

INVENTARIADO

RESPONSABLE:

76 MAR 1977
[Handwritten signature]

021.31
P661

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

"PROGRAMACION DE OBRAS DEL SISTEMA SUR"

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE

INGENIERO ELECTRICO

PRESENTADA POR:

LUIS H. PIÑA C.

DICIEMBRE, 1976

GUAYAQUIL, ECUADOR



SIBLON 7



"PROGRAMACION DE OBRAS DEL SISTEMA SUR"

DIRECTOR DE TESIS

A U T O R


ING. MARCELO JARAMILLO A.


LUIS H. PIÑA C.

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 EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL).

DEDICATORIA

A MIS PADRES

ESPOSA

E HIJOS

AGRADECIMIENTO

A la ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

Al ING. MARCELO JARAMILLO A.,
Director de Tesis por su acer-
tada Dirección y colaboración
en la realización de este tra-
bajo.

CONTENIDO

	Pág.
DESCRIPCION	
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
INFORMACION GENERAL	
1.1. AREA DE INFLUENCIA	3
1.2. POBLACION	3
1.3. SECTOR AGRICOLA, INDUSTRIAL Y ARTESANAL	4
1.4. SERVICIO ELECTRICO	5
1.4.1. Estado actual del servicio eléctrico	5
1.4.2. Instalaciones existentes	7
CAPITULO II	
ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA HASTA EL AÑO 1990.	
2.1. INTRODUCCION	9
2.2. METODOLOGIA	9
2.2.1. Generalidades	9
2.2.2. Zonificación	10
2.2.3. Recopilación de la información	12
1. Generalidades	12
2. Población	15
3. Consumos y abonados	16
4. Generación	16
5. Encuestas industriales	16
2.2.4. Análisis de la información	25
1. Generalidades	25
2. Población	25
3. Consumos y abonados	26
4. Cargas especiales	29
5. Pérdidas de energía	34
6. Factor de carga	36
7. Ajuste de datos para el año 1973	36
2.2.5. Metas de desarrollo eléctrico	37
1. Generalidades	37

2. Proyección de la población a nivel de zona.	37
3. Programa de integración de las poblaciones al sistema <u>e</u> léctrico de cada zona.	41
4. Consumos y abonados.	41
5. Cargas especiales	44
6. Pérdidas de energía	47
7. Factor de carga.	54
2.2.6. Proyección de la demanda por zonas	57
1. Generalidades	57
2. Metodología de las proyecciones	57
3. Resultados	60
2.3. DISTRIBUCION DE LA DEMANDA A NIVEL DE CABECERA CANTONAL Y PARROQUIAL	60
2.3.1. Generalidades	60
2.3.2. Distribución de la demanda del área urbana.	61
2.3.3. Distribución de la demanda del área rural.	77
2.3.4. Resultados.	77
CAPITULO III	
PLANEAMIENTO DEL SISTEMA	
3.1. CENTROS DE CARGA	78
3.1.1. Generalidades	78
3.1.2. Zonificación	79
3.1.3. Demanda a nivel de subestación y <u>des</u> composición en potencia activa y reactiva.	80
3.1.4. Localización de las subestaciones.	82
3.2. SELECCION DE LA CONFIGURACION DEL SISTEMA PARA EL AÑO 1990.	83
3.2.1. Generalidades	83
3.2.2. Descripción de las alternativas	84
3.2.3. Análisis de las alternativas	85
1. Generalidades	85

	Pág.
2. Aspectos considerados en el análisis.	88
3.2.4. Esquema seleccionado	89
3.3. SELECCION DE CONDUCTORES	89
3.3.1. Generalidades	89
3.3.2. Criterios considerados en el estudio	89
1. Tipos de líneas	89
2. Conductores	90
3. Potencia de diseño de las líneas	91
4. Método de comparación económica	99
5. Evaluación de las pérdidas de transmisión.	104
6. Fórmulas usadas en el cálculo	104
7. Resultados	106
3.4. EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES	106
3.4.1. Generalidades	106
3.4.2. Criterios considerados en el estudio	107
1. Transformadores	107
2. Evolución de la demanda de las subestaciones.	107
3. Método para la selección de los transformadores.	107
4. Derivación de las ecuaciones	114
5. Resultados.	
3.4.3. Resultados del equipamiento de las subestaciones.	117
CAPITULO IV	
FLUJO DE POTENCIA Y REGULACION	
4.1. INTRODUCCION	121
4.2. PARAMETROS	121
4.2.1. Líneas	121
1. Líneas a 69 KV	121
2. Líneas a 13.8 KV	126
4.2.2. Transformadores	126
4.3. CONDICIONES PARA EL ESTUDIO	126
4.3.1. Regulación	126

	Pág.
4.3.2. Fuentes de alimentación	128
4.4. FLUJOS DE POTENCIA Y REGULACION EN CONDI- CIONES NORMALES	128
4.4.1. Generalidades	128
4.4.2. Resultados	128
4.4.3. Conclusiones	140
4.5. FLUJOS DE POTENCIA Y REGULACION EN CONDI- CIONES DE EMERGENCIA	144
CAPITULO V	
PREDISEÑO DE LAS OBRAS	
5.1. GENERALIDADES	146
5.2. ESTUDIO DE LA AISLACION DE LAS LINEAS A 69 KV	146
5.2.1. Generalidades	146
5.2.2. Aislación por contaminación	147
5.2.3. Aislación por sobrevoltajes de origen atmosférico.	148
5.2.4. Conclusiones	152
5.3. SUBESTACIONES	153
5.3.1. Tipos de subestaciones	153
5.3.2. Características generales	153
5.3.3. Criterios de diseño	155
CAPITULO VI	
PROGRAMACION DE OBRAS	
6.1. GENERALIDADES	164
6.2. OBRAS PROGRAMADAS	165
6.2.1. Líneas	165
1. Líneas a 69 KV	165
2. Líneas a 22.9 KV	166
3. Líneas a 13.8 KV	166
4. Resumen	166
6.2.2. Subestaciones	166
6.2.3. Capacitores	172
6.3. COSTO APROXIMADO DE LAS OBRAS	172
6.4. CALENDARIO DE INVERSIONES	180

INTRODUCCION

Tradicionalmente se ha demostrado que existe una relación de vital importancia entre el desarrollo económico de un país y su nivel de electrificación; se puede decir, sin lugar a dudas, que es imposible alcanzar un nivel socio-económico adecuado si no se dispone de energía eléctrica suficiente y a precio razonable.

Las estadísticas de varios países demuestran que existe una alta correlación entre el consumo eléctrico y varios indicadores macroeconómicos como son: el Producto Nacional Bruto, el Ingreso Nacional per cápita, el Producto Industrial, etc.

Por otra parte, si se hace un análisis dinámico se observará, que a través del tiempo el desarrollo económico de los países, va acompañado de un incremento del consumo eléctrico per cápita, dependiendo esta correlación de la estructura productiva de cada país.

Frente al gran desarrollo económico que se observa y prevee en los años futuros para el Ecuador, en parte debido a los recursos provenientes de la explotación petrolera y, por efectos indirectos que ellos provocarán en la economía nacional, es necesario impedir que la no disponibilidad de energía eléctrica sea en el futuro un freno para el desarrollo de nuestro país.

Por las razones anteriormente descritas fue imperiosa la necesidad de realizar el presente trabajo, el mismo que se efectuó bajo la supervisión del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), a través del Departamento de Planificación.

El estudio en sí comprende la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica para el período comprendido entre los años 1973-1990 y, la programación de las o-

bras necesarias que se deberán desarrollar para alimentar el área abarcada por el Sistema Eléctrico Sur.

La primera etapa de este trabajo consistió en la recopilación de la información disponible sobre la materia, - para esto se consultó directamente a las entidades encargadas del suministro eléctrico del área en estudio, lo cual permitió conocer su estado actual de electrificación.

Para determinar las necesidades de energía y potencia futuras, se realizó la proyección de la población y del - posible desarrollo de los sectores residencial, comercial, industrial, alumbrado público, entidades oficiales, etc. Para esto fue necesario realizar consultas, a las diferentes organizaciones públicas y privadas que tienen responsabilidad en el desarrollo socio-económico nacional y provincial. Entre las principales fuentes consultoras figuran: La Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, CENDES, Ministerio de Industrias y Comercio, Ministerio de Agricultura y Ganadería, Instituto Ecuatoriano de Recursos Hidráulicos (INERHI), las Municipalidades, Concejo Provincial, Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A., etc.

Conocidas las necesidades eléctricas futuras de cada población, se procedió a calcular el calibre de los conductores de las líneas que alimentarán a los diferentes - centros de consumo. Para el efecto se analizaron varios - conductores seleccionando el final el más conveniente desde el punto de vista económico y eléctrico.

Una vez seleccionada la alternativa adecuada, se pasó a realizar el cronograma de ejecución de las obras y el calendario de inversiones en divisas y moneda local.

CAPITULO I

INFORMACION GENERAL

1. AREA DE INFLUENCIA

El Sistema Eléctrico Sur, se encuentra ubicado en la parte sur-oriental del Ecuador colindando con el Perú, y comprende las provincias de Loja y Zamora Chinchipe con una área total de 31752 Km² y una población de 380927 habitantes, según datos del último censo nacional de población y vivienda.

En la actualidad las ciudades más importantes de este sistema son Loja y Cariamanga en la provincia de Loja, y Zamora en la provincia de Zamora - Chinchipe, pero por estar éstas provincias limitando con el Perú y debido a los convenios internacionales como son "El Pacto Subregional Andino", "La Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC)" y muchos otros de los que forma parte el Ecuador, la mayoría de las poblaciones van a adquirir gran importancia especialmente en el aspecto comercial y turístico.

1.2. POBLACION

De acuerdo al último censo efectuado en el mes de Junio de 1974, la población del sistema se encuentra distribuída de la siguiente manera:

DESCRIPCION	HABITANTES	PORCENTAJE
PROVINCIA DE LOJA	346.434	90.95
Población urbana	78.839	20.70
Población rural	267.595	70.25
PROVINCIA DE ZAMORA CHINCHIPE	34.493	9.05
Población urbana	3.734	0.98
Población rural	30.759	8.07

	HABITANTES	PORCENTAJE
Total población urbana	82.573	21.68
Total población rural	298.354	78.32
T O T A L	380.927	100.00

Como se puede observar en el cuadro anterior, el 78.32% de la población vive en el área rural y apenas el 21.68 % se encuentra en el área urbana.

El crecimiento medio anual experimentado con relación al censo de 1962 es el siguiente:

DESCRIPCION	1974	1962	Tasa %
Población urbana	82573	51814	3.96
Población rural	298354	257862	1.22
T O T A L	380927	309676	1.74

3. SECTOR AGRICOLA, INDUSTRIAL Y ARTESANAL

Al estar la mayoría de la población ubicada en el área rural, la actividad económica que predomina es la agrícola dentro de la cual se encuentran los agricultores, ganaderos, trabajadores forestales, etc.; después vienen otras actividades como: servicios comunales, sociales y personales; industrias manufactureras, comercio, etc. lo cual se puede apreciar en el siguiente cuadro.

A C T I V I D A D	HABITANTES	PORCENTAJE
Agricultura, caza, selvicultura, pesca	70099	68.91
Servicios comunales, sociales y personales	11582	11.39
Industrias manufactureras	5744	5.65
Comercio al por mayor y menor, restaurantes y hoteles	4076	4.00
Actividades no bien especificadas	4032	3.96
Construcción	2527	2.48

ACTIVIDAD	HABITANTES	PORCENTAJE
Trabajador nuevo	1904	1.87
Transportes, almacenamiento y comunicaciones.	1310	1.29
Electricidad, gas y agua	250	0.25
Establecimientos financieros, seguros, bienes inmuebles y servicios prestados a las empresas.	170	0.17
Explotación de minas y canteras.	35	0.03
TOTAL	101729	100.00

4. SERVICIO ELECTRICO

1 Estado actual del servicio Eléctrico

El Sistema Sur es uno de los más deselectrificados del Ecuador, pues a Diciembre del año 1975 solo las ciudades - de Loja y Zamora, las cabeceras parroquiales de Catamayo, San Pedro, Vilcabamba y Malacatus, y, la cabecera cantonal de Cariamanga, disponían de un servicio bastante regular; las poblaciones restantes o bien carecen de servicio eléctrico o disponen de él sólo por las noches y en forma muy deficiente.

En la actualidad se ha formado la Empresa Eléctrica Regional del Sur. S.A. (E.E.R.S.S.A.), la misma que suministra energía a la ciudad de Loja y a las cabeceras parroquiales de Catamayo, San Pedro, Vilcabamba y Malacatus con una potencia instalada de 5040 KW; tiene también a su cargo, el servicio eléctrico de las ciudades de Macará, Celica, Alamor, Cariamanga, Catacocha, Gonzanamá, Saraguro, Amaluza y Zamora con una central térmica y/o hidráulica en cada una de ellas.

En la tabla 1.4.1-1 se indica la potencia instalada en cada una de las centrales que están a cargo de E.E.R.S.S.A.

TABLA 1.4.1-1

CENTRALES ELECTRICAS QUE ESTAN A CARGO DE

E.E.R.S.S.A.

	CAPACIDAD INSTALADA (Kw)		
	TERMICA	HIDRAULICA	TOTAL
Loja	1500	2400	3900
Catamayo	1140	-	1140
Celica	150	-	150
Alamor	53	-	53
Macará	200	-	200
Cariamanga	185	80	265
Amaluza	25	-	25
Gonzanamá	27	-	27
Catacocha	312	-	312
Saraguro	-	48	48
Zamora	90	42	132
T O T A L :	3682	2570	6252

2. Instalaciones existentes

Como se puede apreciar en la tabla 1.4.1-1, la potencia total instalada del sistema entre térmica e hidráulica, asciende a 6252 Kw.

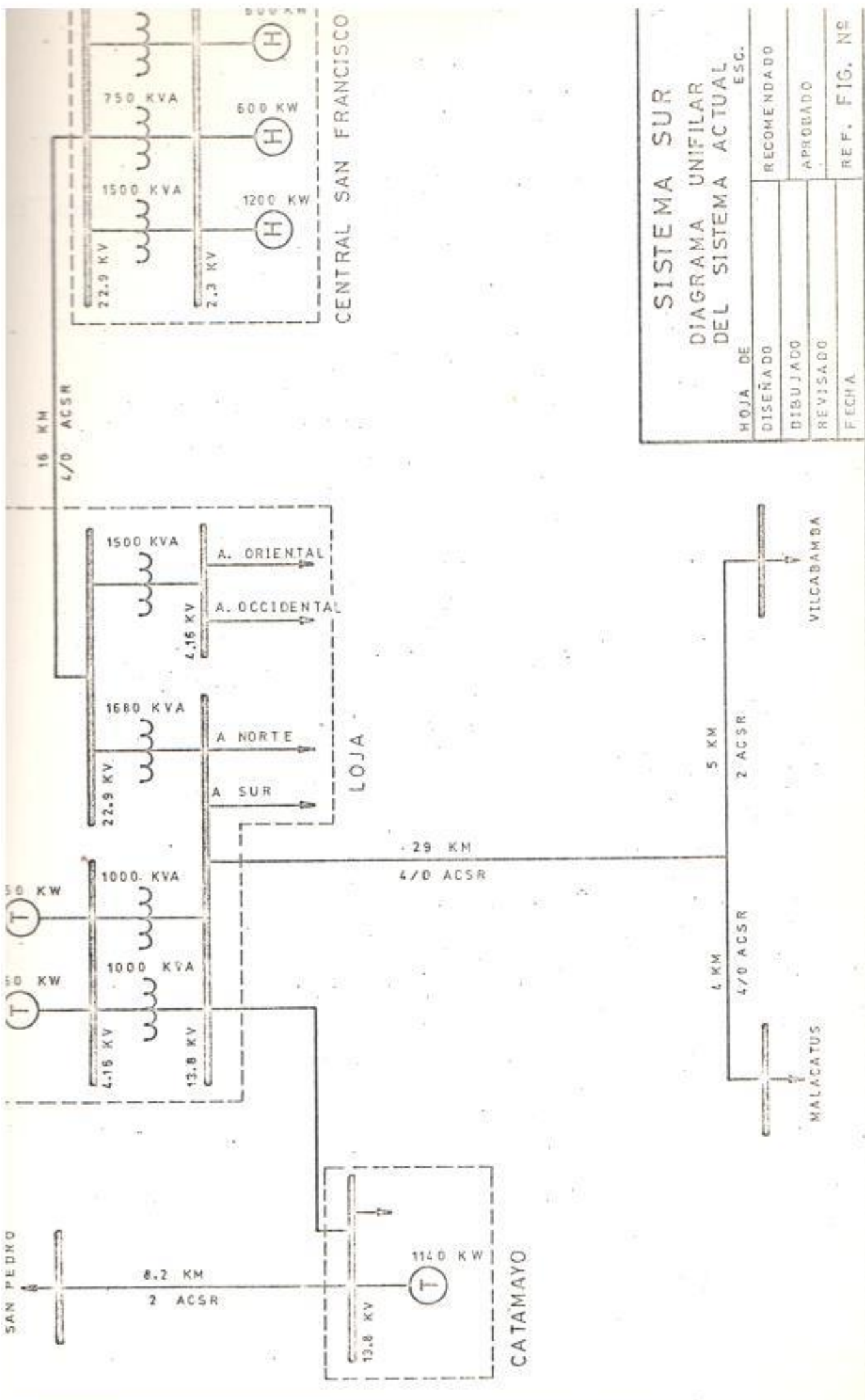
Las centrales más importantes, que constituirán los principales centros de alimentación del sistema hasta que entre la interconexión nacional son:

- San Cayetano (Loja)	1500 Kw (Térmica)
- San Francisco (Loja)	2400 Kw (hidráulica)
- La Toma (Catamayo)	1140 Kw (Térmica)

Las centrales restantes son pequeñas, y muchas de ellas dejarán de funcionar después de poco tiempo, ya que en la actualidad se encuentran en construcción algunas líneas, las que saliendo desde las centrales indicadas anteriormente, servirán a los centros de carga más próximos. Estas líneas son:

- Líneas a 69 KV: Catamayo - Catacocha y Catamayo - Gonzanamá - Cariamanga.

En la Figura 1.4.2-1 se indican las líneas, subestaciones y generadores que actualmente se encuentran en operación.



SISTEMA SUR
DIAGRAMA UNIFILAR
DEL SISTEMA ACTUAL
 ESC.

HOJA DE	RECOMENDADO	APROBADO	REF. FIG. Nº
DISEÑADO			
DIBUJADO			
REVISADO			
FECHA			

CAPITULO 2

ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA HASTA EL AÑO 1,990

1.1 INTRODUCCION

Los estudios de demanda son la base principal de la planificación eléctrica, por esta razón se ha puesto especial cuidado en la ejecución de esta parte del trabajo.

Los datos estadísticos registrados por la Empresa Eléctrica, sólo reflejan el estado actual de electrificación de los sectores servidos, pero en ningún caso se pueden tomar como base para realizar la proyección de la demanda futura, porque siempre ha existido déficit de energía especialmente en las áreas periférica y rural⁽¹⁾. Mas bien esta proyección se realizó considerando las metas de desarrollo impuestas por el Gobierno Central, las mismas que fueron discutidas y aprobadas por el personal que el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) asignó a la supervisión de éste trabajo.

Definidos los criterios básicos y los datos necesarios, información que se indicará más adelante, se procedió a proyectar la demanda futura, para lo cual se usó un programa de computación propiedad de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

1.2 METODOLOGIA

1.1. Generalidades

Como se dijo anteriormente, los estudios de mercado son de tal trascendencia, que sus resultados influyen enormemente en todas las etapas del desarrollo de un proyecto de electrificación. Además dado que la no disponibilidad de energía ha sido un freno para el resurgimiento económico de las provincias en estudio, fue necesario esta

(1) Entiéndase por área rural, las cabeceras parroquiales y otros centros poblados como son los caceríos, anejos, recintos, haciendas, etc.

blecer una metodología que garantice resultados más reales y confiables.

Para el estudio de Mercado en el presente trabajo se ha seguido el siguiente orden:

- a. Zonificación
- b. Recopilación de la información
- c. Análisis de la información
- d. Metas de desarrollo eléctrico
- e. Proyección de la demanda por zonas

2. Zonificación

Con la finalidad de facilitar el cálculo de la demanda futura, el área en estudio se ha dividido en varias zonas. Esta división se realizó considerando en unos casos - las subestaciones de transformación programadas por INECEL, y, en otros las grandes industrias posibles a instalarse o que se encuentran en funcionamiento.

A continuación se enumeran las diferentes zonas con sus respectiva área de influencia.

- Zona Celica - Alamor

Esta zona cubre las siguientes poblaciones: *Celica, Chaquinal, Cruzpamba, Doce de Diciembre, Pindal, Sabanilla, San Juan de Pózul, Zapotillo, *Alamor, Cazaderos, Ciano, El Limo, Mercadillo, Paletillas, Vicentino, Orianga y - Guanchanamá.

- Zona Macará

Esta zona abarca las siguientes poblaciones: *Macará, La Rama, La Victoria, Sabiango, Tocamoros, Zonzoranga, Colaisaca y Utuana.

* Cabecera Cantonal

- Zona-Cariamanga

Esta zona cubre la cabecera cantonal del mismo nombre.

- Zona Almaluza

En esta zona se incluyen las siguientes poblaciones: *Amaluza, Bellavista, Jimbura y Santa Teresita.

- Zona Gonzanamá

En esta zona se incluyen las siguientes poblaciones: *Gonzanamá, Changaimina, Nambacola, Purunuma, Quilanga, Sacapalca y San Antonio de las Aradas.

- Zona Catacocha

En esta zona se incluyen las siguientes poblaciones: *Catacocha, Buenavista, Gngonomá, Caguarpamaba, El Rosario, La Tingue, Lauro Guerrero, Olmedo, Santa Rufina y Guayquichuma.

- Zona Catamayo

Esta zona cubre la parroquia rural del mismo nombre.

- Zona San Pedro

Esta zona cubre la parroquia rural del mismo nombre.

- Zona Cisne - Tambo

Esta zona cubre las parroquias rurales de El Cisne y El Tambo.

- Zona Saraguro

En esta zona se incluyen las siguientes poblaciones: *Saraguro, El Tablón, El Paraíso de Celén, Lluzhapa, San Antonio de Cumbe, San Pablo de Tenta, San Sebastián de Yu-

* Cabecera Cantonal

luc, Selva Alegre, Urdaneta, San Lucas y Manú.

- Zona Loja

Esta zona cubre la cabecera cantonal del mismo nombre.

- Zona Vilcabamba

Esta zona cubre la parroquia rural del mismo nombre.

- Zona Malacatus

Esta zona cubre la parroquia rural del mismo nombre.

- Zona Yangana - Guadel

Esta zona cubre las siguientes poblaciones: Yangana, Guadel, Chuquiribamba, Jimbilla, Santiago y Taquil.

