160.
23	10	0.54	24.50	6228.40	0.0054	0.0540	0.0216	5.4004	21.2370	143.
24	10	0.54	24.50	6228.40	0.0054	0.0540	0.0216	5.4004	21.2370	143.
25	10	0.54	24.50	6228.40	0.0054	0.0540	0.0216	5.4004	21.2370	143.
26	10	0.54	24.50	6228.40	0.0054	0.0540	0.0216	5.4004	21.2370	143.
27	43	0.34	9.05	1455.75	0.0034	0.0620	0.0095	10.4771	30.1608	160.
28	43	0.34	9.05	1455.75	0.0034	0.0620	0.0095	10.4771	30.1608	160.
29	43	0.34	1.81	3528.75	0.0034	0.0620	0.0095	10.4771	30.1608	160.
30	43	0.34	1.81	3528.75	0.0034	0.0620	0.0095	10.4771	30.1608	160.
31	37	0.28	20.70	6728.50	0.0028	0.0420	0.0034	6.2229	21.2370	143.
32	37	0.28	20.70	6728.50	0.0028	0.0420	0.0034	6.2229	21.2370	143.
33	37	0.28	20.70	6728.50	0.0028	0.0420	0.0034	6.2229	21.2370	143.
34	37	0.28	20.70	6728.50	0.0028	0.0420	0.0034	6.2229	21.2370	143.
35	41	0.40	6.33	12631.34	0.0040	0.0630	0.0632	1.0952	5.5695	442.
36	41	0.40	6.33	12631.34	0.0040	0.0630	0.0632	1.0952	5.5695	442.
37	41	2.00	6.00	1658.36	0.0200	0.0600	0.0033	1.0952	5.5695	442.
38	41	2.00	6.00	1658.36	0.0200	0.0600	0.0033	1.0952	5.5695	442.
39	41	2.00	6.00	1658.36	0.0200	0.0600	0.0033	1.0952	5.5695	442.
40	41	2.00	6.00	1658.36	0.0200	0.0600	0.0033	1.0952	5.5695	442.
41	45	0.31	2.70	661.05	0.0031	0.0370	0.0017	18.1037	34.3743	143.
42	45	0.31	2.70	661.05	0.0031	0.0370	0.0017	18.1037	34.3743	143.
43	45	0.31	2.70	661.05	0.0031	0.0370	0.0017	18.1037	34.3743	143.
44	45	0.31	2.70	661.05	0.0031	0.0370	0.0017	18.1037	34.3743	143.
45	49	1.27	5.43	1149.44	0.0127	0.0543	0.0034	4.0437	17.4510	160.
46	49	1.27	5.43	1149.44	0.0127	0.0543	0.0034	4.0437	17.4510	160.
47	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
48	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
49	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
50	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
51	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
52	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
53	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
54	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
55	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
56	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
57	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
58	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
59	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.
60	53	6.48	23.50	5472.87	0.0648	0.2150	0.0250	1.0205	4.5040	160.

1000
1000



LINE	Q	R(DC)	Y(DC)	KAC	D (DU)	X (DI)	RC/2	G	B	PAYING	TATU	TAP-DIVIDE
60	62	4.23	12.00	3147.45	0.0423	0.1202	0.0157	2.2197	6.9006	143.		
61	48	1.37	11.20	2114.13	0.0137	0.1120	0.1057	1.0741	8.2070	442		
64	48	1.04	15.80	20952.77	0.0104	0.1580	0.1498	0.7586	6.2751	442		
65	48	1.04	15.80	20952.77	0.0104	0.1580	0.1498	0.7586	6.2751	442		
66	2	0.0	0.72	0.0	0.0072	0.0072	0.0	0.0	148.0000	1.000		
67	0	0.0	0.55	0.0	0.0	0.0056	0.0	0.0	172.5715	1.000		
68	0	0.0	7.50	0.0	0.0	0.0750	0.0	0.0	12.1334	1.000		
69	0	0.0	15.00	0.0	0.0	0.1500	0.0	0.0	6.6667	1.000		
70	0	0.0	180.00	0.0	0.0	1.8000	0.0	0.0	0.5556	1.000		
71	0	0.0	2.51	0.0	0.0	0.0251	0.0	0.0	4.0000	1.000		
72	11	0.0	11.25	0.0	0.0	0.1125	0.0	0.0	8.0000	1.000	0.900	1.100
73	13	0.0	11.25	0.0	0.0	0.1125	0.0	0.0	8.0000	1.000	0.900	1.100
74	15	0.0	11.25	0.0	0.0	0.1125	0.0	0.0	8.0000	1.000	0.900	1.100
75	31	0.0	3.37	0.0	0.0	0.0337	0.0	0.0	20.8334	1.000		
76	18	0.0	0.75	0.0	0.0	0.0075	0.0	0.0	133.3334	1.000		
77	19	0.0	22.50	0.0	0.0	0.2250	0.0	0.0	4.0000	1.000		
78	21	0.0	5.00	0.0	0.0	0.0500	0.0	0.0	20.0000	1.000		
79	23	0.0	8.00	0.0	0.0	0.0800	0.0	0.0	12.5000	1.000		
80	24	0.0	3.60	0.0	0.0	0.0360	0.0	0.0	27.7778	1.000		
81	25	0.0	3.60	0.0	0.0	0.0360	0.0	0.0	27.7778	1.000		
82	26	0.0	22.50	0.0	0.0	0.2250	0.0	0.0	4.4444	1.000		
83	29	0.0	2.12	0.0	0.0	0.0212	0.0	0.0	47.6190	1.000		
84	32	0.0	5.40	0.0	0.0	0.0540	0.0	0.0	18.5185	1.000		
85	33	0.0	15.00	0.0	0.0	0.1500	0.0	0.0	6.6667	1.000		
86	34	0.0	4.21	0.0	0.0	0.0421	0.0	0.0	23.7530	1.000		
87	35	0.0	22.50	0.0	0.0	0.2250	0.0	0.0	4.4444	1.000		
88	37	0.0	15.00	0.0	0.0	0.1500	0.0	0.0	6.6667	1.000		
89	41	0.0	5.60	0.0	0.0	0.0560	0.0	0.0	17.8571	1.000		
90	45	0.0	5.80	0.0	0.0	0.0580	0.0	0.0	17.2414	1.000		
91	49	0.0	6.80	0.0	0.0	0.0680	0.0	0.0	14.7059	1.000		
92	44	0.0	1.25	0.0	0.0	0.0125	0.0	0.0	80.0000	1.000		
93	48	0.0	3.12	0.0	0.0	0.0312	0.0	0.0	32.0645	1.000		
94	51	0.0	18.00	0.0	0.0	0.1800	0.0	0.0	5.5556	1.000		
95	54	0.0	18.00	0.0	0.0	0.1800	0.0	0.0	5.5556	1.000		
96	57	0.0	10.71	0.0	0.0	0.1071	0.0	0.0	9.3333	1.000		
97	60	0.0	10.16	0.0	0.0	0.1016	0.0	0.0	9.8425	1.000		
98	60	0.0	11.25	0.0	0.0	0.1125	0.0	0.0	8.8889	1.000		
99	60	0.0	11.25	0.0	0.0	0.1125	0.0	0.0	8.8889	1.000		
100	60	0.0	2.75	0.0	0.0	0.0275	0.0	0.0	36.3636	1.000		

INDUSTRIA NACIONAL

0	0	PAUTI 13R	1	1.050	0.0	0.0	0.0	1960.00	0.0	0.0	520.70	0.
0	0	PAUTI 13R	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	PAUTI 21R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	CUENCA 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	CUENCA 69	1	1.050	0.0	102.10	63.30	101.20	0.0	0.0	19.70	15.
0	0	LOJA 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	LOJA 69	0	0.0	0.0	44.10	27.30	0.0	0.0	0.0	0.0	20.
0	0	MONTE 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	MONTE 69	0	0.0	0.0	2.70	1.70	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	MILAG 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.
0	0	MILAG 69	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	MILAG 13R	0	0.0	0.0	44.30	27.50	0.0	0.0	0.0	0.0	13.
0	0	BARAH 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	BARAH 69	0	0.0	0.0	57.50	35.50	0.0	0.0	0.0	0.0	20.
0	0	FLOPO 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	FLOPO 69	0	0.0	0.0	100.00	48.00	0.0	0.0	0.0	0.0	45.
0	0	FL ORO 13R	0	0.0	0.0	52.20	32.40	0.0	0.0	0.0	0.0	20.
0	0	PASCU 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	PASCU 69	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	S. FLE 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	S. FLE 69	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	S. FLE 13R	0	0.0	0.0	37.20	23.10	0.0	0.0	0.0	0.0	15.
0	0	SALI 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	SALI 69	0	0.0	0.0	745.10	462.00	0.0	0.0	0.0	0.0	30.
0	0	SALI 13R	2	1.050	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	GUAS 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	NORTE 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	NORTE 69	0	0.0	0.0	31.50	19.50	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	DOMIN 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	DOMIN 69	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	DOMIN 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	ESMER 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	ESMER 69	0	0.0	0.0	50.50	31.40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	ESMER 13R	1	1.050	0.0	0.0	0.0	116.00	0.0	0.0	70.70	0.
0	0	QUEVE 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	QUEVE 69	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	QUEVE 13R	0	0.0	0.0	29.50	18.10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	MANA 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	MANA 69	1	1.050	0.0	84.00	52.40	23.50	0.0	0.0	14.50	0.
0	0	VICEN 13R	1	1.050	0.0	566.00	351.00	85.00	0.0	0.0	82.70	20.
0	0	S. ALFI 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	TRACH 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	TRACH 69	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	TOA 13R	1	1.050	0.0	0.0	0.0	268.50	0.0	0.0	185.10	0.
0	0	FRICL 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	SRD SA 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	SRD SA 69	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.
0	0	SRD SA 13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.

1888
1888

AÑO 1.990 - CARGA MAXIMA, FACTOR DE POTENCIA 0.85

AREA	BUS	NAME	TRFC	EA	ER	PL	OL	PG	OG	MIN	MAX	BSP(MVAP)
0	49	VICUNYA	0	0.050	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	51	CHANI3-R	1	1.050	0.0	0.0	0.0	30.70	0.0	0.0	18.00	0.0
0	54	INWA11H	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	55	IBARRA2	1	1.050	0.0	52.70	22.70	0.0	0.0	0.0	53.0	15.0
0	56	COCA 230	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	57	COCA13-R	1	1.050	0.0	0.0	0.0	400.00	0.0	0.0	248.00	0.0
0	58	PISA 138	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	59	PISAL3-R	1	1.050	0.0	0.0	0.0	68.20	0.0	0.0	22.50	0.0
0	60	AMBA 138	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	61	AMBAT069	0	0.0	0.0	93.00	58.10	0.0	0.0	0.0	0.0	35.0
0	62	RICRA13R	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	64	RIDRA 50	0	0.0	0.0	75.30	45.70	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	65	AMBAT230	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	999		0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

1990

1990

1990

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX	MW	MVAR	MISCELLANEOUS CONSTANTS		
TRANSMISSION LINES	42	1100	TOTAL LOAD	2150.000	1332.000	ACTUAL ITERATIONS	25
TRANSFORMERS - FIXED	28	150	TOTAL LOSSES	80.408	914.953	MAXIMUM ITERATIONS	400
- LTC	7	10	LINE CHARGING		-530.708	TOLERANCE - REAL	0.100E-03
TOTAL LINES	84	1100	FIXED CAP/REAC		-1056.780	- IMAG	0.100E-03
ACTIVE BUSES - NON REG	47	550	SYSTEM MISMATCH	4.009	-0.548	ACC FACT - REAL	1.7
- GENERATOR	10	150				- IMAG	1.7
TOTAL BUSES	57	550	TOTAL GENERATION	2254.416	657.918	LTC START	25
CAPACITORS OR REACTORS	14	70				SKIP	25
						END	150
						ACC FACT	1.2

LOW-VOLTAGE SUMMARY - BUS-VOLTAGES BELOW 0.950

NO.	NAME	VOLTS	ANGLE	NO.	NAME	VOLTS	ANGLE	NO.	NAME	VOLTS	ANGLE	NO.	NAME	VOLTS	ANGLE
6	LQJA 138	0.938	15.6	19	S.ELR138	0.914	-1.0	37	MANA 138	0.949	4.2	52	RIOBA138	0.910	5.0

1000
1000

1000
1000

SUMMARY OF MISMATCH -- LINE 1 = MW, LINE 2 = MVAR

BUS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-		1.075	0.334	-0.336	0.032	-0.027	0.009	-0.013	-0.013	-0.021
01		0.037	-0.125	0.012	0.103	0.005	0.002	0.002	0.007	0.000
1-	0.225	-0.004	-0.015	-0.008	-0.014	-0.058	-0.013	0.214	-0.036	0.003
01	-0.092	-0.007	0.008	0.010	0.010	-0.042	0.010	-0.066	-0.087	-0.001
2-	-0.004	0.005	0.034	0.0	-0.052	0.0	-0.089	0.181	0.019	0.221
01	0.004	-0.002	-0.029	0.0	0.045	0.0	0.052	0.000	-0.001	-0.024
3-	0.427	-0.076	-0.047	-0.020	-0.008	-0.022	-0.010	0.025	-0.013	0.0
01	0.100	0.034	0.005	0.001	0.015	-0.000	0.004	0.005	0.005	0.0
4-	0.219	0.060	0.0	0.189	0.161	0.239	0.0	0.202	-0.277	-0.053
01	0.041	-0.052	0.0	0.027	0.097	0.135	0.0	0.032	-0.018	0.004
5-	0.0	-0.017	0.0	0.0	-0.003	-0.015	0.798	0.354	0.037	-0.030
01	0.0	0.000	0.0	0.0	0.012	0.003	-0.049	0.014	-0.023	0.000
6-	0.196	-0.023	0.012	0.0	-0.019	-0.151				
01	-0.022	0.008	0.005	0.0	0.006	0.016				

1800
1800

1800
1800

LTNF OVERLOAD SUMMARY

9
7
2
6
01

FROM	TO	PCT CAP	FROM	TO	PCT CAP	FROM	TO	PCT CAP
15-FLORD138	31-FLORD230	102.4	21-SALT138	22-SALT169	109.9	22-SALT169	21-SALT138	109.8
22-SALT169	23-SALT113.8	114.3	22-SALT169	26-NORTE130	110.6	23-SALT113.8	22-SALT169	110.6
26-NORTE138	22-SALT169	111.8	31-FLORD230	15-FLORD138	107.2	32-ESMER138	33-ESMER169	104.3
37-MANA138	38-MANAP169	108.6	38-MANAP169	37-MANA138	103.8	40-VICEN146	41-S.ALE138	100.2
40-VICEN146	45-PRICL138	131.2	41-S.ALE138	40-VICEN146	100.0	45-PRICL138	40-VICEN146	131.2
47-SRQSA138	48-SRQSA230	108.9	48-SRQSA230	47-SRQSA138	100.5	60-AMBA138	61-AMBAT269	125.2
61-AMBAT269	60-AMBA138	120.8						

01
02
03
04
05
06
07
08
09
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
00

1000
1000

1000
1000

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 100, SWING BUS = 23.

BUS - DATA										LINE - DATA						
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	MVAR	LOAD MW	MVAR	CAP/REAC MW	TO BUS	NAME	AR	MW	MVAR	DCT CAP	TAP
1	1	PAUTE138	1.050	70.2	1000.0	174.32	0.0	0.0		2	PAUTE138	1	998.93	174.32	44.9	1.000
2	1	PAUTE138	1.040	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0		1	PAUTE138	1	998.93	-107.17	22.1	
										3	PAUTE230	1	224.01	77.77	27.5	
										4	CUFNC138	1	60.95	17.49	44.3	
										4	CUFNC138	1	60.95	17.49	44.3	
										2	CUFNC138	1	2.69	-1.35	2.7	
3	1	PAUTE230	1.037	23.9	0.0	0.0	0.0	0.0		2	PAUTE138	1	-674.01	-33.96	97.2	1.000
										10	MILAG230	1	210.60	3.59	47.7	
										10	MILAG230	1	210.60	3.59	47.7	
										17	PASCH230	1	122.47	12.25	40.2	
										17	PASCH230	1	122.47	12.25	40.2	
										65	RAHAT230	1	94.19	2.26	22.2	
4	1	CUFNC138	0.976	20.9	0.0	0.0	0.0	0.0		2	PAUTE138	1	-58.70	-15.10	42.4	
										2	PAUTE138	1	-58.70	-15.10	42.4	
										5	CUFNCA69	1	71.67	33.09	45.0	
										6	LOJA 138	1	22.75	-1.45	15.9	
										6	LOJA 138	1	22.75	-1.45	15.9	
5	1	CUFNCA69	1.047	17.6	30.2	18.7H	102.10	63.30	16.45	4	CUFNC138	1	-71.97	-23.15	44.3	1.120
6	1	LOJA 138	0.938	15.6	0.0	0.0	0.0	0.0		4	CUFNC138	1	-22.05	-5.05	15.9	
										4	CUFNC138	1	-22.05	-5.05	15.9	
										7	LOJA 69	1	44.09	10.10	25.4	
7	1	LOJA 69	1.017	11.2	0.0	0.0	44.10	27.30	20.60	5	LOJA 138	1	-34.09	-9.62	29.2	1.100
8	1	MENDE138	1.032	26.3	0.0	0.0	0.0	0.0		2	PAUTE138	1	-2.69	-1.35	2.7	
										9	MENDE269	1	2.70	1.35	2.7	1.200
9	1	MENDE269	1.027	23.6	0.0	0.0	2.70	1.70		8	MENDE138	1	-2.70	-1.35	2.7	
10	1	MILAG230	1.018	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	185.53	3	PAUTE230	1	-203.88	24.74	46.5	
										1	PAUTE230	1	-203.88	24.74	46.5	
										11	MILAG138	1	102.38	35.17	59.5	1.000
										17	PASCH230	1	75.65	52.23	20.8	
										17	PASCH230	1	75.65	52.23	20.8	
										11	ELOR230	1	75.92	-1.35	17.4	
										31	ELOR230	1	75.92	-1.35	17.4	
11	1	MILAG138	1.009	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0		10	MILAG230	1	102.38	32.19	59.5	
										12	MILAG 69	1	24.24	15.12	59.5	
										13	RAHAT138	1	29.05	9.51	21.2	

MANEJO DE LINEAS
 MANEJO DE BARRAS
 MANEJO DE TRANSFORMADORES

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION			MW	LOAD	MWAP	CAP/RFAC	MVAR	MW	AR	NAME	MW	MVAR	PIT	CAP	TAP
					MW	NVAR	MVA													
12	1	MILAG 69	0.992	4.3	0.0	0.0	44.30	0.0	27.50	14.75	0.0	0.0		11-MILAG138	44.28	-12.76	57.6	0.789		
13	1	RABAH138	0.989	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		11-RABAH138	22.03	9.51	21.2			
14	1	RABAH 69	0.991	1.8	0.0	0.0	57.50	0.0	35.50	19.64	0.0	0.0		11-RABAH138	57.46	20.54	24.8			
15	1	FLOR138	0.991	0.8	0.0	0.0	100.00	0.0	48.00	44.24	0.0	0.0		11-FLOR138	52.19	16.24	68.3			
16	1	FLOR69	0.990	-2.7	0.0	0.0	52.20	0.0	32.40	19.50	0.0	0.0		11-FLOR138	152.27	-10.75	102.4	1.000		
17	1	PASCU230	0.994	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		15-FLOR138	52.19	-12.92	77.2	1.015		
18	1	PASCU138	0.985	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		3-AUTE230	171.19	5.12	181.7			
														3-AUTE230	171.19	5.12	181.7			
														10-MILAG230	75.25	-30.56	21.3			
														10-MILAG230	75.25	-30.56	21.3			
														10-MILAG138	56.58	-13.91	91.7	1.000		
														10-PASCU138	139.31	-18.04	12.4			
														10-QUIV230	51.93	-13.38	12.4			
														10-QUIV230	51.93	-13.38	12.4			
														17-PASCU230	596.57	-110.55	80.7			
														10-S.FLE138	29.29	11.69	23.7			
														21-SALI 138	95.46	15.92	61.1			
														21-SALI 138	95.46	15.92	61.1			
														26-NORTE138	134.20	25.60	45.4			
														26-NORTE138	134.20	25.60	45.4			
19	1	S.FLE138	0.914	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		19-PASCU138	37.20	-13.01	27.6			
														20-S.FLE230	37.20	13.01	27.6			
20	1	S.FLE59	0.975	-7.0	0.0	0.0	37.20	0.0	24.10	14.27	0.0	0.0		19-S.FLE138	37.20	-8.93	23.6	1.100		
														19-S.FLE138	37.20	-8.93	23.6	1.100		
21	1	SALI 138	0.966	-2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		19-PASCU138	95.21	-12.34	23.9			
														19-PASCU138	95.21	-12.34	23.9			
														18-PASCU138	95.21	-12.34	23.9			
														22-SALI 69	195.59	33.77	193.1			
														24-GUAS 138	45.01	3.85	34.2			
														24-GUAS 138	45.01	3.85	34.2			
22	1	SALI 69	1.000	-3.9	0.0	0.0	745.10	0.0	462.00	322.28	0.0	0.0		21-SALI 138	195.59	-8.78	194.8	1.050		
														22-SALI 138	195.59	-8.78	194.8	1.050		
														24-GUAS 138	194.72	-110.56	14.7	1.250		
														24-GUAS 138	194.72	-110.56	14.7	1.250		

1000
1000

BUS DATA										LINE DATA						
BUS	AP	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION		LOAD		CAP/REAC	TO	NAME	AP	MW	MVAR	PCT	
					MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	BUS					TAP	
23	1	SALI138	1.050	0.0	104.7	138.8	0.0	0.0		22	SALI	69	194.72	139.74	110.0	
24	1	GUAS138	0.959	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0		21	SALI	138	-34.78	-3.89	28.1	
										21	SALI	138	-44.78	-1.37	24.1	
										22	SALI	69	89.81	7.74	89.9	
25	1	NORTE138	0.966	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0		18	PASCO138	1	-132.57	-20.47	87.3	
										18	PASCO138	1	-132.57	-20.47	87.3	
										22	SALI	69	265.22	40.74	111.8	
27	1	FSMF13.8	1.050	26.3	114.0	23.69	0.0	0.0		22	FSMER138	1	113.81	27.55	77.7	1.000
28	1	DOMIN 69	0.998	12.2	0.0	0.0	31.50	19.50		20	DOMIN178	1	-31.52	-19.50	22.7	1.000
29	1	DOMIN138	1.026	16.2	0.0	0.0	0.0	0.0		20	DOMIN 52	1	31.52	22.73	27.1	
										30	DOMIN230	1	20.13	-20.35	28.9	1.000
										32	FSMER138	1	-30.44	-3.32	21.4	
										32	FSMER138	1	-30.44	-3.32	21.4	
										20	DOMIN138	1	-20.13	20.68	40.0	
										34	OUFVE230	1	89.64	4.51	22.0	
										34	OUFVE230	1	89.64	4.51	22.0	
										43	TOACH230	1	-89.64	-19.33	19.0	
										43	TOACH230	1	-89.64	-19.33	19.0	
31	1	FLORQ230	1.000	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0		10	MILAG230	1	-76.10	-14.94	17.5	
										10	MILAG230	1	-76.10	-14.94	17.5	
										10	FLORQ230	1	15.07	21.94	19.0	
32	1	FSMER138	1.039	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0		27	FSMER138	1	-111.91	-16.77	72.17	
										22	DOMIN138	1	31.64	-9.96	23.2	
										20	DOMIN138	1	31.64	-9.96	23.2	
33	1	FSMER 69	0.989	18.8	0.0	0.0	50.60	31.40		33	FSMER 69	1	50.58	36.84	104.3	
										32	FSMER138	1	-50.58	-31.10	99.3	1.000
34	1	OUFVE230	1.012	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0		17	PASCO230	1	52.17	-3.00	11.3	
										17	PASCO230	1	52.17	-3.00	11.3	
										30	DOMIN230	1	-88.55	-14.76	22.4	
										10	DOMIN230	1	-88.55	-14.76	22.4	
										35	OUFVE138	1	92.17	37.30	23.0	
35	1	OUFVE138	0.997	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0		34	OUFVE230	1	-92.17	-37.30	23.0	1.000
										35	OUFVE 69	1	29.49	21.30	30.0	

0000
0000

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 288 SWING BUS = 23

BUS DATA										LINE DATA						
BUS NO	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION		LOAD		CAP/RFAC		TO BUS	NAME	AP	MW	MVAR	RC	XD
				MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR								
										37	MANA 138	1	31.45	5.96	22.4	
36	1	QUEVE	59.0	0.997	4.8	0.0	0.0	29.50	18.30	37	MANA 138	1	31.45	5.96	22.4	
37	1	MANA 138	0.949	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35	QUEVE 138	1	-29.49	-18.30	45.8	1.0442
										35	QUEVE 138	1	-30.55	-0.45	22.4	
										35	QUEVE 138	1	-30.55	-0.45	22.4	
										38	MANA 169	1	61.07	15.99	104.5	
38	1	MANA 169	1.016	-1.8	23.5	14.5H	84.50	52.40	25.83	37	MANA 138	1	-61.09	-12.08	107.8	1.100
40	1	VICEN 46	1.034	3.0	85.0	82.7H	566.80	351.00	288.45	41	S. ALF 138	1	-160.00	-11.25	100.2	1.250
										45	EPICL 138	1	-203.82	-6.67	141.2	1.050
41	1	S. ALF 138	0.982	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	49	VICEN 138	1	-112.21	4.15	35.1	1.250
										40	VICEN 46	1	160.00	3.52	100.0	
										47	SPOSA 138	1	-80.03	-1.73	56.0	
43	1	TOACH 230	1.037	16.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47	SPOSA 138	1	-80.03	-1.73	56.0	
										30	DOVIN 230	1	85.65	15.74	10.7	
										30	DOVIN 230	1	85.65	15.74	10.7	
										44	TDA 138	1	-260.24	-105.52	25.0	1.000
44	1	TDA 13.8	1.050	18.7	298.5	115.7P	0.0	0.0	0.0	48	SPOSA 230	1	63.63	0.74	10.0	
										48	SPOSA 230	1	63.63	0.74	10.0	
45	1	EPICL 138	0.989	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43	TOACH 230	1	208.34	110.06	90.2	
										40	VICEN 46	1	-208.82	-20.78	131.2	
										47	SPOSA 138	1	-105.03	-10.32	73.8	
47	1	SPOSA 138	1.001	11.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47	SPOSA 138	1	-105.03	-10.32	73.8	
										41	S. ALF 138	1	81.36	4.58	57.0	
										41	S. ALF 138	1	81.36	4.58	57.0	
										45	EPICL 138	1	105.05	12.74	74.0	
										45	EPICL 138	1	105.05	12.74	74.0	
										48	SPOSA 230	1	488.33	-38.58	100.0	1.000
48	1	SPOSA 230	1.006	14.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40	VICEN 138	1	127.23	3.66	80.0	
										53	PISA 138	1	-14.42	-8.15	70.0	
										43	TOACH 230	1	-63.19	-45.48	17.0	
										43	TOACH 230	1	-63.19	-45.48	17.0	
										47	SPOSA 138	1	428.33	65.22	100.0	
										55	COCA 230	1	-192.21	-11.55	43.0	
										55	COCA 230	1	-192.21	-11.55	43.0	
										65	AMBAT 230	1	22.76	2.66	5.2	

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 298, SWING BUS = 23.

