PROYECTO PROGRAMACION DE OBRAS DEL SISTEMA

GUAYAS - LOS RIOS ZONA DE SANTA ELENA

DIRECTOR DE TESIS

ING. JUAN SAAVEDRA

AUTOR

HERNAN SORIA

DECLARACION EXPRESA

DECLARO QUE HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS SON DE EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD DEL AUTOR Y QUE EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA CORRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL).

AGRADECIMIENTO

AL INGENIERO JUAN SAAVEDRA, POR LA GENTILEZA QUE TUVO AL DIRIGIR Y REVISAR EL PRESENTE TRABAJO.

AL ING. WILLIAM PEÑAHERRERA, Y A TODAS LAS PERSONAS QUE EN UNA U OTRA FORMA COLABORARON CON LA REALIZACION DE ESTE - TRABAJO

D E D I C A T O R I A

A LA MEMORIA DE MI PADRE

D E D I C A T O R I A

a mi querida Madre

D E D I C A T O R I A

a mis queridos hermanos

TEMARIO:

PROYECTO PROGRAMACION DE OBRAS DEL SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS ZONA DE SANTA ELENA

PUNTOS A TRATARSE:

		Pág.
1.	INTRODUCCION	1
2.	PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA	4
2.1	GENERALIDADES	4
2.2	ESTUDIO ACTUAL DEL SISTEMA	5
2.2.1	GENERACION	6
2.2.2	TRANSFORMACION	7
2.2.3	TRANSMISION	7
2.3	ZONIFICACION DEL AREA DE ESTUDIO	8
2.4	RECOPILACION DE LA INFORMACION	9
2.4.1	POBLACION	12
2.4.2	CONSUMOS Y ABONADOS	12
2.4.2.1	SECTORES URBANOS Y RURALES	14
2.4.3	ENCUESTAS INDUSTRIALES	14
2.4.3.1	INDUSTRIAS EXISTENTES	17
2.4.3.2	INDUSTRIAS PROGRAMADAS	19
2.4.5	FACTOR DE CARGA	20
2.5	ANALISIS DE LA INFORMACION Y METAS DE DESARROLLO	21
2.5.1	POBLACION	22
2.5.2	CONSUMO Y ABONADOS RESIDENCIALES	23
2.5.3	CONSUMO Y ABONADOS COMERCIALES	24
2.5.4	CONSUMO INDUSTRIALES	25

Pág.

2.5.5 CONSUMO ALUMBRADO PUBLICO 26

2.5.6 PERDIDAS 26

2.5.7 FACTOR DE CARGA 27

2.6 METODOLOGIA DEL ESTUDIO DE PROYECCION DE LA DEMANDA 27

2.7 PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA 32

2.7.1 PROYECCION A NIVEL DE CABECERA CANTONAL, PARROQUIAL Y RECINTOS. 32

2.72 PROYECCION GENERAL DEL SISTEMA 35

3. ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO 37

3.1 CRITERIOS GENERALES 37

3.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA HASTA EL AÑO 1990 40

3.2.1 PRESENTACION ESQUEMATICA DE ALTERNATIVAS DE NIVELES DE VOLTAJE 40

3.2.2 CALCULO DE LOS CONDUCTORES ECONOMICOS 40

3.2.2.1 LINEAS A 69 KV 41

3.2.2.2 LINEAS A 13,8 KV 42

4. ANALISIS DE OPERACION DEL SISTEMA 44

4.1 CALCULO DE LA DEMANDA REACTIVA 44

4.2 OPERACION DEL SISTEMA PARA LOS AÑOS 1980-1985-1990 45

4.2.1 FLUJOS DE POTENCIA PARA 1980 45

4.2.2 FLUJOS DE POTENCIA PARA 1985 48

4.2.3 FLUJOS DE POTENCIA PARA 1990 49

4.3 PROGRAMACION DE OBRAS 50

4.3.1 ANALISIS ECONOMICO PARA SELECCIONAR LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION DE 13.8 KV y 69 KV 51

4.3.2 ANALISIS PARA SELECCIONAR LOS TRANSFORMADORES 53

4.3.3 EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES 53

5. PREDISEÑO DE OBRAS 59

Pág.

5.1 OBJETO 59

5.2 PREDISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV 59

5.2.1 CRITERIOS GENERALES 60

5.3 ESTUDIO DE AISLAMIENTO 61

5.4 PREDISEÑO DE SUBESTACIONES 69

6. COSTOS E INVERSIONES 71

6.1 COSTO DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION 71

6.2 CALENDARIO DE INVERSIONES 72

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 73

ANEXO I 75

ANEXO II 179

ANEXO III 237

ANEXO IV 338

ANEXO V 353

CAPITULO I

I N T R O D U C C I O N

1.1. ANTECEDENTES

La Península de Santa Elena, se encuentra ubicada en la parte sub-occidental de la Provincia del Guayas, con una extensión de - 4.680 kilómetros cuadrados y una población de 140.930 habitantes según el Censo del año 1974.

Debido a la importancia turística e industrial de la Península de Santa Elena, se va a realizar un Estudio de Programación de Obras, con la finalidad de analizar cuáles serían las necesidades eléctricas y económicas de esta zona.

El criterio para electrificar esta zona sería el de llegar con la energía eléctrica a todos los lugares de la Península de - acuerdo a las prioridades que tengan.

Los motivos para electrificar la zona de la Península de Santa Elena son:

a) Desde el punto de vista turístico: Electrificar estos lugares para la cual la industria turística así considera-

da, pueda ser fuente de divisas; además desde el punto de vista nacional, esto representará una válvula de escape en la cual pueda encontrar recreación el conglomerado humano de las grandes ciudades.

b) Por otro lado, el desarrollo de estas áreas traerá consigo un descongestionamiento del asentamiento humano en la ciudad de Guayaquil, porque representará para la misma, una ciudad satélite.

c) Se ha determinado que ciertas áreas son netamente industriales, que por falta del desarrollo eléctrico no ha tenido el debido progreso, estancándose y realizando el trabajo en un completo subdesarrollo técnico.

d) Además, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación(INECEL), está realizando los estudios para la interconec - ción nacional, lo cual se ha visto en la necesidad de planificar el desarrollo de los Sistemas Regionales del país, para que así todos los lugares de la Patria, puedan aprovechar esta energía eléctrica, que es de mucho beneficio para el progreso económico, intelectual y político del país.

Como conclusión, este tema tiene cierta importancia pa

ra el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) y la Escuela Superior Politécnica del Litoral estaría con - tribuyendo al desarrollo técnico-eléctrico y económico del país.

CAPITULO II

PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

2.1 GENERALIDADES

Se realizará el estudio de proyección de la demanda de energía, con el fin de planificar con la mayor exactitud, cuál será en el futuro la demanda de energía eléctrica que tendrá la zona de Santa Elena, para poder programar las obras necesarias que deberán realizarse. Para lo cual es necesario hacer un estudio del sistema actual, o sea dividir la zona de Santa Elena en subzonas, con el fin de tener una mejor coordinación sobre los datos que se van a obtener y planificar las obras que se van a realizar.

Se recopilará datos estadísticos para poder programar y obtener una demanda eléctrica hasta el año 1990. Los datos estadísticos que se deberán recopilar para hacer un estudio de proyección de demanda son: Población, abonados, consumos residenciales, comerciales e industriales, alumbrado público, dependencias de gobierno y cargas especiales. Estas últimas son las consideradas industrias auto-abastecidas que se van a incorporar al sistema eléctrico y las nuevas industrias que se formarían, y por último datos de pérdida y factor de potencia.

Después se usará una metodología para poder utilizar el programa de computación existente en la Escuela Superior Politécnica del Litoral, sobre la proyección de la demanda para poder dar resultados lógicos y reales a la finalización de este estudio.

2.2. ESTUDIO ACTUAL DEL SISTEMA

El Sistema Eléctrico de la Península de Santa Elena, al año 1977, se encuentra servido por dos centros de generación, los cuales están localizados el uno en la población de La Libertad y el otro en la población de General Villamil (Playas).

Desde La Libertad se sirve a la cabecera cantonal de Santa Elena y Salinas, a las cabeceras parroquiales de Anconcito, La Libertad, José Luis Tamayo o Muey, Atahualpa, Colonche, Chanduy, Manglaralto y a los recintos Ballenita, Tambo, Prosperidad, Punta Blanca, San Pablo, Pacoa , Monteverde, San Vicente y Baños.

Desde Playas se sirve a las parroquias de Playas, Posorja,Morro y Progreso.

Debido al crecimiento económico de la zona, ciertas indus

trias que se han instalado en la península, al no contar con la energía necesaria demandada tuvieron que instalar nuevos generadores para poder laborar satisfactoriamente.

Además existen otros autoproductores, por la razón de que no consideran muy confiable el sistema eléctrico de suministro.

En la Figura N°1 se muestra como se encuentran servidas - eléctricamente las poblaciones en el estado actual.

2.2.1. Generación

La Central Eléctrica ubicada en la Libertad, tiene su generación puramente térmica y genera al sistema eléctrico un voltaje trifásico de 13.8 KV.

El diagrama unifilar de la Central Eléctrica, ubicada en La Libertad, se muestra en la Figura N°2, con sus respectivas características de generación y subestación, con las - diferentes barras de voltaje.

La Central Eléctrica ubicada en la población de Playas, tiene un Fair-Banks Morse de 2.800 KW, y genera directamente a 13.8 KV.

2.2.2. Transformación

El banco de transformación eléctrica que existe en este Sistema, es el ubicado en la subestación localizada en la Central Eléctrica de La Libertad, la cual tiene la función de una subestación de elevación y es de llevar el voltaje de 4,16 KV, que generan algunas plantas a 13.8KV de acuerdo a las características que se detallan a continuación:

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	AÑO DE INST.	CONEXION TRIFASICA -	VOLTAJE ENTRADA	VOLTAJE SALIDA	IMPEDANCIA
5.000 KVA	1967	Δ -	4,16 KV	13,8 KV	5,4%

2.2.3. Transmisión

En el diagrama unifilar de la Figura N°2, se muestran 3 (tres) alimentadores, que sirven para entregar la energía al sistema eléctrico de la zona de Santa Elena. Esta entrega de energía eléctrica es en forma radial a 13.8KV con tres y dos conductores a 7,98 KV, tal como se muestra en la Figura N°1. Los respectivos voltajes, distancias, calibre y tipo de conductor, se muestran en la Tabla N°1.

2.3. ZONIFICACION DEL AREA DE ESTUDIO

De acuerdo a las necesidades de servicios de la Península de Santa Elena, se debe realizar una planificación con el fin de efectuar un estudio técnico y económico de las necesidades eléctricas que van a tener, por lo tanto, se ha dividido la zona de la Península de Santa Elena en diferentes subzonas, con la finalidad de obtener datos más precisos y confiables.

Para poder subdividir estas subzonas se ha considerado las siguientes variables:

a) Densidad de la población
b) Vías de comunicación existentes
c) Redes eléctricas existentes
d) Concentración de zonas productivas

Para obtener la densidad de la población de la zona de Santa Elena, se realizó una subdivisión política desde el punto de vista de cabecera cantonal y cabecera parroquial y se obtuvo el área de las cabeceras antes mencionadas, tal como se muestra en la Figura N°3.

De acuerdo al Instituto Geográfico Militar, se obtuvo las

trial, teniendo más importancia la parte industrial.

Subzona Este:

Comprende los recintos de San Vicente, Baños, Azúcar, Zapotal y la cabecera parroquial de Julio Moreno.

Se formó esta subzona tomando en cuenta las variables a, b y c antes mencionadas y su importancia social dentro del Sistema en estudio.

2.4. RECOPILACION DE LA INFORMACION

Es necesario para que un estudio de proyección como el que se va a realizar tener información estadística de muchos años atrás, con la finalidad de poder tener los mínimos errores posibles, pero, el problema con que nos encontramos es que no existen los datos estadísticos o existe poca información en la parte eléctrica, que es lo que más interesa; para evitar este problema, se ha considerado tomar como patrón las poblaciones que tienen mayor tiempo de datos históricos y a través de sus semejanzas en su demanda eléctrica y en el tiempo poder realizar su proyección de demanda.

En algunas poblaciones rurales las cuales carecen totalmen

vías de comunicación existentes de la Península de Santa Elena, tal como se muestra en la Figura N°4.

Por medio de la Empresa Eléctrica Santa Elena, se logró un plano de las líneas eléctricas existentes en la Península de Santa Elena, tal como se indica en la Figura N°1.

De acuerdo a datos de la Empresa Eléctrica Santa Elena y de la información entregada por la Junta Nacional de Planificación, tal como se indica en los Cuadros N°3, 4 y 5 del Anexo N°1, nos damos cuenta cuáles son y serán las poblaciones productivas de tipo pesquero.

Por tal razón, haciendo una superposición y dando importancia a las variables antes mencionadas y principalmente a la de turismo que tiene dicha zona, esta se ha dividido, tal como se muestra en la Figura N°5, que son:

Subzona Central :

Que comprende las cabeceras cantonales de Salinas y Santa Elena y las cabeceras parroquiales de La Libertad, Anconcito, José Luis Tamayo (Muey) y Ballenita.

Se formó esta subzona considerando las variables antes in

dicadas y tomando en cuenta la importancia que tiene y que tendría dicha subzona desde el punto de vista tu - rístico.

Subzona Norte :

Comprende las cabeceras parroquiales de Colonche y Manglaralto y los recintos de Punta Blanca, San Pablo, Monteverde, Palmar y San Pedro.

Se ha formado esta subzona tomando en consideración las variables necesarias para realizar una zonificación porque es menor importante desde el punto de vista turístico e industrial, pero más importante desde el punto de vista social.

Subzona Sureste :

Comprende las cabeceras parroquiales de Atahualpa, Chanduy, los recintos de Tambo, Prosperidad y las cabeceras parroquiales de Playas, Posorja, Juan Gómez Rendon(progreso) y Morro.

Se ha configurado esta subzona con las poblaciones mencionadas y desde el punto de vista turístico e indus -

te de información eléctrica, se ha considerado en estimar lo más óptimo posible los índices de electrificación para poder realizar la proyección de demanda.

2.4.1. Población

En lo que respecta a los datos de población, sólo se tiene de los Censos de los años 1950, 1962 y 1974 para los Cantones, para las Parroquias los datos de población de los años de 1962 y 1974 y para los Recintos los datos de población del Censo del año 1974.

Los datos de población obtenidos para cada una de las poblaciones de las Subzonas de estudio, se muestran en el Cuadro N°1.

2.4.2. Consumos y Abonados

Los consumos de energía eléctrica se presentan de acuerdo al servicio que están prestando, es por eso, que los datos estadísticos obtenidos en la Empresa Eléctrica de la zona de estudio, se los ha agrupado de acuerdo a las características de cada consumo para poder realizar un estudio de mercado como se encuentra programado.

Los tipos de consumo que se detallan a continuación se basan en el estudio de mercado existente.

Consumo Residencial

Es el que se usa para el tipo doméstico.

Consumo Comercial

Es el consumo que se usa para fines comerciales, ya sean negocios, actividades profesionales, educacionales e institucionales a toda actividad en la cual este consumo de energía es remunerada del público que a ellos concurran.

Consumo Industrial

Es la energía utilizada para el proceso de elaboración o transformación de una materia prima.

Alumbrado Público u otros

Este consumo es la energía utilizada para el alumbrado de las calles, plazas, sitios de recreos, parques, pilas luminosas, etc., que son de libre ocupación pública. Y los

otros consumos son los utilizados en las dependencias de los Municipios, Consejos Provinciales y en general del Gobierno del País, cuyo funcionamiento se halla totalmente financiado con fondos del Estado.

2.4.2.1. Sectores Urbanos y Rurales

Los datos estadísticos de los consumos de abonados, obtenidos en la Empresa Eléctrica Santa Elena, para cada una de las poblaciones de cada subzona, se muestran en el Cuadro N°2.

2.4.3. Encuestas Industriales

Debido al programa pesquero realizado por la Junta Nacional de Planificación, la producción de pescados, crustaceos, pasaría de las 99.700 toneladas en el año 1972 a 216.400 toneladas a 1978, lo que determina un crecimiento anual de 16.8% aproximadamente.

El incremento de la pesca se operará principalmente en atún, sardina y otros peces, aptos para la elaboración de conservas y para la exportación del pescado previamente-congelado, ya que las perspectivas del mercado externo - principalmente en atún son satisfactorias.

Debido a que el estudio de la Junta de Planificación es para el Quinquenio 1973-1977, existen tres años de atraso, por lo que la producción estimada en el año 1972 se cumplió en el año 1975.

La producción por año sería:

AÑO	MILES DE TONELADAS
1975	99.7
1976	116.4
1977	136.0
1978	158.9
1979	185.5
1980	216.4

Según estas cifras el incremento de producción es:

AÑO	MILES DE TONELADAS
1976	16.5
1977	19.6
1978	22.9
1979	26.6
1980	30.7

Por lo tanto, se ha considerado para el procesamiento de

pescado que la zona de Santa Elena cubre un 30% del total calculado por la Junta de Planificación.

Este estudio de la zona de Santa Elena corresponde a las poblaciones de Posorja, Playas, Chanduy, Salinas, Santa Rosa, La Libertad.

De las cantidades anotadas, se considera que el 40% será enlatado, 40% congelado y el 20% restante será consumido sin proceso previo.

De acuerdo a cifras proporcionadas en la Junta de Planificación, se estima que para procesar en forma de conservas 17.000 toneladas anuales, se necesita tener instalado 250 KW y un frigorífico para mantener 2.000 toneladas anuales, el cual requeriría 100 KW instalados.

Con estos datos la potencia necesaria cada año será :

AÑO	CONSERVAS(KW)	FRIGORIFICO(KW)	TOTAL(KW)
1976	29	100	129
1977	35	118	153
1978	41	138	179
1979	47	160	207
1980	55	186	240

Para el cálculo de la energía anual se consideró los si - guientes parámetros:

$$T = 7.860 \text{ horas}$$

$$FC = 0.6$$

$$Dmáx, = 80\% \text{ de la potencia instalada}$$

La energía anual será:

$$E_q = Dmáx \times FC \times T$$

Los datos obtenidos son:

AÑO	MWH (ANUALES)
1976	535
1977	635
1978	742
1979	854
1980	995

2.4.3.1 Industrias Existentes

Las industrias existentes se pueden separar en dos clases: las que están abastecidas y las autoabastecidas que se integrarán despues al Sistema.

En el Cuadro N°3 se muestran los datos de consumo y de -

ampliaciones de las industrias que se encuentran establecidas y abastecidas por el Sistema Eléctrico.

En el Cuadro N°4, se muestran las industrias establecidas y autoabastecidas con sus respectivas potencias, consumos y cuándo se integrarán al Sistema. Estas industrias se las han considerado, por tal efecto, como cargas especiales.

Se denomina cargas especiales a las industrias que se instalarán, las que están en producción con energía propia, pero que se integrarán al Sistema en el futuro, al consumo de las dependencias de Gobierno y a las futuras ampliaciones que tendrán las industrias ya establecidas.

Para el cálculo del crecimiento de la energía y de la potencia de una nueva industria, se ha partido en base de los datos de volumen de producción suministrada por la Junta de Planificación y a través de consumos de energía típicos observados en nuestro medio o en el exterior.

La demanda máxima para la mayoría de los cálculos oscila entre el 50% y 80% de la potencia instalada, el factor de carga según el tipo de industria entre el 35% y el 75%.

Para el cálculo de la energía se utiliza la siguiente fórmula:

$$E = Dmáx. \times FC \times T$$

E = Energía consumida en KWH

FC = Factor de carga

T = Tiempo de horas por años (considerando cinco días de interrupción).

2.4.3.2. Industrias Programadas

Aquí se ha considerado las industrias a instalarse según la Junta Nacional de Planificación y CENDES, tal como se muestra en el Cuadro N°5.

Estas industrias se las han considerado para este estudio como cargas especiales.

2.4.4. Pérdidas en el Sistema

Debido a que el Sistema Eléctrico de la Península de Santa Elena, se encuentra operando desde dos lugares, el uno en la Libertad y el otro en Playas, puntos donde se han realizado las mediciones de la energía y potencia má

xima demandada. Estos datos obtenidos aquí, no son de gran utilidad, por la razón de que nuestro estudio se - basa en determinar cuál será la demanda máxima en cada población.

Debido a esto, ha sido necesario utilizar el método de comparación con poblaciones similares, de las cuales se tienen ciertos datos eléctricos confiables y a partir - de estos datos se obtendrían las pérdidas probables que se tendría al inicio de este estudio.

Esta comparación se basa en ciertos indicadores, como- por ejemplo: número de habitantes, año de interconexión al Sistema, características económicas, etc.

En el Cuadro N°6 se resume la información obtenida de las pérdidas existentes en la central de la Libertad y Playas.

2.4.5. Factor de Carga

En la misma forma como se explicó en el párrafo 4.4. sobre las pérdidas nos encontramos con el mismo problema- para hallar el valor del factor de carga para cada una de las poblaciones.

Por tal razón, utilizando el mismo método descrito anteriormente para encontrar las pérdidas en cada una de las poblaciones, determinamos el valor del factor de carga de cada una de ellas.

Sólo se ha podido obtener los datos de factor de carga para el centro de generación de La Libertad desde el año 1969 y el de Playas desde el año 1971, tal como se muestra en el Cuadro N°7.

2.5. ANALISIS DE INFORMACION Y METAS DE DESARROLLO ELECTRICO

En todo programa de desarrollo, es necesario realizar un programa de inversiones, por consecuencia los programas de expansión eléctrica implica de la disponibilidad económica del país.

Debido a esto, es necesario efectuar un estudio muy cuidadoso y lógico para poder tener datos casi precisos. - Por eso realizaremos un análisis de la demanda, el cual es de mucha importancia, para darnos cuenta cuál es en realidad el estado de la zona de estudio.

Despues de realizar este estudio aplicaremos las metas- de desarrollo eléctrico por INECEL.

Para darnos cuenta de los crecimientos de población o demanda se ha aplicado las siguiente fórmula:

$$P = Po\ (\ 1+r\ )^{n}$$

en donde r = n

Si nos referimos al análisis de población, la fórmula funcionaría de la siguiente manera:

P = Población en el año n
Po = Población en el año uno o población inicial
r = Tasa de crecimiento media acumulativa anual
n = Número de años.

2.5.1. Población

Este dato es de mucha importancia porque se encuentra relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica.

De los datos de información obtenidos de la población de los censos 1950 - 1962 - 1974, se logra la tasa de crecimiento, tanto de la población urbana como de la población rural.

De los datos obtenidos de los abonados temporales en algunas poblaciones como se indica en los datos estadísticos de los abonados, se consideró el dato de población flotante de acuerdo a que cada abonado corresponde a una familia y esta familia tiene 6 habitantes.

Tal como se muestra en el Cuadro N°8, en el cual se indican algunos años de la proyección del número de habitantes para cada una de las poblaciones de estudio.

2.5.2. Consumo y Abonados residenciales

Al realizar este análisis, es necesario considerar como ha ido variando los consumos unitarios y el número de abonados residenciales. Por ejemplo, tenemos los casos de las poblaciones de Salinas, La Libertad, Ballenita, etc., que tienen abonados temporales, pero al no tener la población para estos abonados, se consideró en incluir todos estos abonados en un solo casillero, para poder tener un dato único de habit./abon y el porcentaje de población servida.

Para las poblaciones de Playas y Santa Elena el consumo de estos abonados temporales se los consideró como carga especial.

Para determinar los datos de población servida, se lo ejecuta a través de la relación de habitante por abonado residencial por zona, con este dato y considerando que una familia está representada por seis personas, es posible entonces obtener el porcentaje de población servida para cada uno de los años de servicio.

Esto se muestra en el Cuadro N°8, en el cual se observa cuál de las poblaciones se encuentran mejor servida, además se consideró sólo los abonados fijos y habitantes fijos de la población de Salinas.

Las metas que se propone alcanzar se encuentran detalladas en el Cuadro N°10.

De acuerdo al Cuadro N°10, se observa el crecimiento del consumo anual de los abonados residenciales y cuál sería la tendencia. Este desarrollo debe estabilizarse y tender a las tasas de crecimiento normal de alrededor del 2% al 3% anual.

2.5.3. Consumos y Abonados Comerciales

Este estudio se basa en la variación que tienen estos abonados y se tiene en el futuro de preveer el consumo

comercial. Para este análisis se ha considerado la relación de abonados comerciales con abonados residenciales y el consumo comercial de abonado comercial.

Según se indica en el Cuadro N°2, nos damos cuenta como ha ido creciendo los datos antes mencionados y como este consumo tenderá a estabilizarse, se considerará que este consumo comercial al año de culminación de este estudio varíe entre el 3% al 6% según análisis de la División de Planificación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, (INECEL).

Las metas de desarrollo eléctrico que tenderá a alcanzar se muestran en el Cuadro N°11.

2.5.4. Consumos Industriales

De acuerdo a los datos estadísticos obtenidos se observa que las industrias que obtengan la energía eléctrica del sistema, tienen un porcentaje de crecimiento de acuerdo como se indica en el Cuadro N°12, y que a la culminación de este estudio tenga una tasa de crecimiento alrededor del 11%, porque este consumo se tendería a estabilizarse.

2.5.5. Consumo de Alumbrado Público

De acuerdo a los datos obtenidos se encontró que sólo existían datos para las poblaciones de Salinas y Santa Elena, considerando toda la población rural de Santa Elena y la población de la parroquia de Atahualpa, tal como se muestra en el Cuadro N°13.

Con estos datos se puede determinar cuál es el consumo de alumbrado público por habitante, valor que servirá de referencia para las proyecciones de acuerdo a las metas de desarrollo eléctrico, tal como se detalla en el Cuadro N°14.

2.5.6. Pérdidas

De acuerdo a los datos obtenidos de pérdidas en las centrales La Libertad y Playas, se observa que en la Central de La Libertad las pérdidas varían entre el 18% y 19%. Estas pérdidas totales son como consecuencia de las producidas en las subestaciones de transformación, en la transmisión, en las redes de distribución y por los usos ilícitos llamados contrabandos. Por consiguiente, se llega a la conclusión que las pérdidas de energía aceptable en nuestro medio sea de alrededor del 15%. Pero como se ha dicho anteriormente

estas pérdidas son las medidas en la central de generación. Esto obliga a tomar ciertas consideraciones de acuerdo a cada una de las poblaciones para sus respectivos valores que se les asigne.

2.5.7. Factor de Carga

Los factores de carga son el fiel reflejo del tipo de mercado existente en cada población. Pero como sólo se obtuvo los datos estadísticos de la central de generación de La Libertad y Playas, se ha tenido que - utilizar ciertas consideraciones para la determina - ción de los factores de carga de cada una de las poblaciones, de acuerdo a su importancia, desde el punto de vista de abonado residencial, comercial e industrial.

2.6. METODOLOGIA DEL ESTUDIO DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA

Para poder realizar la proyección de la demanda es necesario obtener los diferentes consumos, energía facturada, energía generada y demanda máxima, se consideró la siguiente metodología:

a) Consumo Residencial

Se proyectó el consumo residencial, como se indica :

AÑO	HAB.	HAB/ABON	ABON/RES	CONS/ABON	CONS/RES
1	H1	H1/A1	A1	c1	C1
2	H2	H2/A2	A2	c2	C2
3	H3	H3/A3	A3	c3	C3
.					
.					
.					
n	Hn	Hn/An	An	cn	Cn

Si el año de partida es el de 1976, el cuál es el año 1, se conocen los datos H1, H2, H3...Hn; H1/A1, H2/A2, H3/A3...Hn/An, C1, C2, C3...Cn. De los cuales los abonados residenciales A1, A2, A3...An, se obtiene dividiendo H1para H/A, por lo tanto, el consumo total se obtiene multiplicando A por C, se obtiene el consumo total por cada año de la proyección de los abonados residenciales.

b) Consumo Comercial

La proyección del consumo comercial se la realiza de la siguiente forma:

AÑO	AB.RES.	AB.COM/ABRES.	AB.COM.	CONS./AB.	CONS/COM.
1	A1	Ac1/A1	Ac1	c1	C1
2	A2	Ac2/A2	Ac2	c2	C2
3	A3	Ac3/A3	Ac3	c3	C3
.					
.					
.					

AÑO	AB.RES.	AB.COM/ABRES.	AB.COM.	CONS/AB.	CONS/COM
n1	An	Acn/An	Acn	cn	Cn

Para encontrar este dato se conoce los abonados residenciales, la relación de abonados comercial a abonados residenciales y el consumo de abonados comerciales (C1). Con estos datos se encuentra los abonados comerciales(Ac). Realizando la multiplicación de la relación abonados co - merciales - abonados residenciales (Ac/A1) por los abonados residenciales A1 y después multiplicando la operación anterior por c1, se encuentra el consumo total (C1) y así para todos los años.

c) Consumo Industrial

Este consumo es el más importante y el más difícil de proyectar y se lo realiza de la siguiente forma:

AÑO	CONS.IND.	TASA%	CARGA ESPECIAL	CONS.IND.TOTAL
1	C1		CE1	CI1
2	C2	t2	CE2	CI2
3	C3	t3	CE3	CI3
.				
.				
.				
n	Cn	tn	CEn	CIn

Con los datos obtenidos se determina la tasa del crecimiento anual del consumo industrial. Los datos de las cargas especiales se calcularon para el año en que se incorporan. Por lo tanto el consumo industrial, será:

$$CIn = Cn + CEn$$

d) Consumo de Alumbrado Público

Este consumo se lo realiza en la forma como se lo explica a continuación:

AÑO	HABITANTES	CONS.AP/HABITANTE	CONSUMO AP
1	H1	c1	C1
2	H2	c2	C2
3	H3	c3	C3
.			
.			
.			
n	Hn	cn	Cn

Se conoce la proyección de los habitantes, H1, H2, H3.... Hn y la relación de consumo de alumbrado público por habitantes C1, c2, c3....cn. Por lo tanto, el consumo de alumbrado público se lo calcula como se indica:

$$Cn = H \times cl$$

Por tal motivo, el consumo de energía facturada se obtiene así:

$$Ef = CR + Cc + CAP + C_{in}$$

El cálculo de la energía generada se lo obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$Eg = \frac{Ef}{1-\%\ pérdidas/100}$$

La aplicación de esta fórmula es factible porque se tiene los datos de la energía facturada y el porcentaje de pérdidas se lo estima para cada una de las poblaciones de estudio.

Para el cálculo de la demanda máxima se la obtiene de la siguiente manera:

$$Pmáx = \frac{Eg}{FC.T}$$

Donde: FC = factor de carga

T = 8.760 horas(número de horas del año)

2.7. PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA

Como se ha explicado en el capítulo anterior, la metodología de la proyección de la demanda, explicaremos - sólo en este capítulo los problemas en que nos hemos - encontrado para dicha proyección.

2.7.1. Proyección a nivel de Cabecera Cantonal, Parroquias y Recintos

Aquí se seguirá a tratar de cada una de las poblaciones pero desde cada subzona.

Subzona Central

Para realizar la proyección de la demanda de esta zona se encontró con el problema del cantón Salinas y la parroquia de La Libertad, que para hacer este estudio se las consideró juntas porque en la actualidad se encuentran casi unidas. El problema es que en estas poblaciones parecen los abonados temporales, los cuales se los incluyó en los abonados fijos, por lo tanto, de acuerdo a estos abonados, se consideró la población de ellos e incluyendo así mismo el dato de la población.

Se ha considerado como carga especial al consumo de

las dependencias de Gobierno. Su respectiva tasa de crecimiento como se muestra en el Cuadro N°15.

Las otras poblaciones de esta subzona, la cabecera - cantonal de Santa Elena, las parroquias de José Luis Tamayo (Muey), Anconcito, tienen sus respectivos datos y se pudo realizar la proyección de la demanda - como se muestra en las salidas que se señalan en el Anexo N°1. La población de Ballenita tuvo el problema de los abonados temporales y se los incluyó como- abonados fijos y se calculó la población de estos abonados y se los incluyó en el dato de población.

Subzona Norte

En las poblaciones de esta subzona se obtuvieron los datos estadísticos para realizar el estudio de la proyección de la demanda. Por existir los datos de alumbrado público, factor de carga y pérdidas, se han tenido que hacer ciertas consideraciones para poder realizar este estudio de la proyección de la demanda.

La población de Punta Blanca, tiene los abonados temporales y para este estudio se lo incluyó en los abona - dos fijos; las poblaciones de estos abonados se los

incluye en el dato de población, tal como se muestra en las salidas de computación en el Anexo N°1.

Subzona Sur-Este:

Las poblaciones de Atahualpa, Tambo, Prosperidad, Playas y Posorja, son las que tenían los datos estadísticos, las otras poblaciones de esta subzona no tenín - la información necesaria para el estudio de la proyección de la demanda, por lo tanto se hizo consideraciones con poblaciones similares.

Los datos obtendios de esta proyección se los muestra en las salidas de computadora como se indica en el Anexo N°1.

Subzona Este:

En las poblaciones de San Vicente y Baños se obtuvieron los datos necesarios para este estudio, sin completar la información de las demás poblaciones de esta subzona, por lo cual para ejecutar la proyección de la demanda se realizó consideraciones con poblaciones similares.

Los datos obtenidos de la proyección de la demanda se

muestran en las salidas de computadora, como se indica en el Anexo N°1.

2.7.2. Proyección General del Sistema

Como se explicó en el capítulo anterior, el estudio de la proyección de la demanda es encontrar los diferentes consumos, energía facturada, energía generada y demanda máxima, Lo cual se obtuvo parcialmente para cada una de las poblaciones y despues para cada una de las subzonas sumándose para encontrar la proyección de la demanda total del sistema.

Las fórmulas aplicadas para obtener las pérdidas y el factor de cada resultante, son:

$$\%\text{pérdidas} = \frac{E_g - E_f}{E_g} \quad 100$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{E_g}{T.P_{máx.}}$$

donde: T = 8.760 horas(número de horas al año)

En el Anexo N°1, se muestra la proyección de la demanda de cada subzona y la total del sistema.

NOTA: En el Anexo N°1, se encuentran los Cuadros del N°1 al N°15, y las Figuras del N°1 a la N° 5 la Tabla N°1. , y las salidas de Computadoras

CAPITULO III

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

3.1. CRITERIOS GENERALES

Este estudio se lo realiza con la finalidad de encontrar cuál sería el conductor económico para cada una de las Líneas de Subtransmisión de las diferentes poblaciones - del Sistema Eléctrico de Santa Elena, con el fin de cumplir con los requerimientos necesarios de transporte económico de energía. La importancia de este estudio es de cumplir con las condiciones técnicas y económicas que debe existir en un estudio para que sea óptimo para lo cual se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

-Caída de Voltaje

-Pérdida de potencia y energía

-Rehabilitación del servicio deficiente

Para cumplir con las condiciones antes mencionadas, es necesario tener diferentes alternativas de diseño eléc - trico y en diferentes niveles de voltajes, a partir de los cuales poder aplicar un método matemático que nos minimize las inversiones requeridas.

Se denominan costos fijos a los costos de inversión necesarios para construir la línea de subtransmisión y costos variables se denominan a los costos ocasionados por las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule. Todos estos costos deben estar actualizados al año de referencia del estudio.

Observando la figura 3.2., el punto óptimo económico se dá para cuando los costos fijos son iguales a los costos variables, o sea cuando:

$$\text{Costo fijos} - \text{Costos variables} = 0$$

Pero debido a que en raras ocasiones se obtiene este valor, por efecto de que los valores de costos son valores discretos y no continuos, razón por la cual se considera como conductor económico aquel conductor que entregue la mínima diferencia posible entre dichos valores de costos.

Los costos fijos de las Líneas de 69 KV, se los obtuvo a partir de un diseño preliminar tomando en consideración estructuras de líneas ya construídas, normas electromecánicas entregadas por INECEL y tipo de conductor de acuerdo a la zona en estudio.

Este diseño preliminar no es el definitivo para el estudio de la planificación de la zona, en el Capítulo N°5, se analizará profundamente todo lo relacionado al prediseño de la Línea a 69 KV. Pero debido que para el cálculo del conductor económico se necesita los costos fijos o de inversión para la comparación de costos, se ha visto obligado a utilizar estos costos aparentes de prediseño preliminar.

Estos costos preliminares provienen de las siguientes consideraciones de dimensiones de estructuras:

- Tipo de Poste : Hormigón
- Altura de Poste : 16.5 metros
- Distancia geométrica equivalente: 2.68 metros
- Vano promedio : 160 metros
- Tipo conductor : Aluminio Alloyd 5005
- Hilo de Guardia : No se considera. (por estudio que se realiza en el Capítulo V)

Los costos fijos o de inversión, para las líneas a 13.8 KV, son calculados considerando los diseños de líneas normalizadas por INECEL. 1/

Los costos fijos de las diferentes líneas de la zona en estudio se muestran en el Cuadro N°16.

1/ NORMAS DE LINEAS Y REDES DE DISTRIBUCION A 13.8 KV

3.2. ESTRUCTURAS DEL SISTEMA HASTA EL AÑO 1990

3.2.1. Presentación Esquemática de Alternativas de Niveles de Voltaje

Despues de haber realizado la zonificación del Sistema Santa Elena, se ha confeccionado diferentes alternativas posibles de diseño eléctrico de líneas con sus respectivos niveles de voltaje, tal como se muestran en los esquemas de la Figura # 6 y # 7.

3.2.2. Cálculo del Conductor Económico

El método matemático que se utiliza para la determinación del conductor económico es el método de la Ley de Kelvin, la cual considera que de una serie de conductores de distintas secciones, el más económico es aquel que tenga la menor diferencia entre los costos fijos y costos variables. (Ver fig. 3.2.)

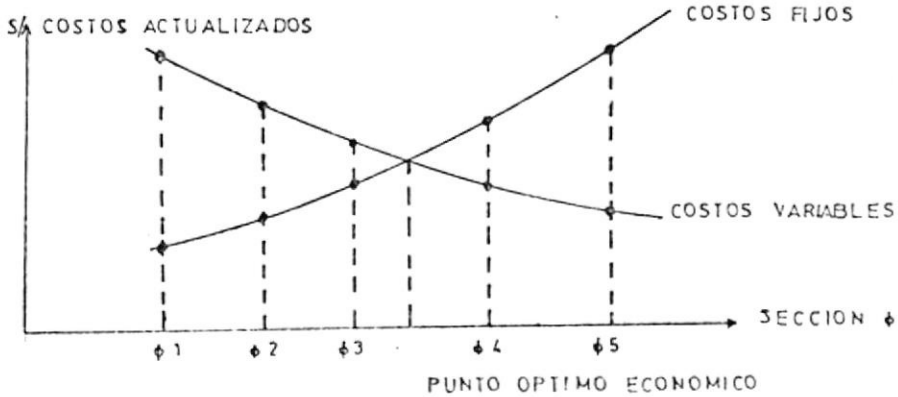


FIG. 3.2

Para determinar los costos variables de pérdidas de energía y potencia se utilizó un programa de computación, el cual calcula las pérdidas antes mencionadas y las actualiza, las ecuaciones y la metodología que se usó se muestra en el Cuadro N°17.

El programa que se utilizó para determinar las pérdidas de energía y de potencia totales necesita los siguientes datos de entrada que son:

a) Demanda máxima de año por año, hasta considerar el tiempo de vida del conductor, el cual es de 25 años.
b) Los parámetros de los conductores de acuerdo a su nivel de voltaje.
c) Distancia de cada una de las líneas.
d) Tamaño de los conductores
e) Precio del KW generado
f) Precio del KWH
g) Factor de ajuste de la demanda
h) Factor de potencia, factor de carga.
i) Tasa del interés
j) Voltaje de envio

3.2.2.1. Líneas a 69 KV

Uno de los datos del método de la Ley de Kelvin, para el cálculo del conductor económico son los parámetros de la línea de resistencia y reactancia y capacitancia de la línea 69 KV, cumpliendo con los datos de separación entre conductores indicadas en las normas eléctricas dadas por INECEL.

En el cuadro N°18, se muestra el cálculo de la impedancia base de la línea a 69 KV y en el Cuadro N°19, los valores de resistencia, reactancia en porcentaje por kilómetro.

Los datos de conductores económicos para cada una de las líneas se muestran en el Cuadro N°22, y las salidas de la Computadora.

3.2.2.2. Líneas a 13.8 KV

Los parámetros de la línea 13.8 KV, de resistencia y reactancia necesarias para el cálculo de conductor económico - cumpliendo con las normas de distribución proporcionados - por INECEL.

Tal como se muestra en el Cuadro N°20, el cálculo de la - impedancia base para 13.8 KV y el cuadro N°21 los valores de resistencia y reactancia en porcentaje por kilómetro.

Los datos de conductores económicos para cada una de las líneas se muestra en el Cuadro N°23 y las salidas de la computadora.

NOTA: En el anexo Nº 2, se encuentran los Cuadros del Nº 16 al Nº 23 las figuras Nº 6 y Nº 7. , las salidas de Computadoras

CAPITULO IV

ANALISIS DE OPERACION DEL SISTEMA

Para poder realizar el análisis de operación del Sistema fue necesario considerar los esquemas de las líneas que se usaron para calcular el conductor económico y por medio de estos esquemas se hicieron los estudios de los flujos de carga para cada una de las poblaciones en los años 1980, 1985 y 1990. Los cuales cumplirán las condiciones técnicas propuestas, se considerará que el Sistema cumpla con las condiciones de que el mínimo voltaje sea de 0.95 PU., para poblaciones de mucha importancia en el aspecto de la demanda y 0.925 para poblaciones que no tengan importancia en su demanda o sea que sean típicas de tipo residencial y comercial.

4.1. CALCULO DE LA DEMANDA REACTIVA

El cálculo se lo realiza con el fin de poder analizar cual sería la potencia para poder realizar un estudio de operación de un sistema. Por eso con los datos dados de la relación de factor de carga y factor de potencia, por la División de Planificación de INECEL, se puede calcular el factor de potencia de cada una de las poblaciones de estudio.

La relación de factor de carga con factor de potencia, dado por INECEL, es el siguiente:

fc %	fp %
30 - 35	100 - 98
40 - 45	95 - 90
50 - 80	90 - 80

Del factor de carga para cada una de las poblaciones encontrado en el estudio de proyección de la demanda y por medio de la relación del factor de carga y el factor de potencia, se encontró los factores de potencia para cada una de las poblaciones, tal como se muestra en el Cuadro N°24.

Se observa que las cargas que tienen un factor de potencia alto con las correspondientes a las poblaciones rurales, esto indica que toda la potencia respectiva es la requerida por las poblaciones urbanas y las que son industrializadas.

4.2. OPERACION DEL SISTEMA PARA LOS AÑOS 1980-1985-1990

4.2.1. Flujos de Potencia para 1980

Para poder realizar el estudio del flujo de carga de este año, se ha considerado solamente las poblaciones que estarían servidas a través del Sistema Eléctrico-Santa Elena.

De acuerdo a la información suministrada por INECEL,- la línea de transmisión Pascuales-Santa Elena, esta - ría terminada entre los años 1983-1984, por esta ra - zón, en este año de estudio se ha considerado que las Centrales eléctricas ubicadas en las poblaciones de La Libertad, General Villamil y Posorja continúen gene - rando.

Estas razones han obligado a considerar que para el flujo de carga solo se considere a la Central de San- ta Elena, como único centro de generación, por la ra zón de que las zonas de General Villamil y Progreso - no estarían interconectadas al Sistema para esa fecha, los esquemas del centro de generación con sus respecti vas poblaciones conectadas al sistema eléctrico se muestran en las figuras N°8 y N°9. Se considera ade - más que las poblaciones de General Villamil y Posorja se servirán a través de sus propios centros de genera- ción.

Para la alternativa N°1 de la figura N°8 se ha analizado el flujo de carga del año 1980 tanto a demanda máxima como a demanda mínima.

Para el cálculo de la demanda mínima se tomó los datos al día de demanda máxima proporcionados por la Empresa Eléctrica de Santa Elena, encontrándose que la demanda mínima es de alrededor del 45% de la demanda máxima.

La razón de considerar en el flujo de carga la demanda mínima, tiene la finalidad de analizar los posibles sobrevoltajes y bajovoltajes, para lo cual se consideró valores límites de 1.05 y 0.95 PU de voltaje respectivamente.

Para la alternativa N°2 de la figura N°9, se puede ver la diferencia que existe con respecto a la alternativa N°1 de la figura N° 8, esta diferencia es por una línea a un nivel de voltaje a 69 KV.

Analizando los resultados de los flujos de las alternativas N°1 y N°2, para este año de estudio, se encontró mejores niveles de voltaje y menores pérdidas de potencia en el Sistema eléctrico en general para la alternativa N°1.

4.2.2. Flujos de Potencia para 1985

Partiendo del hecho que en este año ya estaría terminada la línea de transmisión Pascuales-Santa Elena, se considera que el punto de partidad de generación del Sistema eléctrico será en la población de Santa Elena.

Para tener un mejor criterio de analizar los flujos de carga del sistema eléctrico, se consideró dos alternativas de líneas con diferentes niveles de voltajes, tales como se muestran en los esquemas de las figuras N° 9 y N°10.

En la alternativa N°3 de la figura N°10 se tiene una línea a un nivel de voltaje de 13.8 KV desde Santa Elena a Manglaralto. Analizando los flujos de carga a demanda máxima y a demanda mínima se observa que los voltajes obtenidos están dentro de los límites propuestos de 1.05 y 0.95 PU, respectivamente.

En la alternativa N°4 de la figura N°11, se tiene una línea a un nivel de voltaje de 69 KV desde Santa Elena a Palmar, analizando los flujos de carga a demanda máxima y demanda mínima se encontró que los niveles de

voltajes obtenidos fueron superiores a los valores obtenidos para el Esquema N°10, encontrándose que la alternativa N°4 ofrece menos pérdidas con respecto a las pérdidas de potencia de la alternativa N°3.

En los cuadros N°27 y 28 se muestran los porcentajes de caídas de voltajes de los diferentes tramos de las respectivas alternativas.

4.2.3. Flujos de Potencia para 1990

Así como en los casos anteriores, para analizar los flujos de carga de este año, se obtuvo primeramente dos esquemas diferentes, tal como se muestran en las figuras N°12 y N°13.

En el estudio de la alternativa N°5, de la figura N°12, se muestra una línea de subtransmisión a un nivel de voltaje de 13.8 KV desde Santa Elena a Manglaralto y una línea de transmisión a un nivel de 69 KV desde Santa Elena a Anconcito.

Por lo tanto, analizando los resultados obtenidos en el flujo de carga a demanda máxima y demanda mínima conclui

mos que los voltajes logrados en las diferentes barras están dentro de los límites propuestos de 1.05 y 0.95 PU respectivamente.

En la alternativa N°6, de la figura N°13, se considera una línea a un nivel de voltaje a 69 KV desde Santa Elena a Anconcito y una línea a 69 KV desde Santa Elena a Palmar.

De los flujos de carga a demanda máxima y a demanda mínima se encontró que los voltajes en las diferentes barras están a un mejor nivel con respecto a los niveles de voltajes obtenidos en la alternativa N°5, y que las pérdidas de potencia existentes en la alternativa N°6 son menores de aquellas obtenidas en la alternativa N°5.

En los cuadros N°29 y N°30 se muestran los porcentajes de caídas de voltaje de las diferentes líneas de las respectivas alternativas.

4.3. PROGRAMA DE OBRAS

Luego de concluídos los estudios de conductores econó

micos y flujos de carga se impone la elaboración de un Plan de Obra, que incluya la construcción de Líneas de Subtransmisión, Distribución y Subestaciones de Transformación, que deberán ejecutarse en el Sistema Eléctrico de Santa Elena, durante el período en que se desarrolla este estudio.

El Plan de Obra incluirá su programación, la misma que servirá de base para efectuar el análisis económico correspondiente de las inversiones que deben realizarse en la imputación del Plan de acuerdo a lo que se pbserva en los Cuadros N°31 y N°32 del presente Capítulo.

4.3.1. Análisis Económico para seleccionar las Líneas de Subtransmisión de 69 KV y de Distribución de 13.8 KV.

Este análisis es necesario para poder llegar a la conclusión de cual de las alternativas propuestas para cada año debe elegirse.

Debido a que el programa para el cálculo de las pérdidas de energía y potencia no considera que los diferentes voltajes de envío son variables, es decir son menores cada vez más al alejarse de la fuente, por es

ta razón se toman los valores de pérdida de potencia y energía entregados por el flujo de carga en el Sistema Eléctrico y dado que estos flujos de carga no están corridos año por año es necesario interpolar dichos valores para los años que faltan en el respectivo estudio.

Con estos valores obtenidos e interpolados se obtuvieron los costos de pérdida para cada año, para luego ser actualizados en relación al año de referencia del estudio, lo cual se muestra en el Cuadro N°33.

Dado que, en las alternativas descritas, la única diferencia es la línea Santa Elena - Manglaralto a 13.8 KV con respecto a la línea Santa Elena - Palmar a 69 KV más su respectiva líneas de distribución a 13.8 KV.

Por este motivo, para el análisis económico preliminar tomamos en cuenta solamente los costos asignados a esta subzona, los costos fijos de inversión de líneas y costos por variables; tal como se muestra en el Cuadro N°34, podemos apreciar que el costo total de la línea al nivel de voltaje a 13.8 KV desde Santa Elena a Palmar es más económica que la línea al nivel de voltaje

a 69 KV desde Santa Elena a Palmar más las respectivas líneas de distribución a 13.8 KV.

Por lo tanto, realizado el análisis técnico y económico, se concluirá que las alternativas que se deben elegir para el período de este estudio será las N°1 , N°3 y N°5.

4.3.2. Análisis Para Seleccionar Los Transformadores

Para poder seleccionar los transformadores es necesario contar con los siguientes datos:

-Clase de enfriamiento
-Número de fases
-Frecuencia
-Relación de Voltaje
-Capacidad del Transformador en KVA
-Conexión en alta y baja tensión
-Aumento y disminución de voltaje por medio del Tap
-Transformadores de corriente.

4.3.3. Equipamiento de las Subestaciones

Para el equipamiento de las subestaciones, es neceario determinar la capacidad de los transformadores que van a satisfacer la demanda de energía eléctrica hasta el año de la finalización de este estudio.

Este análisis se basa en considerar que la capacidad del transformador que se estudia es mayor a la demanda máxima, lo que nos dá mantener una capacidad instalada inactiva o lo que es lo mismo tener un capital invertido sin producir hasta que el transformador empiece a sobrecargarse, cuando la capacidad del transformador se ha copado es necesario hacer gastos en otro transformador hasta satisfacer la demanda que no es cubierta.

El método para la selección de los transformadores es el de comparación del costo actualizado al año inicial de operación con una tasa de interés del 12% y tomando como período de 25 años de vida útil del transformador contados a partir de su instalación.

Los costos que se analizan en este estudio, son:

a) Costos de Reserva

Aquel el cual el dinero que se pierde de ganar por tener un capital invertido en capacidad de trans - formación sin usarse hasta que se haya logrado co par la capacidad del transformador.

b)Costo de Equipamiento

Se denomina costo de equipamiento a los gastos que tendría que hacer en capacidad de transformación para alimentar la carga que no es cubierta por el transformador que se analiza una vez que se cope su capacidad.

c)Costo Total

El costo total es la suma de los costos de reserva y de equipamiento.

Las ecuaciones que se usan para determinar este método son:

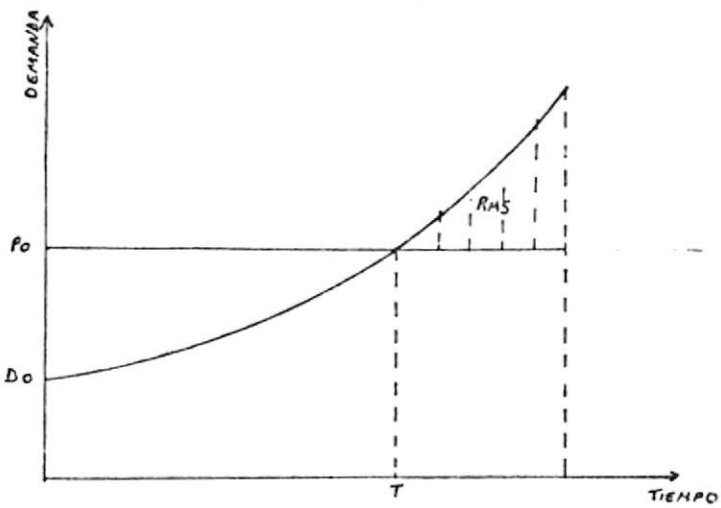
a)Costo de Reserva

El costo de reserva se calcula con el costo por KVA del transformador que se analiza y la reserva media por lo tanto, las ecuaciones que se van a utilizar- son:

b) Costo de Equipamiento

El costo de equipamiento se calcula en base a la demanda que no es abastecida una vez que se copa la capacidad del transformador en análisis y el promedio de los costos por KVA de los transformadores que se van a utilizar.

Las ecuaciones son:



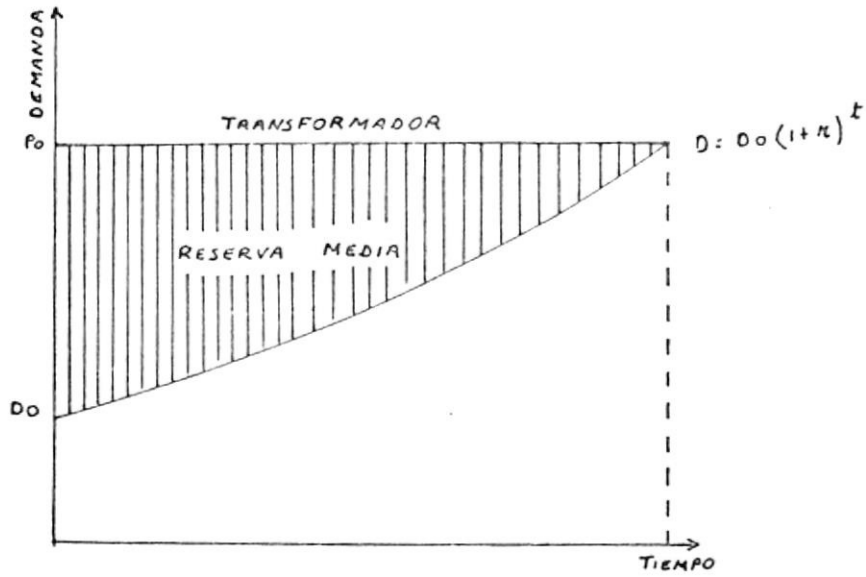
Llamando Rms a la demanda no abastecida, tenemos:

$$Rms = \frac{1}{Tr-T} \int DO(1+r)^{t}\, dt - PO$$

$$Rms = \frac{DO}{Tr-T} \cdot \frac{(1+r)^{Tr} - (1+r)^{T}}{\ln(1+r)} - PO$$

Donde:

Tr = Vida útil del transformador



$$R_m = \frac{1}{T}\int (PO - DO\ (1+r)^t)\ dt$$

$$R_m = PO - \frac{DO}{T}\ \frac{(1+r)^t - 1}{\ln(1+r)}$$

El costo de reserva que se pierde de ganar por mantenerlo inactivo es:

$$CRE = Cu\ R_m \left[(1+i)^t - 1 \right]$$

De donde:

i = tasa de interés

Cu= Costo por KVA del transformador

El costo de equipamiento traído a valor presente es:

$$C_{eq} = \frac{Cum \times Rms}{(1+i)^T}$$

Donde:

Cum = Costo por KVA promedio de los transformadores que se analizan

Los resultados de selección de los transformadores para cada una de las subestaciones se muestran en el Cuadro N°35.

(*) Las Figuras N°8 al N°13 , los Cuadros N°24 al N°35, y salidas de Computadoras, se muestran en el Anexo Nº III.

CAPITULO V

PREDISEÑO DE OBRAS

5.1. OBJETO

Después de haber seleccionado las líneas que deben construirse por medio del estudio realizado del - flujo de carga de las alternativas de niveles de voltaje y el estudio económico a la ruta ya seleccionada se procederá a realizar el prediseño de las líneas a construirse.

El prediseño comprende un estudio de las líneas de subtransmisión a 69 KV de acuerdo a las normas presentadas por INECEL.

5.2. PREDISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV

Las líneas de subtransmisión que se deben construir en el Sistema Eléctrico de Santa Elena, se considerará que transmitirá la energía eléctrica, desde la - subestación donde llega la línea de transmisión de 138 KV del Sistema Nacional Interconectado a las subestaciones de distribución que se encuentran en los centros de cargas de las subzonas en que se dividió la zona de estudio.

5.2.1. Criterios Generales

De acuerdo a la ruta ya seleccionada por medio del estudio realizado en base a los mapas topográficos del Instituto Geográfico Militar, y reconocimiento realizado en el terreno, se llega a la conclusión- que por ser un terreno no irregular no tendrá el problema de usar estructuras de apoyos de elevado- esfuerzo y sería por lo tanto que la configuración de las estructuras son las que se detallan a continuación:

a) Estructuras con aisladores tipo poste
b) Estructuras tipo aisladores de suspensión

Debido a los esfuerzos y a los perfiles se pueden - utilizar los siguientes tipos de estructuras: suspensión, angular y retenida, para las diferentes configuraciones propuestas, tales como se muestran en las figuras N°14, 15, 16, 17, 18.

Las estructuras de los soportes de los conductores - deberán ser de hormigón armado con cruceta de madera para las estructuras con aisladores tipo poste, y con cruceta metálica para las estructuras tipo aisla

dor de suspensión, considerando para el diseño la separación de los conductores, separación a masa.

Las líneas de subtransmisión de 69 KV, se las construirá por lugares accesbibles con la finalidad de que la construcción y el mantenimiento de las líneas no tenga grandes problemas y por lo tanto el costo no sea elevado.

5.3. ESTUDIO DE AISLAMIENTO

Para la aislación de una línea de transmisión, es necesario conocer las condiciones meteorológicas y ambientales de las zonas por donde pasa el trazado de la línea.

Como criterio básico es necesario que la aislación debe ser suficiente para permitir una operación que signifique la menor cantidad de interrupciones del servicio, dando seguridad al Sistema con un costo mínimo de inversión.

Para este objetivo dividiremos la aislación de una línea de transmisión en las siguientes partes:

-Aislación en la Estructura

-Aislación en el Vano

-Aislación en la Estructura

La aislación en la estructura queda definida por el número de aisladores de un diseño dado y por la distancia en aire entre conductores de fase y la estructura.

El estudio a que está sometida esta aislación se lo ha analizado por medio de:

-Contaminación atmosférica
-Sobretensiones de Maniobra
-Sobretensiones de Frecuencia Industrial
-Sobre descarga atmosférica

De acuerdo a este análisis escogemos los más críticos y debido a la zona en que se realiza el estudio, analizaremos sobre la contaminación y sobre descarga atmosférica.

-Contaminación Atmosférica

Descargas sobre la estructura y cable de guardia los resultados con nivel isoceraunio de 30 se muestra en el Cuadro N°36.

Los resultados con nivel isoceraunico de 10 y 5 se muestran en el Cuadro N°37.

-Descarga sobre los conductores.-

Las salidas probables por descargas sobre conductores (T) se determina de la siguiente forma:

$$T = \frac{FI}{100}$$

Donde :

I = Nivel isoceraunico

F = P(0.58 HT + 1.16 Hgw)

P = 0.005 probabilidad de falla del apantallamiento para $\theta = 30°$

Los resultados obtenidos se muestran en el Cuadro N°38.

El número total de perturbaciones por 100 millas y por año es igual a la suma de los dos tipos de perturbaciones antes mencionadas.

Se considera para el diseño una falla por año y por 100 millas y tomando en consideración que el 75% de las reconexiones serán exitosas; el número de fallas admisibles deben ser de 1.33.

La razón de considerar que el 75% de las reconexiones sean exitosas por el motivo de que el porcentaje antes mencionados son debidos a fallas temporales y el 25% restantes son debidos a las fallas permanentes.

Las características de la línea con cable de guardia son:

Vano = 200- se utilizan curvas para vano de 600 pies
L = Altura del poste 18 mts.
HT = Altura del hilo de guardia sobre tierra en el poste de 15.40 mts; 50.51 pies.
Hgw = Altura del hilo de guardia en el medio vano 13.5 mts; 44 pies
DMV = Separación en el medio vano 3.66 mts; 12 pies
O = Angulo de protección del hilo de guardia= 30°

misión con cable de guardia y sin cable de guardia, y determinando el comportamiento de ambos tipos de línea se elige el número de aisladores necesarios para poder aislar cualquier falla por descargas atmosféricas.

En el análisis de la línea de subtransmisión con cable de guardia es necesario considerar dos tipos de perturbaciones que son:

-Descargas atmosféricas Indirectas.-

Son debidas a descargas eléctricas producidas en la estructura y el cable de guardia. En este caso el producto de la impedancia de la estructura por la corriente de ella puede producir un voltaje suficiente para causar back flas hover. Por esto, se analiza distintos valores de puesta a tierra y números de aisladores. El método usado es el considerado en "Transmission and Distribution Reference Book".

-Descargas atmosféricas Directas.-

Son las ocasionadas por descargas eléctricas producidas en los conductores de la línea por falla del empantallamiento.

Con el dato obtenido anteriormente de la distancia de fuga de 2.6 cm/kmØØ, se calcula el número de aisladores necesarios para poder aislar cualquier falla por contaminación, tal como se muestra a continuación:

$$N°\text{aisladores} = \frac{KV\text{ØØ} \ . \ \text{Dist.Fuga}}{\text{Dist.}} = \frac{69 \times 2.6}{29} = 6$$

El número de aisladores necesarios son de seis (6) para las cadenas de suspensión.

Descargas Atmosféricas

Para realizar un diseño de una línea de subtransmisión de 69 KV contra descargas atmosféricas es necesario analizarlo desde el punto de vista estadístico de fallas que pueden producirse en una línea,esto es:

La probabilidad de una tormenta que se presente en la zona donde está la línea de subtransmisión de 69 KV.

La probabilidad de que una descarga eléctrica caiga en la línea ya sea en la estructura, en el conductor o en el cable de guardia.

Con el criterio anterior, se analiza una línea de subtrans

Los aisladores en servicio a la intemperie acumulan sobre la superficie cierta cantidad de material depositado allí por agentes atmosféricos. Cuando la cantidad depositada es tal, que altera el funcionamiento normal de los aisladores, se dice que está contaminado.

De los componentes de la contaminación, los más peligrosos son aquellos cuyas soluciones son conductores, por ejemplo sales solubles, de sodio, potasio y calcio.

Se ha determinado que para una cantidad constante de contaminación, la tensión máxima en condiciones de servicio normal que puede resistir un aislador es proporcional a su distancia de fuga.

De acuerdo a estudios realizados en el exterior sobre la -- cantidad de sal depositada en las aproximidades de las costas del mar se obtiene que para una distancia de 1 a 3 Km - existe 0.25 mg/cm^2 de Cloruro de Sodio. Por lo tanto con este dato y con estudios realizados en el país y en el extranjero sobre los distintos grados de contaminación se obtiene la distancia de fuga en función de la tensión de línea a línea igual a 2.6 cm/Km$\phi\phi$, con el fin de obtener un servicio satisfactorio.

Líneas sin Cable de Guardia

En líneas sin cable de guardia se produce salidas por descargas directas. Sobre los conductores las que se calculan como:

$$NL = \frac{KI\ 100}{528}\ (4h)$$

NL = Salidas por descargas

I = Nivel isoceraunico

h = HT -2/3 (HT - Hgw) en pies

Las descargas probables sobre la línea por 100 millas por año y las salidas considerando que de cuatro descargas se produce una salida, son tal como se muestra en el Cuadro N°39.

Para poder llegar a una conclusión se toma en consideración los siguientes criterios:

-El nivel isoceraunico promedio del Sistema es de 5.
-De acuerdo al tipo de terreno la resistencia de puesta a tierra hasta 4 Km desde el mar es de 15 Ω.

Tomando en consideración los criterios anteriores y analizando las salidas por descargas con cable de guardia

y sin cable de guardia, de acuerdo como se muestra en la figura N°19, la aislación requerida por descargas atmosféricas para la Línea de 69 KV del Sistema Eléctrico de Santa Elena, no deben ser mayor de 5 aisladores. No se recomienda el uso del cable de guardia; por lo tanto se concluye que la aislación necesaria en las estructuras de 69 KV a usuarse en el Sistema Eléctrico de Santa Elena, después de haberse analizado el aislamiento por contaminación ambiental y por descargas atmosféricas es de seis (6) aisladores.

5.4. PREDISEÑO DE SUBESTACIONES

El sitio de las subestaciones seleccionadas despues de una inspección física del terreno, se considera los siguientes criterios:

a) Cercanía a las carreteras y centros de consumo
b) Facilidad de entrada y salidas con las Líneas de 69 KV
c) Facilidad de distribución de energía a centros de consumo
d) Planimetría del terreno.