- Zona Zamora - Yacuambi

Esta zona cubre las siguientes poblaciones: *Zamora, Cumbaratza, Guadalupe, Guayzimi, La Victoria de Imbana, Limón, Sabanilla, Timbara, Yanzaza, Zumbi, *Veintiocho de Mayo, La Paz y Tutupalí.

- Zona Zumba

Esta zona cubre las siguientes poblaciones: *Zumba, Chito, El Chorro, La Chonta, Palanda, Pucabamba y Valladolid.

En la figura 2.2.2 -1 se indican las zonas anteriormente descritas.

3 Recopilación de la Información

1. GENERALIDADES

En esta parte del trabajo se trata acerca de la obtención de los datos relacionados con la población, con los

* Cabecera Cantonal

consumos y abonados, con la generación, con las industrias, etc., los cuales son necesarios para efectuar el estudio de mercado de energía eléctrica.

Para obtener tales datos, se realizaron visitas a la Empresa Eléctrica, a los consejos cantonales, al Instituto Nacional de Estadísticas y demás organizaciones públicas y privadas encargadas de la planificación industrial.

Analizando la información obtenida, se puede decir que se tiene muy pocos datos estadísticos especialmente de carácter eléctrico y sin ningún grado de confiabilidad que garantice su validez, porque en la mayoría de las poblaciones servidas existe servicio únicamente doce horas al día (de 6 p.m. a 6 a.m.), a esto hay que agregar la insuficiente capacidad de las centrales que no alcanzan a satisfacer todos los requerimientos de energía eléctrica, tal es el caso que existen muchos pueblos en los que la demanda máxima es casi igual a la capacidad instalada y como consecuencia los factores de carga son muy elevados (por el orden del 60% al 80% aproximadamente) formándose lo que se denomina "Sistema Corchado".

La Zona Loja formada por la ciudad del mismo nombre es la que mayor cantidad de datos estadísticos de tipo eléctrico tiene, pues su información data desde el año 1968, pero debido a las grandes sequías que ha tenido que soportar en general toda la provincia, el consumo eléctrico casi nada ha crecido hasta el año 1973. Como ejemplo podemos citar el consumo por abonado residencial que en el transcurso de seis años se ha mantenido en 500 KWh. aproximadamente.

Existen otras zonas de las que se tiene información sólo del año 1973 que es en el que pasaron a formar parte de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., tal es el caso de las zonas Cariamanga, Gonzanamá, Catacocha, San

Pedro, Saraguro y Zamora - Yacuambi; en cambio de las zonas Amaluza, Cisne-Tambo, Vilcabamba, Malacatus, Yangana Guadel y Zumba, no se tiene ninguna información de carácter eléctrico, en estos casos los datos para el año 1973 se han tomado por comparación con otras zonas de características similares.

Cabe señalar que todos los datos relacionados con los diferentes tipos de abonados y consumos, energía facturada, energía vendida, factor de carga, etc. que se indicará oportuna^omente corresponden al área urbana y periférica; - para las parroquias rurales no ha sido posible obtener tales datos (salvo que se especifique lo contrario) debido a la carencia total de los mismos.

2. Población

La población del Ecuador ha sido censada hasta el momento por tres ocasiones: en 1950, en 1962 y en 1974. Esta labor fue ejecutada por la Junta Nacional de Planificación (JNP) a través de la División de Estadísticas y Censos.

La población total, para su análisis, se ha dividido en cuatro grupos definidos de la siguiente manera:

- a. Población Urbana, es aquella que tiene su residencia en las capitales provinciales y cabeceras cantonales dentro de conglomerados urbanizados.
- b. Población Periférica, es aquella que tiene su residencia en las capitales provinciales y cabeceras cantonales dentro de conglomerados no urbanizados.
- *c. Población de Cabeceras Parroquiales, es aquella que tiene su residencia en las cabeceras parroquiales.

* La División de estadísticas y Censos de la Junta Nacional de Planificación, en sus publicaciones denomina a estos dos grupos "Población Rural".

*d. Población Rural, es aquella que se encuentra fuera - de las cabeceras parroquiales formando los caceríos, a nejos, recintos, haciendas y otros poblados.

La información estadística a nivel de zona de estos cuatro grupos poblacionales se indica en la tabla 2.2.3-1.

3. Consumos y Abonados

La información relacionada con los diferentes tipos de consumos y abonados se presenta en la tabla 2.2.3-2.

4. Generación

Los datos estadísticos de energía generada, energía vendi- da, capacidad instalada, demanda máxima y tiempo de traba- jo se indican en la tabla 2.2.3-3.

5. Encuestas Industriales

Las encuestas industriales son de gran importancia para el cálculo de la demanda futura, ya que el crecimiento del consumo industrial, depende exclusivamente de las futuras industrias a instalarse, de la ampliación de las existen- tes y de la integración de las industrias autoabastecidas.

De la encuesta realizada a las industrias que en la actua- lidad compran energía a la Empresa Eléctrica, se encontró que no tienen planificado ampliaciones importantes para el futuro sino que sus incrementos son pequeños y pueden considerarse incluidos en la tasa de crecimiento del merca- do eléctrico industrial.

También se realizaron encuestas a las industrias autoabas- tecidas y a las organizaciones públicas y privadas encar- gadas de la planificación industrial; los resultados obte nidos se indican en las tablas 2.2.3-4 y 2.2.3-5.

* La División de estadísticas y Censos de la Junta Nacional de Planifi- cación, en sus publicaciones denomina a estos dos grupos "Población - Rural".

TABLA 2.2.3-1

DATOS ESTADISTICOS DE LA POBLACION A
NIVEL DE ZONA

LOCALIDAD	AÑO 1950	TASA %	AÑO 1962	TASA %	AÑO 1974
ZONA CELICA - ALAMOR					
CANTON CELICA					
Urbana	1553	6.922	3467	-0.952	3091
Periférica	5315	-1.482	4443	-0.734	4067
Cabeceras parroquiales	3099	2.930	4382	2.680	6018
Otras localidades	9627	4.030	15472	-0.440	14673
CANTON PUYANGO					
Urbana	1279	0.574	1370	2.479	1838
Periférica	3892	4.154	6343	0.861	7030
Cabeceras parroquiales	2055	2.910	2898	2.911	4089
Otras localidades	13583	1.120	15529	0.610	16697
ZONA MACARA					
Urbana	3330	3.492	5027	4.012	8060
Periférica	2771	4.015	4444	-1.272	3811
Cabeceras parroquiales	2168	2.490	2913	2.510	3920
Otras localidades	14731	2.860	20668	-0.230	20116
ZONA CARIAMANGA					
Urbana	3369	3.980	5381	1.873	6723
Periférica	11481	1.780	14185	1.536	17033
ZONA AMALUZA					
Urbana	-	-	731	4.827	1287
Periférica	-	-	5894	1.393	6958
Cabeceras parroquiales	-	-	732	1.690	895
Otras localidades	-	-	5823	2.670	7991
ZONA GONZANAMA					
Urbana	1231	0.852	1363	0.980	1532
Periférica	1783	1.020	2014	0.538	2148
Cabeceras parroquiales	2476	1.680	3023	1.590	3655
Otras localidades	14479	2.070	18520	0.880	20563

TABLA 2.2.3-1 (Continuación)

LOCALIDAD	AÑO 1950	TASA %	AÑO 1962	TASA %	AÑO 1974
ZONA CATACOCHA					
Urbana	2755	2.710	3796	-0.115	3744
Periférica	11394	2.281	14935	0.932	16693
Cabeceras parroquiales	2651	1.640	3221	1.980	4076
Otras localidades	15452	2.090	19816	0.450	20917
ZONA CATAMAYO					
Cabeceras parroquiales	3572	1.15	4097	3.820	6428
Otras localidades	1277	0.240	1314	1.700	1608
ZONAS SAN PEDRO Y CISNE- TAMBO					
Cabeceras parroquiales	2189	1.022	2473	0.846	2736
Otras localidades	4567	0.241	4701	2.080	6017
ZONA SARAGURO					
Urbana	1456	0.587	1562	0.870	1733
Periférica	3444	-0.154	3381	1.640	4110
Cabeceras parroquiales	2584	1.000	2911	0.950	3262
Otras localidades	14879	0.300	15419	1.950	19429
ZONA LOJA					
Urbana	15399	4.721	26785	4.847	47268
Periférica	5493	6.129	11215	1.770	13843
ZONAS VILCABAMBA, MALACATUS Y YANGANA - GUADEL					
Cabeceras parroquiales	4084	1.060	4635	1.430	5498
Otras localidades	19783	0.240	20365	1.240	23596
ZONA ZAMORA - YACUAMBI CANTON ZAMORA					
Urbana	-	-	1021	8.441	2700
Periférica	-	-	324	6.082	658
Cabeceras parroquiales	-	-	1355	13.265	6041
Otras localidades	-	-	3445	13.269	15365

TABLA 2.2.3-1 (Continuación)

LOCALIDAD	AÑO 1950	TASA %	AÑO 1962	TASA %	AÑO 1974
CANTON YACUAMBI					
Urbana	-	-	300	0.670	325
Periférica	-	-	594	3.192	866
Cabeceras parroquiales	-	-	168	6.025	339
Otras localidades	-	-	427	6.049	864
ZONA ZUMBA					
Urbana	-	-	454	5.839	897
Periférica	-	-	1454	4.119	2360
Cabeceras parroquiales	-	-	543	6.787	1194
Otras localidades	-	-	1379	6.798	3036

TABLA 2.2.3-2

DATOS ESTADISTICOS DE CONSUMOS Y ABONADOS
ZONA CELICA ALAMOR

AÑO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUST.	AGUA POTABLE		RIEGO	AL. PUBLICO	ENT. OFIC. Y OTROS
	AB.	Kwh	AB	Kwh		Kwh	Kwh		Kwh	Kwh
1971	111	33766	87	27397	-	-	-	-	43072	-
1972	179	49073	91	36945	-	-	-	-	50382	2032
1973	209	72314	97	38856	-	-	-	-	51018	6420
Z O N A M A C A R A										
1969	188	32923	72	23033	-	44226	-	-	76408	4212
1970	229	44830	76	24898	-	38339	-	-	88996	4513
1971	251	52251	85	27880	-	39326	-	-	97779	4835
1972	290	58886	102	35071	-	45285	-	-	101510	5180
1973	296	56028	129	46564	-	59712	-	-	122237	5550
Z O N A C A R I A M A N G A										
1973	247	72648	177	128929	-	-	-	-	49782	21800
Z O N A G O N Z A N A M A										
1973	132	22060	58	18158	-	-	-	-	26490	5432
Z O N A C A T A C O C H A										
1973	205	40126	73	31191	-	-	-	-	35570	17683
Z O N A C A T A M A Y O										
1970	179	49849	61	65292	11160	42800	-	-	109492	7818
1971	217	62981	80	86823	8507	37770	-	-	115392	14064
1972	268	75702	94	107245	12780	41600	65650	-	115394	10848
1973	300	97093	106	121900	7701	43200	105700	-	115392	7300
Z O N A S A N P E D R O										
*1973	67	16750	20	5940	-	-	-	-	13999	-
1974	70	19159	20	6770	-	-	-	-	14156	-

* Los datos del año 1973 son ficticios debido a que el servicio eléctrico de la parroquia San Pedro se encuentra a cargo de la Empresa Eléctrica desde Agosto de 1974.

TABLA 2.2.3-2 (Continuación)

AÑO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUST.	AGUA		AL. PUBLICO	ENT. Y OFIC. Y OTROS
	AB.	Kwh	AB	Kwh	Kwh	POTABLE	RIEGO	Kwh	Kwh
ZONA SARAGURO									
1973	141	23310	28	7624	-	-	-	52704	6690
1968	4295	2271300	-	-	415380	-	-	642424	459835
1969	4399	2336260	-	-	439500	-	-	697655	618378
1970	4357	2288860	279	251130	585290	-	-	904946	716773
1971	4041	1782100	954	1325750	539320	-	-	1067265	449586
1972	4407	2090560	1115	1854140	563760	-	-	1071856	-
1973	4717	2392880	1242	2076610	721700	-	-	1073825	-

ZONA ZAMORA - YACUAMBI

1973	191	60031	51	40685	958	-	-	21291	31306
------	-----	-------	----	-------	-----	---	---	-------	-------

TABLA 2.2.3-3

DATOS ESTADISTICOS DE GENERACION

ZONA	AÑO	CAPACIDAD INST. (Kw)		ENERGIA GENERADA Mwh	ENERGIA VENDIDA Mwh	DEMANDA MAXIMA Kw	Nº HORAS ANUALES
		HID.	TERM.				
Celica-Alambr	1971	-	153	138.98	104.24	151	2190
	1972	-	203	184.60	138.43	176	2190
	1973	-	203	178.71	168.61	85	2920
Macará	1969				180.80		
	1970				201.58		
	1971				222.07		
	1972				245.93		
	1973	-	200	310.58	290.10	120	4320
Cariamanga	1972	80	185	217.72	163.29	70	8760
	1973	80	185	288.72	273.16	120	8760
Gonzanamá	1973	27	-	93.78	72.14	15	8760
Catacocha	1970	-	312	129.6	99.78	150	2160
	1971	-	312	133.92	103.12	155	2160
	1972	-	256	92.00	70.98	76	1620
	1973	-	312	132.85	124.57	83	2555
Saraguro	1973	48	-	94.33	90.33	-	-
*Catamayo y Loja	1968	1200	-	4482.08	3788.94	1270	8760
	1969	2400	250	5050.18	4091.79	1577	8760
	1970	2400	750	6053.57	5033.41	1905	8760
	1971	2400	750	6612.78	5489.56	2010	8760
	1972	2400	750	7311.31	6009.54	2130	8760
	1973	2400	2640	8036.85	6763.31	2170	8760
Zamora-Yacuam bí.	1973	42	90	185.95	154.32	72	8760

* Debido a que las zonas Loja y Catamayo se encuentra interconectadas por una línea a 13.8 KV los datos de generación obtenidos corresponden a las dos.

TABLA 2.2.3-4
ENCUESTAS INDUSTRIALES

DESCRIPCION	UBICACION	CARGA	CAPACIDAD ANUAL DE PRODUCCION
Bombas de agua para riego	Prov. Loja	1300.	-
Industria Maderera	Alamor	80.	-
Industria maderera	Paletillas	80.	-
Industria maderera	Macará	80.	-
Industria "Macareño de Parket"	Macará	41.	-
Piladoras	Macará	52.	-
Fábrica de hielo "San Antonio"	Macará	20.	-
Molienda de Caña de azúcar	Macará	24.	-
Extractor de Aceite de soya	Catacocha	-	2400 ton.
Fábrica de aceite y mantequilla de maní	Catacocha	20.	160 ton.
Bombas de agua para riego	Catamayo	250.	-
Ingenio Monterrey	Catamayo	1200.	-
Fábrica "Tabla Rey"	Catamayo	700.	-
Fábrica de tubos de rayos catódicos.	Loja	20.	-
Fábrica de leche pasteurizada	Loja	-	3'600000 lit.
Fábrica de Embutidos	Loja	20.	250 ton.
Gurtiembre	Loja	-	1'200000 pies
Fábrica Alfarina	Loja	-	2450 ton.
Fábrica de conservas en general	Loja	60.	1200 ton.
Fábrica de cristalería soplada y moldeada.	Loja	56.	1800 ton.
Fábrica de hongos conservados	Loja	125.	2500 ton.
Aprovechamiento de madera	Vilcabamba	2500	-
Fábrica de pasta y salsa de tomate.	Malacatos	30.	495 ton.
Industrias madereras (12 aserríos de 80 Kw c/u).	Zamora	960	-

TABLA 2.2.3-5
 DATOS ESTADISTICOS DEL INGENIO MONTERREY

AÑO	CAPACIDAD INSTALADA		TIEMPO HORAS	D. MAX. Kw	F.C.	F.D. [*]	ENERGIA GENERADA Mwh	ENERGIA CONSUM. Mwh
	TERMICA Kw	HID. Kw						
1966	84	176	8760	215	0.35	0.827	656.45	586.80
1967	205	150	4800	300	0.83	0.845	1200.00	1080.00
1968	355	150	5400	240	0.83	0.475	1080.00	1000.00
1969	300	150	6300	275	0.80	0.610	1386.00	1233.50
1970	300	150	7350	315	0.84	0.700	1875.26	1669.00
1971	300	150	7350	350	0.84	0.780	2005.93	1785.30
1972	1050	150	7740	370	0.84	0.310	2400.00	2136.00
1973	1050	150	7740	370	0.84	0.310	2400.00	2136.00

* Factor de demanda = D. Máx./Capacidad instalada

2.4. Análisis de la Información

1. Generalidades

El análisis de la información tiene por finalidad determinar el grado de desarrollo del Sistema en estudio y la forma como ese desarrollo ha cambiado a través del tiempo, con lo cual se podrá establecer las metas a alcanzarse en el futuro.

Para calcular las tasas de crecimiento en el análisis de los diferentes datos se usará la siguiente fórmula:

$$P = P_0 (1 + r)^n$$

Donde tratándose de la población por ejemplo la fórmula funcionaría así:

P = Población en el año n

P₀ = Población en el año uno o población inicial.

r = Tasa de crecimiento media acumulativa anual.

n = Número de años del período en estudio.

2. Población

El Sistema Sur y en especial la provincia de Loja ha sufrido grandes sequías repercutiendo esto en el crecimiento de la población, principalmente del área rural donde se tienen varios pueblos con tasas de crecimiento negativas, como consecuencia de un proceso de migración hacia lugares más fértiles y principales centros industrializados, en busca de un mejor nivel de vida.

Existen en cambio otros pueblos, especialmente los de la provincia de Zamora Chinchipe que tienen tasas de crecimiento muy altas, por el orden del 13 al 14% lo cual se debe al fenómeno anteriormente anotado.

En la tabla 2.2.3-1 constan las tasas de crecimiento a nivel de zona.

3. Consumos y abonados

a. Abonados Residenciales

Los abonados que dan la pauta del estado de electrificación de un pueblo son los residenciales, por consiguiente, mientras mayor sea su número mayor será el porcentaje de la población servida.

Dividiendo el número de habitantes para el número de abonados se obtiene la relación Habitantes/Abonados. Esta relación para el año 1973 varía dentro del rango de 11.21 a 123.52, registrándose el menor índice en la zona San Pedro y el mayor en la zona Celica-Allamor.

Si consideramos que la familia representativa ecuatoriana está compuesta por 6 personas, las cuales idealmente representan un consumidor, podemos decir que un pueblo está totalmente electrificado cuando se tiene una relación de 6 habitantes/abonado. Aplicando este criterio a los valores anteriores se tiene que la población servida oscila entre 53.52% y 4.86%, esto nos da una idea del estado de electrificación paupérrimo de todo el Sistema.

Para el año 1990 se aspira que el porcentaje de la población servida varíe entre un 100% y un 90.91% o lo que es lo mismo entre 6.0 y 6.6 habitantes/abonado que son las metas que INECEL se ha propuesto alcanzar para el área urbana.

b. Consumo Residencial

Los consumos unitarios de tipo residencial varían para el año 1973 dentro del rango de 165.32 a 507.29 - Kwh/abonado Residencial registrándose el menor índice en la zona Saraguro y el mayor en la zona Loja.

Los crecimientos medios anuales extremos son:

Zona Loja: 7.25% (entre los años 1971 - 1973)
 Zona Macará: 1.96%

Para el año 1990 se espera lograr como meta índices comprendidos entre 1218.0 y 1602.0 KWh/Abonado Residencial.

c. Abonados Comerciales

Por el hecho de estar las provincias de Loja y Zamora Chinchipe colindando con el Perú, la actividad comercial constituye la principal fuente de trabajo para una gran mayoría de la población urbana, por esta causa, la relación Abonados Comerciales/Abonados Residenciales alcanza valores bastante altos variando para el año 1973 dentro del rango de 19.86% a 71.66%.

En regiones que han alcanzado cierto desarrollo, la relación anterior oscila entre el 15% y 20% por lo que en el presente estudio se estima que se pueden alcanzar valores comprendidos entre un 18% y 20% para el año 1990.

d. Consumo Comercial

Los consumos unitarios de tipo comercial varían para el año 1973 dentro del rango de 272.29 a 1672. - KWh/Abonado Comercial registrándose al igual que en el consumo residencial, el menor índice en la zona Saraguro y el mayor en la zona Loja.

Los crecimientos medios anuales extremos son:

Zona Loja: 9.96% (entre los años 1971 - 1973)
 Zona Catamayo: 2.42%

Para el año 1990 se espera alcanzar como meta índices comprendidos entre 2647.0 y 3832.0 KWh/Abonado Comercial.

e. Consumo Industrial

De la información obtenida se observa que únicamente las zonas Catamayo, Loja y Zamora - Yacuambi tienen consumo industrial. Existen en cambio, otras zonas que tienen consumo por bombeo de agua potable y de agua para riego pero esto se analizará en el literal denominado "Cargas Especiales".

De las zonas anteriormente citadas, sólo la zona Loja tiene un consumo industrial bastante apreciable y su crecimiento medio anual asciende a 11.68% lo cual es normal en industrias sin ampliaciones importantes, por consiguiente este valor se tomará como referencia para las zonas restantes a fin de realizar la proyección del consumo industrial.

Se espera para el año 1990 que el crecimiento anterior alcance un valor de 12%.

f. Consumo de Alumbrado Público

El consumo de alumbrado público es generalmente bajo en todo el Sistema, esto se debe en parte a que los municipios, quienes tienen la obligación de pagar por este servicio, no disponen de los medios económicos necesarios para hacerlo.

Los consumos específicos varían para el año 1973 entre 7.25 y 23.82 KWh/Habitante registrándose el menor índice en la zona Gonzanamá y el mayor en la zona Loja.

Las ciudades mejor atendidas en el alumbrado público

en nuestro medio, poseen índices que varían entre 16 y 23 KWh/habitante, esperándose en éste estudio alcanzar valores bastante similares para 1990.

g. Consumo de Entidades Oficiales y otros

Estos consumos se han considerado como cargas especiales.

De la información obtenida se puede observar que sus valores son muy bajos y tienden a desaparecer con el tiempo, tal es el caso de la zona Loja que a partir del año 1972 no tiene consumo de Entidades Oficiales y otros.

Se debe notar también que su tasa de crecimiento es muy irregular en la mayoría de las zonas, por lo que para realizar la proyección de este consumo se usará el crecimiento medio anual de la zona Macará que tiene un valor de 7.14%.

h. Resumen

En la tabla 2.2.4-1 se hace un resumen del análisis de los diferentes tipos de consumos y abonados.

4. Cargas Especiales

a. Generalidades

Se han denominado cargas especiales a aquellas que no están consideradas dentro de la expansión normal de un Sistema, como son: las industrias futuras de gran consumo, las industrias autoabastecidas que se integrarán en el futuro, el bombeo de agua potable, el bombeo de agua para riego, las ampliaciones importantes de industrias integradas, las entidades oficiales y otros consumos.