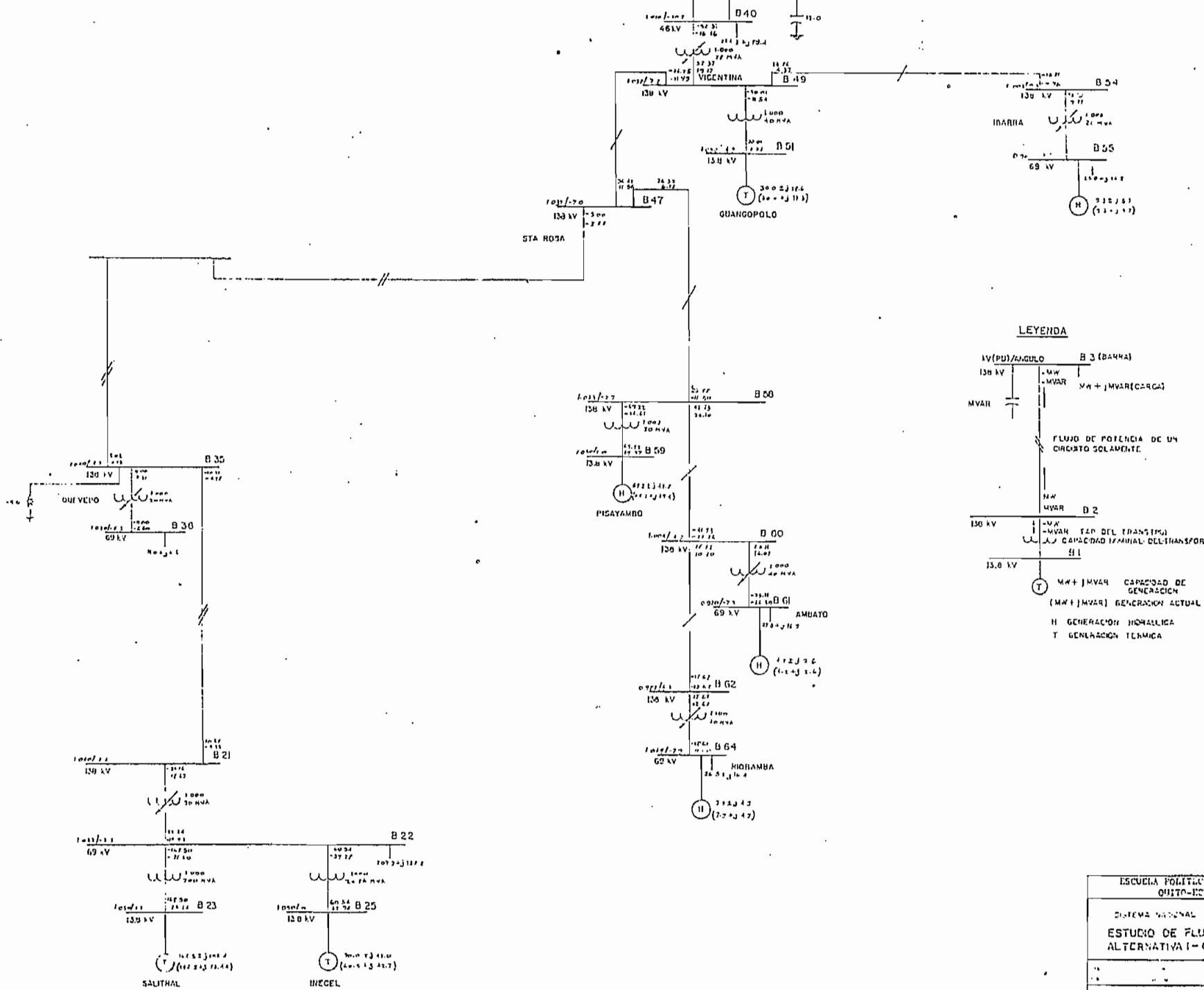
BUS DATA										LINE DATA						
BUS	AP	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	MVAR	LOAD MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	AP	VW	MVAR	PCT CAP	TAP
40	1	VICEN138	0.985	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0		40	VICEN 46	1	112.21	4.67	85.1	
										47	SROSA138	1	-125.86	4.09	78.7	
										51	GUANI 3.8	1	30.32	16.54	46.3	1.000
										54	IBARA138	1	22.00	3.89	14.0	
										54	IBARA138	1	22.00	3.52	14.0	
51	1	GUANI 3.8	1.017	10.7	30.3	18.9H	0.0	0.0		49	VICEN138	1	30.32	18.80	89.7	
54	1	IBARA138	0.959	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0		49	VICEN138	1	-21.69	-7.66	12.4	
										49	VICEN138	1	-21.69	-7.66	14.4	
										55	IBARA269	1	43.38	15.39	92.0	
55	1	IBARA269	1.028	0.0	0.0	52.70	32.70	15.84		54	IBARA138	1	-43.38	-11.16	89.0	1.192
56	1	COCA 230	1.048	31.7	0.0	0.0	0.0	0.0		48	SROSA230	1	190.42	15.67	43.2	
										48	SROSA230	1	190.42	15.67	45.3	
										57	COCA138	1	-379.65	-11.12	67.2	1.003
57	1	COCA138	1.050	33.2	400.0	41.5R	0.0	0.0		54	COCA 230	1	379.65	41.52	68.1	
58	1	PISA 138	1.004	13.6	0.0	0.0	0.0	0.0		47	SROSA138	1	14.86	-2.75	8.7	
										59	PISA138	1	-68.97	-17.59	54.0	1.000
										60	AMBA 138	1	64.28	22.73	54.6	
59	1	PISA138	1.024	17.5	68.0	22.6H	0.0	0.0		58	PISA 138	1	68.97	22.60	90.7	
60	1	AMPA 138	0.979	11.7	0.0	0.0	0.0	0.0		59	PISA 138	1	-57.64	-22.08	76.1	
										61	AMBAT269	1	21.73	35.22	35.2	
										62	RIORA138	1	74.40	28.20	62.1	
										65	AMBAT230	1	-118.73	-41.27	55.9	
61	1	AMBAT269	0.997	5.2	0.0	0.0	93.80	58.10	34.60	60	AMBA 138	1	-93.73	-23.31	121.8	1.2559
62	1	RIORA138	0.910	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0		60	AMBA 138	1	-75.29	-21.61	54.8	
										64	RIORA 69	1	-75.28	21.61	97.9	
64	1	RIORA 69	0.977	0.0	0.0	0.0	75.30	46.70	33.43	62	RIORA138	1	-75.28	-13.28	65.4	1.100H
65	1	AMBAT230	0.989	13.3	0.0	0.0	0.0	0.0		3	PAUTE230	1	-95.01	-22.06	22.3	
										48	SROSA230	1	-22.66	-22.03	7.3	
										60	AMBA 138	1	118.73	45.98	56.4	1.000

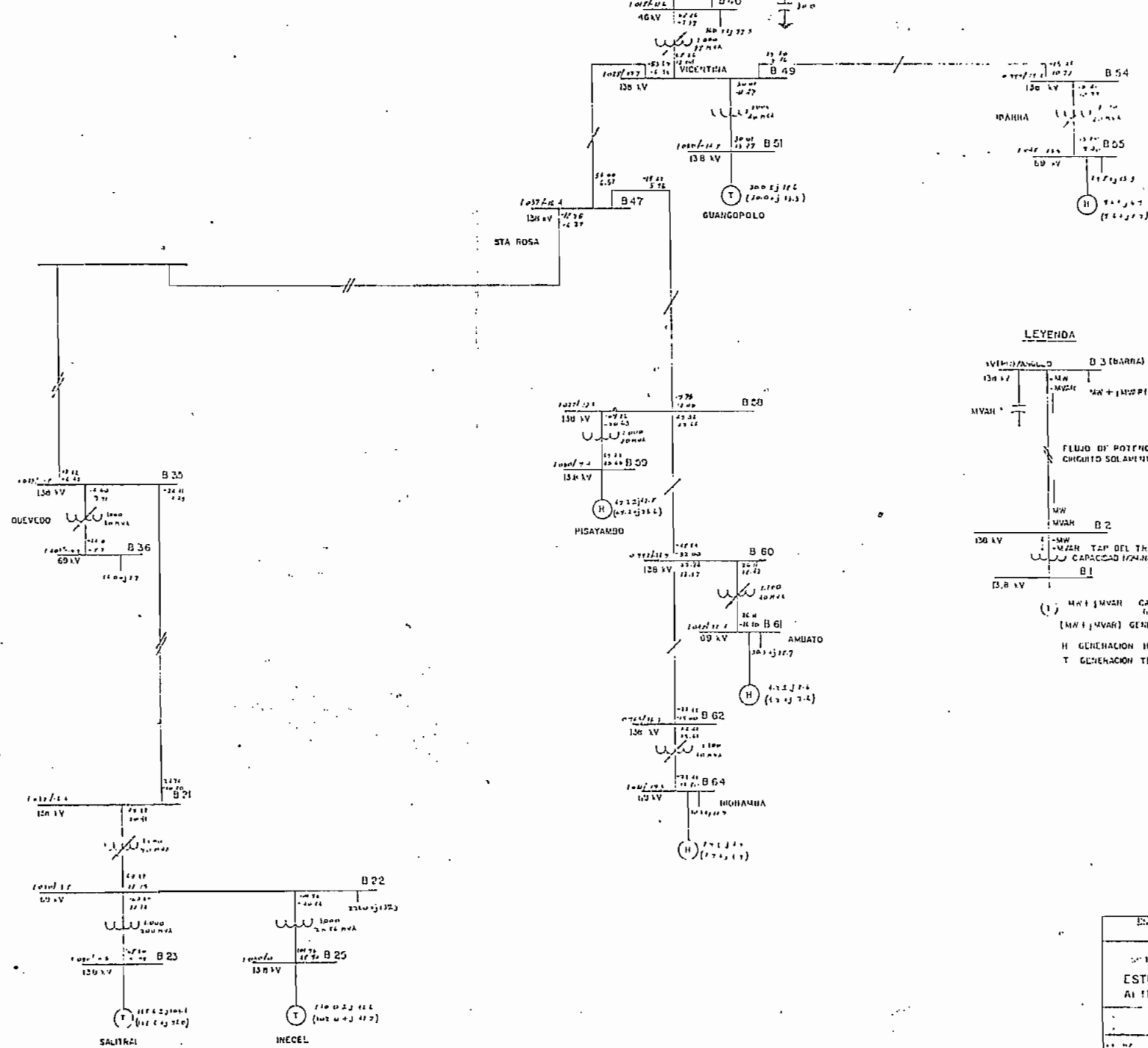
END-OF-REPORT FOR THIS CASE

ANEXO C

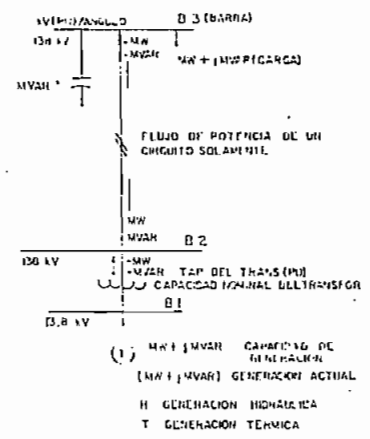
DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS

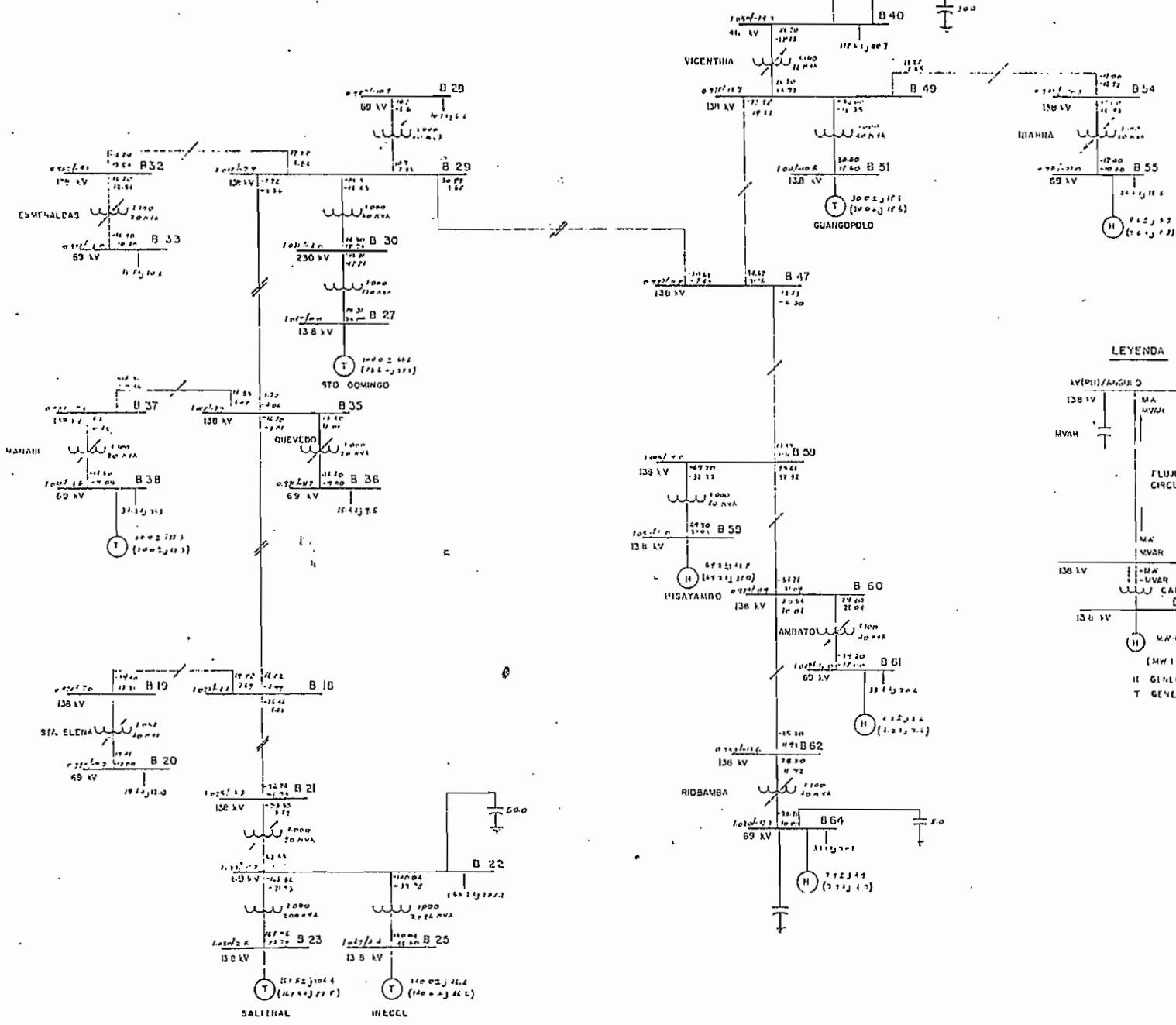
FLUJOS ANALIZADOS



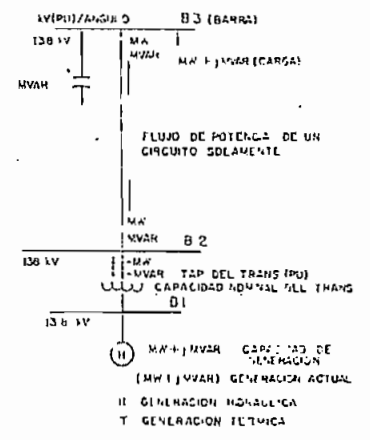


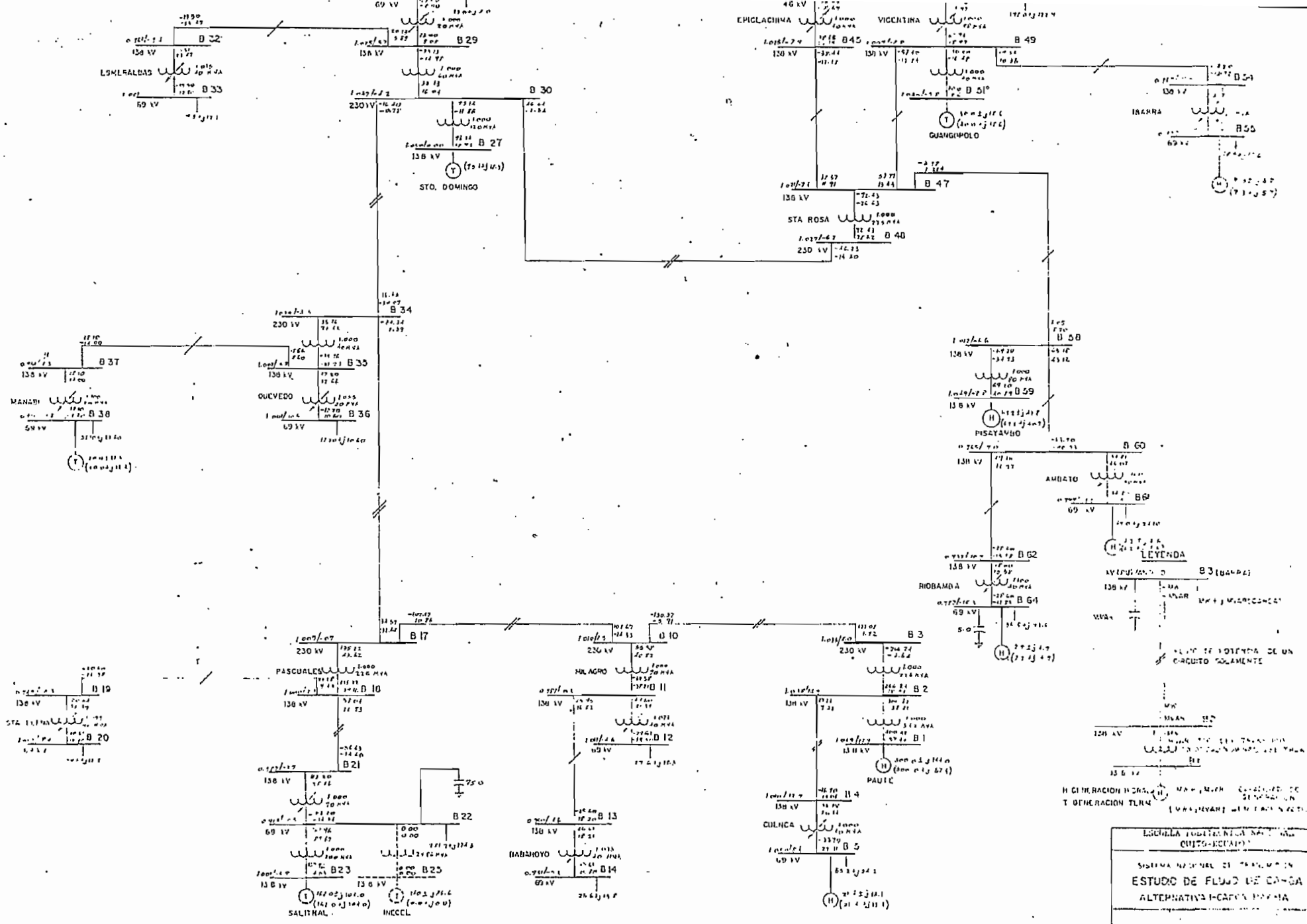
LEYENDA





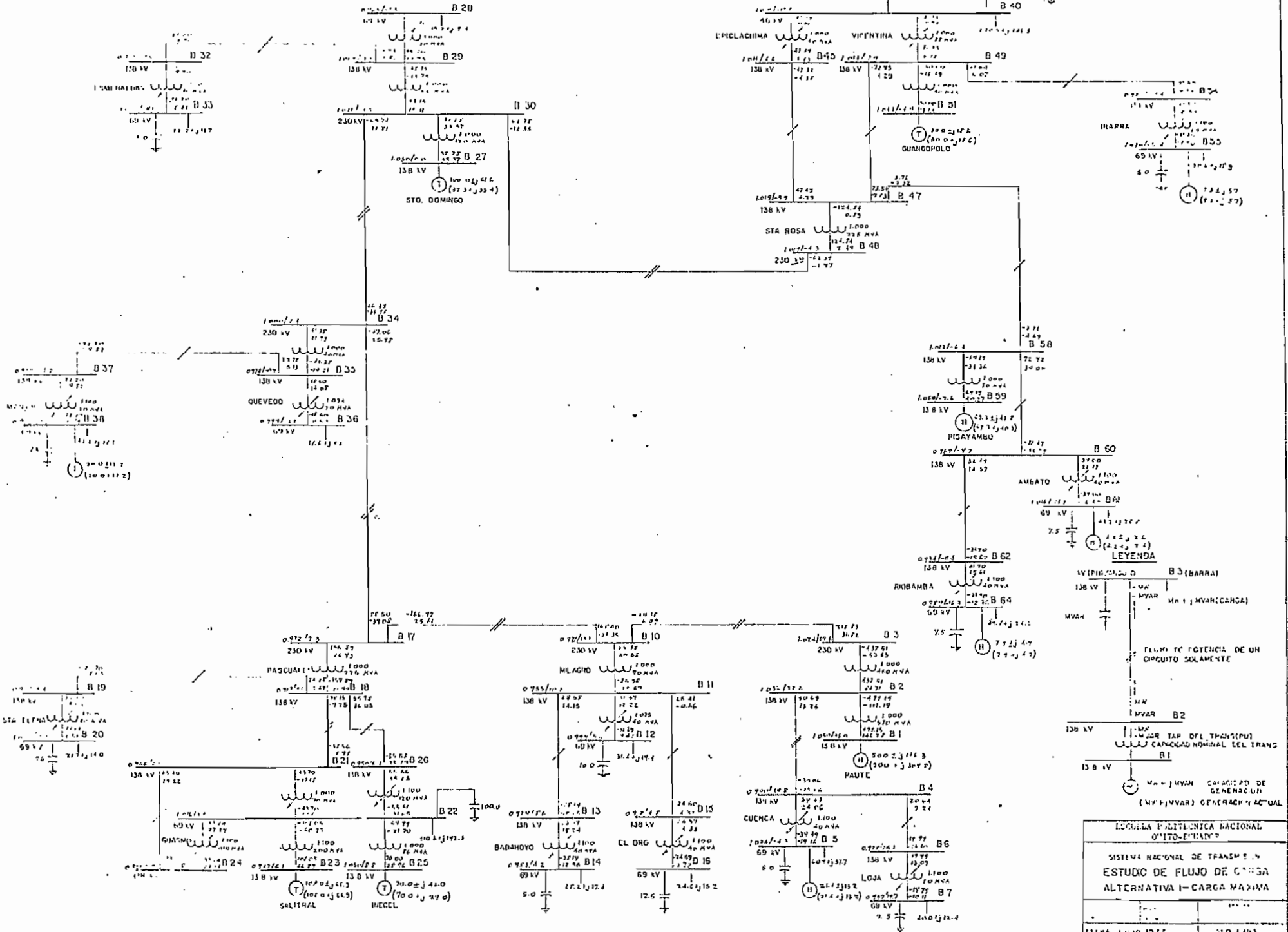
LEYENDA





LEYENDA

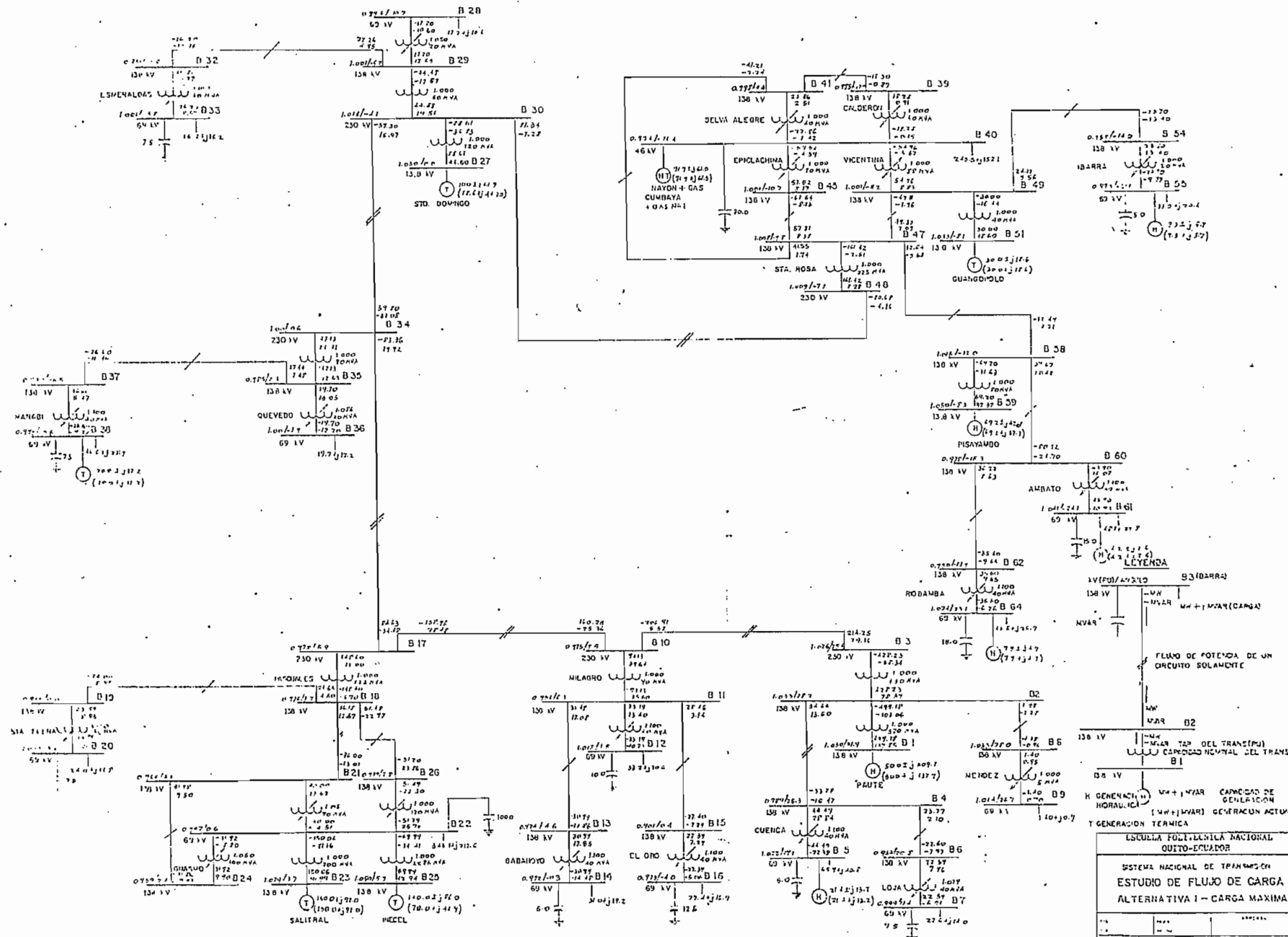
TRANSFORMADOR
 METER
 INTERRUPTOR
 FUSIBLE
 CONDENSADOR
 TIERRA
 INTERRUPTOR DE MANO
 BARRAS
 CABLE
 LINEA DE TRANSMISION
 LINEA DE DISTRIBUCION
 LINEA DE DISTRIBUCION TRF.