Para el prediseño de las subestaciones se considerará dos tipos de subestaciones, que son:

a) Subestación de Paso

b) Subestación Terminal

Llamando a las Subestaciones de Paso a aquellas que se puedan realizar un corte en la Línea de 69 KV para poder alimentar transformadores de potencia que alimentarán líneas a 13.8 KV, tal como se muestra en la figura N°20.

Las subestaciones terminales son aquellas en donde terminan las líneas de 69 KV y por medio del transformador de potencia poder alimentar líneas a 13.8 KV; tal como se muestra en la figura N°21.

En la figura N°22 se muestra en el Diagrama Eléctrico - Unifilar de la ubicación de los diferentes tipos de subestaciones que deben existir en el Sistema Eléctrico de Santa Elena con sus respectivas protecciones en la línea de 69 KV; y en el cuadro N°40 se muestra la distancia entre fases y la distancia de fase a tierra que existe en las subestaciones.

NOTA: En el anexo N°4, se encuentran los Cuadros N° 36 al N° 40, y las figuras N° 14 a la N° 22.

CAPITULO VI

COSTOS E INVERSIONES

6.1. COSTO DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

Para poder analizar los costos de las líneas de Subtransmisión de 69 KV fue necesario hacer un estudio electro-mecánico de una línea de subtransmisión de 69 KV, para así obtener un vano óptimo con este dato considerando cada tramo de la línea igual a 1.5 kms.

Con el fin de tomar en cuenta una estructura de retenida para cada tramo se determina que la configuración tipo "P" es la más económica, tal como se muestra en el Cuadro N°41; con este dato se obtuvo el precio total de las líneas de subtransmisión de 69 KV por cada 1 kms y por las distancias total de las líneas tal como se muestra en el Cuadro N°42.

CALENDARIO DE INVERSIONES

Al haber realizado la Programación de Obra, y el Costo Total de las líneas de Subtransmisión que se van a construir en la zona de Satan Elena, se ha determinado las inversiones futuras que la Empresa Eléctrica de Santa Elena debe - afrontar para la ejecución de estas Obras.

Se consideró un incremento anual del 10% al costo de cada Obra, de acuerdo al año en que se va a ejecutar dicha Obra.

Este incremento estará dado para los valores de moneda local y Divisas.

En el Cuadro # 43, se presenta el Calendario de Inversiones de las Obras que se van a ejecutar en el periódo de estudio.

NOTA: En el anexo Nº 5, se encuentran los Cuadros del Nº 41 al Nº 43.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al estudio realizado a través de lo cual se obtuvo la configuración más económica, se prevee que el Sistema Santa Elena tendrá una operación técnica y confiable mediante la cual sea utilizable con la mayor seguridad posible.

Esto redundará en un mayor beneficio tanto del punto de vista doméstico como industrial

Cabe indicar que el estudio ha sido realizado tomando en consideración solo las necesidades de la demanda eléctrica que tendrá el Sistema Eléctrico hasta el año de 1990.

Por lo tanto es necesario hacer ciertas recomendaciones:

a.- Que debe construírse una línea a 69 KV, desde Santa Elena a Palmar después del año de 1990.

b.- Analizar la posible interconexión con la zona adyacente de Manabí, la cual se podría ejecutar a través de la línea Santa Elena-Palmar. De esta manera se obtendrá una mayor disponibilidad y confiabilidad.

c.- Por motivo de que la zona de estudio tiene un alto grado de salinidad es necesario que toda clase de material que pueda tener corrosión tenga un doble galvanizado, además, que se tenga cuidado que al haber realizado el galvanizado no se efectuén otras perforaciones.

A N E X O I

NUMERACION	DESCRIPCION	Pág.
Tabla # 1	Longitud de Líneas segúb Sistema actual	76
Figu. # 1	Diagrama del Estado actual del Sistema 1976	77
Figu. # 2	Diagrama unifilar de generación	78
Figu. # 3	Densidad de las Poblaciones	79
Figu. # 4	Vía de Comunicación	80
Figu. # 5	División Zona de Santa Elena	81
Cuadro # 1	Datos de Población	82
Cuadro # 2	Datos Estadísticos de Abonados	90
Cuadro # 3	Industrias establecidas abastecidas por el Sistema	101
Cuadro # 4	Industrias establecidas autoabastecidas a integrarse	102
Cuadro # 5	Industrias a instalarse	103
Cuadro # 6	Pérdidas obtenidas en la Libertad	104
Cuadro # 7	Factor de carga en la Libertad	105
Cuadro # 8	Proyección de poblaciones	106
Cuadro # 9	Datos de población mayor servida	108
Cuadro #10	Metas de Desarrollo de la demanda residencial	117
Cuadro #11	Metas de desarrollo de la demanda comercial	127
Cuadro #12	Tasas de crecimiento de industrias establecidas que obtienen energía del Sistema	136
Cuadro #13	Consumo de alumbrado público de las poblaciones de Salinas y La Libertad	138
Cuadro #14	Metas del desarrollo eléctrico de la demanda de alumbrado público	140
Cuadro #15	Tasas del crecimiento del consumo de las dependencias de gobierno	148
Salidas de Computadora	Proyección de la demanda de las poblaciones	150

LONGITUD DE LINEAS SEGUN SISTEMA ACTUAL

DESDE	A	NIVEL DE VOLTAJE 13.8 KV	NIVEL DE VOLTAJE 69 KV	LONGITUD	CONDUCTOR
LA LIBERTAD	STA ELENA	X		6	3X2 AL
LA LIBERTAD	SALINAS	X		7	3 X 2/0 AL
LA LIBERTAD	MUEY	X		6	3X2 AL
LA LIBERTAD	ANCONCITO	X		19	2X6 AL
STA ELENA	BALLENITA	X		6	3X2 AL
STA. ELENA	P. BLANCA	X		12	3X6
P BLANCA	S. PABLO	X		3	3X6
S. PABLO	PACOA	X		9	3X6
PACOA	MONTEVERDE	X		3	3X6
MONTEVERDE	PALMAR	X		3X	3X6
PALMAR	COLONCHE	X		5	3X6
PALMAR	S.PEDRO	X		12	3X2
S. PEDRO	MANGLARALTO	X		11	3X2
STA. ELENA	S. VICENTE		X	11	1X2 AL
S. VICENTE	BAÑOS		X	9	1X2 AL
STA. ELNA	TAMBO	X		5	2X 5
TAMBO	PROSPERIDAD	X		3	2X6
PROSPERIDAD	ATAHUALPA		X	5	1X6 AL
PLAYAS	POSORJA	X		32	3X2
PLAYAS	EL MORRO			6	
LA LIBERTAD	PTO. MUNICIPAL	X		2	3X 2/0

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA STA ELENA

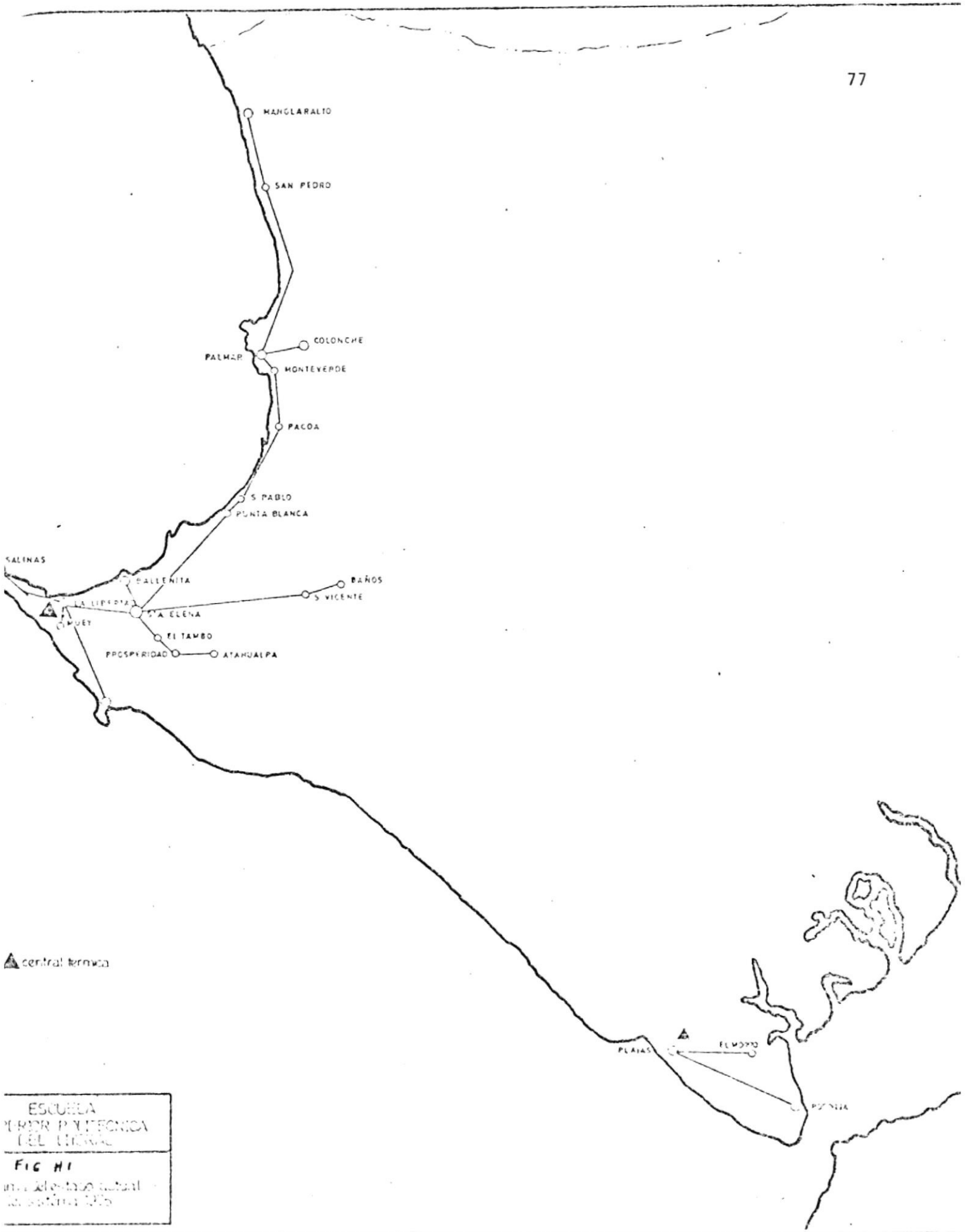

MANGLARALTO
SAN PEDRO
COLONCHE
PALMAR
MONTEVERDE
PACOA
S PABLO
PUNTA BLANCA
SALINAS
BAÑOS
S VICENTE
LA LIBERTAD
STA ELENA
EL TAMBO
PROSPERIDAD
ATAHUALPA
central termica
PLAYAS
EL MORRO
PUNTA

FIG H1

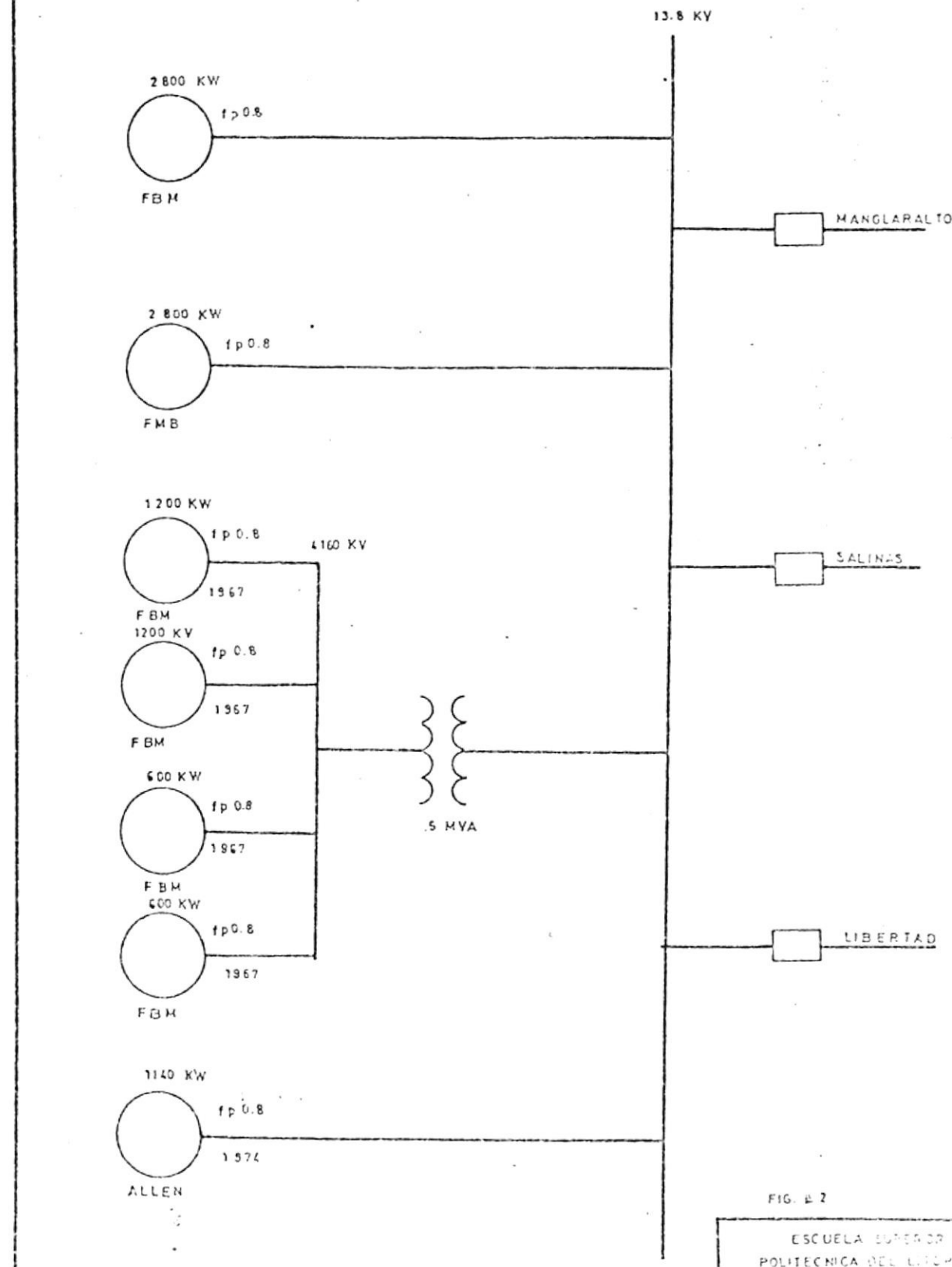


FIG. # 2

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA ELENA
DIAGRAMA UNIFILAR DE GENERACION



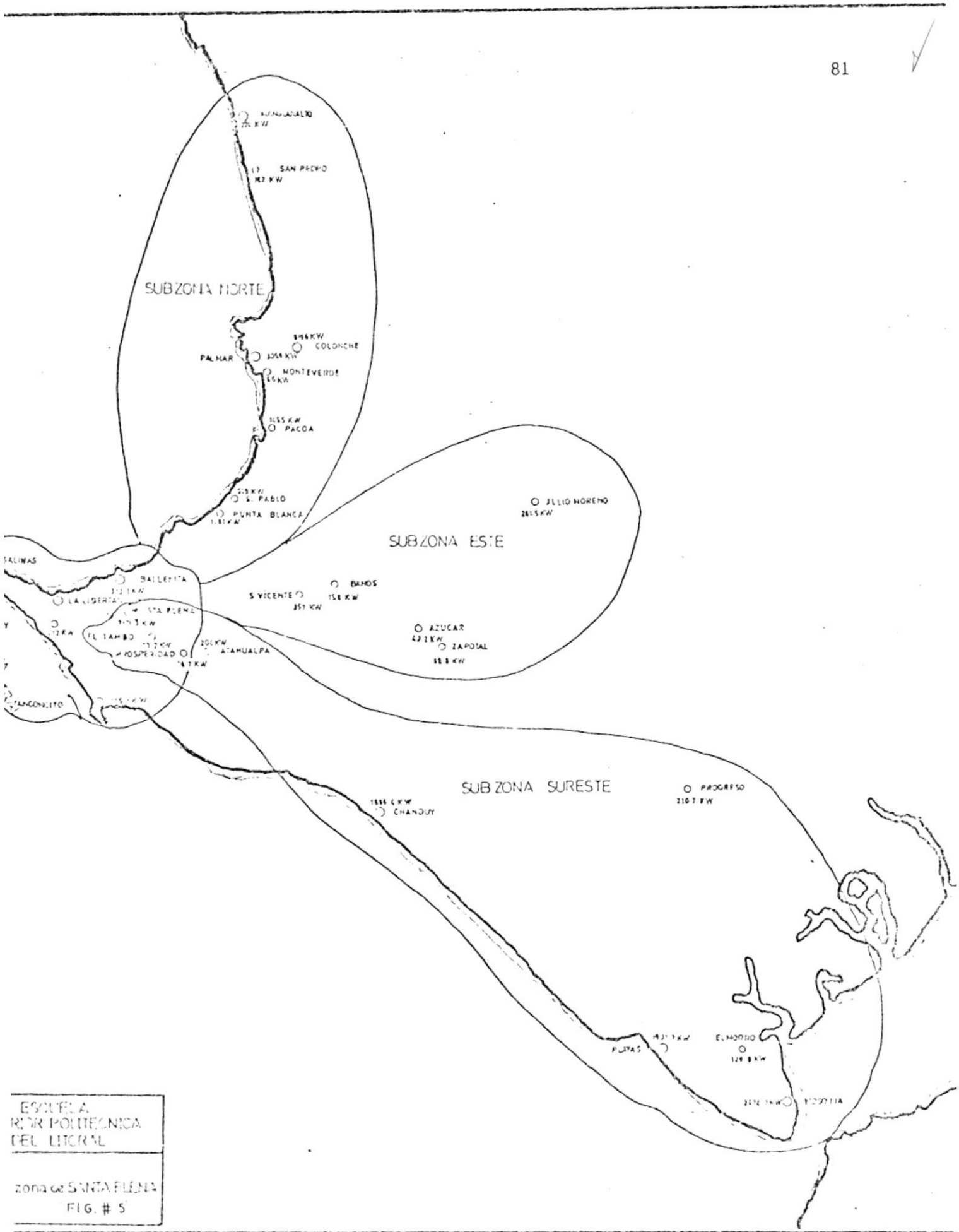
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA ELENA
DENSIDAD DE LAS POBLAC[illegible]



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA STA. ELENA

VIAS DE COMUNICACION



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

zona de SANTA ELENA

FIG. # 5

C U A D R O # 1

D A T O S D E P O B L A C I O N

SUBZONA CENTRAL

Población Santa Elena

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA C. CANTONAL	POBLACION SUBURBANA	POBLACION RURAL TOTAL
1.950	2.775	9.989	27.313
1.962	4.241		13.254
1.974	7.762		18.964

Población Salinas

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA C. CANTONAL	POBLACION SUBURBANA	POBLACION RURAL TOTAL
1.950	2.672	2.895	9.588
1.962	5.460		3.001
1.974	12.243		8

Población La Libertad

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA C.PARROQUIAL	POBLACION SUBURBANA	POBLACION RURAL TOTAL
1.950			
1.962	13.565		177
1.974	25.069		1.009

Cuadro # 1

Población Anconcito

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA C.PARROQUIAL	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	852	--
1.974	1.710	1.732

Población José Luis Tamayo (Muey)

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA C.PARROQUIAL	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	2.291	152
1.974	3.060	3.382

Población Ballenita

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	695	--

SUBZONA NORTE

Población Punta Blanca

Cuadro # 1

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	349	--

Población de San Pablo

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	1.117	--

Población Pacoa

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	284	--

Población Monteverde

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	627	--

Cuadro # 1

Población Palmar

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	1.500	--

Población Colonche Urbano

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	470	9.525
1.974	580	15.560

Población Manglaralto

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	799	9.309
1.974	630	13.032

SUBZONA SURESTE

Población Tambo

Cuadro # 1

CENSL DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	908	--

Población Prosperidad

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	887	--

Población Atahualpa

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	1.502	136
1.974	1.683	65

POBLACION CHANDUY

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	382	6.559
1.974	563	7.716

Cuadro # 1

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	5.067	2.868
1.974	6.919	4.513

Población Posorja

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	2.086	803
1.974	3.403	610

Población Morro

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	---	--
1.962	302	1.779
1.974	346	1.941

Población Juan Gómez Rendón (Progreso)

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	1.445	2.229
1.974	1.554	2.363

Cuadro # 1

SUBZONA ESTE

Población San Vicente

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA R.STA. ELENA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	597	--

Población Baños

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA R.STA. ELENA	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	155	--

Población Azúcar

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA REC.DE CHANDUY	POBLACION RURAL
1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	627	--

Cuadro # 1

Población Zapotal

CENSO DEL AÑO	POBLACION URBANA REC.DE CHANDUY	POBLACION RURAL
.1.950	--	--
1.962	--	--
1.974	1.000	--

C U A D R O # 2

DATOS ESTADISTICOS DE ABONADOS

SUBZONA CENTRAL

Población Santa Elena

AÑO	# ABONADOS			CONSUMO (K. W. H.)		
	Residenciales Fijos	Comerciales	Industriales	Residenciales	Comerciales	Industriales
1.970	384	94	2	130576	92835	410.4
1.971	488	110	3	160576	93372	6283
1.972	459	107	2	167175	108480	63092
1.973	486	110	3	235918	121740	10716
1.974	559	118	3	324183	156055	9541
1.975	643	129	4	424604	176175	38104
1.976	676	142	4	477460	188994	46061

Cuadro # 2

Población Salinas

AÑO	ABONADOS			CONSUMO (K. W. H.)		
	Residenciales	Comerciales	Industriales	Residenciales	Comerciales	Industriales
1.970	1360	134	14	985097	163973	324267
1.971	1572	139	17	1201562	219679	543703
1.972	1727	148	16	1495409	275753	522128
1.973	1855	156	17	1638989	261700	645673
1.974	2052	161	17	1845678	287899	986460
1.975	2344	178	18	2104708	426493	1509333
1.976	2524	193	21	2315305	608729	1112349

Población Ballenita

AÑO	ABONADOS			CONSUMO (K. W. H.)		
	Residenciales Fijos Temporales	Comerciales	Industriales	Residenciales Fijos Temporales	Comerciales	Industriales
1.970	39	6	1	554	2372	91
1,971	45	7		475	2806	128
1.972	55	8		586	4236	169
1.973	56	8		790	3339	234
1.974	8	-		4825	--	-
1.975	9	-		5934	--	-
1976	9	-		7790	--	-

Cuadro # 2

Población La Libertad

AÑO	ABONADOS			CONSUMOS (K. W. H.)		
	Residenciales	Comerciales	Industriales	Residenciales	Comerciales	Industriales
1.970	1214	427	6	458566	352043	451737
1.971	1533	426	9	737014	391236	387262
1.972	1654	416	10	852996	418607	342847
1.973	1825	497	13	1073478	515468	342920
1.974	2045	532	15	1376462	645534	366183
1.975	2299	594	15	1682083	915841	344606
1.976	2461	621	16	2050161	167082	290119

Población Anconcito

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)		
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales	Industriales
1.970	34	9	8247	6153	--
1.971	49	10	17875	7992	--
1.972	64	12	27440	15389	--
1.973	73	19	35049	20120	--
1.974	80	22	46406	21558	--
1.975	93	24	67629	23821	--
1.976	104	27	98097	32228	--

Cuadro # 2

Población José Luis Tamayo (Muey)

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)		
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales	Industriales
1.970	--	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--	--
1.973	--	--	--	--	--
1.974	--	--	--	--	--
1.975	--	--	--	--	--
1.976	121	24	27311	9607	--

SUBZONA NORTE

Población Punta Blanca

AÑO	ABONADOS			CONSUMOS (K.W.H.)		
	Residenciales fijos	Residenciales Temporales	Comerciales	Residenciales Fijos	Residenciales Temporales	Comerciales
1.970		--	--	--	--	--
1.971	2	21	--	1068	13581	--
1.972	1	32	--	496	31299	--
1.973	1	36	--	839	55045	--
1.974	40			58593		--
1.975	52			72921		
1.976	57			102108		

Cuadro # 2

Población San Pablo

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	27	6	4904	3131
1.972	37	4	14959	2620
1.973	42	8	17493	6091
1.974	66	12	32347	8198
1.975	79	14	44117	11718
1.976	90	12	53055	13571

Población Pacoa

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	5	--	4548	--
1.973	7	--	4776	--
1.974	9	--	9849	--
1.975	13	--	14066	--
1.976	11	--	52860	--

Cuadro # 2

Población Monteverde

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--
1.973	10	--	6853	--
1.974	15	1	26866	242
1.975	36	1	22801	255
1.976	50	2	35115	509

Población Palmar

AÑO	ABONADOS			CONSUMOS (K. W. H.)		
	Residenciales		Comerciales	Residenciales		Comerciales
	Fijos	Temporales		Fijos	Temporales	
1.970	--	--		--	--	--
1.971	--	--		--	--	--
1.972	27	9	8	6690	800	4300
1.973	43	12	13	22304	7718	9126
1.974	65	17	14	44036	10833	8727
1.975	67	17	15	63244	12119	12780
1.976	79	19	17	72713	15691	13958

Cuadro # 2

Población Colonche Urbano

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--
1.973	18	6	4159	4159
1.974	23	6	6785	1919
1,975	24	6	8777	3960
1.976	30	8	10002	5350

Población Manglaralto

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--
1.973	--	--	--	--
1.974	--	--	--	--
1.975	--	--	--	--
1.976	197	42	94549	28916

Cuadro # 2

SUBZONA SURESTE

Población Tambo

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W.H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	31	--	6910	--
1.971	48	--	13888	--
1.972	52	1	14215	131
1.973	49	2	20584	633
1.974	50	3	27126	3260
1.975	51	8	24533	13887
1.976	52	8	32607	21545

Población Prosperidad

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	48	2	12025	137
1.971	72	3	17144	2830
1.972	75	3	19839	1827
1.973	78	4	26124	2003
1.974	85	16	77146	37024
1.975	89	18	100724	39263
1.976	90	22	129467	47948

Cuadro # 2

Población Atahualpa

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	121	9	31303	11016
1.972	134	9	46166	16088
1.973	139	14	58943	20899
1.974	143	16	77146	37024
1.975	163	18	100724	39263
1.976	178	22	129467	47948

Población Playas

AÑO	ABONADOS			CONSUMOS (K. W. H.)		
	Residenciales	Comerciales	Industriales	Residenciales	Comerciales	Industriales
1.970	--	--	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--	--	--
1.972	700	146	--	235459	91742	--
1.973	789	155	--	315396	111080	--
1.974	857	180	1	454216	203362	2400
1.975	967	197	1	549707	255024	2526
1.976	1137	188	2	942192	297714	22526

Cuadro # 2

Población Posorja

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--
1.973	--	--	--	--
1.974	--	--	--	--
1.975	--	--	--	--
1.976	187	44	112721	187

SUBZONA ESTE

Población San Vicente

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	29	--	5331	--
1.973	36	1	9613	277
1.974	37	--	12762	--
1.975	43	1	16285	200
1.976	48	1	21865	6790

Cuadro # 2

Población Baños

AÑO	ABONADOS		CONSUMOS (K. W. H.)	
	Residenciales	Comerciales	Residenciales	Comerciales
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	9	3	2500	1447
1.973	9	4	5311	3145
1.974	8	4	5848	6035
1.975	10	4	11006	5044
1.976	12	4	17499	6668

C U A D R O # 3

INDUSTRIAS ESTABLECIDAS ABASTECIDAS POR EL SISTEMA

NOMBRE DE LA INDUSTRIA	AMPLIACION KW	CONSUMO MWH(AÑO)	LUGAR
Hotel Punta Cernero	24	58	Salinas
Fábrica Harina de Pescado	72,2	175	Salinas
EPROMAR (Enlatadora)	15	62	Salinas
Hotel Miramar	42	102	Salinas
La Portuguesa S.A.	100	414	Santa Rosa
La Corona	4	17	Salinas

C U A D R O # 4

INDUSTRIAS ESTABLECIDAS AUTO ABASTECIDAS A INTEGRARSE

NOMBRE DE LA INDUSTRIA	POTENCIA KW	CONSUMO MWH(AÑO)	INTEGRACION	LUGAR
Ecuasal	60	250	1.978	Pacoa
Ecuasal	150	622	1.978	Punta Carnero
Ecuatún	800	3.318	1.983	
Tennesse	370	1.918	1.978	Libertad
Pesca Sta. Elenense	166	689	1.980	Posorja
Protinac	100	414	1.980	Anconcito
Petroleos Gulf	800	4.200	1.978	Libertad
Anglo Ecuadorian	4.000	18.662	1.979	Sta. Elena
Armada del Ecuador	100	242	1.979	Salinas

C U A D R O # 5

INDUSTRIAS A INSTALARSE

NOMBRE DE LA INDUSTRIA	POTENCIA EN (KW)	CONSUMO MWH (AÑO)	AÑO A INSTALARSE	LUGAR
Deshidratadora de cebollas	65	270	1.980	Manglaralto
Conservas de Pescado	50	207	1.980	Salinas-Libertad
Frigorifico de Pescado	169	702	1.980	Salinas-Libertad
Productos marítimos	30	130.6	1.978	Anconcito
Harimar	30	131.6	1.978	Santa Elena
Salinera Ecuatoriana	5	21.9	1.978	Santa Elena
Proteica	150KW	657	1.977	Chanduy
Amhega	300KW	1314	1.977	Chanduy
Impeca	55KW	241	1.977	Chanduy
Industrialización del Tiburón	14KW	58	1.978	Chanduy
Pescomar	800KW	3500	1.980	Chanduy
Pesquera Garrido	800KW	2321,7	1.978	Posorja
Promainde	112KW	584	1.978	Posorja
Pesquera Worlwide	300KW	1314	1,980	Posorja
Impeca		131	1.980	Posorja
Proteinas del Mar	40KW	175,2	1.980	San Pablo
Pesquera		184,3	1.981	Manglaralto

C U A D R O # 6

PERDIDAS OBTENIDAS EN LA LIBERTAD

AÑO	ENERGIA GENERADA	ENERGIA FACTURADA	PERDIDAS
1.969	4.671,669	3.510,763	0,248%
1.970	5.662,380	4.744,760	0,16%
1.971	6.718,260	5.670,210	0,156%
1.972	7.977,780	6.489,209	0,186%
1.973	9.170,260	7.425,254	0,19%
1.974	10.742,585	9.791,969	0,09%
1.975	13.253,555	12.788,128	0,04%
1.976	16.318,110	15.916,314	0,02%

PERDIDAS OBTENIDAS EN PLAYAS

AÑO	ENERGIA GENERADA	ENERGIA FACTURADA	PERDIDAS
1.969	--	--	--
1.970	--	--	--
1.971	561,931	404,408	0,28%
1.972	554,940	486,318	0,12%
1.973	663,710	584,047	0,12%
1.974	975,820	826,574	0,15%
1.975	1.182,440	991,883	0,16%
1.976	1.956,271	1.659,105	0,15%

C U A D R O # 7

FACTOR DE CARGA EN LA LIBERTAD

AÑO	ENERGIA GENERADA	Nº DE HORAS	D. MAX. KW.	FACTOR DE CARGA
1.969	4.671,669	8760	1640	0,33%
1.970	5.662,380	8760	2060	0,31%
1.971	6.718,260	8760	2540	0,30%
1.972	7.977,780	8760	2820	0,32%
1.973	9.170,260	8760	3130	0,33%
1.974	10.742,585	8760	3690	0,33%
1.975	13.253,555	8760	4460	0,34%
1.976	15.318,110	8760	5470	0,32%

FACTOR DE CARGA EN PLAYAS

AÑO	ENERGIA GENERADA	NºDE HORAS	D. MAX. KW.	FACTOR DE CARGA
1.969	--	--	--	--
1.970	--	--	--	--
1.971	561,981	8760	189	0,34%
1.972	554,940	8760	346	0,18%
1.973	663,710	8760	430	0,28%
1.974	975,820	8760	453	0,25%
1.975	1.182,440	8760	432	0,31%
1.976	1.956,271	8760	922	0,24%

C U A D R O # 8

PROYECCION DE POBLACIONES

SUBZONA.. CENTRAL				
POBLACION	1.976	1.980	1.985	1.990
Salinas Libertad	54250	64721	81327	103604
Muey	6882	7720	8780	9440
Anconcito	2504	2761	2965	3164
Santa Elena	9993	11745	13215	14186
SUBZONA SURESTE				
Tambo	940	1010	1150	1350
Prosperidad	965	1080	1242	1437
Atahualpa	1782	1900	2150	2570
Chanduy	4243	4550	5120	5980
Playas	12150	13774	16109	18860
Morro	2313	2440	2780	3350
Progreso	3955	4190	4740	5731
Posorja	4334	4996	5970	7223

Cuadro # 8

SUBZONA NORTE				
Punta Blanca	1044	1080	1227	1510
San Pablo	1215	1351	1564	1810
Pacoa	294	315	360	420
Monteverde	676	780	890	990
Palmar	1638	1841	2131	2467
Colonche Urbano	600	644	702	770
Colonche Rural	1684	18870	21140	28300
Manglaralto	14448	16158	18583	21374
SUBZONA ESTE				
San Vicente	621	666	750	878
Baños	165	177	200	234
Azúcar	652	730	832	930
Zapotal	1040	1120	1275	1490
Julio Moreno	3925	4490	5100	5620

C U A D R O # 9

DATOS DE POBLACIONES MAYOR SERVIDAS

SUBZONA CENTRAL

POBLACION SALINAS-LIBERTAD

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R.	POBLACION SERVIDA
1.970	29127	2611	16.79	35.73
1.971	30701	3122	14.64	40.98
1.972	32459	3397	13.88	43.23
1.973	45448	3669	12.39	44.88
1.974	49781	4097	12.14	49.42
1.975	52035	4643	11.21	49.42
1.976	54250	4985	10.88	55.15

POBLACION JOSE LUIS TAMAYO (MUEY)

1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--
1.973	--	--	--	--
1.974	--	--	--	--
1.975	--	--	--	--
1.976	6882	121	56.9	10.5

Cuadro # 9

POBLACION BALLENITA

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R.	POBLACION SERVIDA
1.970	2215	117	18.93	37.5
1.971	2259	145	15.58	42.85
1.972	2304	170	13.55	50.00
1.973	2350	181	12.98	64.8
1.974	2404	202	11.9	67.4
1.975	2452	228	10.75	69.3
1.976	2504	253	9.9	72.7

POBLACION ANCONCITO

1.970	2726	42	64.9	9.97
1.971	2890	60	48.17	11.3
1.972	3063	71	43.14	12.47
1.973	3247	86	37.76	13.4
1.974	3442	100	34.42	15.4
1.975	36.31	117	31.03	16.6
1.976	38.60	141	27.38	18.1

Cuadro # 9

POBLACION SANTA ELENA

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R.	POBLACION SERVIDA
1.970	7351	389	18.90	31.75
1.971	7675	488	15.73	38.14
1.972	8007	459	17.44	34.40
1.973	8382	486	17.24	34.80
1.974	9099	539	16	37.5
1.975	9620	619	15.54	40.1
1.976	10040	643	15.61	42.8

SUBZONA SUR

POBLACION TAMBO

1.970	813	31	25.92	30.86
1.971	836	48	17.3	31.7
1.972	859	52	16.68	32.6
1.973	883	49	18.02	33.4
1.974	908	50	18.96	35.4
1.975	930	51	18.24	37.5
1.976	944	52	18.15	39.6

Cuadro # 9

POBLACION PROSPERIDAD

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R.	POBLACION SERVIDA
1.970	795	48	16.56	36.23
1.971	817	72	11.39	52.68
1.972	840	75	11.19	53.62
1.973	863	78	11.06	54.25
1.974	887	85	10.44	57.47
1.975	925	89	10.39	57.47
1.976	965	90	10.6	56.2

POBLACION ATAHUALPA

1.970	--	--	--	--
1.971	1637	121	13.53	59,12
1.972	1657	134	12.3	65.04
1.973	1667	139	12.	50.
1.974	1748	143	11.4	52.3
1.975	1760	163	11	54.5
1.976	1782	178	10.5	56.6

Cuadro # 9

POBLACION PLAYAS

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R.	POBLACION SERVIDA
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	10725	700	15.33	39.14
1.973	11078	789	14.1	42.55
1.974	11482	857	13.4	44.78
1.975	11795	967	12.20	49.18
1.976	12163	1137	10.69	56.13

POBLACION POSORJA

1.976	4334	187	23.18	25.88

POBLACION PUNTA BLANCA

1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	940	33	28.48	21.07
1.973	1018	37	27.51	21.81
1.974	1037	40	25.92	23.15
1.975	1040	52	20.00	30.00
1.976	1044	57	18.31	32.77

Cuadro # 9

POBLACION SAN PABLO

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R.	POBLACION SERVIDA
1.970	--	--	--	--
1.971	943	27	35.18	27.74
1.972	998	37	27.34	29.26
1.973	1056	42	25.44	31.45
1.974	1117	66	16.92	35.46
1.975	1160	79	14.68	40.87

POBLACION PACOA

1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	269	5	52.95	11.33
1.973	276	7	39.90	15
1.974	282	9	31.33	19.15
1.975	290	13	22.3	26.91
1.976	294	11	26.4	22.73

Cuadro # 9

POBLACION MONTEVERDE

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R.	POBLACION SERVIDA
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--
1.973	627	10	62.7	9.57
1.974	650	15	43.33	13.85
1.975	660	36	18.83	32.73
1.976	676	50	13.52	44.38

POBLACION PALMAR

1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	1456	36	40.44	19.78
1.973	1500	55	27.15	29.47
1.974	1545	82	18.84	31.85
1.975	1595	84	18.98	31.61
1.976	1638	98	16.7	35.93

Cuadro # 9

POBLACION COLONCHE URBANO

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R	POBLACION SERVIDA
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--
1.973	552	18	31	22.58
1.974	580	23	27.5	21.8
1.975	590	24	24.5	24.4
1.976	600	30	22	27.2

POBLACION MANGLARALTO

1.976	14448	224	64.5	

POBLACION SAN VICENTE

1.970	--	--	--	
1.971	--	--	--	
1.972	565	29	19.48	30.80
1.973	581	36	16.13	37.2
1.974	547	37	14.78	40.60
1.975	614	43	14.27	42.05
1.976	621	48	12.93	46.40

Cuadro # 9

POBLACION BAÑOS

AÑO	POBLACION	ABONADO RESIDENCIAL	HAB/A.R.	POBLACION SERVIDA
1.970	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--
1.972	147	9	16.33	36.74
1.973	151	9	16.78	35.76
1.974	155	8	19.37	30.98
1.975	158	10	15.8	37.97
1.976	161	12	13.4	44.78

C U A D R O # 10

META DE DESARROLLO DE LA DEMANDA RESIDENCIAL

SUBZONA CENTRAL

POBLACION SALINAS-LIBERTAS

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	64250	10.88	10.99	55
1.980	64721	9.	11.89	66.6
1.985	81347	7.4	13.13	81
1.990	103604	6.3	14.49	95.2
		POBLACION JOSE LUIS TAMAYO (MUEY)		
1.976	6882	56.98	226	10.5
1.980	7720	40	264	15
1.985	8780	24	321	25
1.990	9440	10	390	60
		POBLACION BALLENITA		
1.976	3860	27.33	958	18.1
1.980	4670	21	1120	28.5
1.985	5310	14.1	1362	42.5
1.990	5600	8.5	1657	70.5

Cuadro # 10

POBLACION ANCONCITO

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	3860	27.38	958	18.1
1.980	4670	21	1120	28.5
1.985	5310	14.1	1362	42.5
1.990	5600	8.5	1657	70.5

POBLACION SANTA ELENA

1.976	10040	15.61	685	42.8
1.980	11745	12.8	771	46.8
1.985	13215	9.8	894	61.2
1.990	14186	7	1036	82.1

SUBZONA SURESTE

POBLACION TAMBO

1.976	944	18.15	627	39.6
1.980	1010	14	706	42.8
1.985	1150	10.8	818	55.5
1.990	1350	9	949	66.6

Cuadro # 10

POBLACION PROSPERIDAD

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB. RES	POBLACION SERVIDA
1.976	965	10.67	825	56.2
1.980	1080	9.5	929	63.1
1.985	1242	8.7	1077	68.9
1.990	1437	8.5	12.47	70.5
		POBLACION ATAHUALPA		
1.976	1782	10.5	727	56.6
1.980	1900	9	850	66.6
1.985	2150	76	1034	78.9
1.990	2570	7	1258	85.7
		POBLACION CHANDUY		
1.976	4220	28	462	21.4
1.980	4550	19	540	31.5
1.985	5120	12	656	50
1.990	5980	7	797	85.7
		POBLACION PLAYAS		
1.976	12150	10.69	829	56.1
1.980	13774	9	969	66.6
1.985	16109	7.6	1226	78.9
1.990	18857	6.7	1434	89.5

Cuadro # 10

POBLACION MORRO

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	2310	27.4	368	21.8
1.980	2440	19	414	31.5
1.985	2780	11.9	480	50.4
1.990	3350	9	556	66.6
		POBLACION PROGRESO		
1.976	3950	19	361	31.5
1.980	4190	14.4	406	41.6
1.985	4740	10.6	471	56.6
1.990	5730	9	516	66.6
		POBLACION POSORJA		
1.976	4330	23.16	602	25.9
1.980	4990	16	704	37.5
1.985	5970	10	856	60
1.990	7223	7	1042	85.7

Cuadro # 10

POBLACION PUNTA BLANCA

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	1040	18.25	17.91	32.77
1.980	1080	14.5	20.16	41.3
1.985	1227	11.2	23.36	53.5
1.990	15.10	9	27.08	66.6
		POBLACION SAN PABLO		
1.976	1215	13.44	590	44.44
1.980	1361	11.3	664	53.
1.985	1564	9.4	770	63.8
1.990	1810	8	893	75
		POBLACION PACOA		
1.976	290	26.36	4805	22.7
1.980	315	20.5	5201	29.2
1.985	360	14.1	5742	42.5
1.990	420	10	6339	60.

Cuadro # 10

POBLACION MONTEVERDE

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	680	13.6	702	44.1
1.980	730	12.3	790	48.7
1.985	840	10.9	916	55.
1.990	990	10	1062	60.
		POBLACION PALMAR		
1.976	1630	16.63	902	36
1.980	1841	13.2	1012	45.4
1.985	2130	10.7	1176	56.
1.990	2467	9	1363	66.6
		POBLACION COLONCHE		
1.976	600	20	333	30.
1.980	644	15.8	375	37.9
1.985	702	11.5	435	52.1
1.990	770	9	504	16.6

Cuadro # 10

POBLACION COLONCHE RURAL

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	16880	71	260	8.4
1.980	18870	40	281	15.
1.985	21140	18	311	33.3
1.990	23300	10	343	60.

POBLACION MANGLARALTO

1.976	14450	73.35	480	8.1
1.980	16160	50	520	12.
1.985	18580	25	574	24.
1.990	21370	10	633	60.

SUBZONA ESTE

POBLACION SAN VICENTE

1.976	621	12.93	456	46.4
1.980	666	11.7	493	51.2
1.985	750	10.7	544	56
1.990	872	10	601	60

Cuadro # 10

POBLACION COLONCHE RURAL

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	16880	71	260	8.4
1.980	18870	40	281	15.
1.985	21140	18	311	33.3
1.990	23300	10	343	60.

POBLACION MANGLARALTO

1.976	14450	73.55	480	8.1
1.980	16160	50	520	12.
1.985	18580	25	574	24.
1.990	21370	10	633	60.

SUBZONA ESTE

POBLACION SAN VICENTE

1.976	621	12.93	456	46.4
1.980	666	11.7	493	51.2
1.985	750	10.7	544	56
1.990	872	10	601	60

Cuadro # 10

POBLACION BAÑOS

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	165	13.75	1548	43.6
1.980	177	12.4	1578	48.3
1.985	200	11	1743	54.5
1.990	234	10	1925	60
		POBLACION AZUCAR		
1.976	652	16.8	310	35.7
1.980	730	14	336	42.8
1.985	830	11.5	371	52.1
1.990	430	10	410	60
		POBLACION ZAPOTAL		
1.976	1040	16.2	323	37
1.980	1120	13.4	351	44.7
1.985	1275	11	387	54.5
1.990	1490	9.5	427	63.1

Cuadro # 10

POBLACION JULIO MORENO

AÑO	HABITANTES	HAB/A.RES	CONS/AB.RES	POBLACION SERVIDA
1.976	3930	30.8	395	19.4
1.980	4490	23	445	26
1.985	5100	15	516	40
1.990	5620	10	598	60

C U A D R O # 11

METAS DE DESARROLLO DE LA DEMANDA COMERCIAL

Subzona central

POBLACION SALINAS-LIBERTAD

AÑO	AB.CO./AB.RES.	CONS/AB.COM.	TASA %
1.976	16	2800	6
1.980	13.7	3535	6
1.985	12.4	4731	6
1.990	11.5	6331	5.99

POBLACION JOSE LUIS TAMAYO (MUEY)

1.976	20	400	7
1.980	18	524	6.93
1.985	16.4	735	6.98
1.990	15	1030	6.95

POBLACION BALLENITA

1.976	4	866	7.04
1.980	6	1135	6.97
1.985	9	15.91	6.99
1.990	14	2230	6.99

Cuadro # 11

AÑO	AB.COM/AB.RES	CONS./AB.COM.	TASA %
	POBLACION ANCONCITO		
1.976	21	1261	6.97
1.980	19.2	1652	6.99
1.985	17	2318	7.01
1.990	15	3252	7
	POBLACION SANTA ELENA		
1.976	22	4350	7.03
1.980	19	1770	7.01
1.985	17.9	2483	6.97
1.990	17	3483	7.00
SUBZONA SURESTE			
	POBLACION TAMBO		
1.976	15	2693	7.01
1.980	14.5	3531	7.00
1.985	14	4952	6.93
1.990	13.7	6946	6.45

Cuadro # 11

POBLACION PROPERIDAD

AÑO	AB.COM/AB.RES	CONS/AB.COM.	TASA %
1.976		1567	5.99
1.980	10.79	1979	6.01
1.985	13.58	2698	6.00
1.990	14.99	3544	6.00
	POBLACION ATAHUALPA		
1.976	12	2179	6.01
1.980	14	2752	5.99
1.985	16.5	3684	6.01
1.990	20	4929	5.00
	POBLACION CHANDUY		
1.976	10.67	963	6.95
1.980	11.6	1262	7.01
1.985	13.9	1770	7.01
1.990	18	2484	7.01

Cuadro # 11

AÑO	AB.COM/AB.RES	CONS/AB.COM.	TASA %
	POBLACION PLAYAS		
1.976	17	1584	7.0
1.980	18	2077	8.01
1.985	19	2915	7.01
1.990	20	4088	6.99
	POBLACION MORRO		
1.976	10	713	6.03
1.980	14	900	6.00
1.985	19	1204	5.98
1.990	24	1611	5.97
	POBLACION PROGRESO		
1.976	15	590	5.93
1.980	17	745	5.99
1.985	19.5	996	5.95
1.990	24	1332	5.98

Cuadro # 11

POBLACION POSORJA

AÑO	AB.COM/AB.RES.	CONS/AB.COM.	TASA %
1.976	24	1223	7.02
1.980	23	1609	6.98
1.985	21.5	2258	7.01
1.990	20	3167	7.00
	POBLACION PUNTA BLANCA		
1.976	47	1300	8
1.980	9	1703	5.6
1.985	15	2389	5.38
1.990	20	3350	4
	POBLACION SAN PABLO		
1.976	73	1131	13.94
1.980	15	1483	6.07
1.985	17.5	2080	5.82
1.990	20	2918	3.69

Cuadro # 11

AÑO	AB.COM/AB.RES	CONS/AB.COM.	TASA %
	POBLACION PACOA		
1.976	36	1000	7.97
1.980	28.4	1170	6.1
1.985	23.2	1924	5.79
1.990	20	1733	4.38
	POBLACION MONTEVERDE		
1.976	4	255	8
1.980	10	299	6.09
1.985	17	364	5.8
1.990	23	443	4.41
	POBLACION PALMAR		
1.976	170	821	25.03
1.980	20.3	961	1.8
1.985	22.7	1170	5.03
1.990	24	1425	4.44

Cuadro # 11

POBLACION COLONCHE URBANA

AÑO	AB.COM/AB.RES	CONS/AB.COM.	TASA %
1.976	27	669	7.1
1.980	24.5	783	3.21
1.985	21.5	953	6.11
1.990	20	1160	6.02
	POBLACION COLONCHE RURAL		
1.976	5.7	380	7
1.980	14	427	6.99
1.985	19	495	5.95
1.990	24	574	6.03
	POBLACION MANGLARALTO		
1.976	21	688	7.98
1.980	19.1	775	6.34
1.985	16.5	1134	5.79
1.990	15	1314	4.41

Cüadro # 11

SUBZONA ESTE

POBLACION SAN VICENTE

AÑO	AB.COM/AB.RES	CONS/AB.COM.	TASA %
1.976	2	6790	3
1.980	10.2	7643	3
1.985	20	8860	2.99
1.990	25	9980	3.04
	POBLACION BAÑOS		
1.976	33.3	1667	2.99
1.980	30.2	1877	2.99
1.985	27.3	2176	2.98
1.990	25	2521	2.98
	POBLACION AZUCAR		
1.976	263	467	2.99
1.980	10.6	525	2.94
1.985	16.66	609	3.04
1.990	20	706	3.05

Cuadro # 11

POBLACION ZAPOTAL

AÑO	AB.COM/AB.RES	CONS/AB.COM.	TASA %
1.976	7.81	760	3.02
1.980	14.6	856	3
1.985	20.81	993	3
1.990	24.5	1153	3.03

POBLACION JULIO MORENO

1.976	10	707	3.96
1.980	14.5	828	4.02
1.985	17.8	1008	4.02
1.990	20	1226	3.95

C U A D R O # 12

TASAS DE CRECIMIENTO DE INDUSTRIAS ESTABLECIDAS QUE OBTIENEN ENERGIA DEL SISTEMA

POBLACION SALINAS-LIBERTAD

AÑO	CONS. IND. KWH	TASA CONS. IND. %
1.970	776.004	--
1.971	930.965	19
1.972	864.975	8
1.973	998.593	15
1.974	1.353.623	35
1.975	1.853.939	37
1.976	1.402.468	0.7

POBLACION BALLENITA

1.970	91.14	--
1.971	127.86	40
1.972	168.76	31
1.973	234.45	38

Cuadro # 12

POBLACION SANTA ELENA

AÑO	CONS. IND. KWH.	TASA CONS. IND. %
1.970	---	--
1.971	6.283	--
1.972	6.309	0.41
1.973	10.716	70
1.974	9.541	0.08
1.975	38.104	299.3
1.976	46.061	20.88

POBLACION PLAYAS

1.974	2.400	--
1.975	2.526	0.5
1.976	22.526	791.76

C U A D R O # 13

CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO DE LAS POBLACIONES DE SALINAS Y LA LIBERTAD

SALINAS - LIBERTAD

AÑO	POBLACION	CONS. A.P.	CONS.A.P./HABT.
1.970	29127	712767	24.47
1.971	30701	742817	24.2
1.972	32459	774255	23.85
1.973	45448	8000381	17.61
1.974	49751	833116	16.75
1.975	52035	981509	18.86
1.976	54250	1239614	22.85

SANTA ELENA

1.970	18154	372034	20.49
1.971	18953	397422	20.97
1.972	19787	431175	21.79
1.973	20608	450017	21.83
1.974	21494	485753	22.6
1.975	22418	546793	24.4
1.976	23382	610213	26.1

Cuadro # 13

PLAYAS

	POBLACION	CONS. A.P.	CONS.A.P./HABT.
1.970	--	--	--
1.971	--	--	--
1.972	10725	158580	14.78
1.973	11078	157591	14.22
1.974	11482	163361	14.22
1.975	11795	174646	14.8
1.976	12163	202483	16.64

C U A D R O # 14

METAS DEL DESARROLLO ELECTRICO DE LA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO

SUBZONA CENTRAL

POBLACION SALINAS-LIBERTAD

AÑO	CONS.A.P./HABT.
1.976	23.59
1.980	24.00
1.985	24.59
1.990	25.49

POBLACION JOSE LUIS TAMAYO (MUEY)

1.976	16.19
1.980	17.
1.985	18.39
1.990	20.

POBLACION BALLENITA

1.976	17.20
1.980	17.50
1.985	18.29
1.990	20.

Cuadro # 14

POBLACION ANCONCITO

AÑO	CONS.A.P./HABT.
1.976	15.29
1.980	15.89
1.985	17.29
1.990	20.00

POBLACION SANTA ELENA

1.976	21.
1.980	22.79
1.985	23.75
1.990	25

SUBZONA SURESTE

POBLACION TAMBO

1.976	13.09
1.980	15.39
1.985	17.29
1.990	19.00

Cuadro # 14

POBLACION PROSPERIDAD

AÑO	CONS.A.P./HABT.
1.976	14
1.980	16.19
1.985	18.50
1.990	20.

POBLACION ATAHUALPA

1.976	13.
1.980	15.5
1.985	17.89
1.990	19.

POBLACION CHANDUY

1.976	12.39
1.980	13.79
1.985	16.09
1.990	19.00

Cuadro # 14

POBLACION PLAYAS

AÑO	CONS.A.P./HABT.
1.976	16.
1.980	18.79
1.985	21.
1.990	22.

POBLACION MORRO

1.976	10.89
1.980	12.89
1.985	16.79
1.990	19.00

POBLACION PROGRESO

1.976	14.5
1.980	16.
1.985	17.39
1.990	18.

Cuadro # 14

POBLACION POSORJA

AÑO	CONS.A.P./HABT.
1.976	14.59
1.980	15.59
1.985	17.29
1.990	20.

SUBZONA NORTE

POBLACION PALMAR

1.976	15.8
1.980	17
1.985	18.76
1.990	20

POBLACION COLONCHE

1.976	16.34
1.980	18
1.985	19.2
1.990	20

Cuadro # 14

POBLACION COLONCHE RURAL

AÑO	CONS.A.P./HABT.
1.976	11.7
1.980	13
1.985	14.16
1.990	14.99

POBLACION MANGLARALTO

1.976	17.99
1.980	14.09
1.985	15.85
1.990	17

SUBZONA ESTE

POBLACION SAN VICENTE

1.976	16
1.980	18.39
1.985	20.11
1.990	21

Cuadro # 14

POBLACION BAÑOS

AÑO	CONS.A.P./HABT.
1.976	15.09
1.980	17.69
1.985	19.09
1.990	20

POBLACION AZUCAR

1.976	11.6
1.980	12.19
1.985	15.02
1.990	19

POBLACION ZAPOTAL

1.976	19.29
1.980	20.89
1.985	21.60
1.990	22

Cuadro # 14

POBLACION JULIO MORENO

AÑO	CONS.A.P./HABT.
1.976	10.79
1.980	12.50
1.985	14.79
1.990	18.00

C U A D R O # 15

TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE LAS DEPENDENCIAS DE GOBIERNO

SUBZONA CENTRAL

POBLACION SALINAS

AÑO	CONSUMO DEP. GOBIERNO	TASA %
1.970	533.757	
1.971	539.988	1
1.972	594.137	10
1.973	695.298	17
1.974	704.318	1
1.975	1144.298	62
1.976	1424.645	24

POBLACION LIBERTAD

1.970	6.800	
1.971	7.608	10
1.972	7.031	8
1.973	11.176	58
1.974	35.101	214
1.975	163.398	361
1.976	251.551	54

Cuadro # 15

AÑO	CONSUMO DEP. GOBIERNO	TASA %
	POBLACION SANTA ELENA	
1.970	17.455	
1.971	17.098	3
1.972	17.870	4
1.973	24.398	36
1.974	24.776	1
1.975	36.848	49
1.976	42.130	14
	POBLACION PLAYAS	
1.974	3.235	
1.975	9.980	208
1.976	27.419	175
	POBLACION PALMAR	
1.974		
1.975	1.023	
1.976	900	

PROYECCION DE LA DEMANDA SALINAS LIBERT

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	54.25	55.0	10.9	4.97	0.79	5469.7	2229.7	4072.9	1280.3	13052.7	17.0	15745.1	37.0	4857.0
1977	56.69	57.1	10.5	5.39	0.82	6171.1	2435.7	4403.6	1343.5	14354.0	17.0	17294.0	39.5	4997.9
1978	59.24	60.6	9.9	5.98	0.86	7114.7	2729.6	12417.7	1409.9	23672.0	16.8	28486.2	43.2	7510.0
1979	61.94	63.8	9.4	6.58	0.94	8151.0	3142.4	13126.5	1480.3	25900.4	16.6	31092.9	44.0	8066.8
1980	64.72	66.6	9.0	7.19	0.98	9247.7	3482.6	13641.8	1553.2	27925.5	16.5	33483.8	44.5	8589.5
1981	67.65	69.7	8.5	7.86	1.01	10517.4	3817.7	14206.2	1632.2	30173.7	16.5	36143.4	44.8	9196.0
1982	70.78	72.7	8.2	8.57	1.07	11925.3	4259.6	14825.7	1716.4	32727.2	16.3	39147.3	45.2	9865.0
1983	74.10	75.0	8.0	9.26	1.18	13393.5	4991.3	18822.9	1804.3	39012.2	16.1	46553.9	46.0	11553.0
1984	77.61	76.9	7.8	9.95	1.25	14964.7	5595.2	19651.7	1897.5	42109.4	16.0	50189.9	46.6	12208.6
1985	81.32	81.0	7.4	10.98	1.36	17187.0	6446.7	20557.1	2000.4	46191.4	15.8	54924.4	47.5	13172.0
1986	85.26	85.7	7.0	12.18	1.48	19816.8	7452.0	21551.0	2105.9	50925.9	15.8	60482.1	47.1	14627.8
1987	89.45	88.8	6.7	13.24	1.59	22411.0	8479.6	22641.9	2221.1	55753.7	15.5	66035.4	46.7	16114.3
1988	93.91	90.9	6.6	14.22	1.69	25042.6	9541.3	23839.9	2347.7	60771.6	15.2	71749.3	46.2	17690.1
1989	98.62	92.7	6.4	15.24	1.78	27898.2	10679.9	25157.8	2487.2	66223.2	15.0	77983.1	45.7	19471.1
1990	103.60	95.2	6.3	16.44	1.89	31293.7	11972.6	26611.9	2641.7	72520.1	14.9	85317.7	45.0	21643.2
TASAS	0/0 4.72			8.91	6.37	13.26	12.75	14.34	5.31	13.03		12.82		11.20

PROYECCION DE LA DEMANDA DE MUEY

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	6.88	10.5	56.9	0.12	0.02	27.3	9.6	0.0	111.4	148.4	18.3	181.9	28.0	74.1
1977	7.09	11.3	53.0	0.13	0.02	31.4	11.1	0.0	116.2	158.8	18.1	194.2	28.7	7o.9
1978	7.30	12.2	49.0	0.14	0.02	36.3	12.9	0.0	120.4	169.7	18.0	207.0	29.6	79.5
1979	7.52	13.3	45.0	0.16	0.03	42.4	15.2	0.0	126.3	184.0	17.7	223.8	30.4	83.7
1980	7.72	15.0	40.0	0.19	0.03	50.9	18.2	0.0	131.2	200.3	17.5	243.1	30.9	89.5
1981	7.92	16.7	35.8	0.22	0.03	60.7	21.9	0.0	136.4	219.1	17.3	265.3	31.3	96.6
1982	8.14	18.7	32.0	0.25	0.04	72.7	26.5	0.0	142.4	241.7	17.1	291.9	31.6	105.1
1983	8.36	21.4	28.0	0.29	0.05	88.6	32.5	0.0	149.6	270.9	17.0	326.3	32.1	115.7
1984	8.58	24.0	25.0	0.34	0.05	106.0	39.3	0.0	154.4	299.8	16.7	360.4	32.5	126.5
1985	8.78	25.0	24.0	0.36	0.05	117.4	44.0	0.0	161.5	323.0	16.5	387.3	32.5	135.6
1986	8.96	31.5	19.0	0.47	0.07	157.5	59.3	0.0	167.5	384.3	16.3	459.7	32.6	160.5
1987	9.10	37.6	15.9	0.57	0.08	198.2	75.4	0.0	172.5	446.3	16.1	532.4	32.8	185.2
1988	9.23	42.8	14.0	0.65	0.10	238.0	91.9	0.0	177.2	507.1	16.0	603.7	32.8	209.5
1989	9.33	48.7	12.2	0.75	0.11	284.8	111.7	0.0	182.3	578.9	15.9	686.5	32.9	238.4
1990	9.44	60.0	10.0	0.94	0.14	368.1	145.8	0.0	188.7	702.8	16.0	836.6	33.0	289.4
TASAS	0/0													
	2.28			15.81	13.45	20.41	21.38	*****	3.83	11.74		11.51		10.21

PROYECCION DE LA DEMANDA DE BALLENITA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
76	2.50	60.6	9.9	0.25	0.01	231.0	8.7	0.0	43.0	282.8	17.0	340.7	28.0	138.9
77	2.56	62.5	9.6	0.26	0.01	253.8	11.1	0.0	44.1	309.1	16.7	371.5	28.3	149.8
78	2.64	64.5	9.3	0.28	0.01	281.0	14.0	0.0	45.6	340.7	16.5	408.6	28.5	163.6
79	2.70	65.9	9.1	0.29	0.01	305.6	17.3	0.0	46.9	369.8	16.3	442.4	28.6	175.9
80	2.76	68.1	8.8	0.31	0.01	335.9	21.3	0.0	48.3	405.5	16.1	483.9	29.0	190.5
81	2.82	70.3	8.5	0.33	0.02	368.6	26.3	0.0	49.8	444.7	15.9	529.3	29.1	207.4
82	2.88	72.2	8.3	0.34	0.02	402.1	32.4	0.0	51.2	485.8	15.8	577.0	29.1	225.5
83	2.92	74.0	8.1	0.36	0.02	434.3	40.0	0.0	52.2	526.7	15.6	624.8	29.2	243.4
84	2.95	75.0	8.0	0.36	0.03	462.0	46.6	0.0	53.0	561.7	15.5	665.5	29.3	258.4
85	2.96	76.9	7.8	0.37	0.03	494.4	54.3	0.0	54.1	602.9	15.4	713.5	29.4	276.1
86	2.98	78.9	7.6	0.39	0.03	531.3	66.7	0.0	55.1	653.1	15.3	772.0	29.5	297.7
87	3.02	81.1	7.3	0.40	0.04	576.7	83.4	0.0	56.7	716.9	15.2	846.4	29.6	325.3
88	3.08	83.3	7.2	0.42	0.05	626.6	104.1	0.0	58.8	789.6	15.1	931.2	29.7	356.7
89	3.12	84.9	7.0	0.44	0.06	675.4	127.5	0.0	61.0	864.0	15.0	1017.7	29.8	388.5
90	3.16	85.7	7.0	0.45	0.06	715.5	151.0	0.0	63.2	929.7	14.9	1093.7	29.9	416.2
SAS	0/0													
	1.68			4.23	14.55	8.40	22.56	*****	2.78	8.87		8.68		8.15

PROYECCION DE LA DEMANDA DE SANTA ELENA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1976	10.04	38.4	15.6	0.64	0.14	440.5	191.0	88.1	210.8	930.6	17.0	1122.5	38.0	336.3
1977	10.50	40.5	14.8	0.70	0.15	500.8	220.4	101.6	231.0	1053.9	17.0	1269.7	38.5	375.5
1978	10.94	42.8	14.0	0.78	0.16	568.0	253.6	270.4	245.6	1337.8	16.5	1604.1	39.1	467.1
1979	11.36	45.1	13.3	0.85	0.17	639.7	289.6	18952.1	256.7	20138.2	16.6	24175.5	67.0	4119.0
1980	11.74	46.8	12.8	0.91	0.17	707.1	308.4	19533.9	267.6	20817.2	16.5	24960.7	67.5	4221.3
1981	12.09	49.3	12.1	0.99	0.18	789.1	348.8	20135.0	276.5	21549.6	16.5	25813.0	67.9	4333.3
1982	12.41	52.1	11.5	1.07	0.19	882.7	404.6	20755.9	285.4	22328.8	16.3	26709.1	68.5	4451.0
1983	12.69	55.0	10.9	1.16	0.21	981.4	462.1	21397.4	296.3	23137.3	16.1	27610.1	69.0	4567.8
1984	12.92	58.8	10.2	1.26	0.22	1099.4	532.1	22060.3	303.6	23995.5	16.0	28600.1	69.5	4697.6
1985	13.18	61.2	9.8	1.34	0.24	1202.7	597.9	22745.2	313.1	24859.1	15.8	29559.0	70.0	4820.4
1986	13.43	66.6	9.0	1.49	0.26	1374.3	693.8	23453.2	318.2	25839.6	15.6	30652.0	69.0	5071.1
1987	13.60	71.2	8.4	1.61	0.27	1531.3	796.0	24184.8	326.7	26838.9	15.4	31760.1	68.0	5331.7
1988	13.82	75.0	8.0	1.72	0.29	1687.7	909.1	24941.0	338.5	27876.5	15.2	32912.0	67.0	5607.5
1989	14.03	78.4	7.6	1.83	0.31	1845.8	1028.9	25722.5	349.4	28946.7	15.1	34107.1	66.0	5899.2
1990	14.19	82.1	7.3	1.94	0.33	2013.8	1150.9	26530.1	354.7	30049.6	14.9	35352.5	65.0	6208.7
TASAS	0/0 2.50			8.22	6.24	11.46	13.68	50.32	3.78	28.17		27.94		23.15