INDICES DE CONSUMOS Y ABONADOS

ZONA	AÑO	HABTS. POR AB. RES.	CONSUMO POR AB. RES. Kwh	CONSUMO POR AB. COM. Kwh	AB. COM. POR AB. RES. %	AL. PUB. Kwh POR HAB.	ENTIDADES OFICIALES Y OTROS Mwh
Celica - Alamor	1971	227.12	304.20	314.91	78.38	8.81*	-
	1972	142.50	274.15	405.99	50.84	10.28*	2.03
	1973	123.52	346.10	400.58	46.41	10.38*	6.42
	Tasa %		6.66	12.79			216.0
Macará	1969	75.26	175.12	319.90	38.30	7.15*	4.21
	1970	63.10	195.76	327.61	33.19	8.17*	4.51
	1971	58.82	208.17	328.00	33.86	8.79*	4.84
	1972	52.04	203.06	343.84	35.17	8.94*	5.18
	1973	52.14	189.28	361.00	43.58	10.50*	5.55
	Tasa %		1.96	3.07			7.14
Cariamanga	1973	94.63	294.12	728.41	71.66	7.54**	21.80
Gonzanamí	1973	54.94	167.12	313.07	43.94	7.25*	5.43
Catacocha	1973	118.49	195.74	427.27	35.61	9.49**	17.68

* Considerando población urbana y periférica

** Considerando población urbana

ZONA	AÑO	HABITS POR AB. RES.	CONSUMO POR AB. RES. Kwh	CONSUMO POR AB. COM. Kwh	AB. COM. POR AB. RES. %	AL. PUB. Kwh POR HAB.	CONSUMO INDUST. Mwh	ENTIDADES OFICIALES Y OTROS Mwh
Catamayo	1970	30.91	278.49	1070.36	34.08	19.79	11.16	7.82
	1971	26.47	290.24	1085.29	36.87	20.09	8.51	14.06
	1972	22.25	282.47	1140.90	35.07	19.35	12.78	10.85
	1973	20.64	323.64	1150.00	35.33	18.64	7.70	7.3
San Pedro	Tasa %		5.14	2.42			-11.64	- 2.32
	1973	11.21	250.00	297.00	29.85	18.64	-	-
	1974	10.81	273.70	338.50	28.57	18.70	-	-
Saraguro	1973	63.78	165.32	272.29	19.86	9.15*	-	6.69
Loja	1968	11.19	528.82	-	-	18.05**	415.38	459.84
	1969	11.36	531.09	-	-	18.70**	439.50	618.38
	1970	11.94	525.33	900.11	6.40	23.14**	585.29	716.77
	1971	13.40	441.00	1389.68	23.61	26.02**	539.32	449.59
	1972	12.79	474.37	1662.91	25.30	24.93**	563.76	-
1973	12.44	507.29	1671.99	26.33	23.82**	721.70	-	
	Tasa %		-0.83	22.93			11.68	
Zamora-Yacuambí	1973	51.97	314.30	797.75	26.70	8.55**	0.96	31.31

* Considerando población urbana y periférica

** Considerando población urbana

b. Industrias nuevas y/o autoabastecidas

De las encuestas industriales realizadas, se puede decir que existen cuatro industrias de bastante importancia, éstas son: el Ingenio Monterrey, la fábrica de "Tablas Rey", la fábrica de aprovechamiento de madera y los aserríos ubicados a lo largo de la carretera Loja-Zamora. Las industrias restantes son pequeñas, pero se han considerado como cargas especiales por su cantidad ya que sumadas todas ellas pueden alcanzar algunos miles de KW.

El cálculo del consumo de una industria nueva se efectuará en unos casos considerando el volúmen de producción, y en otros, tomando como referencia industrias similares que operan en nuestro medio o en el exterior.

En el siguiente cuadro se pueden apreciar los consumos específicos de varias industrias.

TIPOS DE INDUSTRIA	CONSUMO ESPECIFICO
Fábrica "OLYASA"	120 KWh/Tonelada
Fábrica de leche "FRISIA"	0.084 KWh/litro
Molinos Champion	80.5 KWh/tonelada
Curtiembre	0.125 KWh/pie

La fórmula usada para determinar la energía de una industria cuya carga se conoce es la siguiente:

$$E = D. \text{máx.} \times f.c. \times T$$

Donde:

- E = Energía consumida
- D.máx= Demanda máxima
- f.c. = Factor de carga
- T = Tiempo (8760 horas)

Se estima que de acuerdo al tipo de industria, la de manda máxima fluctúa entre el 40% y 90%⁽¹⁾ de la car ga instalada y el factor de carga entre un 40% y 90%. Estas consideraciones se hicieron en base a datos es tadísticos de industrias similares que se encuentran en funcionamiento en nuestro medio.

c. Bombeo de Agua Potable

El cálculo del consumo por bombeo de agua potable se realizará en base a las siguientes consideraciones.

Consumo de agua por habitante y por día:	200 litros ⁽²⁾
Energía consumida en bombear 2000 litros de agua:	1 KWh ⁽²⁾
Población servida al año 1990:	Urbana, periférica y de las cabeceras parroquiales.
Población servida al año 1973:	Urbana (salvo que se especifique lo contrario).

d. Bombeo de agua para riego

Se estima que la carga a instalarse en bombas de riego en la provincia de Loja, ascenderá a 1300 KW aproximadamente, esto se dedujo de visitas realizadas al Ministerio de Agricultura de dicha provincia.

Debido a que se desconoce la ubicación y la potencia de las bombas, se ha creído conveniente repartir los 1300 KW. proporcionalmente al número de parroquias ru rales consideradas dentro de cada zona. Para tal distribución no se ha considerado la parroquia de Catama yo cuya carga en bombas de riego sí se conoce.

(1) Electric Transmission and Distribution, por BERNHARDT G.A. SKROT ZKI, páginas 394 - 395.

(2) Información obtenida en el Instituto Ecuatoriano de Obras Sanitarias (IEOS)

Los parámetros usados para el cálculo de la energía son los siguientes:

D máx.	80% de la carga
f.c.:	0.30
T.	8760 horas

Parroquias rurales: 61

Luego:

Energía/parroquia: 45 MWh.

5. Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía eléctrica se determinan comparando la energía generada con la energía vendida de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas \%} = \frac{E_g - E_f}{E_g} \times 100$$

Donde:

E_g = Energía generada

E_f = Energía facturada o vendida

Observando los resultados obtenidos tabulados en la tabla 2.2.4-2 se concluye que en los años anteriores a 1973 son en la mayoría demasiado altas; las de 1973 son en cambio muy bajas como consecuencia del funcionamiento irregular de las centrales.

Los valores extremos registrados en 1972 son:

Zona Loja y Catamayo: 17.80%

Zona Celica - Alamor: 25.01%

Se supone que con el reacondicionamiento de las líneas y redes de distribución, así como también con un buen mantenimiento, las pérdidas a 1990 alcancen valores del 15%.

TABLA 2.2.4-2

PERDIDAS DE ENERGIA Y FACTOR DE CARGA

ZONA	AÑO	PERDIDAS %	FACTOR DE CARGA %	
			CON TIEMPO REAL DE TRABAJO.	CON TIEMPO DE 8760 HS.
Celica - Almor	1971	25.00	48.00	10.51
	1972	25.01	48.00	11.97
	1973	5.65	72.00	24.00
Macará	1969	-	-	-
	1970	-	-	-
	1971	-	-	-
	1972	-	-	-
	1973	6.59	60.00	29.55
Cariamanga	1972	25.00	36.00	36.00
	1973	5.39	27.47	27.47
Gonzanamá	1973	23.08	71.37	71.37
Catacocha	1970	23.01	40.00	9.86
	1971	23.00	40.00	9.86
	1972	22.86	74.70	13.82
	1973	6.23	62.65	18.27
Saraguro	1973	4.14	-	-
Catamayo y Loja	1968	15.46	40.30	40.30
	1969	18.98	36.56	36.56
	1970	16.85	36.28	36.28
	1971	16.99	37.56	37.56
	1972	17.80	39.18	39.18
	1973	15.85	42.28	42.28
Zamora - Yacuambi	1973	17.01	29.48	29.48

6. Factor de Carga

El factor de carga es la relación entre la demanda media y la demanda máxima. Es decir:

$$f.c. = \frac{D. med.}{D. máx.}$$

Pero: $E = D. med. \times T$

Luego: $f.c. = \frac{E}{D. máx. \times T}$

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 2.2.4-2 y del análisis de los mismos se observa, que cuando se toma el tiempo real de trabajo los factores de carga son altos, sucediendo todo lo contrario cuando se toma el tiempo de 8760 horas que corresponden al año completo.

En 1973 se registraron los siguientes valores extremos:

- Considerando el tiempo real de trabajo

Zona Cariamanga: 27.47%

Zona Celica-Alamor: 72.00%

- Considerando 8760 horas anuales

Zona Gonzanamá: 71.37%

Zona Catacocha: 18.27%

7. Ajuste de datos para el año 1973

Del análisis de la información relacionada con los diferentes tipos de consumos y abonados, pérdidas y factor de carga se desprende que existen varias zonas sin información, éstas son: Amaluza, Cisne - Tambo, Vilcabamba, - Malacatus, Yangana - Guadel y Zumba. Para estas zonas - los datos en el año 1973 se han tomado por comparación - con otras de características similares.

Existen también zonas que si bien tienen información pe-

ro sus datos están fuera de la realidad surgiendo la necesidad de modificarlos, lo cual se hizo en base a zonas con un nivel de electrificación superior.

En la tabla 2.2.4-3 constan los datos reales y modificados para el año 1973.

2.5. Metas de Desarrollo Eléctrico

1. Generalidades

En vista de que la mayoría de las poblaciones o bien carecen de servicio eléctrico o disponen de él en forma muy deficiente, repercutiendo esto en el normal desarrollo de la zona, la proyección de la demanda se realizará en base a metas impuestas por INECEL, sin dar mayor importancia al crecimiento histórico.

Para determinar las metas a alcanzarse y posteriormente para realizar la proyección de la demanda, se ha creído conveniente dividir a cada zona en dos áreas definidas de la siguiente manera:

a. Area Urbana

En esta área se encuentra incluida la población urbana, periférica y de las cabeceras parroquiales.

b. Area Rural

En esta área se encuentra incluida la población rural o sea la que se halla fuera de las cabeceras parroquiales formando los anejos, recintos, caceríos, haciendas y otros centros poblados.

2. Proyección de la población a nivel de zona

La población a partir del año 1974 es obtenida únicamente por cálculo usando las tasas de crecimiento registradas en el pasado; éstas tasas se mantuvieron cons-

DATOS REALES Y MODIFICADOS PARA EL AÑO 1.973

DESCRIPCION	HABTS. POR AB. RES.	CONSUMO POR AB. RES.	CONSUMO POR AB. COM.	AB. COM. POR AB. RES.	CONSUMO INDUSTRIAL		AL. PUB. Kwh POR HAB.	PERDIDAS %	FACIL DE CUB %
	AB. RES. Kwh	AB. RES. Kwh	AB. COM. Kwh	AB. RES. %	Mwh	Tasa (%)			
ZONA CELICA-ALAMOR									
Dato real	123.5	346.1	400.6	46.62	-	-	10.38	5.65	24.1
Dato modificado	123.5	346.1	400.6	46.62	-	-	10.38	24.73	29.1
ZONA MACARA									
Dato Real	52.14	189.3	361.0	43.60	-	-	10.50	6.59	29.1
Dato modificado	52.14	294.0	361.0	43.60	-	-	10.50	22.65	29.1
ZONA CARIAMANGA									
Dato real	94.63	294.0	728.4	71.66	-	-	7.54	5.39	27.1
Dato modificado	94.63	294.0	728.4	71.66	-	-	9.00	24.73	36.1
ZONA AMALUZA									
Dato real	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dato modificado	67.95*	294.0	313.1	43.94	-	-	8.60	23.08	29.1
ZONA GONZANAMA									
Dato real	54.94	167.1	313.10	43.94	-	-	7.25	23.08	71.1
Dato modificado	54.94	294.0	313.10	43.94	-	-	8.60	23.08	29.1

* Dato calculado suponiendo el mismo número de abonados residenciales que la zona Gonzanamá

TABLA 2.2.4-3 (Continuación)

DESCRIPCION	HABITS. POR AB. RES.		CONSUMO POR AB. RES.		CONSUMO POR AB. COM.		CONSUMO POR AB. RES.		CONSUMO INDUSTRIAL Tasa (%)	AL. PUB. Kwh POR HAB.	PERDIDAS %	FACTOR CARGA %
	AB. RES. Kwh	CONSUMO POR AB. RES. Kwh	AB. COM. Kwh	CONSUMO POR AB. COM. Kwh	AB. RES. %	CONSUMO POR AB. RES. Mwh	INDUSTRIAL Tasa (%)					
ZONA CATACAOCHA												
Dato real	118.5	195.7	427.3	35.61	-	-	9.49	6.23	18.27	18.27		
Dato modificado	118.5	294.0	427.3	35.61	-	-	9.49	22.65	29.55	29.55		
ZONA CATAVAYO												
Dato real	20.64	323.6	1150.0	35.33	7.70	- 11.63	18.64	15.82	-	-		
Dato modificado	20.64	323.6	1150.0	35.33	7.70	11.68	18.64	15.82	39.00	39.00		
ZONA SAN PEDRO												
Dato real	11.21	250.0	297.0	29.85	-	-	18.64	-	-	-		
Dato modificado	11.21	294.0	313.1	29.85	-	-	18.64	22.65	29.55	29.55		
ZONA CISNE - TAMBO												
Dato real	54.94	294.0	313.1	54.94	-	-	8.60	22.65	29.55	29.55		
Dato modificado	54.94	294.0	313.1	54.94	-	-	8.60	22.65	29.55	29.55		
ZONA SARAGURO												
Dato real	63.78	165.3	272.3	19.86	-	-	9.15	4.14	-	-		
Dato modificado	63.78	294.0	313.1	19.86	-	-	9.15	22.65	29.55	29.55		

DESCRIPCION	HABITS. POR AB. RES.		CONSUMO POR AB. RES.		CONSUMO POR AB. COM.		CONSUMO INDUSTRIAL. Mwh		AL. PUB. POR HABIT.		PERDIDAS	FACTOR CARGA
	AB. RES.	AB. RES. Mwh	AB. RES.	AB. RES. Mwh	AB. COM.	AB. COM. Mwh	Tasa (%)	Mwh	Mwh	HABIT.		
ZONA LOJA												
Dato real	12.44	507.3	1672.0	26.33	721.70	11.68	23.82	15.82	42.28			
Dato modificado	12.44	507.3	1672.0	26.33	721.70	11.68	23.82	15.82	39.00			
ZONA VILCAHERRA												
Dato real	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dato modificado	11.17	323.6	1150.0	35.33	-	-	18.63	22.65	29.55			
ZONA MALACATUS												
Dato real	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dato modificado	11.17	323.6	1150.0	35.33	-	-	18.63	22.65	29.55			
ZONA YANGANA-GUADEL												
Dato real	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dato modificado	54.94	294.0	313.1	43.94	-	-	8.60	22.65	29.55			
ZONA ZAMORA-YACUAMBI												
Dato real	51.97	314.3	798.0	26.70	0.96	-	8.60	17.01	29.48			
Dato modificado	51.97	314.3	798.0	26.70	0.96	11.68	8.60	17.01	29.55			
ZONA ZUMBA												
Dato real	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dato modificado	67.95	294.0	313.1	43.94	-	-	8.60	22.65	29.55			

tantes cuando los valores estaban dentro del crecimiento normal de la población y se variaron ya sea en forma ascendente o descendente cuando sus valores eran demasiado bajos o demasiado altos respectivamente.

La fórmula para realizar la proyección es la misma que se usa para calcular la tasa de crecimiento y que se explicó en el literal 2.2.4.1.

En el anexo 2-1 consta la proyección de la población - hasta el año 1990 para cada uno de los grupos poblacionales descritos en el numeral 2.2.3-2.

3. Programa de integración de las poblaciones al Sistema Eléctrico de cada zona.

Antes de fijar las metas de los consumos y abonados del área urbana, es necesario conocer la forma como se integrarán las poblaciones al sistema eléctrico de cada zona. Para el efecto se analizaron los siguientes criterios generales:

- Vías de acceso
- Importancia de la carga
- Distancias desde el principal centro de carga donde - posiblemente se ubique la subestación de transformación o desde el punto en el que INECEL tiene programada dicha subestación.
- Distancia desde líneas de distribución existentes.

Los resultados obtenidos se indican en la tabla 2.2.5-1.

4. Consumos y Abonados

a. Area Urbana

Una vez analizada la información recopilada, que corresponde integralmente a las áreas urbanas, se considera que se pueden alcanzar las metas indicadas en el anexo 2-2.

TABLA 2.2.5-1

PROGRAMA DE INTEGRACION DE LAS
POBLACIONES

DESCRIPCION	AÑO DE INTEGRACION
ZONA CELICA - ALAMOR	
Celica (actualmente con servicio eléctrico)	*
Alamor y Mercadillo	1976
San Juan de Pózul	1977
Pindal	1978
Doce de Diciembre, Chaquinal y El Limo	1980
Paletillas	1981
Cruzpamba, Sabanilla, Vicentinos, Guanchanamá y Ciano	1982
Orianga	1983
Iapotillo y Cazaderos	1984
ZONA MACARA	
Macará (actualmente con servicio eléctrico)	*
Tozoranga, Sabiango, Colaisaca y Utuana	1978
La Victoria y Tacamoros	1981
La Rama	1984
ZONA AMALUZA	
Amaluza (actualmente con servicio eléctrico)	*
Bellavista, Jimbura y Santa Teresita	1978
ZONA GONZANAMA	
Gonzanamá (actualmente con servicio eléctrico)	*
Changaimina y Quilanga	1977
Nambacola y Purunuma	1979
Sacapalca y San Antonio de las Aradas	1981
ZONA CATACOCHA	
Catacocha (actualmente con servicio eléctrico)	
Cangonomá, Chaguarpamba, Lauro Guerrero, Buena vista y Olmedo	1981

* Posible ubicación de la subestación de transformación

TABLA 2.2.5-1
(continuación)

DESCRIPCION	AÑO DE INTEGRACION
La Tingue y Santa Rufina	1982
El Rosario y Guayquichuma	1984
ZONA CISNE - TAMBO	
El Cisne	1978
El Tambo	1981
ZONA SARAGURO	
Saraguro (actualmente con servicio eléctrico)	*
Urdaneta, San Antonio de Cumbe, San Lucas, San Pablo de Tenta y El Paraiso de Celén	1978
Selva Alegre, Luzhapa y Manú	1981
San Sebastián de Yuluc y El Tablón	1984
ZONA YANGANA - GUADEL	
Jimbilla, Santiago, Taquil, Chuquiribamba y Yangana	1978
Guadel	1981
ZONA ZAMORA - YACUAMBI	
Zamora (actualmente con servicio eléctrico)	*
Sabanilla, Limon, Timbara, Cumbaratza, Zumbi y Yanzaza	1977
Guadalupe	1979
Veintiocho de Mayo y La Victoria de Imbana	1980
Guayzimi, La Paz y Tutupalí	1981
ZONA ZUMBA	
Zumba	*
Palanda	1978
Valladolid	1979
Chito, El Chorro, La Chonta y Pucabamba	1981

* Posible ubicación de la subestación de transformación

b. Area Rural

El área rural se encuentra completamente deselectrificada, por esta razón los datos para el año 1973 - hubo necesidad de asumirlos considerándose iguales para todas las zonas. Los índices adoptados son los siguientes:

Habitantes/Abonado Residencial:	200.0
KWh/Abonado Residencial:	250.0
KWh/Abonado Comercial:	*313.1
Abonado Comercial/Abonado Residencial %:	20.0
Alumbrado público (KWh/Habitante por año):	2.0

Con estos valores en el año inicial de la proyección de la demanda, se estima que se pueden alcanzar hasta 1990 las metas indicadas en el anexo 2-3.

5. Cargas Especiales

a. Generalidades

Para efectos de la proyección de la demanda, las cargas especiales se han considerado concentradas en el área urbana.

b. Industrias nuevas y/o autoabastecidas

Se estima sin tasa de crecimiento las industrias con cargas inferiores a los 130 KW, de tal manera que al integrarse a su respectiva zona lo hacen con toda su capacidad.

En todas las industrias restantes, el cálculo de la tasa de crecimiento se efectuó como se explica a continuación:

- Ingenio Monterrey

La máxima energía que se puede generar con la capacidad instalada actual asciende a 5461.34 MWh, como resultado de la aplicación de los siguientes datos:

* Este consumo se consideró igual al de la zona Gonzanamá.

Factor de demanda: 70%
 Tiempo: 7740 horas
 Capacidad instalada: 1200 KW.

En el período 1971 - 1973 el consumo creció con una tasa de 9.4%. Asumiendo un crecimiento de 9% a partir de 1973, el número de años que tardará en trabajar a plena carga será:

$$n = \frac{\text{Ln } \frac{C_n}{C_o}}{\text{Ln } (1+r)}$$

Donde:

Co = 2136.00 MWh
 Cn = 5461.34 MWh
 r = 9 %

Luego:

n = 11 años

Del análisis anterior se concluye que el Ingenio - Monterrey si no aumenta su capacidad instalada, ne cesitará comprar energía desde el año 1984. Por ra zonas de seguridad, economía, etc. se supone que se integrará a partir de 1980 con el 50% del consu mo en ese año.

Luego:

Consumo de energía en 1980: 3904.7 MWh
 Consumo con el que se integra: 1952.0 MWh

Tomando como meta el año 1990 para que trabaje a plena carga su crecimiento medio anual será de 10.84%.

- Fábrica de "Tablas Rey"

Esta industria ha solicitado a la Empresa Eléctrica servicio a partir de 1975 para una carga de 700 KW.

Cálculo de consumo:

Carga:	700 KW
Factor de demanda:	70 %
Tiempo:	7740 horas
Factor de carga:	84 %
Consumo total:	3186 MWh

Se considera que en 1975 comenzará a funcionar con el 50% de la carga total. Bajo esta condición el crecimiento medio anual debe ser 4.73% para que al año 1990 se cope su capacidad.

- Fábrica de aprovechamiento de madera

Carga:	2500 KW
Factor de demanda:	70 %
Tiempo:	7740 horas
Factor de carga:	84 %
Consumo:	11378.0 MWh

Se prevee que esta industria comenzará a funcionar en 1979 con el 30% de su carga. Asumiendo como meta el año 1990 para que trabaje a plena carga su crecimiento medio anual será de 11.57%.