LEYENDA

FLUJO DE POTENCIA DE UN CIRCUITO SOLAMENTE
 TAP DEL TRANSFORMADOR NOMINAL DEL TRANSFORMADOR
 CAPACITOR DE GENERACION (MVA) MVAR
 REACTOR DE GENERACION (MVA) MVAR

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL QUITO-ECUADOR	
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA ALTERNATIVA I-CARGA MÁXIMA	
FECHA: 10/10/1977	HOJA: 1/10



FLUJO DE POTENCIA DE UN CIRCUITO SOLAMENTE

UNAR B2

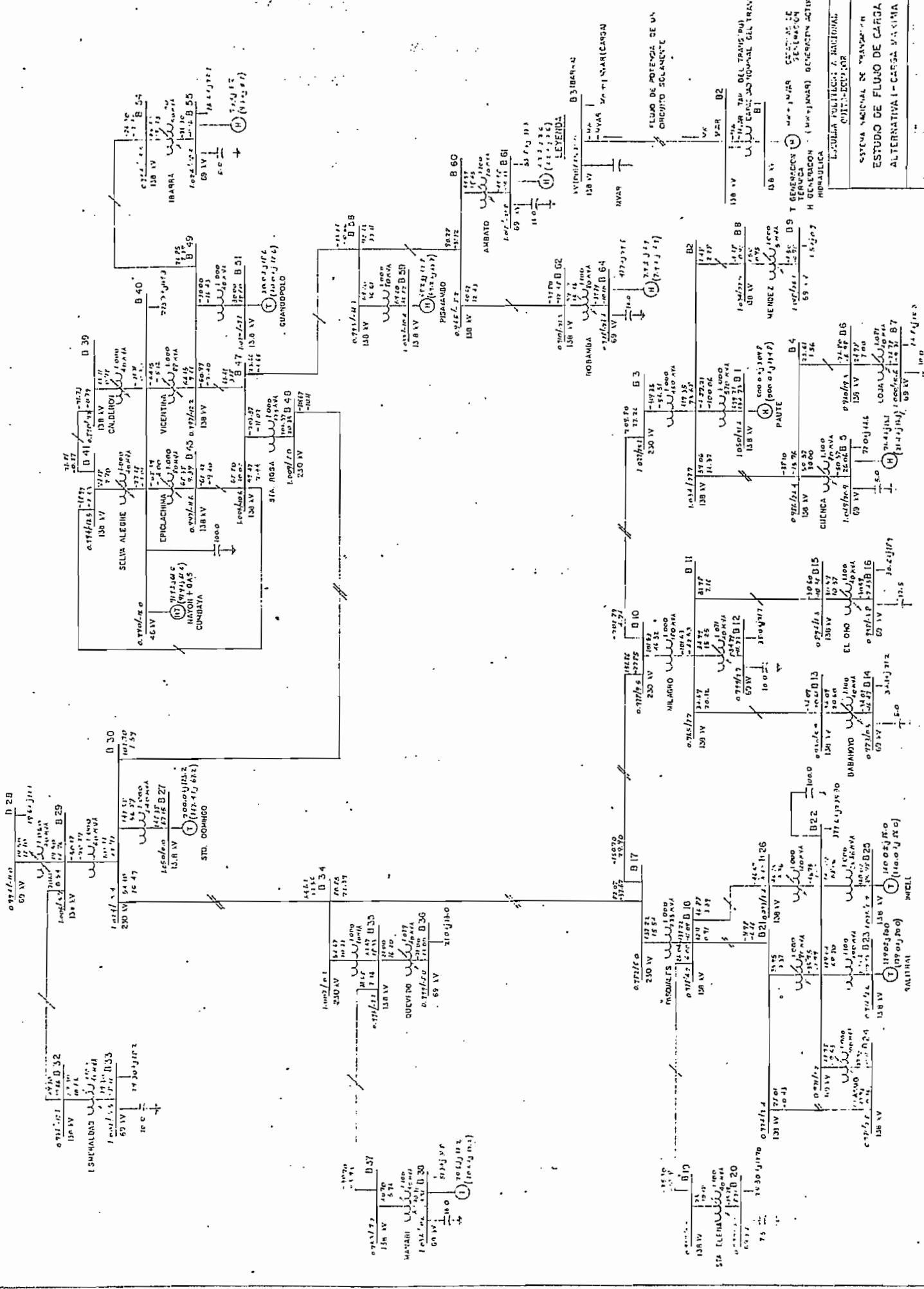
UNAR TAP DEL TRANSFORMADOR B1

UNAR BARRA B3

UNAR UNAR CAPACIDAD DE GENERACION HORIZONTAL

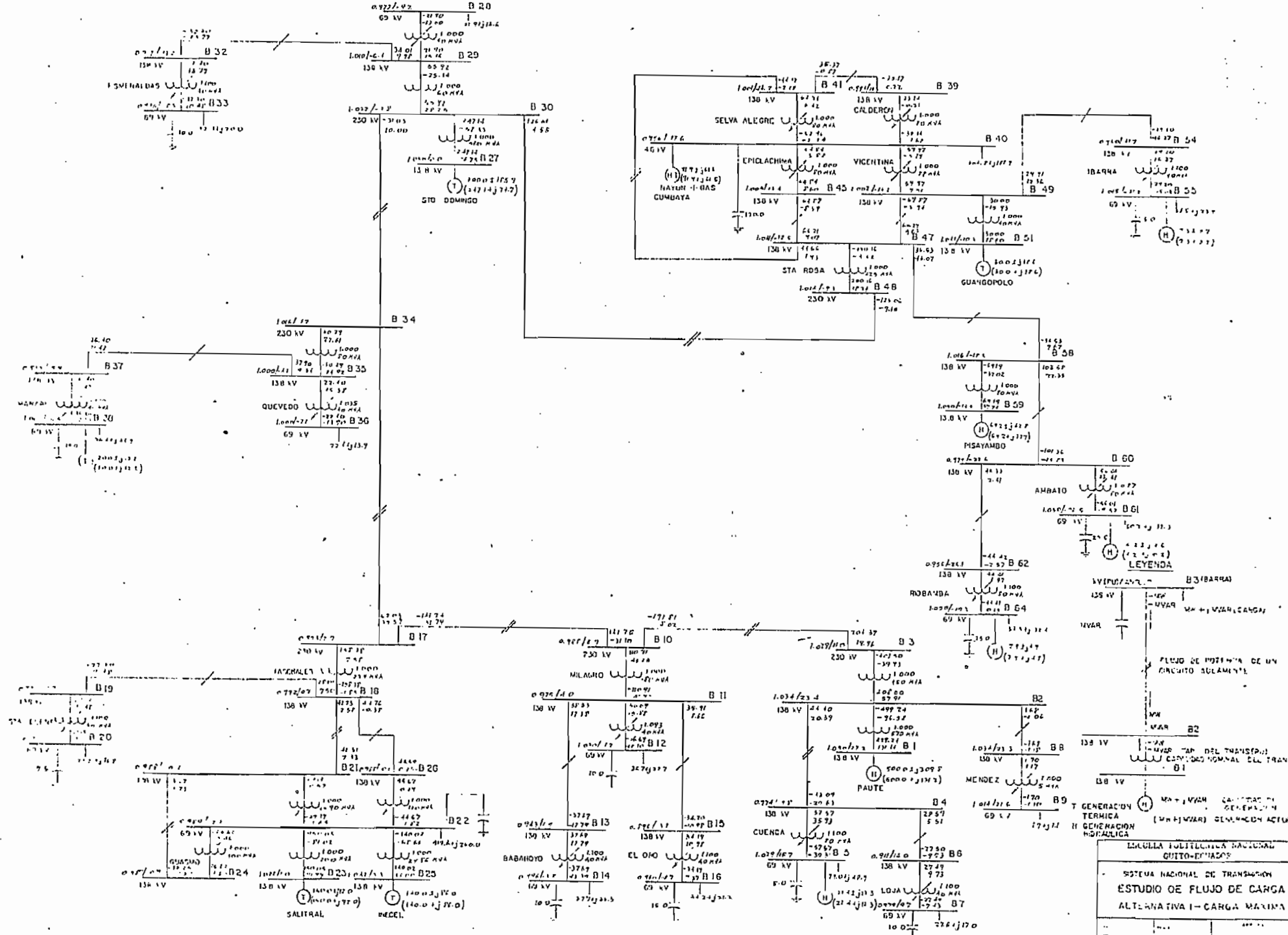
UNAR UNAR GENERACION ACTUAL

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL QUITO-ECUADOR	
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA ALTERNATIVA I - CARGA MÁXIMA	
FECHA	JULIO 1977
AÑO	1974



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
 ALTERNATIVA 1 - CARGA MÁXIMA

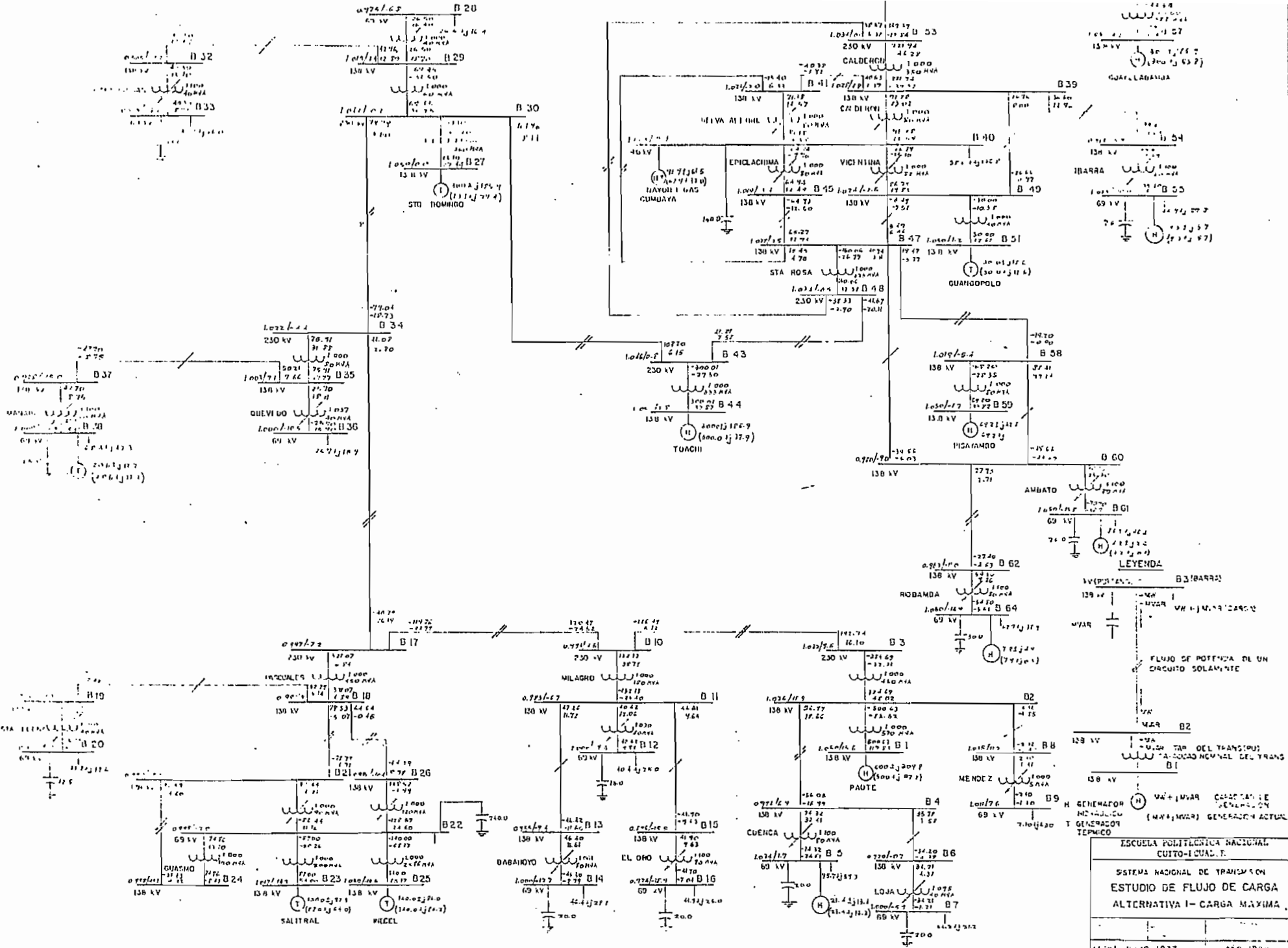
H. GARCÍA
 H. GARCÍA
 H. GARCÍA

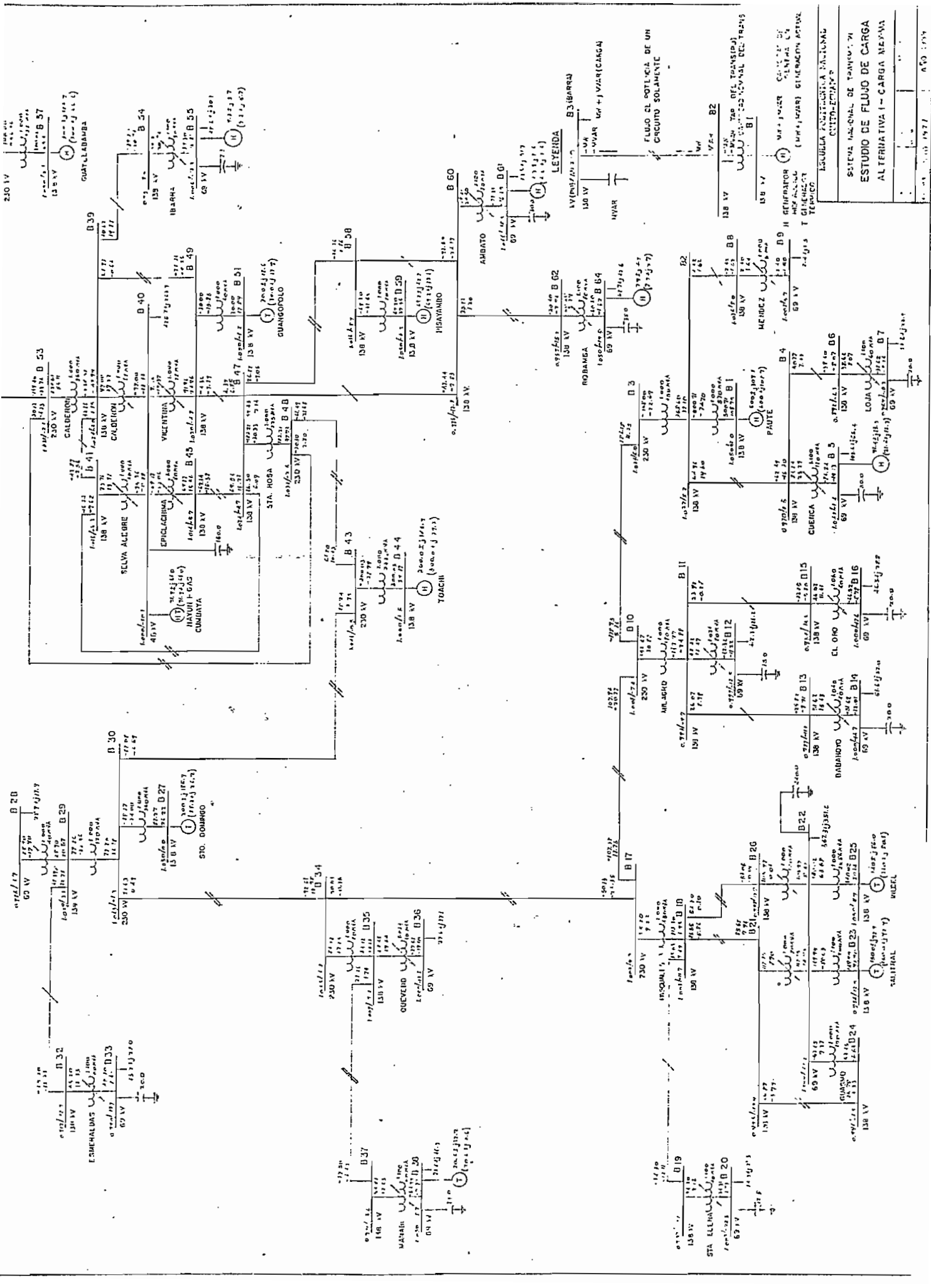


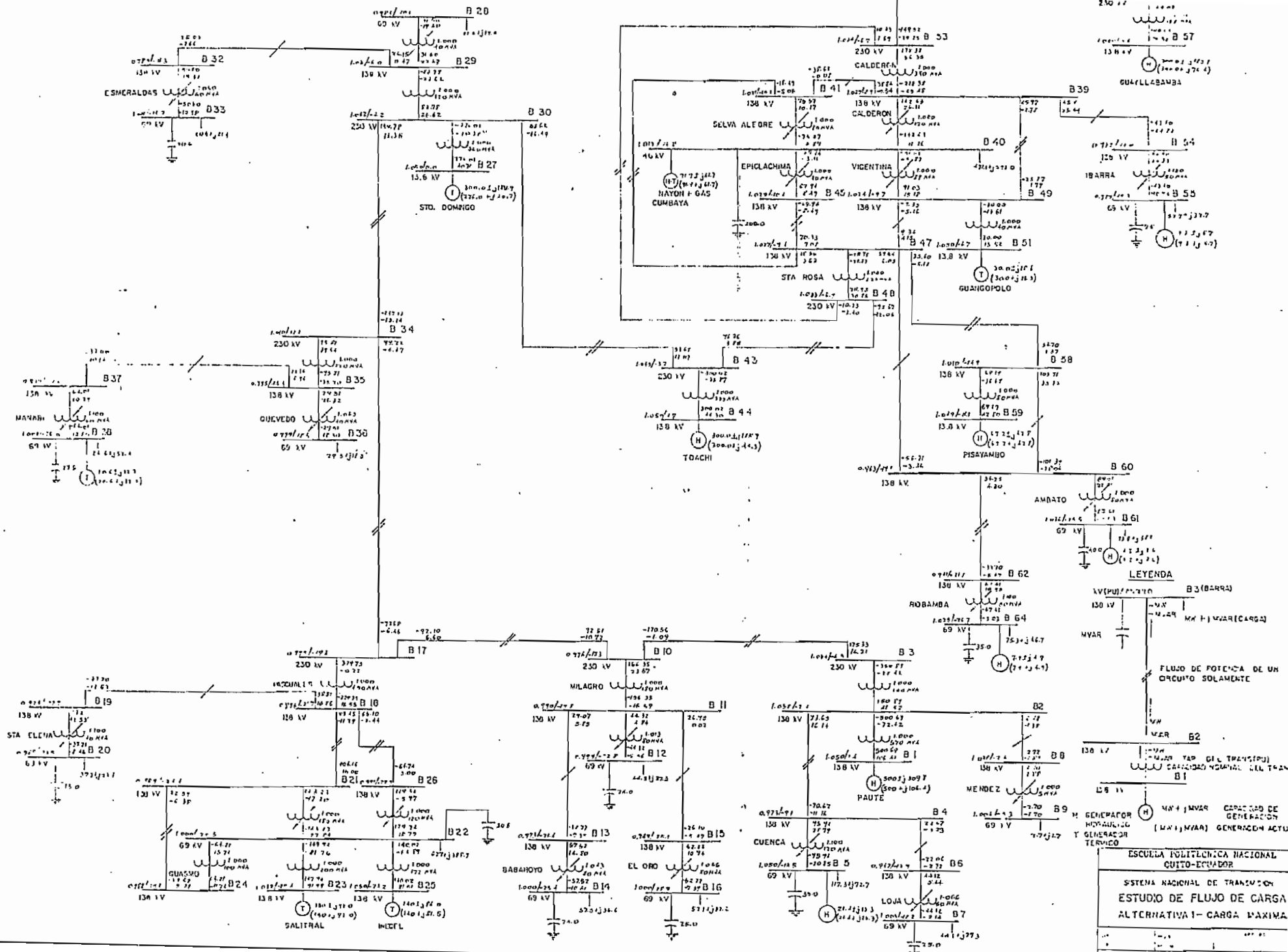
LEYENDA

I GENERACION TERMICA
 II GENERACION HIDRAULICA
 III GENERACION EOLICA
 IV GENERACION SOLAR
 V GENERACION GEOTERMICA
 VI GENERACION BIOMASA
 VII GENERACION OTRAS

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 QUITO-ECUADOR
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
 ALTERNATIVA I - CARGA MAXIMA





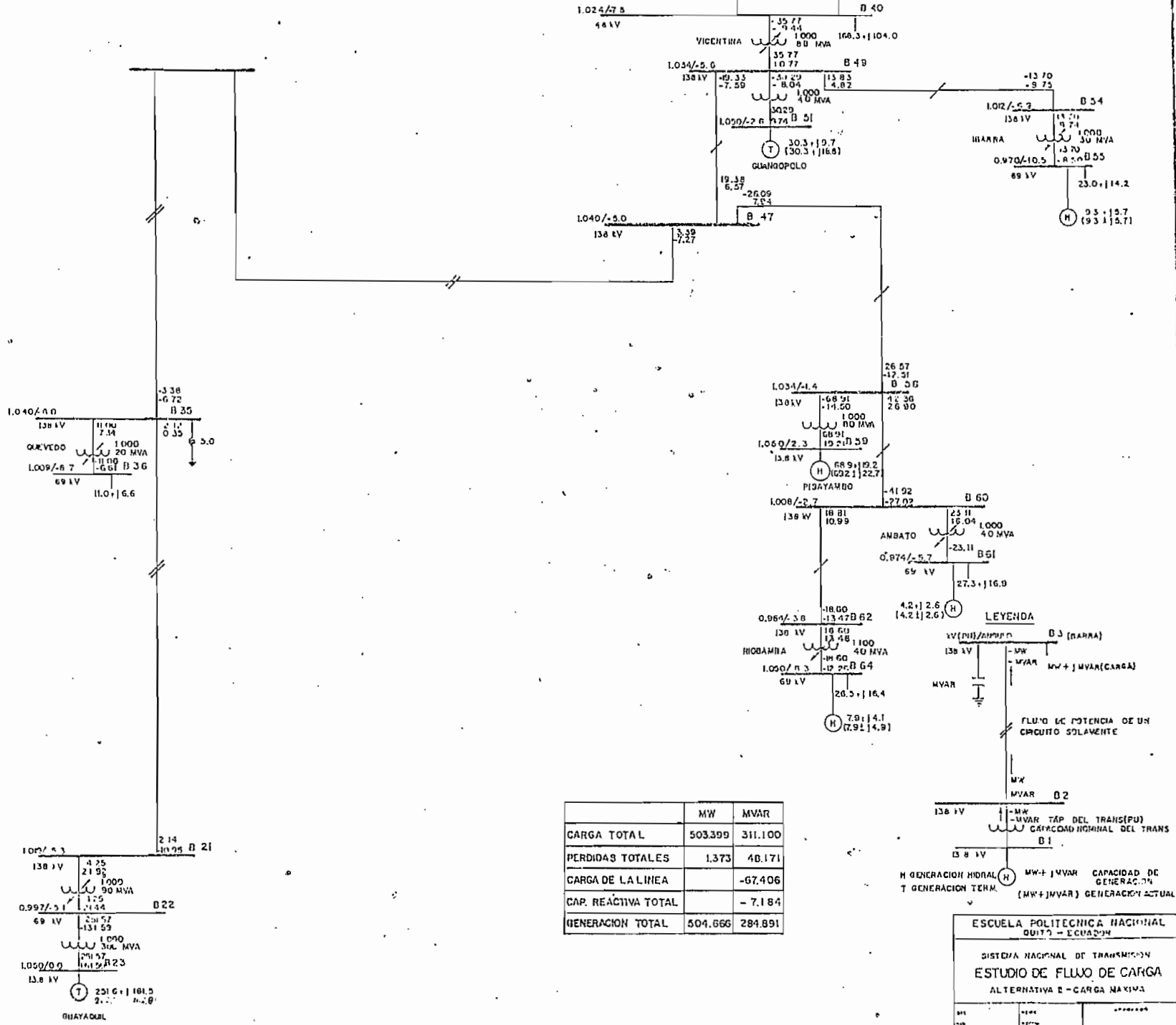


LEYENDA

LV (PU) / MV (T) / MV (C) / MV (S)
 130 kV MV (T) MV (C) MV (S)
 MVAR MVA (CARGA)
 FLUJO DE POTENCIA DE UN CIRCUITO SOLAMENTE
 MVAR MVA (CARGA)
 H GENERADOR H MVAR H GENERACION ACTIVA
 H MVA (CARGA) H GENERACION ACTIVA
 T GENERADOR TERMO

ESCUOLA POLITECNICA NACIONAL QUITO-EQUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA ALTERNATIVA I- CARGA MAXIMA

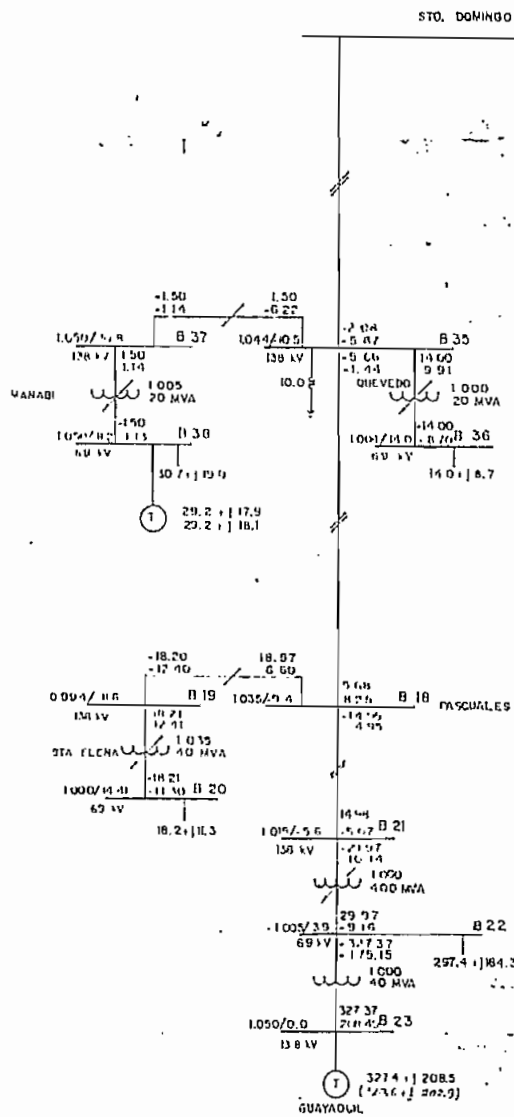


	MW	MVAR
CARGA TOTAL	503.399	311.100
PERDIDAS TOTALES	1.373	48.171
CARGA DE LA LINEA		-67.406
CAP. REACTIVA TOTAL		-7.184
GENERACION TOTAL	504.566	284.891

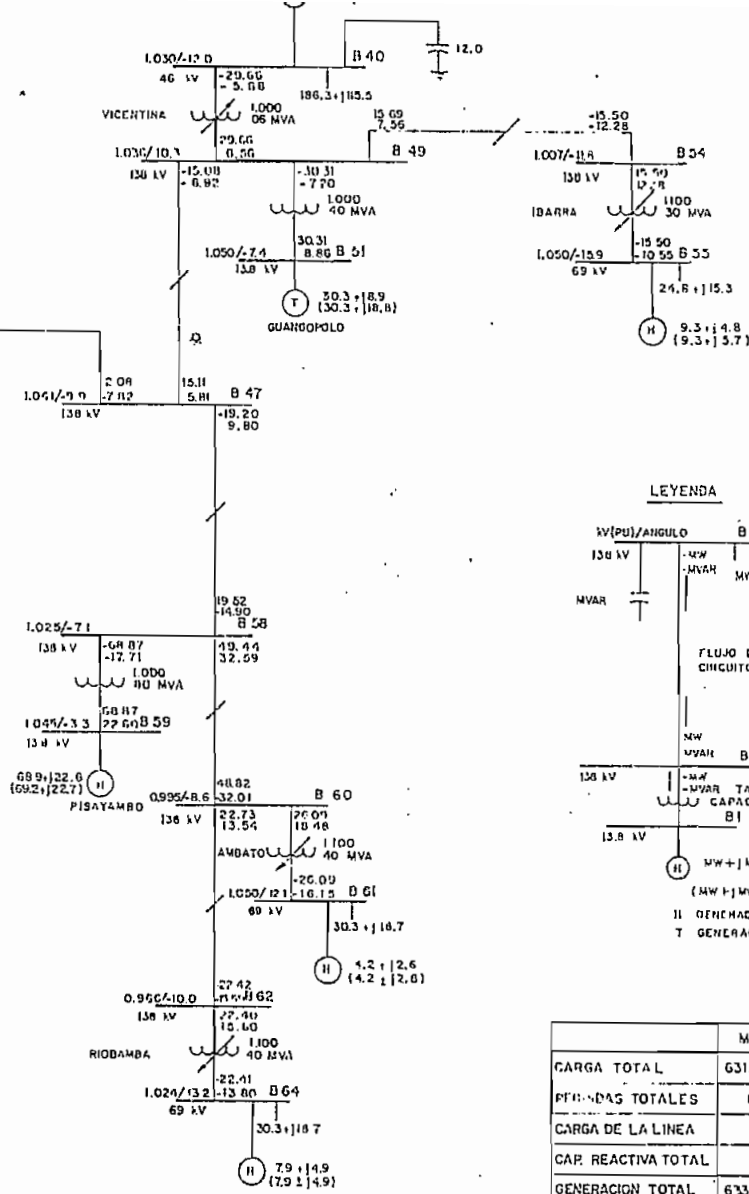
ESCUOLA POLITÉCNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA E - CARGA MÁXIMA