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ANCONCITO

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	3.86	21.8	27.4	0.14	0.02	134.9	37.3	0.0	59.0	231.3	16.6	277.6	27.0	117.4
1977	4.08	22.6	26.5	0.15	0.03	153.3	42.5	0.0	62.8	258.7	16.5	310.2	28.0	126.4
1978	4.29	24.5	24.4	0.17	0.03	182.1	50.7	130.6	66.4	429.9	16.5	514.9	34.0	172.8
1979	4.48	26.6	22.5	0.19	0.03	214.4	60.2	133.2	70.3	478.2	16.3	572.0	34.5	189.2
1980	4.67	28.5	21.0	0.22	0.04	249.0	70.5	549.8	74.2	943.7	16.2	1127.5	37.5	343.2
1981	4.83	30.7	19.5	0.24	0.04	288.9	82.2	562.9	77.7	1011.8	16.1	1207.4	38.5	357.2
1982	4.98	33.3	18.0	0.27	0.05	335.3	95.7	576.3	81.1	1088.6	16.0	1297.5	39.0	379.7
1983	5.11	36.3	16.5	0.30	0.05	390.2	111.5	590.0	84.8	1176.6	16.0	1400.7	40.0	399.7
1984	5.26	38.7	15.5	0.33	0.05	444.5	127.8	604.0	88.8	1265.4	16.0	1506.4	39.5	435.3
1985	5.31	42.5	14.1	0.37	0.06	512.9	148.4	618.4	91.8	1371.6	15.8	1630.9	39.0	477.3
1986	5.39	46.1	13.0	0.41	0.06	587.0	169.6	633.1	94.8	1484.7	15.8	1763.3	37.0	544.0
1987	5.42	49.9	12.0	0.45	0.07	664.9	192.0	648.1	98.0	1603.2	15.7	1902.8	35.6	608.4
1988	5.44	54.5	11.0	0.49	0.07	757.6	219.1	663.6	101.7	1742.0	15.6	2066.5	34.5	683.7
1989	5.48	60.7	9.8	0.55	0.08	885.8	257.6	679.4	106.2	1929.1	15.6	2286.5	32.7	795.6
1990	5.60	70.5	8.5	0.65	0.09	1091.6	321.3	695.5	112.0	2220.6	15.4	2627.9	29.9	999.9
TASAS 0/0	2.69			11.64	8.99	16.10	16.62	59.59	4.67	17.53		17.41		16.53

SUMA DE LA SUBZONZ CENTRAL

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
76	77.52	47.4	12.6	6.13	1.00	6303.7	2476.4	4161.1	1704.6	14645.9	17.1	17668.1	36.5	5524.6
77	80.91	49.4	12.1	6.66	1.04	7110.6	2720.9	4505.2	1797.8	16134.7	17.0	19439.8	38.7	5726.8
78	84.40	52.4	11.4	7.37	1.10	8182.4	3061.1	12818.7	1868.1	25950.4	16.8	31220.9	42.4	8393.3
79	87.99	55.2	10.8	8.10	1.20	9353.2	3524.9	32211.9	1980.7	47070.8	16.6	56506.9	51.0	12635.0
80	91.60	57.8	10.3	8.83	1.25	10590.8	3901.1	33725.7	2074.7	50292.4	16.5	60299.2	51.2	13434.1
81	95.33	60.8	9.8	9.66	1.31	12024.8	4297.1	34904.2	2172.9	53399.2	16.5	63958.7	51.4	14190.7
82	99.18	63.7	9.4	10.53	1.39	13618.3	4819.1	36158.0	2276.7	56872.2	16.3	68023.0	51.6	15026.6
83	103.17	66.2	9.0	11.39	1.53	15288.2	5637.7	40810.4	2387.3	64123.8	16.1	76516.1	51.7	16879.8
84	107.31	68.5	8.7	12.26	1.63	17076.9	6341.2	42316.1	2497.6	68231.9	16.0	81322.5	52.1	17786.6
85	111.55	72.3	8.2	13.45	1.76	19514.7	7291.5	43920.8	2621.1	73348.3	15.8	87215.4	52.7	18881.7
86	116.01	77.3	7.7	14.95	1.93	22467.0	8441.6	45637.3	2741.7	79287.8	15.7	94129.3	51.9	20701.3
87	120.60	81.0	7.4	16.28	2.08	25382.3	9626.5	47474.9	2875.2	85359.1	15.5	101077.3	51.1	22565.1
88	125.47	83.8	7.1	17.53	2.22	28352.7	10865.6	49444.5	3024.1	91687.1	15.3	108262.9	50.3	24547.6
89	130.61	86.5	6.9	18.83	2.36	31590.2	12205.7	51559.7	3186.4	98542.1	15.1	116083.1	49.4	26793.1
90	135.98	90.1	6.6	20.44	2.52	35482.9	13741.8	53837.6	3360.5	106422.9	15.0	125228.7	48.3	29557.6
ASAS	0/0 4.09			8.97	6.84	13.13	13.02	20.06	4.96	15.21		15.01		12.72

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PUNTA BLANCA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1976	1.04	32.8	18.2	0.05	0.00	102.0	3.4	0.0	10.9	116.4	16.0	138.6	27.1	58.1
1977	1.05	34.6	17.3	0.06	0.00	111.9	5.0	0.0	12.0	129.1	15.8	153.5	27.6	63.2
1978	1.06	36.5	16.4	0.06	0.00	122.8	6.7	0.0	13.1	142.6	15.8	169.4	28.5	67.8
1979	1.07	38.9	15.4	0.06	0.00	135.9	8.8	0.0	13.9	158.7	15.6	188.2	29.3	73.1
1980	1.08	41.3	14.5	0.07	0.00	150.1	11.4	0.0	14.7	176.3	15.5	208.9	29.9	79.5
1981	1.10	43.8	13.6	0.08	0.00	167.4	14.6	0.0	15.7	197.8	15.5	234.2	30.6	87.1
1982	1.13	46.1	13.0	0.08	0.00	185.8	18.6	0.0	16.7	221.2	15.4	261.7	31.3	95.1
1983	1.15	48.0	12.5	0.09	0.01	202.5	23.0	0.0	17.5	243.2	15.4	287.8	31.9	102.8
1984	1.19	50.8	11.8	0.10	0.01	228.7	29.2	0.0	18.8	276.7	15.3	327.1	32.3	115.2
1985	1.22	53.5	11.2	0.10	0.01	255.9	39.2	0.0	19.7	314.9	15.3	372.2	32.7	129.5
1986	1.27	56.6	10.6	0.12	0.01	289.1	49.1	0.0	20.8	359.2	15.2	424.1	33.1	145.8
1987	1.32	59.3	10.1	0.13	0.02	323.9	60.7	0.0	21.9	406.6	15.2	479.7	33.5	163.2
1988	1.37	61.8	9.7	0.14	0.02	361.4	74.6	0.0	22.9	459.0	15.1	541.3	33.7	182.8
1989	1.43	64.2	9.3	0.15	0.02	403.9	91.4	0.0	24.1	519.5	15.1	612.1	33.9	205.7
1990	1.51	66.6	9.0	0.16	0.03	454.3	112.4	0.0	25.6	592.4	14.9	696.9	34.0	234.0
TASAS	0/0													
	2.69			8.01	19.79	11.25	28.16	*****	6.29	12.32		12.22		10.45

PROYECCION DE LA DEMANDA DE SAN PABLO

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
76	1.21	44.6	13.4	0.09	0.01	53.1	13.2	0.0	20.3	86.6	16.6	104.0	29.0	40.8
77	1.25	47.2	12.7	0.09	0.01	59.8	16.0	0.0	21.6	97.5	16.5	116.9	29.9	44.5
78	1.28	49.1	12.2	0.10	0.01	65.6	19.0	0.0	23.0	107.7	16.5	129.0	30.1	48.7
79	1.32	51.2	11.7	0.11	0.01	72.7	22.6	0.0	24.4	119.8	16.3	143.3	31.1	52.4
80	1.36	53.0	11.3	0.12	0.01	79.9	26.7	175.2	25.7	307.5	16.2	367.4	45.5	91.9
81	1.39	54.9	10.9	0.12	0.01	87.4	31.4	178.7	26.8	324.3	16.1	387.0	46.8	94.2
82	1.43	57.1	10.5	0.13	0.02	96.0	37.0	182.2	27.8	343.1	16.0	409.0	43.2	107.8
83	1.47	60.0	10.0	0.14	0.02	106.7	44.0	185.9	29.1	365.8	16.0	435.5	43.0	115.0
84	1.52	61.8	9.7	0.15	0.02	117.2	51.7	189.6	30.4	389.0	15.8	462.5	42.7	123.3
85	1.56	63.8	9.4	0.16	0.02	127.7	60.4	193.4	31.5	413.1	15.6	490.0	43.0	130.1
86	1.61	66.6	9.0	0.17	0.03	141.8	71.6	197.3	32.6	443.5	15.4	524.8	43.3	138.0
87	1.65	68.8	8.7	0.18	0.03	155.0	83.6	201.2	33.9	473.9	15.3	560.1	43.5	146.6
88	1.70	70.5	8.5	0.19	0.03	168.3	96.8	205.2	35.3	505.8	15.2	597.2	43.7	155.6
89	1.74	72.4	8.2	0.21	0.04	183.3	112.4	209.3	36.7	541.8	15.1	638.8	44.1	165.0
90	1.81	75.0	8.0	0.22	0.04	202.0	132.0	213.5	38.0	585.6	14.9	689.0	45.0	174.7
SAS	0/0 2.91			6.80	10.14	10.01	17.85	46.68	4.57	14.62		14.45		10.94

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PACOA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
976	0.29	22.7	26.3	0.01	0.00	52.8	3.9	0.0	3.4	60.3	16.6	72.3	27.0	30.6
977	0.29	24.0	25.0	0.01	0.00	57.8	4.0	0.0	3.7	65.6	16.5	78.7	28.0	32.0
978	0.30	25.5	23.5	0.01	0.00	63.8	4.3	250.0	3.9	322.0	16.5	385.6	55.0	80.0
979	0.31	27.2	22.0	0.01	0.00	71.8	4.7	262.5	4.2	343.3	16.3	410.7	54.6	85.7
980	0.31	29.2	20.5	0.01	0.00	79.9	5.1	275.6	4.4	365.1	16.2	436.2	54.1	91.8
1981	0.32	31.4	19.0	0.01	0.00	89.4	5.5	289.4	4.7	389.2	16.1	464.4	53.9	98.2
1982	0.33	33.7	17.8	0.01	0.00	100.3	6.1	303.8	5.0	415.3	16.0	495.0	53.3	105.8
1983	0.34	35.7	16.8	0.02	0.00	111.6	6.7	319.0	5.2	442.7	16.0	527.0	52.0	115.7
1984	0.35	39.4	15.2	0.02	0.00	129.6	7.5	335.0	5.5	477.7	15.8	568.1	52.5	123.5
1985	0.36	42.5	14.1	0.02	0.00	146.6	8.4	351.7	5.8	512.6	15.6	608.1	51.0	136.1
1986	0.37	45.8	13.1	0.02	0.00	165.4	9.4	369.3	6.0	550.3	15.4	651.2	51.7	143.5
1987	0.37	49.5	12.1	0.03	0.00	187.2	10.5	387.8	6.3	591.9	15.3	699.5	51.5	154.7
1988	0.39	53.5	11.2	0.03	0.00	212.1	11.7	407.2	6.5	637.6	15.2	752.8	50.8	168.8
1989	0.40	57.3	10.4	0.03	0.00	239.2	13.0	427.5	6.8	686.6	15.1	809.6	50.1	184.1
1990	0.42	60.0	10.0	0.04	0.00	266.2	14.5	448.9	7.1	736.8	14.9	866.9	50.0	197.9
TASAS	0/0													
	2.68			10.04	5.51	12.24	9.74	54.68	5.26	19.57		19.40		14.26

PROYECCION DE LA DEMANDA DE MONTEVERDE

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1976	0.68	44.1	13.6	0.05	0.00	35.0	0.5	0.0	8.2	43.8	16.0	52.1	25.2	23.5
1977	0.69	45.4	13.2	0.05	0.00	37.7	0.8	0.0	8.7	47.3	16.0	56.4	25.5	25.2
1978	0.71	46.5	12.9	0.05	0.00	41.0	1.0	0.0	9.3	51.4	16.0	61.2	25.7	27.2
1979	0.72	47.6	12.6	0.05	0.00	43.8	1.3	0.0	9.9	55.0	16.0	65.5	25.8	28.8
1980	0.73	48.7	12.3	0.05	0.00	46.8	1.7	0.0	10.5	59.2	16.0	70.5	26.0	30.9
1981	0.74	50.0	11.9	0.06	0.00	50.8	2.3	0.0	11.2	64.4	15.9	76.7	26.2	33.4
1982	0.77	51.2	11.7	0.06	0.00	55.1	2.9	0.0	11.9	70.0	16.0	83.4	26.5	35.9
1983	0.79	52.1	11.5	0.06	0.01	59.2	3.4	0.0	12.5	75.3	16.0	89.6	26.7	38.1
1984	0.81	53.5	11.2	0.07	0.01	64.2	4.0	0.0	13.2	81.6	16.0	97.1	27.0	41.0
1985	0.84	55.0	10.9	0.07	0.01	70.5	4.7	0.0	14.1	89.5	16.0	106.6	27.3	44.4
1986	0.86	56.0	10.7	0.08	0.01	75.8	5.4	0.0	14.7	96.1	16.0	114.4	27.7	47.0
1987	0.88	57.1	10.4	0.08	0.01	82.2	6.4	0.0	15.5	104.2	15.9	124.1	28.2	50.1
1988	0.92	58.2	10.3	0.08	0.01	89.4	7.6	0.0	16.3	113.4	16.0	135.0	28.7	53.5
1989	0.95	59.2	10.1	0.09	0.02	97.1	8.9	0.0	17.1	123.3	15.9	146.7	29.3	56.9
1990	0.99	60.0	10.0	0.09	0.02	105.1	10.0	0.0	17.8	133.0	16.0	158.3	29.9	60.2
TASAS	0/0 2.71			5.00	18.97	8.15	23.76	*****	5.67	8.25		8.25		6.94

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PALMAR

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
76	1.63	36.0	16.6	0.09	0.01	88.4	13.6	0.0	24.4	126.5	16.6	151.9	26.2	65.9
77	1.68	38.9	15.4	0.10	0.01	101.3	16.7	0.0	26.0	144.1	16.5	172.8	26.3	74.7
78	1.73	41.3	14.5	0.11	0.02	114.1	19.9	0.0	27.6	161.7	16.5	193.7	26.5	83.4
79	1.78	43.4	13.8	0.12	0.02	127.1	23.2	0.0	29.3	179.7	16.3	215.0	26.6	91.9
80	1.84	45.4	13.2	0.13	0.02	141.6	27.1	0.0	31.2	200.0	16.2	239.0	26.7	101.8
81	1.89	47.6	12.5	0.15	0.03	157.5	31.4	0.0	33.0	222.0	16.1	264.9	26.9	112.3
82	1.95	50.0	12.0	0.16	0.03	175.0	36.1	0.0	34.7	245.8	16.0	293.0	27.0	123.4
83	2.01	52.1	11.5	0.17	0.03	193.8	41.4	0.0	36.3	271.6	16.0	323.3	27.2	135.2
84	2.07	54.5	11.0	0.18	0.04	214.9	47.4	0.0	38.2	300.6	15.8	357.4	27.5	148.3
85	2.13	56.0	10.7	0.19	0.04	234.1	52.8	0.0	39.8	326.8	15.8	388.1	27.8	158.8
86	2.19	58.2	10.3	0.21	0.04	257.4	59.5	0.0	41.6	358.6	15.6	425.3	28.1	172.2
87	2.25	60.0	9.9	0.22	0.05	281.4	66.6	0.0	43.4	391.4	15.5	463.5	28.5	185.2
88	2.32	61.8	9.7	0.23	0.05	307.1	74.3	0.0	45.2	426.6	15.3	504.3	29.0	198.5
89	2.38	63.8	9.3	0.25	0.06	336.4	83.0	0.0	47.1	466.7	15.2	550.8	29.4	213.3
90	2.46	66.6	9.0	0.27	0.06	372.5	93.4	0.0	49.1	515.2	15.1	607.5	29.9	231.1
SAS	0/0													
	2.98			7.60	10.28	10.82	14.71	*****	5.12	10.54		10.40		9.37

PROYECCION DE LA DEMANDA DE COLONCHE U

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	0.60	30.0	20.0	0.02	0.00	9.9	5.4	0.0	9.6	25.0	15.6	29.6	27.0	12.5
1977	0.61	31.5	19.0	0.03	0.00	11.0	5.8	0.0	10.0	26.9	15.5	31.9	28.0	13.0
1978	0.62	33.5	17.9	0.03	0.00	12.2	6.4	0.0	10.6	29.2	15.4	34.6	29.0	13.6
1979	0.63	35.7	16.8	0.03	0.00	13.6	7.0	0.0	11.0	31.7	15.3	37.5	29.9	14.3
1980	0.64	37.9	15.8	0.04	0.00	15.1	7.7	0.0	11.5	34.4	15.2	40.7	30.9	14.9
1981	0.65	40.6	14.7	0.04	0.01	17.1	8.6	0.0	11.9	37.7	15.1	44.4	31.3	16.1
1982	0.67	43.4	13.8	0.04	0.01	19.3	9.5	0.0	12.3	41.2	15.0	48.5	31.6	17.3
1983	0.68	46.1	13.0	0.05	0.01	21.4	10.4	0.0	12.7	44.5	14.9	52.4	32.0	18.7
1984	0.69	50.0	12.0	0.05	0.01	24.2	11.6	0.0	13.1	49.0	14.9	57.6	32.5	20.2
1985	0.70	52.1	11.5	0.06	0.01	26.4	12.4	0.0	13.4	52.3	14.9	61.6	33.0	21.3
1986	0.72	54.5	11.0	0.06	0.01	29.3	13.7	0.0	13.9	57.0	14.9	67.1	33.5	22.8
1987	0.73	57.1	10.5	0.06	0.01	32.1	14.9	0.0	14.3	61.4	14.9	72.2	33.7	24.4
1988	0.74	60.0	10.0	0.07	0.01	35.1	16.2	0.0	14.6	66.0	14.9	77.7	33.7	26.2
1989	0.75	63.1	9.5	0.07	0.01	38.6	17.8	0.0	14.9	71.4	14.9	84.0	33.8	28.3
1990	0.77	66.6	9.0	0.08	0.01	43.1	19.8	0.0	15.4	78.3	14.9	92.1	34.0	30.9
TASAS	0/0 1.79			7.77	5.48	11.01	9.71	*****	3.43	8.50		8.43		6.66

PROYECCION DE LA DEMANDA DE COLONCHE R

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	16.88	8.4	71.0	0.23	0.01	61.8	5.1	0.0	195.8	262.7	16.6	315.4	24.0	150.0
1977	17.39	10.0	60.0	0.28	0.02	76.8	9.0	0.0	206.9	292.8	16.5	351.0	24.5	162.9
1978	17.89	11.3	53.0	0.33	0.03	91.1	13.6	0.0	218.2	322.9	16.5	386.8	25.3	173.8
1979	18.38	13.3	45.0	0.40	0.04	112.3	20.3	0.0	231.5	364.2	16.3	435.7	26.0	191.3
1980	18.87	15.0	40.0	0.47	0.06	132.5	28.2	0.0	245.3	406.0	16.2	485.1	26.6	207.4
1981	19.33	17.1	34.9	0.55	0.08	158.5	36.8	0.0	253.2	448.6	16.1	535.3	27.2	223.8
1982	19.79	20.0	30.0	0.65	0.10	193.2	47.8	0.0	261.2	502.3	16.0	598.7	27.7	245.8
1983	20.26	24.0	25.0	0.81	0.13	242.3	64.3	0.0	275.5	582.1	16.0	693.0	28.1	280.5
1984	20.70	27.2	22.0	0.94	0.16	286.9	81.4	0.0	289.7	658.2	15.8	782.6	28.7	310.2
1985	21.14	33.3	18.0	1.17	0.22	365.2	110.4	0.0	300.1	775.8	15.8	921.4	29.0	361.4
1986	21.57	37.5	16.0	1.34	0.26	427.3	137.5	0.0	310.6	875.4	15.5	1037.2	29.4	401.3
1987	22.00	43.1	13.9	1.58	0.33	511.1	174.6	0.0	321.4	1007.2	15.4	1191.9	29.9	454.9
1988	22.44	50.0	12.0	1.87	0.41	615.2	222.5	0.0	332.1	1169.9	15.3	1382.8	30.2	520.9
1989	22.87	56.6	10.6	2.15	0.49	724.1	276.5	0.0	341.7	1342.4	15.2	1584.1	30.6	589.6
1990	23.30	60.0	10.0	2.33	0.55	799.1	320.9	0.0	349.5	1469.6	14.9	1729.0	30.9	636.7
TASAS	0/0 2.32			17.70	30.43	20.05	34.33	*****	4.22	13.08		12.92		10.87

PROYECCIO DE LA DEMANDA DE MANGLARALTO

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	14.45	8.1	73.3	0.19	0.04	94.5	28.4	0.0	174.8	297.8	16.6	357.5	27.3	148.9
1977	14.85	8.9	67.0	0.22	0.04	108.6	32.3	0.0	188.5	329.5	16.5	395.1	27.8	161.6
1978	15.28	9.8	61.0	0.25	0.05	125.2	36.5	0.0	201.6	363.5	16.5	435.3	28.5	174.3
1979	15.71	10.9	55.0	0.28	0.05	145.6	41.8	0.0	216.7	404.3	16.3	483.6	29.0	190.3
1980	16.16	12.0	50.0	0.32	0.06	168.0	47.8	270.0	227.8	713.7	16.2	852.7	33.0	294.9
1981	16.61	13.6	44.0	0.37	0.07	200.3	55.9	459.7	241.8	957.8	16.1	1143.0	34.2	380.7
1982	17.09	15.7	38.0	0.44	0.08	243.3	66.5	470.7	256.3	1036.9	16.0	1235.9	34.3	410.1
1983	17.57	18.1	33.0	0.53	0.09	293.8	78.9	482.0	268.8	1123.7	16.0	1337.7	35.0	436.3
1984	18.07	20.6	29.0	0.62	0.10	350.8	116.6	493.6	281.8	1243.0	15.8	1478.0	35.6	474.6
1985	18.58	24.0	25.0	0.74	0.12	426.5	139.0	505.5	295.4	1366.6	15.8	1623.0	36.1	511.8
1986	19.11	30.0	20.0	0.95	0.15	558.9	179.6	517.7	307.6	1564.0	15.6	1855.3	36.6	577.1
1987	19.65	36.3	16.5	1.19	0.18	710.8	226.0	530.2	321.2	1788.3	15.5	2118.7	37.0	653.0
1988	20.21	42.8	14.0	1.44	0.22	879.1	277.2	543.0	335.4	2034.9	15.4	2408.1	37.2	737.0
1989	20.78	50.0	11.9	1.73	0.26	1075.8	336.9	556.1	349.7	2318.7	15.4	2741.8	37.5	832.6
1990	21.37	60.0	10.0	2.13	0.32	1352.7	421.2	569.6	363.2	2706.8	15.3	3199.5	38.0	961.1
TASAS	0/0 2.83			18.56	15.74	20.93	21.22	57.33	5.36	17.07		16.94		14.24

SUMA DE LA SUBZONA NORTE

O	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
6	188.13	32.0	18.7	10.04	1.55	8882.4	3126.9	4161.1	3123.9	19294.4	17.0	23259.9	35.7	7876.3
7	194.54	33.8	17.7	10.97	1.68	10214.1	3504.3	6717.2	3312.6	23748.4	16.9	28585.2	36.7	8871.2
8	193.03	35.8	16.7	11.54	1.73	10902.0	3900.2	17963.7	3365.9	36131.8	16.7	43396.0	41.3	11972.5
9	207.81	38.5	15.5	13.36	2.03	13039.4	4637.8	38069.1	3690.8	59437.3	16.5	71258.9	47.6	17071.0
0	214.71	40.8	14.6	14.62	2.21	14742.6	5210.3	46253.8	3882.2	70088.9	16.3	83835.7	48.4	19751.3
1	221.75	43.4	13.8	16.06	2.39	16711.2	5853.7	48092.9	4072.2	74730.0	16.2	89281.1	48.4	21018.4
2	228.98	46.3	12.9	17.67	2.62	18921.4	6670.2	49657.5	4270.5	79519.6	16.1	94873.3	48.5	22325.6
3	236.42	49.2	12.1	19.39	2.95	21299.9	7825.9	54629.0	4486.3	88241.2	16.0	105053.0	48.5	24682.1
4	244.16	51.9	11.5	21.15	3.23	23873.7	8957.4	56462.5	4705.4	93999.0	15.9	111779.6	48.8	26136.2
5	252.03	56.0	10.7	23.53	3.62	27282.7	10401.5	58403.9	4930.3	101018.5	15.7	119855.7	48.9	27953.4
6	260.33	60.6	9.8	26.29	4.06	31334.0	12114.4	60466.2	5153.4	109068.1	15.5	129215.5	48.3	30490.8
7	268.80	64.9	9.2	29.10	4.54	35503.3	13956.2	62659.2	5395.1	117513.8	15.4	138912.1	47.7	33180.0
8	277.69	69.1	8.6	31.98	5.05	39884.6	15958.8	64993.9	5655.0	126492.5	15.1	149161.4	47.1	36082.0
9	287.04	73.2	8.1	35.04	5.60	44697.0	18184.5	67484.3	5928.4	136294.1	15.0	160383.2	46.5	39547.0
0	296.89	77.7	7.7	38.48	6.17	50373.4	20753.5	70147.8	6210.1	147484.7	14.9	173347.6	45.7	43250.2
AS	0/0 3.31			10.06	10.35	13.19	14.47	22.35	5.03	15.63		15.42		12.93

PROYECCION DE LA DEMANDA DE TAMBO

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA PUTEN (KW)
976	0.94	33.0	18.1	0.05	0.00	32.4	20.9	0.0	12.3	65.7	17.0	79.1	25.2	35.7
977	0.96	35.2	17.0	0.05	0.00	36.5	24.0	0.0	13.1	73.8	16.5	88.4	25.5	39.6
978	0.97	37.5	16.0	0.06	0.00	40.3	27.5	0.0	13.9	81.8	16.6	98.2	25.7	43.6
979	0.99	40.0	15.0	0.06	0.00	45.2	31.7	0.0	14.8	91.8	16.5	110.0	25.8	48.4
980	1.01	42.8	14.0	0.07	0.01	50.9	36.9	0.0	15.5	103.4	16.2	123.5	26.0	54.0
981	1.03	46.1	13.0	0.07	0.01	57.8	43.2	0.0	16.3	117.4	16.2	140.1	26.2	60.8
982	1.06	48.3	12.4	0.08	0.01	64.0	49.4	0.0	17.2	130.7	16.0	155.7	26.5	67.1
983	1.09	51.2	11.7	0.09	0.01	71.8	57.2	0.0	18.3	147.3	15.8	175.0	26.7	74.5
984	1.11	53.5	11.2	0.09	0.01	78.6	64.6	0.0	18.9	162.3	15.5	192.3	27.0	81.3
985	1.15	55.5	10.8	0.10	0.01	87.1	73.7	0.0	19.8	180.7	15.2	213.4	27.5	88.3
986	1.18	58.2	10.3	0.11	0.01	96.5	84.5	0.0	20.7	201.8	14.9	237.4	27.7	97.5
987	1.21	60.5	9.9	0.12	0.01	106.6	96.2	0.0	21.6	224.5	14.7	263.4	28.2	106.4
988	1.26	62.5	9.6	0.13	0.01	117.3	109.1	0.0	22.6	249.1	14.5	291.7	28.7	115.6
989	1.30	64.4	9.3	0.14	0.01	129.0	123.6	0.0	23.9	276.6	14.4	323.3	29.3	125.5
990	1.35	66.6	9.0	0.15	0.02	142.3	140.4	0.0	25.6	308.4	14.2	359.9	29.9	136.9
TASAS 0/0	2.61			7.89	7.19	11.13	14.56	*****	5.38	11.67		11.42		10.07

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PROSPERIDAD

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	0.96	56.2	10.6	0.08	0.00	74.2	9.8	0.0	13.4	97.5	16.6	117.0	26.2	50.8
1977	0.99	57.6	10.4	0.09	0.00	80.9	12.6	0.0	14.3	107.9	16.5	129.3	26.3	55.9
1978	1.02	59.4	10.1	0.10	0.00	88.4	15.1	0.0	15.5	119.0	16.5	142.6	26.5	61.4
1979	1.05	61.2	9.8	0.10	0.01	96.6	20.0	0.0	16.5	133.2	16.3	159.3	26.6	68.1
1980	1.08	63.1	9.5	0.11	0.01	105.6	24.7	0.0	17.4	147.8	16.2	176.6	26.8	74.9
1981	1.10	64.6	9.2	0.11	0.01	113.7	29.9	0.0	18.4	162.0	16.1	193.4	27.0	81.6
1982	1.13	65.9	9.1	0.12	0.01	122.4	35.9	0.0	19.4	177.7	16.0	211.8	27.1	88.9
1983	1.17	67.4	8.9	0.13	0.01	133.5	43.3	0.0	20.5	197.5	16.0	235.1	27.5	97.6
1984	1.21	68.1	8.8	0.13	0.02	143.8	51.5	0.0	21.7	217.1	15.8	258.1	27.6	106.3
1985	1.24	68.9	8.7	0.14	0.02	153.5	60.3	0.0	22.9	236.8	15.4	280.2	27.8	114.6
1986	1.28	69.1	8.6	0.14	0.02	163.5	70.3	0.0	24.1	258.1	15.0	304.0	28.1	123.0
1987	1.32	69.4	3.6	0.15	0.02	174.4	81.8	0.0	25.3	281.6	14.8	330.6	28.5	132.1
1988	1.36	69.7	8.6	0.15	0.03	185.9	94.7	0.0	26.5	307.2	14.5	359.7	29.0	141.6
1989	1.39	70.1	8.5	0.16	0.03	197.8	109.2	0.0	27.5	334.7	14.4	391.0	29.4	151.4
1990	1.43	70.5	8.5	0.16	0.03	209.7	125.2	0.0	28.5	363.5	14.1	423.7	29.9	161.2
TASAS 0/0	2.88			4.57	13.10	7.70	19.89	*****	5.54	9.85		9.62		8.59

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ATAHUALPA

NO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER.	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
76	1.78	57.1	10.5	0.16	0.02	123.2	44.3	0.0	23.1	190.7	16.6	228.9	27.0	96.7
77	1.80	58.8	10.2	0.17	0.02	133.4	50.9	0.0	24.3	208.6	16.5	249.9	27.2	104.4
78	1.83	61.8	9.7	0.18	0.02	148.2	60.0	0.0	26.9	235.2	16.1	280.7	27.5	116.5
79	1.86	64.5	9.3	0.20	0.02	163.3	70.0	0.0	28.0	261.5	16.0	311.4	27.7	127.8
80	1.90	66.6	9.0	0.21	0.02	179.4	81.3	0.0	29.4	290.2	15.6	344.2	28.0	139.8
81	1.93	69.3	8.6	0.22	0.03	198.0	94.7	0.0	31.1	323.9	15.3	382.6	28.3	154.0
82	1.98	72.2	8.3	0.23	0.03	219.2	110.6	0.0	32.8	362.7	14.9	426.7	28.5	170.3
83	2.03	75.0	8.0	0.25	0.03	242.5	128.9	0.0	34.5	406.0	14.6	475.9	28.8	188.0
84	2.09	75.9	7.9	0.26	0.04	262.9	147.0	0.0	36.5	446.6	14.5	522.3	29.1	204.2
85	2.15	78.9	7.6	0.28	0.04	292.5	171.9	0.0	38.4	502.9	14.3	587.5	29.3	228.1
86	2.21	81.0	7.4	0.29	0.05	321.0	198.2	0.0	40.2	559.5	14.2	652.8	29.6	250.9
87	2.28	82.9	7.2	0.31	0.05	353.9	228.6	0.0	42.3	625.0	14.2	728.8	29.7	279.2
88	2.38	84.5	7.1	0.33	0.06	389.8	264.7	0.0	44.7	699.2	14.1	815.0	29.7	312.2
89	2.47	85.4	7.0	0.35	0.06	426.6	308.3	0.0	46.9	781.9	14.1	910.6	29.8	348.5
90	2.57	85.7	7.0	0.36	0.07	461.8	361.9	0.0	48.8	872.6	14.0	1014.6	29.9	388.1
ASAS	0/0 2.65			5.67	9.60	9.89	16.18	*****	5.47	11.47		11.22		10.38

PROYECCION DE LA DEMANDA DE CHANDUY

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	4.22	21.4	28.0	0.15	0.01	69.6	15.5	0.0	52.3	137.4	17.0	165.6	28.5	66.3
1977	4.29	24.0	25.0	0.17	0.01	82.3	19.4	2212.0	54.4	2368.2	16.7	2846.5	59.9	541.5
1978	4.38	26.0	23.0	0.19	0.02	95.0	24.1	2323.2	56.9	2499.3	16.5	2993.1	61.9	551.1
1979	4.46	28.5	21.0	0.21	0.02	110.2	30.0	2380.0	60.2	2580.5	16.1	3079.4	62.5	562.4
1980	4.55	31.5	19.0	0.23	0.02	129.3	37.7	5938.4	62.7	6168.3	15.8	7334.4	65.5	1278.2
1981	4.65	34.6	17.3	0.26	0.03	150.7	47.1	6050.7	65.6	6314.2	15.7	7497.6	66.4	1288.6
1982	4.76	37.5	16.0	0.29	0.04	173.7	58.0	6165.4	69.0	6466.2	15.6	7670.4	66.5	1316.7
1983	4.87	40.0	15.0	0.32	0.04	197.0	70.2	6282.4	73.0	6622.8	15.4	7837.7	67.0	1335.3
1984	4.99	46.1	13.0	0.38	0.05	242.2	93.3	6401.9	77.8	6815.3	15.3	8055.9	67.7	1356.3
1985	5.12	50.0	12.0	0.42	0.06	279.8	117.8	6523.9	82.4	7004.0	15.0	8249.7	66.0	1426.9
1986	5.29	54.5	11.0	0.48	0.07	327.9	147.5	6648.4	88.3	7212.3	14.7	8465.1	65.0	1486.6
1987	5.43	60.0	10.0	0.54	0.09	385.6	185.5	6775.5	94.1	7440.9	14.5	8710.9	64.4	1541.7
1988	5.59	66.6	9.0	0.62	0.10	457.7	235.7	6905.4	100.0	7698.9	14.3	8994.1	64.0	1604.2
1989	5.76	75.0	8.0	0.72	0.13	552.0	304.6	7037.9	106.4	8001.0	14.2	9327.4	62.9	1690.1
1990	5.98	85.7	7.0	0.85	0.16	680.8	403.1	7173.2	113.6	8370.9	14.0	9733.6	60.9	1821.5
TASAS 0/0	2.52			13.19	17.93	17.68	26.18	88.54	5.69	34.11		33.77		26.69

PROYECCION DE LA DEMAND DE PLAYAS

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	12.15	56.1	10.6	1.13	0.19	942.2	306.0	0.0	194.4	1442.6	17.5	1748.7	28.0	712.9
1977	12.54	58.2	10.3	1.21	0.21	1049.4	361.1	0.0	213.1	1623.7	17.2	1963.4	28.5	786.4
1978	12.93	60.6	9.9	1.30	0.23	1170.2	419.3	0.0	227.5	1817.1	17.0	2189.3	29.0	861.8
1979	13.35	63.8	9.4	1.42	0.25	1323.6	490.6	0.0	242.9	2057.2	16.5	2460.7	29.4	954.5
1980	13.77	66.6	9.0	1.52	0.27	1482.5	558.2	0.0	258.8	2299.6	16.0	2737.7	29.9	1041.7
1981	14.20	69.0	8.6	1.63	0.29	1648.6	651.9	0.0	275.3	2575.9	15.6	3054.4	30.4	1143.2
1982	14.66	71.4	8.4	1.74	0.32	1829.0	763.9	0.0	291.7	2884.6	15.3	3409.6	30.9	1255.6
1983	15.13	74.0	8.1	1.86	0.34	2036.0	884.5	0.0	307.1	3227.7	14.9	3797.3	31.5	1376.1
1984	15.61	75.9	7.9	1.97	0.37	2240.7	1011.9	0.0	323.1	3575.7	14.7	4196.9	32.0	1497.1
1985	16.10	78.9	7.6	2.11	0.40	2497.6	1173.2	0.0	338.0	4009.0	14.5	4694.3	32.5	1648.6
1986	16.62	81.0	7.4	2.24	0.43	2753.5	1344.9	0.0	352.3	4450.8	14.6	5217.8	33.0	1804.9
1987	17.15	83.3	7.1	2.38	0.46	3039.4	1543.4	0.0	368.7	4951.6	14.6	5798.5	33.5	1975.9
1988	17.70	85.7	7.0	2.52	0.49	3352.8	1769.7	0.0	385.8	5508.5	14.3	6435.2	34.0	2160.6
1989	18.26	87.8	6.8	2.67	0.52	3688.3	2023.4	0.0	401.8	6113.7	14.1	7123.0	34.4	2356.9
1990	18.86	89.5	6.7	2.81	0.56	4036.6	2301.4	0.0	414.9	6753.0	14.0	7852.3	35.0	2561.0
TASAS	0/0 3.19			6.69	7.93	10.95	15.50	*****	5.56	11.65		11.32		9.56

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PROGRESO

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1976	3.95	31.5	19.0	0.20	0.03	75.0	18.3	0.0	57.2	150.7	16.6	180.9	25.2	81.6
1977	3.99	33.7	17.8	0.22	0.03	83.3	21.7	0.0	59.4	164.5	16.5	197.3	25.5	88.3
1978	4.03	36.3	16.5	0.24	0.03	93.5	25.9	0.0	61.2	180.7	16.5	216.4	25.7	96.1
1979	4.11	39.2	15.3	0.26	0.04	105.8	31.3	0.0	64.5	201.7	16.3	241.2	25.8	106.3
1980	4.19	41.6	14.4	0.29	0.04	118.1	36.8	0.0	67.0	222.0	16.2	265.2	26.0	116.4
1981	4.28	44.3	13.5	0.31	0.05	132.4	43.7	0.0	70.0	246.2	16.1	293.6	26.2	127.9
1982	4.38	47.2	12.7	0.34	0.06	148.6	51.9	0.0	73.1	273.7	16.0	326.2	26.5	140.5
1983	4.46	50.4	11.9	0.37	0.06	166.4	61.5	0.0	75.8	303.7	16.0	361.5	26.7	154.0
1984	4.62	53.5	11.2	0.41	0.07	188.5	73.6	0.0	79.4	341.6	15.6	405.2	27.0	171.3
1985	4.74	56.6	10.6	0.44	0.08	210.6	86.8	0.0	82.4	379.9	15.4	449.6	27.3	187.3
1986	4.90	58.8	10.2	0.48	0.09	232.9	101.4	0.0	86.2	420.6	15.4	497.8	27.7	204.4
1987	5.06	61.0	9.8	0.51	0.10	257.5	120.5	0.0	90.0	468.0	15.4	553.4	28.2	223.4
1988	5.25	63.1	9.5	0.55	0.12	284.6	144.1	0.0	93.9	522.7	15.2	617.2	28.7	244.6
1989	5.46	65.0	9.2	0.59	0.13	314.5	172.1	0.0	98.2	585.0	15.1	689.4	29.3	267.8
1990	5.73	66.6	9.0	0.63	0.15	347.6	203.5	0.0	103.1	654.2	14.9	769.7	29.9	292.9
TASAS 0/0	2.69			8.32	12.02	11.57	18.72	*****	4.29	11.05		10.89		9.55

PROYECCION DE LA DEMANDA DE MORRO

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
976	2.31	21.8	27.4	0.08	0.00	31.0	6.0	0.0	25.1	62.2	16.6	74.6	25.2	33.6
977	2.33	24.0	25.0	0.09	0.01	35.3	7.7	0.0	26.3	69.4	16.5	83.2	25.5	37.2
978	2.36	26.3	22.8	0.10	0.01	40.3	9.9	0.0	27.8	78.1	16.5	93.6	25.7	41.5
979	2.39	28.8	20.8	0.11	0.01	46.1	12.6	0.0	29.6	88.5	16.3	105.8	25.8	46.6
980	2.44	31.5	19.0	0.12	0.01	53.1	16.1	0.0	31.4	100.8	16.2	120.4	26.0	52.8
981	2.49	34.9	17.1	0.14	0.02	61.8	20.7	0.0	33.8	116.5	16.1	139.0	26.1	60.5
982	2.55	38.7	15.5	0.16	0.02	72.2	26.6	0.0	36.7	135.5	16.0	161.5	26.5	69.5
983	2.62	42.2	14.2	0.18	0.03	83.3	33.6	0.0	39.8	156.8	16.0	186.7	26.7	79.6
984	2.69	46.1	13.0	0.20	0.03	96.4	42.3	0.0	43.0	181.7	15.8	216.1	27.0	91.3
985	2.78	50.4	11.9	0.23	0.04	112.1	53.4	0.0	46.7	212.2	15.8	252.1	27.3	105.0
986	2.87	54.5	11.0	0.26	0.05	128.8	66.5	0.0	50.2	245.6	15.5	291.1	27.7	119.5
987	2.96	58.7	10.2	0.29	0.06	147.5	82.3	0.0	53.1	283.0	15.4	334.6	28.2	135.1
988	3.07	62.5	9.6	0.31	0.07	167.5	100.8	0.0	55.8	324.3	15.2	382.9	28.7	151.7
989	3.19	65.3	9.1	0.34	0.08	187.9	121.7	0.0	59.1	368.8	15.1	434.7	29.3	168.9
990	3.35	66.6	9.0	0.37	0.08	206.9	143.9	0.0	63.6	414.5	14.9	487.6	29.9	185.5
TASAS	0/0 2.69			11.19	18.36	14.51	25.46	*****	6.84	14.50		14.34		12.95

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POSORJA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA PUTEN (KW)
1976	4.33	25.9	23.1	0.18	0.04	112.5	55.1	0.0	63.2	230.8	16.0	274.8	33.1	94.5
1977	4.49	28.0	21.4	0.20	0.04	131.3	65.6	0.0	66.4	263.4	15.8	313.2	34.3	103.9
1978	4.65	30.7	19.5	0.23	0.05	155.2	78.7	2321.7	69.7	2625.4	15.8	3118.1	50.0	711.9
1979	4.82	34.2	17.5	0.27	0.06	186.4	96.1	2952.1	73.7	3308.4	15.6	3924.6	49.5	905.0
1980	4.99	37.5	16.0	0.31	0.07	219.5	115.4	5148.0	77.8	5560.9	15.4	6580.9	48.5	1548.9
1981	5.17	41.4	14.4	0.35	0.08	261.5	139.7	5282.2	81.9	5765.5	15.3	6813.7	48.1	1614.8
1982	5.37	45.8	13.1	0.40	0.09	311.9	169.2	5420.2	86.4	5987.8	15.2	7069.4	48.0	1681.2
1983	5.57	50.0	12.0	0.46	0.10	367.1	202.2	5561.9	91.9	6223.3	15.1	7336.8	47.5	1763.7
1984	5.77	54.5	11.0	0.52	0.11	431.7	241.2	5707.7	97.5	6478.2	15.1	7639.4	47.0	1855.4
1985	5.97	60.0	10.0	0.59	0.12	511.0	289.8	5857.5	103.2	6761.7	15.0	7964.3	46.5	1955.2
1986	6.21	65.2	9.2	0.67	0.14	600.7	345.7	6011.6	110.5	7068.6	15.0	8325.8	46.0	2066.1
1987	6.44	70.1	8.5	0.75	0.15	698.0	407.4	6170.0	117.9	7393.4	15.0	8705.7	45.5	2183.7
1988	6.69	75.0	8.0	0.83	0.17	805.3	476.4	6332.8	125.7	7740.4	14.9	9106.4	45.0	2310.1
1989	6.94	80.0	7.5	0.92	0.18	927.6	556.3	6500.3	134.4	8118.8	14.9	9548.2	44.4	2449.3
1990	7.22	85.7	7.0	1.03	0.20	1074.7	653.3	6672.5	144.3	8545.0	14.9	10052.9	44.0	2608.1
TASAS 0/0	3.71			12.97	11.51	17.48	19.31	87.57	6.07	29.42		29.31		26.74

SUMA DE LA SUBZONA SUR

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA PUTEN (KW)
76	144.94	37.1	16.1	8.98	1.42	8262.0	3026.5	4161.1	2593.6	18043.3	17.0	21759.9	34.3	7227.7
77	150.12	39.0	15.3	9.78	1.52	9513.9	3374.5	6717.2	2747.3	22353.0	16.9	26914.1	37.6	8162.3
78	147.35	41.6	14.4	10.22	1.54	10115.9	3736.5	17713.7	2766.1	34332.3	16.7	41243.1	42.2	11156.3
79	160.89	44.3	13.5	11.88	1.82	12150.5	4437.0	37806.6	3051.9	57446.1	16.5	68879.5	48.5	16180.1
80	166.53	46.7	12.8	12.97	1.95	13743.8	4964.7	45533.0	3206.7	67448.4	16.4	80683.4	49.3	18655.0
81	172.29	49.5	12.1	14.22	2.09	15578.4	5555.3	47165.1	3364.4	71663.3	16.3	85624.0	49.4	19768.9
82	178.23	52.4	11.4	15.57	2.27	17627.8	6309.7	48700.6	3529.6	76167.7	16.1	90880.6	49.4	20956.6
83	184.38	55.2	10.8	16.98	2.53	19818.0	7391.8	53642.0	3706.5	84558.4	16.0	100671.1	49.5	23192.3
84	190.80	57.9	10.3	18.43	2.75	22178.7	8416.8	55444.2	3887.0	89926.8	15.9	106939.9	49.8	24505.1
85	197.34	61.9	9.6	20.36	3.04	25312.4	9746.6	57353.1	4075.6	96487.8	15.7	114478.2	50.0	26130.2
86	204.28	66.5	9.0	22.64	3.38	29037.8	11327.3	59381.8	4262.9	104009.8	15.5	123221.3	49.3	28502.8
87	211.38	70.6	8.4	24.87	3.73	32829.5	13016.2	61539.8	4466.8	111852.5	15.3	132211.6	48.7	30975.4
88	218.87	74.3	8.0	27.11	4.09	36782.1	14842.6	63838.4	4688.3	120151.4	15.1	141664.8	48.0	33632.3
89	226.76	77.9	7.6	29.47	4.48	41113.1	16865.5	66291.2	4923.7	129193.6	15.0	151999.4	47.3	36627.6
90	235.10	82.1	7.3	32.19	4.90	46239.0	19199.4	68915.6	5169.3	139523.3	14.9	163962.9	46.5	40236.2
TASAS	0/0 3.51			9.54	9.20	13.08	14.10	22.20	5.04	15.73		15.51		13.04

PROYECCION DE LA DEMANDA DE SAN VICENTE

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
976	0.62	46.4	12.9	0.04	0.00	21.8	6.5	0.0	9.9	38.3	16.6	46.0	25.2	20.7
977	0.63	47.6	12.6	0.05	0.00	23.2	13.9	0.0	10.7	47.9	16.5	57.4	25.5	25.7
978	0.64	49.1	12.2	0.05	0.00	24.8	24.1	0.0	11.2	60.2	16.5	72.1	25.7	32.0
979	0.65	50.0	12.0	0.05	0.00	26.1	32.9	0.0	11.7	70.8	16.3	84.7	25.8	37.3
980	0.67	51.2	11.7	0.05	0.00	28.2	44.6	0.0	12.3	85.2	16.2	101.7	26.0	44.6
981	0.68	52.4	11.4	0.05	0.00	30.1	58.0	0.0	12.8	101.0	16.1	120.6	26.2	52.5
982	0.69	53.5	11.2	0.06	0.00	31.9	72.7	0.0	13.4	118.1	16.0	140.8	26.5	60.6
983	0.71	54.5	11.0	0.06	0.01	33.7	88.3	0.0	13.9	136.0	16.0	161.9	26.7	69.0
984	0.73	55.0	10.9	0.06	0.01	35.6	104.8	0.0	14.5	155.0	15.8	184.3	27.0	77.9
985	0.75	56.0	10.7	0.07	0.01	38.1	124.2	0.0	15.0	177.4	15.8	210.7	27.5	87.4
986	0.78	57.1	10.5	0.07	0.01	41.2	142.3	0.0	15.8	199.4	15.6	236.5	27.7	97.1
987	0.80	57.7	10.3	0.07	0.01	43.6	159.8	0.0	16.4	219.9	15.5	260.4	28.2	105.2
988	0.82	58.2	10.3	0.07	0.01	45.9	177.3	0.0	16.9	240.3	15.3	284.0	28.7	112.5
989	0.84	58.8	10.1	0.08	0.02	48.7	196.5	0.0	17.6	262.8	15.2	310.0	29.3	120.3
990	0.88	60.0	10.0	0.08	0.02	52.8	219.5	0.0	18.4	290.9	14.9	342.2	29.9	130.2
SAS	0/0 2.53			4.42	25.07	6.50	28.56	*****	4.54	15.58		15.41		14.01

PROYECCION DE LA DEMANDA DE BANOS

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA PUTEN (Kw)
1976	0.16	43.6	13.7	0.01	0.00	17.4	6.6	0.0	2.4	26.6	16.6	31.9	28.0	13.0
1977	0.16	44.4	13.5	0.01	0.00	18.5	6.9	0.0	2.6	28.1	16.5	33.6	28.5	13.4
1978	0.17	46.1	13.0	0.01	0.00	19.8	7.3	0.0	2.8	29.9	16.5	35.8	29.0	14.1
1979	0.17	47.2	12.7	0.01	0.00	21.0	7.6	0.0	2.9	31.7	16.3	37.9	29.4	14.6
1980	0.17	48.3	12.4	0.01	0.00	22.5	8.0	0.0	3.1	33.7	16.2	40.3	29.9	15.3
1981	0.18	49.5	12.0	0.01	0.00	24.1	8.5	0.0	3.2	35.9	16.1	42.9	30.4	16.0
1982	0.18	50.8	11.8	0.01	0.00	25.8	9.1	0.0	3.4	38.3	16.0	45.7	30.9	16.8
1983	0.19	52.1	11.5	0.01	0.00	27.6	9.6	0.0	3.5	40.8	16.0	48.6	31.5	17.6
1984	0.19	53.0	11.3	0.01	0.00	29.4	10.1	0.0	3.7	43.3	15.8	51.5	32.0	18.3
1985	0.20	54.5	11.0	0.01	0.00	31.6	10.8	0.0	3.8	46.3	15.8	55.0	32.5	19.3
1986	0.20	56.0	10.7	0.01	0.00	34.2	11.5	0.0	3.9	49.7	15.6	59.0	33.0	20.4
1987	0.21	57.2	10.4	0.02	0.00	36.6	12.2	0.0	4.1	53.1	15.5	62.8	33.2	21.5
1988	0.21	58.2	10.3	0.02	0.00	39.1	13.0	0.0	4.3	56.5	15.3	66.7	33.5	22.7
1989	0.22	59.1	10.1	0.02	0.00	41.8	13.8	0.0	4.4	60.1	15.2	70.9	33.6	24.0
1990	0.23	60.0	10.0	0.02	0.00	45.0	14.7	0.0	4.6	64.4	14.9	75.8	34.0	25.4
TASAS	0/0 2.52			4.88	2.75	6.98	5.84	*****	4.60	6.51		6.36		4.89

PROYECCION DE LA DEMANDA DE AZUCAR

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	0.65	35.7	16.8	0.03	0.00	11.9	0.4	0.0	7.2	19.6	16.6	23.6	25.2	10.6
1977	0.67	37.7	15.9	0.04	0.00	13.3	1.0	0.0	7.5	21.9	16.5	26.3	25.2	11.8
1978	0.69	39.2	15.3	0.04	0.00	14.5	1.6	0.0	7.9	24.1	16.5	28.9	25.7	12.8
1979	0.71	41.3	14.5	0.04	0.00	16.1	2.0	0.0	8.3	26.5	16.3	31.7	25.8	13.9
1980	0.73	42.8	14.0	0.05	0.00	17.5	2.9	0.0	8.9	29.3	16.2	35.0	26.0	15.3
1981	0.74	44.4	13.5	0.05	0.00	19.0	3.6	0.0	9.5	32.2	16.1	38.4	26.2	16.7
1982	0.77	46.1	13.0	0.05	0.00	20.7	4.4	0.0	10.1	35.3	16.0	42.1	26.5	18.1
1983	0.79	48.0	12.5	0.06	0.00	22.5	5.2	0.0	10.8	38.6	16.0	45.9	26.6	19.6
1984	0.81	50.0	12.0	0.06	0.01	24.5	6.1	0.0	11.5	42.3	15.8	50.3	27.0	21.2
1985	0.83	52.1	11.5	0.07	0.01	26.7	7.3	0.0	12.4	46.5	15.8	55.2	27.5	22.9
1986	0.85	54.0	11.1	0.07	0.01	28.9	8.4	0.0	13.4	50.8	15.6	60.2	27.7	24.7
1987	0.87	55.9	10.7	0.08	0.01	31.2	9.6	0.0	14.3	55.3	15.6	65.5	28.2	26.4
1988	0.89	57.6	10.4	0.08	0.01	33.7	10.7	0.0	15.3	59.8	15.4	70.8	28.7	28.0
1989	0.90	59.1	10.1	0.08	0.01	36.0	11.9	0.0	16.4	64.4	15.3	76.1	29.3	29.5
1990	0.93	60.0	10.0	0.09	0.01	38.1	13.1	0.0	17.6	68.9	14.9	81.0	29.9	30.8
TASAS 0/0	2.59			6.46	23.06	8.61	26.75	*****	6.60	9.36		9.20		7.68

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ZAPOTAL

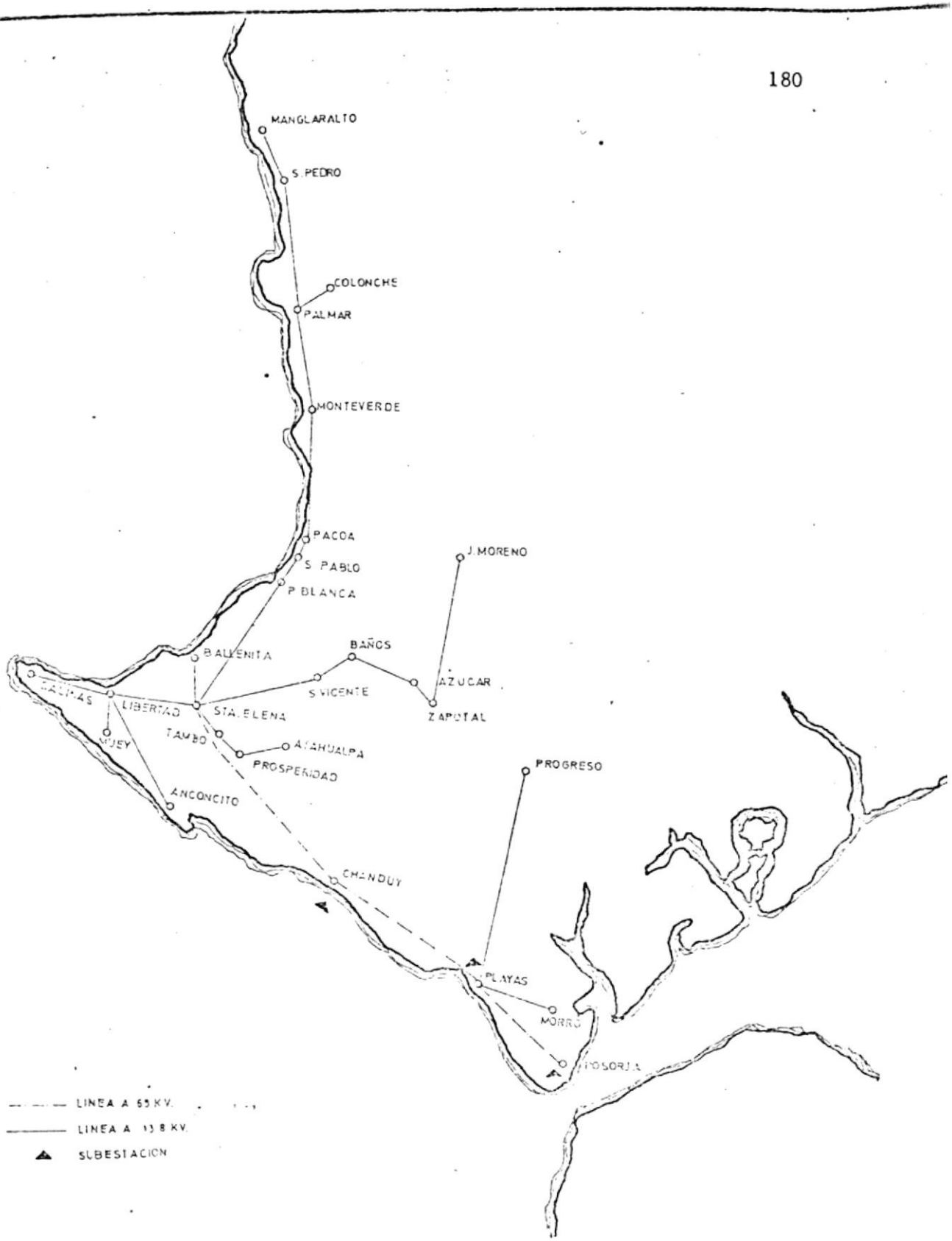
ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	1.04	37.0	16.2	0.06	0.00	20.7	3.8	0.0	20.5	45.1	16.6	54.1	25.2	24.4
1977	1.06	38.9	15.4	0.06	0.00	22.7	5.8	0.0	21.3	49.8	16.5	59.7	25.5	26.7
1978	1.08	41.3	14.5	0.07	0.00	25.1	7.6	0.0	21.9	54.6	16.5	65.4	25.7	29.0
1979	1.10	42.8	14.0	0.07	0.01	27.0	9.0	0.0	22.6	58.6	16.3	70.2	25.8	30.9
1980	1.12	44.7	13.4	0.08	0.01	29.3	10.4	0.0	23.4	63.1	16.2	75.4	26.0	33.1
1981	1.14	46.6	12.8	0.08	0.01	31.9	12.7	0.0	24.1	68.8	16.1	82.1	26.2	35.7
1982	1.18	48.3	12.4	0.09	0.01	34.7	15.3	0.0	25.0	75.1	16.0	89.5	26.5	38.5
1983	1.21	50.0	12.0	0.10	0.01	37.5	17.7	0.0	25.8	81.1	16.0	96.6	26.7	41.1
1984	1.24	52.1	11.5	0.10	0.02	40.8	20.4	0.0	26.6	88.0	15.8	104.6	27.0	44.2
1985	1.28	54.5	11.0	0.11	0.02	45.0	23.9	0.0	27.6	96.5	15.8	114.7	27.5	47.6
1986	1.31	56.6	10.6	0.12	0.02	48.8	27.3	0.0	28.4	104.5	15.6	124.0	27.7	50.9
1987	1.34	58.3	10.2	0.13	0.02	52.8	30.5	0.0	29.3	112.7	15.6	133.5	28.2	53.9
1988	1.39	60.0	10.0	0.13	0.03	57.1	33.9	0.0	30.4	121.5	15.4	143.8	28.7	57.0
1989	1.43	61.5	9.7	0.14	0.03	61.7	38.2	0.0	31.5	131.6	15.3	155.4	29.3	60.3
1990	1.49	63.1	9.5	0.15	0.03	66.9	44.3	0.0	32.7	144.0	14.9	169.4	29.9	64.4
TASAS	0/0 2.60			6.58	15.65	8.73	19.15	*****	3.37	8.64		8.48		7.17

PROYECCION DE LA DEMANDA DE JULIO MORENO

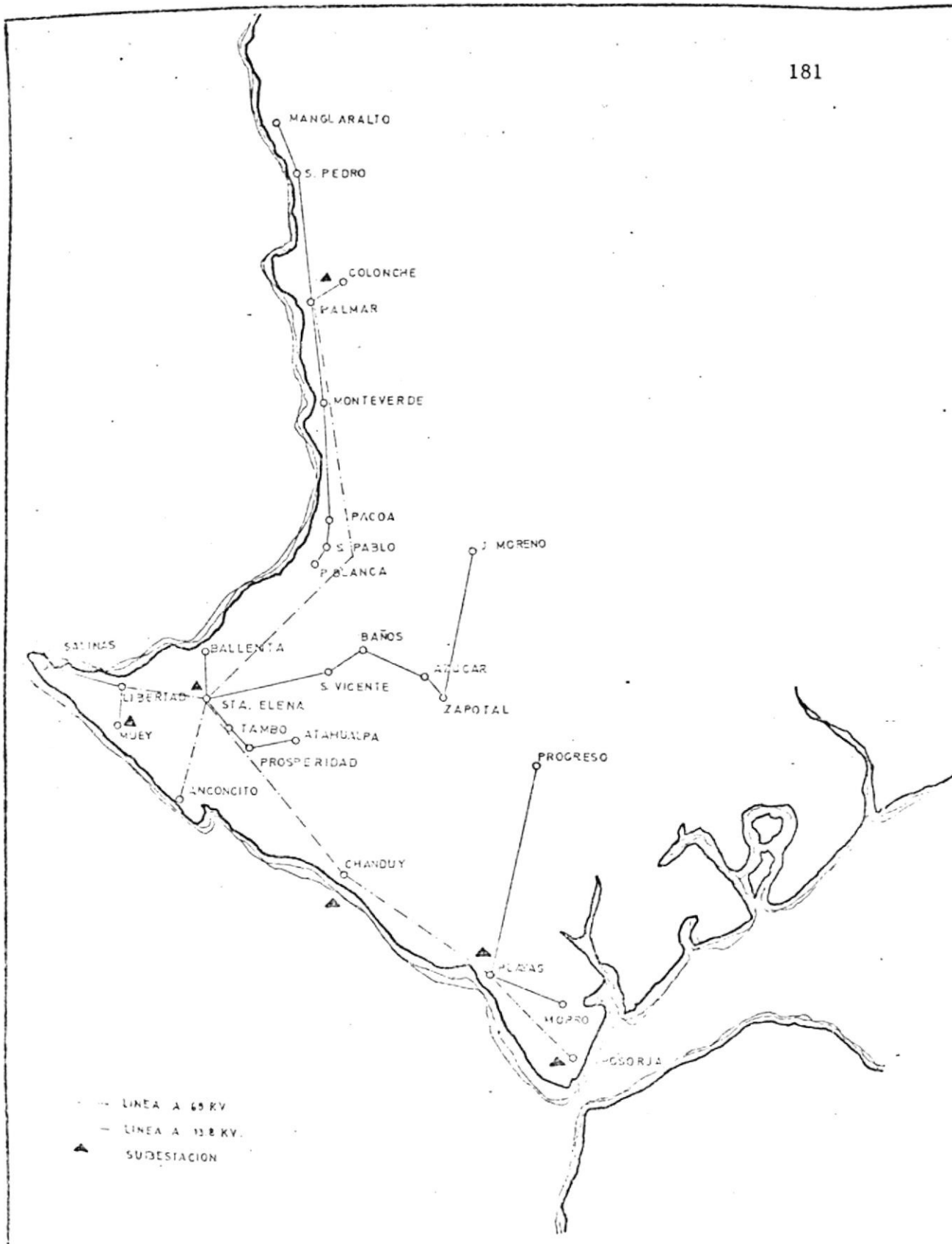
ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1976	3.93	19.4	30.8	0.12	0.01	50.4	9.0	0.0	42.4	101.8	16.6	122.2	28.5	48.9
1977	4.08	20.6	29.0	0.14	0.01	57.2	11.7	0.0	45.2	114.3	16.5	137.0	29.1	53.5
1978	4.23	22.2	27.0	0.15	0.01	65.6	15.2	0.0	48.2	129.0	16.5	154.5	29.9	58.8
1979	4.36	24.0	25.0	0.17	0.02	75.3	19.0	0.0	51.8	146.2	16.3	174.9	30.2	65.9
1980	4.49	26.0	23.0	0.19	0.02	86.8	23.4	0.0	56.1	166.4	16.2	198.8	30.5	74.1
1981	4.62	27.9	21.4	0.21	0.03	98.8	28.4	0.0	59.3	186.5	16.1	222.6	30.8	82.2
1982	4.75	30.0	20.0	0.23	0.03	112.1	34.0	0.0	62.6	208.8	16.0	248.9	31.1	91.0
1983	4.87	32.6	18.4	0.26	0.04	128.6	40.7	0.0	67.6	237.0	16.0	282.1	31.5	102.2
1984	4.98	35.5	16.9	0.29	0.05	147.6	49.1	0.0	70.7	267.4	15.8	318.0	31.6	114.5
1985	5.10	40.0	15.0	0.33	0.06	175.4	61.0	0.0	75.4	311.9	15.8	370.4	32.0	132.1
1986	5.20	42.8	14.0	0.37	0.06	197.6	71.2	0.0	80.6	349.4	15.6	414.5	32.1	146.9
1987	5.30	46.5	12.9	0.41	0.07	225.2	84.1	0.0	85.7	395.1	15.6	468.2	32.4	164.7
1988	5.41	50.8	11.8	0.45	0.08	258.5	99.8	0.0	90.8	449.2	15.4	531.7	32.6	185.8
1989	5.51	55.5	10.7	0.51	0.10	296.5	118.1	0.0	96.0	510.6	15.3	603.0	32.8	209.2
1990	5.62	60.0	10.0	0.56	0.11	336.0	137.8	0.0	101.1	575.0	14.9	676.5	33.0	234.0
TASAS	0/0													
	2.58			11.17	16.81	14.51	21.49	*****	6.40	13.15		12.99		11.81