- Industrias madereras ubicadas en la carretera Loja Zamora

Carga total:	960 KW
Factor de demanda:	80 %
Tiempo:	8760 horas
Factor de carga:	50 %
Consumo total:	3364.0 MWh

Se estima que estas industrias se integrarán a partir de 1976 con el 25% de la carga; tomando como meta el año 1990 para que se cope su capacidad la tasa de crecimiento será de 10.41%.

c. Bombeo de Agua Potable

El consumo por bombeo de agua potable se determina en base a los criterios establecidos en el literal 2.2.4.4 renglón c a excepción de la población servida en 1973 de las zonas San Pedro, Cisne - Tambo, Loja, Vilcabamba, Malacatus y Yangana - Guadel para las que se usan los siguientes valores:

Zona San Pedro:	* 50 %
Zona Cisne - Tambo:	* 20 %
Zona Loja:	** 20 % (en 1975)
Zona Vilcabamba:	* 50 %
Zona Malacatus:	* 50 %
Zona Yangana - Guadel:	* 20 %

d. Bombas de riego

La tasa de crecimiento de las bombas de riego se calcula considerando, que al momento de integrarse una parroquia rural, se integra también el 20% de la Energía/parroquia cuyo valor se encontró en el literal 2.2.4.4 renglón d, de tal forma que al año 1990 alcance su valor total.

e. Resumen

En la tabla 2.2.5-2 se presentan todas las cargas especiales con su respectivo consumo, año de integración, tasa de crecimiento y ubicación.

6. Pérdidas de energía

a. Area urbana

La selección de las metas para las pérdidas totales de energía del área urbana se efectuó de la siguiente manera:

* Se considera la población de la cabecera parroquial

** Se considera la población periférica.

TABLA 2.2.5-2

METAS PARA LAS CARGAS ESPECIALES

DESCRIPCION	UBICACION	CONSUMO Mwh	AÑO INTEG.	TASA %
ZONA CELICA-ALAMOR				
Agua potable	Area Urbana	179.40	1973.	12.73
Bombas de riego	Parr. Rurales	9.00	1976	12.18
" " "	" "	9.00	1977	13.18
" " "	" "	9.00	1978	14.35
" " "	" "	27.00	1980	17.46
" " "	" "	9.00	1981	19.58
" " "	" "	45.00	1982	22.28
Industria maderera	Alamor	280.32	1976	0.00
Industria maderera	Paletillas	280.32	1981	0.00
Entidades oficiales y otros	Area Urbana	6.42	1973	7.14
ZONA MACARA				
Agua potable	Area urbana	59.70*	1973	17.69
Bombas de riego	Parr. Rurales	36.00	1978	14.35
" " "	" "	18.00	1981	19.58
" " "	" "	9.00	1984	30.77
Industria maderera	Macará	280.32	1982	0.00
Industria "Macareño de parket"	Macará	144.32	1978	0.00
Piladoras	Macará	155.00	1978	0.00
Fábrica de hielo "San Antonio"	Macará	122.64	1978	0.00
Molienda de caña	Macará	72.00	1980	0.00
Entidades oficiales y otros	Area Urbana	5.55	1973	7.14
ZONA CARIAMANGA				
Agua potable	Area Urbana	240.86	1973	9.35
Entidades oficiales y otros	Area Urbana	21.80	1973	7.14
ZONA ANALUZA				
Agua potable	Area Urbana	44.80	1973	14.37
Bombas de riego	Parr. Rurales	27.00	1978	14.35
Entidades oficiales y otros	Area Urbana	5.43*	1973	7.14
ZONA GONZANAMA				
Agua potable	Are Urbana	55.40	1973	10.86

* Se consideró igual a la zona Gonzanamá

TABLA 2.2.5-2 (Continuación)

DESCRIPCION	UBICACION	CONSUMO Mwh	AÑO INTEG.	TASA %
Bombas de riego	Parr. Rurales	18.00	1977	13.18
" " "	" "	18.00	1979	15.76
" " "	" "	18.00	1981	19.58
Entidades oficiales y otros	Area Urbana	5.43	1973	7.14
ZONA CATACOCHA				
Agua potable	Area Urbana	137.00	1973	13.26
Bombas de riego	Parr. Rurales	45.00	1981	19.58
" " "	" "	18.00	1982	22.29
" " "	" "	18.00	1984	30.77
Extractorora de aceite de soya	Catacocha	144.00	1978	0.00
" " " " "	"	72.00	1980	0.00
" " " " "	"	72.00	1982	0.00
Fábrica de aceite y mantequi lla de maní	Catacocha	70.10	1979	0.00
Entidades oficiales y otros	Area Urbana	17.70	1973	7.14
ZONA CATAMAYO				
Agua potable	Area Urbana	43.20*	1973	14.43
Bombas de riego	Catamayo	105.70*	1973	10.00
Ingenio Monterrey	Area Urbana	1952.00	1980	10.84
Fábrica de "Tablas Rey"	Area Urbana	1593.00	1975	4.73
Entidades Oficiales y otros	Area Urbana	10.32	1973	9.14
ZONA SAN PEDRO				
Agua potable	Area Urbana	13.71	1973	5.05
Bombas de riego	San Pedro	9.00	1975	11.33
ZONA CISNE - TAMBO				
Agua potable	Area Urbana	14.32	1973	10.87
Bombas de riego	El Cisne	9.00	1978	14.35
" " "	El Tambo	9.00	1981	19.58
ZONA SARAGURO				
Agua potable	Area Urbana	63.00	1973	11.65
Bombas de riego	Parr. Rurales	45.00	1978	14.35

* Dato estadístico

TABLA 2.2.5-2 (Continuación)

DESCRIPCION	UBICACION	CONSUMO Mwh	AÑO INTEG.	TASA %
Bombas de riego	Parr. Rurales	27.00	1981	19.58
" " "	" "	18.00	1984	30.77
Entidades Oficiales y Otros	Area Urbana	6.70	1973	7.14
ZONA LOJA				
Agua potable	Loja	103.00	1975	13.29
Fca. de tubos de rayos catódicos.	Loja	70.10	1975	0.00
Fca. de leche pasteurizada	Loja	151.20	1975	0.00
" " " "	"	75.60	1978	0.00
" " " "	"	75.60	1980	0.00
Fábrica de embutidos	Loja	70.10	1976	0.00
Curtiembre	Loja	75.00	1976	0.00
"	"	37.50	1978	0.00
"	"	37.50	1980	0.00
Fábrica de alfarina	Loja	98.62	1977	0.00
" " "	"	49.31	1979	0.00
" " "	"	49.30	1980	0.00
Fca. de conservas en general	Loja	105.50	1977	0.00
" " " " "	"	52.80	1979	0.00
" " " " "	"	52.70	1981	0.00
Cristalería soplada y moldeada	Loja	98.50	1979	0.00
" " " "	"	49.30	1981	0.00
" " " "	"	49.20	1982	0.00
Hongos conservados	Loja	219.00	1980	0.00
" "	"	109.50	1981	0.00
" "	"	109.50	1982	0.00
ZONA VILCABAMBA				
Agua potable	Area Urbana	18.41	1973	6.06
Bombas de riego	Vilcabamba	9.00	1976	12.18
Aprovechamiento de madera	Vilcabamba	3413.00	1979	11.57
ZONA MALACATUS				
Agua potable	Area Urbana	24.75	1973	6.04

TABLA 2.2.5-2 (Continuación)

DESCRIPCION	UBICACION	CONSUMO Mwh	AÑO INIEG.	TASA %
Bombas de riego	Malacatus	9.00	1976	12.18
Fábrica de pasta y salsa de tomate	Malacatus	105.12	1977	0.00
ZONA YANGANA - GUADEL				
Agua potable	Area Urbana	22.24	1973	11.94
Bombas de riego	Parr. Rurales	45.00	1978	14.35
" " "	" "	9.00	1981	19.58
ZONA ZAMORA - YACUMBI				
Agua potable	Area Urbana	103.00	1973	12.10
Industria madereras	Zamora	841.00	1976	10.41
Entidades oficiales y otros	Area Urbana	31.31	1973	7.14
ZONA ZUMBA				
Agua potable	Area Urbana	31.00	1973	13.33
Entidades oficiales y otros	Area Urbana	5.43*	1973	7.14

* Se consideró igual al de la zona Gonzanamá

- En primer lugar se estimaron las metas para las pérdidas de los consumos generales como son el residencial, comercial, industrial, bombeo de agua potable, entidades oficiales y otros; sus valores se presentan en la tabla 2.2.5-3.

Posteriormente se adoptó un valor de 15% para las pérdidas de energía de las industrias y bombas de riego que se integran a partir de 1973.

De la combinación de las dos metas anteriores se calcularon las pérdidas totales, lo cual se ilustra a continuación con un ejemplo:

Cálculo de las pérdidas totales de energía de la Zona Vilcabamba, año 1979.

Consumos generales:	178.62 MWh
Pérdidas:	20.33 %
Eg 1	224.20 MWh
Consumo de industrias y bombas de riego	3425.71 MWh
Pérdidas:	15 %
Eg 2	4030.25 MWh
Consumo total	= Consumos generales + consumo de industrias y bombas de riego.
Eg total	= Eg 1 + Eg 2
Pérdidas totales %	= $\frac{\text{Eg total} - \text{Consumo total}}{\text{Eg total}} \times 100$

Luego:

Pérdidas totales: 15.28%

Al igual que para 1979 se han realizado cálculos para varios años y para todas las zonas; los resultados obtenidos se indican en el anexo 2-2.

b. Area Rural

Las pérdidas de energía del área rural, son mayores que

TABLA 2.2.5-3

METAS PARA LAS PERDIDAS DE ENERGIA DE LOS
CONSUMOS GENERALES DEL AREA
URBANA

AÑO	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1973	24.73	22.65	23.08	15.82	17.00
1974	24.44	22.42	22.80	15.77	16.89
1975	24.06	22.12	22.52	15.72	16.78
1976	23.64	21.79	22.17	15.68	16.66
1977	23.12	21.38	21.74	15.63	16.55
1978	22.51	20.90	21.33	15.58	16.42
1979	21.78	20.33	20.63	15.53	16.30
1980	20.98	19.70	19.96	15.48	16.18
1981	20.12	19.02	19.26	15.43	16.07
1982	19.26	18.35	18.54	15.39	15.95
1983	18.49	17.74	17.90	15.34	15.83
1984	17.80	17.20	17.32	15.29	15.71
1985	17.16	16.70	16.80	15.24	15.59
1986	16.62	16.27	16.34	15.19	15.47
1987	16.11	15.87	15.92	15.14	15.36
1988	15.66	15.52	15.55	15.10	15.24
1989	15.28	15.23	15.23	15.05	15.12
1990	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00

(1) Zonas Celica - Alamor y Cariamanga

(2) Zonas Macará, Catacocha, San Pedro, Cisne-Tambo, Saraguro, Vilcabamba, Malacatus y Yangana-Guadel.

(3) Zonas Amaluza, Gonzanamá y Zumba

(4) Zonas Catamayo y Loja

(5) Zona Zamora - Yacuambi

las del área urbana en vista de que los consumidores se encuentran diseminados y a distancias mayores de las subestaciones. Bajo esta condición se asume para el año 1973 25 % de pérdidas y para 1990 un 16%.

Los porcentajes para los años restantes se indican en el anexo 2-3.

7. Factor de carga

a. Area Urbana

El factor de carga es el fiel reflejo del tipo de mercado. En zonas residenciales varía entre un 20% y 30% en zonas con pequeñas industrias oscila entre un 30 % y 40%, y en zonas completamente industrializadas supera el 60%.

En estas condiciones, al igual que para las pérdidas de energía, fue necesario establecer en primer lugar metas para el factor de carga de los consumos generales (tabla 2.2.5-4). Luego con este factor de carga y el de las industrias y bombas de riego (tabla 2.2.5-5) que se integran a partir de 1973 se calculó el factor de carga global de cada zona.

Los resultados obtenidos se presentan en el anexo 2-3.

b. Area Rural

Dado que en el área rural predomina el consumo residencial, se estiman los siguientes factores de carga:

Año 1973:	27%
Año 1990:	30%

Los porcentajes para los años restantes constan en el anexo 2-3.

TABLA 2.2.5-4

METAS PARA EL FACTOR DE CARGA DE LOS CONSUMOS
 GENERALES DEL AREA URBANA

ASO	ZONA CARIAMANGA	ZONA CATAMAYO	ZONA LOJA	ZONAS RESTANTES
1973	36.00	39.00	39.00	29.55
1974	36.14	39.06	39.21	29.92
1975	36.31	39.12	39.46	30.36
1976	36.48	39.18	39.72	30.80
1977	36.67	39.24	40.00	31.29
1978	36.86	39.29	40.29	31.80
1979	37.07	39.35	40.60	32.34
1980	37.29	39.41	40.93	32.92
1981	37.52	39.47	41.27	33.51
1982	37.75	39.53	41.62	34.11
1983	37.99	39.59	41.99	34.76
1984	38.25	39.65	42.37	35.42
1985	38.53	39.71	42.79	36.16
1986	38.81	39.76	43.21	36.89
1987	39.10	39.82	43.64	37.64
1988	39.39	39.88	44.09	38.42
1989	39.70	39.44	44.55	39.21
1990	40.00	40.00	45.00	40.00

TABLA 2.2.5-5

FACTOR DE CARGA DE LAS INDUSTRIAS Y BOMBAS DE
RIEGO QUE SE INTEGRAN A PARTIR DE 1973

DESCRIPCION	UBICACION	FACTOR DE CARGA (%)
Bombas de riego	Parr. Rurales	30.00
Industria maderera	Alamor	50.00
Industria maderera	Paletillas	50.00
Industria maderera	Macará	50.00
Industria "Macareño de Parket"	Macará	50.00
Piladoras	Macará	41.00
Fábrica de hielo "San Antonio"	Macará	87.50
Molienda de caña de azúcar	Macará	41.00
Extractora de aceite de Soya	Catacocha	50.00
Fábrica de aceite y Mantequilla de Maní.	Catacocha	50.00
Ingenio Monterrey	Catamayo	74.22*
Fábrica de "Tablas Rey"	Catamayo	74.22*
Fábrica de tubos de rayos ca- tódicos.	Loja	50.00
Fábrica de leche pasteurizada	Loja	50.00
Fábrica de embutidos	Loja	50.00
Curtiembre	Loja	50.00
Fábrica de alfarina	Loja	50.00
Fábrica de conservas en general	Loja	50.00
Fábrica de cristalería soplada y moldeada.	Loja	50.00
Fábrica de hongos conservados	Loja	50.00
Aprovechamiento de madera	Vilcabamba	74.22*
Fábrica de pasta y salsa de tomate	Malacatus	50.00
Industrias madereras	Zamora	50.00

* Factor de carga considerando un tiempo de 8760 horas de funcio-
namiento.

5 Proyección de la Demanda por zonas

1. Generalidades

Una vez establecidas las metas de desarrollo eléctrico, se realizaron dos proyecciones para cada zona: una del área urbana y otra del área rural.

La demanda total del Sistema se obtuvo sumando las proyecciones de todas las zonas.

2. Metodología de las proyecciones

Para realizar el cálculo de los diferentes consumos, energía vendida, energía generada y demanda máxima se ha usado la siguiente metodología:

a. Consumo Residencial

La proyección del consumo residencial se efectuó como se indica a continuación:

AÑO	HAB.	HAB/ABON.	ABON.	CONST./ABON.	CONSUMO TOTAL
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

En donde:

Los datos en el año de partida (1973) son H1, H1/A1 y c1; los habitantes H2, H3.... Hn corresponden a la proyección de la población; la relación H2/A2, H3/A3,Hn/An y, los consumos unitarios c2, c3,...cn son las metas a alcanzarse; los abonados A2, A3,...An se

obtienen dividiendo la población para la relación Habitantes/Abonados, y, finalmente el consumo total C_2, C_3, \dots, C_n se calcula multiplicando el número de abonados por el consumo unitario.

b. Consumo Comercial

La proyección del consumo comercial se realiza de acuerdo al siguiente cuadro:

AÑO	ABON. RESID.	$\frac{\text{ABON. RESID.}}{\text{ABON. COMERC.}}$	ABONADO COMERC.	CONSUMO UNITARIO	CONSUMO TOTAL
1	A1	K1	D1	c1	C1
2	A2	K2	D2	c2	C2
3	A3	K3	D3	c3	C3
.
.
.
n	An	Kn	Dn	cn	Cn

En donde:

Los datos en el año de partida son $A_1, K_1, y c_1$; los abonados residenciales $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$ se calcularon en la proyección del consumo residencial; la relación Abonados Comerciales/Abonados Residenciales K_2, K_3, \dots, K_n y los consumos unitarios c_2, c_3, \dots, c_n son las metas a alcanzarse; los abonados comerciales D_2, D_3, \dots, D_n se obtienen multiplicando los abonados residenciales por la relación Abonados Comerciales/Abonados Residenciales y, el consumo total C_2, C_3, \dots, C_n se calcula por multiplicación de los abonados comerciales con sus consumos unitarios.

c. Consumo Industrial total

El consumo industrial total, se obtiene sumando la proyección del consumo de las industrias actualmente ser-

vidas por la Empresa Eléctrica con la proyección del consumo de las cargas especiales.

En los dos casos una vez establecidas las metas para la tasa de crecimiento, el consumo se calcula con la siguiente fórmula:

$$C_n = C_1 (1 + r)^n$$

d. Consumo de Alumbrado Público

El consumo de alumbrado público se calcula de la siguiente manera:

AÑO	HABITANTE	KWh/HABITANTE	CONSUMO TOTAL
1	H1	P1	C1
2	H2	P2	C2
3	H3	P3	C3
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
n	Hn	Pn	Cn

En donde:

Los datos en el año inicial son H1 y P1; los habitantes H2, H3, ... Hn corresponden a la proyección de la población; la relación KWh/habitante P2, P3, ... Pn son las metas a alcanzarse, y, el consumo total se calcula multiplicando los habitantes por la relación KWh/habitante.

e. Energía vendida

La energía vendida se obtiene sumando la proyección de todos los consumos (Residencial + Comercial + Industrial + Alumbrado Público).

f. Energía generada

La energía generada se calcula en base a la energía vendida y al porcentaje de las pérdidas de energía de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Eg = \frac{Ev}{1 - \text{Pérdidas}}$$

Donde:

Eg = Energía generada

Ev = Energía vendida

g. Demanda Máxima

La demanda máxima se obtiene en base a la energía generada y al factor de carga de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$D. \text{ máx.} = \frac{Eg.}{f.c. \times T.}$$

Donde:

D. máx. = Demanda máxima

f.c. = Factor de carga

T = 8760 horas anuales

3. Resultados

En el anexo 2-4 se presentan los resultados de las proyecciones de la demanda del área urbana y rural de las zonas, y la proyección de la demanda total del Sistema Eléctrico Sur.

DISTRIBUCION DE LA DEMANDA A NIVEL DE CABECERA CANTONAL Y PARROQUIAL.

Generalidades

Dado que la mayoría de las zonas para las cuales se realizó

la proyección de la demanda abarcan varias poblaciones, se necesita distribuir la demanda a nivel de cabecera cantonal y parroquial. Para esto fue necesario estimar la población del área urbana y del área rural, lo cual se ha hecho para los años 1979, 1981, 1982, 1985 y 1990 cuyos resultados constan en las tablas 2.3.1-1 y 2.3.1-2.

2. Distribución de la Demanda del área urbana

Para realizar la distribución de la demanda del área urbana a las diversas zonas se las ha clasificado en tres grupos, a saber:

GRUPO A: Dentro de este grupo se encuentran las zonas que tienen el consumo industrial uniformemente distribuido en toda el área tal como la zona Zumba.

GRUPO B: Dentro de este grupo se encuentran las zonas que tienen ciertas cargas especiales⁽¹⁾ concentradas en determinadas poblaciones. Estas zonas son: Celica - Alamor, Macará, Almaluza, Gonzanamá, Catacocha, Cisne - Tambo, Saraguro, Yangana - Guadel y Zamora - Yacuambi.

GRUPO C: Dentro de este grupo, se encuentran las zonas formadas por un solo pueblo, por consiguiente no se requiere distribuir la demanda. Estas zonas son: Cariamanga, Catamayo, San Pedro, Loja, Vilcabamba y Malacatus.

Para indicar la forma en que se realizó la distribución de la demanda del área urbana, a continuación se desarrolla un ejemplo de cada grupo:

GRUPO A: Distribución de la demanda de la zona Zumba, año 1979.

De acuerdo a la tabla 2.2.5-1, en el año 1979, formarán parte del Sistema eléctrico de la zona las poblaciones de Zum-

(1) Estas cargas especiales comprenden las industrias y bombas de riego que se integran a partir de 1973.