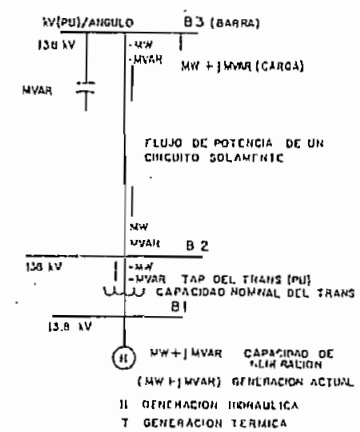
FECHA	AÑO 1979
-------	----------



STO. DOMINGO



LEYENDA

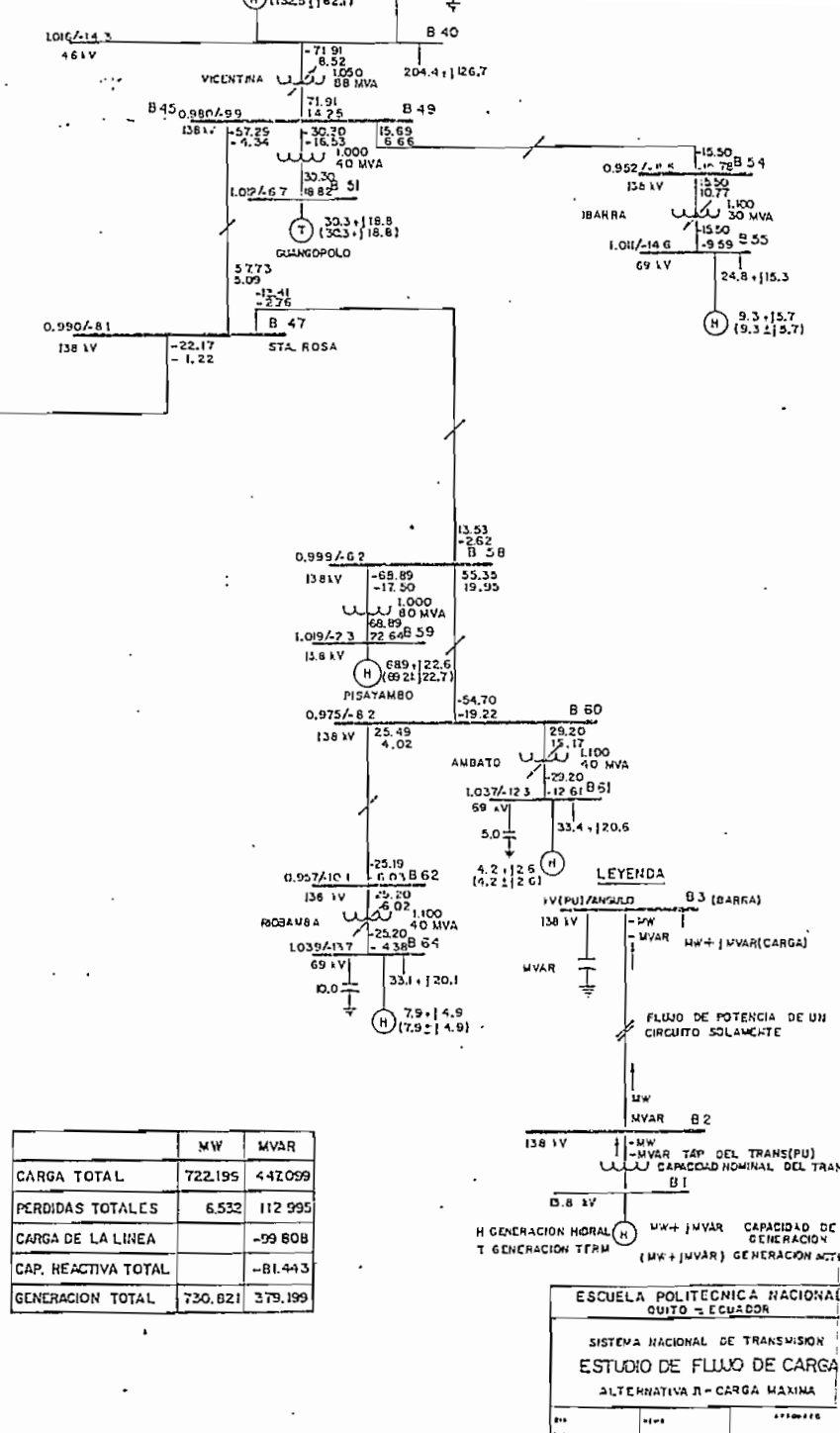
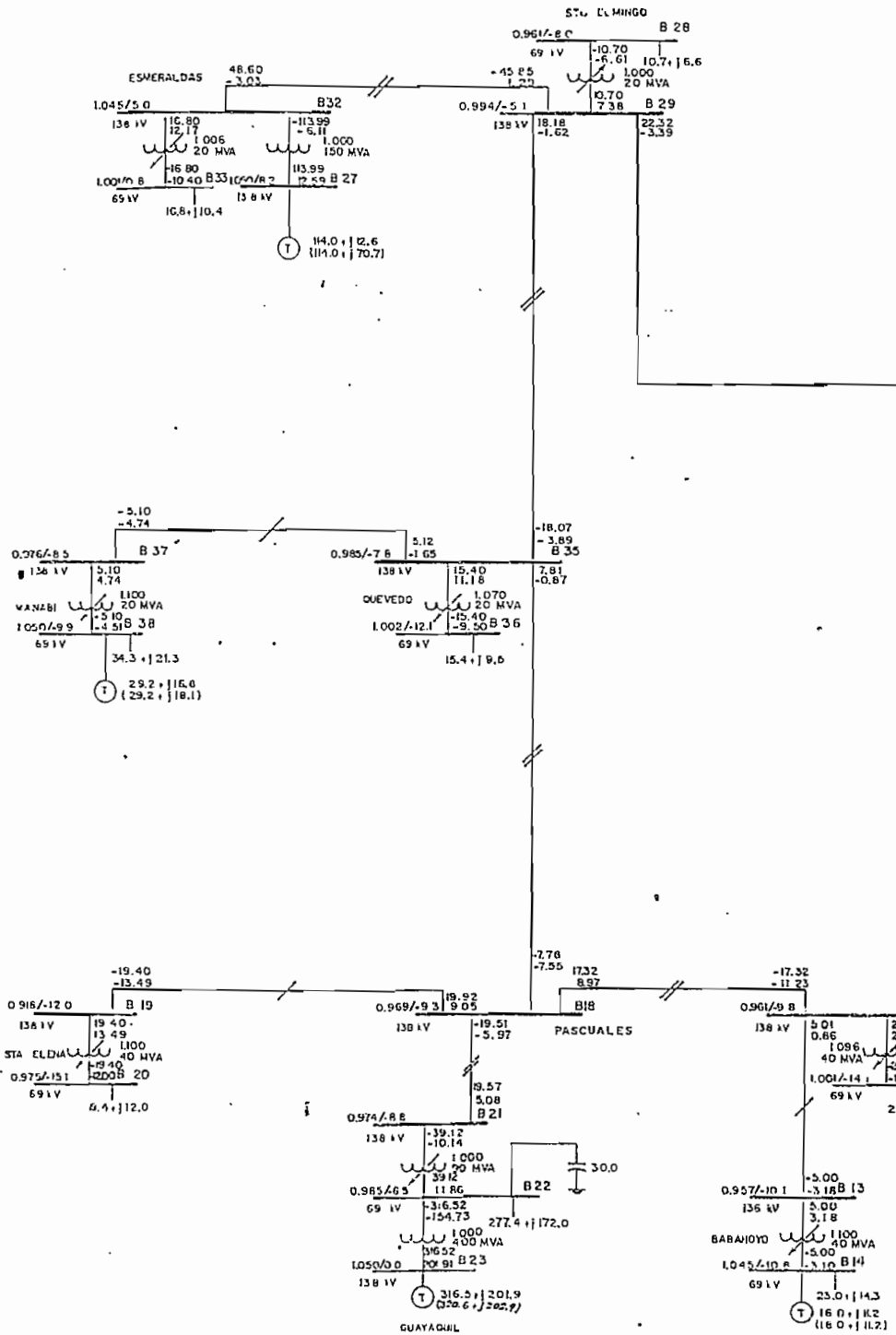


	MW	MVAR
CARGA TOTAL	631.99	391.50
PERDIDAS TOTALES	197	50.34
CARGA DE LA LINEA		-81.42
CAP. REACTIVA TOTAL		-1.82
GENERACION TOTAL	633.76	367.14

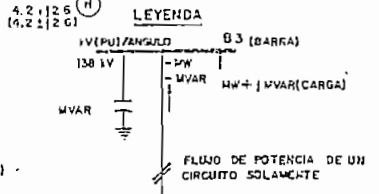
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

FECHA: A/G 1981

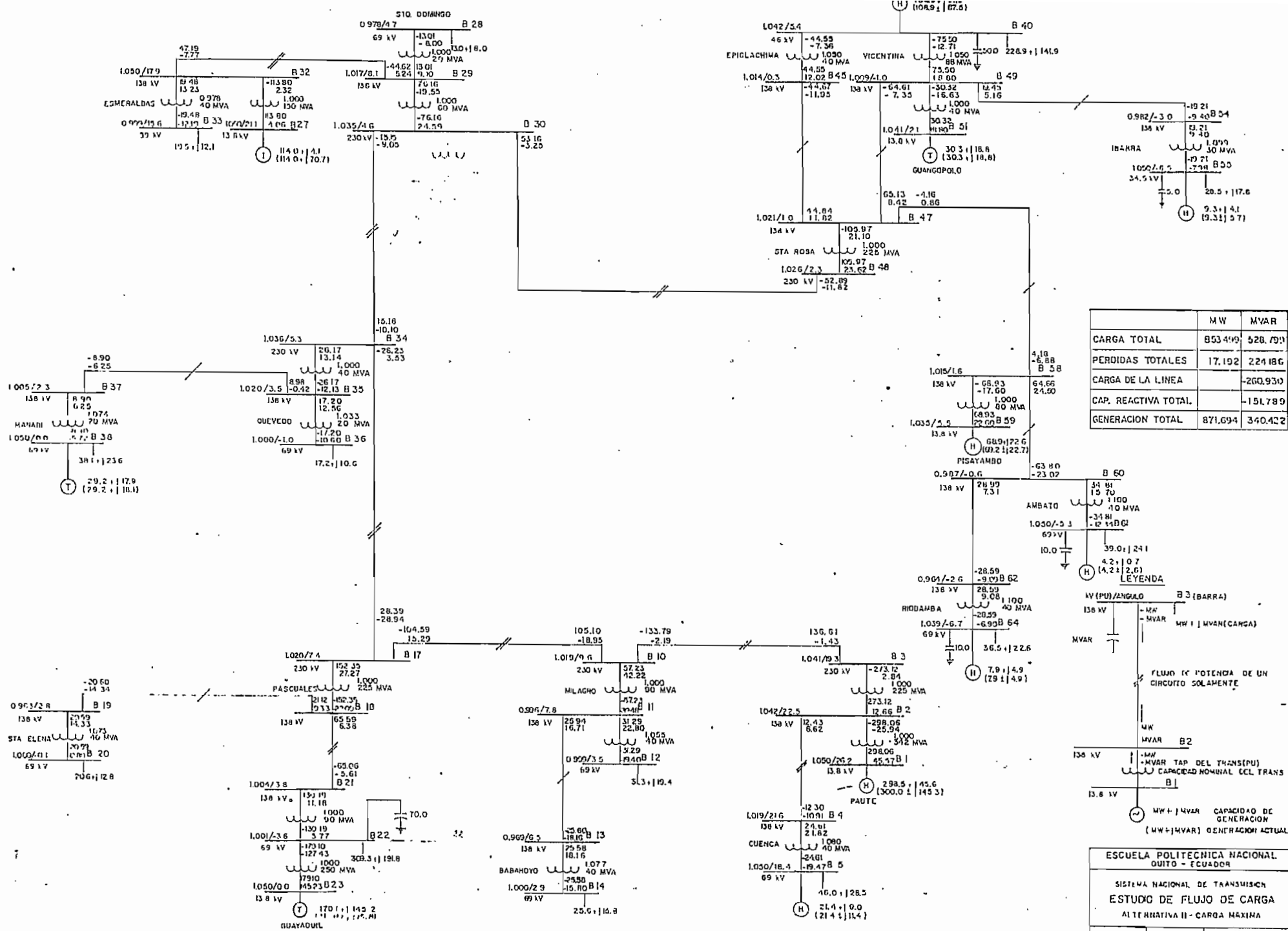


	MW	MVAR
CARGA TOTAL	722.195	447.099
PERDIDAS TOTALES	6.532	112.995
CARGA DE LA LINEA		-99.808
CAP. REACTIVA TOTAL		-81.443
GENERACION TOTAL	730.821	379.199

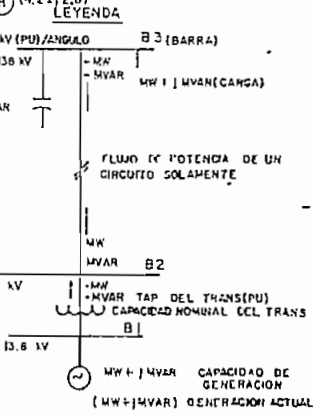


ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA N° - CARGA MÁXIMA



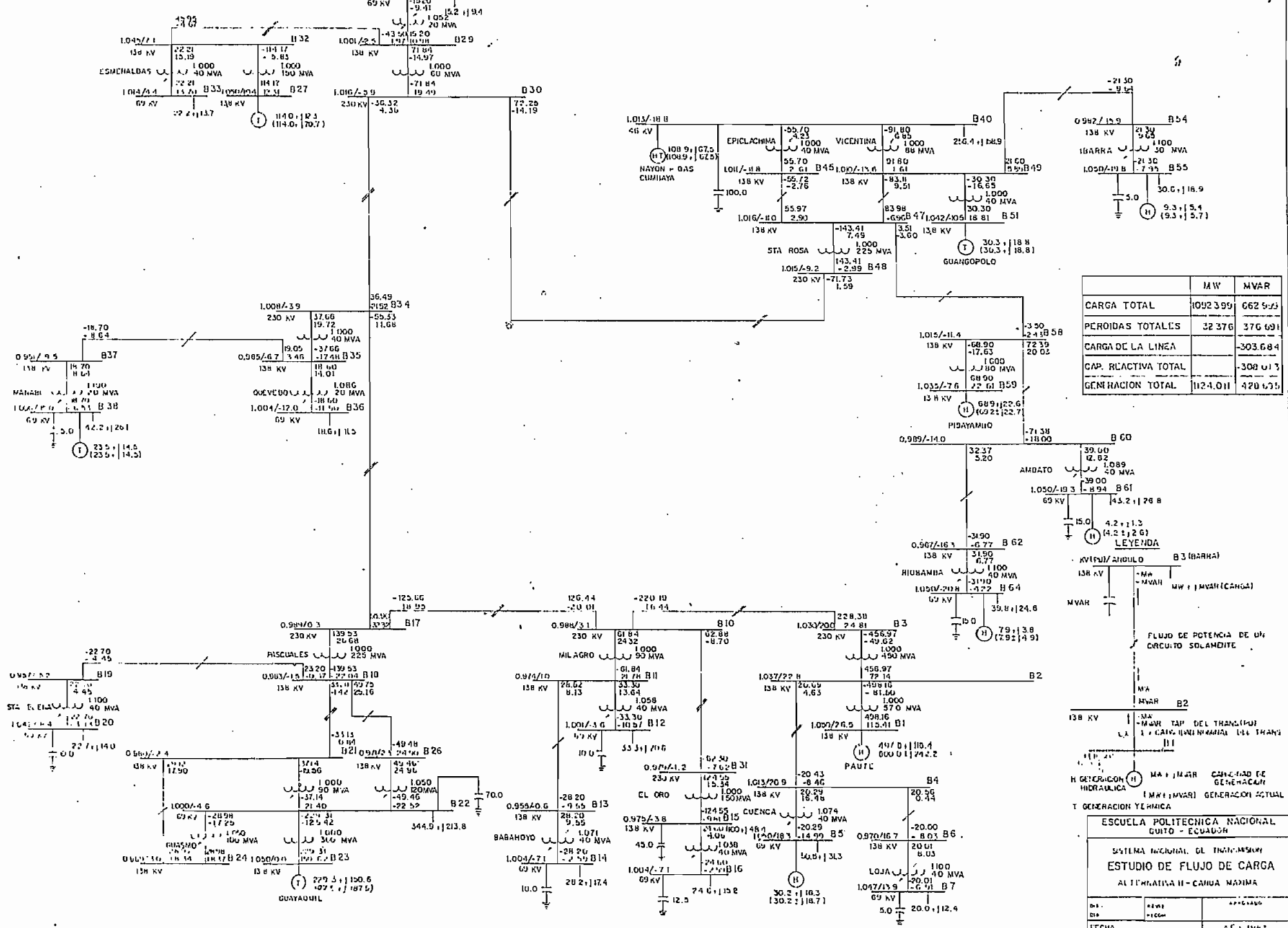
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	853.499	528.791
PERDIDAS TOTALES	17.192	2.24186
CARGA DE LA LINEA		-260.9310
CAP. REACTIVA TOTAL		-151.789
GENERACION TOTAL	871.694	340.422



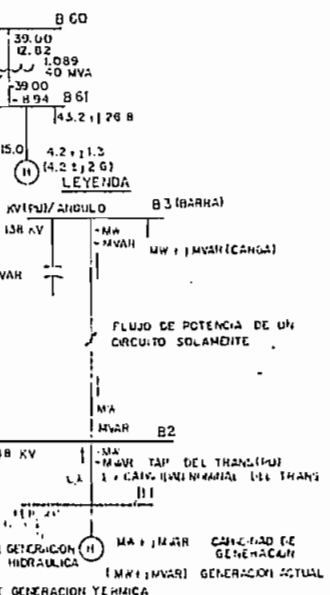
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

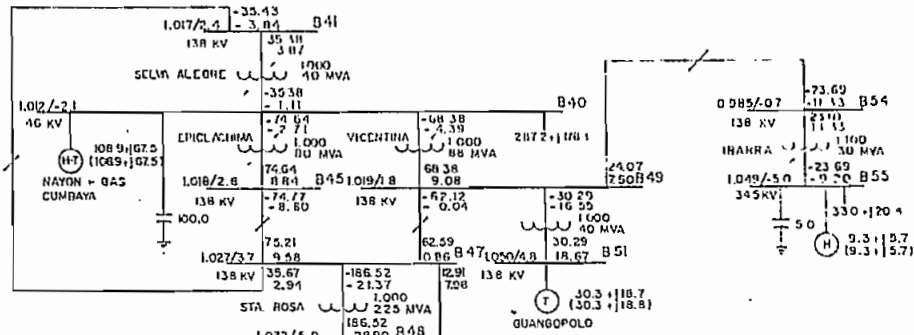
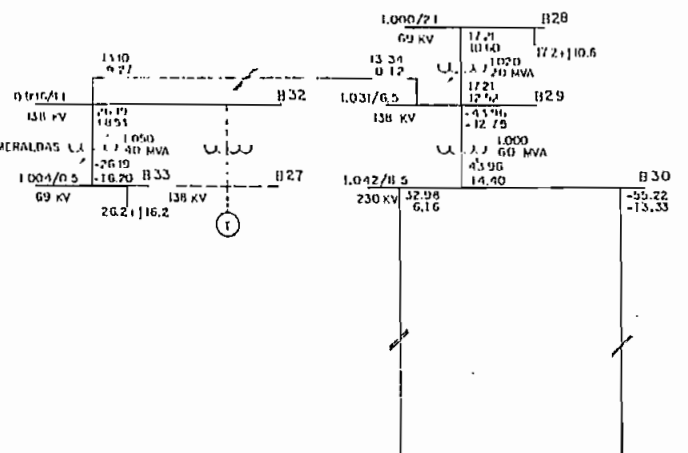
FECHA	AÑO 1962
-------	----------



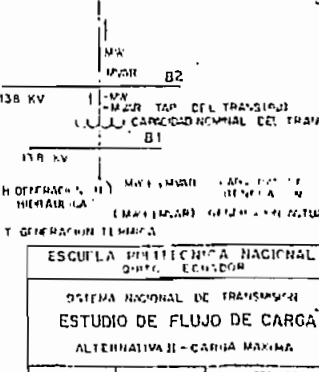
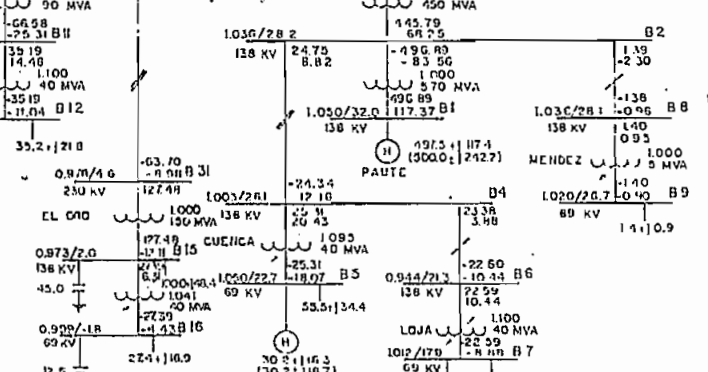
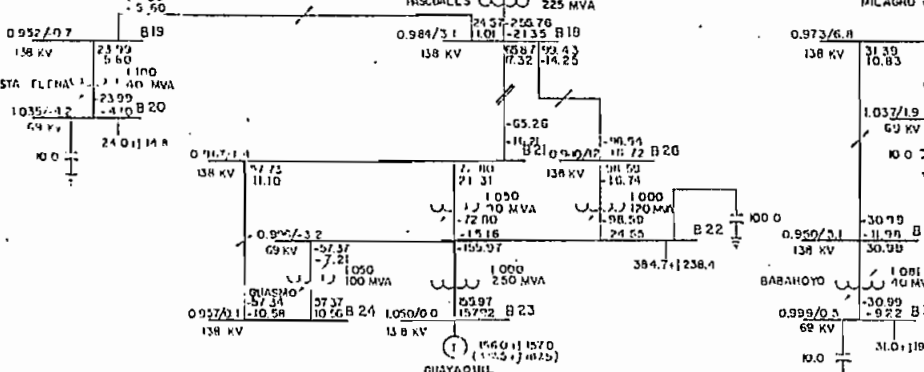
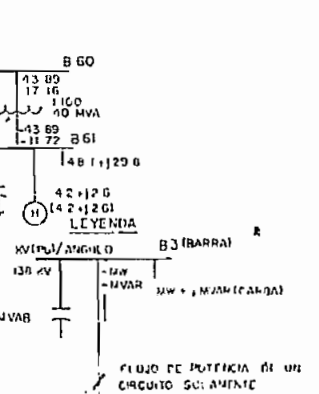
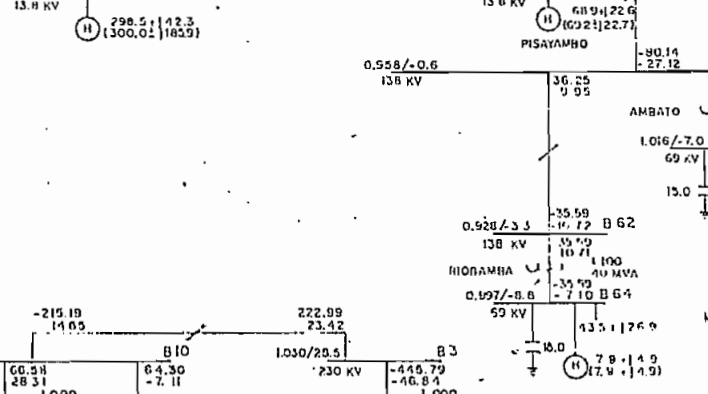
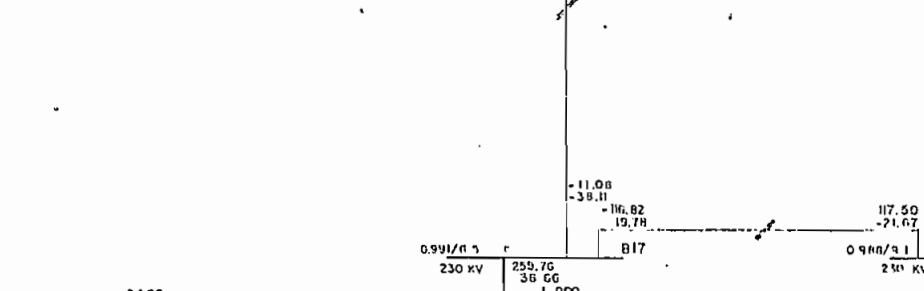
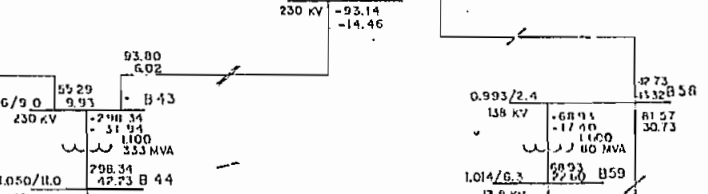
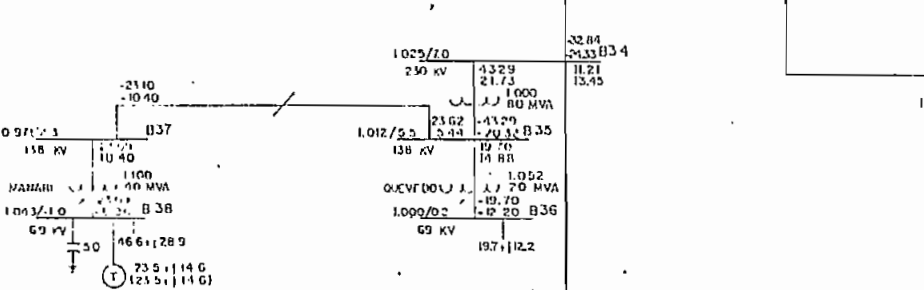
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	1092.399	662.523
PERDIDAS TOTALES	32.376	376.691
CARGA DE LA LINEA		-303.684
CAP. REACTIVA TOTAL		-308.013
GENERACION TOTAL	1124.011	428.633



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL QUITO - ECUADOR		
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA		
DISEÑADO DISEÑADO FECHA	REVISADO REVISADO FECHA	APROBADO APROBADO FECHA
		AGO 1983