A N E X O Nº II

NUMERACION	DESCRIPCION	Pág.
Figu. # 6	Alternativa a nivel de voltaje	180
Figu. # 7	Alternativa a nivel de voltaje	181
Salidas de Computadoras	Conductores económico	182
Cuadro #16	Costo de líneas	218
Cuadro #17	Porcentaje de caída de voltaje y pérdidas	219
Cuadro #18	Cálculo de impedancia base	221
Cuadro #19	Características de las líneas a 69KV	223
Cuadro #20	Cálculo de impedancia base	225
Cuadro #21	Características de las líneas a 13.8KV	226
Cuadro #22	Análisis de conductor para líneas a 69KV	227
Cuadro #23	Análisis de conductor para líneas a 13.8KV	229



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA. ELENA ALTERNATIVA A NIVEL DE VOLTAJE
FIG. 6



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA. ELENA ALTERNATIVA A NIVEL DE VOLTAJE
FIG. 7

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 69 KV A CHANDAL

****

CONDUCTOR 477MCM

****

LONGITUD DE LA LINEA 35.0 KM VOLTAJE NOMINAL 69.0KV

PRICE LINE 410. MILES SUCRES

PRICE KW 825. SUCRES PRICE KWH 0.90 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.231 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.400 FACTOR DE POTENCIA 0.800

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL. MILES SUCRES
1976.	0.98	0.60	0.33	68.58	8.365	7.818
1977.	1.56	0.80	0.39	68.45	15.590	21.435
1978.	2.26	1.04	0.48	68.28	27.809	44.137
1979.	2.57	1.15	0.52	68.21	34.404	70.383
1980.	4.04	1.65	0.73	67.87	75.560	124.257
1981.	4.24	1.72	0.76	67.82	82.421	179.178
1982.	4.46	1.80	0.80	67.77	90.318	235.423
1983.	4.71	1.89	0.83	67.71	99.735	293.470
1984.	4.97	1.98	0.87	67.65	110.030	353.319
1985.	5.32	2.10	0.92	67.57	124.695	416.708
1986.	5.68	2.22	0.97	67.49	140.745	483.576
1987.	6.06	2.36	1.03	67.40	158.749	554.063
1988.	6.47	2.50	1.09	67.31	179.399	628.507
1989.	6.93	2.66	1.16	67.20	204.078	707.652
1990.	7.47	2.85	1.24	67.08	235.090	792.860
1991.	7.76	2.96	1.28	67.01	252.654	878.443
1992.	8.06	3.06	1.33	66.94	271.493	964.391
1993.	8.37	3.17	1.37	66.87	291.673	1050.687
1994.	8.70	3.29	1.42	66.79	313.954	1137.498
1995.	9.04	3.41	1.47	66.72	337.771	1224.784

1998.	10.15	3.80	1.64	66.46	421.606	1489.891
1999.	10.55	3.95	1.70	66.37	454.098	1579.416
2000.	10.97	4.10	1.76	66.28	489.517	1669.609

****

DE ACUERDO A LA LEY DE KELVIN EL CONDUCTOR ECONOMICO ES 477MCM

****

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 69 KV A PLAYASAL 3

****

CONDUCTOR 477MCM

****

LONGITUD DE LA LINEA 50.0 KM VOLTAJE NOMINAL 69.0KV

PRICE LINE 410. MILES SUCRES

PRICE KW 825. SUCRES PRICE KWH 0.90 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.231 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.400 FACTOR DE POTENCIA 0.950

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL. MILES SUCRES
1976.	0.92	0.81	0.45	68.44	10.528	9.839
1977.	1.02	0.84	0.44	68.42	11.505	19.888
1978.	1.71	1.04	0.47	68.28	20.454	36.586
1979.	2.01	1.12	0.50	68.23	25.474	56.020
1980.	2.76	1.34	0.58	68.08	41.013	85.262
1981.	2.95	1.39	0.61	68.04	45.628	115.666
1982.	3.15	1.45	0.63	68.01	50.783	147.292
1983.	3.37	1.51	0.66	67.96	56.804	180.352
1984.	3.62	1.58	0.69	67.92	64.092	215.214
1985.	3.90	1.66	0.73	67.86	72.818	252.232
1986.	4.19	1.75	0.77	67.81	82.485	291.420
1987.	4.52	1.84	0.82	67.74	94.261	333.273
1988.	4.87	1.94	0.87	67.68	107.656	377.947
1989.	5.24	2.05	0.92	67.61	122.828	425.582
1990.	5.65	2.16	0.98	67.53	140.855	476.634
1991.	5.89	2.23	1.01	67.49	152.000	528.122
1992.	6.13	2.30	1.05	67.44	163.583	579.909
1993.	6.39	2.37	1.09	67.39	176.624	632.166
1994.	6.66	2.45	1.13	67.34	190.711	684.899
1995.	6.94	2.53	1.17	67.29	205.905	738.109
1996.	7.23	2.61	1.21	67.24	222.269	791.799

1998.	7.85	2.79	1.30	67.12	259.398	900.651
1999.	8.18	2.88	1.35	67.06	280.351	955.922
2000.	8.53	2.98	1.40	66.99	303.479	1011.838

****

DE ACUERDO A LA LEY DE KELVIN EL CONDUCTOR ECONOMICO ES 477MCM

****

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 69 KV A POSORAL A'

****

CONDUCTOR 266MCM

****

LONGITUD DE LA LINEA 32.0 KM VOLTAJE NOMINAL 69.0KV

PRICE LINE 340. MILES SUCRES

PRICE KW 825. SUCRES PRICE KWH 0.90 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.231 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.400 FACTOR DE POTENCIA 0.900

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL. MILES SUCRES
1976.	0.09	0.25	0.99	68.82	2.393	2.236
1977.	0.10	0.25	0.95	68.82	2.411	4.343
1978.	0.71	0.44	0.36	68.69	6.509	9.656
1979.	0.91	0.50	0.37	68.65	8.637	16.246
1980.	1.55	0.70	0.46	68.51	18.054	29.119
1981.	1.61	0.72	0.46	68.50	19.140	41.873
1982.	1.68	0.74	0.48	68.49	20.452	54.610
1983.	1.76	0.76	0.49	68.47	22.009	67.420
1984.	1.86	0.80	0.51	68.45	24.043	80.498
1985.	1.96	0.83	0.52	68.43	26.173	93.803
1986.	2.07	0.86	0.54	68.40	28.628	107.404
1987.	2.18	0.89	0.56	68.38	31.201	121.258
1988.	2.31	0.93	0.58	68.35	34.393	135.530
1989.	2.45	0.98	0.61	68.32	38.013	150.273
1990.	2.61	1.03	0.64	68.29	42.384	165.635
1991.	2.69	1.05	0.65	68.27	44.662	180.763
1992.	2.77	1.08	0.67	68.26	47.002	195.643
1993.	2.86	1.11	0.68	68.24	49.709	210.350
1994.	2.94	1.13	0.70	68.22	52.181	224.779
1995.	3.03	1.16	0.71	68.20	55.036	239.001
1996.	3.12	1.19	0.73	68.18	57.970	253.002

1998.	3.31	1.25	0.76	68.14	64.421	280.433
1999.	3.41	1.28	0.78	68.12	67.957	293.830
2000.	3.51	1.31	0.80	68.10	71.589	307.020

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 69 KV A SALIBER , ,= K

****

CONDUCTOR 477MCM

****

LONGITUD DE LA LINEA 7.0 KM VOLTAJE NOMINAL 69.0KV

PRICE LINE 410. MILES SUCRES

PRICE KW 825. SUCRES PRICE KWH 0.90 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.231 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.400 FACTOR DE POTENCIA 0.900

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL. MILES SUCRES
1976.	4.93	0.26	0.11	68.82	14.971	13.991
1977.	5.07	0.26	0.12	68.81	15.839	27.827
1978.	7.58	0.39	0.18	68.72	35.121	56.496
1979.	8.15	0.42	0.19	68.70	40.465	87.367
1980.	8.67	0.45	0.20	68.68	45.831	120.045
1981.	9.29	0.48	0.22	68.66	52.492	155.022
1982.	9.97	0.51	0.23	68.64	60.359	192.612
1983.	11.67	0.60	0.27	68.58	82.537	240.649
1984.	12.40	0.64	0.29	68.56	93.123	291.302
1985.	13.31	0.68	0.31	68.52	107.214	345.804
1986.	14.79	0.76	0.35	68.47	132.250	408.635
1987.	16.30	0.84	0.38	68.42	160.499	479.899
1988.	17.90	0.92	0.42	68.36	193.413	560.159
1989.	19.76	1.01	0.47	68.30	235.532	651.502
1990.	21.93	1.12	0.52	68.22	289.911	756.579
1991.	23.19	1.19	0.55	68.18	324.075	866.355
1992.	24.59	1.26	0.58	68.13	364.267	981.673
1993.	26.08	1.34	0.62	68.08	409.623	1102.866
1994.	27.66	1.42	0.65	68.03	460.625	1230.233
1995.	29.34	1.50	0.69	67.97	518.137	1364.129
1996.	31.12	1.59	0.74	67.91	582.762	1504.874

1998.	35.01	1.79	0.83	67.78	737.210	1808.261
1999.	37.13	1.90	0.88	67.70	829.017	1971.699
2000.	39.39	2.02	0.93	67.63	932.818	2143.571

****

DE ACUERDO A LA LEY DE KELVIN EL CONDUCTOR ECONOMICO ES 477MCM

****

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 69 KV A PALMARAL M

****

CONDUCTOR 4/0AWG

****

LONGITUD DE LA LINEA 34.0 KM VOLTAJE NOMINAL 69.0KV

PRICE LINE 320. MILES SUCRES

PRICE KW 825. SUCRES PRICE KwH 0.90 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.231 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.400 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL. MILES SUCRES
1976.	0.53	0.44	0.40	68.69	5.497	5.137
1977.	0.57	0.45	0.40	68.68	5.858	10.254
1978.	0.66	0.48	0.39	68.66	6.635	15.671
1979.	0.72	0.50	0.38	68.65	7.182	21.150
1980.	0.91	0.55	0.39	68.62	9.143	27.669
1981.	1.04	0.59	0.40	68.59	10.784	34.855
1982.	1.14	0.61	0.41	68.57	12.074	42.375
1983.	1.24	0.64	0.43	68.55	13.569	50.272
1984.	1.35	0.68	0.44	68.53	15.341	58.617
1985.	1.49	0.71	0.46	68.50	17.713	67.621
1986.	1.64	0.76	0.49	68.47	20.625	77.420
1987.	1.83	0.81	0.52	68.44	24.422	88.264
1988.	2.04	0.87	0.56	68.39	29.232	100.394
1989.	2.27	0.94	0.60	68.35	35.107	114.010
1990.	2.52	1.01	0.65	68.30	42.071	129.259
1991.	2.69	1.06	0.69	68.27	47.072	145.204
1992.	2.88	1.11	0.72	68.23	53.098	162.013
1993.	3.08	1.17	0.76	68.19	60.004	179.766
1994.	3.29	1.23	0.81	68.15	67.860	198.536
1995.	3.52	1.30	0.86	68.11	76.868	218.400
1996.	3.77	1.37	0.91	68.06	87.122	239.442

1998.	4.32	1.53	1.02	67.95	112.202	285.415
1999.	4.62	1.62	1.08	67.89	127.448	310.541
2000.	4.94	1.71	1.15	67.83	144.912	337.241

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 69 KV A ANCOAL

****

CONDUCTOR .2/0AWG

****

LONGITUD DE LA LINEA 18.0 KM VOLTAJE NOMINAL 69.0KV

PRICE LINE 280. MILES SUCRES

PRICE KW 825. SUCRES PRICE KWH 0.90 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.231 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.400 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL. MILES SUCRES
1976.	0.11	0.10	0.26	68.92	0.785	0.733
1977.	0.12	0.10	0.25	68.92	0.801	1.433
1978.	0.17	0.12	0.20	68.91	0.897	2.166
1979.	0.18	0.12	0.19	68.91	0.935	2.850
1980.	0.34	0.15	0.16	68.89	1.416	3.890
1981.	0.35	0.16	0.16	68.88	1.471	4.870
1982.	0.38	0.16	0.16	68.88	1.564	5.844
1983.	0.40	0.16	0.16	68.88	1.649	6.804
1984.	0.43	0.17	0.16	68.87	1.807	7.788
1985.	0.47	0.18	0.16	68.87	2.012	8.811
1986.	0.54	0.20	0.17	68.86	2.371	9.937
1987.	0.60	0.21	0.17	68.85	2.753	11.160
1988.	0.68	0.23	0.18	68.84	3.255	12.511
1989.	0.79	0.25	0.20	68.82	4.092	14.098
1990.	1.00	0.30	0.23	68.79	5.911	16.241
1991.	1.09	0.32	0.24	68.77	6.889	18.574
1992.	1.20	0.34	0.26	68.76	8.124	21.146
1993.	1.32	0.37	0.28	68.74	9.598	23.986
1994.	1.45	0.40	0.30	68.72	11.385	27.134
1995.	1.60	0.43	0.33	68.70	13.535	30.632
1996.	1.76	0.46	0.36	68.67	16.114	34.524

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A PUNTA BLANCA- Q

CONDUCTOR 4/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 12.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 154. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.53	1.26	5.42	13.62	7.948	7.428
1977.	0.57	1.38	6.44	13.61	9.441	15.675
1978.	0.66	1.61	8.70	13.58	12.750	26.083
1979.	0.72	1.75	10.33	13.56	15.141	37.634
1980.	0.91	2.22	16.40	13.49	24.035	54.771
1981.	1.04	2.56	21.68	13.45	31.758	75.934
1982.	1.14	2.81	25.92	13.42	37.971	99.580
1983.	1.24	3.08	30.92	13.38	45.299	125.945
1984.	1.35	3.37	36.90	13.34	54.057	155.349
1985.	1.49	3.75	45.19	13.30	66.202	189.003
1986.	1.64	4.17	55.44	13.24	81.217	227.589
1987.	1.83	4.68	69.27	13.18	101.480	272.647
1988.	2.04	5.27	87.13	13.10	127.640	325.614
1989.	2.27	5.95	109.53	13.02	160.450	387.839
1990.	2.52	6.69	136.80	12.93	200.402	460.474
1991.	2.69	7.19	156.85	12.87	229.774	538.307
1992.	2.88	7.77	181.47	12.80	265.836	622.464
1993.	3.08	8.41	210.29	12.72	308.050	713.605
1994.	3.29	9.11	243.92	12.64	357.316	812.407
1995.	3.52	9.87	283.19	12.55	414.847	919.611
1996.	3.77	10.72	329.22	12.46	482.267	1036.085
1997.	4.04	11.64	383.18	12.36	561.318	1162.782
1998.	4.32	12.66	446.80	12.24	654.507	1300.849
1999.	4.62	13.79	521.75	12.12	764.299	1451.528
2000.	4.94	15.05	610.69	11.99	894.588	1616.355

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A SAN PABLO

CONDUCTOR 4/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 154. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.900

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.47	0.38	1.26	13.74	1.854	1.733
1977.	0.51	0.42	1.50	13.74	2.201	3.656
1978.	0.60	0.49	2.05	13.73	3.013	6.116
1979.	0.65	0.53	2.44	13.72	3.583	8.850
1980.	0.83	0.69	3.97	13.70	5.826	13.004
1981.	0.95	0.79	5.27	13.69	7.720	18.148
1982.	1.04	0.87	6.27	13.68	9.197	23.876
1983.	1.14	0.95	7.47	13.67	10.942	30.245
1984.	1.23	1.03	8.83	13.65	12.947	37.287
1985.	1.36	1.14	10.73	13.64	15.724	45.281
1986.	1.50	1.25	13.04	13.62	19.112	54.361
1987.	1.66	1.40	16.13	13.60	23.636	64.856
1988.	1.86	1.56	20.15	13.58	29.520	77.106
1989.	2.07	1.75	25.02	13.56	36.654	91.321
1990.	2.29	1.94	30.79	13.53	45.112	107.672
1991.	2.44	2.07	34.99	13.51	51.256	125.034
1992.	2.60	2.22	40.09	13.49	58.730	143.627
1993.	2.78	2.38	45.96	13.47	67.328	163.547
1994.	2.98	2.56	52.72	13.45	77.236	184.904
1995.	3.18	2.75	60.44	13.43	88.543	207.785
1996.	3.40	2.95	69.35	13.40	101.589	232.320
1997.	3.64	3.16	79.54	13.37	116.516	258.619
1998.	3.89	3.40	91.30	13.34	133.744	286.833
1999.	4.15	3.65	104.81	13.31	153.545	317.104
			120.41	13.27	176.389	349.603

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A PACOA 1

CONDUCTOR 4/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 9.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 154. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.900

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.43	1.07	3.21	13.65	4.704	4.396
1977.	0.46	1.17	3.81	13.63	5.581	9.271
1978.	0.55	1.39	5.30	13.61	7.764	15.609
1979.	0.60	1.51	6.31	13.59	9.257	22.672
1980.	0.74	1.88	9.67	13.54	14.166	32.772
1981.	0.86	2.21	13.22	13.50	19.377	45.684
1982.	0.93	2.41	15.64	13.47	22.922	59.959
1983.	1.02	2.64	18.73	13.44	27.438	75.929
1984.	1.11	2.89	22.31	13.41	32.686	93.708
1985.	1.23	3.22	27.45	13.36	40.217	114.152
1986.	1.36	3.58	33.78	13.32	49.483	137.662
1987.	1.52	4.04	42.42	13.26	62.151	165.258
1988.	1.70	4.56	53.78	13.19	78.768	197.952
1989.	1.90	5.16	67.90	13.12	99.476	236.531
1990.	2.11	5.79	84.88	13.04	124.344	281.599
1991.	2.26	6.24	97.54	12.98	142.894	330.003
1992.	2.42	6.75	113.21	12.92	165.839	362.503
1993.	2.59	7.30	131.41	12.86	192.500	439.457
1994.	2.78	7.91	152.62	12.78	223.567	501.276
1995.	2.98	8.58	177.51	12.70	260.040	568.475
1996.	3.19	9.31	206.65	12.62	302.713	641.584
1997.	3.42	10.11	240.66	12.53	352.547	721.159
1998.	3.66	10.99	280.60	12.43	411.044	807.868
1999.	3.93	11.96	327.77	12.32	480.141	902.526

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A MONTEVERDE

CONDUCTOR 4/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 154. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.40	0.23	0.76	13.76	1.114	1.041
1977.	0.43	0.25	0.90	13.76	1.323	2.197
1978.	0.47	0.27	1.05	13.76	1.545	3.459
1979.	0.51	0.30	1.26	13.75	1.854	4.874
1980.	0.65	0.38	2.00	13.74	2.936	6.968
1981.	0.76	0.45	2.78	13.73	4.083	9.689
1982.	0.83	0.48	3.29	13.73	4.833	12.699
1983.	0.90	0.53	3.93	13.72	5.760	16.052
1984.	0.99	0.58	4.68	13.71	6.867	19.787
1985.	1.09	0.64	5.75	13.71	8.424	24.070
1986.	1.22	0.72	7.11	13.70	10.415	29.018
1987.	1.36	0.81	8.95	13.68	13.119	34.843
1988.	1.53	0.91	11.31	13.67	16.572	41.720
1989.	1.72	1.02	14.23	13.65	20.851	49.807
1990.	1.91	1.14	17.74	13.64	25.987	59.226
1991.	2.05	1.22	20.33	13.63	29.791	69.317
1992.	2.20	1.32	23.56	13.61	34.524	80.247
1993.	2.37	1.42	27.27	13.60	39.957	92.069
1994.	2.55	1.53	31.59	13.59	46.277	104.865
1995.	2.74	1.65	36.55	13.57	53.551	118.704
1996.	2.94	1.78	42.30	13.55	61.975	133.672
1997.	3.16	1.91	48.93	13.54	71.683	149.851
1998.	3.39	2.06	56.60	13.52	82.922	167.344
1999.	3.64	2.22	65.48	13.49	95.927	186.255

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A PALMAR

CONDUCTOR 4/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 154. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.37	0.22	0.67	13.76	0.994	0.929
1977.	0.41	0.25	0.81	13.76	1.188	1.968
1978.	0.44	0.27	0.94	13.76	1.387	3.100
1979.	0.48	0.29	1.13	13.75	1.669	4.374
1980.	0.61	0.37	1.83	13.74	2.690	6.292
1981.	0.73	0.44	2.57	13.73	3.777	8.809
1982.	0.79	0.48	3.05	13.73	4.469	11.593
1983.	0.87	0.53	3.64	13.72	5.343	14.702
1984.	0.95	0.58	4.35	13.71	6.375	18.170
1985.	1.05	0.64	5.34	13.71	7.826	22.149
1986.	1.17	0.72	6.64	13.70	9.726	26.770
1987.	1.31	0.81	8.39	13.68	12.302	32.233
1988.	1.48	0.91	10.65	13.67	15.607	38.710
1989.	1.66	1.03	13.44	13.65	19.694	46.347
1990.	1.85	1.15	16.82	13.64	24.641	55.279
1991.	1.99	1.23	19.32	13.63	28.312	64.869
1992.	2.14	1.33	22.45	13.61	32.894	75.283
1993.	2.30	1.44	26.05	13.60	38.163	86.574
1994.	2.48	1.55	30.24	13.58	44.307	98.825
1995.	2.67	1.67	35.08	13.57	51.395	112.107
1996.	2.87	1.80	40.69	13.55	59.617	126.505
1997.	3.08	1.94	47.17	13.53	69.109	142.104
1998.	3.32	2.10	54.69	13.51	80.120	159.005
1999.	3.56	2.26	63.37	13.49	92.832	177.307
2000.	3.83	2.44	73.42	13.47	107.555	197.124

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A COLONCHE

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 5.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.16	0.23	0.33	13.76	0.486	0.454
1977.	0.17	0.25	0.38	13.76	0.567	0.950
1978.	0.18	0.26	0.43	13.76	0.641	1.474
1979.	0.20	0.29	0.53	13.75	0.778	2.068
1980.	0.22	0.31	0.61	13.75	0.904	2.712
1981.	0.24	0.34	0.72	13.75	1.057	3.417
1982.	0.26	0.37	0.86	13.74	1.270	4.209
1983.	0.29	0.43	1.12	13.74	1.644	5.166
1984.	0.33	0.47	1.36	13.73	2.004	6.256
1985.	0.38	0.55	1.84	13.72	2.704	7.631
1986.	0.42	0.61	2.26	13.71	3.318	9.208
1987.	0.47	0.69	2.89	13.70	4.242	11.091
1988.	0.54	0.79	3.78	13.69	5.543	13.392
1989.	0.61	0.90	4.84	13.67	7.090	16.142
1990.	0.66	0.97	5.66	13.66	8.296	19.149
1991.	0.71	1.04	6.46	13.65	9.464	22.355
1992.	0.76	1.11	7.39	13.64	10.826	25.782
1993.	0.81	1.19	8.44	13.63	12.372	29.443
1994.	0.87	1.27	9.66	13.62	14.157	33.357
1995.	0.93	1.36	11.06	13.61	16.206	37.545
1996.	0.99	1.46	12.66	13.60	18.549	42.025
1997.	1.06	1.57	14.51	13.58	21.258	46.824
1998.	1.13	1.68	16.61	13.57	24.332	51.956
1999.	1.21	1.80	19.01	13.55	27.852	57.447

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A SAN PEDRO &

CONDUCTOR 3/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 12.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 142. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.950

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.14	0.49	0.57	13.73	0.848	0.793
1977.	0.16	0.54	0.68	13.72	1.003	1.670
1978.	0.17	0.58	0.79	13.71	1.159	2.616
1979.	0.19	0.63	0.94	13.71	1.383	3.671
1980.	0.29	1.00	2.29	13.66	3.359	6.067
1981.	0.38	1.30	3.84	13.62	5.637	9.823
1982.	0.41	1.40	4.46	13.60	6.541	13.897
1983.	0.43	1.49	5.05	13.59	7.410	18.210
1984.	0.47	1.62	5.96	13.57	8.744	22.967
1985.	0.51	1.76	7.01	13.56	10.274	28.190
1986.	0.57	2.00	8.94	13.52	13.108	34.418
1987.	0.65	2.27	11.52	13.49	16.879	41.912
1988.	0.73	2.58	14.76	13.45	21.632	50.889
1989.	0.83	2.94	18.99	13.40	27.826	61.681
1990.	0.96	3.42	25.52	13.34	37.385	75.231
1991.	1.03	3.70	29.70	13.30	43.515	89.971
1992.	1.11	4.02	34.88	13.26	51.097	106.147
1993.	1.20	4.37	40.93	13.22	59.965	123.889
1994.	1.30	4.76	48.14	13.17	70.519	143.388
1995.	1.40	5.18	56.58	13.12	82.884	164.807
1996.	1.51	5.64	66.52	13.06	97.449	188.343
1997.	1.64	6.15	78.39	13.00	114.832	214.262
1998.	1.77	6.70	92.36	12.93	135.308	242.805
1999.	1.91	7.32	109.01	12.85	159.686	274.287
		8.00	128.75	12.77	188.607	309.037

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A MANGLARALTO

CONDUCTOR 3/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 11.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 142. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.950

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.05	0.15	0.06	13.77	0.090	0.084
1977.	0.05	0.16	0.07	13.77	0.105	0.176
1978.	0.05	0.18	0.08	13.77	0.121	0.275
1979.	0.06	0.19	0.10	13.77	0.147	0.387
1980.	0.10	0.30	0.23	13.75	0.349	0.636
1981.	0.12	0.39	0.39	13.74	0.581	1.024
1982.	0.13	0.42	0.46	13.74	0.675	1.445
1983.	0.14	0.45	0.52	13.73	0.766	1.891
1984.	0.16	0.49	0.61	13.73	0.908	2.385
1985.	0.17	0.53	0.72	13.72	1.061	2.925
1986.	0.19	0.60	0.92	13.71	1.348	3.565
1987.	0.22	0.68	1.18	13.70	1.733	4.335
1988.	0.25	0.77	1.51	13.69	2.219	5.256
1989.	0.28	0.88	1.93	13.67	2.827	6.353
1990.	0.32	1.01	2.58	13.66	3.785	7.725
1991.	0.35	1.09	2.99	13.65	4.393	9.213
1992.	0.38	1.18	3.50	13.63	5.128	10.837
1993.	0.41	1.28	4.08	13.62	5.982	12.606
1994.	0.44	1.39	4.77	13.61	6.998	14.542
1995.	0.47	1.50	5.57	13.59	8.166	16.652
1996.	0.51	1.63	6.53	13.57	9.577	18.965
1997.	0.55	1.76	7.63	13.56	11.185	21.490
1998.	0.60	1.91	8.94	13.54	13.101	24.253
1999.	0.65	2.07	10.45	13.51	15.317	27.273
2000.	0.70	2.24	12.23	13.49	17.923	30.576

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A TAMBO 3

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.18	0.16	0.25	13.77	0.371	0.347
1977.	0.20	0.17	0.30	13.77	0.443	0.734
1978.	0.22	0.19	0.37	13.77	0.546	1.181
1979.	0.24	0.21	0.45	13.77	0.660	1.685
1980.	0.26	0.23	0.54	13.76	0.803	2.258
1981.	0.29	0.26	0.66	13.76	0.973	2.906
1982.	0.32	0.28	0.80	13.76	1.181	3.642
1983.	0.36	0.32	0.98	13.75	1.441	4.481
1984.	0.39	0.34	1.16	13.75	1.710	5.412
1985.	0.43	0.38	1.41	13.74	2.069	6.463
1986.	0.47	0.41	1.68	13.74	2.472	7.638
1987.	0.51	0.46	2.04	13.73	2.993	8.967
1988.	0.56	0.50	2.46	13.73	3.615	10.467
1989.	0.62	0.55	2.98	13.72	4.365	12.160
1990.	0.68	0.61	3.57	13.71	5.234	14.058
1991.	0.72	0.64	3.98	13.71	5.836	16.035
1992.	0.76	0.68	4.41	13.70	6.471	18.084
1993.	0.80	0.71	4.91	13.70	7.193	20.212
1994.	0.84	0.75	5.45	13.69	7.993	22.422
1995.	0.88	0.79	6.05	13.69	8.875	24.716
1996.	0.93	0.84	6.72	13.68	9.847	27.094
1997.	0.98	0.88	7.48	13.67	10.959	29.568
1998.	1.04	0.93	8.31	13.67	12.180	32.137
1999.	1.09	0.98	9.24	13.66	13.541	34.807

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A PROSPERIDAD

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.14	0.13	0.16	13.78	0.242	0.226
1977.	0.16	0.14	0.19	13.78	0.283	0.474
1978.	0.17	0.15	0.23	13.77	0.351	0.761
1979.	0.19	0.17	0.29	13.77	0.426	1.086
1980.	0.21	0.18	0.35	13.77	0.512	1.452
1981.	0.23	0.20	0.42	13.77	0.618	1.864
1982.	0.25	0.22	0.50	13.76	0.744	2.328
1983.	0.28	0.25	0.62	13.76	0.908	2.856
1984.	0.31	0.27	0.73	13.76	1.074	3.441
1985.	0.34	0.30	0.89	13.75	1.308	4.106
1986.	0.37	0.33	1.06	13.75	1.556	4.846
1987.	0.41	0.36	1.29	13.74	1.890	5.685
1988.	0.45	0.40	1.56	13.74	2.296	6.638
1989.	0.50	0.44	1.90	13.73	2.787	7.719
1990.	0.54	0.48	2.27	13.73	3.339	8.930
1991.	0.57	0.51	2.54	13.72	3.730	10.193
1992.	0.60	0.54	2.82	13.72	4.144	11.505
1993.	0.64	0.57	3.14	13.72	4.608	12.869
1994.	0.67	0.60	3.50	13.71	5.127	14.286
1995.	0.71	0.63	3.89	13.71	5.707	15.761
1996.	0.75	0.67	4.33	13.70	6.352	17.295
1997.	0.79	0.71	4.82	13.70	7.067	18.891
1998.	0.83	0.75	5.36	13.69	7.860	20.549
1999.	0.88	0.79	5.97	13.69	8.755	22.275

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A ATAHUALPA

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 12.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.09	0.34	0.28	13.75	0.418	0.391
1977.	0.10	0.36	0.32	13.74	0.481	0.812
1978.	0.11	0.41	0.41	13.74	0.610	1.310
1979.	0.12	0.45	0.49	13.73	0.730	1.868
1980.	0.14	0.49	0.59	13.73	0.875	2.492
1981.	0.15	0.54	0.72	13.72	1.060	3.198
1982.	0.17	0.60	0.88	13.71	1.293	4.003
1983.	0.18	0.67	1.08	13.70	1.583	4.925
1984.	0.20	0.73	1.27	13.69	1.866	5.941
1985.	0.22	0.81	1.59	13.68	2.336	7.128
1986.	0.25	0.90	1.93	13.67	2.835	8.476
1987.	0.27	1.00	2.39	13.66	3.511	10.034
1988.	0.31	1.12	3.00	13.64	4.401	11.861
1989.	0.34	1.26	3.76	13.62	5.522	14.003
1990.	0.38	1.40	4.62	13.60	6.773	16.458
1991.	0.41	1.49	5.22	13.59	7.655	19.051
1992.	0.43	1.58	5.89	13.58	8.633	21.784
1993.	0.46	1.68	6.63	13.57	9.715	24.659
1994.	0.48	1.78	7.47	13.55	10.954	27.688
1995.	0.51	1.90	8.40	13.54	12.318	30.871
1996.	0.54	2.01	9.46	13.52	13.869	34.221
1997.	0.58	2.14	10.66	13.51	15.625	37.748
1998.	0.61	2.28	12.02	13.49	17.608	41.462
1999.	0.65	2.42	13.54	13.47	19.839	45.373
2000.	0.69	2.57	15.25	13.45	22.342	49.490

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A SAN VICENTE

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 11.0 KM. VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.11	0.37	0.38	13.74	0.562	0.525
1977.	0.13	0.41	0.47	13.74	0.694	1.132
1978.	0.14	0.46	0.59	13.73	0.875	1.846
1979.	0.16	0.51	0.73	13.72	1.076	2.668
1980.	0.18	0.57	0.91	13.72	1.344	3.626
1981.	0.20	0.64	1.14	13.71	1.674	4.742
1982.	0.22	0.71	1.40	13.70	2.060	6.025
1983.	0.25	0.80	1.73	13.69	2.547	7.508
1984.	0.27	0.88	2.12	13.67	3.110	9.200
1985.	0.30	0.99	2.66	13.66	3.906	11.186
1986.	0.34	1.09	3.23	13.65	4.739	13.438
1987.	0.37	1.20	3.88	13.63	5.685	15.962
1988.	0.40	1.31	4.63	13.62	6.787	18.779
1989.	0.44	1.43	5.53	13.60	8.100	21.920
1990.	0.48	1.57	6.64	13.58	9.736	25.449
1991.	0.51	1.66	7.39	13.57	10.827	29.117
1992.	0.53	1.75	8.20	13.56	12.023	32.923
1993.	0.56	1.84	9.06	13.54	13.283	36.854
1994.	0.59	1.95	10.11	13.53	14.812	40.949
1995.	0.62	2.05	11.21	13.52	16.427	45.194
1996.	0.66	2.17	12.49	13.50	18.299	49.614
1997.	0.69	2.29	13.92	13.48	20.396	54.218
1998.	0.73	2.42	15.47	13.47	22.675	59.001
1999.	0.77	2.56	17.25	13.45	25.282	63.985

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A BAÑOS

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 9.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.09	0.24	0.21	13.76	0.310	0.290
1977.	0.10	0.27	0.24	13.76	0.363	0.607
1978.	0.11	0.29	0.29	13.75	0.436	0.964
1979.	0.12	0.32	0.35	13.75	0.516	1.358
1980.	0.13	0.35	0.42	13.75	0.629	1.806
1981.	0.15	0.39	0.51	13.74	0.754	2.309
1982.	0.16	0.42	0.60	13.74	0.890	2.864
1983.	0.18	0.47	0.74	13.73	1.085	3.495
1984.	0.19	0.51	0.88	13.72	1.300	4.203
1985.	0.22	0.57	1.11	13.72	1.636	5.034
1986.	0.24	0.63	1.33	13.71	1.962	5.967
1987.	0.26	0.69	1.61	13.70	2.372	7.020
1988.	0.29	0.76	1.95	13.69	2.861	8.208
1989.	0.32	0.84	2.37	13.68	3.482	9.558
1990.	0.35	0.93	2.87	13.67	4.214	11.086
1991.	0.37	0.98	3.21	13.66	4.707	12.680
1992.	0.39	1.04	3.58	13.65	5.255	14.344
1993.	0.41	1.10	4.02	13.64	5.890	16.087
1994.	0.44	1.16	4.50	13.64	6.593	17.910
1995.	0.46	1.23	5.02	13.63	7.367	19.814
1996.	0.49	1.30	5.63	13.62	8.254	21.808
1997.	0.52	1.38	6.32	13.61	9.264	23.899
1998.	0.55	1.47	7.10	13.59	10.410	26.095
1999.	0.58	1.56	7.99	13.58	11.706	28.403

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A AZUCAR X

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 17.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.08	0.41	0.30	13.74	0.445	0.416
1977.	0.09	0.46	0.36	13.73	0.535	0.883
1978.	0.10	0.50	0.44	13.73	0.645	1.410
1979.	0.11	0.55	0.53	13.72	0.780	2.006
1980.	0.12	0.61	0.65	13.71	0.959	2.590
1981.	0.13	0.68	0.78	13.70	1.157	3.461
1982.	0.14	0.75	0.95	13.69	1.392	4.328
1983.	0.16	0.82	1.15	13.68	1.691	5.313
1984.	0.18	0.91	1.41	13.67	2.066	6.437
1985.	0.20	1.03	1.79	13.65	2.634	7.776
1986.	0.22	1.14	2.17	13.64	3.186	9.290
1987.	0.24	1.25	2.63	13.62	3.854	11.002
1988.	0.27	1.39	3.22	13.61	4.729	12.964
1989.	0.29	1.54	3.94	13.59	5.773	15.203
1990.	0.32	1.70	4.78	13.56	7.012	17.745
1991.	0.34	1.81	5.39	13.55	7.907	20.423
1992.	0.36	1.92	6.04	13.53	8.859	23.228
1993.	0.39	2.03	6.80	13.52	9.969	26.178
1994.	0.41	2.16	7.64	13.50	11.205	29.276
1995.	0.43	2.30	8.62	13.48	12.632	32.541
1996.	0.46	2.44	9.70	13.47	14.212	35.973
1997.	0.49	2.59	10.93	13.45	16.024	39.590
1998.	0.52	2.76	12.35	13.42	18.092	43.407
1999.	0.55	2.93	13.90	13.40	20.369	47.423

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A ZAPOTAL

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.07	0.06	0.04	13.79	0.058	0.055
1977.	0.08	0.06	0.04	13.79	0.070	0.116
1978.	0.08	0.07	0.05	13.78	0.085	0.186
1979.	0.09	0.08	0.07	13.78	0.104	0.266
1980.	0.10	0.09	0.08	13.78	0.126	0.356
1981.	0.11	0.10	0.10	13.78	0.154	0.459
1982.	0.13	0.11	0.12	13.78	0.187	0.576
1983.	0.14	0.12	0.15	13.78	0.226	0.708
1984.	0.15	0.14	0.19	13.78	0.280	0.860
1985.	0.18	0.15	0.24	13.77	0.359	1.043
1986.	0.19	0.17	0.29	13.77	0.434	1.249
1987.	0.21	0.19	0.36	13.77	0.532	1.486
1988.	0.24	0.21	0.44	13.77	0.655	1.758
1989.	0.27	0.23	0.55	13.76	0.809	2.072
1990.	0.29	0.26	0.67	13.76	0.986	2.429
1991.	0.31	0.28	0.76	13.76	1.116	2.808
1992.	0.33	0.29	0.85	13.75	1.255	3.205
1993.	0.35	0.31	0.96	13.75	1.417	3.624
1994.	0.37	0.33	1.09	13.75	1.598	4.066
1995.	0.40	0.35	1.23	13.75	1.808	4.534
1996.	0.42	0.38	1.39	13.74	2.040	5.026
1997.	0.45	0.40	1.57	13.74	2.306	5.547
1998.	0.48	0.43	1.78	13.74	2.611	6.098
1999.	0.51	0.45	2.01	13.73	2.947	6.679

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A JULIO MORENO

CONDUCTOR 2AWG

LONGITUD DE LA LINEA 20.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 107. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.05	0.54	0.25	13.72	0.376	0.351
1977.	0.05	0.58	0.30	13.71	0.439	0.735
1978.	0.05	0.64	0.35	13.71	0.525	1.164
1979.	0.06	0.72	0.44	13.70	0.658	1.666
1980.	0.07	0.81	0.56	13.68	0.829	2.258
1981.	0.08	0.90	0.69	13.67	1.019	2.937
1982.	0.09	1.00	0.85	13.66	1.258	3.721
1983.	0.10	1.12	1.08	13.64	1.585	4.644
1984.	0.11	1.26	1.35	13.62	1.985	5.724
1985.	0.13	1.47	1.82	13.59	2.672	7.082
1986.	0.14	1.64	2.27	13.57	3.326	8.663
1987.	0.16	1.85	2.87	13.54	4.208	10.531
1988.	0.18	2.10	3.66	13.51	5.373	12.761
1989.	0.20	2.37	4.65	13.47	6.820	15.406
1990.	0.23	2.67	5.87	13.44	8.600	18.523
1991.	0.25	2.86	6.72	13.41	9.853	21.860
1992.	0.26	3.09	7.76	13.38	11.371	25.461
1993.	0.28	3.31	8.87	13.35	13.007	29.309
1994.	0.30	3.57	10.28	13.32	15.062	33.474
1995.	0.32	3.83	11.79	13.29	17.281	37.940
1996.	0.35	4.13	13.58	13.25	19.901	42.746
1997.	0.37	4.44	15.68	13.21	22.978	47.933
1998.	0.40	4.78	18.04	13.16	26.435	53.509
1999.	0.43	5.15	20.79	13.12	30.459	59.514

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A MORRO ==

CONDUCTOR 2AWG

LONGITUD DE LA LINEA 6.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 107. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.03	0.10	0.03	13.78	0.051	0.047
1977.	0.03	0.11	0.04	13.78	0.060	0.100
1978.	0.04	0.13	0.05	13.78	0.078	0.164
1979.	0.04	0.14	0.06	13.77	0.098	0.239
1980.	0.05	0.16	0.08	13.77	0.124	0.328
1981.	0.06	0.19	0.11	13.77	0.165	0.438
1982.	0.07	0.22	0.14	13.76	0.217	0.574
1983.	0.08	0.25	0.19	13.76	0.284	0.739
1984.	0.09	0.29	0.25	13.75	0.368	0.940
1985.	0.10	0.33	0.33	13.75	0.491	1.189
1986.	0.12	0.38	0.43	13.74	0.641	1.494
1987.	0.13	0.43	0.55	13.73	0.813	1.856
1988.	0.15	0.49	0.70	13.73	1.032	2.284
1989.	0.16	0.54	0.87	13.72	1.277	2.779
1990.	0.18	0.60	1.05	13.71	1.549	3.341
1991.	0.19	0.64	1.19	13.71	1.756	3.936
1992.	0.21	0.68	1.37	13.70	2.015	4.574
1993.	0.22	0.73	1.57	13.69	2.313	5.259
1994.	0.24	0.79	1.81	13.69	2.653	5.992
1995.	0.26	0.84	2.07	13.68	3.041	6.778
1996.	0.27	0.90	2.37	13.67	3.481	7.619
1997.	0.29	0.97	2.73	13.66	4.005	8.523
1998.	0.31	1.04	3.13	13.65	4.596	9.493
1999.	0.34	1.11	3.59	13.64	5.260	10.530

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A PROGRESO L

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 28.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.08	0.66	0.47	13.70	0.695	0.650
1977.	0.08	0.71	0.54	13.70	0.802	1.350
1978.	0.09	0.77	0.65	13.69	0.955	2.131
1979.	0.10	0.86	0.79	13.68	1.167	3.021
1980.	0.11	0.94	0.95	13.67	1.400	4.019
1981.	0.13	1.06	1.20	13.65	1.762	5.194
1982.	0.14	1.15	1.41	13.64	2.077	6.488
1983.	0.15	1.26	1.69	13.62	2.483	7.933
1984.	0.17	1.42	2.17	13.60	3.180	9.663
1985.	0.18	1.54	2.51	13.58	3.682	11.535
1986.	0.20	1.69	3.00	13.57	4.394	13.623
1987.	0.22	1.85	3.59	13.54	5.268	15.962
1988.	0.24	2.04	4.35	13.52	6.382	18.611
1989.	0.26	2.24	5.23	13.49	7.667	21.585
1990.	0.29	2.46	6.28	13.46	9.204	24.921
1991.	0.30	2.60	6.96	13.45	10.197	28.375
1992.	0.32	2.72	7.67	13.43	11.243	31.934
1993.	0.33	2.87	8.47	13.41	12.420	35.609
1994.	0.35	3.02	9.37	13.39	13.738	39.408
1995.	0.37	3.19	10.38	13.37	15.210	43.338
1996.	0.39	3.36	11.50	13.35	16.850	47.408
1997.	0.41	3.54	12.68	13.32	18.583	51.602
1998.	0.43	3.73	14.06	13.30	20.601	55.948
1999.	0.45	3.95	15.73	13.27	23.047	60.492
2000.	0.47	4.14	17.20	13.25	25.201	65.135

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A MUGY

CONDUCTOR 2AWG

LONGITUD DE LA LINEA 6.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 107. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.07	0.24	0.16	13.76	0.245	0.229
1977.	0.07	0.25	0.18	13.76	0.266	0.462
1978.	0.08	0.26	0.19	13.76	0.287	0.697
1979.	0.08	0.27	0.21	13.76	0.317	0.939
1980.	0.09	0.29	0.24	13.75	0.364	1.198
1981.	0.09	0.31	0.28	13.75	0.423	1.480
1982.	0.10	0.34	0.33	13.75	0.496	1.789
1983.	0.11	0.37	0.41	13.74	0.605	2.142
1984.	0.12	0.41	0.49	13.74	0.726	2.537
1985.	0.13	0.44	0.56	13.73	0.834	2.961
1986.	0.16	0.52	0.79	13.72	1.170	3.517
1987.	0.18	0.60	1.05	13.71	1.548	4.205
1988.	0.21	0.69	1.36	13.70	1.998	5.034
1989.	0.23	0.78	1.75	13.69	2.571	6.032
1990.	0.28	0.95	2.59	13.66	3.804	7.411
1991.	0.31	1.05	3.13	13.65	4.586	8.964
1992.	0.34	1.16	3.80	13.64	5.571	10.728
1993.	0.38	1.28	4.61	13.62	6.760	12.728
1994.	0.42	1.41	5.58	13.60	8.185	14.992
1995.	0.46	1.55	6.77	13.58	9.924	17.556
1996.	0.51	1.72	8.24	13.56	12.076	20.473
1997.	0.56	1.90	10.00	13.54	14.658	23.781
1998.	0.61	2.09	12.14	13.51	17.793	27.535
1999.	0.68	2.32	14.77	13.48	21.636	31.801

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A BALLENITA

CONDUCTOR 2AWG

LONGITUD DE LA LINEA 4.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 107. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.13	0.30	0.39	13.75	0.579	0.541
1977.	0.15	0.32	0.46	13.75	0.674	1.130
1978.	0.16	0.35	0.55	13.75	0.807	1.789
1979.	0.17	0.38	0.63	13.74	0.930	2.499
1980.	0.19	0.41	0.74	13.74	1.096	3.280
1981.	0.20	0.45	0.87	13.73	1.288	4.139
1982.	0.22	0.49	1.04	13.73	1.536	5.096
1983.	0.24	0.53	1.21	13.72	1.778	6.131
1984.	0.25	0.56	1.36	13.72	2.005	7.222
1985.	0.27	0.60	1.56	13.71	2.297	8.390
1986.	0.29	0.65	1.83	13.71	2.680	9.663
1987.	0.32	0.71	2.17	13.70	3.192	11.081
1988.	0.35	0.78	2.63	13.69	3.857	12.681
1989.	0.38	0.86	3.13	13.68	4.586	14.460
1990.	0.41	0.92	3.58	13.67	5.251	16.364
1991.	0.43	0.96	3.95	13.66	5.800	18.328
1992.	0.45	1.01	4.37	13.66	6.405	20.356
1993.	0.48	1.06	4.82	13.65	7.071	22.448
1994.	0.50	1.12	5.32	13.64	7.801	24.606
1995.	0.53	1.18	5.87	13.63	8.601	26.828
1996.	0.55	1.24	6.49	13.63	9.509	29.125
1997.	0.58	1.30	7.16	13.62	10.501	31.495
1998.	0.61	1.37	7.90	13.61	11.581	33.938
1999.	0.64	1.44	8.73	13.60	12.795	36.461

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A ANCONCITO

CONDUCTOR 4/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 18.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 154. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.980

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.11	0.42	0.39	13.74	0.577	0.539
1977.	0.12	0.45	0.45	13.73	0.669	1.124
1978.	0.17	0.63	0.86	13.71	1.267	2.159
1979.	0.18	0.69	1.03	13.70	1.514	3.314
1980.	0.34	1.27	3.44	13.62	5.045	6.911
1981.	0.35	1.33	3.73	13.61	5.471	10.557
1982.	0.38	1.42	4.23	13.60	6.210	14.425
1983.	0.40	1.49	4.70	13.59	6.891	18.436
1984.	0.43	1.63	5.57	13.57	8.172	22.881
1985.	0.47	1.80	6.73	13.55	9.858	27.893
1986.	0.54	2.05	8.79	13.52	12.888	34.016
1987.	0.60	2.31	11.04	13.48	16.179	41.199
1988.	0.68	2.62	14.06	13.44	20.600	49.748
1989.	0.79	3.07	19.21	13.38	28.147	60.664
1990.	1.00	3.92	30.82	13.27	45.159	77.032
1991.	1.09	4.33	37.25	13.22	54.575	95.519
1992.	1.20	4.81	45.52	13.16	66.693	116.632
1993.	1.32	5.34	55.61	13.09	81.461	140.733
1994.	1.45	5.94	68.10	13.02	99.763	168.319
1995.	1.60	6.62	83.48	12.94	122.291	199.922
1996.	1.76	7.37	102.40	12.85	150.003	236.149
1997.	1.94	8.24	125.98	12.74	184.548	277.805
1998.	2.13	9.21	155.19	12.63	227.335	325.760
1999.	2.34	10.32	191.52	12.50	280.562	381.072
2000.	2.58	11.59	237.16	12.36	347.418	445.084

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A MONTEVERDE

CONDUCTOR 4/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 154. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.15	0.08	0.11	13.78	0.161	0.151
1977.	0.16	0.09	0.12	13.78	0.188	0.315
1978.	0.22	0.12	0.23	13.78	0.347	0.598
1979.	0.24	0.13	0.27	13.78	0.398	0.902
1980.	0.29	0.17	0.40	13.77	0.598	1.329
1981.	0.31	0.18	0.46	13.77	0.678	1.781
1982.	0.34	0.20	0.56	13.77	0.824	2.294
1983.	0.37	0.21	0.65	13.77	0.958	2.852
1984.	0.40	0.23	0.76	13.76	1.125	3.464
1985.	0.44	0.25	0.91	13.76	1.342	4.147
1986.	0.47	0.27	1.06	13.76	1.558	4.887
1987.	0.51	0.30	1.25	13.75	1.833	5.701
1988.	0.56	0.32	1.49	13.75	2.185	6.608
1989.	0.61	0.35	1.77	13.75	2.602	7.617
1990.	0.66	0.39	2.11	13.74	3.092	8.738
1991.	0.70	0.41	2.33	13.74	3.417	9.896
1992.	0.73	0.43	2.57	13.74	3.779	11.092
1993.	0.77	0.45	2.85	13.73	4.180	12.329
1994.	0.81	0.48	3.15	13.73	4.625	13.608
1995.	0.85	0.50	3.49	13.73	5.117	14.930
1996.	0.90	0.53	3.88	13.72	5.684	16.303
1997.	0.95	0.56	4.30	13.72	6.308	17.727
1998.	1.00	0.59	4.78	13.71	7.007	19.205
1999.	1.05	0.62	5.31	13.71	7.788	20.741
2000.	1.11	0.65	5.92	13.70	8.673	22.330

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A PACOA

CONDUCTOR 4/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 154. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.900

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.13	0.10	0.09	13.78	0.139	0.130
1977.	0.14	0.11	0.11	13.78	0.162	0.272
1978.	0.19	0.15	0.21	13.77	0.321	0.535
1979.	0.21	0.17	0.25	13.77	0.369	0.816
1980.	0.26	0.21	0.39	13.77	0.573	1.225
1981.	0.28	0.22	0.44	13.76	0.650	1.659
1982.	0.30	0.25	0.54	13.76	0.792	2.153
1983.	0.33	0.27	0.63	13.76	0.926	2.692
1984.	0.36	0.29	0.74	13.75	1.089	3.285
1985.	0.39	0.32	0.89	13.75	1.304	3.948
1986.	0.42	0.35	1.03	13.75	1.517	4.668
1987.	0.46	0.38	1.22	13.74	1.792	5.464
1988.	0.50	0.41	1.46	13.74	2.141	6.353
1989.	0.55	0.45	1.75	13.73	2.568	7.349
1990.	0.60	0.50	2.09	13.73	3.074	8.463
1991.	0.63	0.52	2.32	13.72	3.409	9.618
1992.	0.67	0.55	2.58	13.72	3.783	10.816
1993.	0.70	0.58	2.86	13.71	4.202	12.059
1994.	0.74	0.61	3.18	13.71	4.667	13.350
1995.	0.78	0.65	3.53	13.71	5.184	14.690
1996.	0.83	0.68	3.94	13.70	5.784	16.087
1997.	0.87	0.72	4.39	13.70	6.432	17.539
1998.	0.92	0.76	4.90	13.69	7.178	19.053
1999.	0.97	0.81	5.47	13.68	8.015	20.633

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV PABLO Y 1

CONDUCTOR 2/0AWG

LONGITUD DE LA LINEA 9.0 KM. VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 127. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.900

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.09	0.32	0.26	13.75	0.387	0.362
1977.	0.10	0.36	0.31	13.75	0.461	0.765
1978.	0.11	0.39	0.37	13.74	0.542	1.208
1979.	0.12	0.42	0.42	13.74	0.629	1.688
1980.	0.17	0.57	0.79	13.72	1.162	2.518
1981.	0.18	0.60	0.89	13.71	1.303	3.386
1982.	0.20	0.68	1.12	13.70	1.642	4.409
1983.	0.21	0.73	1.29	13.69	1.896	5.513
1984.	0.23	0.80	1.55	13.68	2.282	6.754
1985.	0.26	0.87	1.84	13.68	2.704	8.129
1986.	0.28	0.96	2.20	13.66	3.232	9.664
1987.	0.30	1.04	2.61	13.65	3.833	11.366
1988.	0.33	1.14	3.13	13.64	4.595	13.273
1989.	0.37	1.26	3.78	13.62	5.549	15.425
1990.	0.40	1.39	4.61	13.61	6.761	17.876
1991.	0.43	1.47	5.15	13.59	7.555	20.436
1992.	0.45	1.56	5.80	13.58	8.508	23.129
1993.	0.48	1.66	6.52	13.57	9.558	25.957
1994.	0.51	1.76	7.34	13.56	10.758	28.932
1995.	0.54	1.88	8.30	13.54	12.166	32.076
1996.	0.57	2.00	9.36	13.52	13.713	35.388
1997.	0.61	2.13	10.58	13.51	15.511	38.889
1998.	0.65	2.26	11.97	13.49	17.534	42.588
1999.	0.69	2.42	13.60	13.47	19.922	46.516

****

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

****

LINEA A 13.8 KV A BLANCA Z

CONDUCTOR 2AWG

LONGITUD DE LA LINEA 3.0 KM VOLTAJE NOMINAL 13.8KV

PRICE LINE 107. MILES SUCRES

PRICE KW 525. SUCRES PRICE KWH 0.76 SUCRES

FACTOR PERDIDA 0.152 FACTOR DEMANDA 0.850

FACTOR DE CARGA 0.300 FACTOR DE POTENCIA 0.985

ANO	POTENCIA MW	REGULACION PORCENTAJE	PERDIDAS PORCENTAJE	VOLT CARGA KV	COST PERD MILES SUCRES	COSTOS ACTUALIZADOS. ACUMUL.MILES SUCRES
1976.	0.05	0.09	0.05	13.78	0.074	0.069
1977.	0.06	0.09	0.06	13.78	0.087	0.146
1978.	0.06	0.10	0.06	13.78	0.102	0.230
1979.	0.07	0.11	0.08	13.78	0.118	0.320
1980.	0.08	0.12	0.09	13.78	0.141	0.421
1981.	0.08	0.13	0.11	13.78	0.167	0.533
1982.	0.09	0.15	0.13	13.77	0.200	0.658
1983.	0.10	0.16	0.16	13.77	0.235	0.795
1984.	0.11	0.18	0.20	13.77	0.293	0.954
1985.	0.13	0.20	0.25	13.77	0.375	1.145
1986.	0.14	0.23	0.32	13.76	0.473	1.370
1987.	0.16	0.26	0.40	13.76	0.590	1.633
1988.	0.18	0.29	0.50	13.75	0.745	1.942
1989.	0.20	0.33	0.64	13.75	0.944	2.308
1990.	0.23	0.37	0.83	13.74	1.220	2.751
1991.	0.25	0.40	0.96	13.74	1.416	3.230
1992.	0.27	0.43	1.12	13.73	1.650	3.753
1993.	0.29	0.47	1.31	13.73	1.930	4.324
1994.	0.31	0.51	1.53	13.72	2.245	4.945
1995.	0.34	0.55	1.79	13.72	2.631	5.625
1996.	0.37	0.59	2.09	13.71	3.064	6.365
1997.	0.40	0.64	2.44	13.71	3.585	7.174
1998.	0.43	0.70	2.84	13.70	4.166	8.053
1999.	0.46	0.75	3.32	13.69	4.876	9.016

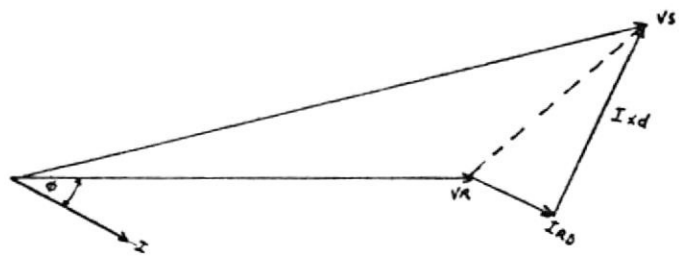
C U A D R O # 16

COSTO DE LINEAS

A 13.8 Kv.	con conductor:	
4 AWG	S/.	98.000,oo
2 AWG		107.000,oo
2/0 AWG		127.000,oo
3/0 AWG		142.000,oo
4/0 AWG		154.000,oo
A 69 Kv.	con conductor:	
2/0 AWG	S/.	280.000,oo
4/0 AWG		320.000,oo
266MCM		340.000,oo
336MCM		380.000,oo
477MCM		410.000,oo

C U A D R O # 17

PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE Y PERDIDAS



$$VS = V_r + I_{rd} \angle \phi + JI_{xd} \angle -\phi$$

$$VS = V_r + I_{rd} \cos \phi - JI_{rd} \cdot \operatorname{sen} \phi + JI_{xd} \cos \phi - J (JI_{xd} \operatorname{sen} \phi)$$

$$VS = VR + J_{rd} \cos \phi - IRD \operatorname{sen} \phi + J (I_{xd} \cos \phi - IRD \operatorname{sen} \phi)$$

Donde $I \times d \cos \phi - IRD \operatorname{sen} \phi - 0$

$$VS = V_r = I (R \cos \phi + X \operatorname{sen} \phi) d.$$

La caída de voltaje será $V_s - V_r$ y el porcentaje de acuerdo al voltaje nominal será:

$$\% DV = \frac{I (R \cos \phi + X \operatorname{sen} \phi) d.}{10 KV^2}$$

Las pérdidas en la línea es:

$$p = 3 I^2 R.d.$$

Dónde el porcentaje de pérdidas es:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{3 I^2 R.d}{10KW}$$

n = Tiempo en que se recupera la inversión

i = Interés Anual

id = Depreciación Anual

Cuadro # 17

$FP = 0.8\ F_c^2 + 0.16\ F_c.$

Los valores de costo que se usaron son:

Costo de Potencia	= 825	S/. por Kw	para línea de 69 Kv.
Costo de Potencia	= 525	S/. por Kw	para línea de 13.8 Kv.
Costo de Energía	= 0,9	S/. por Kwh	para línea de 13.8 Kv.

I = 7%

Id = 5%

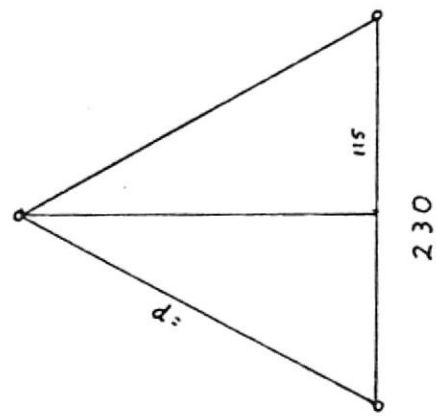
N = 25 años

Depre= 3.3%

Carga del Diseño (KW) = La del año 2000

C U A D R O # 18

Estos valores de reactancia fueron encontrados de acuerdo a la separación de los conductores que deben tener por medio de la siguiente figura:



La reactancia de la Línea es:

$$X = X_p + X_m'$$

Donde:

X_p = Reactancia Propia

X_m = Reactancia mutua que depende de la separación del conductor.

La reactancia mutua se le determina. La distancia media geométrica de los conductores.

$$DMG = \sqrt[3]{230 \times d^2} \qquad d = \sqrt{(300)^2 + (115)^2} = 321$$

DMG = 267.5 cm = 2.68 mts = 9'

Como los valores de resistencia y reactancia de los conductores conocidos se deben dar en porcentaje para el estudio de flujo de carga por lo

Cuadro # 18

tanto tenemos que encontrar impedancia base total, por lo tanto es:

$$Z\% = \frac{Z\ (OHMIO)}{Z\ (BASE\ )} \times 100$$

Con base 30 MVA.

$$Z\ base = \frac{KV^2}{MVA}$$

En donde Z base = 158.7

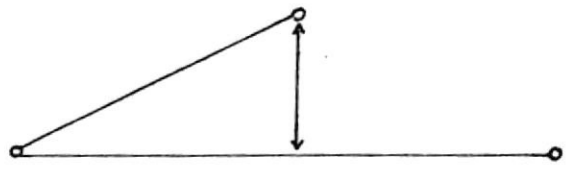
C U A D R O # 19

LINEAS A 69 KV

CONDUCTOR AWG - MCM	OHMIOS Km R 50°C-60 cps	X 1 pie csp	X_c 9 pies p	30 MVA BASE % / Km R	X_c
2/0	0.46	0.398	0.1139×10^6	0.29	0.07×10^6
4/0	0.29	0.361	0.1096×10^6	0.18	0.07×10^6
266.8	0.23	0.289	0.1072×10^6	0.14	0.07×10^6
366.4	0.19	0.28	0.1050×10^6	0.28	0.06×10^6
477	0.13	0.267	0.1019×10^6	0.27	0.06×10^6

C U A D R O # 20

Estos valores de reactancia fueron sacados de acuerdo, a la separación de los conductores que deben tener por medio de la siguiente figura:



La reactancia de las Líneas es:

$$X = X_p + X_m$$

Donde:

X_p = Reactancia propia del conductor

X_m = Reactancia mutua que depende de la separación de los conductores.