TABLA 2.3.1-1

POBLACION DEL AREA URBANA

LOCALIDAD	POBLACION				
	1979	1981	1982	1985	1990
ZONA CELICA - ALAMOR					
Celica	7160	7416	7623	8480	10222
Cruzpamba	238	250	256	274	308
Chaquinal	489	512	524	563	630
Doce de Diciembre	963	1011	1036	1112	1246
Pindal	1982	2081	2131	2287	2564
Sabanilla	1110	1165	1193	1280	1435
San Juan de Pózul	1471	1544	1582	1697	1902
Sapotillo	560	588	602	646	724
Alamor	9953	10366	10567	11144	12011
Ciano	321	339	349	381	440
El Limo	791	838	862	940	1085
Mercadillo	500	529	545	594	685
Vicentino	641	679	699	762	879
Cazaderos	895	948	975	1063	1227
Paletillas	431	456	469	511	590
Guanchanamá	568	602	620	675	780
Orianga	573	607	625	681	786
ZONA MACARA					
Macará	13993	14953	15458	17092	20212
La Rama	464	488	500	539	612
La Victoria	408	428	439	474	537
Sabiango	951	1001	1027	1108	1258
Iozoranga	1586	1668	1711	1846	2098
Tacamoros	237	249	255	275	313
Colaisaca	378	398	408	441	501
Utuana	414	436	447	482	548
ZONA CARIAMANGA					
Cariamanga	25768	26581	26981	28174	30127
ZONA AMALUZA					
Amaluza	9001	9319	9482	9984	10876

TABLA 2.3.1-1 (Continuación)

LOCALIDAD	POBLACION			1985	1990
	1979	1981	1982		
Bellavista	250	259	263	275	297
Timbura	343	354	359	376	406
Santa Teresita	377	389	395	415	447
ZONA GONZANAMA					
Gonzanamá	3816	3873	3901	3987	4131
Ghangaimina	773	797	809	845	908
Nambacola	578	593	601	629	675
Purunuma	703	725	736	769	826
Quilanga	1260	1299	1318	1377	1480
Sacapalca	359	371	377	394	423
San Antonio de las Aradas	271	279	283	296	318
ZONA CATACOCHA					
Catacocha	21931	22545	22855	23800	25416
Buenavista	969	1013	1034	1104	1229
Cangonomá	351	367	375	400	446
Chaguarpamba	644	673	688	735	818
La Tingue	333	349	357	381	424
Lauro Guerrero	819	856	877	937	1043
Olmedo	658	688	703	751	836
Santa Rufina	523	547	560	597	665
El Rosario	138	144	145	155	173
Guayquichuma	104	108	112	120	133
ZONA CATAMAYO					
Catamayo	7753	8357	8676	9709	11710
ZONA SAN PEDRO					
San Pedro	790	803	810	831	867
ZONA CISNE - TAMBO					
El Cisne	1499	1525	1538	1578	1646
El Tambo	565	575	580	594	620

TABLA 2.3.1-1 (Continuación)

LOCALIDAD	1979	1981	1982	1985	1990
ZONA SARAGURO					
Saraguro	6289	6480	6579	6886	7443
El Paraíso de Celón	300	306	309	317	332
El Tablón	149	152	153	158	166
Lluzhapa	533	542	547	562	588
Manú	386	393	396	408	427
San Antonio de Cumbe	212	216	218	224	234
San Pablo de Tenta	469	478	482	496	519
San Sebastián de Yuluc	245	250	252	259	271
Selva Alegre	236	240	242	249	260
Urdaneta	455	464	469	481	504
San Lucas	434	442	447	459	480
ZONA LOJA					
Loja	75002	81490	84959	96356	119153
ZONA VILCABAMBA					
Vilcabamba	1113	1153	1174	1240	1370
ZONA MALACATUS					
Malacatus	1495	1548	1576	1665	1836
ZONA YANGANA-GUADEL					
Chuguiribamba	721	747	761	805	889
Guadel	438	454	463	490	542
Jimbilla	179	186	190	203	224
Santiago	501	519	528	558	617
Taquil	872	903	919	972	1074
Yanganá	651	674	686	726	802
ZONA ZAMORA-YACUAMBI					
Zamora	4347	4754	4959	5574	6616
Cumbaratza	1227	1333	1383	1511	1671
Guadalupe	807	877	909	994	1098
Guayzimi	380	413	428	468	519
La Victoria de Imbana	383	417	432	472	522

TABLA 2.3.1-1 (Continuación)

LOCALIDAD	1979	1981	1982	1985	1990
Limón	108	117	121	133	147
Sabanilla	114	124	129	141	155
Timbara	248	269	279	305	337
Yanzaza	3536	3843	3985	4357	4815
Zumbi	1238	1346	1396	1526	1686
Veintiocho de Mayo	1318	1367	1392	1462	1568
La Paz	253	269	277	299	332
Tutupalí	157	168	173	186	207
ZONA ZUMBA					
Zumba	3860	4108	4231	4603	5210
Chito	258	276	284	307	337
El Chorro	84	90	93	100	110
La Chonta	136	145	149	161	177
Palanda	471	502	517	558	614
Pucabamba	81	87	89	97	106
Valladolid	434	463	477	515	565

TABLA 2.3.1-2

POBLACION DEL AREA RURAL

LOCALIDAD	1979	1981	1982	1985	1990
ZONA CELICA - ALAMOR					
Cruzpamba	1838	1907	1943	2056	2262
Chaquinal	1082	1123	1144	1211	1333
Doce de Diciembre	943	979	998	1056	1162
Píndal	2941	3054	3111	3292	3623
Sabanilla	1096	1138	1160	1228	1352
San Juan de Pózul	3382	3511	3578	3787	4167
Zapotillo	4810	4993	5087	5383	5923
Ciano	1848	1876	1891	1938	2031
El Limo	2560	2599	2619	2685	2813
Mercadillo	1809	1837	1851	1898	1988
Vicentino	1638	1662	1675	1718	1801
Cazaderos	1527	1550	1562	1602	1678
Paletillas	2704	2745	2767	2837	2972
Guanchanamá	3710	3765	3795	3891	4077
Orianga	1461	1483	1495	1533	1607
ZONA MACARA					
La Rama	1609	1647	1665	1720	1810
La Victoria	1950	1994	2016	2082	2192
Sabiango	1498	1532	1549	1600	1685
Iozoranga	3808	3895	3938	4069	4284
Iacamoros	4043	4135	4181	4319	4548
Colaisaca	5782	5914	5980	6178	6506
Utuana	2637	2697	2727	2817	2967
ZONA AMALUZA					
Bellavista	2895	3038	3112	3339	3743
Jimburá	2926	3072	3146	3376	3784
Santa Teresita	3225	3385	3467	3721	4170
ZONA GONZANAMA					
Changaimina	4366	4475	4529	4692	4966
Nambacola	5840	5985	6057	6276	6642

TABLA 2.3.1-2 (Continuación)

LOCALIDAD	1979	1981	1982	1985	1990
Purunuma	1424	1459	1477	1530	1619
Quilanga	3439	3524	3567	3696	3911
Sacapalca	4199	4303	4355	4513	4775
San Antonio de las Aradas	2641	2707	2740	2839	3004
ZONA CATACOCHA					
Buenavista	1009	1034	1047	1085	1150
Cangonomá	1823	1867	1890	1959	2077
Chaguarpamba	7341	7521	7612	7889	8363
La Tingue	1719	1761	1782	1847	1958
Lauro Guerrero	1283	1314	1330	1378	1461
Olmedo	5473	5608	5676	5882	6236
Santa Rufina	1415	1450	1468	1521	1613
El Rosario	1463	1499	1517	1573	1667
Guayquichuma	718	736	744	776	818
ZONA CATAMAYO					
Catamayo	1749	1809	1840	1936	2106
ZONA SAN PEDRO					
San Pedro	1946	2028	2070	2202	2441
ZONA CISNE - TAMBO					
El Cisne	951	991	1012	1076	1193
El Tambo	3772	3931	4012	4268	4730
ZONA SARAGURO					
El Paraíso de Celén	1695	1762	1796	1903	2096
El Tablón	710	738	753	798	879
Lluzhapa	1191	1237	1262	1337	1472
Manú	4050	4209	4291	4547	5008
San Antonio de Cumbe	1455	1512	1542	1634	1800
San Pablo de Tenta	3070	3190	3252	3447	3796
San Sebastián de Yuluc	1198	1246	1270	1345	1482
Selva Alegre	1522	1582	1613	1709	1882
Urdaneta	2345	2438	2485	2633	2899
San Lucas	4163	4327	4411	4674	5149

TABLA 2.3.1-2 (Continuación)

LOCALIDAD	1979	1981	1982	1985	1990
ZONA VILCABAMBA					
Vilcabamba	3732	3820	2867	4017	4307
ZONA MALACATUS					
Malacatus	5614	5747	5817	6044	6483
ZONA YANGANA-GUADEL					
Chuquiribamba	4537	4645	4702	4885	5239
Guadel	1823	1866	1889	1963	2105
Jimbilla	1663	1702	1723	1789	1919
Santiago	2404	2461	2491	2588	2775
Taquil	2922	2991	3027	3145	3373
Yangana	2181	2232	2259	2346	2515
ZONA ZAMORA-YACUAMBI					
Cumbaratza	3121	3393	3517	3845	4249
Guadalupe	2050	2228	2312	2527	2794
Guayzimi	967	1051	1090	1192	1316
La Victoria de Imbana	974	1057	1098	1201	1327
Limón	276	300	310	338	373
Sabanilla	291	316	327	358	396
Timbara	629	684	710	776	857
Yanzaza	8994	9775	10138	11083	12248
Zumbi	3151	3424	3549	3881	4290
La Paz	644	685	705	762	845
Tutupalí	400	426	438	473	525
ZONA ZUMBA					
Chito	658	702	723	781	857
El Chorro	214	228	235	254	279
La Chonta	345	368	379	410	450
Palanda	1197	1278	1316	1421	1561
Pucabamba	207	221	228	246	270
Valladolid	1103	1177	1213	1309	1437

ba, Palanda y Valladolid.

Luego:

Demanda total = 134.62 KW
Población integrada= 4765 habitante
W/habitante = 28.25

Demanda de un pueblo X = población x W/habitante. Los resultados obtenidos son los siguientes:

LOCALIDAD	POBLACION	W/HABITANTE	DEMANDA (KW)
Zumba	3860	28.25	109.05
Palanda	471	28.25	13.31
Valladolid	434	28.25	12.62
T O T A L	4765	28.25	134.62

En forma similar se ha hecho para los años 1981, 1982 y 1990.

GRUPO B: Distribución de la demanda de la zona Celica-Alamor, año 1979.

Según la tabla 2.2.5-1 en el año 1979, formarán parte del Sistema eléctrico de la zona las siguientes poblaciones: Celica, Alamor, Mercadillo, San Juan de Pózul y Pindal.

En esta zona existen algunas cargas especiales que están localizadas en ciertas poblaciones como se puede ver a continuación:

CARGA ESPECIAL	UBICACION	DEMANDA AÑO 1979 (KW)
Industrial maderera	Alamor	75.29
Bombas de riego	Mercadillo	5.69
Bombas de riego	San Juan de Pózul	5.16
Bombas de riego	Pindal	4.61
T O T A L		90.75

La demanda del área urbana común a toda la zona será la que se obtuvo mediante la proyección menos la demanda de las cargas especiales indicadas en el cuadro anterior

Luego:

Demanda Calculada:	701.00 KW
Demanda de las cargas especiales:	90.75 KW
Demanda común a toda la zona:	610.25 KW

La demanda común dividimos para la población integrada en el año 1979 y obtenemos los Vatios/habitante.

Población integrada en el año 1979:	21066 Hab.
W/habitante:	28.97

Para encontrar la demanda de una determinada población, se multiplica el número de habitantes por los W/habitante obtenidos anteriormente y en el caso de que tenga cargas especiales, la demanda total es igual a la suma de las dos, como se indica a continuación:

LOCALIDAD	HABITANTES	W/HAB.	DEMANDA KW	CARGA ESP. KW	TOTAL KW
Celica	7160	28.97	207.45	-	207.45
Alamor	9953	28.97	288.38	75.29	363.67
Mercadillo	500	28.97	14.49	5.69	20.18
San Juan de Pózul	1471	28.97	42.62	5.16	47.78
Pindal	1982	28.97	57.43	4.61	62.04
T O T A L	21066		610.37	90.75	701.12

En forma similar se ha hecho para los años 1981, 1982, 1985 y 1990.

En la tabla 2.3.2-1 se indica la demanda de las industrias y bombas de riego que se integran a partir de 1973 y en la tabla 2.3.2-2 el cálculo de los W/habitante sin considerar la antedicha demanda.

TABLA 2.3.2-1

DEMANDA DE LAS INDUSTRIAS Y BOMBAS DE RIEGO QUE SE INTEGRAN A PARTIR DE 1973

DESCRIPCION	UBICACION	1979	1981	1982	1985	1990
AONA CELICA ALAMOR						
Industria Maderera	Alamor	75.29	75.29	75.29	75.29	75.29
Industria maderera	Paletillas	-	75.30	75.30	75.30	75.30
Bombas de riego	Mercadillo	5.69	7.15	8.03	11.34	20.15
" " "	San Juan de Pózul	5.16	6.60	7.48	10.85	20.15
" " "	Pindal	4.61	6.02	6.89	10.30	20.15
" " "	Doce de Diciembre, Cha					
" " "	quinal y El Limo	-	14.19	16.68	27.03	60.41
Bombas de riego	Paletillas	-	4.02	4.82	8.24	20.15
" " "	Cruzpamba, Sabanilla,					
" " "	Vicentino, Guanchanamá					
" " "	y Ciano	-	-	20.14	36.82	100.70
Bombas de riego	Orianga	-	-	-	6.38	20.15
" " "	Zapotillo y Cazaderos	-	-	-	10.54	40.30
T O T A L		90.75	188.57	214.63	272.09	452.77

DESCRIPCION	UBICACION	DEMANDA EN KW				
		1979	1981	1982	1985	1990
ZONA MACARA						
Industrias madereras	Macará	38.68	38.68	113.97	113.97	113.97
Piladoras y Molienda	Macará	50.77	74.36	74.36	74.36	74.36
Fábrica de hielo	Macará	18.82	18.82	18.82	18.82	18.82
Bombas de riego	Zozoranga, Sabiango,					
	Colaisaca y Utuana	18.43	24.10	27.56	41.20	80.57
Bombas de riego	La Victoria y Taca	-	8.06	9.63	16.48	40.30
	MOROS.					
Bombas de riego	La Rama	--	-	-	5.27	20.15
T O T A L		126.70	164.02	244.34	270.10	348.17
ZONA AMALUZA						
Bombas de riego	Bellavista, Jimbu- ra y Santa Teresita	13.82	18.07	20.67	30.90	60.43
ZONA GONZANAMA						
Bombas de riego	Changaimina y Quilarga	10.32	13.22	14.96	21.70	40.29
"	Nambacola y Purunuma	8.06	10.80	12.50	19.38	40.29
"	Sacapalca y Las Aradas	-	8.06	9.64	16.48	40.29
T O T A L		18.38	32.08	37.10	57.56	120.87

TABLA 2.3.2-1 (Continuación)

DESCRIPCION	UBICACION	DEMANDA EN KW				
		1979	1981	1982	1985	1990
ZONA CATACOCHA						
Industrias	Catacocha	57.51	76.85	96.18	96.18	96.18
Bombas de riego	Cangonomá, Chaguarpamba, Lauro Guerrero, Buena- vista y Olmedo	-	20.14	24.09	41.19	100.71
Bombas de riego	La Tingue y Santa Rufina	-	-	8.06	14.74	40.30
" " "	El Rosario y Guayquichuma	-	-	-	10.54	40.30
T O T A L		57.51	96.99	128.33	162.65	277.49
ZONA CISNE - TAMBO						
Bombas de riego	El Cisne	4.61	6.02	6.89	10.30	20.14
" " "	El Tambo	-	4.03	4.81	8.24	20.15
T O T A L		4.61	10.05	11.70	18.54	40.29
ZONA SARAGURO						
Bombas de riego	Urdaneta, San Antonio de Cum- be, San Pablo de Tenta, San Lucas y El Paraíso de Celén	23.04	30.12	34.44	51.51	100.71
Bombas de riego	Selva Alegre, Lluzhapa y Manú.	-	12.09	14.46	24.71	60.44
Bombas de riego	San Sebastián de Yuluc y El Tablón	-	-	-	10.55	40.30
T O T A L		23.04	42.21	48.90	86.77	201.45

TABLA 2.3.2-1 (Continuación)

DESCRIPCION	UBICACION	DEMANDA EN KW				
		1979	1981	1982	1985	1990
ZONA YANGANA - GUADEL						
Bomvas de riego	Jimbilla, Santiago, Taquil, Chuquiribamba y Yangana	23.04	30.12	34.44	51.50	100.72
" " "	Guadel	-	4.03	4.82	8.24	20.15
T O T A L		23.04	34.15	39.26	59.74	120.87
ZONA ZAMORA - YACUMABI						
Industrias Madereras	Zamora	304.04	370.63	409.21	550.78	903.69

TABLA 2.3.2.-2

CALCULO DE LOS VATIOS POR HABITANTE SIN CONSIDERAR LA DEMANDA DE LAS INDUSTRIAS Y BOMBAS DE RIEGO QUE SE INTEGRAN A PARTIR DEL AÑO 1973.

DESCRIPCION	A Ñ O S				
	1979	1981	1982	1985	1990
ZONA CELICA-ALAMOR					
Demanda total KW	701.	1239.5	1528.6	2180.7	4481.0
*Demanda de cargas especiales KW	90.75	188.57	214.63	272.09	452.77
Demanda común KW.	610.25	1050.93	1313.97	1908.61	4028.23
Habitantes integrados	21066	24753	28456	33090	37514
W/Habitante	28.97	42.46	46.18	57.68	107.38
ZONA MACARA					
Demanda total KW	635.5	1043.6	1316.4	1815.1	3221.8
*Demanda cargas especiales KW	126.70	164.02	244.34	270.10	348.17
Demanda común KW.	508.80	879.58	1072.06	1545.0	2873.63
Habitantes integrados	17322	19133	19745.	22257	26080
W/habitante	29.40	46.00	54.30	69.42	110.20
ZONA AMALUZA					
Demanda total KW	255.00	436.60	531.60	750.40	1355.50
*Demanda cargas especiales KW	13.12	18.07	20.67	30.90	60.43
Demanda común KW	241.88	418.53	510.93	719.50	1295.07
Habitantes integrados	9971	10321	10499	11050	12026
W/habitante	24.26	40.56	48.67	65.11	107.70
ZONA GONZANAMA					
Demanda total KW	238.70	394.20	468.80	641.00	1090.30
*Demanda cargas especiales KW	18.38	32.08	37.10	57.56	120.87
Demanda común KW	220.32	362.12	431.70	583.44	969.43
Habitantes integrados	7130	7937	8025	8297	8761
W/Habitante	30.90	45.62	53.80	70.32	110.70

*Demanda de industrias y bombas de riego que se integran a partir de 1973

TABLA 2.3.2-2 (Continuación)

DESCRIPCION	A N O S				
	1979	1981	1982	1985	1990
ZONA CATACOCHA					
Demanda total KW	579.60	1015.80	1281.10	1823.70	3638.70
*Demanda cargas especiales KW	57.51	96.99	128.33	162.65	277.49
Demanda común KW	522.09	918.81	1152.77	1661.05	3361.21
Habitantes integrados	21931	26142	27449	28980	31183
W/habitante	23.81	35.15	42.00	57.32	107.80
ZONA CISNE - TAMBO					
Demanda total KW	61.60	104.20	123.90	169.60	289.40
*Demanda cargas especiales KW	4.61	10.05	11.70	18.54	40.29
Demanda común KW	56.99	94.15	112.20	151.06	249.11
Habitantes integrados	1499	2100	2118	2172	2266
W/habitante	38.02	44.83	52.98	69.55	110.00
ZONA SARAGURO					
Demanda total KW	267.50	456.80	549.70	772.90	1381.80
*Demanda cargas especiales KW	23.04	42.21	48.90	86.77	201.45
Demanda común KW	244.46	414.59	500.80	686.13	1180.35
Habitantes integrados	8159	9561	9689	10499	11224
W/Habitante	30.00	43.36	51.69	65.35	105.20
ZONA YANGANA-GUADEL					
Demanda total KW	116.10	190.50	227.50	321.20	576.80
*Demanda cargas especiales KW	23.04	34.15	39.26	59.74	120.87
Demanda común KW	93.06	156.35	188.24	261.46	455.93
Habitantes integrados	2924	3483	3547	3574	4148
W/Habitante	31.83	44.90	53.07	69.65	110.00
ZONA ZAMORA YACUAMBI					
Demanda total KW	740.80	1111.90	1304.80	1806.60	3050.70
*Demanda cargas especiales KW	304.40	370.63	409.21	550.78	903.69
Demanda común KW	436.76	741.27	895.59	1255.82	2147.01
Habitantes integrados	11625	15297	15863	17428	19672
W/habitante	37.57	48.46	56.46	72.06	109.14

* Demanda de industrias y bombas de riego que se integran a partir de 1973

GRUPO C: Como se dijo en un párrafo anterior las zonas de este grupo abarcan una sola población, razón por la que no es necesario distribuir su demanda.

3.3 Distribución de la Demanda del Area Rural

Para realizar la distribución de la demanda del área rural, se multiplica directamente el número de habitantes de cada población por los W/habitante obtenidos mediante la proyección.

3.4 Resultados

En el anexo 2-5 constan los resultados de la distribución de la demanda a nivel de cabecera cantonal y parroquial.

CAPITULO 3

PLANEAMIENTO DEL SISTEMA

1. CENTROS DE CARGA

1. Generalidades

En la zonificación efectuada para la proyección de la demanda, se consideraron todas las poblaciones del Sistema, pero muchas de ellas no van a formar parte del Sistema Nacional Interconectado debido a que se encuentran ubicadas a distancias muy grandes de las zonas de desarrollo eléctrico y además su pequeña carga no justifica la construcción de líneas de transmisión a alto voltaje, sino más bien su integración se prevee a largo plazo; por consiguiente es necesario reagrupar las cabeceras cantonales y parroquias rurales, con el fin de determinar nuevos centros de carga a nivel de subestación.

En la siguiente tabla se pueden apreciar las poblaciones que se ha creído conveniente no integrarlas al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

TABLA 3.1.1-1

POBLACIONES QUE NO FORMAN PARTE DEL S.N.I.

Z O N A	P O B L A C I O N E S
Celica - Alamor	Cazaderos y Zapotillo
Macara	La Rama
Catacocha	El Rosario y Guayquichuma
Saraguro	El Tablón y San Sebastián de Yuluc
Zamora-Yacuambi	Guayzini, La Victoria de Imbana, Sabanilla, Veintiocho de Mayo, La Paz y Tutupalí.
Zumba	Zumba, Chito, El Chorro, La Chonta, Pucabamba, Palanda y Valladolid.

1.2. Zonificación

Considerando sólo las poblaciones que van a formar parte del S.N.I., el área en estudio se ha dividido en diez centros de carga. En cada uno de éstos se ha ubicado una subestación de distribución.

A continuación se enumeran las poblaciones que serán servidas por cada subestación:

- Subestación Celica: Celica, Cruzpama, Chaquinal, Doce de Diciembre, Pindal, Sabanilla, San Juan de Pózul, Alamor, Ciano, El Límo, Mercadillo, Vicentino, Paletillas y Guanchanamá.
- Subestación Gonzanamá: Gonzanamá, Changaimina, Nambacola, Purunuma, Quilanga, Sacapalca y San Antonio de las Aradas.
- Subestación Cariamanga: Cariamanga, Colaisaca, Utuana, Amaluza, Bellavista, Jimbura y Santa Teresita.
- Subestación Macará: Macará, Sabiango, Zozoranga, La Victoria y Tacamoros.
- Subestación Catacocha: Catacocha, Buenavista, Cangonomá, Chaguarpamba, La Tingue, Lauro Guerrero, Olmedo, Santa Rufina y Orianga.
- Subestación Catamayo: Catamayo, San Pedro, El Cisne, El Tambo, Chuquiribamba, Guadel, Santiago y Taquil.
- Subestación Saraguro: Saraguro, El Paraíso de Celén, Lluzhapa, Manú, San Antonio de Cumbe, San Pablo de Tenta, Selva Alegre, Urdaneta y San Lucas.
- Subestación Loja: Loja y Jimbilla.
- Subestación Vilcabamba: Vilcabamba, Malacatus y Yangana.
- Subestación Zamora: Zamora, Cumbaratza, Guadalupe, Limón, Timbara, Yanzaza y Zumbi.

En la figura 3.1.2-1 se indica el área servida por cada subestación.

1.3. DEMANDA A NIVEL DE SUBESTACION Y DESCOMPOSICION EN POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

Con la nueva zonificación, explicada anteriormente, se determinó la demanda a nivel de subestación y su descomposición en potencia activa y reactiva se efectuó relacionando el factor de carga con el factor de potencia, lo cual es razonable si se considera que cuando en una zona existen grandes industrias el factor de potencia es bajo y el factor de carga es elevado, en cambio sucede todo lo contrario en zonas menos industrializadas.

En la siguiente tabla se puede apreciar la variación del factor de potencia con relación al factor de carga, lo cual fue suministrado por el personal que INECEL asignó a la supervisión del presente trabajo.