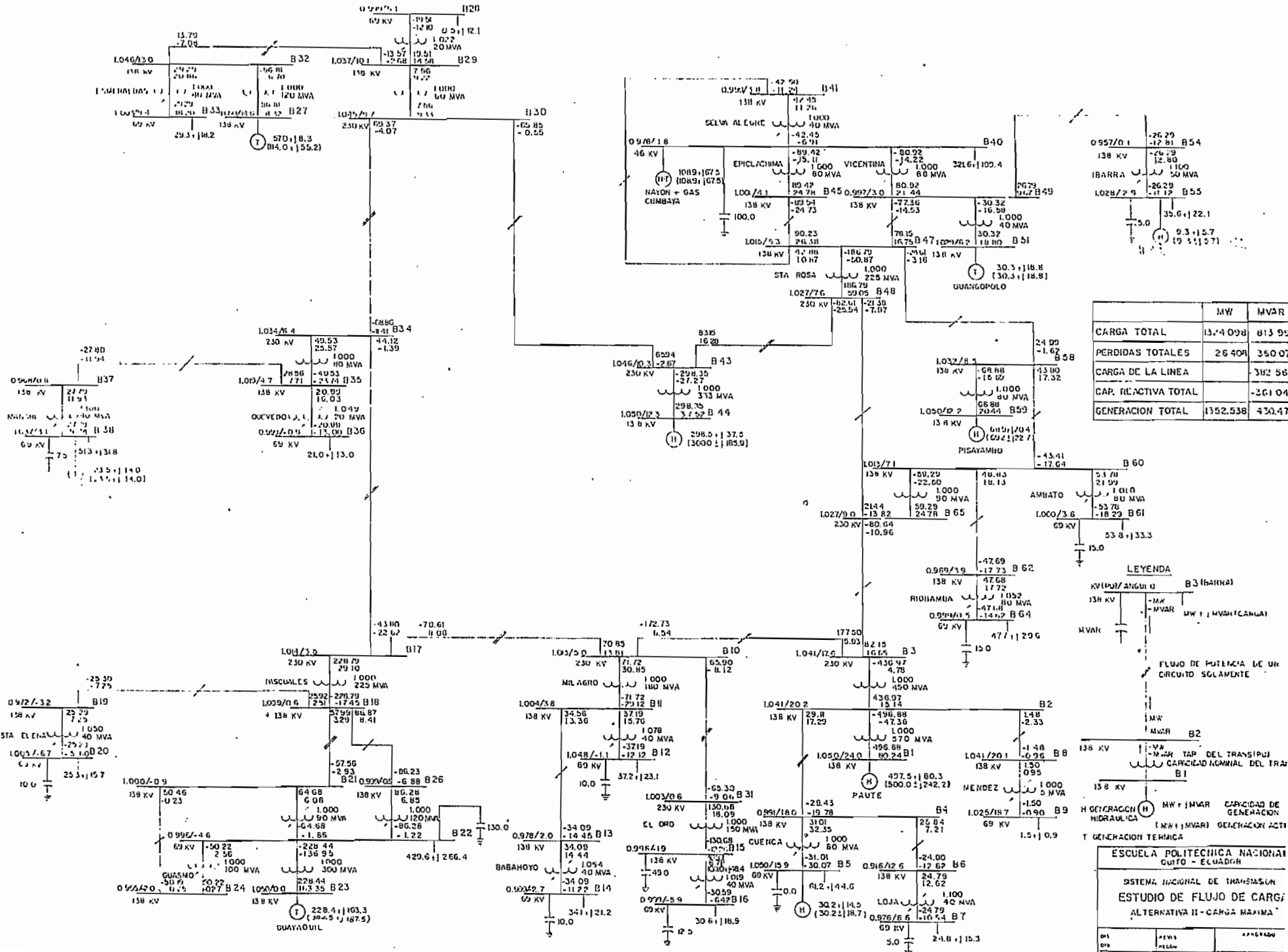
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	1203,299	23,899
PERDIDAS TOTALES	30,036	3,851,78
CARGA DE LA LINEA		-312,090
CAP. REACTIVA TOTAL		-334,505
GENERACION TOTAL	1233,166	470,167



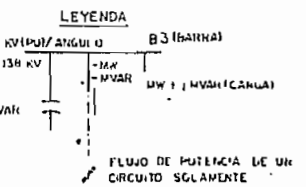
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
DEPTO. EDUCACIÓN

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA II - CARGA MÁXIMA

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	1203,299	23,899
PERDIDAS TOTALES	30,036	3,851,78
CARGA DE LA LINEA		-312,090
CAP. REACTIVA TOTAL		-334,505
GENERACION TOTAL	1233,166	470,167



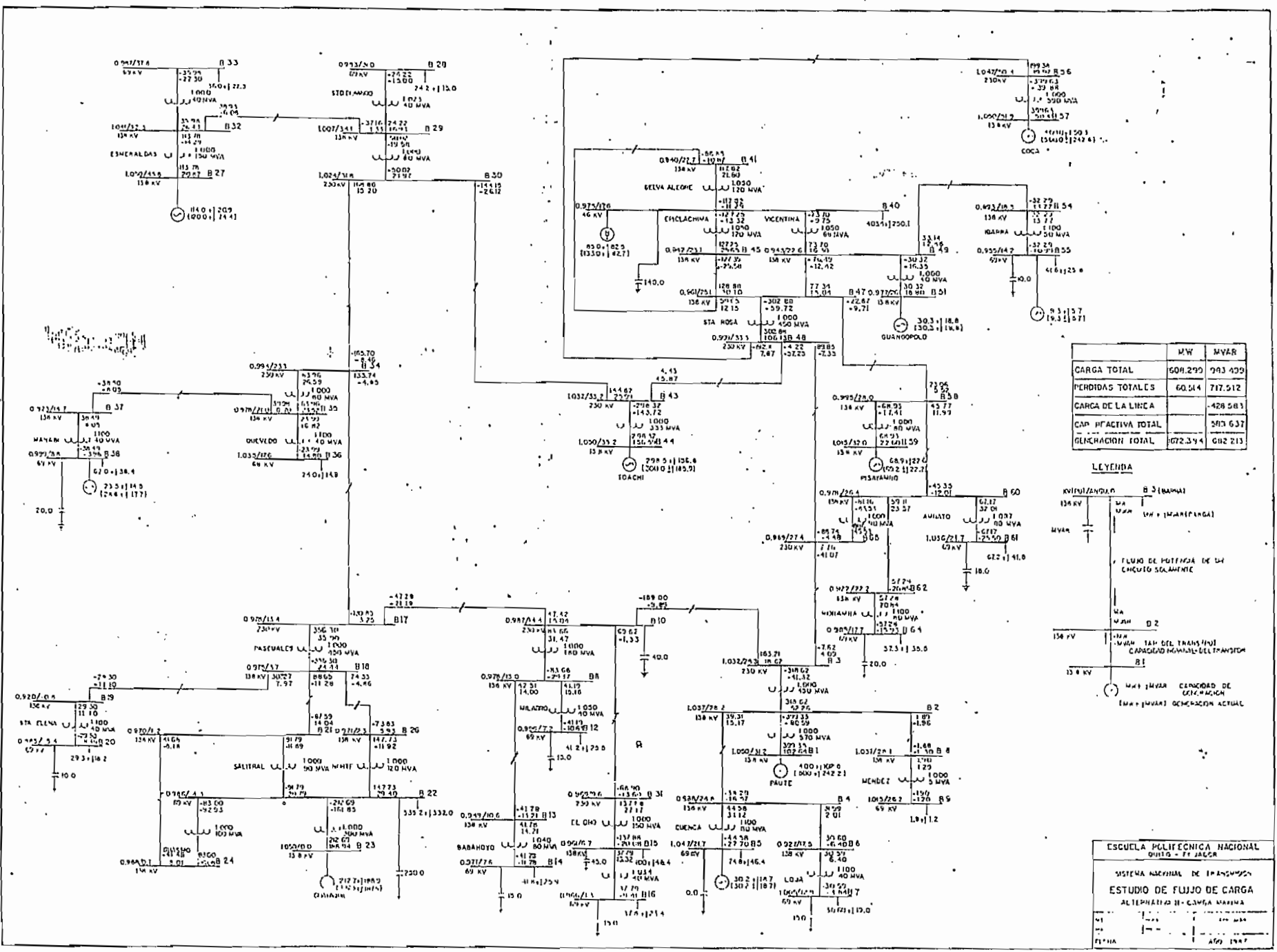
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	13,409.8	813.99
PERDIDAS TOTALES	2,649.8	350.07
CARGA DE LA LINEA		302.56
CAP. REACTIVA TOTAL		-201.04
GENERACION TOTAL	13,525.38	430.47



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

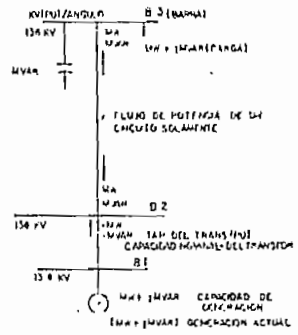
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

DI	DE	FECHA	APROBADO



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	608.295	793.429
PERDIDAS TOTALES	60.514	717.512
CARGA DE LA LINEA		-428.583
CAP INACTIVA TOTAL		593.637
GENERACION TOTAL	672.344	682.213

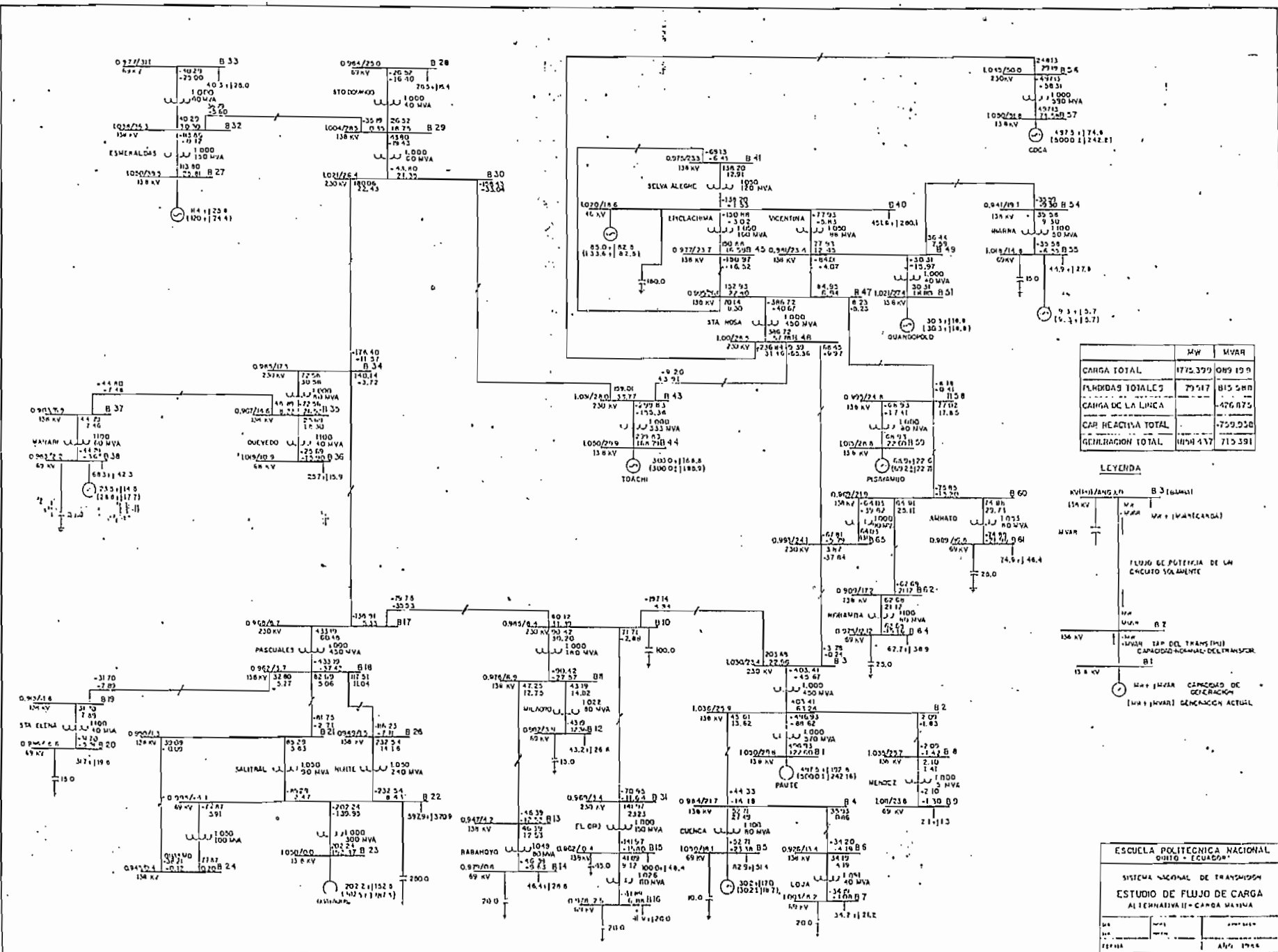
LEYENDA



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 QUITO - ECUADOR

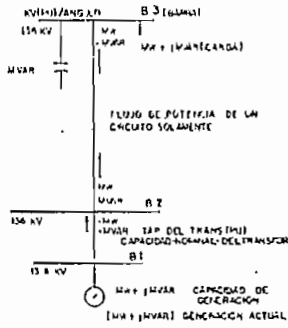
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 ESTUDIO DE FUJJO DE CARGA
 ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

FECHA: 15/01/1987



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	1752.399	689.19.9
FLUJOS TOTALES	79.517	815.588
CARGA DE LA LINEA	77.02	-476.875
CAR REACTIVA TOTAL		-759.558
GENERACION TOTAL	1158.437	715.391

LEYENDA

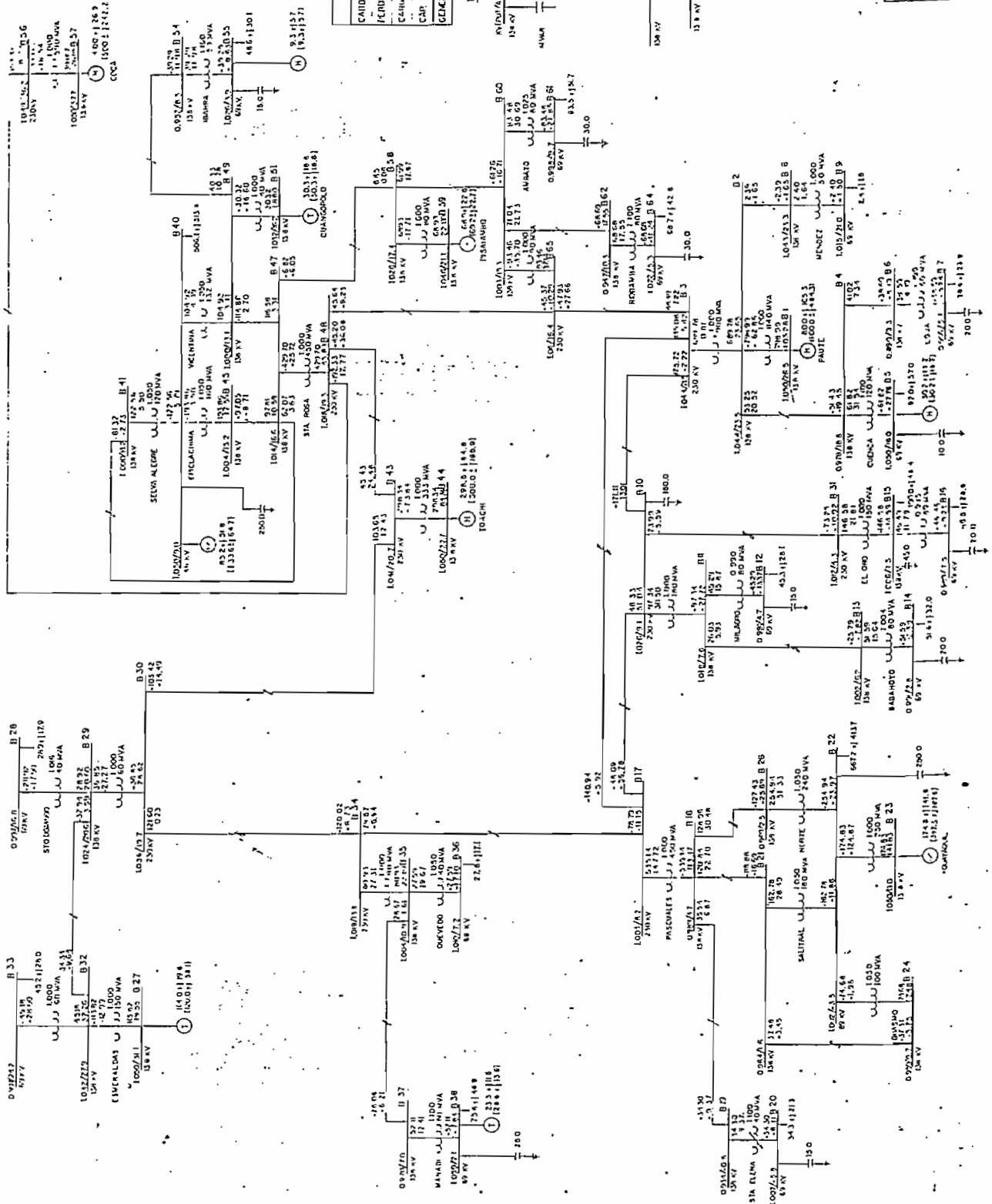


ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

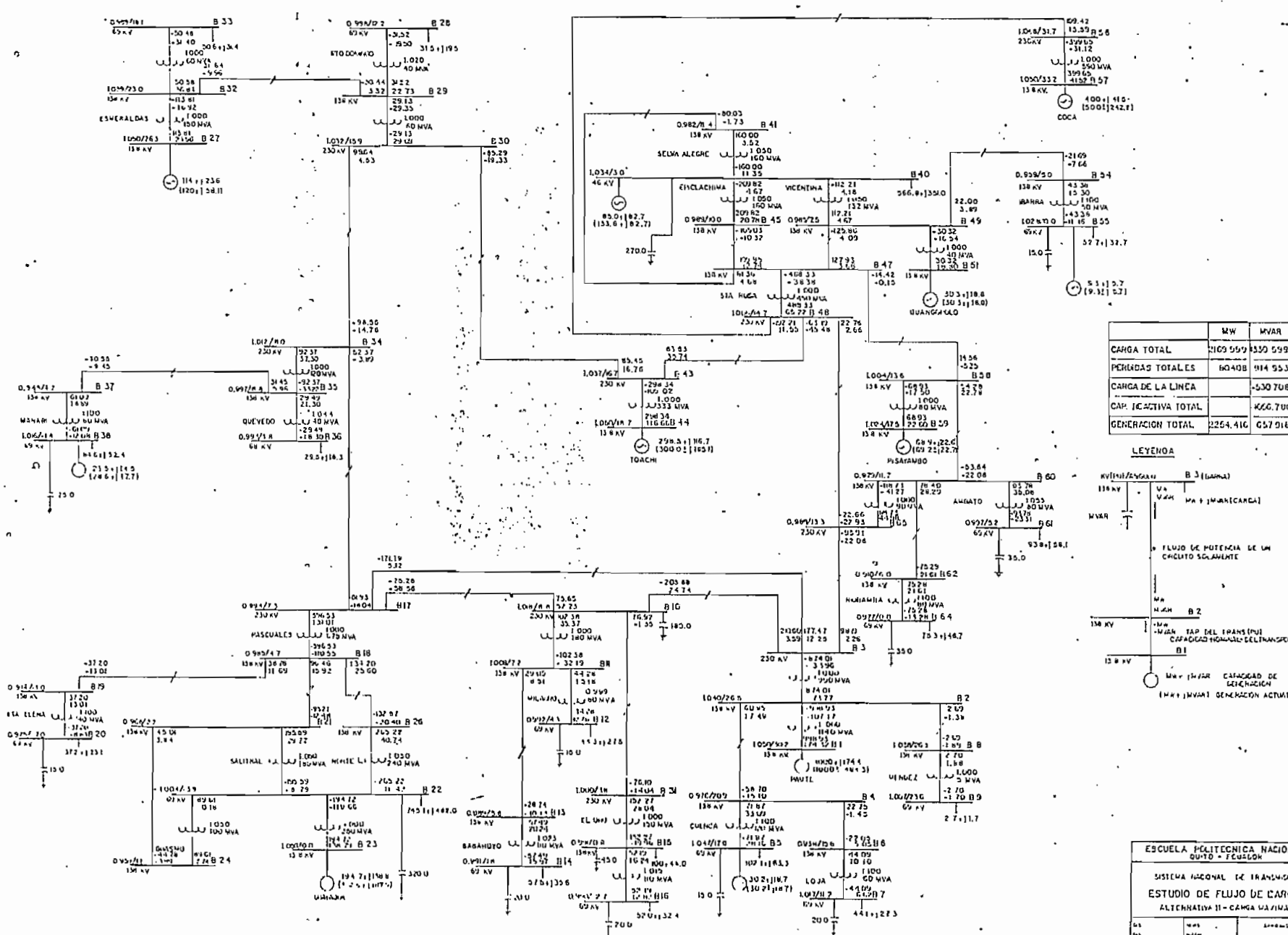
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA II - CARGA MÁXIMA

FECHA	ALUMNO

CAIDA TOTAL	762.0397	OP 794
PERDIDAS TOTALES	693.66	731.272
CAIDA T.C. LA LINEA		324.384
CAP. REACTIVA TOTAL		-972.937
GENERACION TOTAL	1037.731	506.962

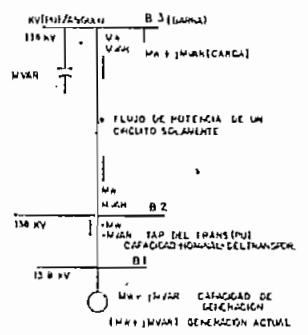


ESQUEMA TECNICO GENERAL	
ESTADO	ESTADO
ESTRUC. DE FUENTE DE ENERGIA	ESTRUC. DE FUENTE DE ENERGIA
ALIMENTACION	ALIMENTACION
OTROS	OTROS



	MW	MVA
CARGA TOTAL	2103.559	1330.599
PERDIDAS TOTALES	60.408	414.953
CARGA DE LA LINEA		-530.708
CAP. REACTIVA TOTAL		4666.700
GENERACION TOTAL	2264.416	657.916

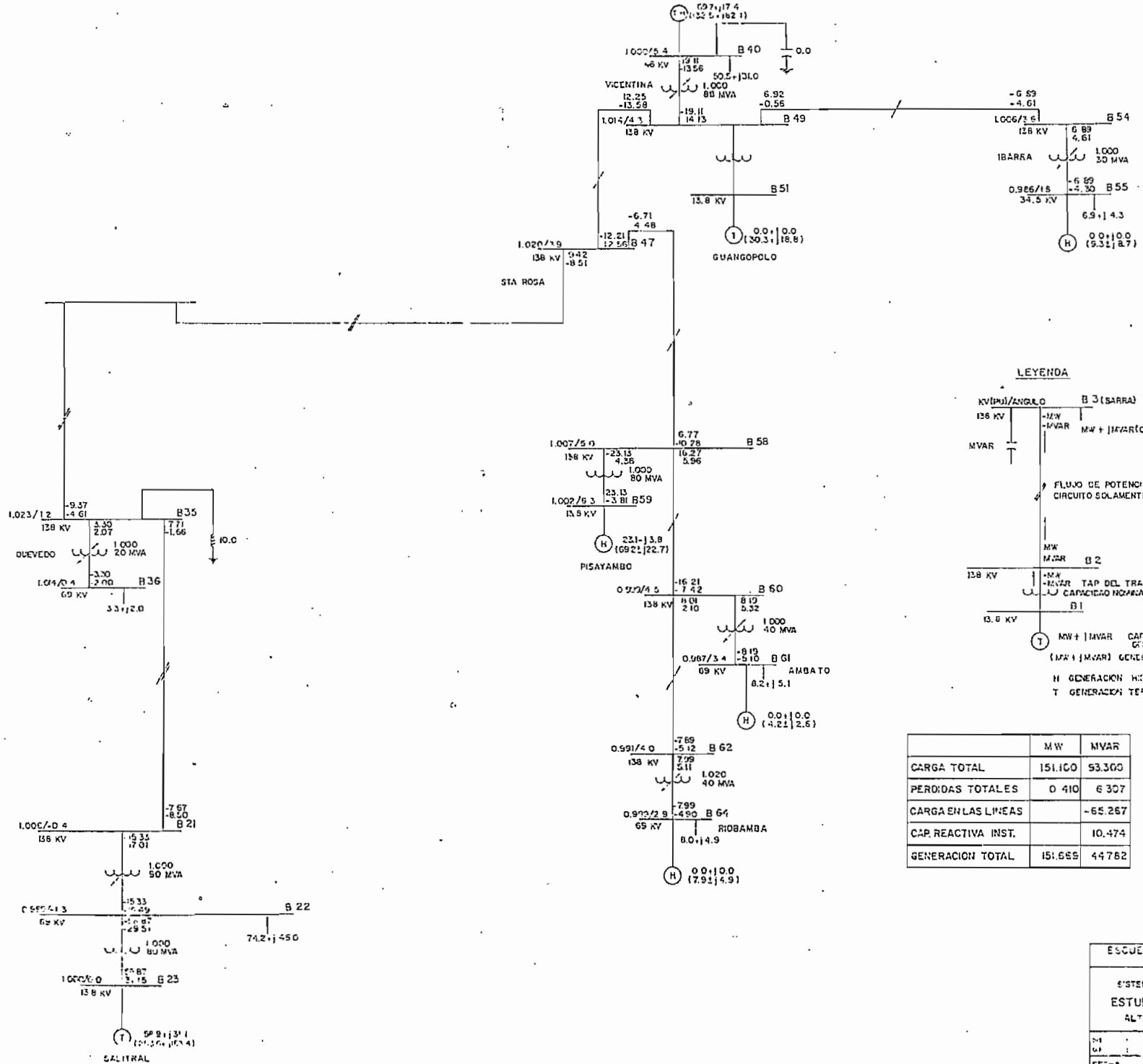
LEYENDA



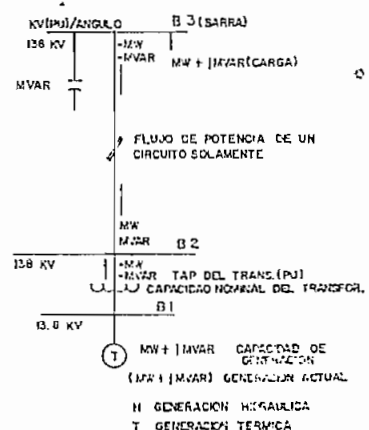
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