La reactancia mutua de la Línea se determina encontrando la distancia media geométrica de los conductores.

$$DMG = \sqrt[3]{180 \times d^2} = 1.26 \quad DMG = 4'4.3$$

$$d = (90)^2 + (70)^2 = 114$$

Al conocer la distancia media geométrica y el conductor se obtiene el verdadero valor de la reactancia. Los valores de resistencia y reactancia en el programa del flujo de carfa se lo debe dar en porcentaje y por lo tanto tenemos que encontrar la impedancia base total en donde:

$$Z\ \% = \frac{Z\ (OHMIOS)}{Z\ (BASE)} \times 100$$

Cuadro # 20

Con BASE 30 MVA

$$Z\ Base = \frac{KV^2}{MVA}$$

En donde Z base = 6.348

C U A D R O # 21

LINEAS A 13.8 KV

CONDUCTOR	OHMIOS / KM			30 MVA BASE % / KM TOTALES/KM			
AWG - MCM	50 R = 60 cps	1 pie X esp	4'4.3" X de esp	R	X	R	X
# 4	1.48	0.409	0.106	1.48	0.51	23.31	8.03
# 2	0.93	0.413	0.106	0.93	0.52	14.65	8.19
# 2/0	0.46	0.398	0.106	0.46	0.50	7.25	7.88
# 3/0	0.37	0.386	0.106	0.37	0.49	5.83	7.72
# 4/0	0.29	0.361	0.106	0.29	0.47	4.57	7.40

C U A D R O # 22

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/Km.	DISTANCIA Km.	Nº CONDUCTOR	COSTO DE LA LINEA MILES DE SUCRES	COSTO PERD. MILES SUCRES	COSTO ACT. ACU. MILES DE SUCRES	COSTO TOTAL
SALIBER	280	7	2/0 AWG	1.960	67'126.276	7'579.583	69.176.27
SALIBER	320	7	4/0 AWG	2.240	42'396.888	4'780.220	44.636.88
SALIBER	340	7	266 MCM	2.380	33'627.886	3'791.434	36.007.88
SALIBER	380	7	336 MCM	2.660	27'782.352	3'132.280	30.442.35
SALIBER	410	7	477 MCM	2.870	19'014.299	2'143.571	21.884.30
PALMARAL	280	34	2/0 AWG	9.520	4'899.404	525.096	14'419.404
PALMARAL	320	34	4/0 AWG	10.880	3'181.272	337.241	14'061.272
PALMARAL	340	34	266 MCM	11.560	2'534.913	268.259	14'094.913
PALMARAL	380	34	336 MCM	12.920	2'106.218	222.418	15'026.218
PALMARAL	410	34	477 MCM	13.940	1.464.55	153.746	15'404.55
ANCOAL	280	18	2/0 AWG	5.040	452.117	55.224	5'492.117
ANCOAL	320	18	4/0 AWG	5.760	297.523	35.656	6'057.523
ANCOAL	340	18	266 MCM	6.120	237.576	28.387	6'357.576
ANCOAL	380	18	336 MCM	6.840	197.903	23.561	7'037.903
ANCOAL	410	18	477 MCM	7.380	138.587	16.334	7'518.587

C U A D R O # 22

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/Km.	DISTANCIA Km.	Nº CONDUCTOR	COSTO DE LA LINEA MILES DE SUCRES	COSTO PERD. MILES SUCRES	COSTO ACT. ACU. MILES DE SUCRES	COSTO TOTAL
CHANDAL	280	35	2/0 AWG	9.800	61'239.137	5'824.731	71'039.137
CHANDAL	320	35	4/0 AWG	11.200	38'976.656	3'699.735	50'176.656
CHANDAL	340	35	286 MCM	11.900	30'958.854	2'937.733	42'858.854
CHANDAL	380	35	336 MCM	13.300	25'622.053	2'430.358	38'922.053
CHANDAL	410	35	477 MCM	14.350	17'621.141	1'669.609	31'971.141
PLAYASAL	280	50	2/0 AWG	14.000	36'597.623	3'494.608	50'597.623
PLAYASAL	320	50	4/0 AWG	16.000	23'479.733	2'231.393	39'479.723
PLAYASAL	340	50	266 MCM	17.000	18'673'204	1'773.281	35'673.204
PLAYASAL	380	50	336 MCM	19.000	15'478.747	1'468.556	34'478.747
PLAYASAL	410	50	477 MCM	20.500	10'692.545	1'011.838	31'192.545
POSORAL	280	32	2/0 AWG	8.960	6'857.067	599.676	15'817.067
POSORAL	320	32	4/0 AWG	10.240	4'434.923	385.865	14'674.923
POSORAL	340	32	266 MCM	10.880	3'531.568	307.020	14'411.568
POSORAL	380	32	336 MCM	12.160	2'932.944	254.638	15.092.944
POSORAL	410	32	477 MCM	13.120	2'070.022	176.167	15.190.022

C U A D R O # 23

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/KM	DISTANCIA KM	N. CONDUCT.	COSTO DE LINEA MILES DE SUCRES	COSTO ACTUAL ACUM MILES DE SUCRES	TOTAL
P. BLANCA	98	12	4 AWG	1.176	549.135.98	550.311.98
P. BLANCA	107	12	2 AWG	1.284	57.062.33	58.346.33
P. BLANCA	127	12	2/0 AWG	1.524	21.528.39	23.052.39
P. BLANCA	142	12	3/0 AWG	1.704	16.631.38	18.335.38
P. BLANCA	154	12	4/0 AWG	1.848	12.635.56	14.483.56
SAN PABLO	98	3	4 AWG	294	16.016.33	16.310.33
SAN PABLO	107	3	2 AWG	321	9.618.96	9.939.96
SAN PABLO	127	3	2/0 AWG	381	4.586.41	4.967.41
SAN PABLO	142	3	3/0 AWG	426	3.663.54	4.089.54
SAN PABLO	154	3	4/0 AWG	462	2.852.89	3.314.54
PACOA	98	9	4 AWG	882	60.909.35	61.791.35
PACOA	107	9	2 AWG	963	30.160.70	31.123.7
PACOA	127	9	2/0 AWG	1.143	12.937.30	14.080.3
PACOA	142	9	3/0 AWG	1.278	10.160.81	11.438.81
PACOA	154	9	4/0 AWG	1.386	7.794.01	9.181.01

C U A D R O # 23

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/KM	DISTANCIA KM	N. CONDUCT.	COSTO DE LINEA MILES DE SUCRES	COSTO ACTUAL ACUM. MILES DE SUCRES	TOTAL
MONTE VERDE	98	3	4 AWG	294	8.966.94	9.260.94
MONTE VERDE	107	3	2 AWG	321	3.427.14	3.748.14
MONTE VERDE	127	3	2/0 AWG	381	2.604.50	2.985.50
MONTE VERDE	142	3	3/0 AWG	426	2.083.14	2.509.14
MONTE VERDE	154	3	4/0 AWG	462	1.624.47	2.086.47
PALMAR	98	3	4 AWG	294	8.437.91	8.731.91
PALMAR	107	3	2 AWG	321	5.111.38	5.432.38
PALMAR	127	3	2/0 AWG	381	2.454.45	2.835.45
PALMAR	142	3	3/0 AWG	426	1.963.31	2.389.31
PALMAR	154	3	4/0 AWG	462	1.531.13	1.993.11
COLONCHE	98	5	4 AWG	490	1.711.87	2.201.92
COLONCHE	107	5	2 AWG	535	1.054.92	1.589.92
COLONCHE	127	5	2/0 AWG	635	613.38	1.248.38
COLONCHE	142	5	3/0 AWG	710	631.66	1.341.66
COLONCHE	154	5	4/0 AWG	770	541.77	1.311.76

C U A D R O # 23

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/KM	DISTANCIA KM	N. CONDUCT.	COSTO DE LINEA MILES DE SUCRES	COSTO ACTUAL ACUM. MILES DE SUCRES	TOTAL
SAN PEDRO	98	12	4 AWG	1.176	10.796	11.972
SAN PEDRO	107	12	2 AWG	1.284	6.119.31	7.403.31
SAN PEDRO	127	12	2/0 AWG	1.524	2.808.5	4.332.5
SAN PEDRO	142	12	3/0 AWG	1.704	2.028.97	3.732.97
SAN PEDRO	154	12	4/0 AWG	1.848	1.886.04	3.734.04
MANGLARALTO	98	11	4 AWG	1.078	942.50	2.020.5
MANGLARALTO	107	11	2 AWG	1.177	678.52	1.855.5
MANGLARALTO	127	11	2/0 AWG	1.397	390.61	1.777.6
MANGLARALTO	142	11	3/0 AWG	1.562	204.87	1.766.87
MANGLARALTO	154	11	4/0 AWG	1.694	175.64	1.869.64
TAMBO	98	3	4 AWG	294	1.131.94	1.425.9
TAMBO	107	3	2 AWG	321	703.86	1.024.86
TAMBO	127	3	2/0 AWG	381	345.05	726.05
TAMBO	142	3	3/0 AWG	426	307.06	733.06
TAMBO	154	3	4/0 AWG	462	296.82	758.82
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
PROSPERIDAD	98	3	4 AWG	294	719.21	1.013.21

C U A D R O # 23

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/KM	DISTANCIA KM	N. CONDUCT.	COSTO DE LINEA MILES DE SUCRES	COSTO ACTUAL ACUM. MILES DE SUCRES	TOTAL
PROSPERIDAD	107	3	2 AWG	321	448.18	769.18
PROSPERIDAD	127	3	2/0 AWG	381	220.11	601.11
PROSPERIDAD	142	3	3/0 AWG	426	177.81	603.81
PROSPERIDAD	154	3	4/0 AWG	462	140.4	602.4
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
ATAHUALPA	98	12	4 AWG	1.176	1.435.68	2.611.68
ATAHUALPA	107	12	2 AWG	1.284	878.65	2.162.65
ATAHUALPA	127	12	2/0 AWG	1.524	425.25	1.949.25
ATAHUALPA	142	12	3/0 AWG	1.704	340.64	2.044.64
ATAHUALPA	154	12	4/0 AWG	1.848	265.99	2.113.99
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
SAN VICENTE	98	11	4 AWG	1.078	1.923.04	3.001.04
SAN VICENTE	107	11	2 AWG	1.177	1.294.90	2.471.9
SAN VICENTE	127	11	2/0 AWG	1.397	625.04	2.022.04
SAN VICENTE	142	11	3/0 AWG	1.562	500.44	2.062.44
SAN VICENTE	154	11	4/0 AWG	1.694	390.61	2.084.61
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
BAÑOS	98	9	4 AWG	882	1.623.57	2.505.57

C U A D R O # 23

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/KM	DISTANCIA KM	N. CONDUCT.	COSTO DE LINEA MILES DE SUCRES	COSTO ACTUAL ACUM. MILES DE SUCRES	TOTAL
BAÑOS	107	9	2 AWG	963	567.33	1.530.33
BAÑOS	127	9	2/0 AWG	1.143	276.64	1.419.64
BAÑOS	142	9	3/0 AWG	1.278	221.91	1.499.91
BAÑOS	154	9	4/0 AWG	1.386	173.50	1.559.5
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
AZUCAR	98	17	4 AWG	1.666	1.537.87	3.203.87
AZUCAR	107	17	2 AWG	1.819	935.5	2.754.5
AZUCAR	127	17	2/0 AWG	2.159	450.63	2.609.63
AZUCAR	142	17	3/0 AWG	2.414	360.66	2.774.66
AZUCAR	154	17	4/0 AWG	2.618	281.4	2.899.40
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
ZAPOTAL	98	3	4 AWG	294	202.87	496.87
ZAPOTAL	107	3	2 AWG	321	126.87	447.87
ZAPOTAL	127	3	2/0 AWG	381	62.5	443.5
ZAPOTAL	142	3	3/0 AWG	426	50.23	476.23
ZAPOTAL	154	3	4/0 AWG	462	39.34	501.34
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
J. MORENO	98	20	4 AWG	1.960	841.93	2.801.93
J. MORENO	107	20	2 AWG	2.140	513.90	2.653.9
J. MORENO	127	20	2/0 AWG	2.540	248.2	2.788.2
J. MORENO	142	20	3/0 AWG	2.840	198.74	3.038.7

C U A D R O # 23

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/KM	DISTANCIA KM	N. CONDUCTOR	COSTO DE LINEA MILES DE SUCRES	COSTO ACTUAL ACUM. MILES DE SUCRES	TOTAL
J. MORENO	154	20	4/0 AWG	3.080	155.14	3.235.14
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2 AWG			
ANCONCITO	98	18	4 AWG	1.764	25.094.37	26.858.37
ANCONCITO	107	18	2 AWG	1.926	10.879.29	12.805.29
ANCONCITO	127	18	2/0 AWG	2.285	4.601.11	6.886.37
ANCONCITO	142	18	3/0 AWG	2.556	3.602.11	6.158.11
ANCONCITO	154	18	4/0 AWG	2.772	2.757.9	5.529.90
			CONDUCTOR ECONOMICO # 4/0 AWG			
MONTEVERDE	98	3	4 AWG	294	1.193.24	1.487.24
MONTEVERDE	107	3	2 AWG	321	680.02	1.001.02
MONTEVERDE	127	3	2/0 AWG	381	333.45	714.45
MONTEVERDE	142	3	3/0 AWG	426	267.77	693.77
MONTEVERDE	154	3	4/0 AWG	462	209.55	671.55
			CONDUCTOR ECONOMICO # 4/0 AWG			
PACOA	98	3	4 AWG	294	1.068.63	1.362.63
PACOA	107	3	2 AWG	321	665.53	986.53
PACOA	127	3	2/0 AWG	381	326.4	707.40
PACOA	142	3	3/0 AWG	426	262.12	688.13
PACOA	154	3	4/0 AWG	462	205.14	667.14
			CONDUCTOR ECONOMICO # 4/0 AWG			

C U A D R O # 23

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/KM	DISTANCIA KM	N. CONDUCTOR	COSTO DE LINEA MILES DE SUCRES	COSTO ACTUAL ACUM. MILES DE SUCRES	TOTAL
SAN PABLO	98	9	4 AWG	882	1.493.24	2.375.24
SAN PABLO	107	9	2 AWG	963	919.34	1.882.34
SAN PABLO	127	9	2/0 AWG	1.143	446.92	1.589.92
SAN PABLO	142	9	3/0 AWG	1.278	358.27	1.636.27
SAN PABLO	154	9	4/0 AWG	1.386	279.92	1.665.92
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
PUNTA BLANCA	98	3	4 AWG	294	124.35	418.35
PUNTA BLANCA	107	3	2 AWG	321	77.83	398.83
PUNTA BLANCA	127	3	2/0 AWG	381	38.35	419.35
PUNTA BLANCA	142	3	3/0 AWG	426	30.83	456.83
PUNTA BLANCA	154	3	4/0 AWG	462	24.15	486.15
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2 AWG			
MORRO	98	6	4 AWG	588	145.33	733.33
MORRO	107	6	2 AWG	642	90.86	732.86
MORRO	127	6	2/0 AWG	762	44.7	806.7
MORRO	142	6	3/0 AWG	852	35.9	887.9
MORRO	154	6	4/0 AWG	924	28.12	952.12
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2 AWG			

C U A D R O # 23

LINEA	PRECIO MILES SUCRES/KM	DISTANCIA KM	N. CONDUCTOR	COSTO DE LINEA MILES DE SUCRES	COSTO ACTUAL ACUM. MILES DE SUCRES	TOTAL
PROGRESO	98	28	4 AWG	2.744	2.124.7	4.868.7
PROGRESO	107	28	2 AWG	2.996	1.272.64	4.268.64
PROGRESO	127	28	2/0 AWG	3.556	605.94	4.161.94
PROGRESO	142	28	3/0 AWG	3.976	483.95	4.459.95
PROGRESO	154	28	4/0 AWG	4.312	376.91	4.688.91
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2/0 AWG			
MUEY	98	6	4 AWG	588	395.93	983.93
MUEY	107	6	2 AWG	642	244.84	886.84
MUEY	127	6	2/0 AWG	762	125.38	887.38
MUEY	142	6	3/0 AWG	852	96.64	948.64
MUEY	154	6	4/0 AWG	924	75.60	999.60
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2 AWG			
BALLENITA	98	4	4 AWG	392	621.1	1.013.1
BALLENITA	107	4	2 AWG	428	327.11	745.1
BALLENITA	127	4	2/0 AWG	508	240.14	748.14
BALLENITA	142	4	3/0 AWG	568	192.73	770.7
BALLENITA	154	4	4/0 AWG	616	169.56	785.56
			CONDUCTOR ECONOMICO # 2 AWG			

A N E X O Nº III

NUMERACION	DESCRIPCION	Pág.
Figu. # 8	Alternativa # 1	238
Figu. # 9	Alternativa # 2	239
Figu. #10	Alternativa # 3	240
Figu. #11	Alternativa # 4	241
Figu. #12	Alternativa # 5	242
Figu. #13	Alternativa # 6	243
Alternativa # 1	Flujo de potencia demanda máxima	244
Alternativa # 1	Flujo de potencia demanda mínima	245
Alternativa # 2	Flujo de potencia demanda máxima	246
Alternativa # 2	Flujo de potencia demanda mínima	247
Alternativa # 3	Flujo de potencia demanda máxima	248
Alternativa # 3	Flujo de potencia demanda mínima	249
Alternativa # 4	Flujo de potencia demanda máxima	250
Alternativa # 4	Flujo de potencia demanda mínima	251
Alternativa # 5	Flujo de potencia demanda máxima	252
Alternativa # 5	Flujo de potencia demanda mínima	253
Alternativa # 6	Flujo de potencia demanda máxima	254
Alternativa # 6	Flujo de potencia demanda mínima	255
Salidas de Computadoras	Flujos de potencia demanda máxima y demanda mínima de cada Alternativa	256
Cuadro #22	Factor de potencia	322
Cuadro #25	Caída de voltaje Alternativa # 1	323
Cuadro #26	Caída de voltaje Alternativa # 2	324
Cuadro #27	Caída de voltaje Alternativa # 3	325
Cuadro #28	Caída de voltaje Alternativa # 4	326
Cuadro #29	Caída de voltaje Alternativa # 5	327
Cuadro #30	Caída de voltaje Alternativa # 6	328
Cuadro #31	Programación de líneas	329
Cuadro # 32	Programación de subestación	331

NUMERACION	DESCRIPCION	Pág.
Cuadro #33	Costo de pérdidas	332
Cuadro #34	Análisis económico para seleccionar líneas	336
Cuadro #35	Análisis económico de subestaciones	337

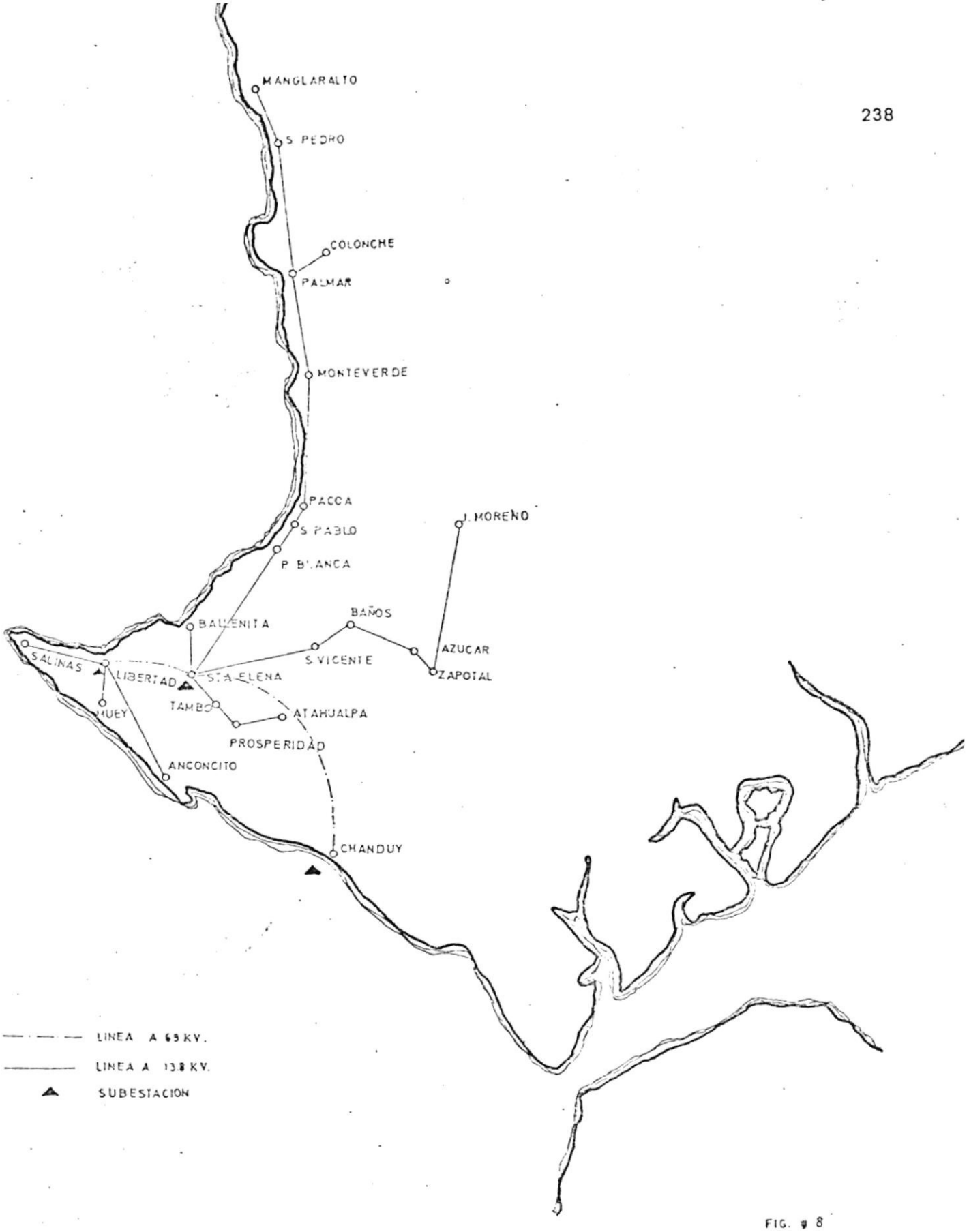


FIG. # 8

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA. ELENA
ALTERNATIVA Nº1 AÑO 1980
SISTEMA A 13.8 KV

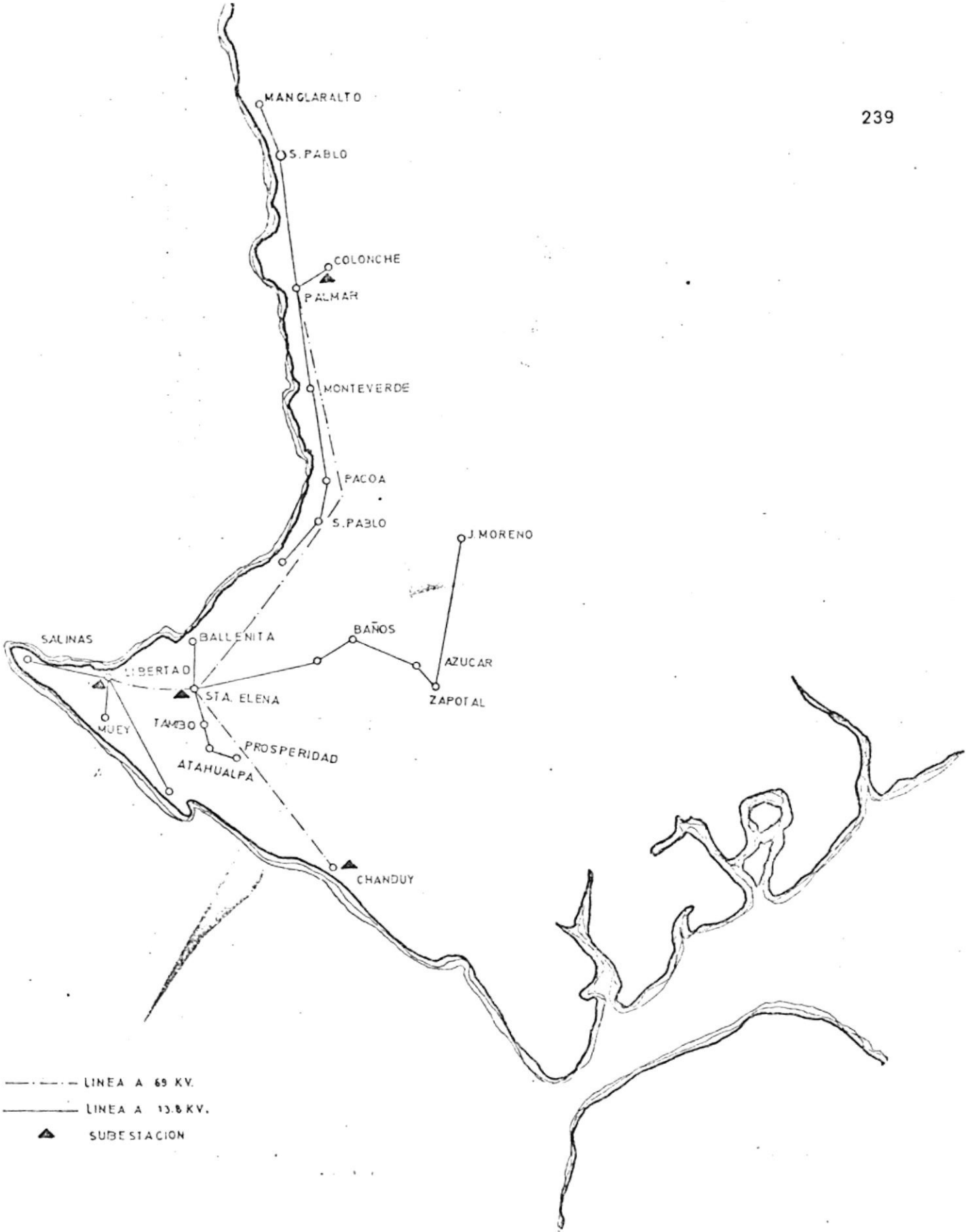


FIG. # 9

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA. ELENA
ALTERNATIVA Nº 2 AÑO 1980

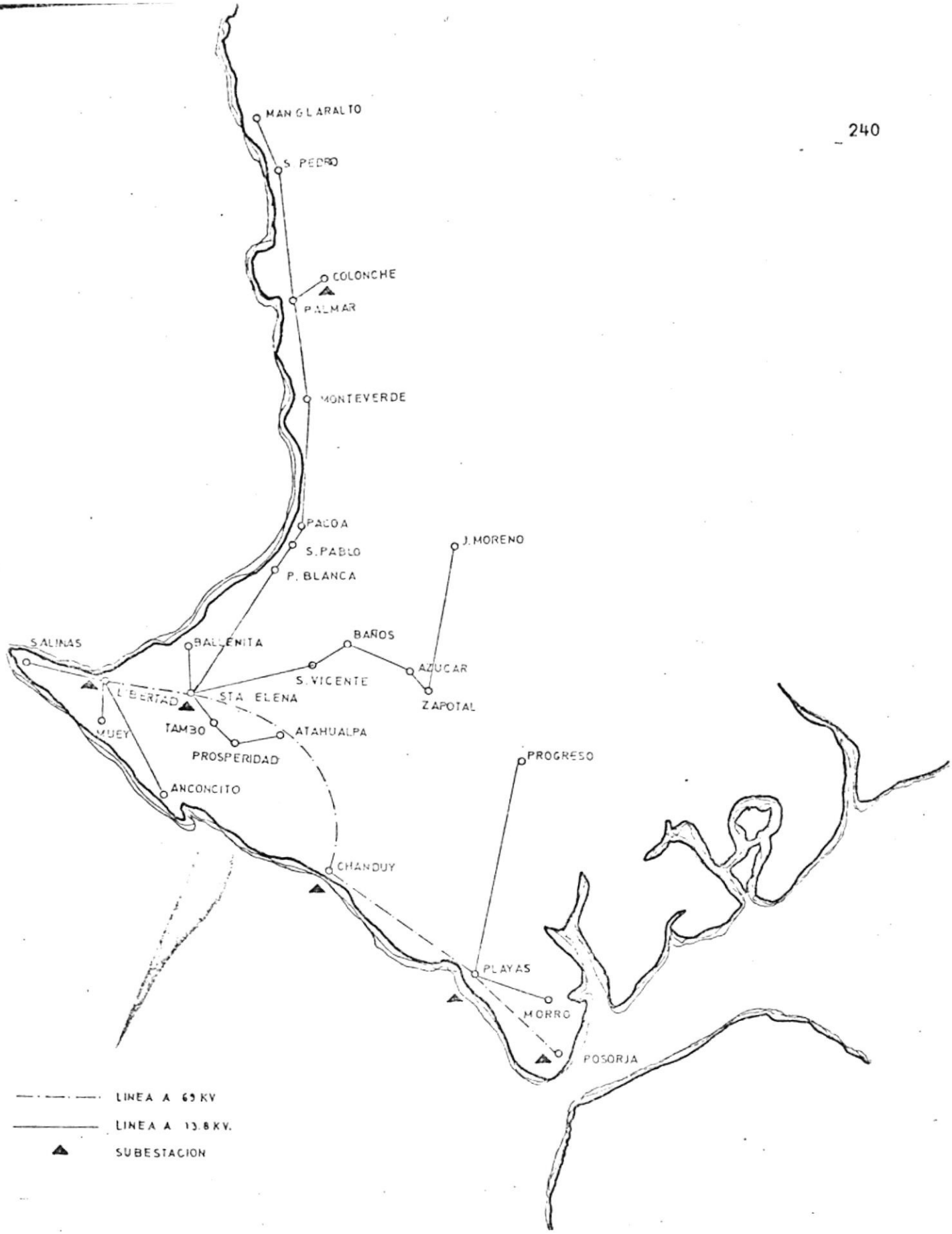


Fig # 10

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA. ELENA
ALTERNATIVA Nº 3 AÑO 1985

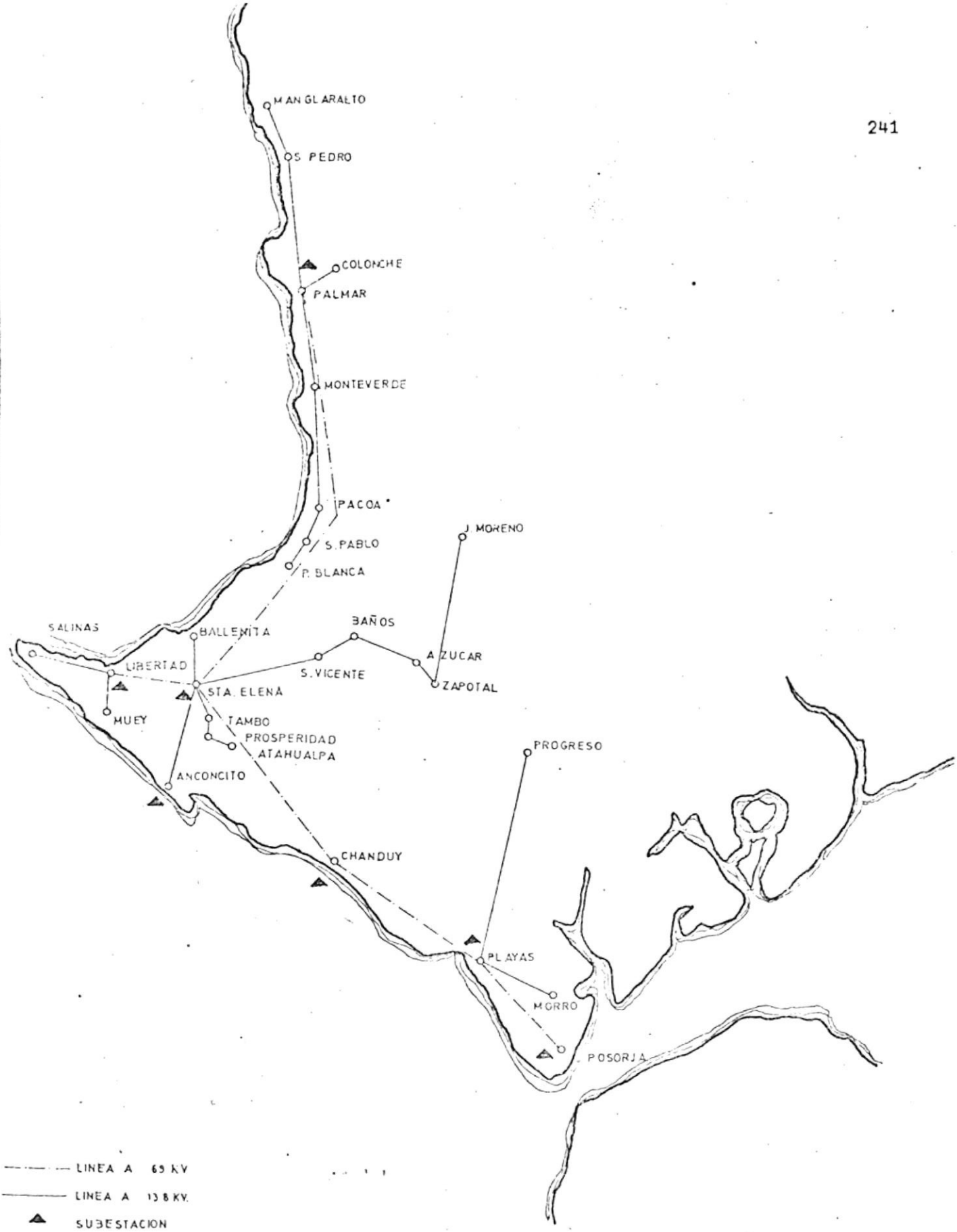


FIG. # 11

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA ELENA
ALTERNATIVA Nº 4 AÑO 1985

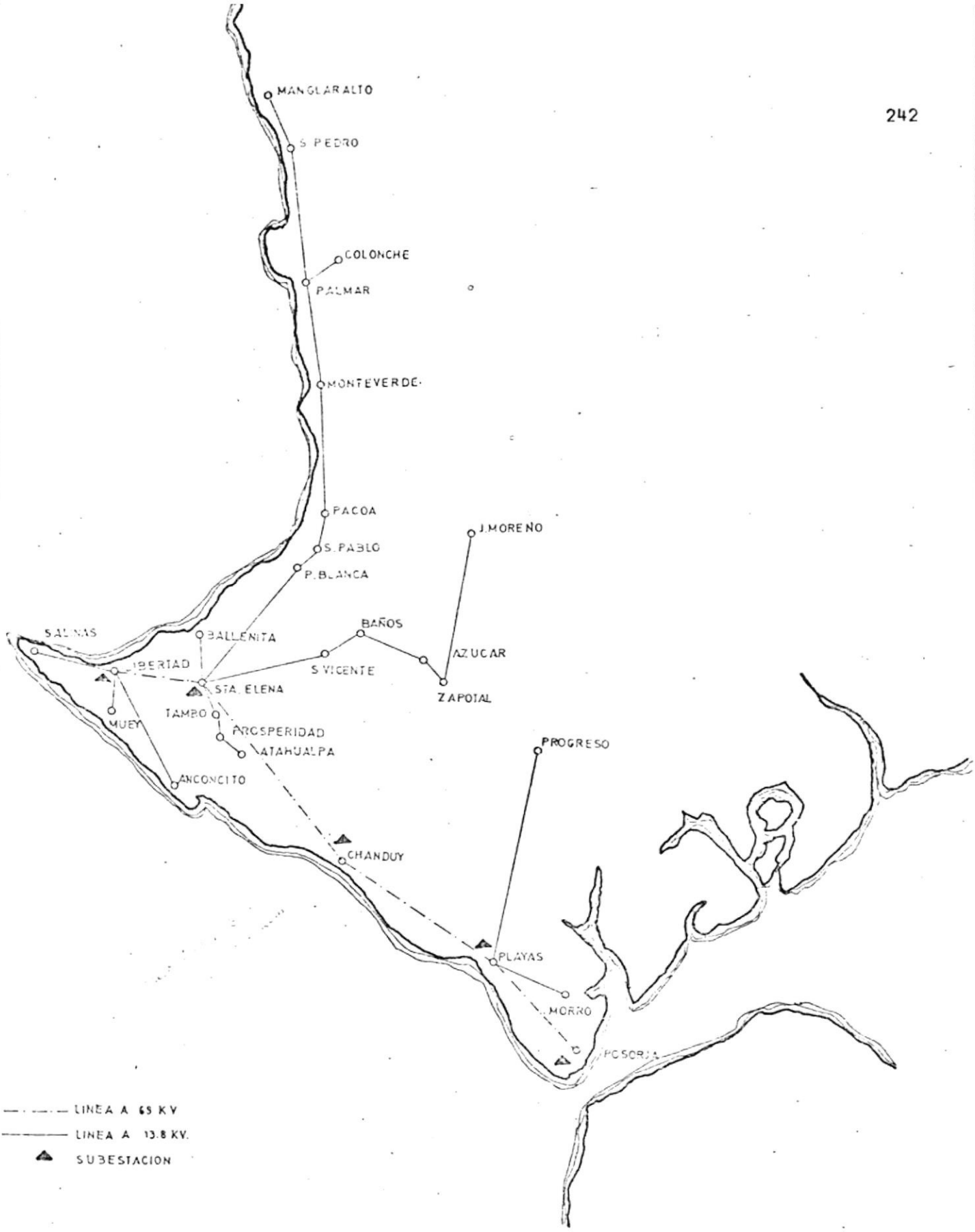


FIG. # 12

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA. ELENA
ALTERNATIVA Nº 5 AÑO 1985
SISTEMA A 13.8 K.V.

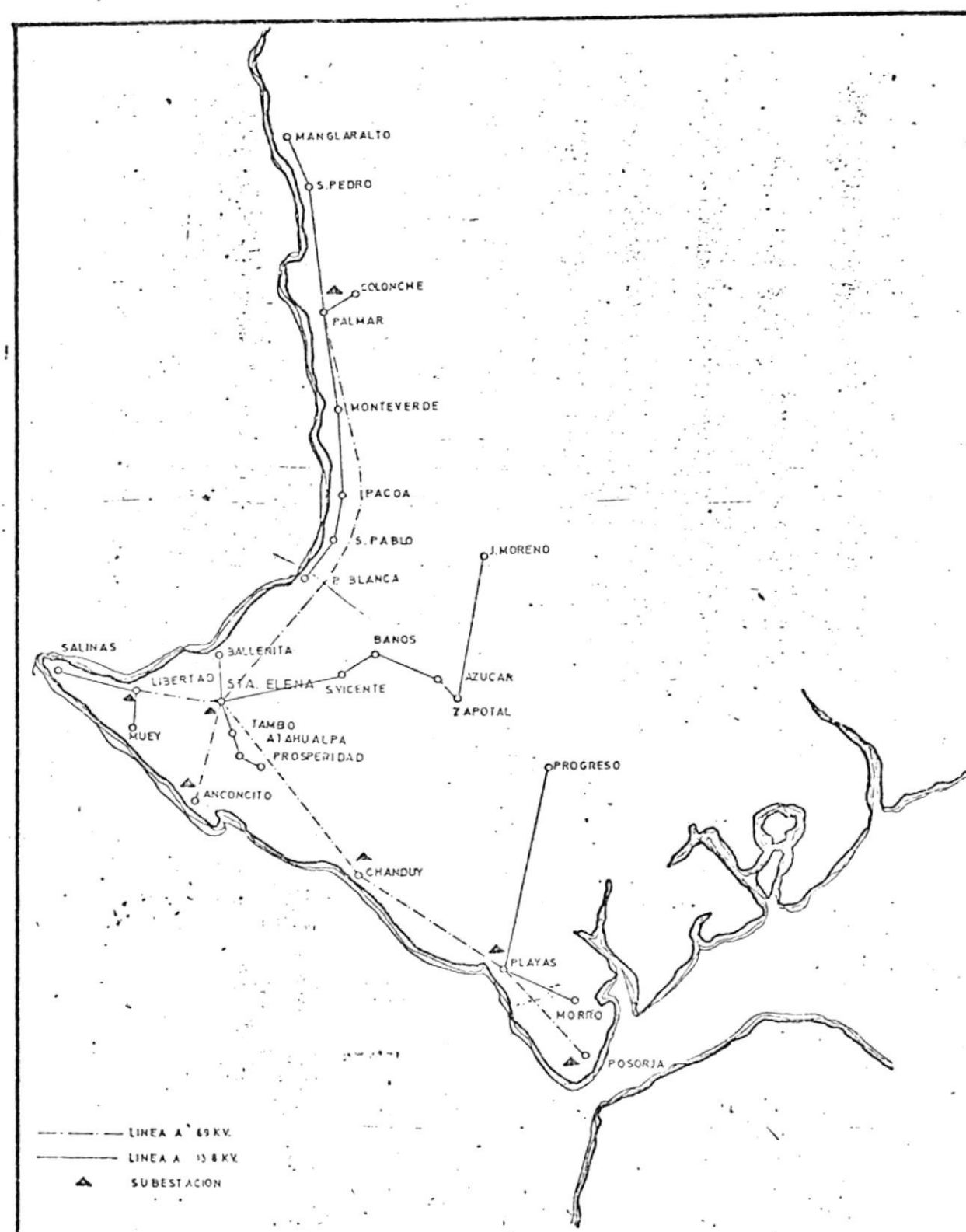
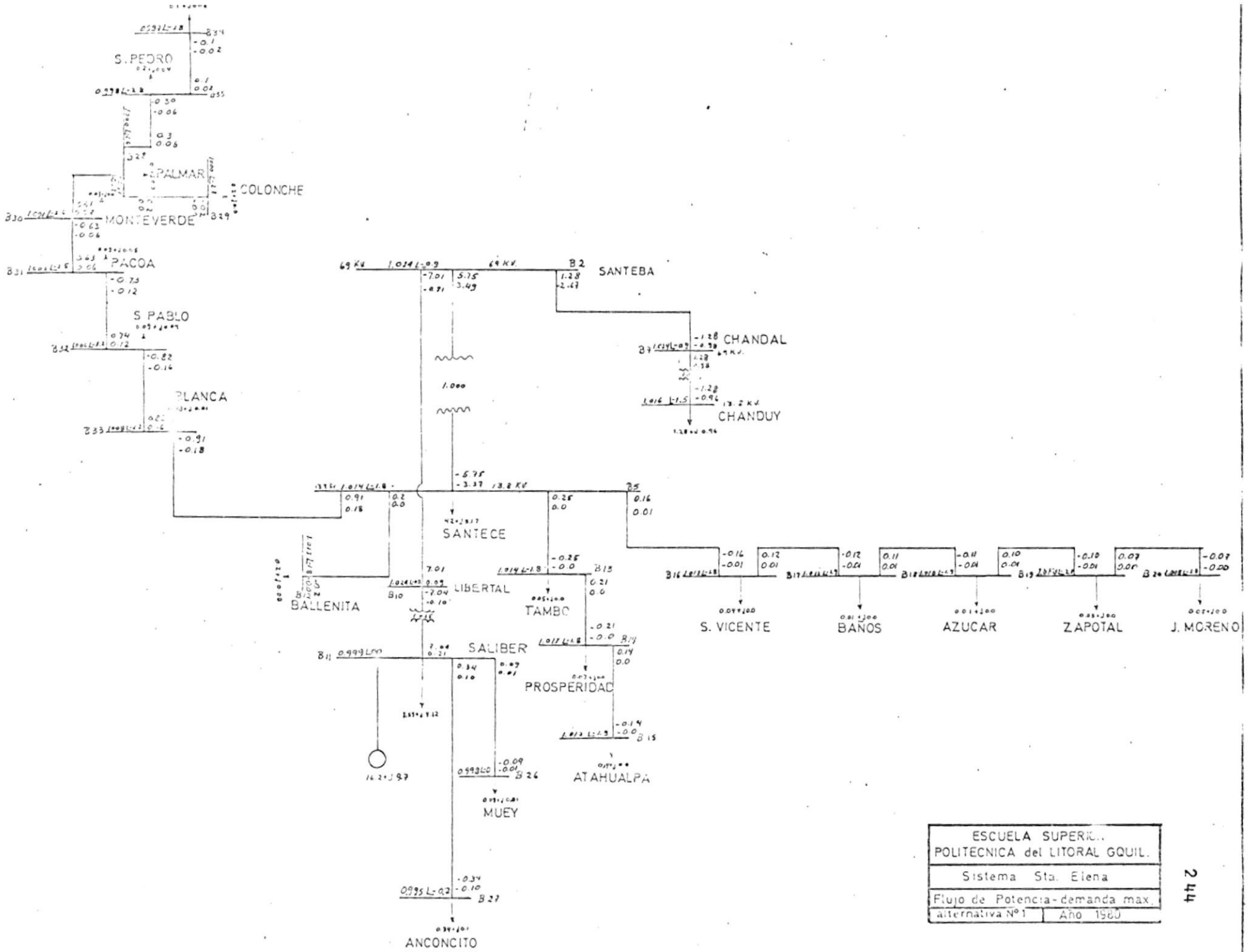
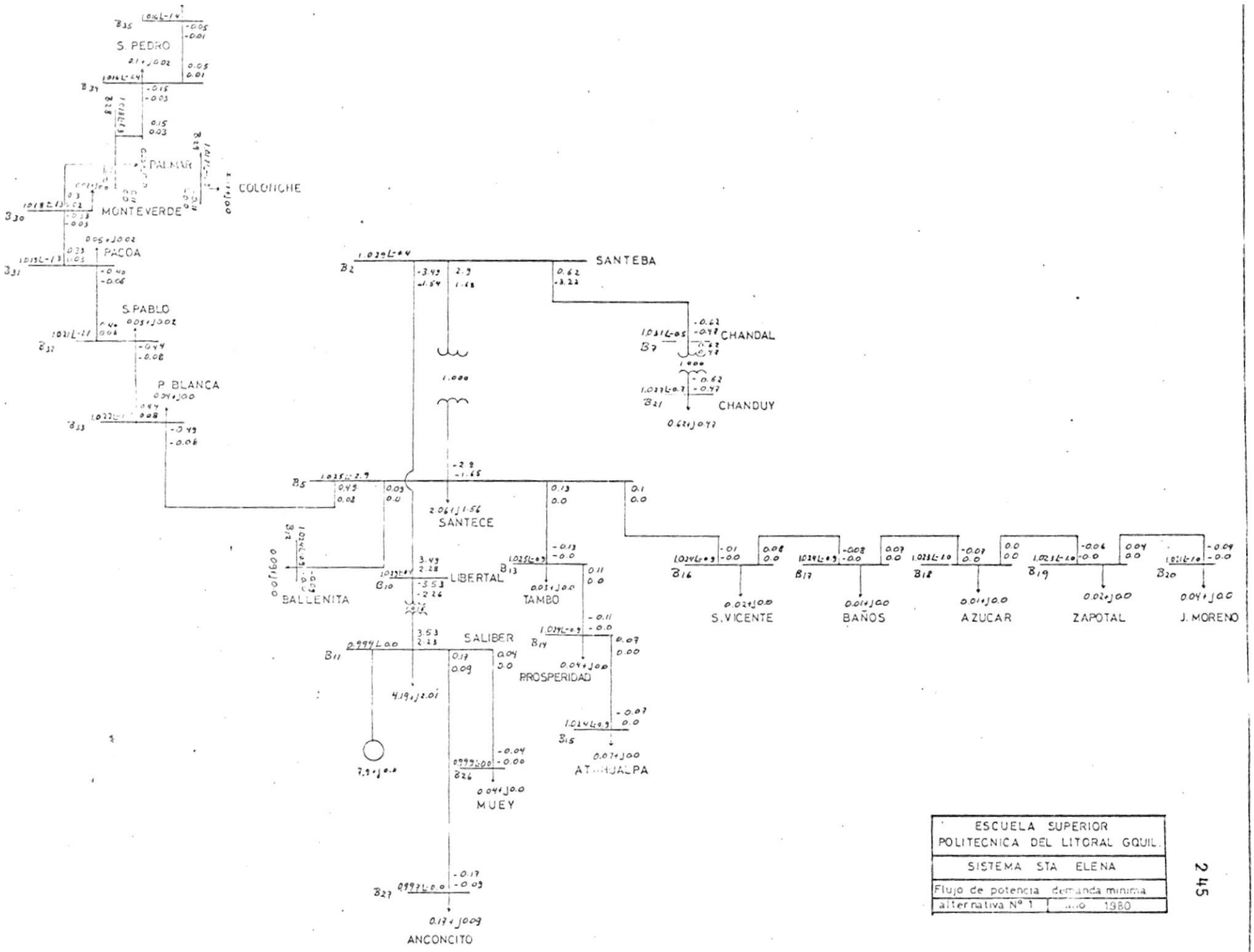


FIG. 4 13

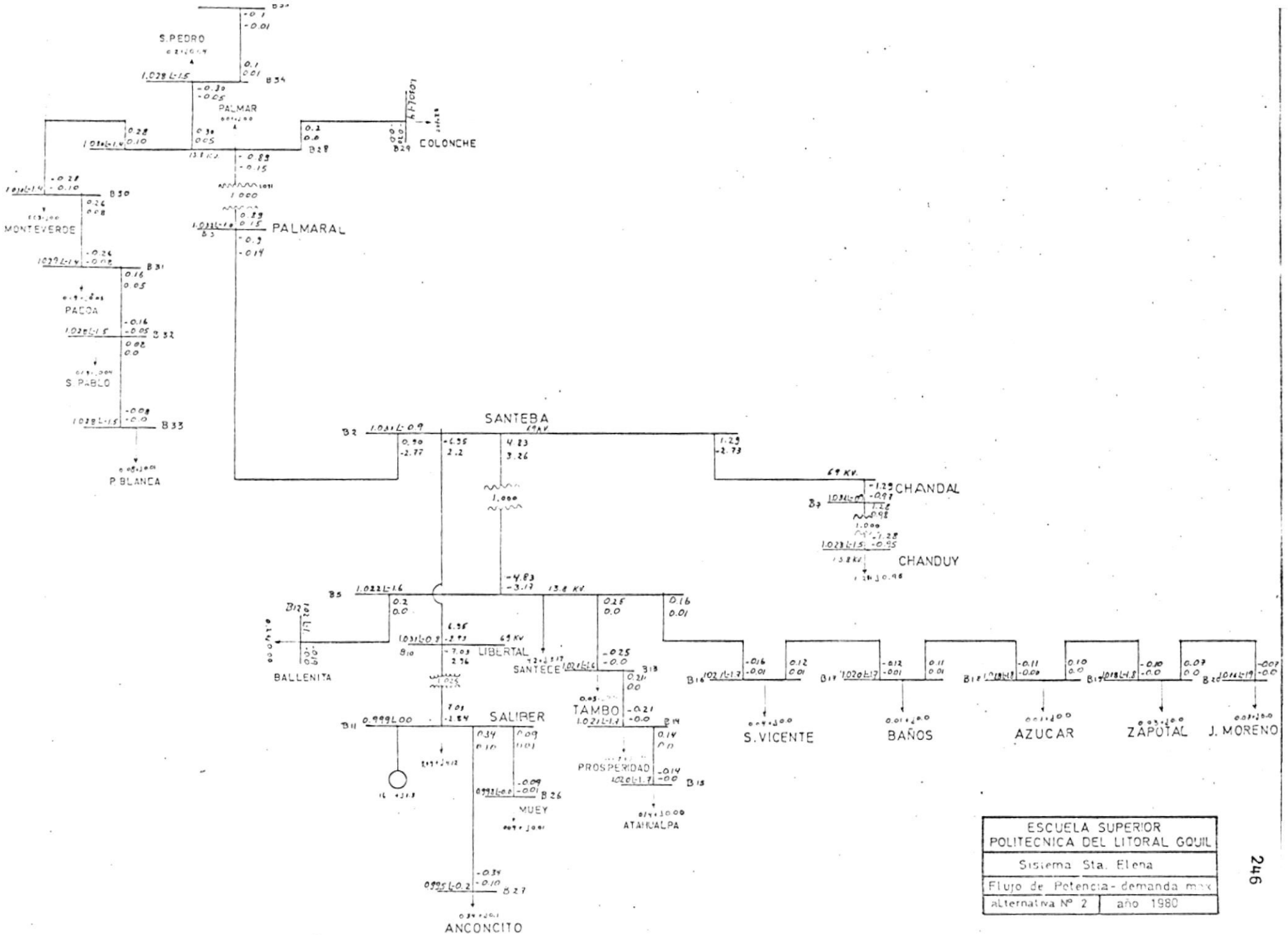
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA. ELENA
ALTERNATIVA N°6 AÑO 1990
SISTEMA A 69 KV



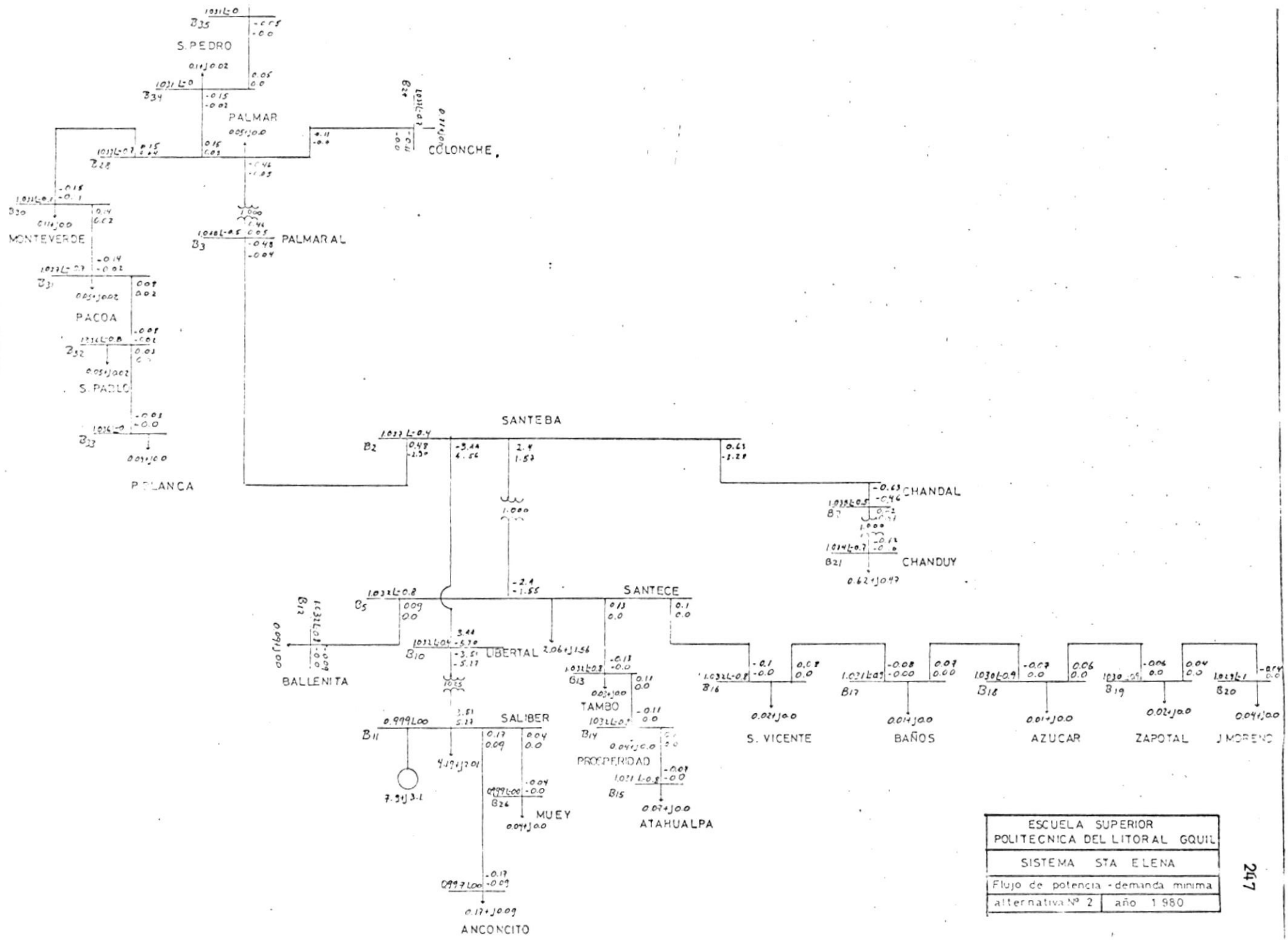
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA del LITORAL GQUIL.	
Sistema Sta. Elena	
Flujo de Potencia - demanda max.	
alternativa Nº 1	Año 1980



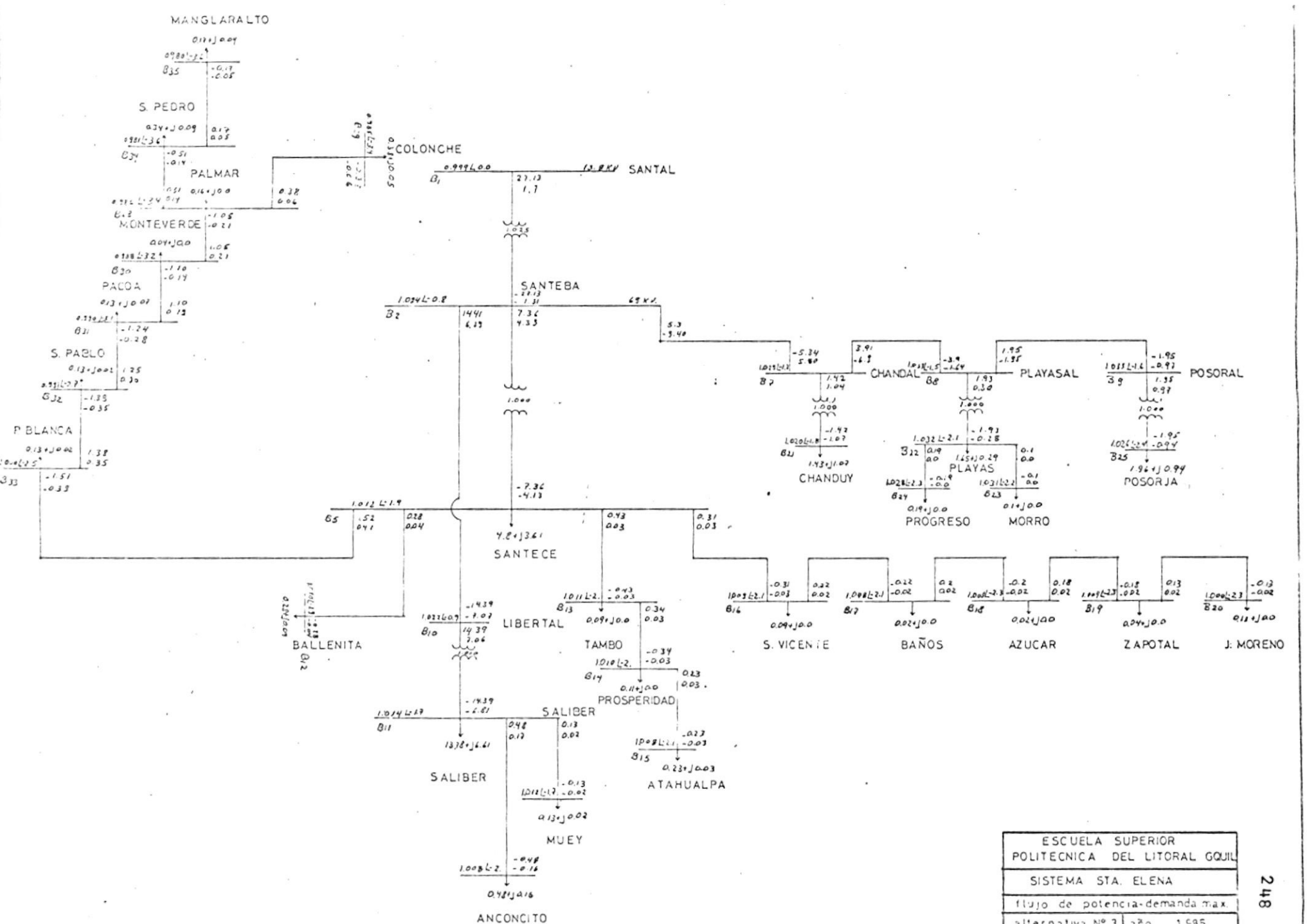
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GQUIL.	
SISTEMA STA ELENA	
Flujo de potencia demanda minima	
alternativa Nº 1	año 1980



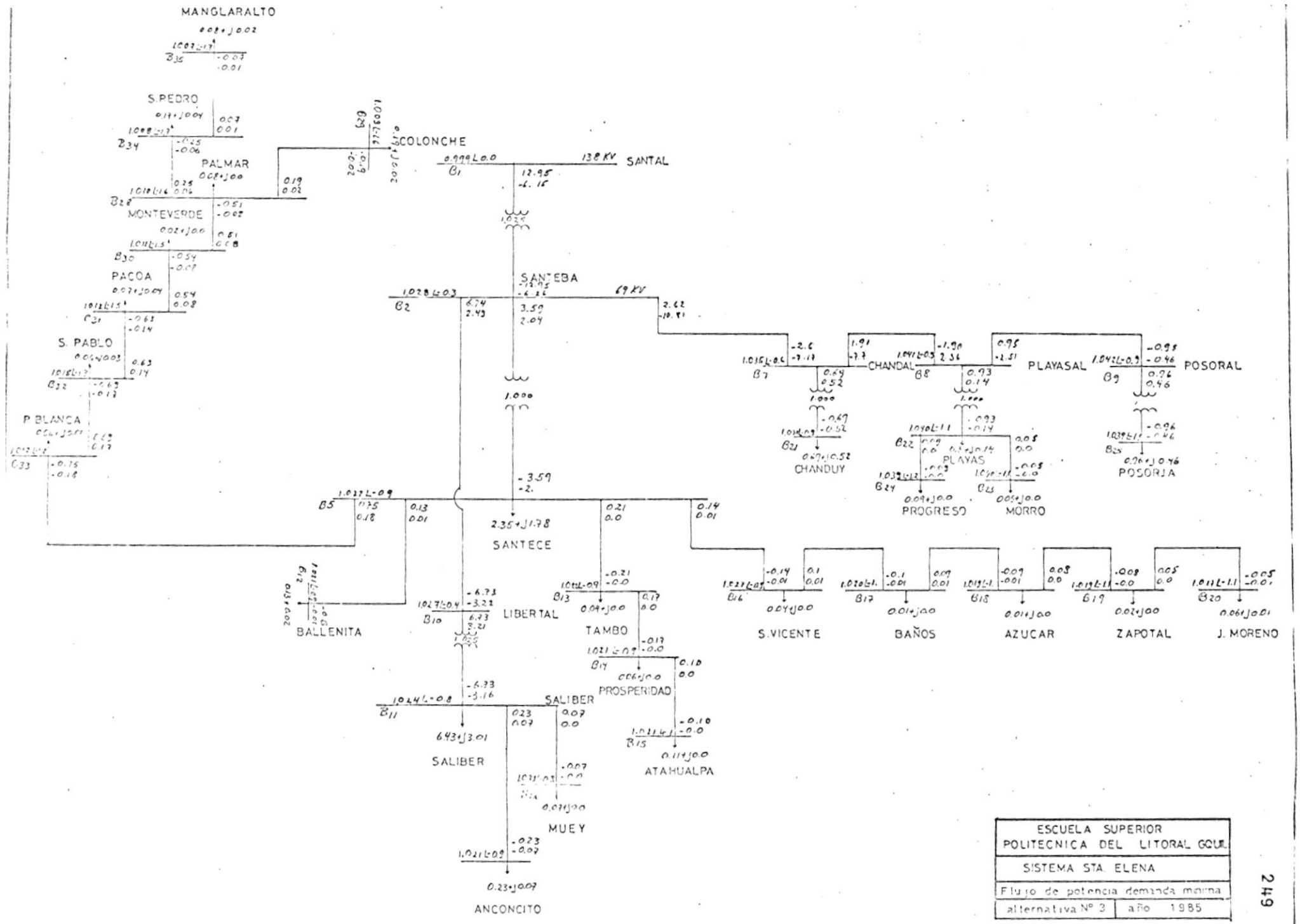
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GQUIL	
Sistema Sta. Elena	
Flujo de Potencia - demanda max	
alternativa Nº 2	año 1980



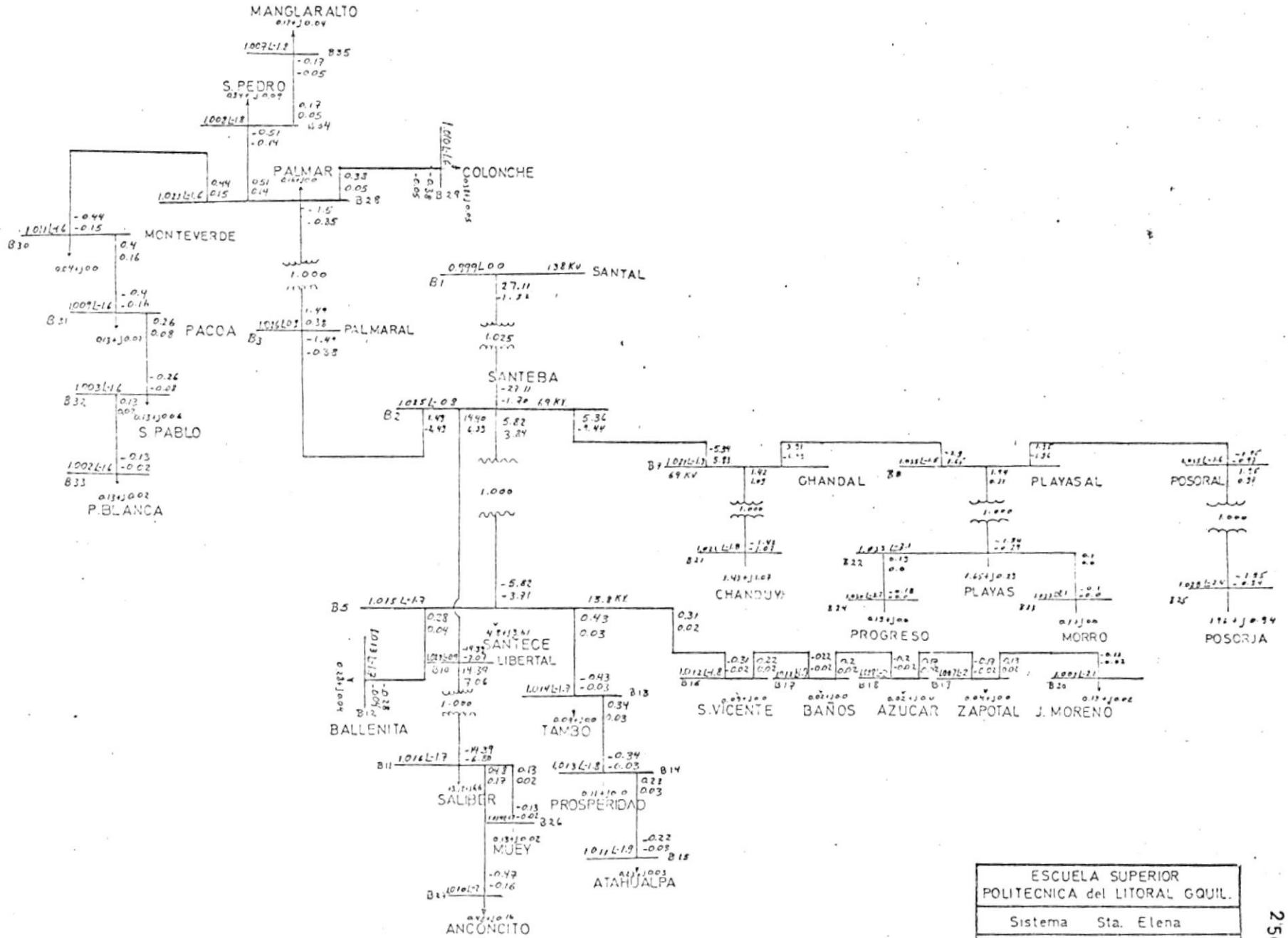
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GQUIL	
SISTEMA STA ELENA	
Flujo de potencia - demanda minima	
alternativa Nº 2	año 1980