TABLA 3.1.3-1

VARIACION DEL FACTOR DE POTENCIA CON RELACION AL FACTOR DE CARGA

FACTOR DE CARGA %	FACTOR DE POTENCIA %
20 - 30	99
30 - 35	99 - 98
35 - 40	98 - 95
40 - 45	95 - 90
45 - 50	90
50 - 60	90 - 80
más de 60	80

En el anexo 3-1 se hace un resumen de la descomposición de la demanda en potencia activa y reactiva para los años 1979, 1981, 1982, 1985 y 1990.

4. Localización de las Subestaciones

La ubicación de las subestaciones se ha fijado aproximadamente en el centro de carga o cerca de él, tratando en lo posible de no alejarla mucho del recorrido de las líneas de 69 KV y de los principales centros poblados o zonas industrializadas.

Los sitios recomendados se indican a continuación:

a. Subestación Celica

Esta subestación se ha ubicado a 7 Km. de la ciudad de Celica en dirección de la carretera que va a Mercadillo.

b. Subestación Macará

Esta subestación se ha ubicado a 4 km. de la ciudad de Macará en dirección de la carretera que va a Sabiango.

c. Subestación Cariamanga

Esta subestación no ha sido posible ubicarla en su centro de carga debido a que se aleja mucho del recorrido de la línea de 69 KV y de Cariamanga que es su principal centro poblado, por lo que su ubicación se ha fijado a 1.5 Km. de la ciudad del mismo nombre en dirección de la carretera que va a Amaluza.

d. Subestación Gonzanamá

Esta subestación se ha ubicado en los alrededores de la ciudad del mismo nombre.

e. Subestación Catacocha

Esta subestación se ha ubicado a 5 Km. de la ciudad de Catacocha en dirección de la carretera que va a Cangonómá.

f. Subestación Catamayo

Esta subestación se ha ubicado a 2 km. de la ciudad de Ca

tamayo en dirección de la carretera que va a Chuquiribamba.

g. Subestación Saraguro

Esta subestación se ha ubicado a 2 km. de la ciudad de Saraguro en dirección de la carretera que va a San Pablo de Tenta.

h. Subestación Loja

El patio de 69 KV de esta subestación estará junto al patio de 138 KV., cuyo sitio ha sido seleccionado por INECEL y se encuentra ubicado en los alrededores de la ciudad de Loja.

i. Subestación Vilcabamba

Esta subestación se ha fijado a 1 km. de la ciudad de Vilcabamba en dirección de la carretera que va a Loja.

j. Subestación Zamora

Esta subestación se ha ubicado a 5 km. de la ciudad de Zamora en dirección de la carretera que va a Cumbaratza.

2. SELECCION DE LA CONFIGURACION DEL SISTEMA PARA EL AÑO 1990

1. Generalidades

Una vez conocidos los valores de potencia activa y reactiva en los centros de carga para varios años del período en estudio, corresponde elaborar las diferentes configuraciones que podrían adoptarse para el sistema de subtransmisión.

Como la ubicación de las subestaciones ya se encuentra definida, únicamente se requiere plantear las alternativas hasta el nivel de subestaciones primarias de 69/13.8 KV. La forma como la energía se distribuye a nivel de 13.8 KV. es

común para todas las configuraciones por lo tanto no tiene influencia en ningún tipo de comparación.

Los puntos de abastecimiento de energía eléctrica del Sistema Sur son: las centrales San Francisco, San Cayetano (Loja) y la Toma hasta el año 1982, y, a partir de este año la subestación Loja através de su unión con el Sistema Nacional de Transmisión.

El abastecimiento de energía desde el Sistema Nacional será el más importante y es lógico suponer que el desarrollo eléctrico se realice a partir de la subestación Loja, con líneas de transmisión hacia los distintos centros de carga.

Considerando los niveles esperados de demanda, las distancias involucradas y las tensiones normalizadas por INECEL, se desarrollarán alternativas que usen la tensión de subtransmisión de 69000 voltios.

Una vez determinada la subestación Loja como el punto de salida de las líneas de subtransmisión, las alternativas posibles se diferenciarán entre sí en el trazado de las líneas y la forma en que ellas irán alimentando a las diferentes subestaciones de 69/13.8 KV hasta alcanzar los centros de consumo más alejados.

2. Descripción de las alternativas

De acuerdo a lo explicado anteriormente, se han definido dos alternativas para el análisis. La configuración que tendrá cada una de ellas en el año 1990 se describe a continuación.

- Alternativa 1

La alternativa 1 se caracteriza por tener una configuración de tipo radial, desarrollándose hacia el oeste de la subestación Loja con una línea troncal de doble terna has

ta la subestación Catamayo. Desde esta subestación salen dos ramales, el primero hacia las subestaciones Catacocha y Celica, y, el segundo hacia las subestaciones Gonzanamá, Cariamanga y Macará.

Las subestaciones Saraguro, Vilcabamba y Zamora se alimentan con líneas individuales desde la subestación Loja.

El esquema de esta alternativa se presenta en la figura - 3.2.2-1.

- Alternativa 2

La alternativa 2 contempla una configuración en anillo uniendo las subestaciones Loja, Vilcabamba, Gonzanamá y Catamayo.

Las subestaciones restantes se alimentan en forma similar a la alternativa anterior.

El esquema de esta alternativa se indica en la figura 3.2.2-2.

3. Análisis de las Alternativas

1. Generalidades

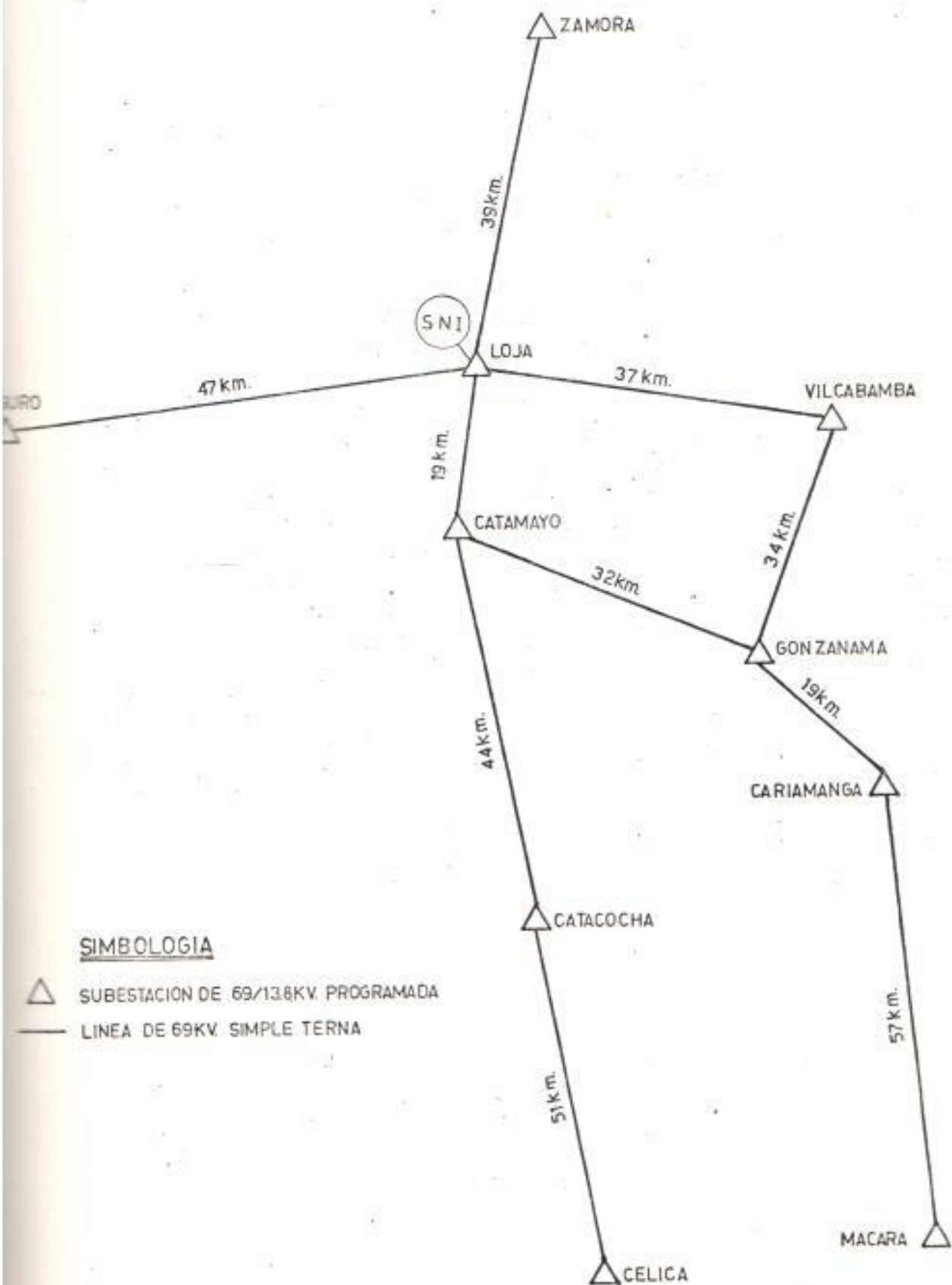
Las provincias de Loja y Zamora Chinchipe se caracterizan por ser eminentemente rurales y con un bajo consumo de energía eléctrica por habitante; por consiguiente el desarrollo eléctrico de las dos provincias y su incorporación al Sistema Nacional de Transmisión, beneficiará a la mayoría de la población conformada principalmente por agricultores, ganaderos, trabajadores forestales, etc.

En éstas condiciones, las áreas a servirse por la mayor

CONFIGURACION AL AÑO 1990



CONFIGURACION AL AÑO 1990



SIMBOLOGIA

- △ SUBESTACION DE 69/13.8KV PROGRAMADA
- LINEA DE 69KV SIMPLE TERNA

parte de las subestaciones son preferentemente residenciales con bajas densidades de carga.

2. Aspectos considerados en el análisis.

Los aspectos considerados para la selección de la alternativa más adecuada son:

- Longitud de las líneas de 69 KV.
- Vías de acceso a las subestaciones
- Topografía del terreno por el cual atraviezan las líneas de 69 KV.

Analizando estos aspectos en las dos alternativas se tiene lo siguiente:

a. Longitud de las líneas de 69 KV.

Las dos alternativas se diferencian entre sí en la forma de alimentar a las subestaciones Vilcabamba, Gonzanamá y Catamayo, por lo que únicamente ésta parte se ha considerado para el análisis. La longitud de las líneas que sirven a las subestaciones anteriores, se indica a continuación:

Alternativa 1: 107 Km.

Alternativa 2: 122 Km.

b. Vías de acceso a las subestaciones

En la alternativa uno todas las líneas siguen aproximadamente la ruta de las carreteras, lo cual no acontece en la alternativa dos, específicamente en la línea Vilcabamba - Gonzanamá, la misma que sigue la ruta de un camino de herradura, surgiendo por lo tanto la necesidad de abrir 34 km. de carretera si se decidiera seleccionar esta alternativa.

c. Topografía del terreno

Las provincias de Loja y Zamora Chinchipe poseen una topografía muy irregular, lo cual es un factor limitante, obligando a escoger recorridos más accesibles y surcados por carreteras, para mayor facilidad durante la construcción y mantenimiento posterior.

4. Esquema seleccionado

Del análisis anterior se desprende que la alternativa uno es la más adecuada. Además su configuración, está en concordancia con estudios similares realizados por INECEL y con los programas de electrificación que se están llevando a cabo por la Empresa Eléctrica Regional del Sur. S.A.; por consiguiente esta alternativa será la que se estudie de aquí en adelante.

Cabe recalcar, que la alternativa uno se ha seleccionado, no desde el punto de vista económico sino más bien obligado por la ruta de las líneas de 69 KV.

3. SELECCION DE CONDUCTORES

1. Generalidades

En esta parte del trabajo se determina el calibre de las líneas que alimentarán a las poblaciones integrantes del Sistema Nacional Interconectado, para lo cual se analizarán varios conductores a simple y doble terna de acuerdo a la magnitud de la carga a servirse.

2. Criterios considerados en el estudio

1. Tipos de Líneas

De acuerdo a la configuración del sistema al año 1990, existen líneas a 69 y 13.8 KV las mismas que pueden ser

a simple y doble terna lo cual se conocerá después del análisis económico.

Cabe señalar que posteriormente a la declaración del tema, INECEL ha normalizado el voltaje de 69 KV para líneas de subtransmisión y el de 13.8 KV para líneas de distribución, por consiguiente, se asume que cualquier otro voltaje para este tipo de líneas queda eliminado.

2. Conductores

a. Calibre

Los conductores a analizarse son del tipo aluminio - acero (ACSR) normalizados por INECEL cuyos calibres se indican a continuación:

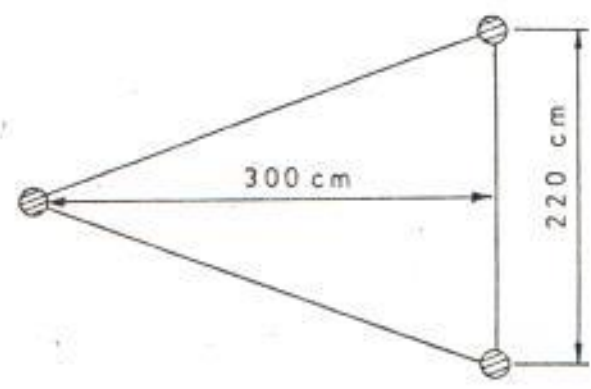
- Líneas a 69 KV: 2/0 AWG, 266.8 y 477 MCM.
- Líneas a 13.8 KV: 4, 2, 1/0 y 3/0 AWG.

En casos especiales se puede usar además el 2/0 y 4/0 AWG.

b. Parámetros

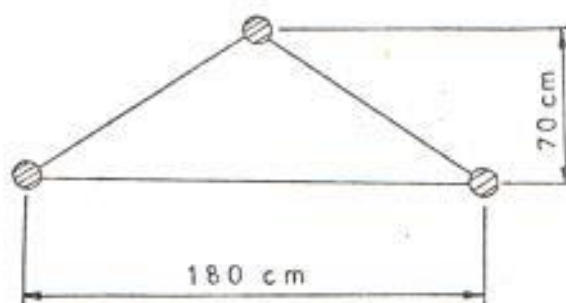
Los parámetros usados en este estudio son la resistencia (R), la inductancia (xl) y la capacitancia (xc).

Para las líneas de 69 KV los valores de xl y xc, se calcularon en base a la siguiente disposición y distancias entre conductores.



La distancia equivalente entre conductores es 282.15 cm.

Para las líneas de 13.8 KV no se ha calculado x_c debido a que todos son del tipo corto o sea de una longitud inferior a las 50 millas. La disposición y distancias entre conductores adoptada para el cálculo de x_1 es la siguiente.



La distancia equivalente entre conductores es 132.76 cm. Los valores obtenidos de los parámetros anteriormente mencionados, constan en la tabla 3.3.2-1.

3. Potencia de diseño de las Líneas

a. Líneas a 69 KV

En vista de que la potencia transmitida entre los años 1990 y 1992 por las líneas troncales: Loja - Catamayo - (dos ternas), Catamayo - Catacocha, Catamayo - Gonzanamá y Gonzanamá - Cariamanga, está alrededor de los 11 y 13.5 MW, se ha creído conveniente tomar como potencia de diseño en general, la potencia natural de las líneas a 69 KV la cual se encuentra dentro del rango de 12.0 a 13.2 MW aproximadamente.

Para las líneas, cuya potencia transmitida al año 1990 es menor a los valores indicados anteriormente, se considera una tasa de crecimiento anual de 12% a partir de 1990 y

TABLA 3.3.2-1

PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR AWG	LINEAS PESO LB MILLA	A 13.8 KV		A 69 KV		CONDUCTOR AWG/MCM	LINEAS PESO LB/MILLA	XL Ω /MILLA	XL /MILLA	XC M Ω /MILLA	CARGA KVAC/MI
		R Ω /MILLA	XL Ω /MILLA	R Ω /MILLA	XL /MILLA						
4	304	2.570	0.789	0.895	0.824	2/0	970	0.789	0.824	0.1842	13.86
2	484	1.690	0.770	0.592	0.794	4/0	1542	0.770	0.794	0.1773	14.40
1/0	769	1.120	0.746	0.385	0.735	266.8	1936	0.746	0.735	0.1734	14.73
2/0	970	0.895	0.732	0.306	0.721	336.4	2442	0.732	0.721	0.1699	15.03
3/0	1223	0.723	0.718	0.259	0.711	397.5	2885	0.718	0.711	0.1675	15.24
4/0	1542	0.592	0.702	0.216	0.700	477	3462	0.702	0.700	0.1648	15.50

se asume que luego de alcanzar valores comprendidos dentro de dicho rango (12 a 13.2 MW), la potencia permanece constante por el resto de la vida útil de la línea. Con éste criterio se da igual grado de utilización a todas las líneas.

Los datos de potencia transmitida, factor de carga y factor de potencia de las líneas, constan en la tabla 3.3.2-2, y su longitud en la figura 3.2.2-1.

b. Líneas a 13.8 KV

Se ha tomado como potencia de diseño para las líneas a 13.8 KV la carga correspondiente al año 1992, la cual se obtiene aplicando a la carga del año 1990 una tasa - que varía entre 10 y 12% de acuerdo al crecimiento experimentado en el período 1985 - 1990, como se indica a continuación:

CRECIMIENTO ENTRE 1985 y 1990 %	TASA CONSIDERADA %
≥ 12	12
< 12 ≥ 10	Igual al crecimiento entre 1985 y 1990

Cabe señalar que la carga así obtenida al año 1992, para efectos de cálculo, se considera que es una carga puntual equivalente conectada a la línea que produciría - pérdidas iguales a las producidas por la carga inicial - mientras aumente durante su vida. Se ha aplicado este criterio en vista de que la potencia transmitida por las líneas a 13.8 KV tiene un crecimiento aproximadamente uniforme y no sufre aumentos bruscos como sucede en las líneas a 69 KV.

Las líneas así diseñadas, están en capacidad de soportar

TABLA 3.3.2-2

DATOS DE POTENCIA TRANSMITIDA, FACTOR DE POTENCIA Y FACTOR DE CARGA DE LAS LINEAS A 69 KV

L I N E A	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Loja - Catamayo	2.264	2.536	2.840	4.023	5.700	8.921	9.992	11.192	12.535	14.290
	0.901	0.901	0.901	0.948	0.974	0.957	0.956	0.955	0.954	0.952
	0.449	0.449	0.449	0.402	0.360	0.388	0.390	0.392	0.393	0.397
Catamayo - Gonzanamá	1.265	1.417	1.587	2.236	3.150	3.859	4.333	4.865	5.462	6.213
	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.973	0.972	0.970	0.968	0.966
	0.357	0.357	0.357	0.357	0.357	0.362	0.363	0.367	0.370	0.373
Gonzanamá - Cariamanga	1.265	1.417	1.587	2.236	3.150	3.280	3.677	4.121	4.620	5.250
	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.971	0.970	0.968	0.966	0.964
	0.357	0.357	0.357	0.357	0.357	0.365	0.367	0.370	0.373	0.377
Catamayo - Catacocha	1.044	1.170	1.310	1.770	2.390	3.042	3.417	3.838	4.311	4.997
	0.982	0.982	0.982	0.981	0.980	0.979	0.977	0.975	0.972	0.970
	0.340	0.340	0.340	0.345	0.350	0.352	0.355	0.358	0.363	0.367

TABLA 3.3.2-2 (Continuación)

L I N E A	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Loja - Catamayo	18.572	21.172	24.136	27.032	27.032	27.032
	0.949	0.948	0.946	0.946	0.946	0.946
	0.401	0.402	0.404	0.404	0.404	0.404
Catamayo - Gonzanamá	8.040	9.145	10.403	11.651	13.050	13.050
	0.962	0.960	0.957	0.957	0.957	0.957
	0.380	0.383	0.388	0.388	0.388	0.388
Gonzanamá - Cariamanga	6.779	7.703	8.753	9.803	10.980	12.297
	0.959	0.957	0.954	0.954	0.954	0.954
	0.385	0.388	0.393	0.393	0.393	0.393
Catamayo - Catacocha	6.714	7.782	9.020	10.102	11.315	12.672
	0.965	0.962	0.958	0.958	0.958	0.958
	0.375	0.380	0.387	0.387	0.387	0.387

TABLA 3.3.2-2 (Continuación)

L I N E A	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Catacocha - Celica	0.652	0.730	0.974	1.303	1.656	1.839	2.041	2.266	2.633	3.060
	0.982	0.982	0.981	0.979	0.978	0.976	0.974	0.972	0.970	0.968
	0.340	0.340	0.345	0.352	0.353	0.357	0.360	0.363	0.367	0.370
Cariamanga - Macará	0.553	0.619	0.802	1.044	1.318	1.461	1.619	1.794	2.022	2.279
	0.977	0.977	0.977	0.978	0.972	0.970	0.968	0.967	0.964	0.962
	0.355	0.355	0.355	0.353	0.363	0.367	0.370	0.372	0.377	0.380
Loja - Zamora	-	-	-	-	1.247	1.404	1.582	1.781	2.008	2.265
	-	-	-	-	0.960	0.957	0.955	0.952	0.950	0.947
	-	-	-	-	0.383	0.388	0.392	0.397	0.400	0.403
Loja - Vilcabamba	-	0.912	1.013	1.125	1.251	1.391	1.547	1.721	1.923	2.149
	-	0.848	0.847	0.846	0.846	0.846	0.846	0.847	0.847	0.848
	-	0.552	0.553	0.554	0.554	0.554	0.554	0.553	0.553	0.552
Loja Saraguro	-	-	-	0.540	0.650	0.731	0.822	0.924	1.060	1.216
	-	-	-	0.985	0.983	0.983	0.982	0.981	0.979	0.977
	-	-	-	0.325	0.335	0.335	0.340	0.345	0.352	0.355

TABLA 3.3.2-2 (Continuación)

L I N E A	2000	20001	2002	20003	2004	2005	2006	2007
Catacocha - Celica	13.311	13.311	13.311	13.311	13.311	13.311	13.311	13.311
	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959	0.959
	0.385	0.385	0.385	0.385	0.385	0.385	0.385	0.385
Cariamanga - Macará	10.138	11.354	12.716	12.716	12.716	12.716	12.716	12.716
	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953
	0.395	0.395	0.395	0.395	0.395	0.395	0.395	0.395
Loja - Zamora	10.085	11.295	12.650	12.650	12.650	12.650	12.650	12.650
	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936	0.936
	0.414	0.414	0.414	0.414	0.414	0.414	0.414	0.414
Loja - Vilcabamba	9.311	10.429	11.680	13.082	13.082	13.082	13.082	13.082
	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850
	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550
Loja - Saraguro	5.702	6.387	7.153	8.011	8.973	10.050	11.255	12.606
	0.970	0.970	0.970	0.970	0.970	0.970	0.970	0.970
	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367

aumentos de carga con tasas anuales de crecimiento entre 12 y 14%, durante los 20 primeros años de su vida útil a proximadamente.