FECHA	Año 1990
-------	----------



LEYENDA

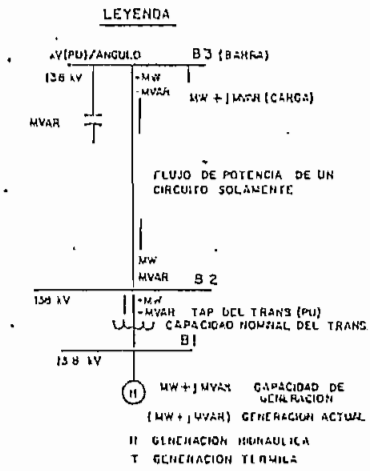
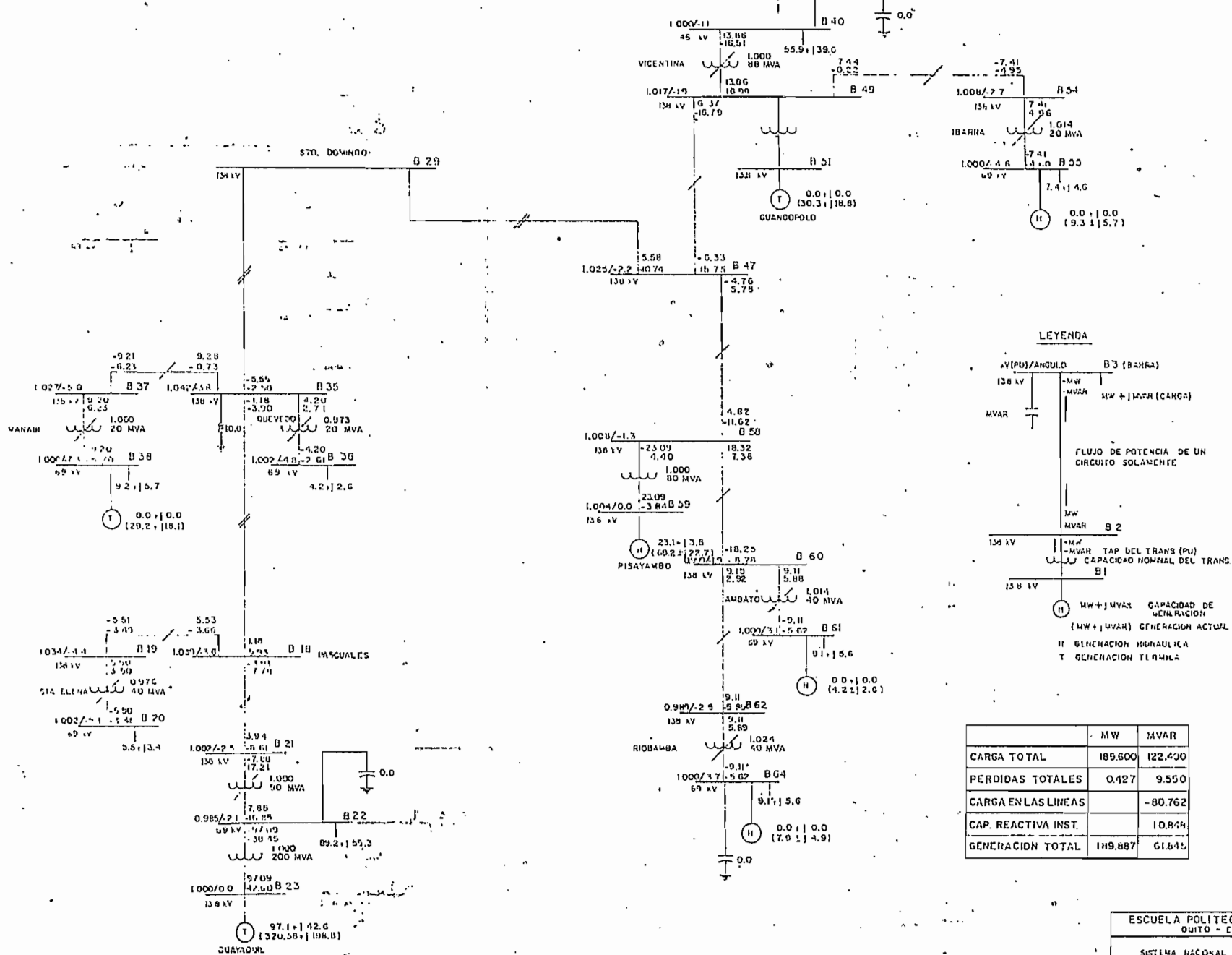


	MW	MVAR
CARGA TOTAL	151.100	93.300
PERDIDAS TOTALES	0.410	6.307
CARGA EN LAS LINEAS		-65.267
CAP. REACTIVA INST.		10.474
GENERACION TOTAL	151.655	447.82

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

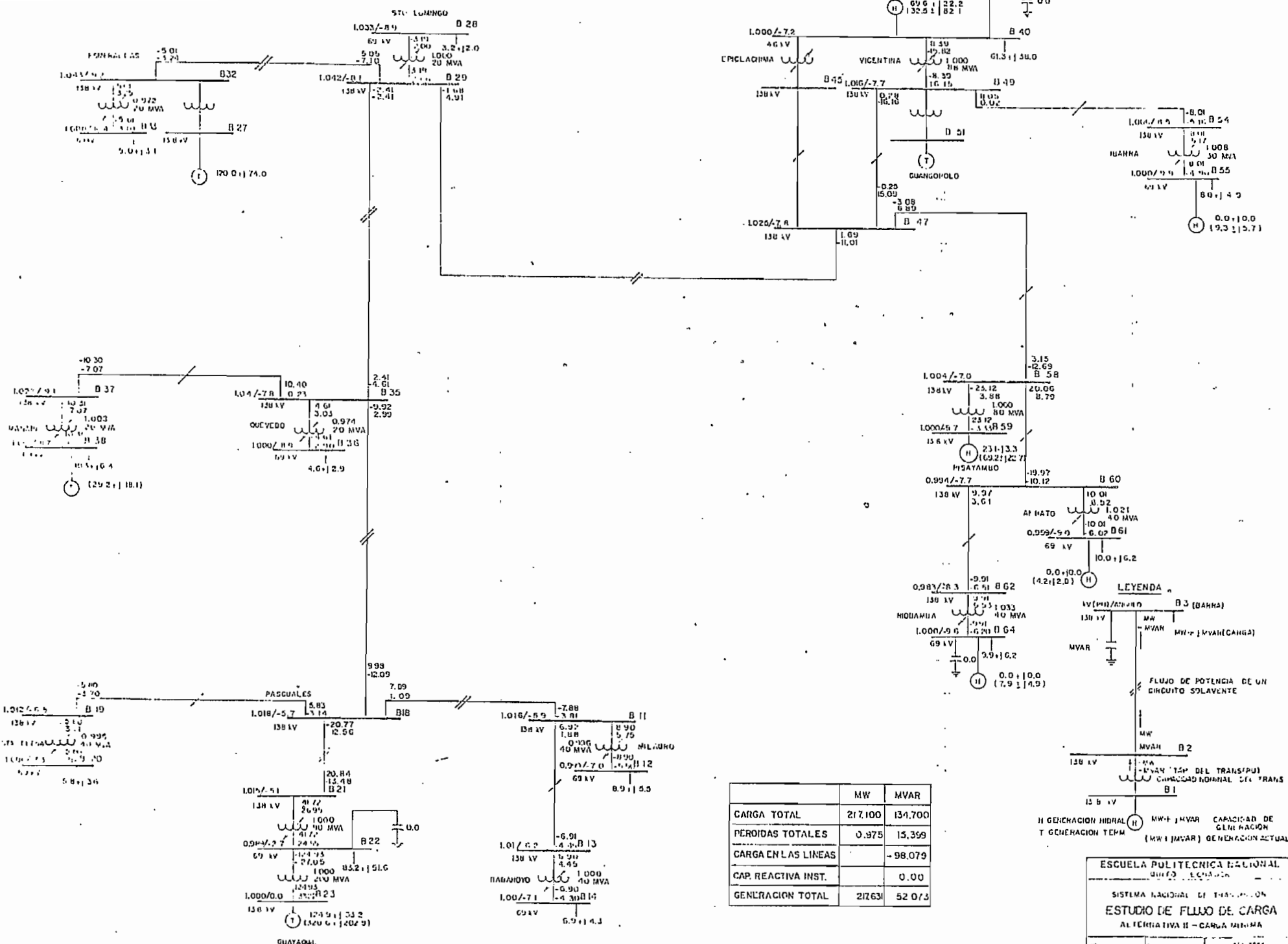
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVO - CARGA MINIMA

FECHA	AÑO 1974
-------	----------



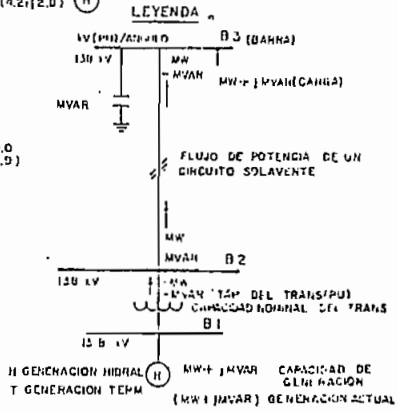
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	185.600	122.400
PERDIDAS TOTALES	0.427	9.550
CARGA EN LAS LINEAS		-80.762
CAP. REACTIVA INST.		10.844
GENERACION TOTAL	189.887	61.615

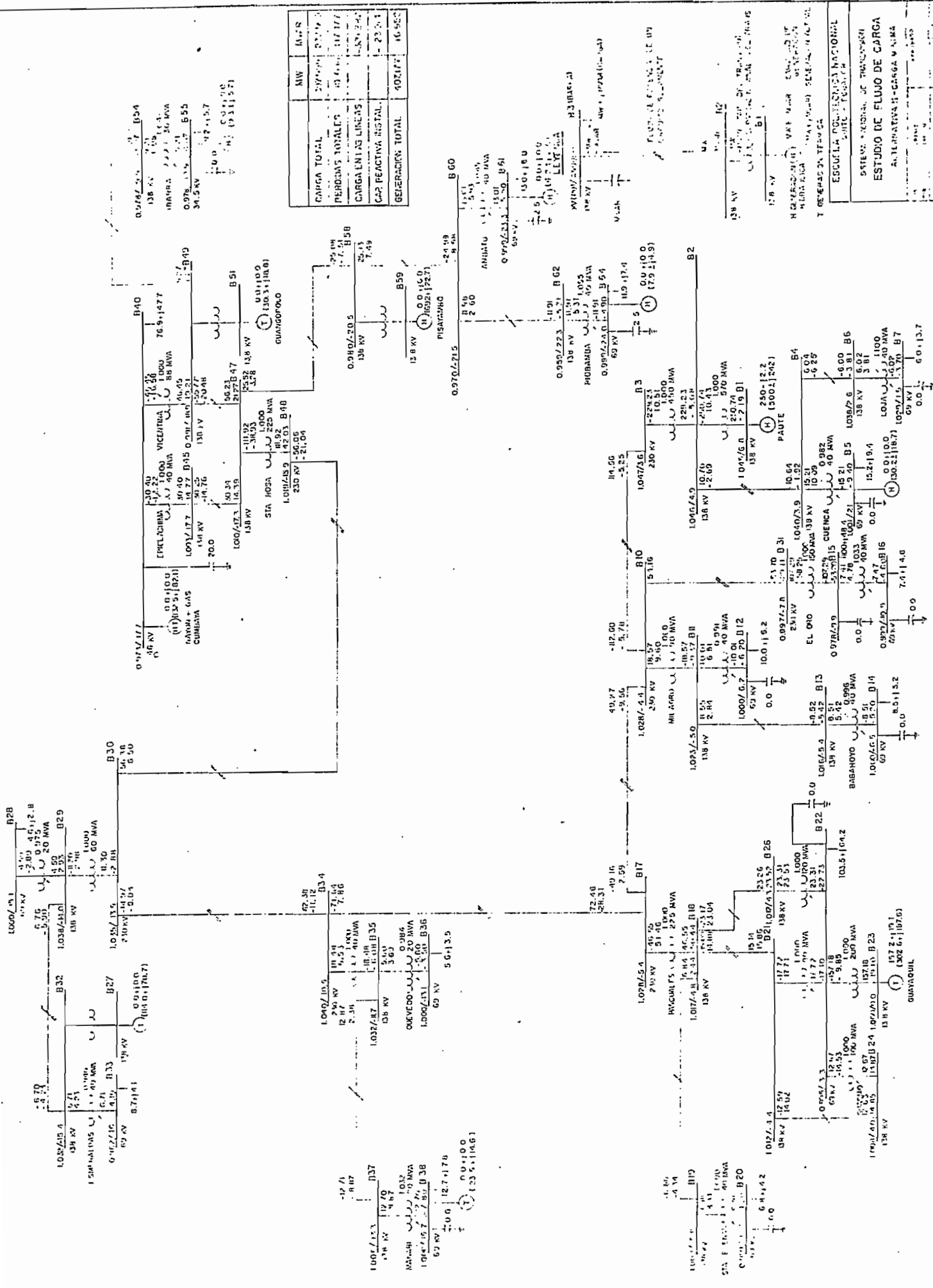
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
 QUITO - ECUADOR
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
 ALTERNATIVA II - CARGA MÍNIMA



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	217.100	134.700
PERDIDAS TOTALES	0.975	15.359
CARGA EN LAS LINEAS		-98.079
CAP. REACTIVA INST.		0.00
GENERACION TOTAL	21631	52 073

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
 ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

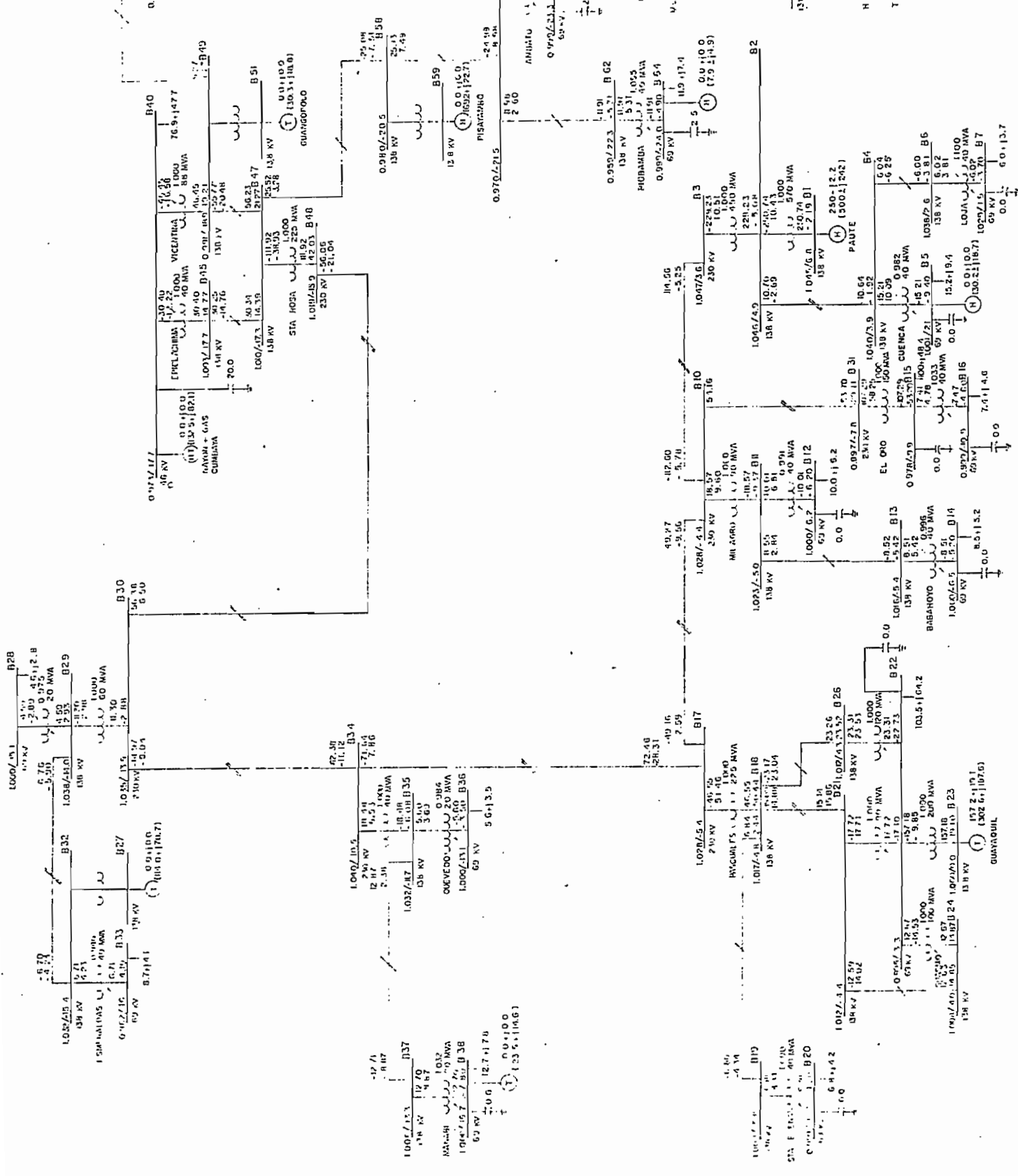




ITEM	UNIDAD	VALOR
CARGA TOTAL	MVA	2000
PERDIDAS TOTALES	MVA	100
CARGA EN LAS LINEAS	MVA	1900
CAP. REACTIVA INSTAL.	MVAR	2000
GENERACION TOTAL	400177	16.950

ESCUELA NACIONAL
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
 ALTERNATIVA H-CARGA Y CIMA
 T. GENERACION TERCERA

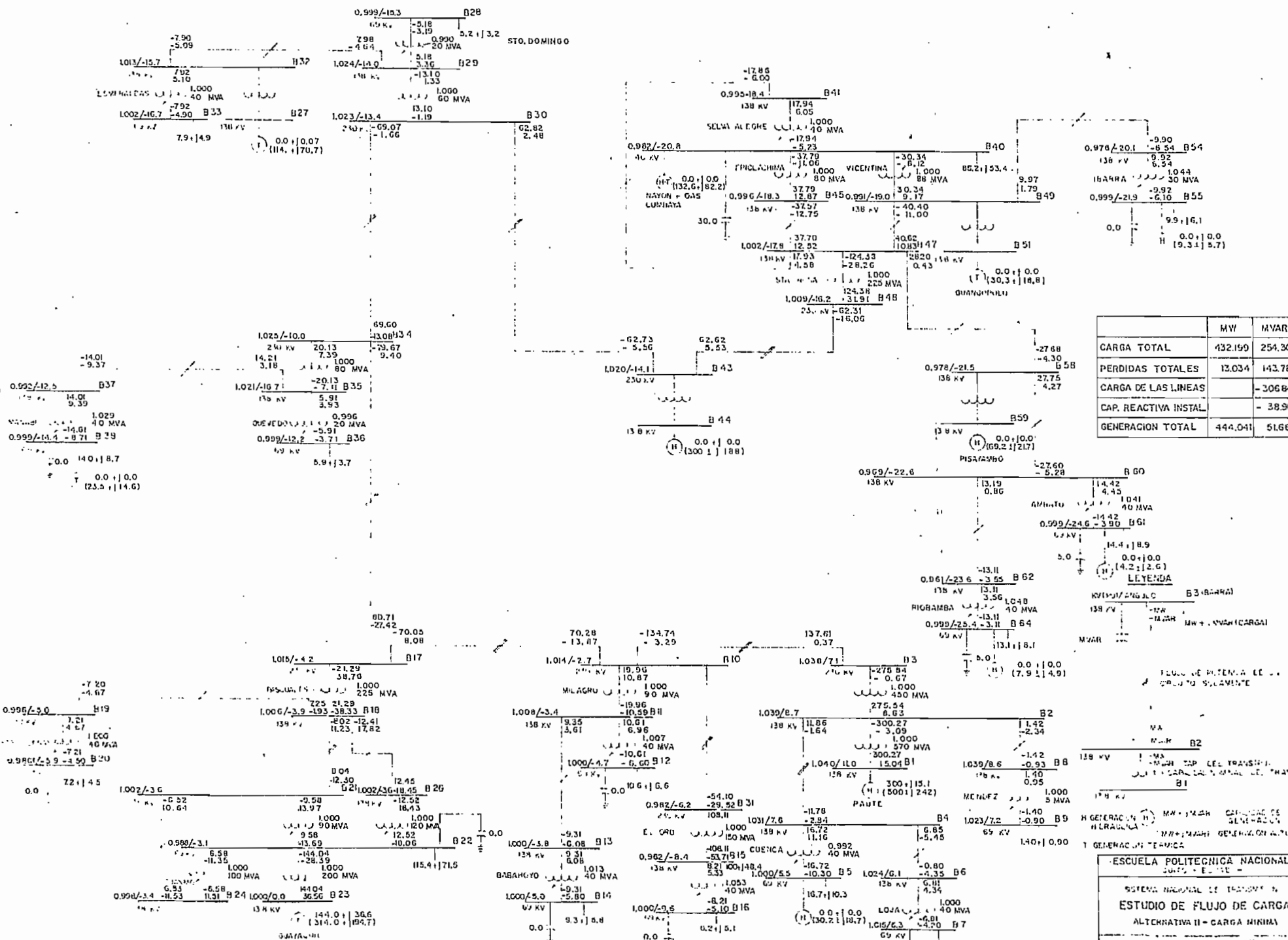
0.978/138 KV
 34.2 MVA
 12.7/170 KV
 10.0/100 KV
 0.978/138 KV
 34.2 MVA
 12.7/170 KV
 10.0/100 KV



ITEM	UNIDAD	VALOR
CARGA TOTAL	MVA	2000
PERDIDAS TOTALES	MVA	100
CARGA EN LAS LINEAS	MVA	1900
CAP. REACTIVA INSTAL.	MVAR	2000
GENERACION TOTAL	400177	16.950

ESCUELA NACIONAL
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
 ALTERNATIVA H-CARGA Y CIMA
 T. GENERACION TERCERA

0.978/138 KV
 34.2 MVA
 12.7/170 KV
 10.0/100 KV
 0.978/138 KV
 34.2 MVA
 12.7/170 KV
 10.0/100 KV



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	432.199	254.300
PERDIDAS TOTALES	13.034	143.787
CARGA DE LAS LINEAS		-306.848
CAP. REACTIVA INSTAL		-38.905
GENERACION TOTAL	444.041	51.660

LEYENDA

MVA/MVA

MVA + MVAR (CARGA)

FLUJO DE POTENCIA LE...

FLUJO DE POTENCIA LE...

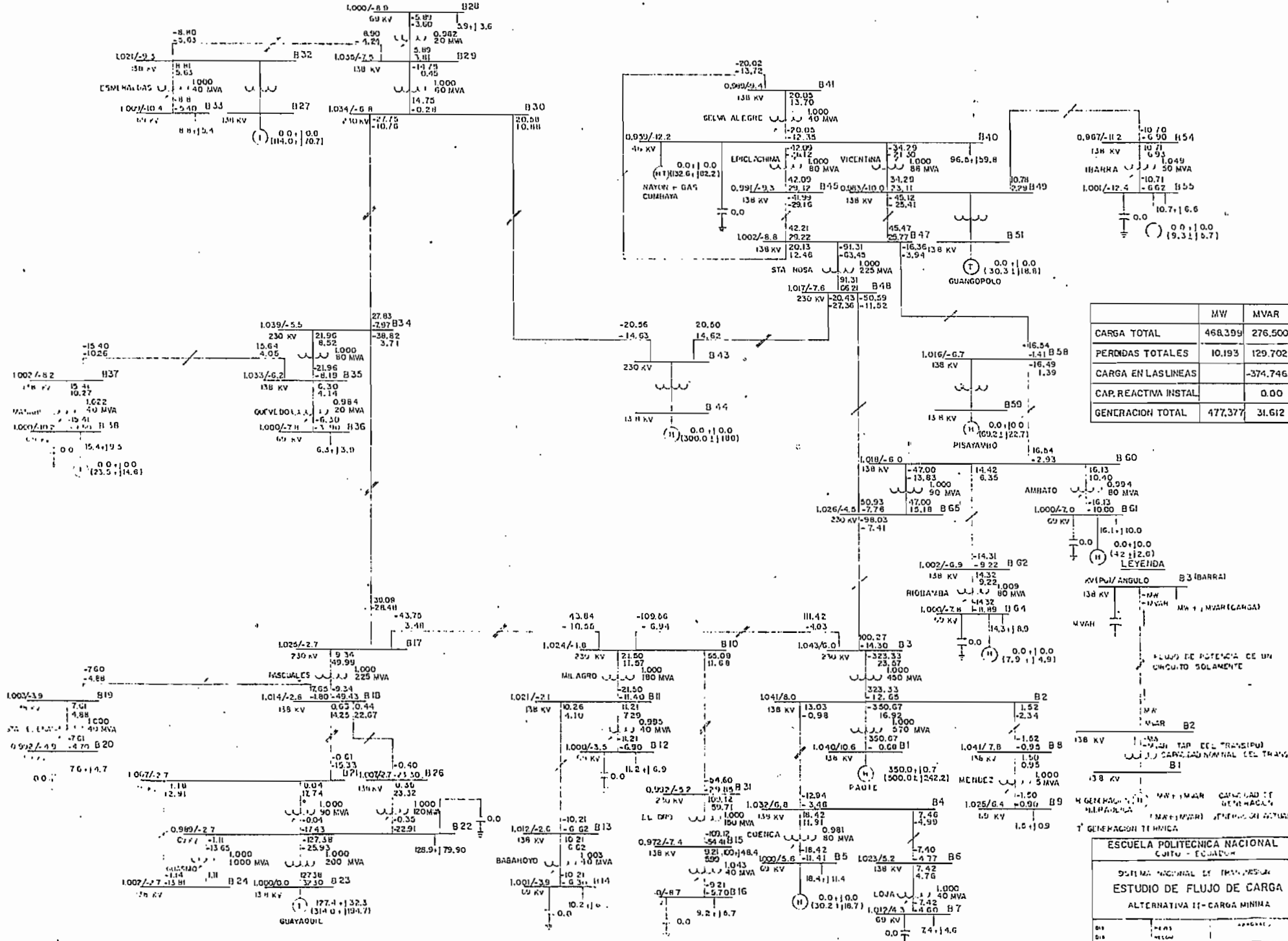
FLUJO DE POTENCIA LE...