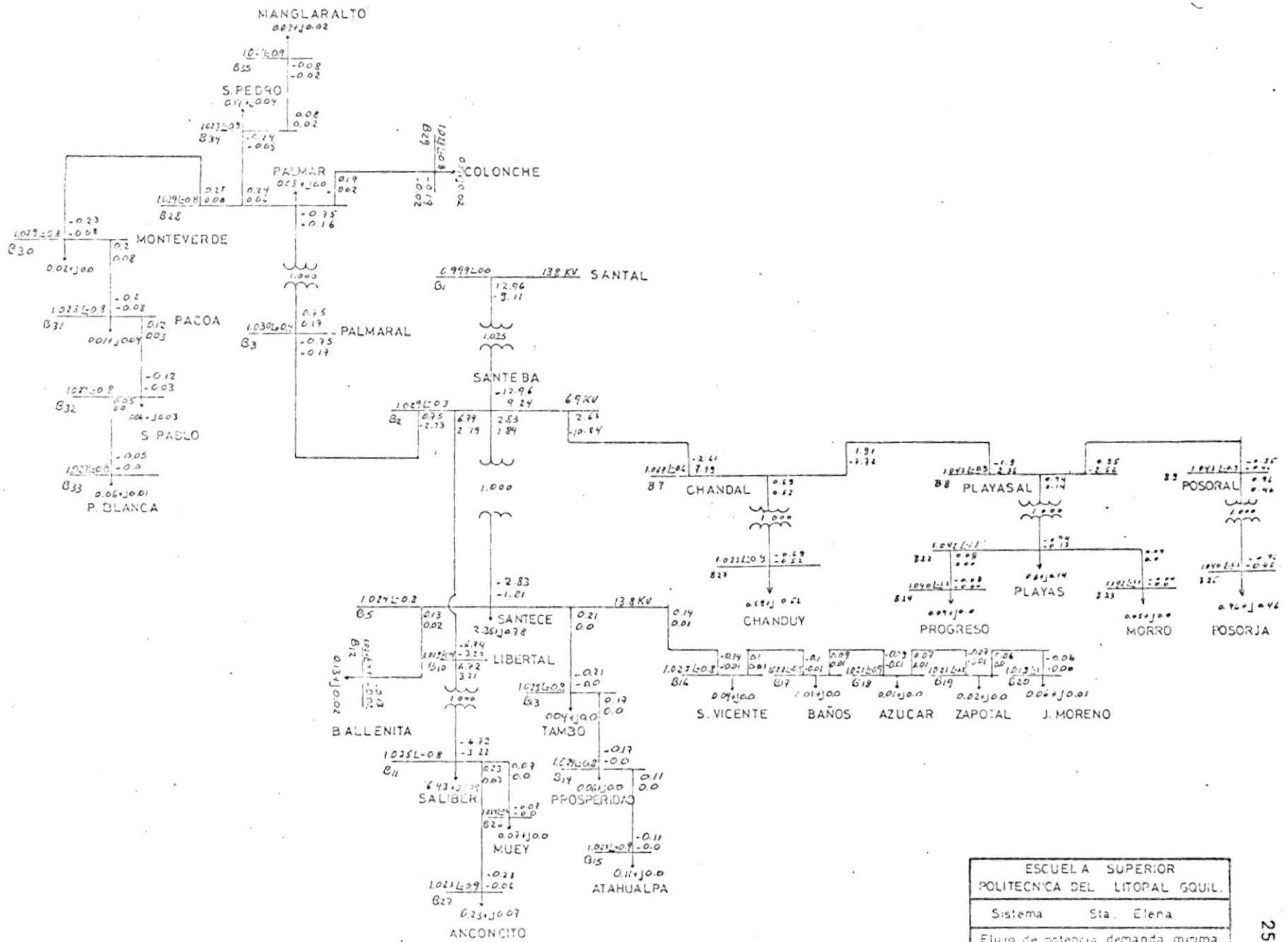
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GUIL	
SISTEMA STA. ELENA	
flujo de potencia-demanda max.	
alternativa Nº 3	año 1985



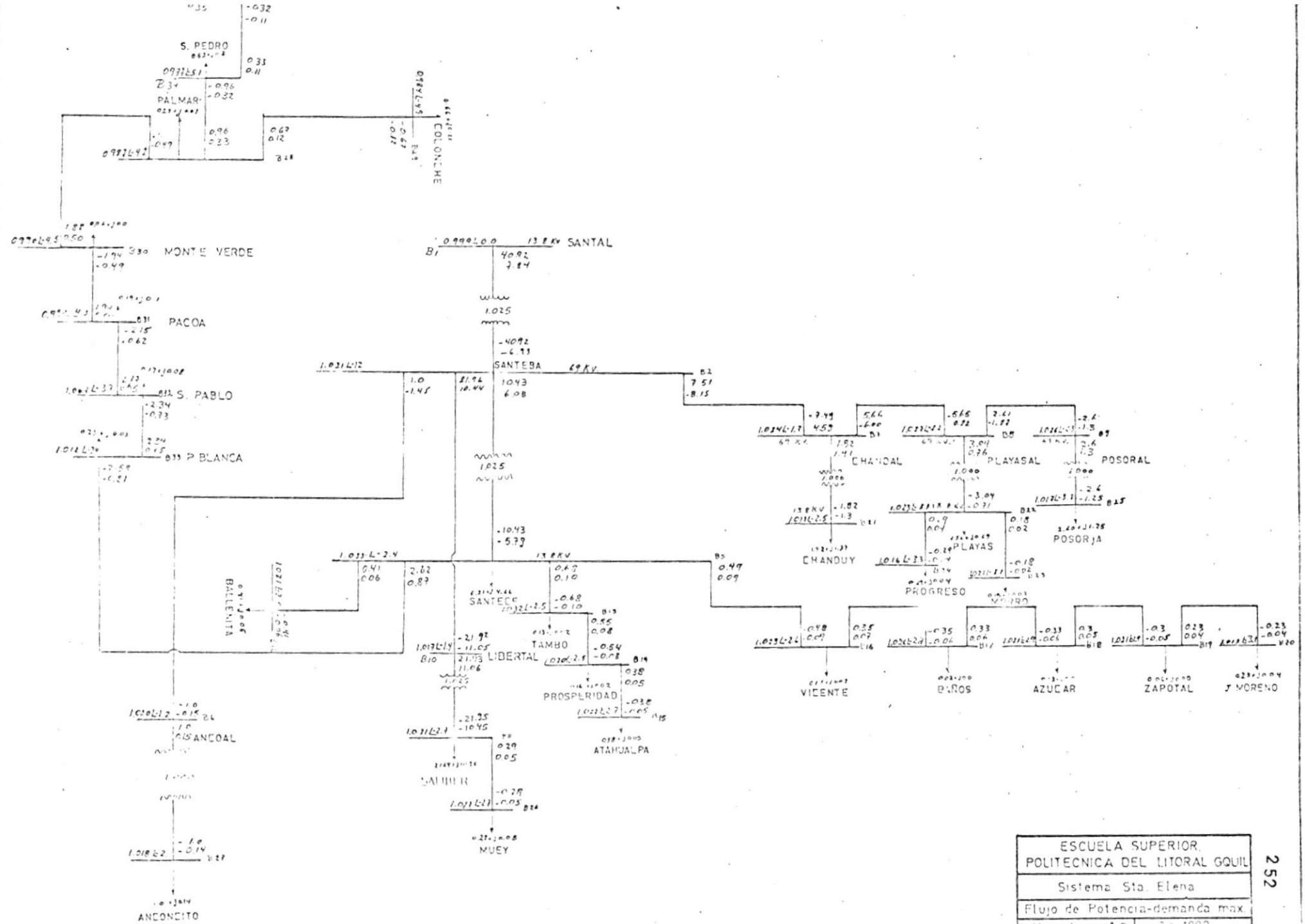
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GQUIL	
SISTEMA STA. ELENA	
Flujo de potencia demanda maxima	
alternativa Nº 3	año 1985



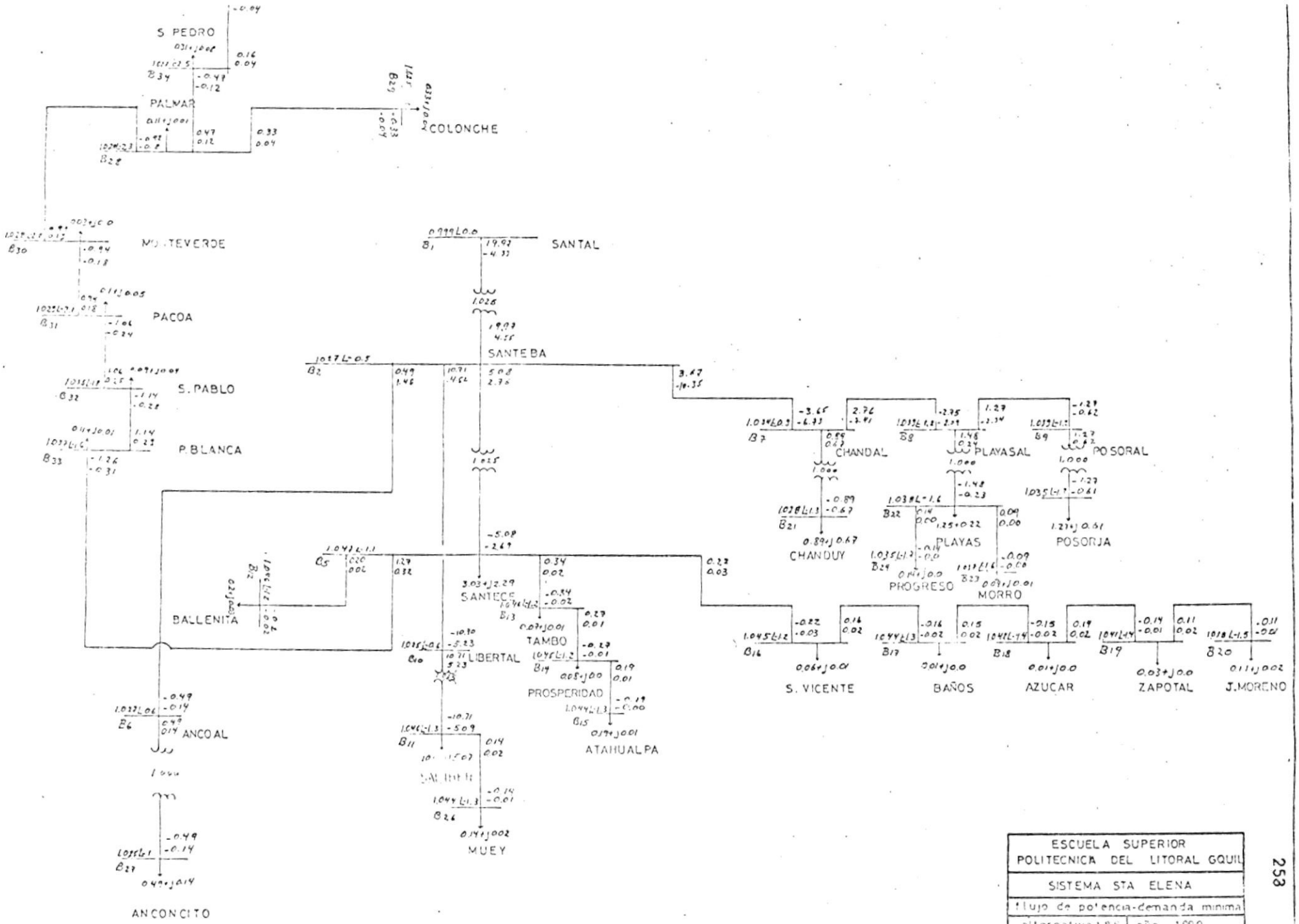
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA del LITORAL GQUIL.	
Sistema Sta. Elena	
Flujo de Potencia - demanda max.	
alternativa Nº4	año 1985



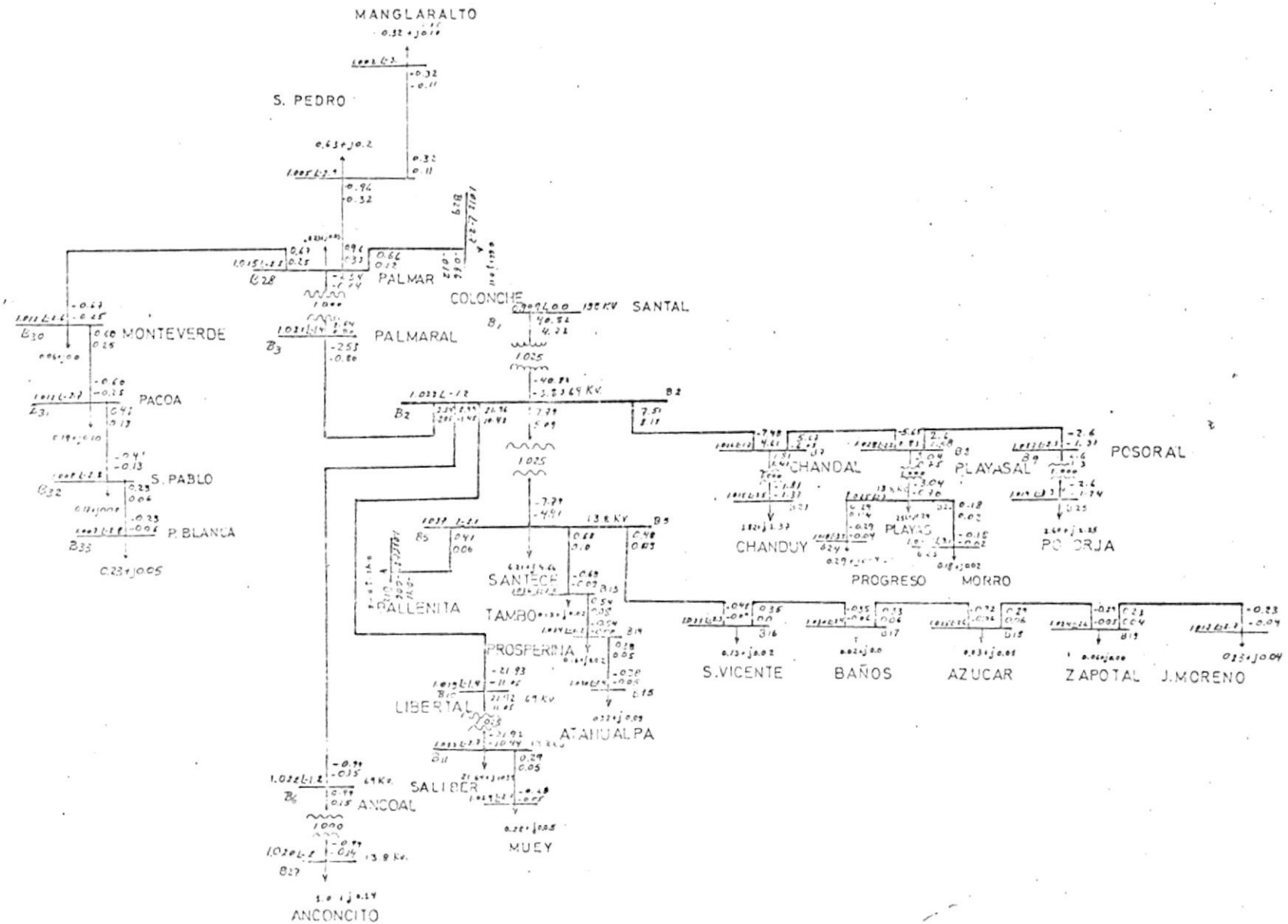
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GQUIL.	
Sistema Sta. Elena	
Flujo de potencia demanda mínima	
alternativa N°4	año 1985



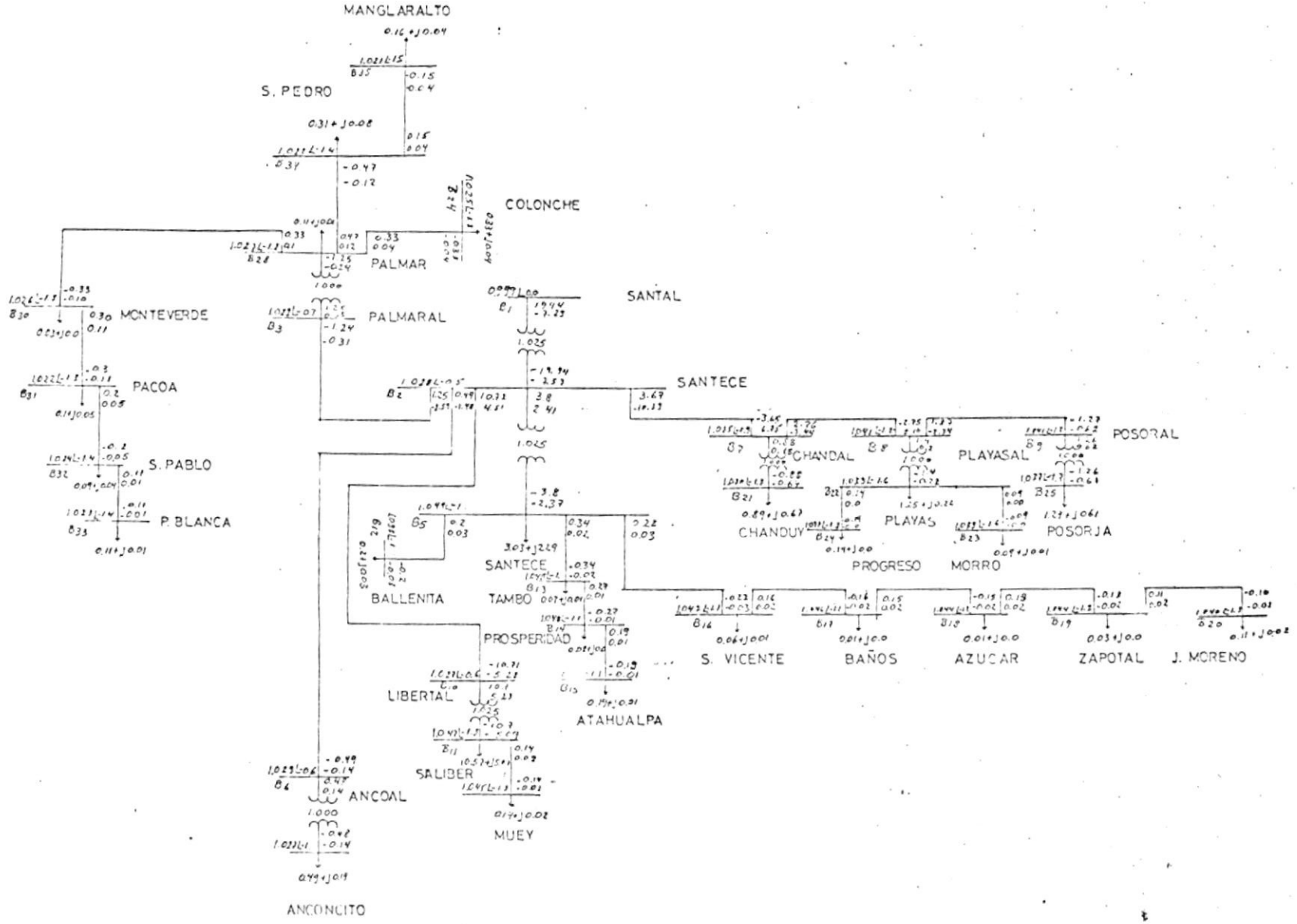
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GQUIL	
Sistema Sta. Elena	
Flujo de Potencia-demanda max.	
alternativa nº 5	año 1990



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GQUIL	
SISTEMA STA ELENA	
flujo de potencia-demanda minima	
alternativa N°5	año 1990



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GUIL.	
Sistema Sta. Elena	
Flujo de Potencia - demanda max.	
alternativa nº 6	año 1990



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL GQUIL	
SISTEMA STA ELENA	
flujo de potencia demanda mnima	
alternativa nº 6	año 1990

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 — INPUT BASE: 0.0 KV, 0. MVA — CONVERTED BASE: 0.0 KV, 100. MVA

LINE

LINE FROM	TO NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
10	11	0.00	21.00	0.00	10.	1.025		
10	2	0.56	1.89	697.20	72.			
2	7	2.80	9.45	3486.00	72.			
5	2	0.00	28.00	0.00	7.	1.000		
5	33	54.84	88.80	0.00	9.			
33	32	13.71	22.20	0.00	9.			
32	31	41.13	66.60	0.00	9.			
31	30	13.71	22.20	0.00	9.			
30	28	13.71	22.20	0.00	9.			
28	29	36.25	39.40	0.00	5.			
28	34	69.96	92.64	0.00	7.			
34	35	64.13	84.92	0.00	7.			
5	12	58.60	32.76	0.00	4.			
5	13	21.75	23.64	0.00	5.			
13	14	21.75	23.64	0.00	5.			
14	15	87.00	94.56	0.00	5.			
5	16	79.75	86.68	0.00	5.			
16	17	65.25	70.92	0.00	5.			
17	18	123.25	133.96	0.00	5.			
18	19	21.75	23.64	0.00	5.			
19	20	293.00	163.80	0.00	4.			
21	7	0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
11	26	139.86	48.18	0.00	3.			
11	27	82.26	133.20	0.00	9.			

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE EA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	2	SANTEBA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECE	0	1.000	0.0	4.2	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	2	1.000	0.0	8.5	4.1	19.1	14.3	0.0	14.3	0.00
0	12	BALLENI	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	1.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	YUBY	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALVAR	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	21	50
TRANSFORMERS - FIXED	3	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	24	50
ACTIVE BUSES - NON REG	25	50
- GENERATOR	0	20
TOTAL BUSES	25	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	16.009	8.531
TOTAL LOSSES	0.015	0.275
LINE CHARGING		-4.389
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.041	0.028
TOTAL GENERATION	16.067	4.445

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	45	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 45. SWING BUS = 11.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE-DATA MW	LINE-DATA MVAR	PCT CAP	TAP
2-	0	SANTEBA	1.024	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00							
										5-	SANTECE	5.75	3.49	89.7	
										7-	CHANDAL	1.28	-2.67	4.1	
										10-	LIBERTAL	-7.01	-0.81	9.8	
5-	0	SANTECE	1.014	-1.8	0.0	0.0	4.20	3.17							
										2-	SANTEBA	-5.75	-3.37	88.9	1.000
										12-	BALLENI	0.20	-0.00	5.0	
										13-	TAMBO	0.25	0.00	4.4	
										16-	VICENTE	0.16	0.01	2.8	
										33-	BLANCA	0.91	0.18	10.4	
7-	0	CHANDAL	1.024	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2-	SANTEBA	-1.28	-0.98	2.2	
										21-	CHANDUY	1.28	0.98	64.5	
10-	0	LIBERTAL	1.024	-0.8	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2-	SANTEBA	7.01	0.09	9.7	
										11-	SALIBER	-7.04	-0.10	70.4	1.025
11-	0	SALIBER	0.999	0.0	16.0	4.4	8.59	4.12							
										10-	LIBERTAL	7.04	0.21	70.4	
										26-	MUEY	0.09	0.01	2.8	
										27-	ANCONCI	0.34	0.10	3.9	
12-	0	BALLENI	1.013	-1.8	0.0	0.0	0.20	0.00							
										5-	SANTECE	-0.20	0.00	5.0	
13-	0	TAMBO	1.014	-1.8	0.0	0.0	0.05	0.00							
										5-	SANTECE	-0.25	-0.00	4.4	
										14-	PROSPER	0.21	0.00	3.7	
14-	0	PROSPER	1.013	-1.8	0.0	0.0	0.07	0.00							
										13-	TAMBO	-0.21	-0.00	3.7	
										15-	ATAHUAL	0.14	0.00	2.4	
15-	0	ATAHUAL	1.012	-1.9	0.0	0.0	0.14	0.00							
										14-	PROSPER	-0.14	0.00	2.4	
16-	0	VICENTE	1.013	-1.8	0.0	0.0	0.04	0.00							
										5-	SANTECE	-0.16	-0.01	2.8	
										17-	BANOS	0.12	0.01	2.1	
17-	0	BANOS	1.012	-1.9	0.0	0.0	0.01	0.00							
										16-	VICENTE	-0.12	-0.01	2.1	
										18-	AZUCAR	0.11	0.01	1.9	
18-	0	AZUCAR	1.010	-1.9	0.0	0.0	0.01	0.00							
										17-	BANOS	-0.11	-0.01	1.9	
										19-	ZAPOTAL	0.10	0.01	1.8	
19-	0	ZAPOTAL	1.010	-2.0	0.0	0.0	0.03	0.00							
										18-	AZUCAR	-0.10	-0.01	1.8	
										20-	MORENO	0.07	0.00	1.7	
20-	0	MORENO	1.008	-2.0	0.0	0.0	0.07	0.01							
										19-	ZAPOTAL	-0.07	-0.00	1.7	
21-	0	CHANDUY	1.016	-1.5	0.0	0.0	1.28	0.96							
										7-	CHANDAL	-1.28	-0.96	64.0	1.000
26-	0	MUEY	0.998	-0.0	0.0	0.0	0.09	0.01							
										11-	SALIBER	-0.09	-0.01	2.8	

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 45. SWING BUS = 11.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE MW	LINE MVAR	PCT CAP	TAP
27-	0	ANCONCI	0.995	-0.2	0.0	0.0	0.34	0.10							
										11-	SALIBER	-0.34	-0.10	3.9	
28-	0	PALMAR	1.000	-2.6	0.0	0.0	0.10	0.00							
										29-	COLONCHE	0.20	0.00	3.5	
										30-	MONTEVER	-0.61	-0.07	6.9	
										34-	PEDRO	0.30	0.06	3.9	
29-	0	COLONCHE	1.000	-2.7	0.0	0.0	0.20	0.00							
										28-	PALMAR	-0.20	-0.00	3.5	
30-	0	MONTEVER	1.001	-2.6	0.0	0.0	0.03	0.00							
										28-	PALMAR	0.61	0.07	6.9	
										31-	PACOA	-0.63	-0.06	7.0	
31-	0	PACOA	1.002	-2.5	0.0	0.0	0.09	0.05							
										30-	MONTEVER	0.63	0.06	7.0	
										32-	PABLO	-0.73	-0.12	8.3	
32-	0	PABLO	1.006	-2.2	0.0	0.0	0.09	0.04							
										31-	PACOA	0.74	0.12	8.3	
										33-	BLANCA	-0.82	-0.16	9.3	
33-	0	BLANCA	1.008	-2.2	0.0	0.0	0.08	0.01							
										5-	SANTECE	-0.91	-0.18	10.3	
										32-	PABLO	0.82	0.16	9.3	
34-	0	PEDRO	0.998	-2.8	0.0	0.0	0.20	0.04							
										28-	PALMAR	-0.30	-0.06	3.9	
										35-	MANGLARA	0.10	0.02	1.3	
35-	0	MANGLARA	0.997	-2.8	0.0	0.0	0.10	0.02							
										34-	PEDRO	-0.10	-0.02	1.3	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE

LINE FROM	TO	NO	IMPEDANCE R	X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	TMAX
10	11		0.00	21.00	0.00	10.	1.025		
10	2		0.56	1.89	697.20	72.			
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
5	2		0.00	20.00	0.00	7.	1.000		
5	33		54.84	88.80	0.00	9.			
33	32		13.71	22.20	0.00	9.			
32	31		41.13	66.60	0.00	9.			
31	30		13.71	22.20	0.00	9.			
30	28		13.71	22.20	0.00	9.			
28	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		69.96	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
5	12		58.60	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		87.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
18	19		21.75	23.64	0.00	5.			
19	20		293.00	163.90	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
11	27		82.26	133.20	0.00	9.			

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE EA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	2	SANTEBA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECF	0	1.000	0.0	2.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	2	1.000	0.0	4.1	2.0	11.5	8.5	0.0	8.5	0.00
0	12	BALLENI	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	0.6	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	21	50
TRANSFORMERS - FIXED	3	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	24	50
ACTIVE BUSES - NON REG	25	50
- GENERATOR	0	20
TOTAL BUSES	25	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	7.879	4.199
TOTAL LOSSES	0.004	0.081
LINE CHARGING		-4.441
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.051	0.028
TOTAL GENERATION	7.936	-0.131

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	44	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 44, SWING BUS = 11.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
2-	0	SANTEBA	1.029	-0.4	0.0	0.0	0.00	0.00							
										5-	SANTECE	2.90	1.68	44.7	
										7-	CHANDAL	0.62	-3.22	4.5	
										10-	LIBERTAL	-3.49	1.54	5.3	
5-	0	SANTECE	1.025	-0.9	0.0	0.0	2.06	1.56							
										2-	SANTEBA	-2.90	-1.65	44.5	1.000
										12-	BALLENI	0.09	-0.00	2.3	
										13-	TAMBO	0.13	0.00	2.3	
										16-	VICENTE	0.10	0.00	1.7	
										33-	BLANCA	0.49	0.00	5.5	
7-	0	CHANDAL	1.031	-0.5	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2-	SANTEBA	-0.62	-0.47	1.0	
										21-	CHANDUY	0.62	0.47	31.2	
10-	0	LIBERTAL	1.029	-0.4	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2-	SANTEBA	3.49	-2.28	5.7	
										11-	SALIBER	-3.53	2.26	42.0	1.025
11-	0	SALIBER	0.999	0.0	7.9	-0.1	4.19	2.01							
										10-	LIBERTAL	3.53	-2.23	41.8	
										26-	MUEY	0.04	0.00	1.2	
										27-	ANCONCI	0.17	0.09	2.1	
12-	0	BALLENI	1.024	-0.9	0.0	0.0	0.09	0.00							
										5-	SANTECE	-0.09	0.00	2.3	
13-	0	TAMBO	1.025	-0.9	0.0	0.0	0.03	0.00							
										5-	SANTECE	-0.13	-0.00	2.3	
										14-	PROSPER	0.11	-0.00	1.9	
14-	0	PROSPER	1.024	-0.9	0.0	0.0	0.04	0.00							
										13-	TAMBO	-0.11	0.00	1.9	
										15-	ATAHUAL	0.07	-0.00	1.2	
15-	0	ATAHUAL	1.024	-0.9	0.0	0.0	0.07	0.00							
										14-	PROSPER	-0.07	0.00	1.2	
16-	0	VICENTE	1.024	-0.9	0.0	0.0	0.02	0.00							
										5-	SANTECE	-0.10	-0.00	1.7	
										17-	BANOS	0.08	0.00	1.4	
17-	0	BANOS	1.024	-0.9	0.0	0.0	0.01	0.00							
										16-	VICENTE	-0.08	-0.00	1.4	
										18-	AZUCAR	0.07	0.00	1.2	
18-	0	AZUCAR	1.023	-1.0	0.0	0.0	0.01	0.00							
										17-	BANOS	-0.07	-0.00	1.2	
										19-	ZAPOTAL	0.06	-0.00	1.1	
19-	0	ZAPOTAL	1.023	-1.0	0.0	0.0	0.02	0.00							
										18-	AZUCAR	-0.06	0.00	1.1	
										20-	MORENO	0.04	-0.00	1.0	
20-	0	MORENO	1.021	-1.0	0.0	0.0	0.04	0.00							
										19-	ZAPOTAL	-0.04	0.00	1.0	
21-	0	CHANDUY	1.027	-0.7	0.0	0.0	0.62	0.47							
										7-	CHANDAL	-0.62	-0.47	31.1	1.000
26-	0	MUEY	0.999	-0.0	0.0	0.0	0.04	0.00							
										11-	SALIBER	-0.04	-0.00	1.2	

SISTEMA DE SANTA ELENA
NO DE 1980
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA. DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 44, SWING BUS = 11.

BUS DATA									LINE DATA				
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
27-	0	ANCONCI	0.997	-0.0	0.0	0.0	0.17	0.09							
										11-	SALIBER	-0.17	-0.09	2.1	
28-	0	PALMAR	1.018	-1.3	0.0	0.0	0.05	0.00							
										29-	COLONCHE	0.11	0.00	2.0	
										30-	MONTEVER	-0.30	-0.02	3.4	
										34-	PEDRO	0.15	0.03	2.0	
29-	0	COLONCHE	1.017	-1.3	0.0	0.0	0.11	0.00							
										28-	PALMAR	-0.11	-0.00	2.0	
30-	0	MONTEVER	1.018	-1.3	0.0	0.0	0.02	0.00							
										28-	PALMAR	0.30	0.02	3.4	
										31-	PACOA	-0.33	-0.03	3.6	
31-	0	PACOA	1.019	-1.3	0.0	0.0	0.05	0.02							
										30-	MONTEVER	0.33	0.03	3.6	
										32-	PABLO	-0.40	-0.06	4.5	
32-	0	PABLO	1.021	-1.1	0.0	0.0	0.05	0.02							
										31-	PACOA	0.40	0.06	4.5	
										33-	BLANCA	-0.44	-0.08	4.9	
33-	0	BLANCA	1.022	-1.1	0.0	0.0	0.04	0.00							
										5-	SANTECE	-0.49	-0.08	5.5	
										32-	PABLO	0.44	0.06	4.9	
34-	0	PEDRO	1.016	-1.4	0.0	0.0	0.10	0.02							
										28-	PALMAR	-0.15	-0.03	2.0	
										35-	MANGLARA	0.05	0.01	0.7	
35-	0	MANGLARA	1.016	-1.4	0.0	0.0	0.05	0.01							
										34-	PEDRO	-0.05	-0.01	0.7	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX. ACT AZ
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 — INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE

LINE FROM	TO NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
2	3	6.12	11.36	2745.60	36.			
10	11	0.00	21.00	0.00	10.	1.025		
10	2	0.56	1.09	697.20	72.			
2	7	2.90	9.45	3486.00	72.			
5	2	0.00	28.00	0.00	7.	1.000		
29	3	0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
28	29	36.25	39.40	0.00	5.			
28	34	69.96	92.64	0.00	7.			
34	35	64.13	84.92	0.00	7.			
28	30	13.71	22.20	0.00	7.			
30	31	13.71	22.20	0.00	7.			
31	32	65.25	70.92	0.00	5.			
32	33	43.95	24.57	0.00	4.			
5	12	58.60	32.76	0.00	4.			
5	13	21.75	23.64	0.00	5.			
13	14	21.75	23.64	0.00	5.			
14	15	87.00	94.56	0.00	5.			
3	16	79.75	86.68	0.00	5.			
16	17	65.25	70.92	0.00	5.			
17	18	123.25	133.96	0.00	5.			
18	19	21.75	23.64	0.00	5.			
19	20	293.00	163.80	0.00	4.			
21	7	0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
11	26	139.86	48.18	0.00	3.			
11	27	82.26	133.20	0.00	9.			

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

				VOLTAGE		LOAD		GENERATION		VAR LIMITS		CAP/REAC
AREA	BUS	NAME		EA	EB	PL	QL	PG	QG	QMIN	QMAX	BSR
0	2	SANTEBA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	3	PALMARAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECF	0	1.000	0.0	4.2	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	2	1.000	0.0	8.5	4.1	19.1	14.3	0.0	14.3	0.00
0	12	BALLENI	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAYBO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	1.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX		Mw	MVAR	MISCELLANEOUS CONSTANTS		
TRANSMISSION LINES	21	50	TOTAL LOAD	16.009	8.531	ACTUAL ITERATIONS	36	
TRANSFORMERS - FIXED	4	20	TOTAL LOSSES	0.008	0.256	MAXIMUM ITERATIONS	1500	
- LTC	0	20	LINE CHARGING		-7.373	TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
TOTAL LINES	25	50	FIXED CAP/REAC		0.000	- IMAG	0.500E-04	
						ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
ACTIVE BUSES - NON REG	26	50	SYSTEM MISMATCH	0.033	-0.029	- IMAG	1.7	1.4
- GENERATOR	0	20				LTC START	10	
TOTAL BUSES	26	50	TOTAL GENERATION	16.051	1.385	SKIP	4	
						END	400	
CAPACITORS OR REACTORS	0	10	ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS	50		ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 36, SWING BUS = 11.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
2-	0	SANTEBA	1.031	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00							
										3	PALMARAL	0.90	-2.77	7.9	
										5	SANTECE	4.83	3.26	77.7	
										7	CHANDAL	1.29	-2.73	4.2	
										10	LIBERTAL	-6.95	2.20	10.1	
3-	0	PALMARAL	1.032	-1.0	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2	SANTEBA	-0.90	-0.14	2.5	
										28	PALMAR	0.89	0.15	36.2	
5-	0	SANTECE	1.022	-1.6	0.0	0.0	4.20	3.17							
										2	SANTEBA	-4.83	-3.17	77.1	1.000
										12	BALLENI	0.20	-0.00	5.0	
										13	TAMBO	0.25	0.00	4.4	
										16	VICENTE	0.16	0.01	2.8	
7-	0	CHANDAL	1.031	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2	SANTEBA	-1.29	-0.97	2.2	
										21	CHANDUY	1.28	0.98	64.5	
10-	0	LIBERTAL	1.031	-0.8	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2	SANTEBA	6.95	-2.93	10.4	
										11	SALIBER	-7.03	2.96	76.3	1.025
11-	0	SALIBER	0.999	0.0	16.0	1.3	8.59	4.12							
										10	LIBERTAL	7.03	-2.84	75.8	
										26	MULY	0.09	0.01	2.8	
										27	ANCONCI	0.34	0.10	3.9	
12-	0	BALLENI	1.021	-1.6	0.0	0.0	0.20	0.00							
										5	SANTECE	-0.20	0.00	5.0	
13-	0	TAMBO	1.021	-1.6	0.0	0.0	0.05	0.00							
										5	SANTECE	-0.25	-0.00	4.4	
										14	PROSPER	0.21	-0.00	3.6	
14-	0	PROSPER	1.021	-1.7	0.0	0.0	0.07	0.00							
										13	TAMBO	-0.21	0.00	3.6	
										15	ATAHUAL	0.14	-0.00	2.4	
15-	0	ATAHUAL	1.020	-1.7	0.0	0.0	0.14	0.00							
										14	PROSPER	-0.14	0.00	2.4	
16-	0	VICENTE	1.021	-1.7	0.0	0.0	0.04	0.00							
										5	SANTECE	-0.16	-0.01	2.6	
										17	BANOS	0.12	0.01	2.1	
17-	0	BANOS	1.020	-1.7	0.0	0.0	0.01	0.00							
										16	VICENTE	-0.12	-0.01	2.1	
										18	AZUCAR	0.11	0.01	1.9	
18-	0	AZUCAR	1.018	-1.8	0.0	0.0	0.01	0.00							
										17	BANOS	-0.11	-0.00	1.9	
										19	ZAPOTAL	0.10	0.00	1.8	
19-	0	ZAPOTAL	1.018	-1.8	0.0	0.0	0.03	0.00							
										18	AZUCAR	-0.10	-0.00	1.8	
										20	MORENO	0.07	0.00	1.7	
20-	0	MORENO	1.016	-1.9	0.0	0.0	0.07	0.01							
										19	ZAPOTAL	-0.07	-0.00		

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 36, SWING BUS = 11.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
21-	0	CHANDUY	1.023	-1.5	0.0	0.0	1.28	0.96		7-	CHANDAL	-1.28	-0.95	64.0	1.000
26-	0	MUEY	0.998	-0.0	0.0	0.0	0.09	0.01		11-	SALIBER	-0.09	-0.01	2.8	
27-	0	ANCONCI	0.995	-0.2	0.0	0.0	0.34	0.10		11-	SALIBER	-0.34	-0.10	3.9	
28-	0	PALMAR	1.030	-1.4	0.0	0.0	0.10	0.00		3-	PALMARAL	-0.89	-0.15	36.1	1.000
										29-	COLONCHE	0.20	-0.00	3.4	
										30-	MONTEVER	0.28	0.10	4.3	
										34-	PEDRO	0.30	0.05	3.9	
29-	0	COLONCHE	1.030	-1.4	0.0	0.0	0.20	0.00		28-	PALMAR	-0.20	0.00	3.4	
30-	0	MONTEVER	1.030	-1.4	0.0	0.0	0.03	0.00		28-	PALMAR	-0.28	-0.10	4.3	
										31-	PACOA	0.26	0.08	4.0	
31-	0	PACOA	1.029	-1.4	0.0	0.0	0.09	0.05		30-	MONTEVER	-0.26	-0.08	4.0	
										32-	PABLO	0.16	0.05	3.0	
32-	0	PABLO	1.028	-1.5	0.0	0.0	0.09	0.04		31-	PACOA	-0.16	-0.05	3.0	
										33-	BLANCA	0.08	0.00	2.0	
33-	0	BLANCA	1.028	-1.5	0.0	0.0	0.08	0.01		32-	PABLO	-0.08	-0.00	2.0	
34-	0	PEDRO	1.028	-1.5	0.0	0.0	0.20	0.04		28-	PALMAR	-0.30	-0.05	3.9	
										35-	MANGLARA	0.10	0.01	1.3	
35-	0	MANGLARA	1.027	-1.5	0.0	0.0	0.10	0.02		34-	PEDRO	-0.10	-0.01	1.3	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN. Alt #2
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE
0.0 KV
LINE 0. MVA

CONVERTED BASE
0.0 KV
100. MVA

LINE FROM	LINE TO	NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
2	3		6.12	11.36	2745.60	36.			
10	11		0.00	21.00	0.00	10.	1.025		
10	2		0.56	1.89	697.20	72.			
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
5	2		0.00	28.00	0.00	7.	1.000		
28	3		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
26	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		60.06	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
28	30		13.71	22.20	0.00	7.			
30	31		13.71	22.20	0.00	7.			
31	32		65.25	70.92	0.00	5.			
32	33		43.95	24.57	0.00	4.			
5	12		58.60	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		87.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
13	19		21.75	23.64	0.00	5.			
19	20		293.00	163.80	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
11	27		82.26	133.20	0.00	9.			

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE EA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	2	SANTEBA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	3	PALMARAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECE	0	1.000	0.0	2.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	2	1.000	0.0	4.1	2.0	11.5	8.5	0.0	8.5	0.00
0	12	BALLENI	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	0.6	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	YUEY	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	21	50
TRANSFORMERS - FIXED	4	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	25	50
ACTIVE BUSES - NON REG	26	50
- GENERATOR	0	20
TOTAL BUSES	26	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	7.879	4.199
TOTAL LOSSES	0.004	0.124
LINE CHARGING		-7.459
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.030	-0.042
TOTAL GENERATION	7.915	-3.177

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	35	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA. DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 35. SWING BUS = 11.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR
2-	0	SANTEBA	1.037	-0.4	0.0	0.0	0.00	0.00	
3-	0	PALMARAL	1.038	-0.5	0.0	0.0	0.00	0.00	
5-	0	SANTECE	1.032	-0.8	0.0	0.0	2.06	1.56	
7-	0	CHANDAL	1.038	-0.5	0.0	0.0	0.00	0.00	
10-	0	LIBERTAL	1.036	-0.4	0.0	0.0	0.00	0.00	
11-	0	SALIBER	0.999	0.0	7.9	-3.1	4.19	2.01	
12-	0	BALLENI	1.032	-0.8	0.0	0.0	0.09	0.00	
13-	0	TAMBO	1.032	-0.8	0.0	0.0	0.03	0.00	
14-	0	PROSPER	1.032	-0.8	0.0	0.0	0.04	0.00	
15-	0	ATAHUAL	1.031	-0.8	0.0	0.0	0.07	0.00	
16-	0	VICENTE	1.032	-0.8	0.0	0.0	0.02	0.00	
17-	0	BANOS	1.031	-0.9	0.0	0.0	0.01	0.00	
18-	0	AZUCAR	1.030	-0.9	0.0	0.0	0.01	0.00	
19-	0	ZAPOTAL	1.030	-0.9	0.0	0.0	0.02	0.00	
20-	0	MORENO	1.029	-1.0	0.0	0.0	0.04	0.00	

BUS	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
2-	3	PALMARAL	0.48	-2.90	8.0	
	5	SANTECE	2.40	1.57	38.2	
	7	CHANDAL	0.63	-3.28	4.6	
	10	LIBERTAL	-3.44	4.56	7.9	
3-	2	SANTEBA	-0.48	-0.04	1.3	
	28	PALMAR	0.46	0.05	18.9	
5-	2	SANTEBA	-2.40	-1.55	38.1	1.000
	12	BALLENI	0.09	-0.00	2.2	
	13	TAMBO	0.13	0.00	2.3	
	16	VICENTE	0.10	-0.00	1.7	
7-	2	SANTEBA	-0.63	-0.46	1.0	
	21	CHANDUY	0.62	0.47	31.2	
10-	2	SANTEBA	3.44	-5.30	8.7	
	11	SALIBER	-3.51	5.36	64.1	1.025
11-	10	LIBERTAL	3.51	-5.27	63.4	
	26	MUEY	0.04	0.00	1.2	
	27	ANCONCI	0.17	0.09	2.1	
12-	5	SANTECE	-0.09	0.00	2.2	
13-	5	SANTECE	-0.13	-0.00	2.3	
	14	PROSPER	0.11	-0.00	1.9	
14-	13	TAMBO	-0.11	0.00	1.9	
	15	ATAHUAL	0.07	-0.00	1.2	
15-	14	PROSPER	-0.07	0.00	1.2	
16-	5	SANTECE	-0.10	0.00	1.7	
	17	BANOS	0.08	0.00	1.4	
17-	16	VICENTE	-0.08	-0.00	1.4	
	18	AZUCAR	0.07	-0.00	1.2	
18-	17	BANOS	-0.07	0.00	1.2	
	19	ZAPOTAL	0.06	-0.00	1.1	
19-	18	AZUCAR	-0.06	0.00	1.1	
	20	MORENO	0.04	-0.00	1.0	
20-	19	ZAPOTAL	-0.04	0.00	1.0	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1980 CON 69. KV A PALMAR
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 35, SWING BUS = 11.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR
21-	0	CHANDUY	1.034	-0.7	0.0	0.0	0.62	0.47	
26-	0	MUEY	0.999	-0.0	0.0	0.0	0.04	0.00	
27-	0	ANCONCI	0.997	-0.0	0.0	0.0	0.17	0.09	
28-	0	PALMAR	1.037	-0.7	0.0	0.0	0.05	0.00	
29-	0	COLONCHE	1.037	-0.7	0.0	0.0	0.11	0.00	
30-	0	MONTEVER	1.037	-0.7	0.0	0.0	0.02	0.00	
31-	0	PACOA	1.037	-0.7	0.0	0.0	0.05	0.02	
32-	0	PABLO	1.036	-0.8	0.0	0.0	0.05	0.02	
33-	0	BLANCA	1.036	-0.8	0.0	0.0	0.04	0.00	
34-	0	PEDRO	1.036	-0.8	0.0	0.0	0.10	0.02	
35-	0	MANGLARA	1.036	-0.8	0.0	0.0	0.05	0.01	

BUS	LINE DATA TO BUS NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
21-	7-CHANDAL	-0.62	-0.46	31.1	1.000
26-	11-SALIBER	-0.04	-0.00	1.2	
27-	11-SALIBER	-0.17	-0.09	2.1	
28-	3-PALMARAL	-0.46	-0.05	18.9	1.000
	29-COLONCHE	0.11	-0.00	1.9	
	30-MONTEVER	0.15	0.04	2.2	
	34-PEDRO	0.15	0.02	1.9	
29-	28-PALMAR	-0.11	0.00	1.9	
30-	28-PALMAR	-0.15	-0.04	2.2	
	31-PACOA	0.14	0.02	2.1	
31-	30-MONTEVER	-0.14	-0.02	2.1	
	32-PABLO	0.08	0.02	1.5	
32-	31-PACOA	-0.08	-0.02	1.5	
	33-BLANCA	0.03	-0.00	1.0	
33-	32-PABLO	-0.03	0.00	1.0	
34-	28-PALMAR	-0.15	-0.02	1.9	
	35-MANGLARA	0.05	0.00	0.6	
35-	34-PEDRO	-0.05	-0.00	0.6	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX. alt #3
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE FROM	LINE TO	LINE NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
2	1		0.00	5.25	0.00	40.	1.025		
2	10		0.56	1.89	697.20	72.			
5	2		0.00	28.00	0.00	7.	1.000		
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
7	8		4.00	13.50	4980.00	72.			
8	9		4.48	9.28	2745.60	49.			
5	33		54.84	88.80	0.00	9.			
33	32		13.71	22.20	0.00	9.			
32	31		41.13	66.60	0.00	9.			
31	30		13.71	22.20	0.00	9.			
30	28		13.71	22.20	0.00	9.			
28	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		69.96	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
5	12		58.60	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		87.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
18	19		21.75	23.64	0.00	5.			
19	20		293.00	163.80	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
22	8		0.00	52.50	0.00	4.	1.000		
22	23		87.90	49.14	0.00	4.			
22	24		203.00	220.64	0.00	5.			
25	9		0.00	70.00	0.00	3.	1.000		
11	10		0.00	10.50	0.00	20.	1.000		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
11	27		82.26	133.20	0.00	9.			

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE EA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	1	SANTAL	2	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	SANTERA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECE	0	1.000	0.0	4.8	3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	PLAYASAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	POSORAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	1	1.000	0.0	13.7	6.6	0.0	6.0	0.0	6.0	0.00
0	12	PALLENI	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	1.4	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	22	PLAYAS	0	1.000	0.0	1.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	23	MORRO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	24	PROGRESO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	25	POSORJA	0	1.000	0.0	1.9	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	25	50
TRANSFORMERS - FIXED	6	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	31	50
ACTIVE BUSES - NON REG	31	50
- GENERATOR	1	20
TOTAL BUSES	32	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	27.036	13.160
TOTAL LOSSES	0.087	1.140
LINE CHARGING		-12.641
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.012	0.045
TOTAL GENERATION	27.136	1.706

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	27	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1985
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION TOTAL ITERATIONS = 27. SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE-DATA MW	LINE-DATA MVAR	PCT CAP	TAP
1-	0	SANTAL	0.999	0.0	27.1	1.7	0.00	0.00							
										2	SANTEBA	27.13	1.70	67.9	
2-	0	SANTEBA	1.024	-0.8	0.0	0.0	0.00	0.00							
										1	SANTAL	-27.13	-1.31	67.9	1.025
										5	SANTECE	7.36	4.33	113.8	
										7	CHANDAL	5.36	-9.40	15.0	
										10	LIBERTAL	14.41	6.39	21.8	
5-	0	SANTECE	1.012	-1.9	0.0	0.0	4.80	3.61							
										2	SANTEBA	-7.36	-4.13	112.5	1.000
										12	BALLENI	0.28	0.04	7.1	
										13	TAMBO	0.43	0.03	7.4	
										16	VICENTE	0.31	0.03	5.4	
										33	BLANCA	1.52	0.41	17.5	
7-	0	CHANDAL	1.029	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2	SANTEBA	-5.34	5.80	10.9	
										8	PLAYASAL	3.91	-6.90	11.0	
										21	CHANDUY	1.42	1.09	72.0	
8-	0	PLAYASAL	1.033	-1.5	0.0	0.0	0.00	0.00							
										7	CHANDAL	-3.90	1.64	5.8	
										9	POSORAL	1.95	-1.95	5.5	
										22	PLAYAS	1.93	0.30	49.0	
9-	0	POSORAL	1.033	-1.6	0.0	0.0	0.00	0.00							
										8	PLAYASAL	-1.95	-0.97	4.4	
										25	POSORJA	1.95	0.97	72.8	
10-	0	LIBERTAL	1.022	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00							
										2	SANTEBA	-14.39	-7.07	22.2	
										11	SALIBER	14.39	7.06	80.2	
11-	0	SALIBER	1.014	-1.7	0.0	0.0L	13.78	6.61							
										10	LIBERTAL	-14.39	-6.81	79.6	1.000
										26	HUEY	0.13	0.02	4.3	
										27	ANCONCI	0.48	0.17	5.6	
12-	0	BALLENI	1.010	-1.9	0.0	0.0	0.28	0.04							
										5	SANTECE	-0.28	-0.04	7.1	
13-	0	TAMBO	1.011	-2.0	0.0	0.0	0.09	0.00							
										5	SANTECE	-0.43	-0.03	7.4	
										14	PROSPER	0.34	0.03	5.9	
14-	0	PROSPER	1.010	-2.0	0.0	0.0	0.11	0.00							
										13	TAMBO	-0.34	-0.03	5.9	
										15	ATAHUAL	0.23	0.03	4.0	
15-	0	ATAHUAL	1.008	-2.1	0.0	0.0	0.23	0.03							
										14	PROSPER	-0.23	-0.03	4.0	
16-	0	VICENTE	1.009	-2.0	0.0	0.0	0.09	0.00							
										5	SANTECE	-0.31	-0.03	5.4	
										17	BANOS	0.22	0.02	3.9	
17-	0	BANOS	1.008	-2.1	0.0	0.0	0.02	0.00							
										16	VICENTE	-0.22	-0.02	3.8	
										18	AZUCAR	0.20	0.02	3.5	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA: DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 27, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR
18-	0	AZUCAR	1.005	-2.3	0.0	0.0	0.02	0.00	
19-	0	ZAPOTAL	1.004	-2.3	0.0	0.0	0.04	0.00	
20-	0	MORENO	1.000	-2.4	0.0	0.0	0.13	0.02	
21-	0	CHANDUY	1.020	-1.8	0.0	0.0	1.43	1.07	
22-	0	PLAYAS	1.032	-2.1	0.0	0.0	1.65	0.29	
23-	0	MORRO	1.031	-2.1	0.0	0.0	0.10	0.00	
24-	0	PROGRESO	1.029	-2.3	0.0	0.0	0.19	0.00	
25-	0	POSORJA	1.026	-2.4	0.0	0.0	1.96	0.94	
26-	0	MUEY	1.012	-1.7	0.0	0.0	0.13	0.02	
27-	0	ANCONCI	1.008	-2.0	0.0	0.0	0.48	0.16	
28-	0	PALMAR	0.986	-3.4	0.0	0.0	0.16	0.00	
29-	0	COLONCHE	0.985	-3.4	0.0	0.0	0.38	0.05	
30-	0	MONTEVER	0.988	-3.2	0.0	0.0	0.04	0.00	
31-	0	PACOA	0.990	-3.1	0.0	0.0	0.13	0.07	
32-	0	PABLO	0.997	-2.7	0.0	0.0	0.13	0.06	
33-	0	BLANCA	1.000	-2.5	0.0	0.0	0.13	0.02	
34-	0	PEDRO	0.981	-3.6	0.0	0.0	0.34	0.09	
35-	0	MANGLARA	0.980	-3.6	0.0	0.0	0.17	0.04	

BUS	NAME	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
18-	AZUCAR	17-	BANOS	-0.20	-0.02	3.5	
		19-	ZAPOTAL	0.18	0.02	3.2	
19-	ZAPOTAL	18-	AZUCAR	-0.18	-0.02	3.2	
		20-	MORENO	0.13	0.02	3.0	
20-	MORENO	19-	ZAPOTAL	-0.13	-0.02	3.0	
21-	CHANDUY	7-	CHANDAL	-1.42	-1.07	71.4	1.000
22-	PLAYAS	8-	PLAYASAL	-1.93	-0.28	49.0	1.000
		23-	MORRO	0.10	-0.00	2.5	
		24-	PROGRESO	0.19	0.00	3.3	
23-	MORRO	22-	PLAYAS	-0.10	0.00	2.5	
24-	PROGRESO	22-	PLAYAS	-0.19	0.00	3.2	
25-	POSORJA	9-	POSORAL	-1.95	-0.94	72.4	1.000
26-	MUEY	11-	SALIBER	-0.13	-0.02	4.3	
27-	ANCONCI	11-	SALIBER	-0.48	-0.16	5.6	
28-	PALMAR	29-	COLONCHE	0.38	0.06	6.6	
		30-	MONTEVER	-1.05	-0.21	11.9	
		34-	PEDRO	0.51	0.14	6.8	
29-	COLONCHE	28-	PALMAR	-0.38	-0.06	6.6	
30-	MONTEVER	28-	PALMAR	1.05	0.21	12.0	
		31-	PACOA	-1.10	-0.19	12.4	
31-	PACOA	30-	MONTEVER	1.10	0.19	12.4	
		32-	PABLO	-1.24	-0.28	14.1	
32-	PABLO	31-	PACOA	1.25	0.30	14.2	
		33-	BLANCA	-1.38	-0.35	15.8	
33-	BLANCA	5-	SANTECE	-1.51	-0.39	17.3	
		32-	PABLO	1.38	0.35	15.8	
34-	PEDRO	28-	PALMAR	-0.51	-0.14	6.8	
		35-	MANGLARA	0.17	0.05	2.2	
35-	MANGLARA	34-	PEDRO	-0.17	-0.05	2.2	

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1995
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN. Acl #3
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE

LINE FROM	TO	NO	IMPEDANCE R	X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	TMAX
2	1		0.00	5.25	0.00	40.	1.025		
2	10		0.56	1.09	697.20	72.			
5	2		0.00	28.00	0.00	7.	1.000		
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
7	8		4.00	13.50	4980.00	72.			
8	9		4.48	9.20	2745.60	49.			
5	33		54.84	88.80	0.00	9.			
33	32		13.71	22.20	0.00	9.			
32	31		41.13	66.60	0.00	9.			
31	30		13.71	22.20	0.00	9.			
30	28		13.71	22.20	0.00	9.			
28	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		69.96	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
5	12		58.50	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		87.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
18	19		21.75	23.64	0.00	5.			
19	20		203.00	163.80	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
22	8		0.00	52.50	0.00	4.	1.000		
22	23		87.90	49.14	0.00	4.			
22	24		203.00	220.64	0.00	5.			
25	9		0.00	70.00	0.00	3.	1.000		
11	10		0.00	10.50	0.00	20.	1.000		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
11	27		82.26	133.20	0.00	9.			

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1995
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE EA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	1	SANTAL	2	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	SANTEBA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECF	0	1.000	0.0	2.3	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	PLAYASAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	POSORAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	1	1.000	0.0	6.4	3.0	0.0	3.0	0.0	3.0	0.00
0	12	BALLENI	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMPO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	0.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	22	PLAYAS	0	1.000	0.0	0.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	23	MORRO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	24	PROGRESO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	25	POSORJA	0	1.000	0.0	0.9	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1985
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	25	50
TRANSFORMERS - FIXED	6	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	31	50
ACTIVE BUSES - NON REG	31	50
- GENERATOR	1	20
TOTAL BUSES	32	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	12.879	6.254
TOTAL LOSSES	0.046	0.364
LINE CHARGING		-12.804
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.033	0.031
TOTAL GENERATION	12.959	-6.153

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	46	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1985
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 46, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE MW	LINE MVAR	PCT CAP	TAP
1-	0	SANTAL	0.999	0.0	12.9	-6.1	0.00	0.00		2	SANTEBA	12.95	-6.15	35.8	
2-	0	SANTEBA	1.028	-0.3	0.0	0.0	0.00	0.00		1	SANTAL	-12.95	6.26	35.9	1.025
										5	SANTECE	3.59	2.04	55.1	
										7	CHANDAL	2.62	-10.81	15.4	
										10	LIBERTAL	6.74	2.49	9.9	
5-	0	SANTECE	1.022	-0.9	0.0	0.0	2.35	1.78		2	SANTEBA	-3.59	-2.00	54.8	1.000
										12	BALLENI	0.13	0.01	3.3	
										13	TAMBO	0.21	0.00	3.6	
										16	VICENTE	0.14	0.01	2.4	
										33	BLANCA	0.75	0.18	8.6	
7-	0	CHANDAL	1.035	-0.6	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-2.60	7.17	10.6	
										8	PLAYASAL	1.91	-7.70	11.0	
										21	CHANDUY	0.69	0.52	34.7	
8-	0	PLAYASAL	1.041	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00		7	CHANDAL	-1.90	2.36	4.2	
										9	POSORAL	0.95	-2.51	5.4	
										22	PLAYAS	0.93	0.14	23.7	
9-	0	POSORAL	1.042	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00		8	PLAYASAL	-0.95	-0.46	2.1	
										25	POSORJA	0.96	0.46	35.6	
10-	0	LIBERTAL	1.027	-0.4	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-6.73	-3.22	10.3	
										11	SALIBER	6.73	3.21	37.2	
11-	0	SALIBER	1.024	-0.8	0.0	0.0L	6.43	3.09		10	LIBERTAL	-6.73	-3.16	37.1	1.000
										26	MUEY	0.07	-0.00	2.1	
										27	ANCONCI	0.23	0.07	2.6	
12-	0	BALLENI	1.021	-0.9	0.0	0.0	0.13	0.02		5	SANTECE	-0.13	-0.01	3.3	
13-	0	TAMBO	1.022	-0.9	0.0	0.0	0.04	0.00		5	SANTECE	-0.21	-0.00	3.6	
										14	PROSPER	0.17	-0.00	2.9	
14-	0	PROSPER	1.021	-0.9	0.0	0.0	0.06	0.00		13	TAMBO	-0.17	0.00	2.9	
										15	ATAHUAL	0.10	0.00	1.8	
15-	0	ATAHUAL	1.021	-1.0	0.0	0.0	0.11	0.00		14	PROSPER	-0.10	-0.00	1.8	
16-	0	VICENTE	1.021	-0.9	0.0	0.0	0.04	0.00		5	SANTECE	-0.14	-0.01	2.4	
										17	BANOS	0.10	0.01	1.7	
17-	0	BANOS	1.020	-1.0	0.0	0.0	0.01	0.00		16	VICENTE	-0.10	-0.01	1.7	
										18	AZUCAR	0.09	0.01	1.6	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1995
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION — TOTAL ITERATIONS = 46, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE-DATA MW	LINE-DATA MVAR	PCT CAP	TAP
18-	0	AZUCAR	1.019	-1.0	0.0	0.0	0.01	0.00		17-	BANOS	-0.09	-0.01	1.5	
										19-	ZAPOTAL	0.08	0.01	1.4	
19-	0	ZAPOTAL	1.019	-1.1	0.0	0.0	0.02	0.00		18-	AZUCAR	-0.08	-0.01	1.4	
										20-	MORENO	0.05	0.01	1.4	
20-	0	MORENO	1.017	-1.1	0.0	0.0	0.06	0.01		19-	ZAPOTAL	-0.05	-0.01	1.4	
21-	0	CHANDUY	1.031	-0.9	0.0	0.0	0.69	0.52		7-	CHANDAL	-0.69	-0.52	34.5	1.000
22-	0	PLAYAS	1.040	-1.1	0.0	0.0	0.80	0.14		8-	PLAYASAL	-0.93	-0.14	23.7	1.000
										23-	MORRO	0.05	0.00	1.2	
										24-	PROGRESO	0.09	0.00	1.5	
23-	0	MORRO	1.040	-1.1	0.0	0.0	0.05	0.00		22-	PLAYAS	-0.05	-0.00	1.2	
24-	0	PROGRESO	1.039	-1.2	0.0	0.0	0.09	0.00		22-	PLAYAS	-0.09	-0.00	1.5	
25-	0	POSORJA	1.039	-1.3	0.0	0.0	0.96	0.46		9-	POSORAL	-0.96	-0.46	35.4	1.000
26-	0	MUEY	1.023	-0.8	0.0	0.0	0.07	0.00		11-	SALIBER	-0.07	0.00	2.1	
27-	0	ANCONCI	1.021	-0.9	0.0	0.0	0.23	0.07		11-	SALIBER	-0.23	-0.07	2.6	
28-	0	PALMAR	1.010	-1.6	0.0	0.0	0.08	0.00		29-	COLONCHE	0.19	0.02	3.4	
										30-	MONTEVER	-0.51	-0.08	5.8	
										34-	PEDRO	0.25	0.06	3.3	
29-	0	COLONCHE	1.009	-1.6	0.0	0.0	0.19	0.02		28-	PALMAR	-0.19	-0.02	3.4	
30-	0	MONTEVER	1.011	-1.5	0.0	0.0	0.02	0.00		28-	PALMAR	0.51	0.08	5.8	
										31-	PACOA	-0.54	-0.08	6.1	
31-	0	PACOA	1.012	-1.5	0.0	0.0	0.07	0.04		30-	MONTEVER	0.54	0.08	6.1	
										32-	PABLO	-0.63	-0.14	7.1	
32-	0	PABLO	1.015	-1.3	0.0	0.0	0.06	0.03		31-	PACOA	0.63	0.14	7.2	
										33-	BLANCA	-0.69	-0.17	7.9	
33-	0	BLANCA	1.017	-1.2	0.0	0.0	0.06	0.01		5-	SANTECE	-0.75	-0.15	8.5	
										32-	PABLO	0.69	0.17	8.0	
34-	0	PEDRO	1.008	-1.7	0.0	0.0	0.17	0.04		28-	PALMAR	-0.25	-0.06	3.3	
										35-	MANGLARA	0.07	0.01	1.0	
35-	0	MANGLARA	1.007	-1.7	0.0	0.0	0.08	0.02		34-	PEDRO	-0.07	-0.01	1.0	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1995 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE FROM	LINE TO	LINE NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
2	1		0.00	5.25	0.00	40.	1.025		
2	3		6.12	11.36	2745.60	36.			
5	2		0.00	28.00	0.00	7.	1.000		
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
7	8		4.00	13.50	4980.00	72.			
8	9		4.48	9.28	2745.60	49.			
2	10		0.56	1.89	697.20	72.			
28	3		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
28	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		69.96	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
28	30		13.71	22.20	0.00	7.			
30	31		13.71	22.20	0.00	7.			
31	32		65.25	70.92	0.00	5.			
32	33		43.95	24.57	0.00	4.			
5	12		58.60	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		97.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
19	19		21.75	23.64	0.00	5.			
19	20		293.00	163.80	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
22	8		0.00	52.50	0.00	4.	1.000		
22	23		87.90	49.14	0.00	4.			
22	24		203.00	220.64	0.00	5.			
25	9		0.00	70.00	0.00	3.	1.000		
11	10		0.00	10.50	0.00	20.	1.000		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
11	27		82.26	133.20	0.00	9.			