En la tabla 3.3.2-3 se presentan los datos de potencia transmitida, factor de potencia y longitud de las líneas.

4. Método de comparación económica

a. Líneas a 69 KV

Se emplea como método de comparación económica el del costo total actualizado al año 1977, en el que se contabilizan los costos de las pérdidas de transmisión y los gastos de inversión inicial en la construcción de las líneas.

Para actualizar los diferentes costos se han considerado una tasa de interés anual de 12% y un tiempo de vida útil de las líneas de 30 años.

b. Líneas a 13.8 KV

Para seleccionar el conductor de las líneas a 13.8 KV, se emplea como método de comparación el del costo total anual de operación, dentro del cual se incluyen el costo anual de las pérdidas de transmisión y la anualidad de los costos de inversión inicial en la construcción de las líneas.

La anualidad de la inversión inicial se calcula en base a una tasa de interés anual de 12% y a un período de amortización de 30 años.

c. Costos unitarios

En la tabla 3.3.2-4 se presentan los costos al año - 1976 de un km. de línea a 69 y 13.8 KV, desglosados en divisas y moneda local.

TABLA 3.3.2-3

DATOS DE POTENCIA TRANSMITIDA AL AÑO 1992, FACTOR DE POTENCIA Y LONGITUD DE LAS LINEAS A 13.8 KV

LINEA	CARGA KW	F.P. %	LONGITUD Km.
<u>Subestación Celica</u>			
Subestación - Celica	1624	95.5	7
Celica - Guanchanamá	247	97.3	17
Subestación - Pózul	1771	96.4	11
Pózul - Cruce	390	96.5	8
Cruce - Cruzpamba	133	97.5	8
Cruce - Sabanilla	257	96.0	10
Pózul - Pindal	982	96.2	7
Pindal - Paletillas	284	96.5	22
Pindal - Doce de Diciembre	226	95.9	4
Subestación - Mercadillo	2625	95.7	8
Mercadillo - Alamor	2112	95.5	5
Alamor - El Limo	252	96.7	13
Alamor - Chaquinal	148	96.3	7
Mercadillo - Vicentino	340	96.7	6
Vicentino - Ciano	143	97.1	5
<u>Subestación Macará</u>			
Subestación-Macará	3054	94.8	4
Subestación - Cruce	1040	96.5	12
Cruce - Sabiango	682	96.1	2
Sabiango - Zozoranga	435	96.2	7
Cruce - Desvío	358	97.3	4
Desvío - Tecamoros	197	97.9	7
Desvío - La Victoria	161	96.6	5
<u>Subestación Cariamanga</u>			
Cariamanga - Santa Teresita	2031	96.1	30
Santa Teresita - Amaluza	1828	95.9	4

TABLA 3.3.2-3 (Continuación)

LINEA	CARGA KW	F.P. %	LONGITUD Km.
Amaluza - Bellavista	171	97.8	5
Amaluza - Jimbura	188	97.8	9
Cariamanga - Colaisaca	462	97.5	16
Colaisaca - Utuana	184	97.0	8
<u>Subestación Gonzanamá</u>			
Gonzanamá - Quilanga	496	97.3	12
Quilanga - Las Aradas	154	97.8	8
Gonzanamá - Changaimina	510	97.7	11
Changaimina - Sacapalea	218	97.9	9
Gonzanamá - Panamá	492	97.5	2
Panamá - Purunuma	186	96.7	6
Purunuma - Nambacola	306	98.0	11
<u>Subestación Catacocha</u>			
Subestación - Catacocha	3558	95.2	5
Subestación-Congonomá	1736	97.0	12
Congonomá - Buenavista	385	96.1	9
Buenavista - Sta. Rufina	161	96.5	8
Cangonomá - Olmedo	823	97.7	8
Olmedo - La Tingue	138	97.1	14
Olmedo - Chaguarpamba	371	97.9	9
Cangonomá - Lauro Guerrero	384	96.2	8
Lauro Guerrero - Orianga	177	96.2	15
<u>Subestación Catamayo</u>			
Catamayo - San Pedro	537	96.9	9
San Pedro - El Cisne	296	96.4	13
Catamayo - Cañaro	911	97.6	11
Cañaro - Taquil	269	97.4	7
Cañaro - Chuquiribamba	642	97.7	6

TABLA 3.3.2-3 (Continuación)

LINEA	CARGA KW	F.P. %	LONGITUD Km.
Chuquiribamba - Guadel	159	97.5	9
Chuquiribamba-Santiago	188	97.5	12
Catamayo - El Tambo	284	98.0	16
<u>Subestación Saraguro</u>			
Saraguro - San Pablo de Tenta	808	97.7	4
San Pablo de Tenta - El Paraíso de Celén	607	97.6	13
El Paraíso de Celén- Selva Alegre.	480	97.7	6
Selva Alegre - Lluzhapa	366	97.7	7
Lluzhapa - Manú	222	98.1	9
Saraguro - San Lucas	233	98.1	16
Saraguro - Urdaneta	280	97.6	6
Urdaneta - Cumbe	107	97.6	5
<u>Subestación Loja</u>			
Loja-Solamar - Jimbilla	110	97.7	23
<u>Subestación Vilcabamba</u>			
Vilcabamba - Malacatus	571	96.8	8
Vilcabamba - Yangana	207	97.4	14
<u>Subestación Zamora</u>			
Subestación - Zamora	2044	92.1	5
Subestación - Timbara	2003	95.1	5
Timbara - Cumbaratza	1933	95.0	6
Cumbaratza - La Unión	1584	95.0	7
La Unión - Zumbi	1355	95.1	8
Zumbi - Yanzaza	1004	95.1	9
La Unión - Guadalupe	230	95.0	11

TABLA 3.3.2-4

COSTO DE UN Km. DE LINEA A 69 y 13.8 KV

DESCRIPCION	COSTOS EN SUCRES (1976)	
	DIVISAS	M. LOCAL
<u>LINEAS A 13.8 KV</u>		
Conductor 4 AWG, una terna	56000	56000
" 2 AWG, una terna	61000	61000
" 1/0 AWG, una terna	71500	71500
" 2/0 AWG, una terna	80500	80500
" 3/0 AWG, una terna	88500	88500
" 4/0 AWG, una terna	99500	99500
Conductor 2/0 AWG, dos ternas		
* Costo de la primera terna	80500	80500
* Costo de la segunda terna	80500	80500
Conductor 3/0 AWG, dos ternas		
* Costo de la primera terna	88500	88500
* Costo de la segunda terna	88500	88500
Conductor 4/0 AWG, dos ternas		
* Costo de la primera terna	99500	99500
* Costo de la segunda terna	99500	99500
<u>LINEAS A 69 KV</u>		
Conductor 2/0 AWG, una terna	55122	223440
Conductor 266.8 MCM, una terna	87466	270133
Conductor 477 MCM, una terna	139161	331519
Conductor 2/0 AWG, dos ternas		
* Costo de la primera terna	55122	223440
* Costo de la segunda terna	55122	223440
Conductor 266.8 MCM, dos ternas		
* Costo de la primera terna	87466	270133
* Costo de la segunda terna	87466	270133
Conductor 477 MCM, dos ternas		
* Costo de la primera terna	139161	331519
* Costo de la segunda terna	139161	331519

* Se considera que las dos ternas son construídas en postería separada.

Para las líneas a 13.8 KV. los costos en divisas y en moneda local se han considerado iguales tomando como base los costos unitarios publicados por INECCEL en el folleto denominado "Reformas al Plan Quinquenal de Electrificación 1973 - 1977".

Como las inversiones se comienzan a efectuar en 1.977, se han usado como tasas de escalamiento, el 7% para divisas y el 12% para moneda local.

5. Evaluación de las pérdidas de transmisión

Los costos de las pérdidas de potencia y de energía se evalúan en base a costos unitarios suministrados por la División de Planificación de INECCEL, éstos son:

Costo de pérdidas de potencia: S/. 825/KW - año

Costo de pérdidas de energía: S/.0.76/Kwh- año

Cabe señalar que las pérdidas en las líneas a 69 KV son calculadas año a año desde su instalación hasta completar los 30 años de vida útil, en cambio en las líneas a 13.8 KV se determinan únicamente las pérdidas con la carga del año 1992, que como se dijo en el literal 3.3.2-3 párrafo b, es una carga equivalente.

6. Fórmulas usadas en el cálculo

a. Líneas a 69 KV

- Costos de las pérdidas de transmisión

Llamando:

T al costo anual de las pérdidas de transmisión

E al costo anual de las pérdidas de energía

D al costo anual de las pérdidas de potencia

M al costo de, un KW perdido

L al costo de un KWh perdido
 fp al factor de pérdida anual
 N al factor de ajuste de la demanda
 fc al factor de carga

Se tiene $T = D + E$

Pero $D = 3I^2 R (0.012) MN$

$E = 3I^2 R (8.76) L fp$

$fp = 0.84 fc^2 + 0.16 fc$

$$N = \frac{(D. \text{máx. mensual})^2 \text{ promedio}}{(D. \text{máx. anual})^2}$$

Luego $T = 3I^2 R (0.012 MN + 8.76 L fp)$

Haciendo $J = 0.012 MN + 8.76 L fp$

La fórmula final queda:

$$T = 3 I^2 R J$$

En los cálculos se ha usado un factor de ajuste de la demanda de 0.881.

- Costo total actualizado

El costo total actualizado al año 1977 es igual a la suma de los costos de las pérdidas de transmisión y de la inversión inicial actualizadas.

El conductor seleccionado será aquel que tenga el menor costo total actualizado.

b. Líneas a 13.8 KV

- Anualidad de la inversión inicial

Llamando:

C a la inversión inicial

Fa al factor de amortización

i a la tasa de interés anual

Ai a la anualidad de la inversión anual

Tendremos:

$$Fa = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$Ai = C \times A$$

- Costos de las pérdidas de transmisión

El costo de las pérdidas de transmisión en las líneas a 13.8 se calcula igual que en las líneas a 69 KV, con la única diferencia que no se actualiza.

- Costo total anual de operación

$$\text{Costo total anual} = Ai + T$$

El conductor seleccionado será aquel que tenga el menor costo total anual de operación.

7. Resultados

Los resultados obtenidos se presentan en el anexo 3-2; cabe señalar que en los casos en que el conductor de menor costo total es el # 4 AWG, se ha seleccionado el # 2 AWG.

3.4. EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES

4.1. Generalidades

En esta parte del trabajo, se determina la capacidad de los transformadores de las subestaciones que van a satisfacer la demanda de energía hasta el año 1990.

El estudio en sí se basa en la consideración de que la capacidad del transformador que se analiza, es mayor a la demanda máxima, lo que equivale a mantener una capacidad instalada inactiva o lo que es lo mismo un capital invertido sin producir hasta que el transformador empiece a sobre-

cargarse. Una vez que la capacidad del transformador en análisis se ha copado se tienen que hacer en cambio gastos en otros transformadores para satisfacer la demanda que no es cubierta.

2. Criterios considerados en el Estudio

1. Transformadores

Para el equipamiento de las subestaciones de distribución de 69/13.8 KV se analizarán transformadores trifásicos de capacidades normalizadas por INECEL, las que son: 1500 KVA, 2500 KVA, 3750 KVA, 5000 KVA, 7500 KVA y 10000 KVA. Sus costos se indican en el siguiente cuadro:

TRANSFORMADOR KVA	COSTOS EN DOLARES	
	COSTO TOTAL	COSTO POR KVA
1500	45710	30.47
2500	50520	20.21
3750	56657	15.11
5000	62795	12.56
7500	74945	9.99
10000	87098	8.71

2. Evolución de la demanda de las subestaciones

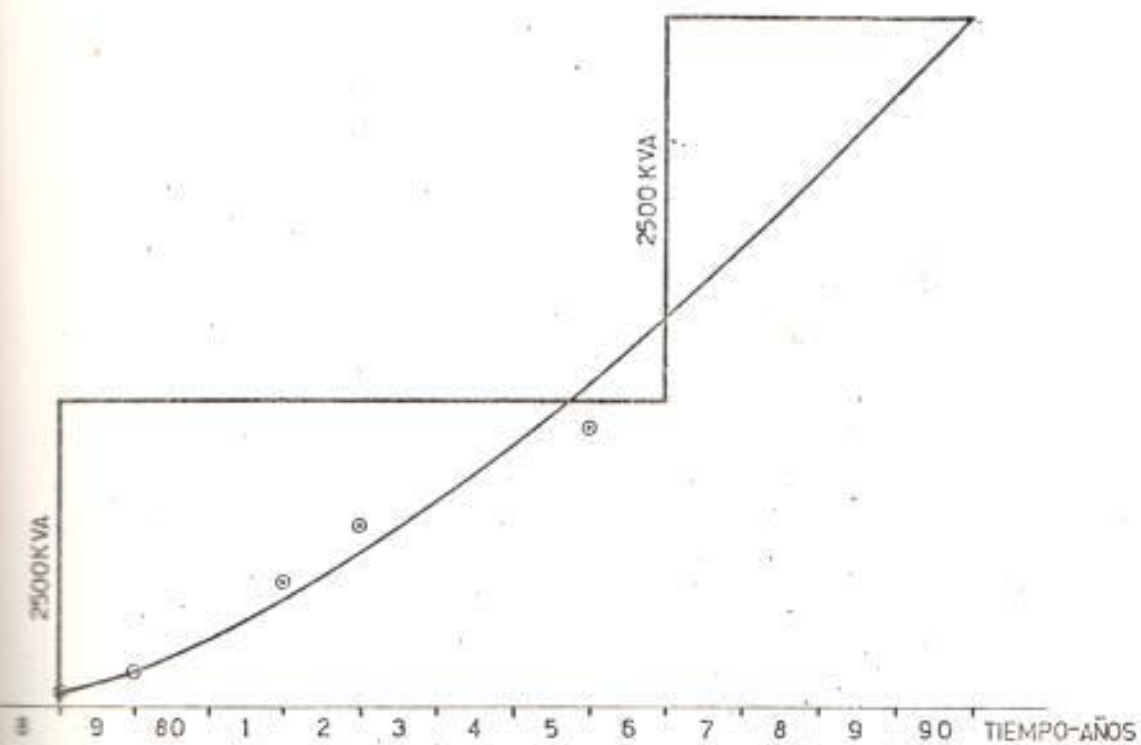
La evolución de la demanda de las subestaciones hasta el año 1990, se presenta en las figuras del 3.4.2-1 al 3.4.2-5.

3. Método para la selección de los transformadores

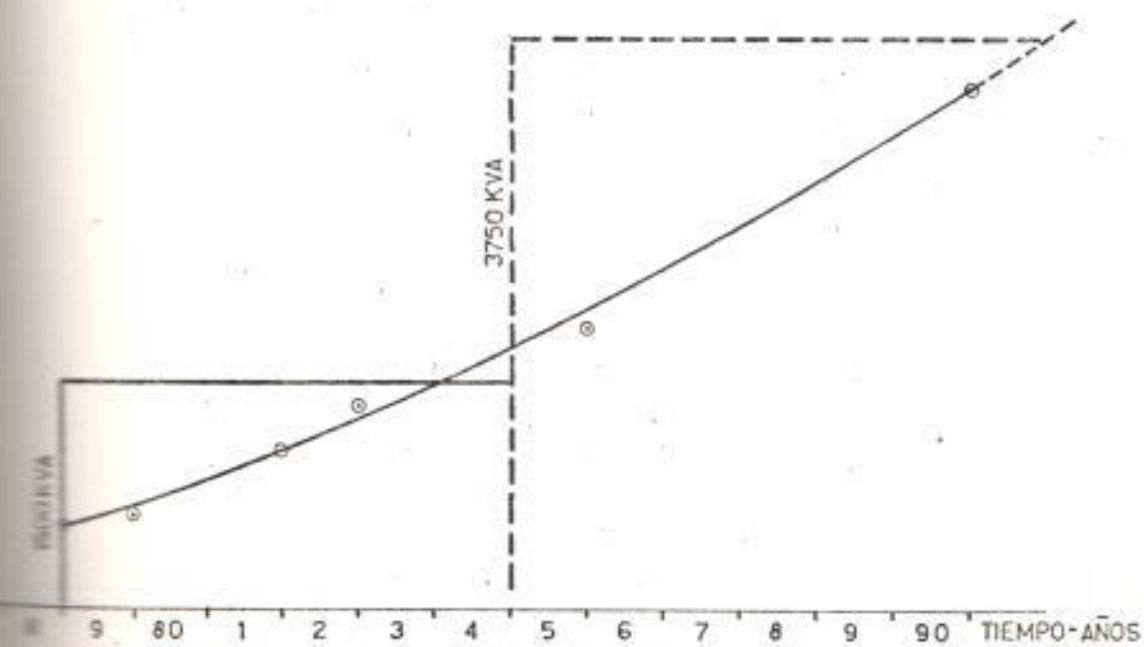
Para la selección del primer transformador, se emplea como método de comparación el del costo actualizado al año inicial de operación. La tasa de interés que se utiliza es de 12% y se toma un período de 30 años como la