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA



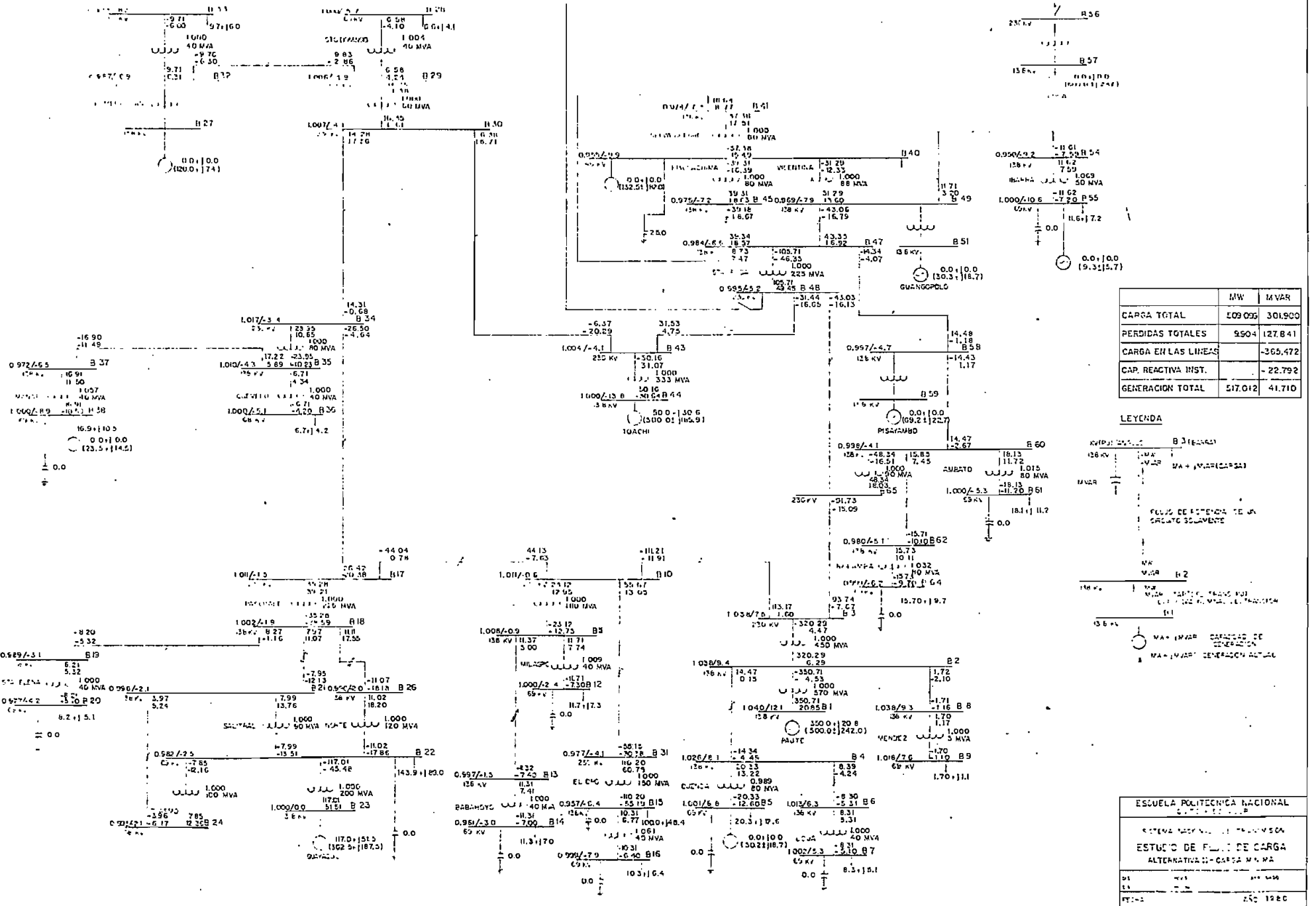
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	468.399	276.500
PERDAS TOTALES	10.193	129.702
CARGA EN LAS LINEAS		-374.746
CAP. REACTIVA INSTAL		0.00
GENERACION TOTAL	477.377	31.612

FLUJO DE POTENCIA DE UN CIRCUITO SOLAMENTE

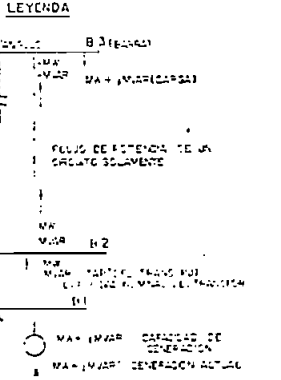
GENERACION EN EL TRANSFORMADOR

GENERACION TIENICA

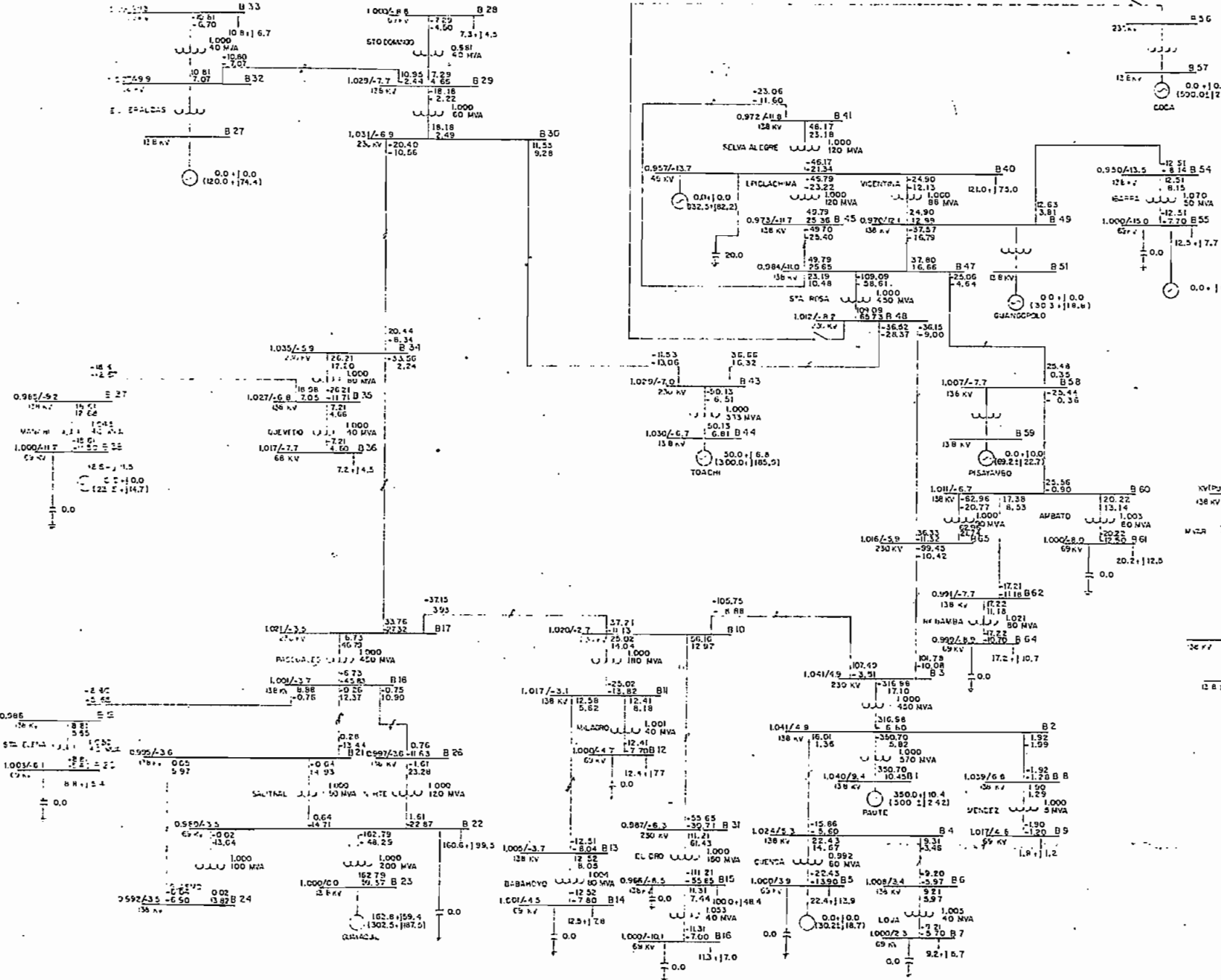
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		
CUIVA - ECUALOR		
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION		
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA		
ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA		
DI	1983	1983
FECHA		ABR 1985



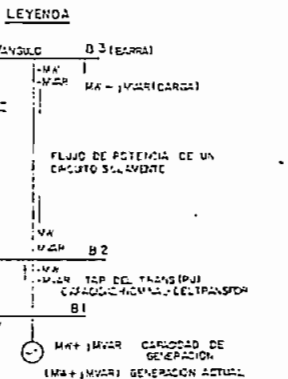
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	509.095	301.900
PERDIDAS TOTALES	9504	127.841
CARGA EN LAS LINEAS		-365.472
CAP. REACTIVA INST.		-22.792
GENERACION TOTAL	517.012	41.710



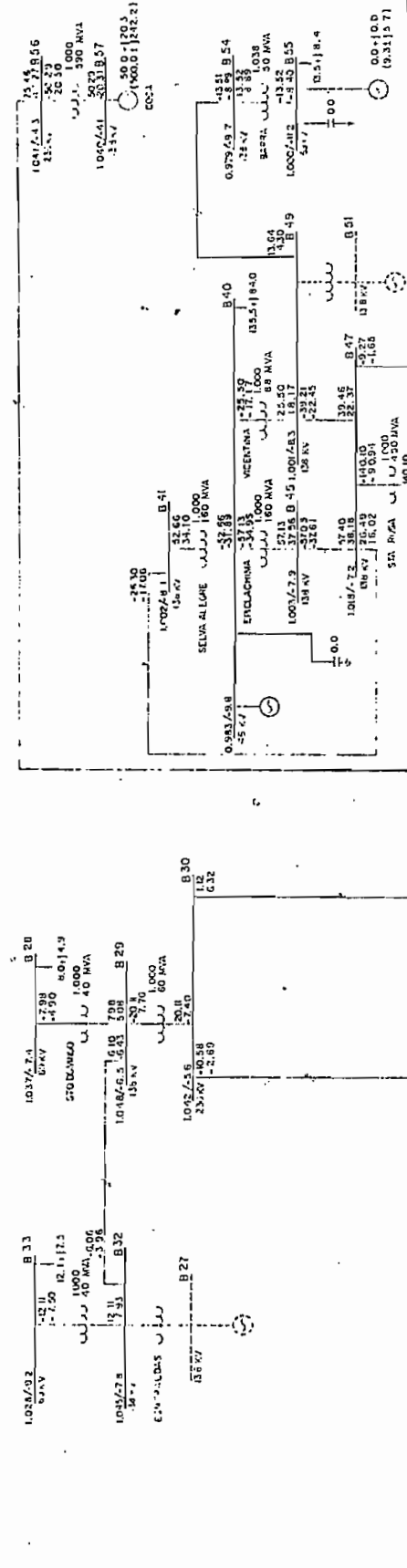
ESUELA POLITECNICA NACIONAL	
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA	
ALTERNATIVA II - CARGA MVA	
91	91
92	92
93	93
94	94
95	95
96	96
97	97
98	98
99	99
100	100



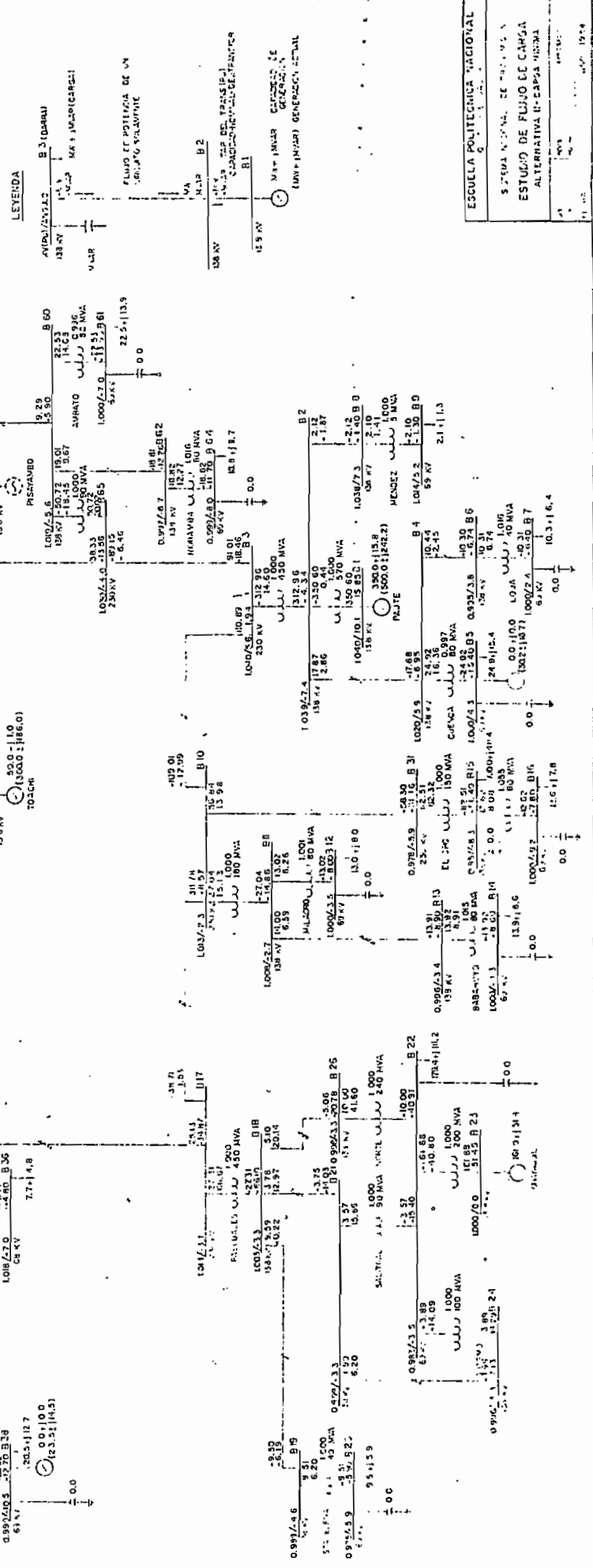
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	553 675	329 700
PERDIDAS TOTALES	10 600	139 273
CARGA EN LAS LINEAS		-374 195
CAP. REACTIVA INST.		-18 311
GENERACION TOTAL	562 791	76 637



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
 ALTERNATIVA II - CARGA MÍNIMA
 PFCMA AÑO 1987



N°	MVA
CARGA TOTAL	1051.135
PERDIDAS TOTALES	10.511
CARGA EN LAS LINEAS	1040.624
CAP REACTIVA INSTAL	-400.912
GENERACION TOTAL	611.881
	43.955



ESCUOLA POLITÉCNICA NACIONAL

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

ALTERNATIVA B-CARGA MÍNIMA

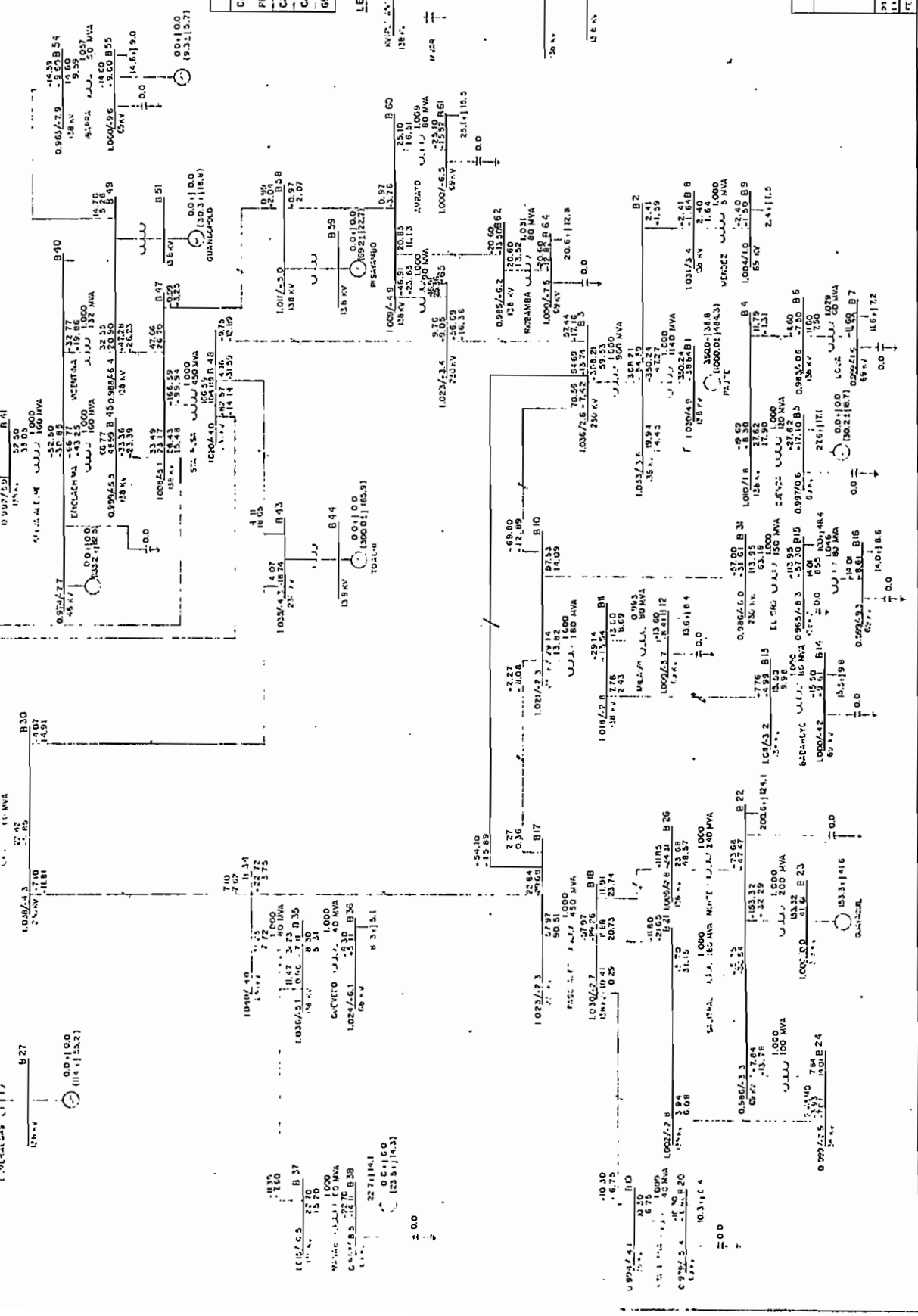
15 FEBRERO 1974

1007/2.4 1007/2.5
1007/2.6 1007/2.7
1007/2.8 1007/2.9

1007/3.1 1007/3.2
1007/3.3 1007/3.4
1007/3.5 1007/3.6

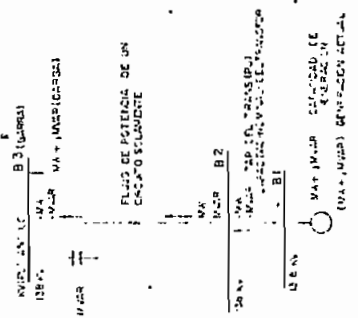
1007/4.1 1007/4.2
1007/4.3 1007/4.4
1007/4.5 1007/4.6

1007/5.1 1007/5.2
1007/5.3 1007/5.4
1007/5.5 1007/5.6



	NW	MVAR
CARGA TOTAL	160776	37468
PERDIDAS TOTALES	1033	124.62
CARGA EN LAS LINEAS		-529.45
CAP REACTIVA INSTAL		0.00
GENERACION TOTAL	671316	-9.513

LEYENDA



FLUJO DE POTENCIA DE UN CASO EJEMPLO

	NW	MVAR
CARGA TOTAL	160776	37468
PERDIDAS TOTALES	1033	124.62
CARGA EN LAS LINEAS		-529.45
CAP REACTIVA INSTAL		0.00
GENERACION TOTAL	671316	-9.513

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA
ALTERNATIVA II-CARGA MVA

ANEXO D

REGULACION DE TENSION DE LAS LINEAS

DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LINEASL/T PAUTE - MILAGRO 230 kV.

(1982 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>PAUTE</u> V.p.u.	<u>MILAGRO</u> V.p.u.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.036	1.010	2.6
1.983	1.024	0.971	5.5
1.984	1.026	0.975	5.2
1.985	1.027	0.978	5.0
1.986	1.029	0.988	4.1
1.987	1.032	0.998	3.4
1.988	1.032	0.994	3.8
1.989	1.034	1.001	3.3
1.990	1.034	0.996	3.8

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAMILAGRO - PASCUALES 230 kv.

(1982 - 1990)

C A R G A M A X I M A

<u>A Ñ O</u>	<u>MILAGRO</u> V.p.u.	<u>PASCUALES</u> V.p.u.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.010	1.009	0.1
1.983	0.971	0.972	0.1
1.984	0.975	0.978	0.3
1.985	0.978	0.982	0.4
1.986	0.998	0.993	0.5
1.987	0.998	1.002	0.4
1.988	0.994	0.997	0.3
1.989	1.001	1.003	0.2
1.990	0.996	0.995	0.1

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPASCUALES - QUEVEDO 230 kv.

(1982 - 1990)

C A R G A M A X I M A

<u>A Ñ O</u>	<u>PASCUALES</u>	<u>QUEVEDO</u>	<u>REGULACION</u>
	V. pu.	V. pu.	%
1.982	1.009	1.030	2.0
1.983	0.972	1.000	2.8
1.984	0.978	1.000	2.2
1.985	0.982	1.007	2.5
1.986	0.993	1.016	2.3
1.987	1.002	1.024	2.1
1.988	0.997	1.022	2.5
1.989	1.003	1.025	2.2
1.990	0.995	1.010	1.5

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LITNEA

QUEVEDO - SANTO DOMINGO 230 kV.

(1982 - 1990)

<u>A N O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>QUEVEDO</u> V.p.u.	<u>STO. DOMINGO</u> V.p.u.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.030	1.037	0.7
1.983	1.000	1.021	2.1
1.984	1.000	1.016	1.6
1.985	1.007	1.024	1.7
1.986	1.016	1.032	1.6
1.987	1.024	1.042	1.8
1.988	1.022	1.042	2.0
1.989	1.025	1.043	1.8
1.990	1.010	1.042	3.2

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASANTO DOMINGO-SANTA ROSA 230 kV.

(1982 - 1986)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A P A C I D A D</u>		<u>M A X I M A</u>
	<u>STO. DOMINGO</u> V.p.u.	<u>STA. ROSA</u> V.p.u.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.037	1.027	1.0
1.983	1.021	1.019	0.2
1.984	1.016	1.009	0.7
1.985	1.024	1.009	1.5
1.986	1.032	1.014	1.8

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASANTO DOMINGO-TOACHI 230 KV.

(1987 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A P A C I D A D M A X I M A</u>		<u>REGULACION</u> %
	<u>STO. DOMINGO</u> V.p.u.	<u>TOACHI</u> V.p.u.	
1.987	1.042	1.043	0.1
1.988	1.042	1.046	0.4
1.989	1.043	1.046	0.3
1.990	1.042	1.045	0.3

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

TOACHI - SANTA ROSA 230 kV.

(1987 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A P A C I D A D M A X I M A</u>		
	<u>TOACHI</u> V.p.u.	<u>STA. ROSA</u> V.p.u.	<u>REGULACION</u> %
1.987	1.043	1.020	2.3
1.988	1.046	1.034	1.2
1.989	1.046	1.031	1.6
1.990	1.045	1.033	1.2

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

GUAYLLABAMBA - CALDERON 230 kV.

(1988 - 1990)

<u>A N O</u>	<u>C A P A C I D A D M A X I M A</u>		
	<u>GUAYLLABAMBA</u>	<u>CALDERON</u>	<u>REGULACION</u>
	V. pu.	V. pu.	%
1.988	1.045	1.034	1.1
1.989	1.044	1.031	1.3
1.990	1.043	1.034	0.9

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

CALDERON-SANTA ROSA 230 kv.

(1988 - 1990)

<u>A N O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>CALDERON</u> V.pu.	<u>SANTA ROSA</u> V.pu.	<u>REGULACION</u> %
1.988	1.034	1.034	0.0
1.989	1.031	1.031	0.0
1.990	1.034	1.033	0.1

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

PAUTE-CUENCA 138 kV.

(1982 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A .</u>		
	<u>PAUTE</u> V.pu.	<u>CUENCA</u> V.pu.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.038	1.010	2.8
1.983	1.032	0.990	4.2
1.984	1.033	0.989	4.4
1.985	1.034	0.986	4.9
1.986	1.034	0.974	6.2
1.987	1.036	0.973	6.5
1.988	1.036	0.974	6.4
1.989	1.037	0.970	6.9
1.990	1.038	0.973	6.7

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEACUENCA - LOJA 138 kv.

(1983 - 1990)

<u>A N O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		<u>REGULACION</u> %
	<u>CUENCA</u> V.pu.	<u>LOJA</u> V.pu.	
1.983	0.990	0.928	6.7
1.984	0.989	0.943	4.9
1.985	0.986	0.940	4.9
1.986	0.974	0.911	6.9
1.987	0.973	0.916	6.2
1.988	0.974	0.920	5.9
1.989	0.970	0.892	8.7
1.990	0.973	0.947	2.7

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

MILAGRO-BABAHOYO 138 kV.

(1982 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		<u>REGULACION</u> %
	<u>MILAGRO</u> V.pu.	<u>BABAHOYO</u> V.pu.	
1.982	0.987	0.960	2.8
1.983	0.955	0.929	2.8
1.984	0.954	0.924	3.2
1.985	0.965	0.930	3.8
1.986	0.975	0.943	3.4
1.987	0.989	0.960	3.0
1.988	0.983	0.955	2.9
1.989	0.993	0.977	1.6
1.990	0.990	0.973	1.7

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

MILAGRO-EL ORO 138 kV.

(1983 - 1990)

<u>A N O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>MILAGRO</u> V.pu.	<u>EL ORO</u> V.pu.	<u>REGULACION</u> %
1.983	0.955	0.918	4.0
1.984	0.954	0.901	5.9
1.985	0.965	0.894	7.9
1.986	0.975	0.896	8.8
1.987	0.989	0.919	7.6
1.988	0.983	0.896	9.7
1.989	0.993	0.956	3.9
1.990	0.990	0.949	4.3

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

PASCUALES-SANTA ELENA 138 kV.

(1981 - 1990)

C A R G A M A X I M A

<u>A Ñ O</u>	<u>PASCUALES</u> V.pu.	<u>SANTA ELENA</u> V.pu.	<u>REGULACION</u> %
1.981	1.022	0.974	4.9
1.982	1.000	0.945	5.8
1.983	0.967	0.927	4.3
1.984	0.976	0.932	4.7
1.985	0.978	0.929	5.3
1.986	0.992	0.937	5.9
1.987	1.000	0.938	6.6
1.988	0.997	0.943	5.7
1.989	1.002	0.937	6.9
1.990	0.996	0.924	7.8

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

PASCUALES-SALITRAL 138 kV.

(1982 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		<u>REGULACION</u> %
	<u>PASCUALES</u> V.pu.	<u>SALITRAL</u> V.pu.	
1.982	1.000	0.987	1.3
1.983	0.967	0.966	0.1
1.984	0.976	0.966	1.0
1.985	0.978	0.974	0.4
1.986	0.992	0.988	0.4
1.987	1.000	0.996	0.4
1.988	0.997	0.990	0.7
1.989	1.002	0.995	0.7
1.990	0.996	0.989	0.7

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

QUEVEDO-MANABI 138 kV.

(1981 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		<u>REGULACION</u>
	<u>QUEVEDO</u>	<u>MANABI</u>	
	V. pu.	V. pu.	%
1.981	1.018	0.983	3.6
1.982	1.002	0.951	5.4
1.983	0.974	0.929	4.8
1.984	0.985	0.930	5.9
1.985	0.995	0.953	4.4
1.986	1.000	0.933	7.2
1.987	1.001	0.903	10.9
1.988	1.003	0.928	8.1
1.989	1.009	0.971	3.9
1.990	0.995	0.937	6.2

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

SANTO DOMINGO ESMERALDAS 138 kV.

(1981 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>SANTO DOMINGO</u> V. pu.	<u>ESMERALDAS</u> V. pu.	<u>REGULACION</u> %
1.981	1.018	0.962	5.8
1.982	1.025	0.961	6.7
1.983	1.009	0.954	5.8
1.984	1.001	0.933	7.3
1.985	1.006	0.934	7.7
1.986	1.010	0.917	10.1
1.987	1.016	0.909	11.8
1.988	1.015	0.905	12.2
1.989	1.029	0.917	12.2
1.990	1.031	0.983	4.9

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

VICENTINA-IBARRA 138 kV.

(1979 - 1987)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>VICENTINA</u> V.pu.	<u>IBARRA</u> V.pu.	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.028	1.003	2.5
1.980	1.028	0.999	2.9
1.981	0.978	0.941	3.9
1.982	1.009	0.967	4.3
1.983	1.013	0.980	3.4
1.984	1.001	0.959	4.4
1.985	0.997	0.954	4.5
1.986	1.002	0.950	5.5
1.987	1.002	0.949	5.6

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

CALDERON-IBARRA 138 kV.

(1988 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>CALDERON</u> V.pu.	<u>IBARRA</u> V.pu.	<u>REGULACION</u> %
1.988	1.028	0.968	6.2
1.989	1.024	0.951	7.7
1.990	1.027	0.939	9.4

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

SANTA ROSA-PISAYAMBO 138 kV.

(1979 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		<u>REGULACION</u>
	<u>SANTA ROSA</u> V.pu.	<u>PISAYAMBO</u> V.pu	%
1.979	1.037	1.033	0.4
1.980	1.037	1.027	1.0
1.981	1.037	1.027	1.0
1.982	1.021	1.012	0.9
1.983	1.019	1.013	0.6
1.984	1.008	1.016	0.8
1.985	1.006	0.993	1.3
1.986	1.011	1.016	0.5
1.987	1.014	1.010	0.4
1.988	1.028	1.019	0.9
1.989	1.024	1.016	0.8
1.990	1.027	1.010	1.7

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

SANTA ROSA-VICENTINA 138 kV.