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE FA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	1	SANTAL	2	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	SANTEBA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	3	PALMARAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECE	0	1.000	0.0	4.8	3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	PLAYASAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	POSORAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	1	1.000	0.0	13.7	6.6	0.0	6.0	0.0	6.0	0.00
0	12	BALLENI	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	1.4	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	22	PLAYAS	0	1.000	0.0	1.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	23	MORRO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	24	PROGRESO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	25	POSORJA	0	1.000	0.0	1.9	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	25	50
TRANSFORMERS - FIXED	7	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	32	50
ACTIVE BUSES - NON REG	32	50
- GENERATOR	1	20
TOTAL BUSES	33	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	27.036	13.160
TOTAL LOSSES	0.063	1.054
LINE CHARGING		-15.571
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.010	0.034
TOTAL GENERATION	27.110	-1.322
ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS		50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	32	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 32, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE MW	LINE MVAR	PCT CAP	TAP
1	0	SANTAL	0.999	0.0	27.1	-1.3	0.00	0.00		2	SANTEBA	27.11	-1.32	67.8	
2	0	SANTEBA	1.025	-0.8	0.0	0.0	0.00	0.00		1	SANTAL	-27.11	1.70	67.9	1.025
										3	PALMARAL	1.49	-2.49	7.9	
										5	SANTECE	5.82	3.84	93.0	
										7	CHANDAL	5.36	-9.44	15.0	
										10	LIBERTAL	14.40	6.39	21.8	
3	0	PALMARAL	1.026	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-1.49	-0.38	4.2	
										28	PALMAR	1.49	0.38	61.9	
5	0	SANTECE	1.015	-1.7	0.0	0.0	4.80	3.61		2	SANTEBA	-5.82	-3.71	92.1	1.000
										12	BALLENI	0.28	0.04	7.0	
										13	TAMBO	0.43	0.03	7.4	
										16	VICENTE	0.31	0.02	5.4	
7	0	CHANDAL	1.031	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-5.34	5.83	10.9	
										8	PLAYASAL	3.91	-6.93	11.0	
										21	CHANDUY	1.42	1.09	72.0	
8	0	PLAYASAL	1.035	-1.5	0.0	0.0	0.00	0.00		7	CHANDAL	-3.90	1.65	5.8	
										9	POSORAL	1.95	-1.96	5.6	
										22	PLAYAS	1.94	0.31	49.1	
9	0	POSORAL	1.035	-1.6	0.0	0.0	0.00	0.00		8	PLAYASAL	-1.95	-0.97	4.4	
										25	POSORJA	1.95	0.97	72.9	
10	0	LIBERTAL	1.023	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-14.39	-7.07	22.2	
										11	SALIBER	14.39	7.06	80.1	
11	0	SALIBER	1.016	-1.7	0.0	0.0	13.78	6.61		10	LIBERTAL	-14.39	-6.80	79.6	1.000
										26	MUEY	0.13	0.02	4.3	
										27	ANCONCI	0.48	0.17	5.6	
12	0	BALLENI	1.013	-1.7	0.0	0.0	0.28	0.04		5	SANTECE	-0.28	-0.04	7.0	
13	0	TAMBO	1.014	-1.7	0.0	0.0	0.09	0.00		5	SANTECE	-0.43	-0.03	7.4	
										14	PROSPER	0.34	0.03	5.9	
14	0	PROSPER	1.013	-1.8	0.0	0.0	0.11	0.00		13	TAMBO	-0.34	-0.03	5.9	
										15	ATAHUAL	0.23	0.03	4.0	
15	0	ATAHUAL	1.011	-1.9	0.0	0.0	0.23	0.03		14	PROSPER	-0.22	-0.03	3.9	
16	0	VICENTE	1.012	-1.8	0.0	0.0	0.09	0.00		5	SANTECE	-0.31	-0.02	5.3	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 32, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE MW	LINE MVAR	PCT CAP	TAP
17-	0	BANOS	1.011	-1.9	0.0	0.0	0.02	0.00							
										16-	VICENTE	-0.22	-0.02	3.8	
										18-	AZUCAR	0.20	0.02	3.5	
18-	0	AZUCAR	1.008	-2.0	0.0	0.0	0.02	0.00							
										17-	BANOS	-0.20	-0.02	3.4	
										19-	ZAPOTAL	0.17	0.02	3.0	
19-	0	ZAPOTAL	1.007	-2.0	0.0	0.0	0.04	0.00							
										18-	AZUCAR	-0.17	-0.02	3.0	
										20-	MORENO	0.13	0.02	3.0	
20-	0	MORENO	1.003	-2.1	0.0	0.0	0.13	0.02							
										19-	ZAPOTAL	-0.12	-0.02	3.0	
21-	0	CHANDUY	1.022	-1.8	0.0	0.0	1.43	1.07							
										7-	CHANDAL	-1.42	-1.07	71.4	1.000
22-	0	PLAYAS	1.033	-2.1	0.0	0.0	1.65	0.29							
										8-	PLAYASAL	-1.94	-0.29	49.0	1.000
										23-	MORRO	0.10	0.00	2.5	
										24-	PROGRESO	0.19	0.00	3.2	
23-	0	MORRO	1.033	-2.1	0.0	0.0	0.10	0.00							
										22-	PLAYAS	-0.10	-0.00	2.5	
24-	0	PROGRESO	1.030	-2.3	0.0	0.0	0.19	0.00							
										22-	PLAYAS	-0.18	-0.00	3.2	
25-	0	POSORJA	1.028	-2.4	0.0	0.0	1.96	0.94							
										9-	POSORAL	-1.95	-0.94	72.4	1.000
26-	0	MUEY	1.014	-1.7	0.0	0.0	0.13	0.02							
										11-	SALIBER	-0.13	-0.02	4.3	
27-	0	ANCONCI	1.010	-2.0	0.0	0.0	0.48	0.16							
										11-	SALIBER	-0.47	-0.16	5.6	
28-	0	PALMAR	1.023	-1.6	0.0	0.0	0.16	0.00							
										3-	PALMARAL	-1.49	-0.36	61.7	1.000
										29-	COLONCHE	0.37	0.05	6.6	
										30-	MONTEVER	0.44	0.15	6.7	
										34-	PEDRO	0.51	0.14	6.8	
29-	0	COLONCHE	1.021	-1.6	0.0	0.0	0.38	0.05							
										28-	PALMAR	-0.37	-0.05	6.6	
30-	0	MONTEVER	1.022	-1.6	0.0	0.0	0.04	0.00							
										28-	PALMAR	-0.44	-0.15	6.7	
										31-	PACOA	0.39	0.17	6.1	
31-	0	PACOA	1.021	-1.7	0.0	0.0	0.13	0.07							
										30-	MONTEVER	-0.39	-0.17	6.1	
										32-	PABLO	0.26	0.08	4.7	
32-	0	PABLO	1.018	-1.7	0.0	0.0	0.13	0.06							
										31-	PACOA	-0.26	-0.08	4.7	
										33-	BLANCA	0.12	0.03	3.3	
33-	0	BLANCA	1.018	-1.7	0.0	0.0	0.13	0.02							
										32-	PABLO	-0.12	-0.03	3.3	
34-	0	PEDRO	1.018	-1.8	0.0	0.0	0.34	0.09							
										28-	PALMAR	-0.50	-0.14	6.7	
										35-	MANGLARA	0.16	0.04	2.2	

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION TOTAL ITERATIONS = 32, SWING BUS = 1.

BUS DATA									LINE DATA				
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
35-	0	MANGLARA	1.016	-1.8	0.0	0.0	0.17	0.04		34	PEDRO	-0.16	-0.04	2.2	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1995 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN. 467 MW
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE

LINE FROM	TO	NO	IMPEDANCE R	X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	TMAX
2	1		0.00	5.25	0.00	40.	1.025		
2	3		6.12	11.36	2745.60	36.			
5	2		0.00	28.00	0.00	7.	1.000		
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
7	8		4.00	13.50	4980.00	72.			
8	9		4.48	9.28	2745.60	49.			
2	10		0.56	1.89	697.20	72.			
28	3		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
28	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		69.96	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
28	30		13.71	22.20	0.00	7.			
30	31		13.71	22.20	0.00	7.			
31	32		65.25	70.92	0.00	5.			
32	33		43.95	24.57	0.00	4.			
5	12		58.60	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		87.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
18	19		21.75	23.64	0.00	5.			
19	20		293.00	163.80	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
22	8		0.00	52.50	0.00	4.	1.000		
22	23		87.90	49.14	0.00	4.			
22	24		203.00	220.64	0.00	5.			
25	9		0.00	70.00	0.00	3.	1.000		
11	10		0.00	10.50	0.00	20.	1.000		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
11	27		82.26	133.20	0.00	9.			

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME	VOLTAGE EA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	1	SANTAL 2	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	SANTEBA 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	3	PALMARAL 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECE 0	1.000	0.0	2.3	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	PLAYASAL 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	POSORAL 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER 1	1.000	0.0	6.4	3.0	0.0	3.0	0.0	3.0	0.00
0	12	BALLENI 0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMSO 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL 0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY 0	1.000	0.0	0.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	22	PLAYAS 0	1.000	0.0	0.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	23	MORRO 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	24	PROGRESO 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	25	POSORJA 0	1.000	0.0	0.9	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI 0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE 0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO 0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA 0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA.. DEM. MIN.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	25	50
TRANSFORMERS - FIXED	7	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	32	50
ACTIVE BUSES - NON REG	32	50
- GENERATOR	1	20
TOTAL BUSES	33	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	12.879	6.254
TOTAL LOSSES	0.041	0.370
LINE CHARGING		-15.759
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.040	0.023
TOTAL GENERATION	12.961	-9.110

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	41	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 41, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR
1-	0	SANTAL	0.999	0.0	12.9	-9.1	0.00	0.00	
2-	0	SANTEBA	1.029	-0.3	0.0	0.0	0.00	0.00	
3-	0	PALMARAL	1.030	-0.4	0.0	0.0	0.00	0.00	
5-	0	SANTECE	1.024	-0.8	0.0	0.0	2.35	1.78	
7-	0	CHANDAL	1.037	-0.6	0.0	0.0	0.00	0.00	
8-	0	PLAYASAL	1.043	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00	
9-	0	POSORAL	1.043	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00	
10-	0	LIBERTAL	1.029	-0.4	0.0	0.0	0.00	0.00	
11-	0	SALIBER	1.025	-0.8	0.0	0.0L	6.43	3.09	
12-	0	BALLENI	1.024	-0.8	0.0	0.0	0.13	0.02	
13-	0	TAMBO	1.024	-0.8	0.0	0.0	0.04	0.00	
14-	0	PROSPER	1.024	-0.8	0.0	0.0	0.06	0.00	
15-	0	ATAHUAL	1.023	-0.9	0.0	0.0	0.11	0.00	
16-	0	VICENTE	1.023	-0.8	0.0	0.0	0.04	0.00	

BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
1-	2-SANTEBA	12.96	-9.11	39.6	
2-	1-SANTAL	-12.95	9.24	39.7	1.025
	3-PALMARAL	0.75	-2.73	7.7	
	5-SANTECE	2.93	1.84	45.0	
	7-CHANDAL	2.63	-10.84	15.5	
	10-LIBERTAL	6.74	2.49	9.9	
3-	2-SANTEBA	-0.75	-0.17	2.1	
	28-PALMAR	0.75	0.17	30.8	
5-	2-SANTEBA	-2.83	-1.81	44.8	1.000
	12-BALLENI	0.13	0.02	3.3	
	13-TAMBO	0.21	0.00	3.6	
	16-VICENTE	0.14	0.01	2.4	
7-	2-SANTEBA	-2.61	7.19	10.6	
	8-PLAYASAL	1.91	-7.72	11.0	
	21-CHANDUY	0.69	0.52	34.7	
8-	7-CHANDAL	-1.90	2.36	4.2	
	9-POSORAL	0.95	-2.52	5.4	
	22-PLAYAS	0.94	0.14	23.8	
9-	8-PLAYASAL	-0.95	-0.46	2.1	
	25-POSORJA	0.96	0.46	35.6	
10-	2-SANTEBA	-6.74	-3.22	10.3	
	11-SALIBER	6.72	3.21	37.2	
11-	10-LIBERTAL	-6.72	-3.16	37.1	1.000
	26-MUEY	0.07	-0.00	2.1	
	27-ANCONCI	0.23	0.07	2.6	
12-	5-SANTECE	-0.13	-0.02	3.3	
13-	5-SANTECE	-0.21	-0.00	3.6	
	14-PROSPER	0.17	0.00	2.9	
14-	13-TAMBO	-0.17	-0.00	2.9	
	15-ATAHUAL	0.11	-0.00	1.8	
15-	14-PROSPER	-0.10	0.00	1.8	
16-	5-SANTECE	-0.14	-0.01	2.4	
	17-BANOS	0.10	0.01	1.7	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1985 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION — TOTAL ITERATIONS = 41, SWING BUS = 1.

B.U.S - D A T A									L I N E - D A T A				
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
17	0	BANOS	1.023	-0.9	0.0	0.0	0.01	0.00		16	VICENTE	-0.10	-0.01	1.7	
										18	AZUCAR	0.09	0.01	1.5	
18	0	AZUCAR	1.021	-0.9	0.0	0.0	0.01	0.00		17	BANOS	-0.09	-0.01	1.5	
										19	ZAPOTAL	0.07	0.01	1.3	
19	0	ZAPOTAL	1.021	-0.9	0.0	0.0	0.02	0.00		18	AZUCAR	-0.07	-0.01	1.3	
										20	MORENO	0.06	0.00	1.4	
20	0	MORENO	1.019	-1.0	0.0	0.0	0.06	0.01		19	ZAPOTAL	-0.06	-0.00	1.4	
21	0	CHANDUY	1.033	-0.9	0.0	0.0	0.69	0.52		7	CHANDAL	-0.69	-0.52	34.5	1.000
22	0	PLAYAS	1.042	-1.1	0.0	0.0	0.80	0.14		8	PLAYASAL	-0.94	-0.13	23.8	1.000
										23	MORRO	0.04	0.00	1.2	
										24	PROGRESO	0.09	0.00	1.5	
23	0	MORRO	1.042	-1.1	0.0	0.0	0.05	0.00		22	PLAYAS	-0.04	-0.00	1.2	
24	0	PROGRESO	1.040	-1.2	0.0	0.0	0.09	0.00		22	PLAYAS	-0.08	0.00	1.5	
25	0	POSORJA	1.040	-1.3	0.0	0.0	0.96	0.46		9	POSORAL	-0.96	-0.46	35.5	1.000
26	0	VUEY	1.024	-0.8	0.0	0.0	0.07	0.00		11	SALIBER	-0.07	0.00	2.1	
27	0	ANCONCI	1.023	-0.9	0.0	0.0	0.23	0.07		11	SALIBER	-0.23	-0.06	2.6	
28	0	PALMAR	1.029	-0.8	0.0	0.0	0.08	0.00		3	PALMARAL	-0.75	-0.16	30.7	1.000
										29	COLONCHE	0.19	0.02	3.4	
										30	MONTEVER	0.23	0.06	3.5	
										34	PEDRO	0.24	0.06	3.2	
29	0	COLONCHE	1.028	-0.8	0.0	0.0	0.19	0.02		28	PALMAR	-0.19	-0.02	3.4	
30	0	MONTEVER	1.029	-0.8	0.0	0.0	0.02	0.00		25	PALMAR	-0.23	-0.08	3.5	
										31	PACOA	0.20	0.08	3.2	
31	0	PACOA	1.028	-0.8	0.0	0.0	0.07	0.04		30	MONTEVER	-0.20	-0.06	3.2	
										32	PABLO	0.12	0.03	2.1	
32	0	PABLO	1.027	-0.8	0.0	0.0	0.06	0.03		31	PACOA	-0.12	-0.03	2.1	
										33	BLANCA	0.05	0.00	1.3	
33	0	BLANCA	1.027	-0.8	0.0	0.0	0.06	0.01		32	PABLO	-0.05	-0.00	1.3	
34	0	PEDRO	1.027	-0.9	0.0	0.0	0.17	0.04							

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1995 CON 69 KV A PALMAR SALIBER
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION TOTAL ITERATIONS = 41, SWING BUS = 1.

BUS - DATA									LINE - DATA					
				GENERATION		LOAD		CAP/REAC	TO				PCT	
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	BUS	NAME	MW	MVAR	CAP	TAP
35-	0	MANGLARA	1.026	-0.9	0.0	0.0	0.08	0.02		34-	PEDRO	-0.08	-0.02	1.1	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE

LINE FROM	TO	NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
2	1		0.00	5.25	0.00	40.	1.025		
5	2		0.00	21.00	0.00	10.	1.025		
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
7	8		4.00	13.50	4980.00	72.			
8	9		4.48	9.28	2745.60	49.			
2	10		0.56	1.89	697.20	72.			
2	6		5.22	6.30	1544.40	29.			
5	33		54.84	88.80	0.00	9.			
33	32		13.71	22.20	0.00	9.			
32	31		41.13	66.60	0.00	9.			
31	30		13.71	22.20	0.00	9.			
30	28		13.71	22.20	0.00	9.			
28	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		69.96	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
5	12		58.60	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		87.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
18	19		21.75	23.64	0.00	5.			
19	20		292.00	163.80	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
22	8		0.00	52.50	0.00	4.	1.000		
22	23		87.90	49.14	0.00	4.			
22	24		203.00	220.64	0.00	5.			
25	9		0.00	70.00	0.00	3.	1.000		
11	10		0.00	10.50	0.00	20.	1.025		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
27	6		0.00	140.00	0.00	1.	1.000		

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE FA	VOLTAGE FB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	1	SANTAL	2	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	SANTEBA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECE	0	1.000	0.0	6.2	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	PLAYASAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	6	ANCOAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	POSORAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	0	1.000	0.0	21.6	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	12	BALLENI	0	1.000	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	1.8	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	22	PLAYAS	0	1.000	0.0	2.5	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	23	MORRO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	24	PROGRESO	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	25	POSORJA	0	1.000	0.0	2.6	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX		MW	MVAR	MISCELLANEOUS CONSTANTS		
TRANSMISSION LINES	25	50	TOTAL LOAD	40.711	19.541	ACTUAL ITERATIONS	32	
TRANSFORMERS - FIXED	7	20	TOTAL LOSSES	0.180	2.389	MAXIMUM ITERATIONS	1500	
- LTC	0	20	LINE CHARGING		-14.118	TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
TOTAL LINES	32	50	FIXED CAP/REAC		0.000	- IMAG	0.500E-04	
						ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
ACTIVE BUSES - NON REG	33	50	SYSTEM MISMATCH	0.028	0.032	- IMAG	1.7	1.4
- GENERATOR	0	20				LTC START	10	
TOTAL BUSES	33	50	TOTAL GENERATION	40.921	7.846	SKIP	4	
						END	400	
CAPACITORS OR REACTORS	0	10	ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS		50	ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION — TOTAL ITERATIONS = 32, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
1-	0	SANTAL	0.999	0.0	40.9	7.8	0.00	0.00		2-	SANTEBA	40.92	7.84	104.1	
2-	0	SANTEBA	1.021	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		1-	SANTAL	-40.92	-6.93	103.7	1.025
										5-	SANTECE	10.43	6.08	120.8	
										6-	ANCOAL	1.00	-1.45	6.0	
										7-	CHANDAL	7.51	-8.15	15.3	
										10-	LIBERTAL	21.96	10.44	33.7	
5-	0	SANTECE	1.033	-2.4	0.0	0.0	6.21	4.66		2-	SANTEBA	-10.43	-5.79	119.3	1.025
										12-	BALLENI	0.41	0.06	10.5	
										13-	TAMBO	0.68	0.10	11.9	
										16-	VICENTE	0.49	0.09	8.6	
										33-	BLANCA	2.62	0.87	30.7	
6-	0	ANCOAL	1.020	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-1.00	-0.15	3.4	
										27-	ANCONCI	1.00	0.15	67.4	
7-	0	CHANDAL	1.024	-1.7	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-7.49	4.59	12.2	
										8-	PLAYASAL	5.66	-6.00	11.4	
										21-	CHANDUY	1.82	1.41	92.1	
8-	0	PLAYASAL	1.027	-2.2	0.0	0.0	0.00	0.00		7-	CHANDAL	-5.65	0.82	7.9	
										9-	POSORAL	2.61	-1.57	6.1	
										22-	PLAYAS	3.04	0.76	78.3	
9-	0	POSORAL	1.026	-2.3	0.0	0.0	0.00	0.00		8-	PLAYASAL	-2.60	-1.30	5.9	
										25-	POSORJA	2.60	1.30	97.2	
10-	0	LIBERTAL	1.017	-1.4	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-21.92	-11.05	34.1	
										11-	SALIBER	21.93	11.06	122.8	
11-	0	SALIBER	1.031	-2.7	0.0	0.0	21.64	10.39		10-	LIBERTAL	-21.93	-10.45	121.4	1.025
										26-	MUEY	0.29	0.05	9.2	
12-	0	BALLENI	1.031	-2.5	0.0	0.0	0.41	0.06		5-	SANTECE	-0.41	-0.06	10.5	
13-	0	TAMBO	1.032	-2.5	0.0	0.0	0.13	0.02		5-	SANTECE	-0.68	-0.10	11.9	
										14-	PROSPER	0.55	0.08	9.5	
14-	0	PROSPER	1.030	-2.5	0.0	0.0	0.16	0.02		13-	TAMBO	-0.54	-0.06	9.5	
										15-	ATAHUAL	0.38	0.05	6.7	
15-	0	ATAHUAL	1.027	-2.7	0.0	0.0	0.38	0.05		14-	PROSPER	-0.38	-0.05	6.7	
16-	0	VICENTE	1.029	-2.6	0.0	0.0	0.13	0.02		5-	SANTECE	-0.48	-0.09	8.5	
										17-	BANOS	0.35	0.07	6.2	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 32, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE MW	LINE MVAR	PCT CAP	TAP
17	0	BANOS	1.026	-2.7	0.0	0.0	0.02	0.00							
										16	VICENTE	-0.35	-0.06	6.2	
										18	AZUCAR	0.33	0.06	5.8	
18	0	AZUCAR	1.021	-2.9	0.0	0.0	0.03	0.00							
										17	BANOS	-0.33	-0.06	5.8	
										19	ZAPOTAL	0.30	0.05	5.3	
19	0	ZAPOTAL	1.021	-2.9	0.0	0.0	0.06	0.00							
										18	AZUCAR	-0.30	-0.05	5.3	
										20	MORENO	0.23	0.04	5.6	
20	0	MORENO	1.013	-3.1	0.0	0.0	0.23	0.04							
										19	ZAPOTAL	-0.23	-0.04	5.5	
21	0	CHANDUY	1.013	-2.5	0.0	0.0	1.82	1.37							
										7	CHANDAL	-1.82	-1.37	91.1	1.000
22	0	PLAYAS	1.023	-3.0	0.0	0.0	2.56	0.64							
										8	PLAYASAL	-3.04	-0.71	78.0	1.000
										23	MORRO	0.18	0.02	4.6	
										24	PROGRESO	0.29	0.04	5.1	
23	0	MORRO	1.021	-3.1	0.0	0.0	0.18	0.02							
										22	PLAYAS	-0.18	-0.02	4.6	
24	0	PROGRESO	1.016	-3.3	0.0	0.0	0.29	0.04							
										22	PLAYAS	-0.29	-0.04	5.1	
25	0	POSORJA	1.017	-3.3	0.0	0.0	2.60	1.25							
										9	POSORAL	-2.60	-1.25	96.4	1.000
26	0	MUEY	1.027	-2.7	0.0	0.0	0.28	0.05							
										11	SALIDER	-0.28	-0.05	9.2	
27	0	ANCONCI	1.018	-2.0	0.0	0.0	1.00	0.14							
										6	ANCOAL	-1.00	-0.14	67.3	1.000
28	0	PALMAR	0.987	-4.7	0.0	0.0	0.23	0.03							
										29	COLONCHE	0.67	0.12	11.8	
										30	MONTEVER	-1.88	-0.49	21.6	
										34	PEDRO	0.97	0.33	13.1	
29	0	COLONCHE	0.984	-4.9	0.0	0.0	0.66	0.11							
										28	PALMAR	-0.67	-0.12	11.7	
30	0	MONTEVER	0.990	-4.5	0.0	0.0	0.06	0.00							
										28	PALMAR	1.88	0.50	21.6	
										31	PACOA	-1.93	-0.49	22.2	
31	0	PACOA	0.994	-4.3	0.0	0.0	0.19	0.10							
										30	MONTEVER	1.94	0.50	22.3	
										32	PABLO	-2.15	-0.62	24.8	
32	0	PABLO	1.007	-3.7	0.0	0.0	0.17	0.08							
										31	PACOA	2.17	0.65	25.2	
										33	BLANCA	-2.34	-0.73	27.2	
33	0	BLANCA	1.012	-3.4	0.0	0.0	0.23	0.05							
										5	SANTECE	-2.58	-0.81	30.1	
										32	PABLO	2.34	0.75	27.4	
34	0	PEDRO	0.977	-5.1	0.0	0.0	0.63	0.20							
										28	PALMAR	-0.96	-0.32	13.0	
										35	MANGLARA	0.33	0.11	4.4	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AND DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION TOTAL ITERATIONS = 32, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
33-	0	MANGLARA	0.974	-5.3	0.0	0.0	0.32	0.10		34	PEDRO	-0.32	-0.11	4.4	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AND DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE FROM	LINE TO	NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
2	1		0.00	5.25	0.00	40.	1.025		
5	2		0.00	21.00	0.00	10.	1.025		
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
7	8		4.00	13.50	4980.00	72.			
8	9		4.48	9.28	2745.60	49.			
2	10		0.56	1.89	697.20	72.			
2	6		5.22	6.30	1544.40	29.			
5	33		54.84	88.80	0.00	9.			
33	32		13.71	22.20	0.00	9.			
32	31		41.13	66.60	0.00	9.			
31	30		13.71	22.20	0.00	9.			
30	28		13.71	22.20	0.00	9.			
28	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		69.96	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
5	12		58.60	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		87.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
18	19		21.75	23.64	0.00	5.			
12	20		293.00	163.80	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
22	8		0.00	52.50	0.00	4.	1.000		
22	23		87.90	49.14	0.00	4.			
22	24		203.00	220.64	0.00	5.			
25	9		0.00	70.00	0.00	3.	1.000		
11	10		0.00	10.50	0.00	20.	1.025		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
27	6		0.00	140.00	0.00	1.	1.000		

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE EA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	1	SANTAL	2	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	SANTERA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECE	0	1.000	0.0	3.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	6	ANCOAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	PLAYASAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	POSORAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	0	1.000	0.0	10.5	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	12	BALLENI	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	PANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	0.8	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	22	PLAYAS	0	1.000	0.0	1.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	23	MORRO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	24	PROGRESO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	25	POSORJA	0	1.000	0.0	1.2	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	25	50
TRANSFORMERS - FIXED	7	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	32	50
ACTIVE BUSES - NON REG	33	50
- GENERATOR	0	20
TOTAL BUSES	33	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	19.879	9.388
TOTAL LOSSES	0.065	0.640
LINE CHARGING		-14.389
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.029	0.028
TOTAL GENERATION	19.975	-4.331

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	40	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 40, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
1-	0	SANTAL	0.999	0.0	19.9	-4.3	0.00	0.00		2-	SANTEBA	19.97	-4.33	51.0	
2-	0	SANTEBA	1.027	-0.5	0.0	0.0	0.00	0.00		1-	SANTAL	-19.97	4.55	51.2	1.025
										5-	SANTECE	5.08	2.76	57.8	
										6-	ANCOAL	0.49	-1.48	5.3	
										7-	CHANDAL	3.67	-10.35	15.2	
										10-	LIBERTAL	10.71	4.52	16.1	
5-	0	SANTECE	1.047	-1.1	0.0	0.0	3.03	2.29		2-	SANTEBA	-5.08	-2.69	57.5	1.025
										12-	BALLENI	0.20	0.02	5.1	
										13-	TAMBO	0.34	0.02	5.8	
										16-	VICENTE	0.22	0.03	3.9	
										33-	BLANCA	1.27	0.32	14.6	
6-	0	ANCOAL	1.027	-0.6	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-0.49	-0.14	1.7	
										27-	ANCONCI	0.49	0.14	34.0	
7-	0	CHANDAL	1.034	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-3.65	6.73	10.6	
										8-	PLAYASAL	2.76	-7.41	10.9	
										21-	CHANDUY	0.89	0.67	44.8	
8-	0	PLAYASAL	1.039	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		7-	CHANDAL	-2.75	2.09	4.8	
										9-	POSORAL	1.27	-2.34	5.3	
										22-	PLAYAS	1.48	0.24	37.5	
9-	0	POSORAL	1.039	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		8-	PLAYASAL	-1.27	-0.62	2.8	
										25-	POSORJA	1.27	0.62	47.1	
10-	0	LIBERTAL	1.025	-0.6	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-10.70	-5.23	16.5	
										11-	SALIBER	10.71	5.23	59.6	
11-	0	SALIBER	1.046	-1.3	0.0	0.0	10.57	5.07		10-	LIBERTAL	-10.71	-5.09	59.2	1.025
										26-	MUEY	0.14	0.02	4.4	
12-	0	BALLENI	1.046	-1.2	0.0	0.0	0.20	0.03		5-	SANTECE	-0.20	-0.02	5.1	
13-	0	TAMBO	1.046	-1.2	0.0	0.0	0.07	0.01		5-	SANTECE	-0.34	-0.02	5.8	
										14-	PROSPER	0.27	0.01	4.7	
14-	0	PROSPER	1.045	-1.2	0.0	0.0	0.08	0.00		13-	TAMBO	-0.27	-0.01	4.7	
										15-	ATAHUAL	0.19	0.01	3.2	
15-	0	ATAHUAL	1.044	-1.3	0.0	0.0	0.19	0.01		14-	PROSPER	-0.19	-0.00	3.2	
16-	0	VICENTE	1.045	-1.2	0.0	0.0	0.06	0.01		5-	SANTECE	-0.22	-0.03	3.9	
										17-	BANOS	0.16	0.02	2.9	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 40, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION Mw	GENERATION MVAR	LOAD Mw	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	Mw	MVAR	PCT CAP	TAP
17-	0	BANOS	1.044	-1.3	0.0	0.0	0.01	0.00							
										16-	VICENTE	-0.16	-0.02	2.9	
										18-	AZUCAR	0.15	0.02	2.7	
18-	0	AZUCAR	1.042	-1.4	0.0	0.0	0.01	0.00							
										17-	BANOS	-0.15	-0.02	2.7	
										19-	ZAPOTAL	0.14	0.02	2.4	
19-	0	ZAPOTAL	1.041	-1.4	0.0	0.0	0.03	0.00							
										18-	AZUCAR	-0.14	-0.02	2.4	
										20-	MORENO	0.11	0.02	2.6	
20-	0	MORENO	1.038	-1.5	0.0	0.0	0.11	0.02							
										19-	ZAPOTAL	-0.11	-0.01	2.6	
21-	0	CHANDUY	1.029	-1.3	0.0	0.0	0.89	0.67							
										7-	CHANDAL	-0.89	-0.67	44.5	1.000
22-	0	PLAYAS	1.038	-1.6	0.0	0.0	1.25	0.22							
										8-	PLAYASAL	-1.48	-0.23	37.4	1.000
										23-	MORRO	0.09	0.00	2.2	
										24-	PROGRESO	0.14	0.00	2.4	
23-	0	MORRO	1.037	-1.6	0.0	0.0	0.09	0.01							
										22-	PLAYAS	-0.09	-0.00	2.2	
24-	0	PROGRESO	1.035	-1.7	0.0	0.0	0.14	0.00							
										22-	PLAYAS	-0.14	-0.00	2.4	
25-	0	POSORJA	1.035	-1.7	0.0	0.0	1.27	0.61							
										9-	POSORAL	-1.27	-0.61	46.9	1.000
26-	0	MUEY	1.044	-1.3	0.0	0.0	0.14	0.02							
										11-	SALIBER	-0.14	-0.01	4.4	
27-	0	ANCONCI	1.025	-1.0	0.0	0.0	0.49	0.14							
										6-	ANCOAL	-0.49	-0.14	33.9	1.000
28-	0	PALMAR	1.026	-2.3	0.0	0.0	0.11	0.01							
										29-	COLONCHE	0.33	0.04	5.8	
										30-	MONTEVER	-0.92	-0.18	10.5	
										34-	PEDRO	0.47	0.12	6.3	
29-	0	COLONCHE	1.025	-2.3	0.0	0.0	0.33	0.04							
										28-	PALMAR	-0.33	-0.04	5.8	
30-	0	MONTEVER	1.028	-2.2	0.0	0.0	0.03	0.00							
										28-	PALMAR	0.93	0.19	10.5	
										31-	PACOA	-0.94	-0.18	10.6	
31-	0	PACOA	1.029	-2.1	0.0	0.0	0.10	0.05							
										30-	MONTEVER	0.94	0.16	10.7	
										32-	PABLO	-1.06	-0.24	12.0	
32-	0	PABLO	1.035	-1.8	0.0	0.0	0.09	0.04							
										31-	PACOA	1.06	0.25	12.1	
										33-	BLANCA	-1.14	-0.28	13.1	
33-	0	BLANCA	1.037	-1.6	0.0	0.0	0.11	0.01							
										5-	SANTECE	-1.26	-0.31	14.5	
										32-	PABLO	1.14	0.29	13.1	
34-	0	PEDRO	1.022	-2.5	0.0	0.0	0.31	0.08							
										28-	PALMAR	-0.47	-0.12	6.2	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION TOTAL ITERATIONS = 40, SWING BUS = 1.

BUS DATA									LINE DATA				
BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
35-	0	MANGLARA	1.020	-2.5	0.0	0.0	0.16	0.04							
										34-	PEDRO	-0.16	-0.04	2.1	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990 Alt. #2
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE FROM	LINE TO NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
2	1	0.00	5.25	0.00	40.	1.025		
2	3	6.12	11.36	2745.60	36.			
5	2	0.00	21.00	0.00	10.	1.025		
2	7	2.80	9.45	3486.00	72.			
7	8	4.00	13.50	4980.00	72.			
8	9	4.48	9.28	2745.60	49.			
2	10	0.56	1.89	697.20	72.			
2	6	5.22	6.30	1544.40	29.			
28	3	0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
28	30	13.71	22.20	0.00	7.			
30	31	13.71	22.20	0.00	7.			
31	32	65.25	70.92	0.00	5.			
32	33	43.95	24.57	0.00	4.			
29	29	36.25	39.40	0.00	5.			
28	34	69.96	92.64	0.00	7.			
34	35	64.13	84.92	0.00	7.			
5	12	58.60	32.76	0.00	4.			
5	13	21.75	23.64	0.00	5.			
13	14	21.75	23.64	0.00	5.			
14	15	87.00	94.56	0.00	5.			
3	16	79.75	86.68	0.00	5.			
16	17	65.25	70.92	0.00	5.			
17	18	123.25	133.96	0.00	5.			
18	19	21.75	23.64	0.00	5.			
19	20	293.00	163.80	0.00	4.			
21	7	0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
22	8	0.00	52.50	0.00	4.	1.000		
22	23	87.90	49.14	0.00	4.			
22	24	203.00	220.64	0.00	5.			
25	9	0.00	70.00	0.00	3.	1.000		
11	10	0.00	10.50	0.00	20.	1.025		
11	26	139.86	48.18	0.00	3.			
27	6	0.00	140.00	0.00	1.	1.000		

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE EA	EB	LOAD PL	QL	GENERATION PG	QG	VAR LIMITS QMIN	QMAX	CAP/REAC BSR
0	1	SANTAL	2	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	SANTERA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	3	PALMARAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECF	0	1.000	0.0	6.2	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	PLAYASAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	6	ANCOAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	POSORAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	0	1.000	0.0	21.6	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	12	PALLENI	0	1.000	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	1.8	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	22	PLAYAS	0	1.000	0.0	2.5	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	23	MORRO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	24	PROGRESO	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	25	POSORJA	0	1.000	0.0	2.6	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	25	50
TRANSFORMERS - FIXED	8	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	33	50
ACTIVE BUSES - NON REG	34	50
- GENERATOR	0	20
TOTAL BUSES	34	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	40.711	19.541
TOTAL LOSSES	0.107	2.181
LINE CHARGING		-17.034
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.010	0.034
TOTAL GENERATION	40.829	4.723

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	33	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 33, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE MW	LINE MVAR	PCT CAP	TAP
1-	0	SANTAL	0.999	0.0	40.8	4.7	0.00	0.00		2-	SANTEBA	40.82	4.72	102.7	
2-	0	SANTEBA	1.022	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		1-	SANTAL	-40.82	-3.83	102.5	1.025
										3-	PALMARAL	2.54	-2.05	8.9	
										5-	SANTECE	7.79	5.09	93.1	
										6-	ANCOAL	0.99	-1.45	6.0	
										7-	CHANDAL	7.51	-8.18	15.4	
										10-	LIBERTAL	21.96	10.43	33.7	
3-	0	PALMARAL	1.021	-1.4	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-2.53	-0.80	7.2	
										28-	PALMAR	2.54	0.80	106.6	
5-	0	SANTECE	1.037	-2.1	0.0	0.0	6.21	4.66		2-	SANTEBA	-7.79	-4.91	92.1	1.025
										12-	BALLENI	0.41	0.06	10.5	
										13-	TAMBO	0.68	0.10	11.9	
										16-	VICENTE	0.48	0.09	8.5	
6-	0	ANCOAL	1.022	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-0.99	-0.15	3.4	
										27-	ANCONCI	0.99	0.15	67.4	
7-	0	CHANDAL	1.026	-1.7	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-7.48	4.61	12.2	
										8-	PLAYASAL	5.67	-6.03	11.5	
										21-	CHANDUY	1.81	1.41	92.1	
8-	0	PLAYASAL	1.028	-2.2	0.0	0.0	0.00	0.00		7-	CHANDAL	-5.65	0.83	7.9	
										9-	POSORAL	2.60	-1.56	6.1	
										22-	PLAYAS	3.04	0.75	78.3	
9-	0	POSORAL	1.027	-2.3	0.0	0.0	0.00	0.00		8-	PLAYASAL	-2.60	-1.31	5.9	
										25-	POSORJA	2.60	1.30	97.1	
10-	0	LIBERTAL	1.019	-1.4	0.0	0.0	0.00	0.00		2-	SANTEBA	-21.93	-11.05	34.1	
										11-	SALIBER	21.92	11.05	122.7	
11-	0	SALIBER	1.033	-2.7	0.0	0.0	21.64	10.39		10-	LIBERTAL	-21.92	-10.44	121.4	1.025
										26-	MUEY	0.29	0.05	9.2	
12-	0	BALLENI	1.035	-2.1	0.0	0.0	0.41	0.06		5-	SANTECE	-0.41	-0.06	10.5	
13-	0	TAMBO	1.036	-2.2	0.0	0.0	0.13	0.02		5-	SANTECE	-0.68	-0.09	11.9	
										14-	PROSPER	0.54	0.08	9.5	
14-	0	PROSPER	1.034	-2.2	0.0	0.0	0.16	0.02		13-	TAMBO	-0.54	-0.08	9.5	
										15-	ATAHUAL	0.38	0.05	6.7	
15-	0	ATAHUAL	1.030	-2.4	0.0	0.0	0.38	0.05		14-	PROSPER	-0.38	-0.05	6.7	

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 33, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
16-	0	VICENTE	1.033	-2.3	0.0	0.0	0.13	0.02		5-	SANTECE	-0.48	-0.09	8.5	
										17-	BANOS	0.35	0.06	6.2	
17-	0	BANOS	1.030	-2.4	0.0	0.0	0.02	0.00		16-	VICENTE	-0.35	-0.06	6.2	
										18-	AZUCAR	0.33	0.06	5.6	
18-	0	AZUCAR	1.025	-2.6	0.0	0.0	0.03	0.00		17-	BANOS	-0.32	-0.06	5.7	
										19-	ZAPOTAL	0.29	0.06	5.2	
19-	0	ZAPOTAL	1.024	-2.6	0.0	0.0	0.06	0.00		18-	AZUCAR	-0.29	-0.05	5.2	
										20-	MORENO	0.23	0.04	5.5	
20-	0	MORENO	1.017	-2.7	0.0	0.0	0.23	0.04		19-	ZAPOTAL	-0.23	-0.04	5.5	
21-	0	CHANDUY	1.015	-2.5	0.0	0.0	1.82	1.37		7-	CHANDAL	-1.81	-1.37	91.1	1.000
22-	0	PLAYAS	1.025	-3.0	0.0	0.0	2.56	0.64		8-	PLAYASAL	-3.04	-0.70	78.0	1.000
										23-	MORRO	0.18	0.02	4.7	
										24-	PROGRESO	0.29	0.04	5.1	
23-	0	MORRO	1.023	-3.1	0.0	0.0	0.18	0.02		22-	PLAYAS	-0.18	-0.02	4.7	
24-	0	PROGRESO	1.018	-3.3	0.0	0.0	0.29	0.04		22-	PLAYAS	-0.29	-0.04	5.1	
25-	0	POSORJA	1.019	-3.3	0.0	0.0	2.60	1.25		9-	POSORAL	-2.60	-1.24	96.3	1.000
26-	0	MUEY	1.029	-2.7	0.0	0.0	0.28	0.05		11-	SALIBER	-0.28	-0.05	9.2	
27-	0	ANCONCI	1.020	-2.0	0.0	0.0	1.00	0.14		6-	ANCOAL	-0.99	-0.14	67.3	1.000
28-	0	PALMAR	1.015	-2.5	0.0	0.0	0.23	0.03		3-	PALMARAL	-2.54	-0.74	106.0	1.000
										29-	COLONCHE	0.66	0.12	11.6	
										30-	MONTEVER	0.67	0.25	10.3	
										34-	PEDRO	0.96	0.33	13.1	
29-	0	COLONCHE	1.012	-2.7	0.0	0.0	0.66	0.11		28-	PALMAR	-0.66	-0.12	11.6	
30-	0	MONTEVER	1.013	-2.6	0.0	0.0	0.06	0.00		28-	PALMAR	-0.67	-0.25	10.3	
										31-	PACOA	0.60	0.25	9.3	
31-	0	PACOA	1.012	-2.7	0.0	0.0	0.19	0.10		30-	MONTEVER	-0.60	-0.25	9.3	
										32-	PABLO	0.41	0.13	7.5	
32-	0	PABLO	1.008	-2.8	0.0	0.0	0.17	0.08		31-	PACOA	-0.41	-0.13	7.4	
										33-	BLANCA	0.23	0.06	6.0	

SISTEMA DE SANTA ELENA
AÑO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MAX.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION

TOTAL ITERATIONS = 33, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE-DATA MW	LINE-DATA MVAR	PCT CAP	TAP
34-	0	PEDRO	1.005	-2.9	0.0	0.0	0.63	0.20		28	PALMAR	-0.96	-0.32	12.9	
										35	MANGLARA	0.32	0.11	4.4	
35-	0	MANGLARA	1.002	-3.0	0.0	0.0	0.32	0.10		34	PEDRO	-0.32	-0.11	4.4	

END OF REPORT FOR THIS CASE

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990 #1, #2
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
TRANSMISSION LINE AND TRANSFORMER DATA ASSEMBLY

GROUP 1 — INPUT BASE 0.0 KV 0. MVA — CONVERTED BASE 0.0 KV 100. MVA

LINE FROM	LINE TO	LINE NO	IMPEDANCE R	IMPEDANCE X	CHARGING KVAC	MVA RATING	TAP	LIMITS TMIN	LIMITS TMAX
2	1		0.00	5.75	0.00	40.	1.025		
2	3		6.12	11.36	2745.60	36.			
5	2		0.00	21.00	0.00	10.	1.025		
2	7		2.80	9.45	3486.00	72.			
7	8		4.00	13.50	4980.00	72.			
3	9		4.48	9.28	2745.60	49.			
2	10		0.56	1.89	697.20	72.			
2	6		5.22	6.30	1544.40	29.			
28	3		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
28	30		13.71	22.20	0.00	7.			
30	31		13.71	22.20	0.00	7.			
31	32		65.25	70.92	0.00	5.			
32	33		43.95	24.57	0.00	4.			
28	29		36.25	39.40	0.00	5.			
28	34		69.96	92.64	0.00	7.			
34	35		64.13	84.92	0.00	7.			
5	12		58.60	32.76	0.00	4.			
5	13		21.75	23.64	0.00	5.			
13	14		21.75	23.64	0.00	5.			
14	15		87.00	94.56	0.00	5.			
5	16		79.75	86.68	0.00	5.			
16	17		65.25	70.92	0.00	5.			
17	18		123.25	133.96	0.00	5.			
18	19		21.75	23.64	0.00	5.			
19	20		293.00	163.90	0.00	4.			
21	7		0.00	84.00	0.00	2.	1.000		
22	8		0.00	52.50	0.00	4.	1.000		
22	23		87.90	49.14	0.00	4.			
22	24		203.00	220.64	0.00	5.			
25	9		0.00	70.00	0.00	3.	1.000		
11	10		0.00	10.50	0.00	20.	1.025		
11	26		139.86	48.18	0.00	3.			
27	6		0.00	140.00	0.00	1.	1.000		

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.
BASE CASE BUS DATA ENTERED

AREA	BUS	NAME		VOLTAGE EA	VOLTAGE EB	LOAD PL	LOAD QL	GENERATION PG	GENERATION QG	VAR LIMITS QMIN	VAR LIMITS QMAX	CAP/REAC BSR
0	1	SANTAL	2	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	2	SANTEBA	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	3	PALMARAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	5	SANTECE	0	1.000	0.0	3.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	6	ANCOAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	7	CHANDAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	8	PLAYASAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	9	POSORAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	10	LIBERTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	11	SALIBER	0	1.000	0.0	10.5	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	12	PALLENI	0	1.000	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	13	TAMBO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	14	PROSPER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	15	ATAHUAL	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	16	VICENTE	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	17	BANOS	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	18	AZUCAR	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	19	ZAPOTAL	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	20	MORENO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	21	CHANDUY	0	1.000	0.0	0.8	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	22	PLAYAS	0	1.000	0.0	1.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	23	MORRO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	24	PROGRESO	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	25	POSORJA	0	1.000	0.0	1.2	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	26	MUEY	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	27	ANCONCI	0	1.000	0.0	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	28	PALMAR	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	29	COLONCHE	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	30	MONTEVER	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	31	PACOA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	32	PABLO	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	33	BLANCA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	34	PEDRO	0	1.000	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
0	35	MANGLARA	0	1.000	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

SUMMARY

LINE AND BUS TOTALS	ACTUAL	MAX
TRANSMISSION LINES	25	50
TRANSFORMERS - FIXED	8	20
- LTC	0	20
TOTAL LINES	33	50
ACTIVE BUSES - NON REG	34	50
- GENERATOR	0	20
TOTAL BUSES	34	50
CAPACITORS OR REACTORS	0	10

	MW	MVAR
TOTAL LOAD	19.879	9.388
TOTAL LOSSES	0.050	0.619
LINE CHARGING		-17.343
FIXED CAP/REAC		0.000
SYSTEM MISMATCH	0.017	0.034
TOTAL GENERATION	19.947	-7.299

ITERATIONS BETWEEN BUS-ORDER SORTS 50

MISCELLANEOUS CONSTANTS		
ACTUAL ITERATIONS	33	
MAXIMUM ITERATIONS	1500	
TOLERANCE - REAL	0.500E-04	
- IMAG	0.500E-04	
ACC FACT. - REAL	1.6	1.4
- IMAG	1.7	1.4
LTC START	10	
SKIP	4	
END	400	
ACC FACT	1.2	

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.05

AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	AR BUS	NAME	VOLTS	ANGLE

SIGTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION TOTAL ITERATIONS = 33, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE MW	LINE MVAR	PCT CAP	TAP
1-	0	SANTAL	0.999	0.0	19.9*	-7.2	0.00	0.00		2	SANTEBA	19.94	-7.29	53.1	
2-	0	SANTEBA	1.028	-0.5	0.0	0.0	0.00	0.00		1	SANTAL	-19.94	7.53	53.3	1.025
										3	PALMARAL	1.25	-2.59	7.8	
										5	SANTECE	3.80	2.41	45.0	
										6	ANCOAL	0.49	-1.48	5.4	
										7	CHANDAL	3.67	-10.39	15.3	
										10	LIBERTAL	10.72	4.51	16.1	
3-	0	PALMARAL	1.029	-0.7	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-1.24	-0.31	3.5	
										28	PALMAR	1.25	0.30	51.5	
5-	0	SANTECE	1.049	-1.0	0.0	0.0	3.03	2.29		2	SANTEBA	-3.80	-2.37	44.8	1.025
										12	BALLENI	0.20	0.03	5.1	
										13	TAMBO	0.34	0.02	5.9	
										16	VICENTE	0.22	0.03	3.9	
6-	0	ANCOAL	1.029	-0.6	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-0.49	-0.14	1.7	
										27	ANCONCI	0.48	0.14	34.0	
7-	0	CHANDAL	1.035	-0.9	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-3.65	6.75	10.6	
										8	PLAYASAL	2.76	-7.44	11.0	
										21	CHANDJY	0.88	0.68	44.7	
8-	0	PLAYASAL	1.041	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		7	CHANDAL	-2.75	2.10	4.8	
										9	POSORAL	1.27	-2.34	5.4	
										22	PLAYAS	1.47	0.24	37.4	
9-	0	POSORAL	1.041	-1.2	0.0	0.0	0.00	0.00		8	PLAYASAL	-1.27	-0.62	2.8	
										25	POSORJA	1.26	0.62	47.1	
10-	0	LIBERTAL	1.027	-0.6	0.0	0.0	0.00	0.00		2	SANTEBA	-10.71	-5.22	16.5	
										11	SALIBER	10.70	5.23	59.5	
11-	0	SALIBER	1.047	-1.3	0.0	0.0	10.57	5.07		10	LIBERTAL	-10.70	-5.09	59.2	1.025
										26	YUEY	0.14	0.02	4.4	
12-	0	BALLENI	1.048	-1.0	0.0	0.0	0.20	0.03		5	SANTECE	-0.20	-0.03	5.1	
13-	0	TAMBO	1.048	-1.0	0.0	0.0	0.07	0.01		5	SANTECE	-0.34	-0.02	5.9	
										14	PROSPER	0.27	0.01	4.6	
14-	0	PROSPER	1.048	-1.1	0.0	0.0	0.08	0.00		13	TAMBO	-0.27	-0.01	4.6	
										15	ATAHUAL	0.19	0.01	3.2	
15-	0	ATAHUAL	1.046	-1.1	0.0	0.0	0.19	0.01		14	PROSPER	-0.19	-0.01	3.2	

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION — TOTAL ITERATIONS = 33, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	PCT CAP	TAP
16-	0	VICENTE	1.047	-1.1	0.0	0.0	0.06	0.01		5-	SANTECE	-0.22	-0.03	3.9	
										17-	BANOS	0.16	0.02	2.9	
17-	0	BANOS	1.046	-1.1	0.0	0.0	0.01	0.00		16-	VICENTE	-0.16	-0.02	2.9	
										18-	AZUCAR	0.15	0.02	2.7	
18-	0	AZUCAR	1.044	-1.2	0.0	0.0	0.01	0.00		17-	BANOS	-0.15	-0.02	2.7	
										19-	ZAPOTAL	0.13	0.02	2.3	
19-	0	ZAPOTAL	1.044	-1.2	0.0	0.0	0.03	0.00		18-	AZUCAR	-0.13	-0.02	2.3	
										20-	MORENO	0.11	0.02	2.6	
20-	0	MORENO	1.040	-1.3	0.0	0.0	0.11	0.02		19-	ZAPOTAL	-0.10	-0.02	2.5	
21-	0	CHANDUY	1.030	-1.3	0.0	0.0	0.89	0.67		7-	CHANDAL	-0.88	-0.67	44.5	1.000
22-	0	PLAYAS	1.039	-1.6	0.0	0.0	1.25	0.22		8-	PLAYASAL	-1.47	-0.22	37.4	1.000
										23-	MORRO	0.09	0.00	2.2	
										24-	PROGRESO	0.14	0.00	2.4	
23-	0	MORRO	1.039	-1.6	0.0	0.0	0.09	0.01		22-	PLAYAS	-0.09	-0.00	2.2	
24-	0	PROGRESO	1.037	-1.7	0.0	0.0	0.14	0.00		22-	PLAYAS	-0.14	0.00	2.4	
25-	0	POSORJA	1.037	-1.7	0.0	0.0	1.27	0.61		9-	POSORAL	-1.26	-0.61	46.9	1.000
26-	0	MUEY.	1.045	-1.3	0.0	0.0	0.14	0.02		11-	SALIBER	-0.14	-0.02	4.4	
27-	0	ANCONCI	1.027	-1.0	0.0	0.0	0.49	0.14		6-	ANCOAL	-0.48	-0.14	33.9	1.000
28-	0	PALMAR	1.027	-1.2	0.0	0.0	0.11	0.01		3-	PALMARAL	-1.25	-0.29	51.4	1.000
										29-	COLONCHE	0.33	0.04	5.7	
										30-	MONTEVER	0.33	0.10	5.0	
										34-	PEDRO	0.47	0.12	6.2	
29-	0	COLONCHE	1.025	-1.3	0.0	0.0	0.33	0.04		28-	PALMAR	-0.33	-0.04	5.7	
30-	0	MONTEVER	1.026	-1.3	0.0	0.0	0.03	0.00		28-	PALMAR	-0.33	-0.10	5.0	
										31-	PACOA	0.30	0.11	4.6	
31-	0	PACOA	1.025	-1.3	0.0	0.0	0.10	0.05		30-	MONTEVER	-0.30	-0.11	4.6	
										32-	PABLO	0.20	0.05	3.6	
32-	0	PABLO	1.024	-1.4	0.0	0.0	0.09	0.04		31-	PACOA	-0.20	-0.05	3.6	
										33-	BLANCA	0.11	0.01	2.8	
33-	0	BLANCA	1.023	-1.4	0.0	0.0	0.11	0.01							

SISTEMA DE SANTA ELENA
ANO DE 1990
STUDIO DEL FLUJO DE CARGA DEM. MIN.

REPORT OF LOAD-FLOW CALCULATION TOTAL ITERATIONS = 33, SWING BUS = 1.

BUS	AR	NAME	VOLTS	ANGLE	GENERATION MW	GENERATION MVAR	LOAD MW	LOAD MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	LINE MW	LINE MVAR	PCT CAP	TAP
34-	0	PEDRO	1.022	-1.4	0.0	0.0	0.31	0.08							
										28	PALMAR	-0.47	-0.12	6.2	
										35	MANGLARA	0.15	0.04	2.1	
35-	0	MANGLARA	1.021	-1.5	0.0	0.0	0.16	0.04							
										34	PEDRO	-0.15	-0.04	2.1	

END OF REPORT FOR THIS CASE

C U A D R O # 24

POBLACION	Factor de Potencia Año 1980	Factor de Potencia Año 1986	Factor de Potencia Año 1990
La Libertad	0.9	0.9	0.9
Ballenita	0.99	0.98	0.98
Muey	0.99	0.98	0.98
Anconcito	0.9	0.94	0.97
Santa Elena	0.8	0.8	0.8
Tambo	1.0	1.0	0.98
Prosperidad	1.0	1.0	0.98
Atahualpa	0.99	0.98	0.98
Chanduy	0.8	0.8	0.87
Playas	0.98	0.96	0.94
Progreso	1.0	1.0	0.985
Morro	1.0	1.0	0.985
Posorja	0.87	0.85	0.91
Punta Blanca	0.995	0.98	
San Pablo	0.9	0.9	0.985
Pacoa	0.87	0.87	0.9
Monteverde	1.0	1.0	0.98
Palmar	1.0	1.0	0.98
Colonche	1.0	0.98	0.98
Pedro		0.99	0.98
Manglaralto	0.98	0.96	0.98
San Vicente	1.0	1.0	0.985
Baños	0.985	0.98	0.985
Azucar	1	1.0	0.98
Julio Moreno	0.98	0.985	0.985
Zapotal	1	1.0	0.98

C U A D R O # 25

% CAIDA DE VOLTAJE

1980 ALTERNATIVA No. 1

SANTEBA	SANTECE	0.98%
SANTECE	P. BLANCA	0.59%
SANTECE	S. PABLO	0.79%
SANTECE	PACOA	1.18%
SANTECE	MONTEVERDE	1.28%
SANTECE	PALMAR	1.38%
SANTECE	COLONCHE	1.38%
SANTECE	S. PEDRO	1.58%
SANTECE	MANGLARALTO	1.68%
SANTECE	BALLENITA	0.10%
SANTECE	TAMBO	0%
SANTECE	PROSPERINA	0.10%
SANTECE	ATAHUALPA	0.20%
SANTECE	S. VICENTE	0.10%
SANTECE	BAÑOS	0.20%
SANTECE	AZUCAR	0.39%
SANTECE	ZAPOTAL	0.39%
SANTECE	J. MORENO	0.59%
SALIBER	MUEY	0.20%
SALIBER	ANCONCITO	0.50%

C U A D R O # 26

% CAIDA DE VOLTAJE

1980 ALTERNATIVA No. 2

PALMAR	COLONCHE	0%
PALMAR	S. PEDRO	0.19%
PALMAR	MANGLARALTO	0.29%
PALMAR	MONTEVERDE	0.0 %
PALMAR	PACOA	0.10%
PALMAR	S. PABLO	0.19%
PALMAR	P. BLANCA	0.19%
SANTECE	BALLENITA	0.20%
SANTECE	TAMBO	0.10%
SANTECE	PROSPERIDAD	0.10%
SANTECE	ATAHUALPA	0.20%
SANTECE	SAN VICENTE	0.10%
SANTECE	BAÑOS	0.20%
SANTECE	AZUCAR	0.39%
SANTECE	ZAPOTAL	0.39%
SANTECE	J. MORENO	0.59%
SALIBER	MUEY	0.20%
SALIBER	ANCONCITO	0.50%

C U A D R O # 27

% CAIDA DE VOLTAJE

1985 ALTERNATIVA No. 3

SANTECE	P. BLANCA	1.19%
SANTECE	S. PABLO	1.48%
SANTECE	PACOA	2.17%
SANTECE	MONTEVERDE	2.37%
SANTECE	PALMAR	2.57%
SANTECE	COLONCHE	2.67%
SANTECE	S. PEDRO	3.06%
SANTECE	MANGLARALTO	3.16%
SANTECE	BALLENITA	0.20%
SANTECE	TAMBO	0.10%
SANTECE	PROSPERIDAD	0.20%
SANTECE	ATAHUALPA	0.40%
SANTECE	S. VICENTE	0.30%
SANTECE	BAÑOS	0.40%
SANTECE	AZUCAR	0.69%
SANTECE	ZAPOTAL	0.79%
SANTECE	J. MORENO	1.19%
SALIBER	MUEY	0.20%
SALIBER	ANCONCITO	0.59%
PLAYAS	MORRO	0.10%
PLAYAS	PROGRESO	0.39%

C U A D R O # 28

% CAIDA DE VOLTAJE

1985 ALTERNATIVA No. 4

PALMAR	COLONCHE	1.27%
PALMAR	MONTEVERDE	1.17%
PALMAR	PACOA	1.37%
PALMAR	S. PABLO	1.96%
PALMAR	P. BLANCA	2.05%
PALMAR	S. PEDRO	1.47%
PALMAR	MANGLARALTO	1.56%
SANTECE	BALLENITA	0.20%
SANTECE	TAMBO	0.10%
SANTECE	PROSPERIDAD	0.20%
SANTECE	ATAHUALPA	0.39%
SANTECE	S. VICENTE	0.30%
SANTECE	BAÑOS	0.39%
SANTECE	AZUCAR	0.69%
SANTECE	ZAPOTAL	0.79%
SANTECE	J. MORENO	1.18%
SALIBER	MUEY	0.20%
SALIBER	ANCONCITO	0.59%
PLAYAS	MORRO	0.0 %
PLAYAS	PROGRESO	0.29%

C U A D R O # 29

% CAIDA DE VOLTAJE

1990 ALTERNATIVA No. 5

SANTECE	P. BLANCA	2.03%
SANTECE	S. PABLO	2.52%
SANTECE	PACOA	3.78%
SANTECE	MONTEVERDE	4.16%
SANTECE	PALMAR	4.45%
SANTECE	COLONCHE	4.74%
SANTECE	S. PEDRO	5.42%
SANTECE	MANGLARALTO	5.71%
SANTECE	BALLENITA	0.19%
SANTECE	TAMBO	0.10%
SANTECE	PROSPERIDAD	0.29%
SANTECE	ATAHUALPA	0.58%
SANTECE	S. VICENTE	0.39%
SANTECE	BAÑOS	0.68%
SANTECE	AZUCAR	1.16%
SANTECE	ZAPOTAL	1.16%
SANTECE	J. MORENO	1.94%
SALIBER	MUEY	0.39%
PLAYAS	MORRO	0.20%
PLAYAS	PROGRESO	0.68%

C U A D R O # 30

% CAIDA DE VOLTAJE

1990 ALTERNATIVA No. 6

PALMAR	COLONCHE	0.30%
PALMAR	S. PEDRO	0.99%
PALMAR	MANGLARALTO	1.28%
PALMAR	MONTEVERDE	0.20%
PALMAR	PACOA	0.30%
PALMAR	S. PABLO	0.69%
PALMAR	P. BLANCA	0.79%
SANTECE	BALLENITA	0.19%
SANTECE	TAMBO	0.10%
SANTECE	PROSPERIDAD	0.29%
SANTECE	ATAHUALPA	0.68%
SANTECE	S. VICENTE	0.39%
SANTECE	BAÑOS	0.68%
SANTECE	AZUCAR	1.16%
SANTECE	ZAPOTAL	1.25%
SANTECE	J. MORENO	1.93%
SALIBER	MUEY	0.39%
PLAYAS	MORRO	0.20%
PLAYAS	PROGRESO	0.68%

C U A D R O # 31

PROGRAMACION DE LINEAS DE SUBTRANSMISION Y DE DISTRIBUCION

a) CONSTRUCCION

LINEAS DE SUBTRANSMISION DE 69 KV	AÑO
Santa Elena - Libertad	1979 - 1980
Santa Elena - Chanduy	1979 - 1980
Chanduy - Playas	1981 - 1982
Playas - Posorja	1982 - 1983
Santa Elena - Anconcito	1984 - 1984

LINEAS DE DISTRIBUCION A 13.8 KV

Baños - Azúcar	1977 - 1977
Azúcar - Zapotal	1977 - 1977
Zapotal - J. Moreno	1978 - 1979
Playas - Progreso	1977 - 1978

b) CAMBIO DE CONDUCTORES

Santa Elena - Punta Blanca	1980 - 1980
Punta Blanca - San Pablo	1980 - 1980
San Pablo - Pacoa	1980 - 1980
Pacoa - Monteverde	1980 - 1980
Monteverde - Palmar	1980 - 1980
Palmar - Colonche	1982 - 1982
Palmar - San Pedro	1983 - 1983
San Pedro - Manglaralto	1983 - 1983
Santa Elena - Tambo	1981 - 1981

C U A D R O # 31

Tambo - Prosperidad	1982 - 1982
Prosperidad - Atahualpa	1982 - 1982
Santa Elena - Ballenita	1980 - 1980
Santa Elena - San Vicente	1983 - 1983
San Vicente - Baños	1983 - 1983
Baños - Azúcar	1984 - 1984
Azúcar - Zapotal	1984 - 1984
Zapotal - J. Moreno	1985 - 1985
Libertad - Anconcito	1982 - 1982

c) CAMBIO DE NIVEL DE VOLTAJE
7 KV - 13.8 KV

Santa Elena - San Vicente	1977 - 1977
San Vicente - Baños	1977 - 1977

C U A D R O # 32

PROGRAMACION DE SUBESTACIONES

a) Construcción Lugar	Capacidad Mva.	Relación de transf. 69/13.8 Kv.	Año
LIBERTAD	20	-	1980
CHANDUY	2.5	-	1980
PLAYAS	2.5	-	1982
	1.5	-	1987
POSORJA	1.5	-	1982
	1.5	-	1985
SANTA ELENA	10.0	-	1980
ANCONCITO	1.5	-	1984

C U A D R O # 33

COSTO DE PERDIDAS ACTUALIZADAS AL AÑO DE 1976

SISTEMA ELECTRICO CON LINEA A 13.8 KV

AÑO	MILES DE SUCRES
1980	19,143
1981	27,138
1982	33,203
1983	38,465
1984	42,931
1985	45,356
1986	49,618
1987	53,474
1988	56,846
1989	60,901
1990	67,419
1991	72,000
1992	77,000
1993	83,000
1994	88,000
1995	95,000
1996	100,000
1997	107,000
1998	114,000
1999	122,500
2000	130,000
2001	139,000
2002	149,000
2003	160,000

C U A D R O # 33

COSTO DE PERDIDAS ACTUALIZADAS AL AÑO 1976

SISTEMA ELECTRICO CON LINEA A 69 KV

AÑO	MILES DE SUCRES
1980	9,700
1981	14,194
1982	25,099
1983	29,544
1984	33,657
1985	38,170
1986	39,878
1987	42,084
1988	43,361
1989	46,454
1990	51,149
1991	53,000
1992	55,500
1993	57,500
1994	60,000
1995	62,000
1996	63,500
1997	65,000
1998	67,000
1999	68,000
2000	70,000
2001	71,500
2002	72,500
2003	73,500

C U A D R O # 33

COSTO DE PERDIDAS ACTUALIZADAS AL AÑO 1976

SISTEMA ELECTRICO CON LINEA A 69 KV

AÑO	MILES DE SUCRES
2004	74,000
2005	74,500

C U A D R O # 33

COSTO DE PERDIDAS ACTUALIZADAS AL AÑO DE 1976

SISTEMA ELECTRICO CON LINEA A 13.8 KV

AÑO	MILES DE SUCRES
2004	172,500
2005	190,000

C U A D R O # 34

ANALISIS ECONOMICO PARA SELECCIONAR LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION DE 69 KV Y DE DISTRIBUCION DE 13.8 KV

DESCRIPCION	COSTO ACTUAL ACUM. PERD. (MILES)	COSTO DE LINEAS (MILES)	COSTO REGULADORES	COSTO TOTAL
Línea A 69 KV y A 13.8 KV				
Santa Elena - Palmar	1360,79	8587,5		9948,29
Líneas A 13,8 KV				
Sta. Elena - Palmar	3287,74	4620,0	1313,15	9220,89

C U A D R O # 35

SUBESTACION	TRANSFORMADOR KVA	DO KVA	TASA	T. AÑOS	COSTO CRE	EN MILES DE DOLARES CEQ	TOTAL	TRANSF. ECONOMICO
CHANDUY	1500	496.79	9	13	93.883	6.798	100.681	
	2500	496.79	9	18	160.954	2.361	163.315	**
PLAYAS	1500	828.1	10	6	11.356	29.438	40.794	
	2500	828.1	10	11	51.909	15.461	67.370	**
	3750	828.1	10	15	124.400	8.156	132.556	
POSORJA	1500	588.35	10	9	30.719	16.196	46.915	**
	2500	588.35	10	15	118.216	7.456	125.672	
SANTA ELENA	1500	776.	18	4	6.984	135.714	142.698	
	2500	776.	18	7	25.354	103.888	129.242	
	3750	776.	18	9	52.520	84.929	137.449	
	5000	776.	18	11	86.976	70.673	157.649	
	7500	776.	18	14	198.721	53.789	252.510	**
ANCONCITO	1500	117.4	16	17	172.736	5.807	178.543	**
	2500	117.4	16	21	504.054	1.255	505.309	

A N E X O Nº IV

NUMERACION	DESCRIPCION	Pág.
Figu. #14	Estructura	339
Figu. #15	Estructura	340
Figu. #16	Estructura	341
Figu. #17	Estructura	342
Figu. #18	Estructura	343
Figu. #19	Cálculo de aislamiento	344
Figu. #20	Subestación tipo de paso	345
Figu. #21	Suestación tipo terminal	346
Figu. #22	Diagrama unificar de subestaciones	347
Cuadro #36	Datos de cálculo de aislamientos	348
Cuadro #37	Datos de cálculo de aislamientos	349
Cuadro #38	Datos de cálculo de aislamientos	350
Cuadro #39	Datos de cálculo de aislamientos	351
Cuadro #40	Distancias libres en subestaciones	352

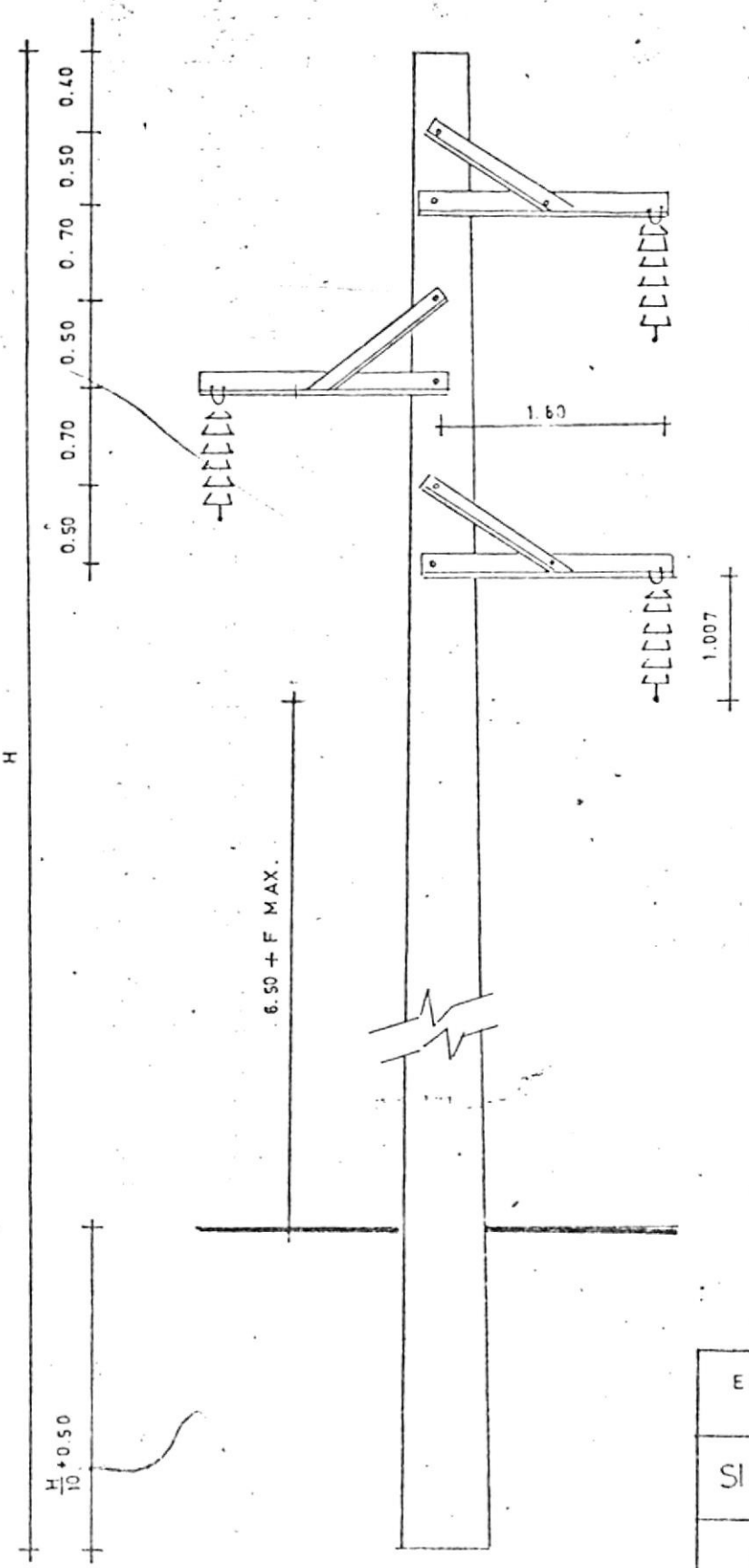
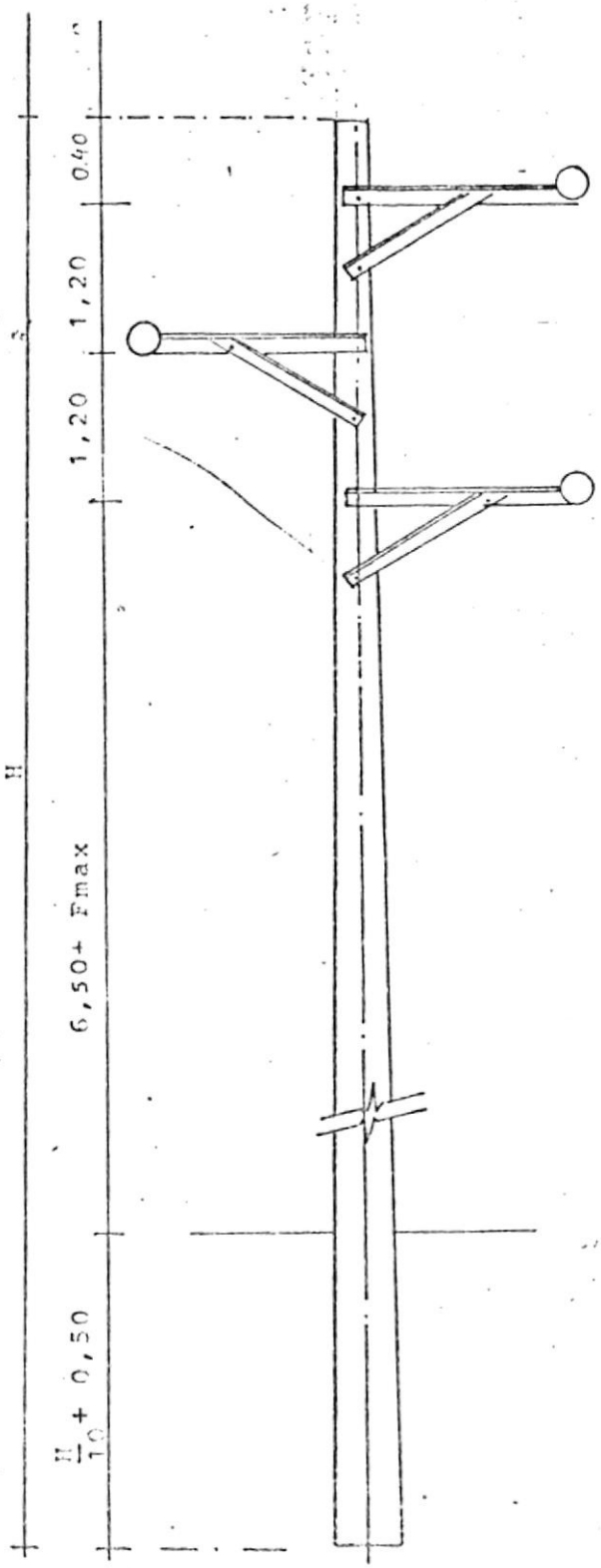


FIG. # 19

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA ELENA
APOYO DE SUSPENSION "S"



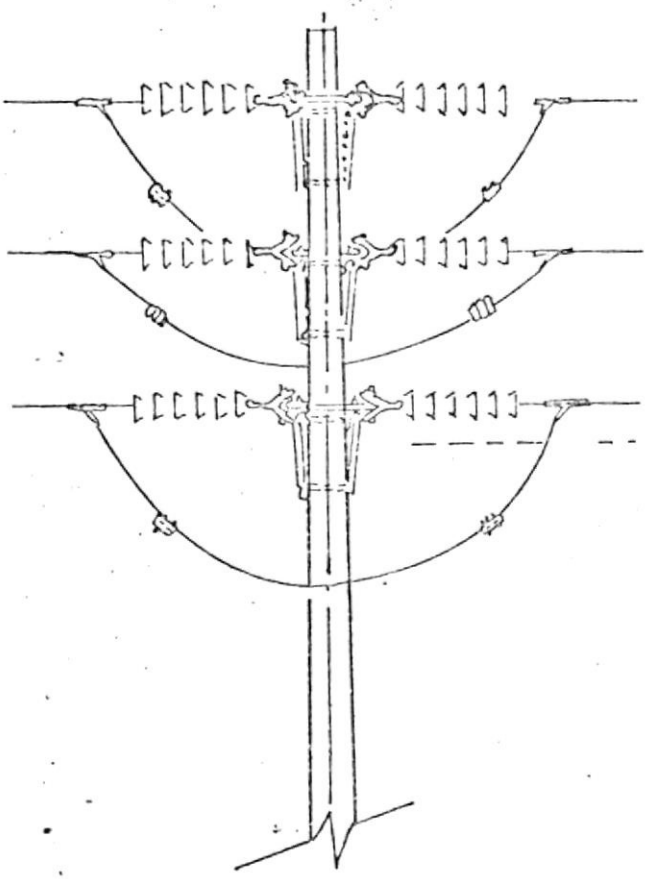


Fig.# 15

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA STA. ELENA
APOYO DE SUSPENSION-RETENCION "SP"

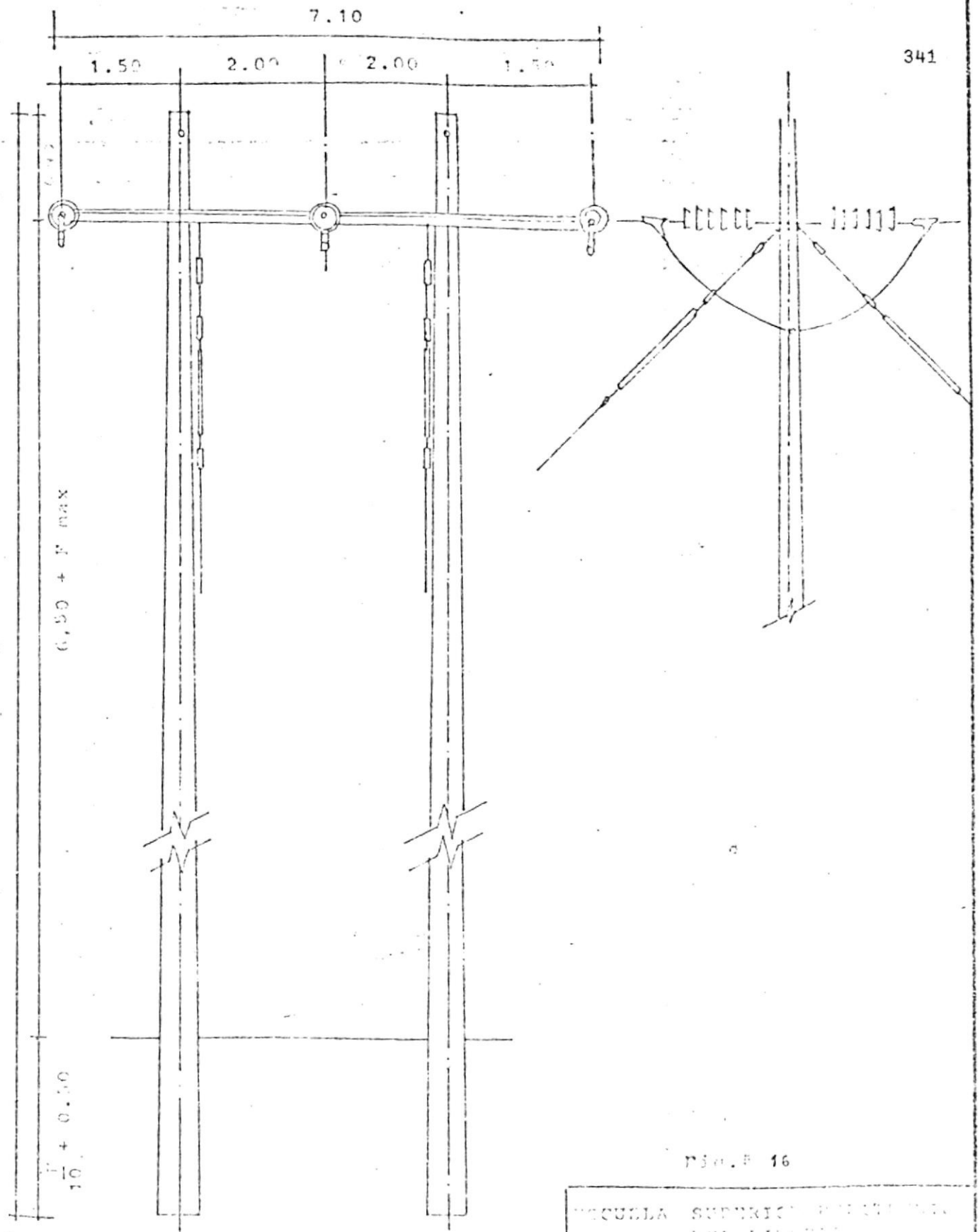
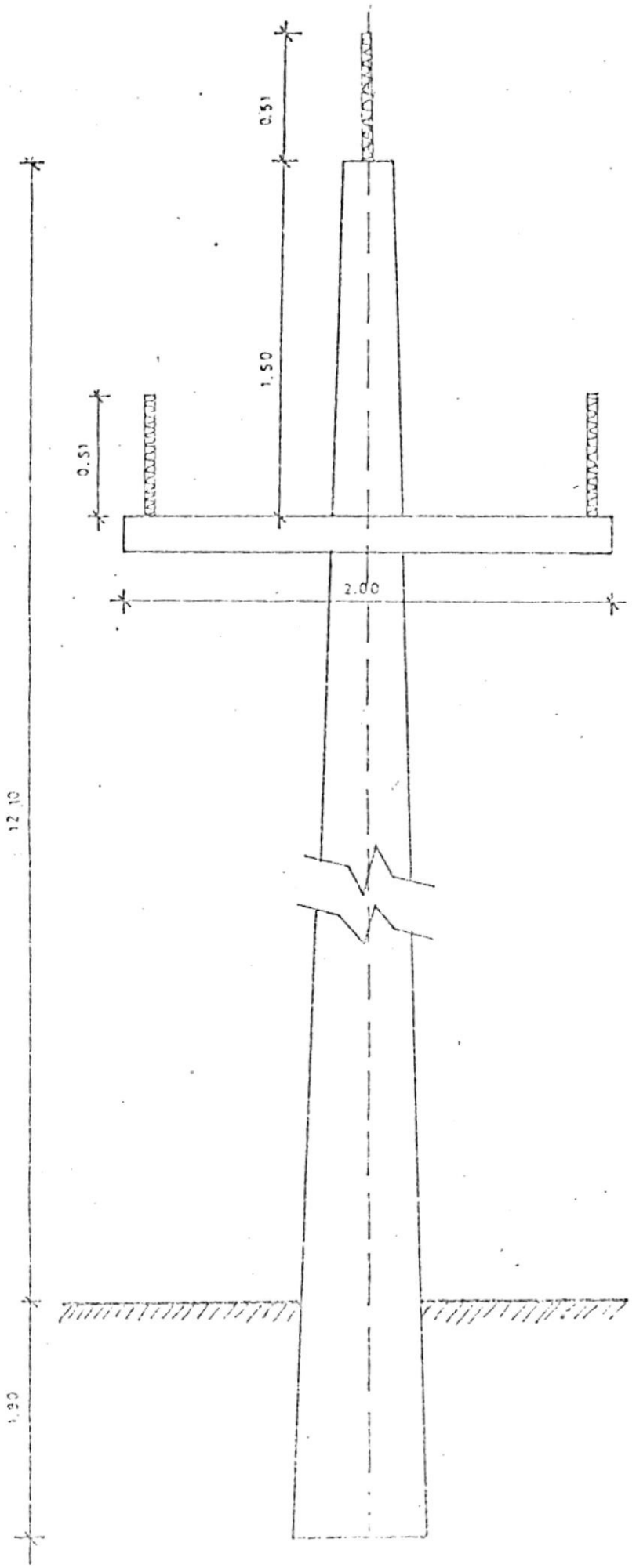


Fig. F 16

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA STA. ELENA

APOYO



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

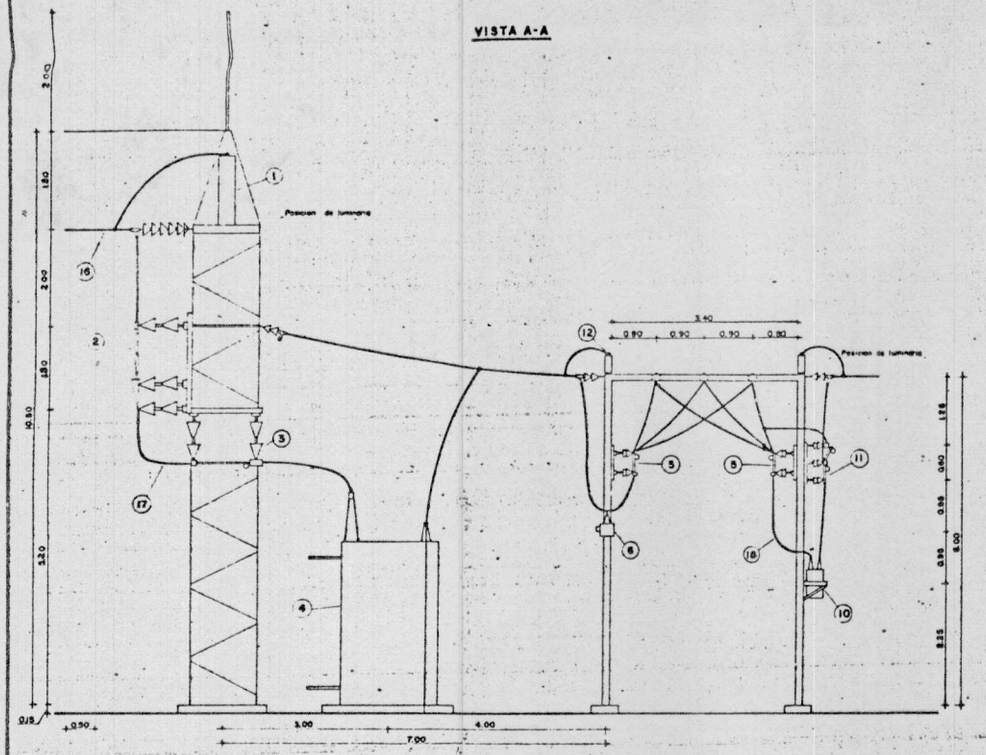
SISTEMA STA. ELENA

ESTRUCTURA CON AISLADOR

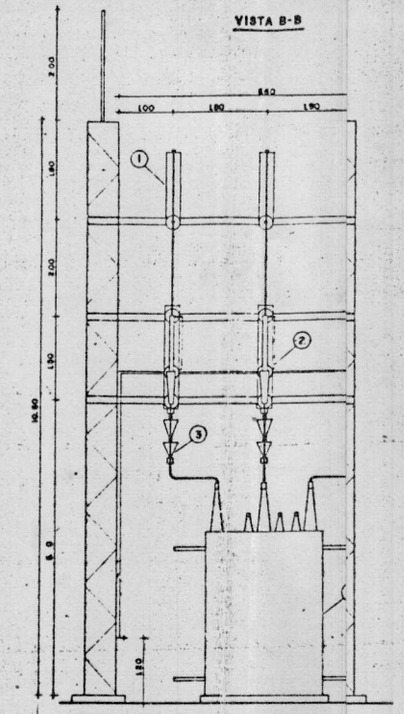
TIPO POSTE

B.I

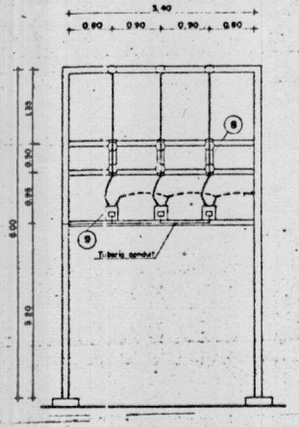
VISTA A-A



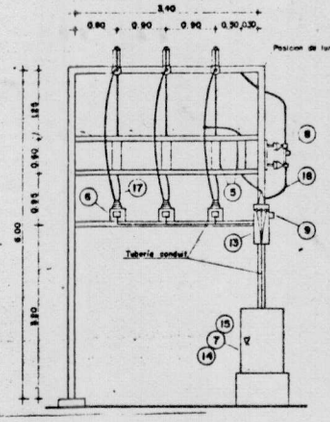
VISTA B-B



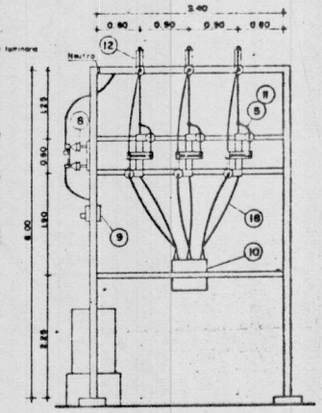
VISTA C-C



VISTA D-D



VISTA E-E



DISPOSICION DE EQUIPO – PLANTA

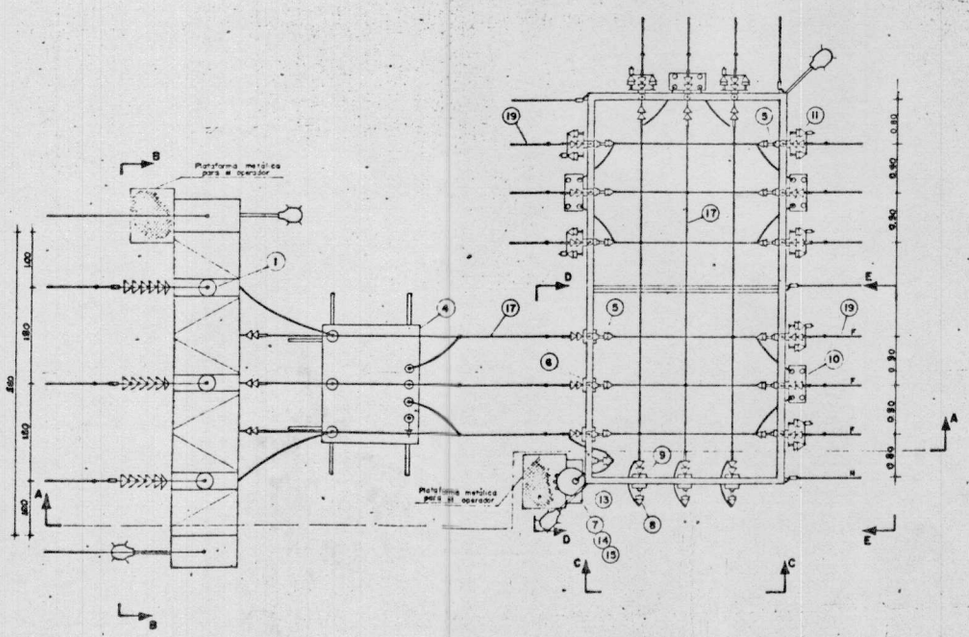
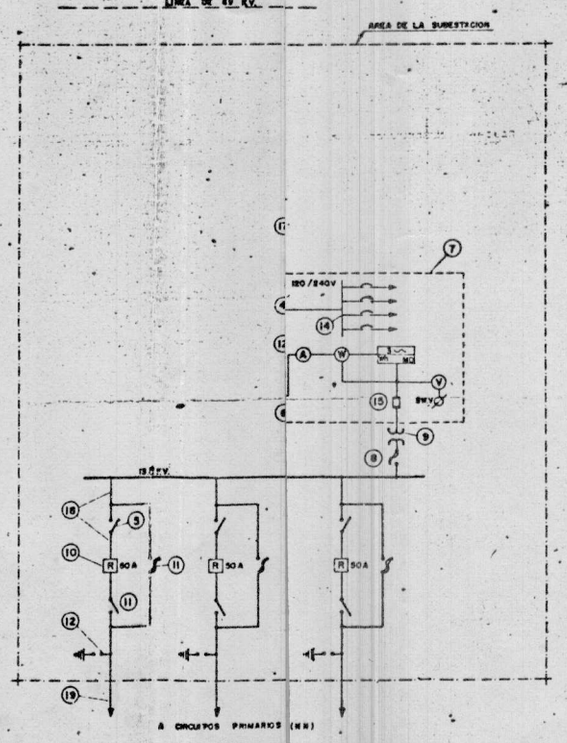


DIAGRAMA UNIFILAR



CLAVE	D E S C R I P C I O N
1	PARARRAYOS CLASE INTERMEDIA, 60 KV.
2	SECCIONADOR TRIPOLAR.
3	PORTAFUSIBLE DE POTENCIA (*).
4	TRANFORMADOR DE FUERZA 69/13.8 KV (*).
5	SECCIONADOR UNIPOLAR.
6	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (*).
7	GABINETE DE MEDICION Y DISTRIBUCION (*).
8	FUSIBLE SECCIONADOR PARA T.P.
9	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.
10	RECONECTADOR AUTOMATICO TRIFASICO. 2000 A SIMETRICOS
11	SUICHE-FUSIBLE "BY PASS".
12	PARARRAYOS TIPO DISTRIBUCION, 10 KV.
13	TRANSFORMADOR DE SERVICIO, AUTOPROTEGIDO 10 KVA.
14	TABLERO DE DISTRIBUCION, 120/240V.
15	FUSIBLE DE BAJA TENSION PARA T.P.
16	CONDUCTOR DE AL 477 MCM
17	CONDUCTOR CABLEADO DE AL. 4/0 AWG, PUENTES Y BARRAS.
18	CONDUCTOR CABLEADO DE AL 1/0 AWG, CONEXION EQUIPO
19	CONDUCTOR DE AL (4-4/0) AWG, SALIDAS DE PRIMARIOS

NOTAS:
(*) En este renglon habrá variación según la capacidad de la Subestacion, como sigue:
a) Los elementos fusibles en su amperaje
b) El transformador de fuerza en su capacidad.
c) Los transformadores de corriente en su relación de transformación.
d) El gabinete de medición, en las escalas de los instrumentos.

(**) Nº de alimentadores
S/E 1500 KVA 2
S/E 2500 KVA 3
S/E 3750 KVA 4

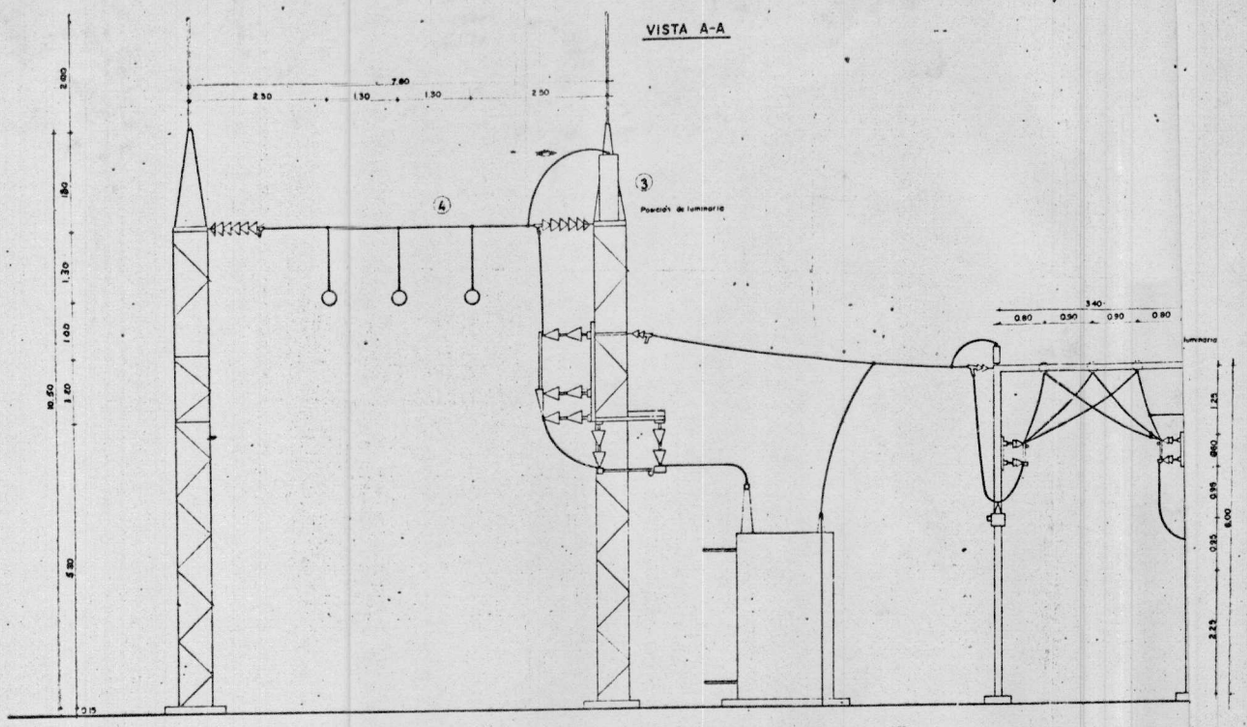
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SUBESTACION DE DISTRIBUCION TIPO TERMINAL
CAPACIDAD 1.500 2.500 3.750 KVA
TENSION 69/13.8 KV
DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR Y DISPOSICION GENERAL

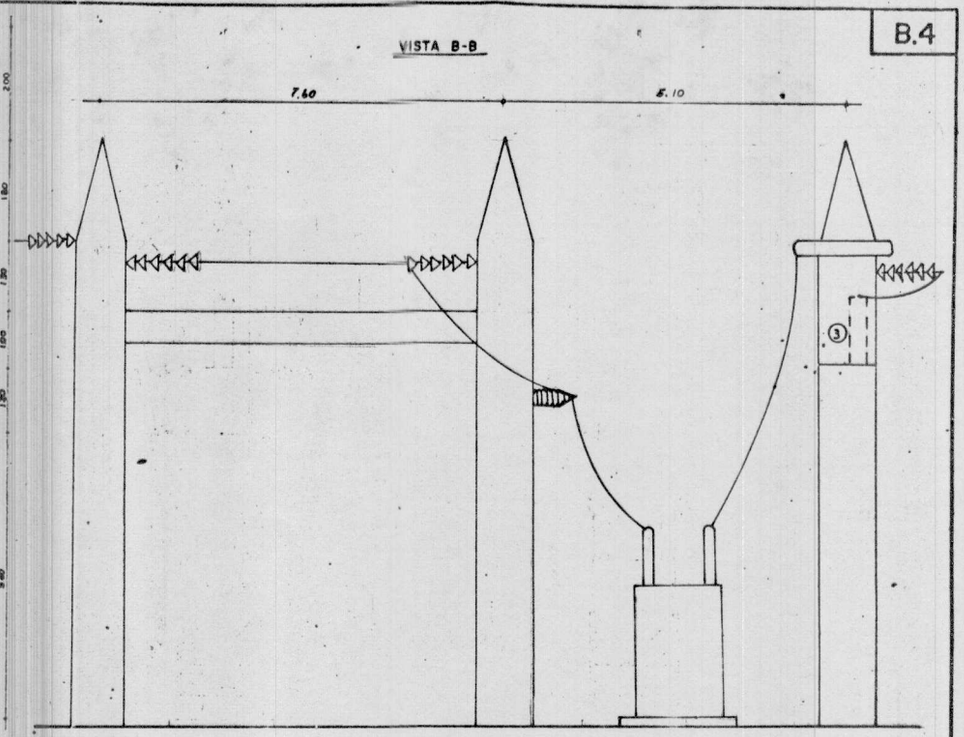
FIG. #20

B.4

VISTA A-A



VISTA B-B



DISPOSICION DE EQUIPO - PLANTA

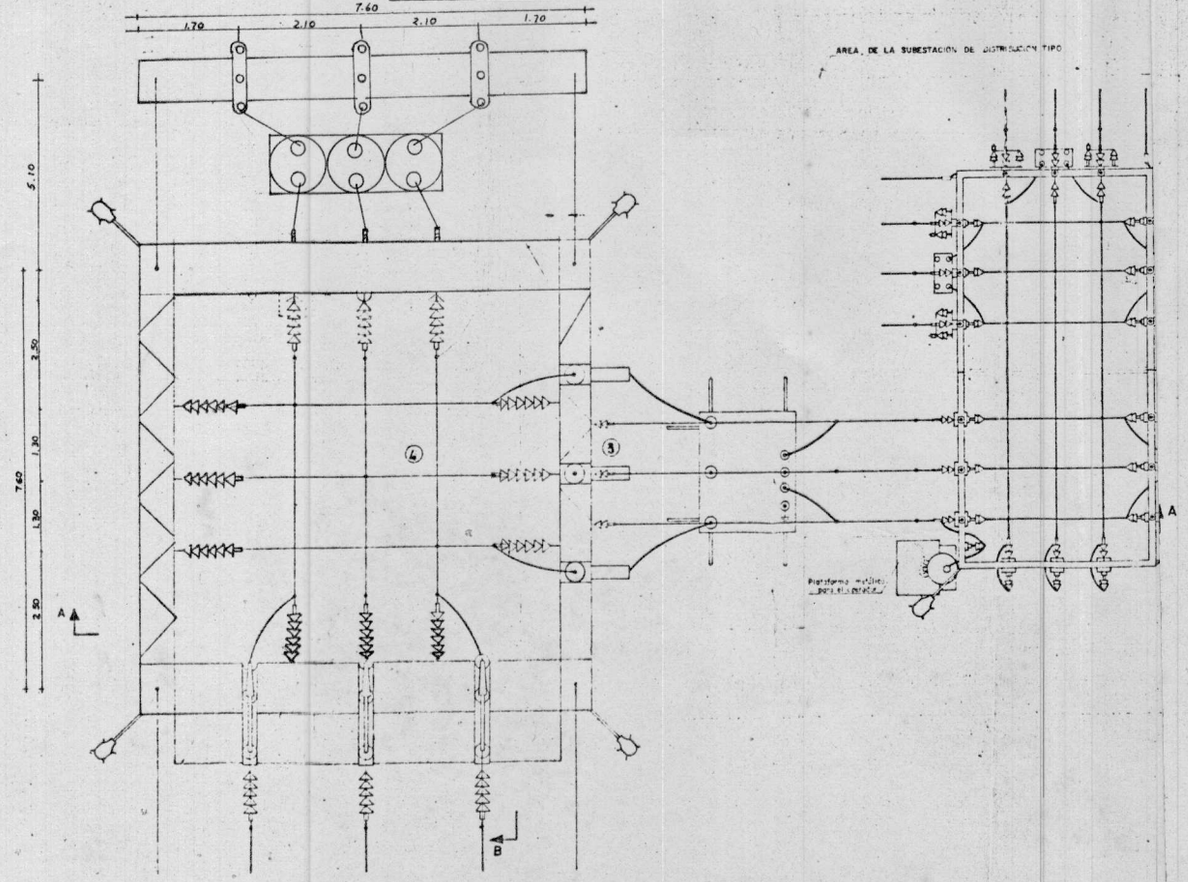
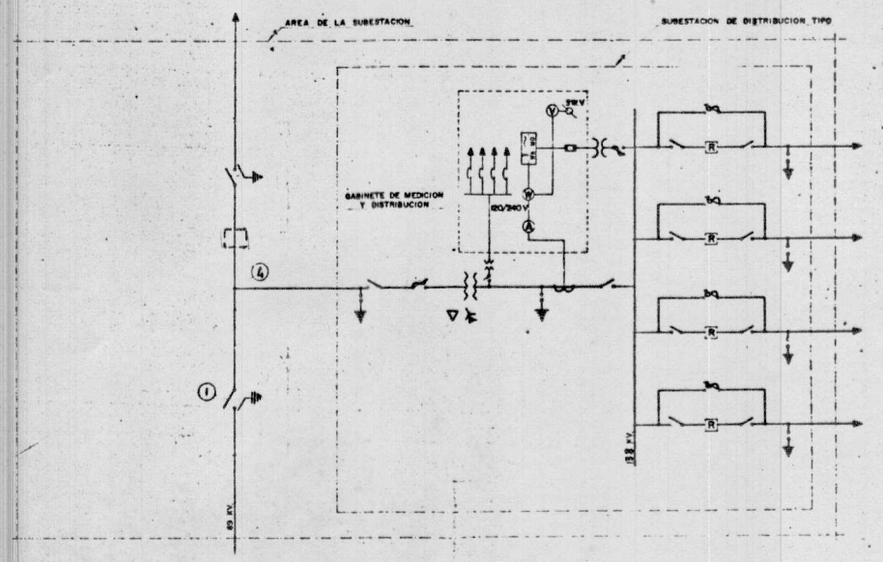


DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR



CLAVE	DESCRIPCION
1	SECCIONADOR TRIFOLAR, CON PUESTA A TIERRA
2	INTERRUPTOR AUTOMATICO,
3	PARARRAYOS CLASE ESTACION 60 KV
4	CONDUCTOR CABLEADO DE AL 477 MCM

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SUBESTACION DE PASO

CAPACIDAD 1.500 2.500 KVA
TENSION 69 /13.8 KV.
DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR Y DISPOSICION GENERAL

FIG. # 21

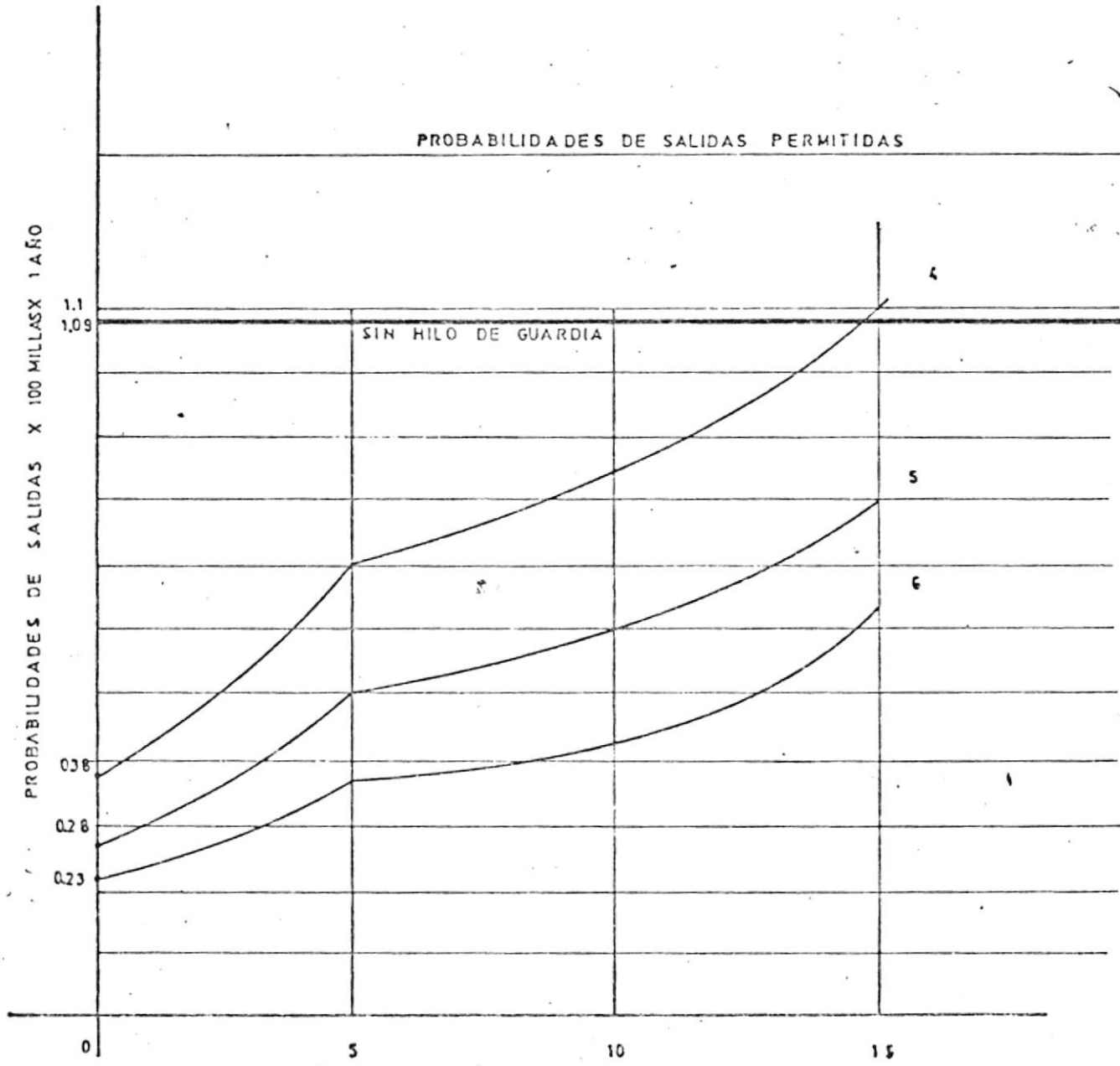
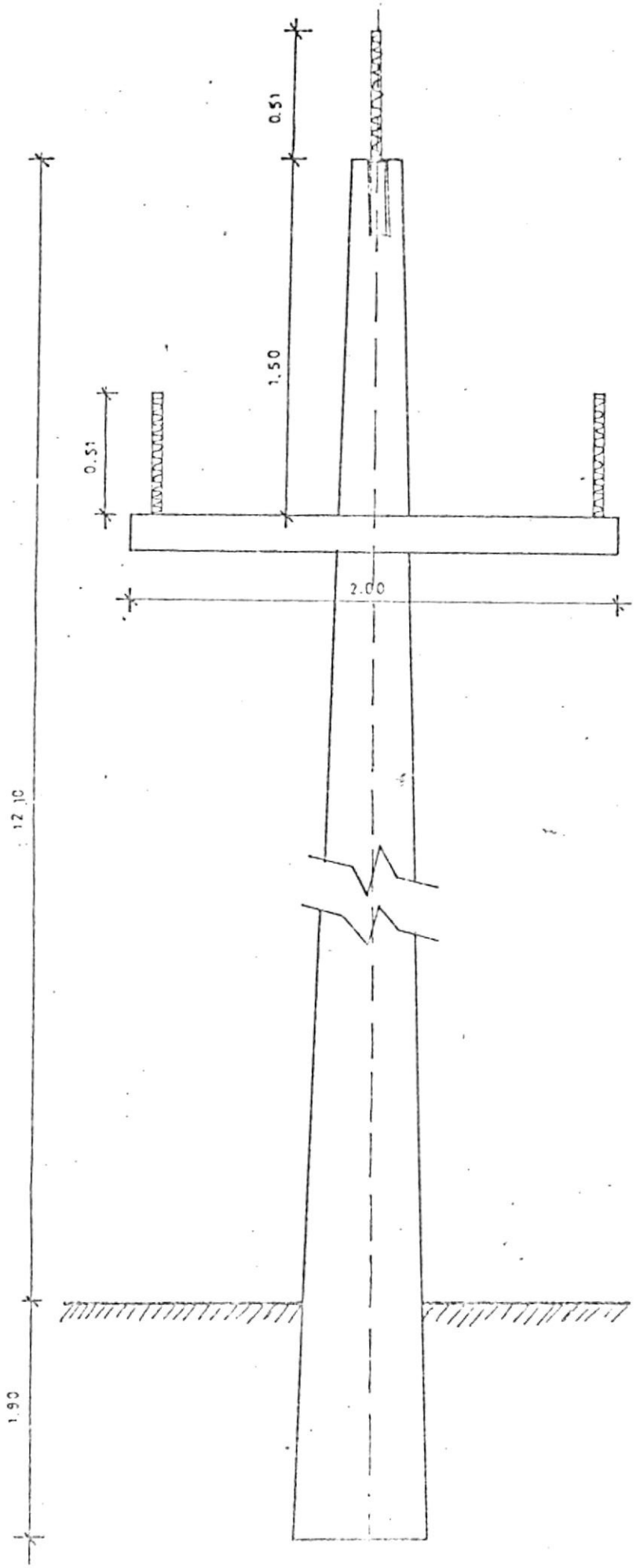


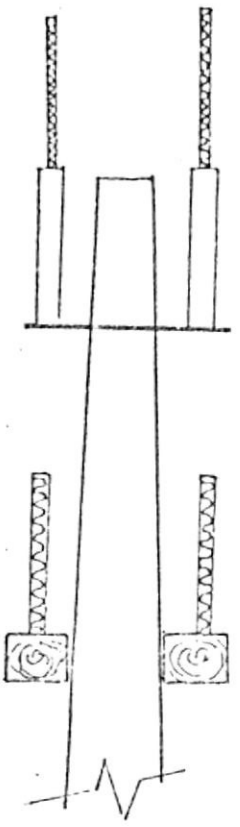
FIG # 19

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA STA. ELENA

CALCULO DE AISLAMIENTO





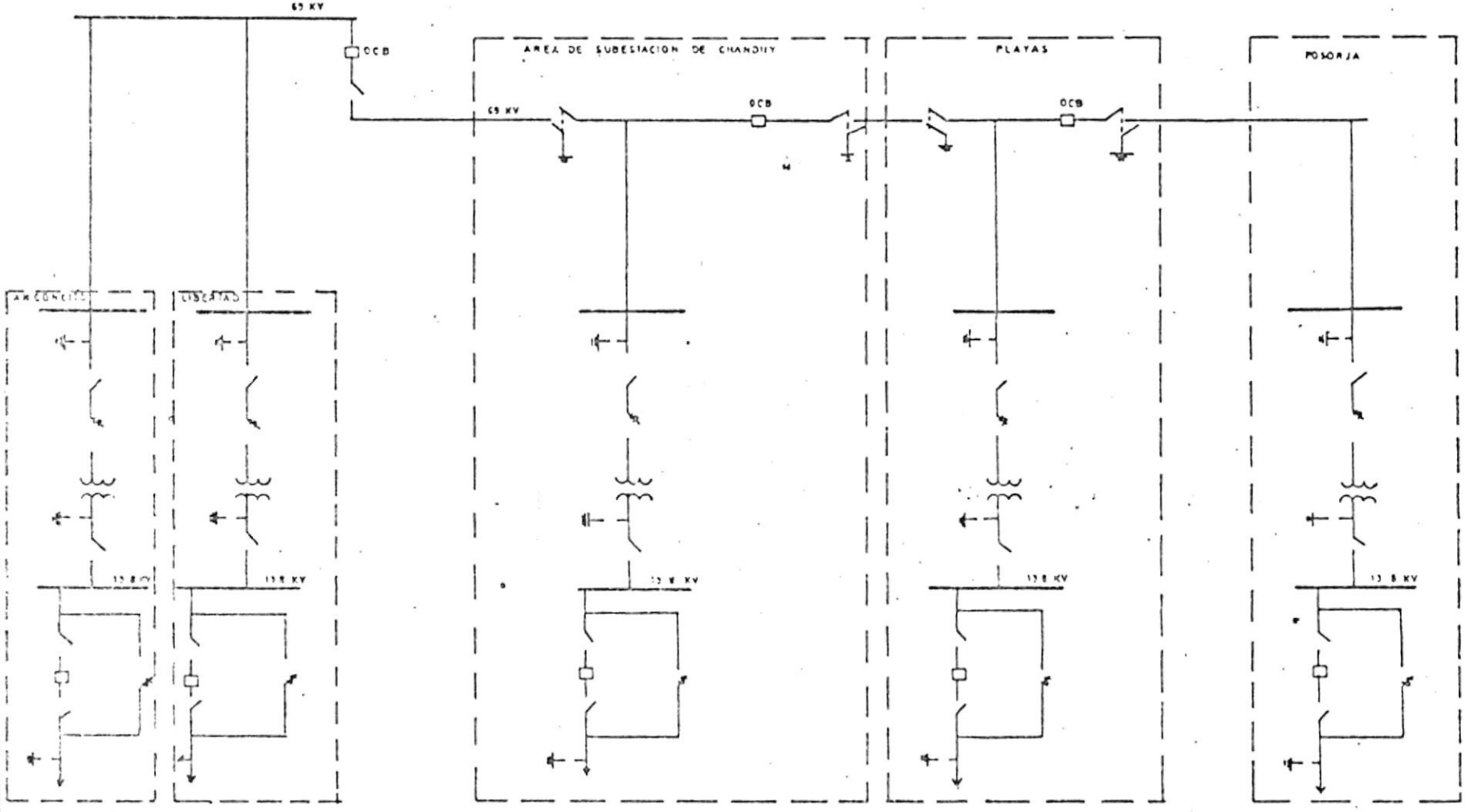
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA STA. ELENA

ESTRUCTURA CON AISLADOR TIPO POSTE

FIG. II.16

DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACIONES EN EL SISTEMA ELECTRICO DE STA. ELENA



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA STA. ELENA

FIG. 22

C U A D R O # 36

Con 4 Aisladores Resistencia Puesta a tierra	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
0	2.4	72000	1.9	80000	2.15
5	6.4	53000	1.9	80000	4.15
10	8.0	48000	1.9	80000	4.95
15	11.0	40000	1.9	80000	6.45

Con 5 aisladores Resistencia Puesta a tierra	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
0	1.2	88000	1.9	80000	1.55
5	4.0	61000	1.9	80000	2.95
10	4.9	55000	1.9	80000	3.4
15	7.6	50000	1.9	80000	4.75

Con 6 aisladores Resistencia Puesta a tierra	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
0	0.6	104000	1.9	80000	1.25
5	2.4	74000	1.9	80000	2.15
10	3.0	68000	1.9	80000	2.45
15	5.2	59000	1.9	80000	3.55

C U A D R O # 37

Nivel Isoceraúnico 10

Aisladores	Resistencia puesta a tierra (ohmios)			
	0	5	10	15
4	0.72	1.38	1.65	2.15
5	0.52	0.98	1.13	1.58
6	0.42	0.72	0.82	1.18

Nivel Isoceraúnico 5

Aisladores	Resistencia puesta a tierra (ohmios)			
	0	5	10	15
4	0.36	0.69	0.83	1.1
5	0.26	0.49	0.57	0.81
6	0.21	0.39	0.41	0.59

C U A D R O # 38

Nivel Isoceraúnico	Salida por descarga sobre conductores (cada 100 millas por año)
10	0.04
5	0.02

C U A D R O # 39

Nivel Isoceraúnico	Descarga sobre la línea (cada 100 millas)	Salidas (cada 100 millas años)
10	8.74	2.19
5	4.37	1.09

C U A D R O # 40

DISTANCIAS LIBRES EN SUBESTACIONES

TIPO DE SUBESTACION	VOLTAJE NOMINAL KV	VOLTAJE IMPULSO RV	AISLADORES TIPO POSTE ALTURA	AISLADORES TIPO POSTE DISTANCIA	DISTANCIA LIBRES ENTRE TIERRA Y PARTES RIGIDAS RECOMENDADO	DISTANCIA LIBRES ENTRE TIERRA Y PARTES RIGIDAS MINIMO	MINIMA DISTANCIA LIBRE TIERRA Y CONDUCTORES SEGURIDAD PERSONAL
De paso	69	350	0.74	0.71	0.74	0.6	5.2
Terminal	69	350	0.74	0.71	0.74	0.6	5.2

DISTANCIAS LIBRES ENTRE FASES EN SUBESTACIONES

TIPO DE SUBESTACION	VOLTAJE NOMINAL KV	VOLTAJE IMPULSO KV	AISLADORES TIPO POSTE ALTURA MTS	AISLADORES TIPO POSTE DISTANCIA DEARCONES	MINIMO FASE A FASE MTS	DISTANCIA LIBRE ENTRE FASES SECCIONADORES MTS	DISTANCIA LIBRE ENTRE FASES SECCIONADOR MTS	DISTANCIA MINIMA METAL A METAL SECCIONADORES SOPORTES DE BARRAS Y CONDUCTORES RIGIDOS MTS
De paso	69	350	0.74	0.71	1.3	2.1	2.1	2.8
Terminal	69	350	0.74	0.74	1.3	2.1	2.1	0.8

A N E X O Nº V

NUMERACION	DESCRIPCION	Pág.
Cuadro #41	Costo de estructuras	354
Cuadro #42	Costo de líneas	362
Cuadro #43	Calendario de inversiones	365

C U A D R O # 41

COSTO DE ESTRUCTURAS DE AISLADOR TIPO SUSPENSION PARA 1.6KMTS

ESTRUCTURA	CANTIDAD	PRECIOS UNITARIOS		TOTAL	
		MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL	MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL
Suspensión	6	4886.	14422.	29316.	86532
Suspensión angular	1	12102.	24127	12102	24127
Retención Terminal	1	15049	32962	15049	32962
				56467	143621

Total del costo de estructuras para 1.6 KMTS S/. 200.088

Total del costo de estructuras para 1 KMTS 125.055

COSTO DE ESTRUCTURAS DE AISLADOR TIPO POSTE PARA 1.6KMTS

Suspensión	6	3000	7900	18000	47400
Suspensión Angular	1	6000	12200	6000	12200
Retención Terminal	1	15049	24762	15049	24762
				39049	84362

Total del costo de estructuras para 1.6 KMTS S/. 123.411

Total del costo de estructuras para 1 KMTS 77.132

Cuadro # 41

COSTO DE MATERIALES PARA ESTRUCTURAS DE AISLADOR TIPO SUSPENSION

ESTRUCTURAS	MATERIAL	COSTOS MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL	TOTAL
Suspensión (s)	Poste de hormigón	---	9.500	9.500
	Aisladores	2.700	---	2.700
	Herrajes	---	3.935	3.935
	Accesorios	2.186	---	2.186
	Misceláneos	---	987	987
		4.886	14.422	19.308
Suspensión Angular(s-R)	Poste de hormigón	---	9.500	9.500
	Aisladores	6.300	---	6.300
	Herrajes	---	10.400	10.400
	Accesorios	5.802	---	5.802
	Tensores	---	1.000	1.600
	Anclas	---	1.600	1.600
	Misceláneos	---	1.627	1.627
		12.102	24.127	36.229

Cuadro # 41

COSTO DE MATERIALES PARA ESTRUCTURAS DE AISLADOR TIPO POSTE

ESTRUCTURAS	MATERIAL	COSTOS		
		MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL	TOTAL
Suspensión (p)	Poste de hormigón	---	5.900	5.900
	Aisladores	2.700	---	2.700
	Herrajes	---	1.000	1.000
	Accesorios	300	500	800
	Misceláneos	---	500	500
		3.000	7.900	10.900
Suspensión Angular	Poste de hormigón	---	5.900	5.900
	Aisladores	5.400	---	5.400
	Herrajes	---	2.000	2.000
	Accesorios	600	1.000	1.600
	Tenscres	---	1.000	1.000
	Anclas	---	1.600	1.600
	Misceláneos	---	700	700
		6.000	12.200	18.200

Cuadro # 41

ESTRUCTURAS	MATERIAL	COSTOS		
		MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL	TOTAL
Retención terminal	Poste de hormigón	---	10.800	10.800
	Aisladores	6.300	---	6.300
	Herrajes	---	7.135	7.135
	Accesorios	8.749	---	8.749
	Tensores	---	2.000	2.000
	Anclas	---	3.200	3.200
	Misceláneos	---	1.627	1.627
		15.049	24.762	39.811
Retención Terminal (r)	Poste de hormigón	---	19.000	19.000
	Aisladores	6.300	---	6.300
	Herrajes	---	7.135	7.135
	Accesorios	8.749	---	8.749
	Tensores	---	2.000	2.000
	Anclas	---	1.627	1.627
		15.049	32.962	48.011

C U A D R O # 42

. COSTO DE LINEAS PARA CONDUCTOR 2/0 MCM

DESCRIPCION	COSTO POR 1 KMT		TOTAL
	MONEDA EXT. MILES DE SUCRES	MONEDA LOCAL	MILES DE SUCRES
Conductor	34.22	--	34.22
Estrucutra	24.41	52.73	77.14
Mano de obra	--	35.00	19.9
Estudio y Diseño	--	19.	--
Administración y Fiscalización	--	5.75	15.75
	58.63	132.38	191.01

COSTO DE LINEAS PARA CONDUCTOR 266 MCM

Conductor	73.31	--	73.71
Estructura	24.41	52.73	77.14
Mano de obra	--	50.8	50.8
Estudio y Diseño	--	19.9	19.9
Administración y Fiscalización	--	19	19
Misceláneos	--	8.55	8.55
	97.72	150.98	248.70

Cuadro # 42

COSTO DE LINEAS PARA CONDUCTOR 477 MCM

DESCRIPCION	COSTO POR 1 KMTS		TOTAL
	MONEDA EXT. MILES DE SUCRES	MONEDA LOCAL	MILES DE SUCRES
Conductor	123.24	--	115.90
Estructura	24.41	52.730	77.14
Mano de obra	--	56.85	56.85
Estudio y Diseño	--	19.90	19.90
Administracion y Fiscalización	--	19.00	19.00
Misceláneos		9.33	9.33
	147.65	157.81	298,12

Cuadro # 42

PRESUPUESTO TOTAL

LINEA DE SUBTRANSMISION DE 69 KV

OBRAS	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO		COSTO		TOTAL
			DIVISAS MILES	M. LOCAL DE SUCRES	DIVISAS MILES	M.LOCAL DE SUCRES	
Santa Elena-Chanduy	Km	34	147.65	157.81	5167.75	5523.35	10691.10
Chanduy-Playas	Km	50	147.65	157.81	7382,50	7890,50	15273,oo
Playas-Posorja	Km	32	97.72	150.98	3127,04	4831,36	7958,40
Santa Elena-Anconcito	Km	25	58,63	132,38	1465,75	3309,50	4775,25
Santa Elena-Libertas	Km	7	147.65	157,81	933,55	1104,67	2038,22

C U A D R O # 43

CALENDARIO DE INVERSIONES
(MILES DE SUCRES)

LINEA DE SUBTRANSMISION DE 69 KV	1.979		1.980		1.981		1.982		1.984	
	MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL	MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL	MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL	MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL	MONEDA EXT.	MONEDA LOCAL
Santa Elena-Libertad	784.18	580.24	364.09	861.73						
Santa Elena-Chanduy	4340.82	2651.21	2015.42	4308.21						
Chanduy-Playas					7234.85	4418.68	3322.13	7101.45		
Playas-Posorja					3064.50	2705.56	1407.16	4348.23		
Santa Elena-Anconcito									2491.78	5626.15

BIBLIOGRAFIA

1.- Plan Nacional de Electrificación (INECEL)

2.- Metodología para la proyección de la demanda (INECEL)

3.- Boletín de Red sobre Conductor Económico

4.- Elementos de análisis de Sistema de Potencia (William Stevenson, Sr)

5.- Electrical Transmision and Distribution, Reference Book

6.- Electric Power Transmission & Distribution (P.J. Freeman)

7.- Normas de Líneas de Subtransmisión de 69 Kv (INECEL)

8.- Normas de Líneas de Distribución de 13.8 Kv (INECEL)

9.- Criterio para el Diseño de Suestación en el Sistema de la Brithis Columbia (F. Wollaston, M. Callanser, R. Clat)

10.- Boletín de Lightning Perforance of Transmission Lines (Clayton, Young)

11.- Catálogo de la NGK sobre Estudio de la Salinidad.

12.- A Guide for Minimum Electrical Clearances for Standar Basic Insulation Levels (A.I.E.E.).