(1979 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>SANTA ROSA</u> V. pu.	<u>VICENTINA</u> V. pu.	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.037	1.028	0.9
1.980	1.037	1.028	0.9
1.981	1.037	1.028	0.9
1.982	1.021	1.009	1.2
1.983	1.019	1.013	0.6
1.984	1.008	1.001	0.7
1.985	1.006	0.997	0.9
1.986	1.011	1.002	0.9
1.987	1.014	1.002	1.2
1.988	1.028	1.024	0.4
1.989	1.024	1.020	0.4
1.990	1.027	1.024	0.3

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

SANTA ROSA-AMBATO 138 kV.

(1988 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		<u>REGULACION</u> %
	<u>SANTA ROSA</u> V.pu.	<u>AMBATO</u> V.pu	
1.988	1.028	0.980	4.9
1.989	1.024	0.975	5.0
1.990	1.027	0.963	6.6

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

PISAYAMBO-AMBATO 138 kV.

(1979 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		
	<u>PISAYAMBO</u>	<u>AMBATO</u>	<u>REGULACION</u>
	V.pu.	V.pu.	%
1.979	1.033	1.005	2.8
1.980	1.027	0.992	3.5
1.981	1.027	0.992	3.5
1.982	1.012	0.965	4.9
1.983	1.013	0.969	4.5
1.984	1.016	0.978	3.9
1.985	0.993	0.946	5.0
1.986	1.016	0.979	3.8
1.987	1.010	0.969	4.2
1.988	1.019	0.980	4.0
1.989	1.016	0.975	4.2
1.990	1.010	0.963	4.9

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAAMBATO-RIOBAMBA 138 kV.

(1979 - 1990)

<u>A Ñ O</u>	<u>C A R G A M A X I M A</u>		<u>REGULACION</u> %
	<u>AMBATO</u> V.pu.	<u>RIOBAMBA</u> V.pu.	
1.979	1.005	0.982	2.3
1.980	0.992	0.963	3.0
1.981	0.992	0.953	4.1
1.982	0.965	0.932	3.5
1.983	0.969	0.934	3.7
1.984	0.978	0.950	2.9
1.985	0.946	0.910	4.0
1.986	0.979	0.956	2.4
1.987	0.969	0.957	1.3
1.988	0.980	0.963	1.8
1.989	0.975	0.959	1.7
1.990	0.963	0.941	2.3

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEACOCA - STA. ROSA 230 kV.

(1.986 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>AÑO</u>	<u>COCA</u> V. pu	<u>STA. ROSA</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.986	1.050	1.024	2.54
1.987	1.047	0.999	4.80
1.988	1.045	1.000	4.50
1.989	1.049	1.018	3.05
1.990	1.048	1.006	4.17

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPAUTE - AMBATO 230 kV.

(1.985 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PAUTE</u> V. pu	<u>AMBATO</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.985	1.014	1.027	1.36
1.986	1.037	1.019	1.77
1.987	1.032	0.989	4.35
1.988	1.030	0.993	3.73
1.989	1.044	1.011	3.26
1.990	1.037	0.989	4.85

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAMILAGRO - PASCUALES 230 kv.

(1981 - 1990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>MILAGRO</u> V.pu	<u>PASCUALES</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.981	0.961	0.969	0.83
1.982	1.019	1.020	0.10
1.983	0.988	0.989	0.10
1.984	0.988	0.991	0.30
1.985	1.013	1.014	0.10
1.986	0.990	0.987	0.30
1.987	0.987	0.978	0.92
1.988	0.985	0.968	1.76
1.989	1.026	1.004	2.19
1.990	1.018	0.994	2.41

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAMTLAGRO - EL ORO 230 kv.

(1983 - 1990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>MTLAGRO</u> V.pu	<u>EL ORO</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.983	0.988	0.979	0.92
1.984	0.988	0.978	1.02
1.985	1.013	1.003	1.00
1.986	0.990	0.977	1.33
1.987	0.987	0.969	1.86
1.988	0.985	0.969	1.65
1.989	1.026	1.012	1.38
1.990	1.018	1.000	1.80

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPASCUALES - QUEVEDO 230 kV.

(1982 - 1990)

ALTERNATIVA 11 - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PASCUALES</u> V.pu	<u>QUEVEDO</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.020	1.036	1.57
1.983	0.989	1.008	1.92
1.984	0.991	1.025	3.43
1.985	1.014	1.034	1.97
1.986	0.987	1.014	2.74
1.987	0.978	0.994	1.64
1.988	0.968	0.985	1.76
1.989	1.004	1.019	1.49
1.990	0.994	1.012	1.81

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAQUEVEDO - SANTO DOMINGO 230 kV.

(1982 - 1990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>QUEVEDO</u> V. pu	<u>STO. DOMINGO</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.036	1.035	0.10
1.983	1.008	1.016	0.79
1.984	1.025	1.042	1.66
1.985	1.034	1.045	1.06
1.986	1.014	1.034	1.97
1.987	0.994	1.024	3.02
1.988	0.985	1.021	3.65
1.989	1.019	1.036	1.67
1.990	1.012	1.032	1.98

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASTO.DOMINGO - STA.ROSA 230 kV.

(1982 - 1983)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STO.DOMINGO</u> V.pu	<u>STA.ROSA</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.035	1.026	0.88
1.983	1.016	1.015	0.10

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASTO.DOMINGO - TOACHI 230 kV.

(1984 - 1990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STO.DOMINGO</u> V.pu	<u>TOACHI</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.984	1.042	1.046	0.38
1.985	1.045	1.046	0.10
1.986	1.034	1.040	0.58
1.987	1.024	1.032	0.78
1.988	1.021	1.031	0.98
1.989	1.036	1.041	0.48
1.990	1.032	1.037	0.48

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEATOACHI - SANTA ROSA 230 kV.

(1.984 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>TOACHI</u> V.pu	<u>STA. ROSA</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.984	1.046	1.032	1.36
1.985	1.046	1.027	1.85
1.986	1.040	1.024	1.56
1.987	1.032	0.999	3.30
1.988	1.031	1.000	3.10
1.989	1.041	1.018	2.26
1.990	1.037	1.006	3.08

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASTA. ROSA - AMBATO 230 KV.

(1985 - 1990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> V. pu	<u>AMBATO</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.985	1.027	1.027	0.00
1.986	1.024	1.019	0.49
1.987	0.999	0.989	1.01
1.988	1.000	0.993	0.70
1.989	1.018	1.011	0.69
1.990	1.006	0.989	1.72

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAL/T PAUTE - MILAGRO 230 kV.

(1982 - 1990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PAUTE</u> V. pu	<u>MILAGRO</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.041	1.019	2.16
1.983	1.030	0.988	4.25
1.984	1.030	0.988	4.25
1.985	1.041	1.013	2.76
1.986	1.037	0.990	4.75
1.987	1.032	0.987	4.56
1.988	1.030	0.985	4.57
1.989	1.044	1.026	1.75
1.990	1.037	1.018	1.87

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPASCUALES - SALITRAL 138 kV.

(1.980 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>Nº</u>	<u>PASCUALES</u>	<u>SALITRAL</u>	<u>REGULACION</u>
	V. pu	V. pu	%
1.980	1.035	1.015	1.97
1.981	0.969	0.974	0.52
1.982	1.015	1.004	1.10
1.983	0.983	0.980	0.31
1.984	0.984	0.967	1.76
1.985	1.009	1.000	0.90
1.986	0.978	0.969	0.93
1.987	0.975	0.970	0.52
1.988	0.962	0.950	1.26
1.989	0.989	0.964	2.59
1.990	0.985	0.966	1.97

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

CUENCA - LOJA 138 kV.

(1.983 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>CUENCA</u> V. pu	<u>LOJA</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.983	1.013	0.970	4.43
1.984	1.003	0.944	6.25
1.985	0.991	0.916	8.19
1.986	0.993	0.928	7.00
1.987	0.986	0.927	6.36
1.988	0.984	0.926	6.26
1.989	0.978	0.890	9.89
1.990	0.976	0.938	4.05

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAMILAGRO - BABAHoyo 138 kV.

(1.981 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>MILAGRO</u>	<u>BABAHoyo</u>	<u>REGULACION</u>
	V. pu	V. pu	%
1.981	0.961	0.957	0.42
1.982	0.996	0.969	2.79
1.983	0.974	0.955	1.99
1.984	0.973	0.950	2.42
1.985	1.004	0.978	2.66
1.986	0.980	0.948	3.38
1.987	0.978	0.949	3.06
1.988	0.976	0.947	3.06
1.989	1.018	1.002	1.60
1.990	1.009	0.989	2.02

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPASCUALES - STA. ELENA 138 KV.

(1.980 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PASCUALES</u>	<u>STA. ELENA</u>	<u>REGULACION</u>
	V.pu	V.pu	%
1.980	1.035	0.994	4.12
1.981	0.969	0.918	5.56
1.982	1.015	0.963	5.40
1.983	0.983	0.957	2.72
1.984	0.984	0.952	3.36
1.985	1.009	0.972	3.81
1.986	0.978	0.932	4.94
1.987	0.975	0.920	5.98
1.988	0.962	0.913	5.37
1.989	0.989	0.934	5.89
1.990	0.985	0.914	7.77

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAQUEVEDO - MANABI 138 kV.

(1.980 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>QUEVEDO</u> V. pu	<u>MANABI</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.980	1.044	1.050	0.57
1.981	0.985	0.976	0.92
1.982	1.020	1.005	1.49
1.983	0.985	0.951	3.58
1.984	1.012	0.971	4.22
1.985	1.019	0.968	5.27
1.986	1.001	0.957	4.60
1.987	0.978	0.923	5.96
1.988	0.967	0.903	7.09
1.989	1.004	0.970	3.51
1.990	0.997	0.949	5.06

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASTO. DOMINGO - ESMERALDAS 138 kV.

(1.981 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>ESMERALDAS</u>	<u>STO. DOMINGO</u>	<u>REGULACION</u>
	V. pu	V. pu	%
1.981	1.045	0.994	5.13
1.982	1.050	1.017	3.24
1.983	1.045	1.001	4.40
1.984	0.996	1.031	3.51
1.985	1.046	1.037	0.87
1.986	0.962	1.014	5.41
1.987	1.041	1.007	3.38
1.988	1.038	1.004	3.39
1.989	1.042	1.024	1.76
1.990	1.039	1.026	1.27

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAVICENTINA - IBARRA 138 kV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>VICENTINA</u> V. pu	<u>IBARRA</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.034	1.012	2.17
1.980	1.036	1.007	2.88
1.981	0.980	0.952	2.94
1.982	1.009	0.982	2.75
1.983	1.010	0.982	2.85
1.984	1.019	0.985	3.45
1.985	0.997	0.957	4.18
1.986	0.991	0.956	3.66
1.987	0.943	0.893	5.60
1.988	0.981	0.941	4.25
1.989	1.000	0.952	5.04
1.990	0.985	0.959	2.71

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASTA. ROSA - VICENTINA 138 kV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> V.pu	<u>VICENTINA</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.040	1.034	0.58
1.980	1.041	1.036	0.48
1.981	0.990	0.980	1.02
1.982	1.021	1.009	1.19
1.983	1.016	1.010	0.59
1.984	1.027	1.019	0.79
1.985	1.015	0.997	1.81
1.986	1.009	0.991	1.82
1.987	0.961	0.943	1.91
1.988	0.995	0.981	1.43
1.989	1.014	1.000	1.40
1.990	1.001	0.985	1.62

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASTA. ROSA - EPICLACHIMA 138 kV.

(1.982 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> V. pu	<u>EPICLACHIMA</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.021	1.014	0.69
1.983	1.016	1.011	0.49
1.984	1.027	1.018	0.88
1.985	1.015	1.001	1.40
1.986	1.009	0.994	1.51
1.987	0.961	0.942	2.02
1.988	0.995	0.977	1.84
1.989	1.014	1.004	1.00
1.990	1.001	0.989	1.21

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

STA. ROSA - SELVA ALEGRE 138 kV.

(1.984 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> V.pu	<u>SELVA ALEGRE</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.984	1.027	1.017	0.98
1.985	1.015	0.999	1.60
1.986	1.009	0.992	1.71
1.987	0.961	0.940	2.23
1.988	0.995	0.975	2.05
1.989	1.014	1.000	1.40
1.990	1.001	0.982	1.93

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

STA. ROSA - PISAYAMBO 138 kV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> V.pu	<u>PISAYAMBO</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.040	1.034	0.58
1.980	1.041	1.025	1.56
1.981	0.990	0.999	0.91
1.982	1.021	1.015	0.59
1.983	1.016	1.015	0.10
1.984	1.027	0.993	3.42
1.985	1.015	1.032	1.67
1.986	1.009	1.022	1.29
1.987	0.961	0.995	3.54
1.988	0.995	0.995	0.00
1.989	1.014	1.026	1.18
1.990	1.001	1.004	0.30

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPISAYAMBO - AMBATO 138 kV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PISAYAMBO</u> V. pu	<u>AMBATO</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.034	1.008	2.58
1.980	1.025	0.995	3.02
1.981	0.999	0.975	2.46
1.982	1.015	0.987	2.84
1.983	1.015	0.989	2.63
1.984	0.993	0.958	3.65
1.985	1.032	1.013	1.88
1.986	1.022	0.999	2.30
1.987	0.995	0.978	1.74
1.988	0.995	0.969	2.68
1.989	1.026	1.003	2.29
1.990	1.004	0.979	2.55

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAAMBA TO - RIOBAMBA 138 kV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>AMBA TO</u> V. pu	<u>RIOBAMBA</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.008	0.984	2.44
1.980	0.995	0.966	3.00
1.981	0.975	0.957	1.88
1.982	0.987	0.964	2.39
1.983	0.989	0.967	2.28
1.984	0.958	0.928	3.23
1.985	1.013	0.969	4.54
1.986	0.999	0.947	5.49
1.987	0.978	0.922	6.07
1.988	0.969	0.909	6.60
1.989	1.003	0.947	5.91
1.990	0.979	0.910	7.58

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

PAUTE - CUENCA 138 kV.

(1.982 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MAXIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PAUTE</u> V.pu	<u>CUENCA</u> V.pu	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.042	1.019	2.26
1.983	1.037	1.013	2.37
1.984	1.036	1.003	3.29
1.985	1.041	0.991	5.05
1.986	1.040	0.993	4.73
1.987	1.037	0.986	5.17
1.988	1.036	0.984	5.28
1.989	1.044	0.978	6.75
1.990	1.040	0.976	6.56

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

STA. ROSA - SELVA ALEGRE 138 KV.

(1.984 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> Vpu.	<u>SELVA ALEGRE</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.984	1.002	0.995	0.70
1.985	1.002	0.989	1.31
1.986	0.984	0.974	1.03
1.987	0.984	0.972	1.23
1.988	1.018	1.002	1.60
1.989	1.008	0.992	1.61
1.990	0.983	0.986	0.31

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

STA. ROSA - EPICLACHIMA 138 KV.

(1.982 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> Vpu..	<u>EPICLACHIMA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.015	1.009	0.59
1.983	1.010	1.003	0.70
1.984	1.002	0.996	0.60
1.985	1.002	0.991	1.11
1.986	0.984	0.975	0.92
1.987	0.984	0.973	1.13
1.988	1.018	1.003	1.50
1.989	1.008	0.999	0.90
1.990	0.983	0.994	1.12

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASTA. ROSA - VICENTINA 138 KV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> Vpu.	<u>VICENTINA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.020	1.014	0.59
1.980	1.025	1.017	0.79
1.981	1.025	1.016	0.89
1.982	1.015	0.997	1.81
1.983	1.010	0.991	1.92
1.984	1.002	0.991	1.11
1.985	1.002	0.983	1.93
1.986	0.984	0.969	1.55
1.987	0.984	0.970	1.44
1.988	1.018	1.001	1.70
1.989	1.008	0.988	2.02
1.990	0.983	0.983	0

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEASTA. ROSA - PISAYAMBO 138 KV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> Vpu.	<u>PISAYAMBO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.020	1.007	1.29
1.980	1.025	1.008	1.69
1.981	1.025	1.004	2.09
1.982	1.015	0.978	3.78
1.983	1.010	0.980	3.06
1.984	1.002	0.978	2.45
1.985	1.002	1.016	1.40
1.986	0.984	0.997	1.32
1.987	0.984	1.007	2.34
1.988	1.018	1.021	0.29
1.989	1.008	1.011	0.30
1.990	0.983	1.005	2.24

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPASCUALES - SALITRAL 138 KV.

(1.980 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PASCUALES</u> Vpu.	<u>SALITRAL</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.980	1.039	1.002	3.69
1.981	1.018	1.015	0.30
1.982	1.023	1.012	1.09
1.983	1.017	1.012	0.49
1.984	1.006	1.002	1.50
1.985	1.014	1.007	0.70
1.986	1.002	0.996	0.60
1.987	1.001	1.001	0
1.988	1.005	0.999	0.60
1.989	1.013	1.002	1.10
1.990	1.011	1.001	1.00

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAAMBATO - RIOBAMBA 138 KV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>AMBATO</u> Vpu.	<u>RIOBAMBA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.979	0.999	0.991	0.81
1.980	0.999	0.989	1.01
1.981	0.994	0.983	1.12
1.982	0.966	0.953	1.36
1.983	0.970	0.959	1.15
1.984	0.969	0.961	0.83
1.985	1.018	1.002	1.60
1.986	0.998	0.980	1.84
1.987	1.011	0.991	2.02
1.988	1.019	0.997	2.21
1.989	1.009	0.985	2.44
1.990	1.003	0.975	2.87

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPISAYAMBO - AMBATO 138 KV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PISAYAMBO</u> Vpu.	<u>AMBATO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.007	0.999	0.80
1.980	1.008	0.999	0.90
1.981	1.004	0.994	1.01
1.982	0.978	0.966	1.24
1.983	0.980	0.970	1.03
1.984	0.978	0.969	0.93
1.985	1.016	1.018	0.20
1.986	0.997	0.998	0.10
1.987	1.007	1.011	0.40
1.988	1.021	1.019	0.20
1.989	1.011	1.009	0.20
1.990	1.005	1.003	0.20

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAVICENTINA - IBARRA 138 KV.

(1.979 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>VICENTINA</u> Vpu.	<u>IBARRA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.979	1.014	1.006	0.80
1.980	1.017	1.008	0.89
1.981	1.016	1.006	0.99
1.982	0.997	0.986	1.12
1.983	0.991	0.978	1.33
1.984	0.991	0.976	1.54
1.985	0.983	0.967	1.65
1.986	0.969	0.950	2.00
1.987	0.970	0.950	2.11
1.988	1.001	0.979	2.25
1.989	0.988	0.963	2.60
1.990	0.983	0.972	1.13

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAESMERALDAS - STO. DOMINGO 138KV.

(1.981 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>ESMERALDAS</u> Vpu.	<u>STO. DOMINGO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.981	1.043	1.042	0.10
1.982	1.043	1.044	0.10
1.983	1.032	1.038	0.58
1.984	1.013	1.024	1.09
1.985	1.021	1.035	1.37
1.986	0.987	1.006	1.93
1.987	1.007	1.029	2.18
1.988	1.045	1.048	0.29
1.989	1.034	1.040	0.58
1.990	1.031	1.040	0.87

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAQUEVEDO - MANABI 138 KV.

(1.980 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>QUEVEDO</u> Vpu.	<u>MANABI</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.980	1.042	1.027	1.46
1.981	1.040	1.022	1.76
1.982	1.038	1.017	2.06
1.983	1.032	1.006	2.58
1.984	1.021	0.992	2.92
1.985	1.033	1.002	3.09
1.986	1.010	0.972	3.91
1.987	1.027	0.985	4.26
1.988	1.028	0.981	4.79
1.989	1.036	1.015	2.07.
1.990	1.034	1.010	2.38

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPASCUALES - STA. ELENA 138 KV.

(1.980 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PASCUALES</u> Vpu.	<u>STA. ELENA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.980	1.039	1.034	0.48
1.981	1.018	1.012	0.59
1.982	1.023	1.017	0.59
1.983	1.017	1.008	0.89
1.984	1.006	0.996	1.00
1.985	1.014	1.003	1.10
1.986	1.002	0.989	1.31
1.987	1.001	0.986	1.52
1.988	1.005	0.989	1.62
1.989	1.013	0.994	1.91
1.990	1.011	0.989	2.22

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

MILAGRO - BABAHUOYO 138 KV.

(1.981 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>MILAGRO</u> Vpu.	<u>BABAHUOYO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.981	1.016	1.010	0.59
1.982	1.022	1.016	0.59
1.983	1.023	1.016	0.69
1.984	1.008	1.000	0.80
1.985	1.021	1.012	0.89
1.986	1.008	0.997	1.10
1.987	1.017	1.005	1.19
1.988	1.008	0.996	1.20
1.989	1.018	1.011	0.69
1.990	1.012	1.005	0.70

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

CUENCA - LOJA . 138 KV.

(1.983 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>CUENCA</u> Vpu.	<u>LOJA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.983	1.046	1.038	0.77
1.984	1.039	1.024	1.46
1.985	1.041	1.023	1.76
1.986	1.038	1.013	2.47
1.987	1.040	1.008	3.17
1.988	1.039	0.998	4.11
1.989	1.033	0.983	2.48
1.990	1.033	1.008	2.48

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPAUTE - CUENCA 138 KV.

(1.982 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PAUTE</u> Vpu.	<u>CUENCA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.007	0.999	0.80
1.983	1.046	1.040	0.58
1.984	1.039	1.031	0.78
1.985	1.041	1.032	0.87
1.986	1.038	1.026	1.17
1.987	1.040	1.024	1.56
1.988	1.039	1.020	1.86
1.989	1.033	1.010	2.28
1.990	1.033	1.015	1.77

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPAUTE - AMBATO 230 KV.

(1.985 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A N O</u>	<u>PAUTE</u> Vpu.	<u>AMBATO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.985	1.043	1.026	1.66
1.986	1.038	1.008	2.98
1.987	1.041	1.016	2.46
1.988	1.040	1.030	0.97
1.989	1.036	1.023	1.27
1.990	1.035	1.019	1.57

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

STA. ROSA - AMBATO 230 KV.

(1.985 - 1.990)

ALTERNATIVA TI - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STA. ROSA</u> Vpu.	<u>AMBATO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.985	1.017	1.026	0.88
1.986	0.995	1.008	1.31
1.987	1.012	1.016	0.40
1.988	1.028	1.030	0.19
1.989	1.020	1.023	0.29
1.990	1.017	1.019	0.20

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEATOACHI - STA. ROSA 230 KV.

(1.984 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>TOACHI</u> V.pu	<u>STA. ROSA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.984	1.020	1.009	1.09
1.985	1.032	1.017	1.47
1.986	1.004	0.995	0.90
1.987	1.029	1.012	1.68
1.988	1.040	1.028	1.17
1.989	1.035	1.020	1.47
1.990	1.037	1.017	1.97

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

STO. DOMINGO - TOACHI 230 KV.

(1.984 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STO. DOMINGO</u> Vpu.	<u>TOACHI</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.984	1.023	1.020	0.29
1.985	1.034	1.032	0.19
1.986	1.007	1.004	0.30
1.987	1.031	1.029	0.19
1.988	1.042	1.040	0.19
1.989	1.038	1.035	0.29
1.990	1.039	1.037	0.19

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEA
QUEVEDO - STO. DOMINGO 230 KV.

(1.982 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>QUEVEDO</u> Vpu.	<u>STO. DOMINGO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.044	1.041	0.29
1.983	1.040	1.035	0.48
1.984	1.025	1.023	0.20
1.985	1.039	1.034	0.48
1.986	1.017	1.007	0.99
1.987	1.035	1.031	0.39
1.988	1.037	1.042	0.48
1.989	1.040	1.038	0.19
1.990	1.038	1.039	0.10

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

STO. DOMINGO - STA. ROSA 230 KV.

(1.982 - 1.983)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>STO. DOMINGO</u> Vpu.	<u>STA. ROSA</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.041	1.024	1.66
1.983	1.035	1.019	1.57

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAPASCUALES - QUEVEDO 230 KV.

(1.982 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA * MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PASCUALES</u> Vpu.	<u>QUEVEDO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.029	1.044	1.46
1.983	1.028	1.040	1.17
1.984	1.015	1.025	0.99
1.985	1.025	1.039	1.37
1.986	1.011	1.017	0.59
1.987	1.021	1.035	1.37
1.988	1.013	1.037	2.37
1.989	1.023	1.040	1.66
1.990	1.018	1.038	1.96

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

MILAGRO - PASCUALES 230 KV.

(1.982 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA. MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>MILAGRO</u> Vpu.	<u>PASCUALES</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.027	1.029	0.19
1.983	1.028	1.028	0.00
1.984	1.014	1.015	0.10
1.985	1.024	1.025	0.10
1.986	1.011	1.011	0.00
1.987	1.020	1.021	0.10
1.988	1.013	1.013	0.00
1.989	1.021	1.023	0.20
1.990	1.016	1.018	0.20

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOREGULACION DE LA LINEAMILAGRO - EL ORO 230 KV.

(1.983 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>MILAGRO</u> Vpu.	<u>EL ORO</u> Vpu.	<u>REGULACION</u> %
1.983	1.028	0.997	3.11
1.984	1.014	0.982	3.26
1.985	1.024	0.992	3.23
1.986	1.011	0.977	3.48
1.987	1.020	0.987	3.34
1.988	1.013	0.978	3.58
1.989	1.021	0.986	3.55
1.990	1.016	0.980	3.67

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

REGULACION DE LA LINEA

PAUTE - MILAGRO 230 KV

(1.982 - 1.990)

ALTERNATIVA II - CARGA MINIMA

<u>A Ñ O</u>	<u>PAUTE</u> V. pu	<u>MILAGRO</u> V. pu	<u>REGULACION</u> %
1.982	1.017	1.027	0.98
1.983	1.047	1.028	1.85
1.984	1.038	1.014	2.37
1.985	1.043	1.024	1.86
1.986	1.038	1.011	2.67
1.987	1.041	1.020	2.06
1.988	1.040	1.013	2.67
1.989	1.036	1.021	1.47
1.990	1.035	1.016	1.87

B I B L I O G R A F I A

<u>NOMBRE DE LA OBRA</u>	<u>AUTOR</u>
- ELECTRICAL TRANSMISION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK.- Ed. R.R. Donnelley 1964	Westinghouse Electric Corporation
- DISTRIBUTION SYSTEMS.- Ed. R.R. Donnelley 1964	Westinghouse Electric Corporation
- DISTRIBUTION DATA BOOK. Ed. U.S.A.	General Electric
- ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA. Ed. Del Castillo S.A. 1965	William D. Stevenson Jr.
- TRANSACTION ON INDUSTRY APPLICATIONS. Vol. I A-8, Nº6, noviembre 1972	John R. Smith I.E.E.E.
- PROGRAMACION DE OBRAS DEL SISTEMA NORTE. Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional	Ing. Germánico Padilla
- MANUAL PARA EVALUACION DE PROYECTOS	C E N D E S
- SISTEMA DE TRANSMISION PAUTE. Informe para financiamiento PL/76-0102, enero 1976	I N E C E L
- EL DESARROLLO ELECTRICO EN EL ECUADOR. PL/77-0301, marzo 1977	I N E C E L
- ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, 1977	Ing. Víctor Orejuela L.
- METODOLOGIA DE ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA, octubre 1975	Ing. Raúl Maldonado, Ing. Wilson Guerra
- PROYECTOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, julio 1976	I N E C E L
- MANUAL DEL PROGRAMA ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA. Escuela Superior Politécnica del Litoral	Ing. Juan Saavedra, Ing. Guillermo Romero S.

NOMBRE DE LA OBRA

AUTOR

- SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION,
diciembre 1975

International Engineering
Company I.N.C. y Consultora
Paute Cía. Ltda.

- PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO EN GENERACION
DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.
Período 1977 - 1986, septiembre 1977

I N E C E L

- SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA. Es-
cuela Politécnica Nacional, 1974

Ing. N. Sanhueza