EVOLUCION DE LA DEMANDA

SUBESTACION CELICA

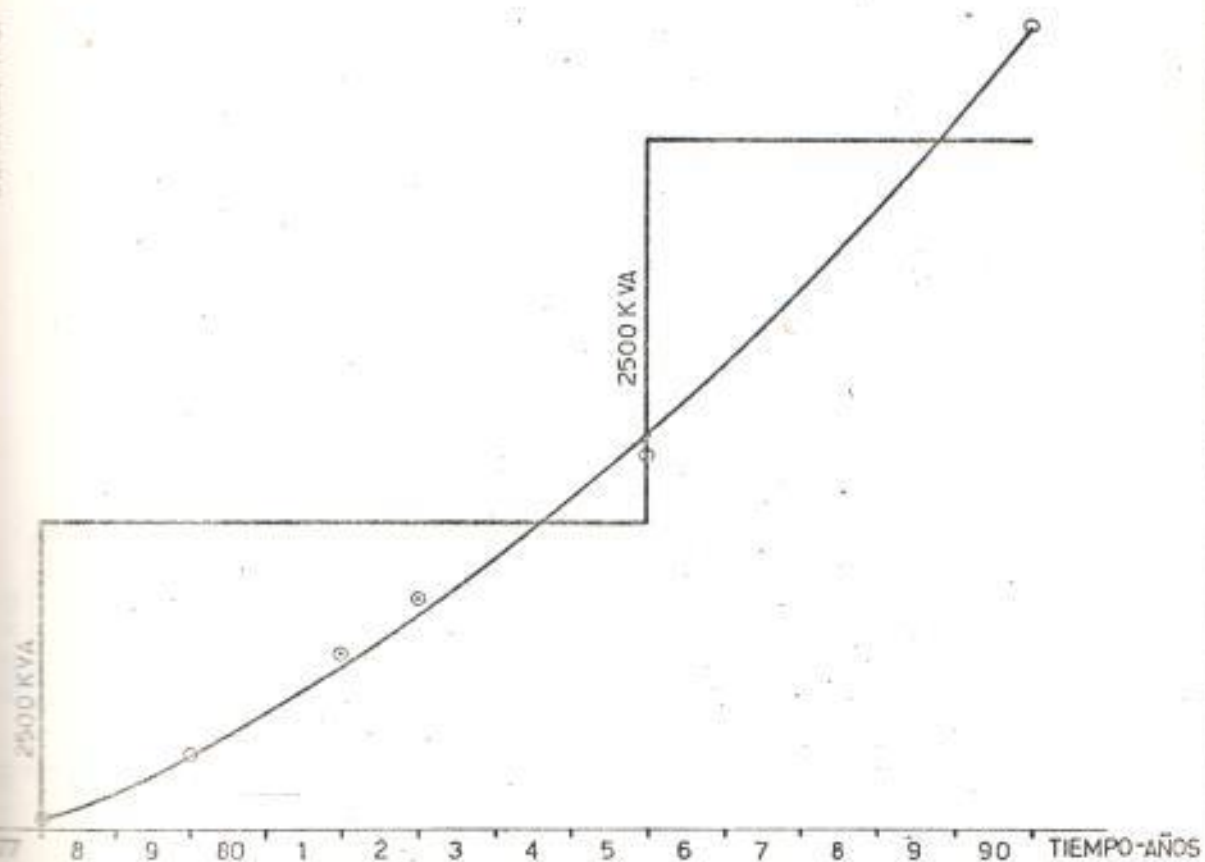


SUBESTACION MACARA

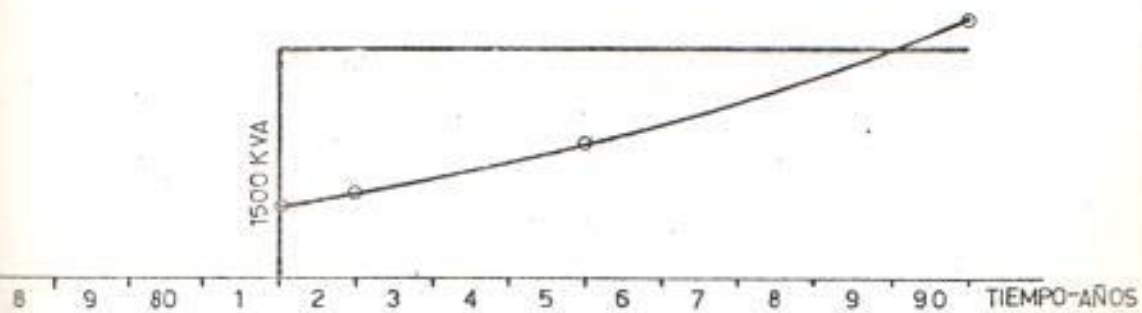


EVOLUCION DE LA DEMANDA

SUBESTACION CARIAMANGA

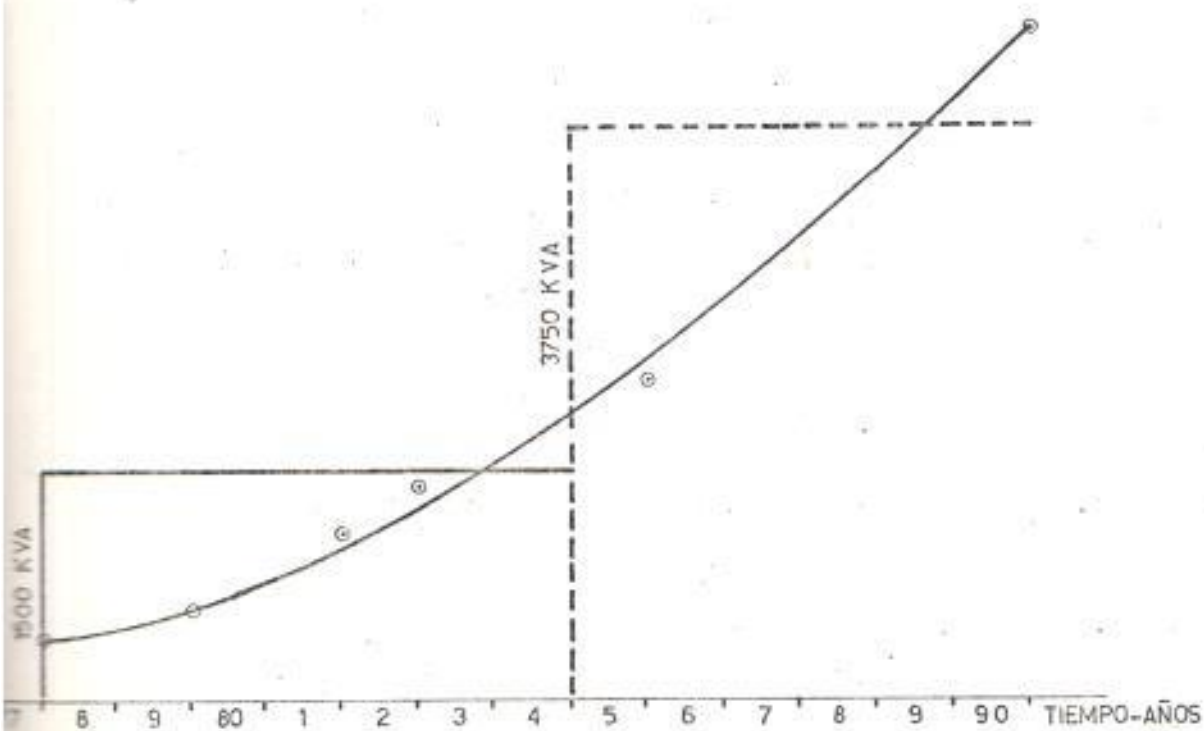


SUBESTACION GONZANAMA

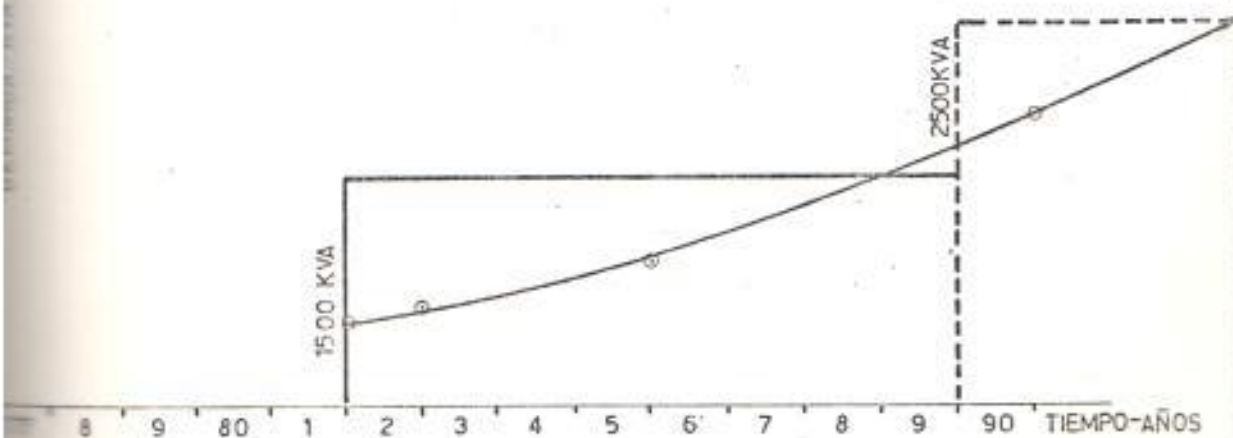


EVOLUCION DE LA DEMANDA

SUBESTACION CATACOCHA

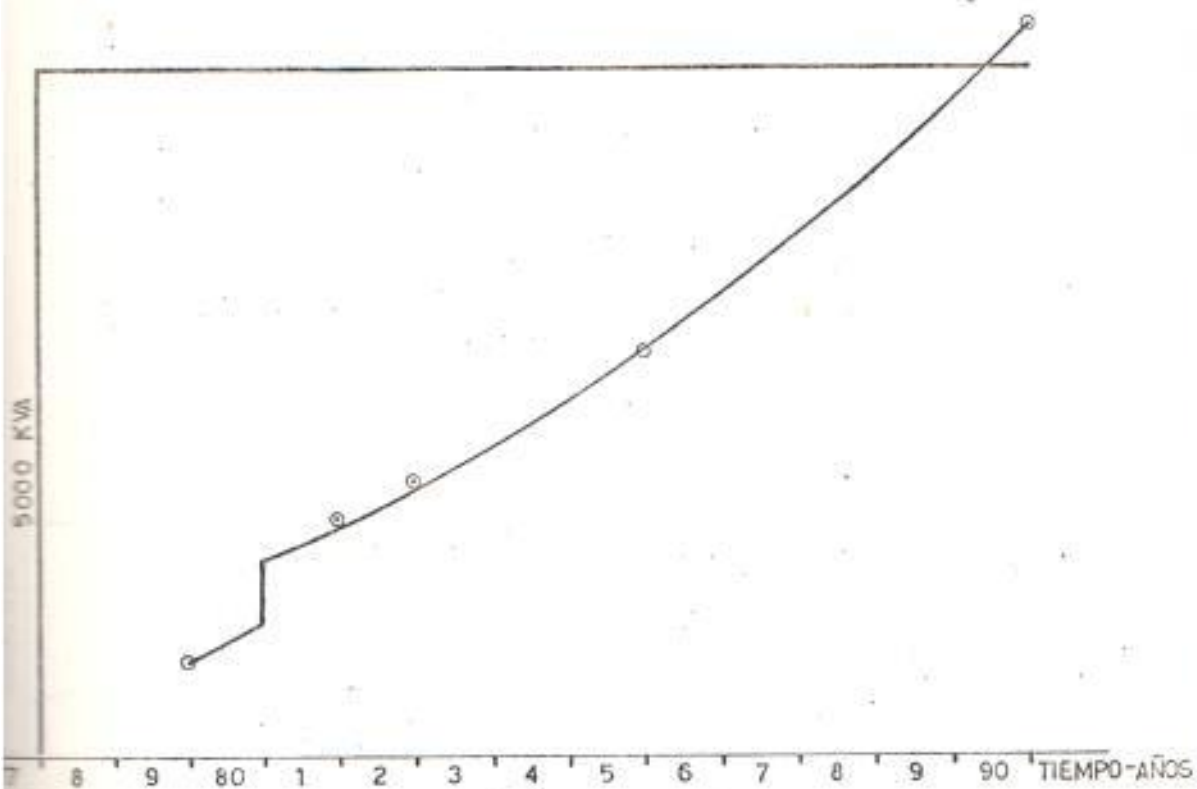


SUBESTACION SARAGURO

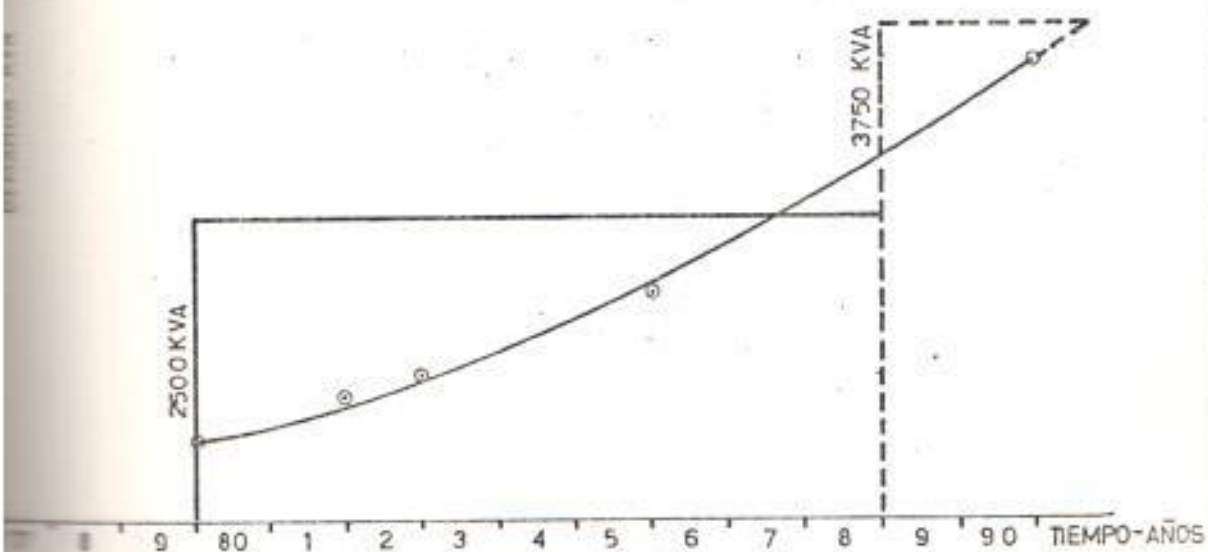


EVOLUCION DE LA DEMANDA

SUBESTACION CATAMAYO

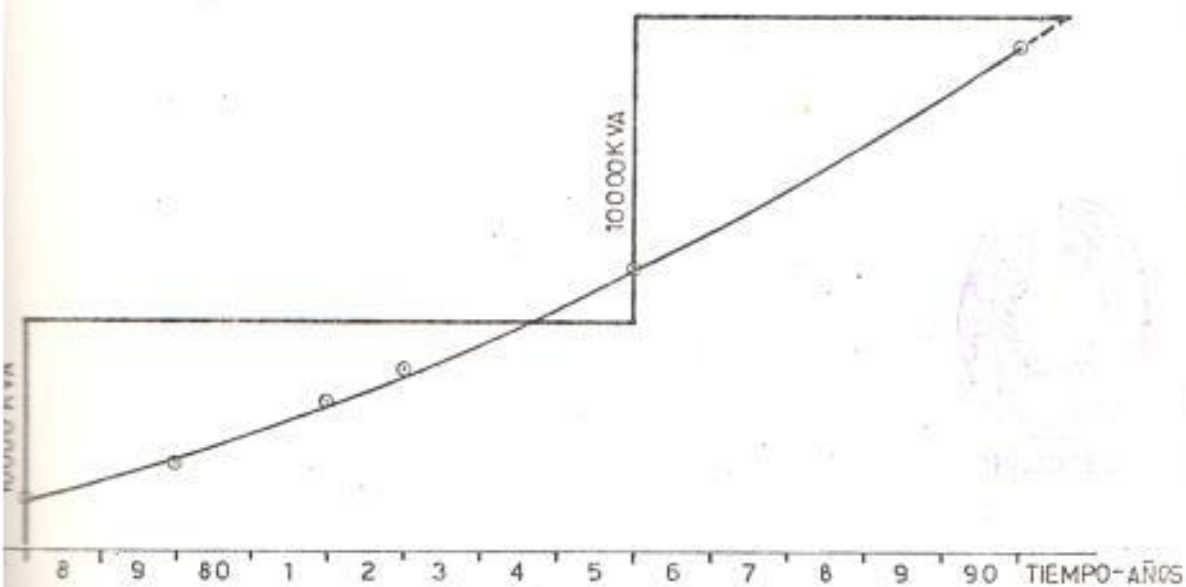


SUBESTACION VILCABAMBA

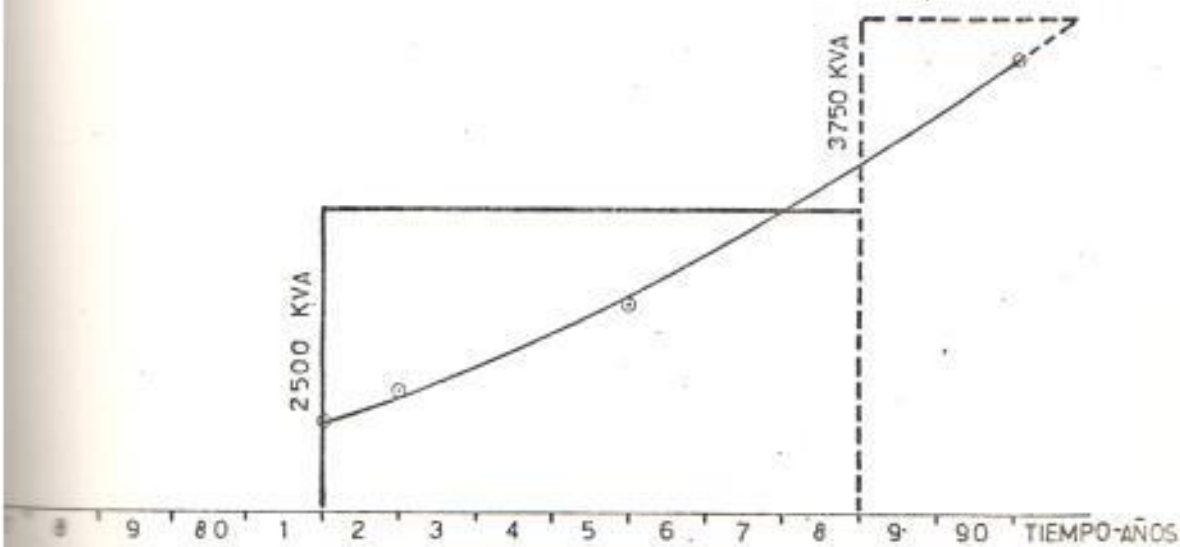


EVOLUCION DE LA DEMANDA

SUBESTACION LOJA



SUBESTACION ZAMORA



vida útil del transformador contados a partir de su instalación.

Los costos que se analizan son:

a. Costo de Reserva

Se denomina costo de reserva, al dinero que se pierde de ganar, por tener un capital invertido en capacidad de transformación sin usarse hasta que se cope la capacidad del transformador en análisis.

b. Costo de equipamiento

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

c. Costo total

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

Luego el primer transformador seleccionado será el que tenga el menor costo total.

Para completar el equipamiento de una determinada sub estación una vez establecida la capacidad de su primer transformador, se efectúa de la siguiente manera:

- Cuando la demanda al año 1990 es superior a los 4700 KVA, se instala otro transformador de capacidad igual al primero en el año en que la carga supera el 10% de su capacidad OA.
- Cuando la demanda al año 1990 es inferior a los 4700

KVA, el primer transformador se reemplaza por el inmediato superior una vez que su capacidad OA se sobrecarga en un 10%.

- Se estima que para el año 1990 se pueden sobrecargar los transformadores hasta un 25% de su capacidad OA añadiendo enfriamiento con aire forzado (OA/FA).

4. Derivación de ecuaciones

Las ecuaciones que se usan en el cálculo se obtienen asumiendo que la demanda tiene forma exponencial, o sea:

$$D = D_0 (1 + r)^t$$

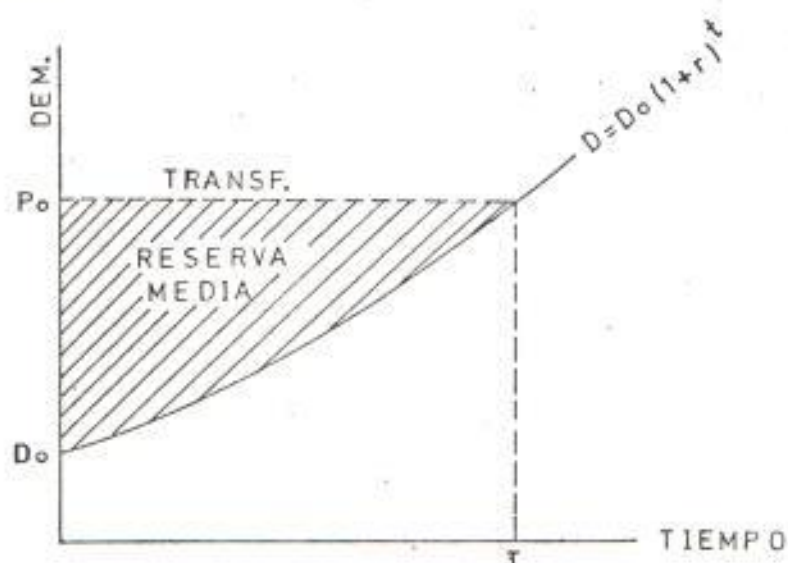
Donde:

D_0 es la demanda inicial, r es la tasa de crecimiento y t es el tiempo en años.

a. Costo de Reserva

El costo de reserva, se calcula en base al costo por KVA del transformador que se analice y a la reserva media.

La fórmula para calcular la reserva media (R_m) se deduce a continuación.



De la figura anterior se tiene:

$$R_m = \frac{1}{T} \int_0^T (P_o - D_o (1+r)^t) dt$$

$$R_m = P_o - \frac{D_o}{T} \frac{(1+r)^T - 1}{\ln(1+r)}$$

Donde P_o es la capacidad del transformador que se analiza y T es el tiempo en años en que la reserva se vuelve cero.

Llamando $a = (1+r)$

$$q = \frac{P_o}{D_o}$$

La fórmula final queda

$$R_m = D_o \left(q - \frac{a^T - 1}{T \ln a} \right)$$

El costo de la capacidad instalada en reserva será:

$$CCi = C_u \times R_m$$

Donde C_u es el costo por KVA del transformador que se analiza.

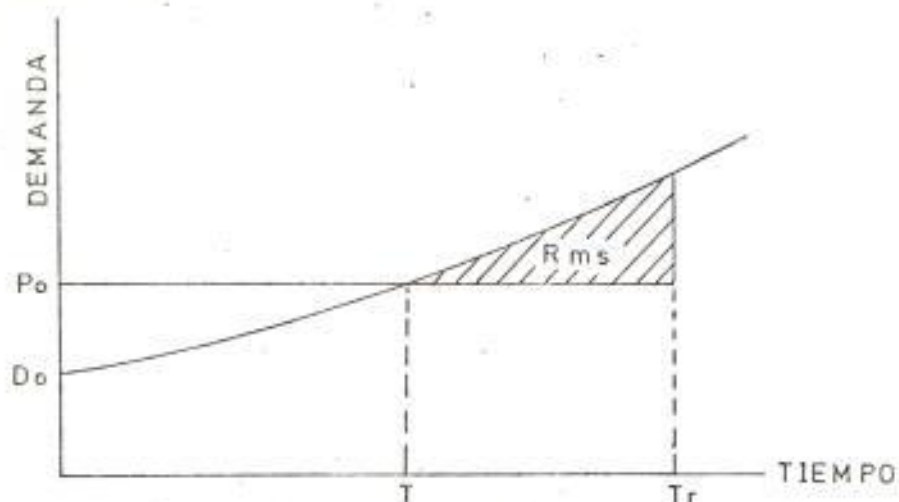
Este capital al cabo de T años puede producir intereses y es lo que se pierde de ganar por mantenerlo inactivo, luego:

$$\text{Costo de reserva (C Re)} = C_u R_m \left[(1+i)^T - 1 \right]$$

Donde i es la tasa de interés anual.

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 / KVA de los transformadores que se analizan.



Llamando Rms a la demanda que no es abastecida tendremos:

$$Rms = \frac{1}{Tr-T} \int_T^{Tr} [D_0 (1+r)^t dt - P_0]$$

$$Rms = \frac{D_0}{Tr-T} \frac{(1+r)^{Tr} - (1+r)^T}{\ln(1+r)} - P_0$$

$$Rms = \frac{D_0}{Tr-T} \frac{a^{Tr} - a^T}{\ln a} - P_0$$

Donde Tr es el número de años del período que se analiza; en este estudio se supone igual a la vida útil de los transformadores.

El costo de equipamiento será:

$$CEq = C_{um} \times Rms$$

Donde Cum es el promedio de los costos/KVA de los transformadores que se analizan.

El costo de equipamiento traído a valor presente será:

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

Cabe señalar que para el análisis se ha usado únicamente los costos de los transformadores por tratarse de valores referenciales.

Los resultados de la selección del primer transformador se presentan en la tabla 3.4.2-1.

3.4.3. Resultados del Equipamiento de las subestaciones

Aplicando los criterios anteriores, el equipamiento de las subestaciones queda como se indica en la tabla 3.4.3-1.

En la subestación Catamayo, se ha programado desde el principio un transformador de 5000 KVA, el mismo que inicialmente servirá para elevar el voltaje desde 13.8 KV a la salida de los generadores hasta 69 KV para alimentar al resto del sistema; posteriormente cuando entre el Sistema Nacional de Transmisión, se usará como reductor de voltaje para servir a Catamayo y demás poblaciones que son alimentadas desde ésta subestación.

En las subestaciones Macará y Catacocha, se reemplaza directamente el transformador de 1500 KVA por el de 3750 KVA, debido a que si se colocaría el de 2500 KVA, éste se tendría que cambiar máximo después de tres años lo cual no es recomendable.

En la subestación Zamora, inicialmente se ha programado un transformador de 22.9/13.8 KV, que operará hasta 1982 año en que se supone entrará el Sistema Nacional. Esto se justifica en vista de que la Empresa Eléctrica tiene programado la línea San Francisco - Zamora de 22.9 KV para el año 1977.

TABLA 3.4.2-1

RESULTADOS DE LA SELECCION DEL PRIMER TRANSFORMADOR DE LAS
SUBESTACIONES

SUBESTACION	TRANSFOR. KVA	Do KVA	TASA %	T AÑOS	C Re	C Eq	TOTAL
Celica	1500	620	19.01	5	90.4	864.0	954.4
	2500	620	19.01	8	167.8	787.9	955.7*
Macará	3750	620	19.01	10	297.6	718.6	1016.3
	1500	544	16.57	7	111.2	493.3	604.5*
	2500	544	16.57	10	230.4	424.4	654.8
	3750	544	16.57	13	433.4	365.0	798.4
Cariamanga	1500	580	21.05	5	91.9	1353.3	1445.2
	2500	580	21.05	8	163.0	1265.6	1428.6*
	3750	580	21.05	10	277.8	1183.5	1461.3
	1500	490	14.16	9	145.2	281.8	427.0*
Gonzanamá	2500	490	14.16	12	337.5	220.6	558.1
Catacocha	1500	408	20.03	7	131.2	735.5	866.7*
	2500	408	20.03	10	250.3	668.6	918.9
	3750	408	20.03	12	435.6	607.4	1043.0

TABLA 3.4.2-1 (Continuación)

SUBESTACION	TRANSFOR. KVA	DO KVA	TASA %	T Años	COSTO EN MILES DE DOLARES		TOTAL
					Re	Eq	
Saraguro	1500	545	14.85	7	120.4	386.2	506.6*
	2500	545	14.85	11	268.6	314.8	583.4
Loja	5000	4182	12.35	2	73.4	955.1	1028.5
	7500	4182	12.35	5	128.3	804.8	933.1
	10000	4182	12.35	8	219.1	699.2	918.3*
Vilcabamba	1500	1069	11.47	3	61.4	398.2	459.6
	2500	1069	11.47	8	130.5	301.4	431.9*
	3750	1069	11.47	12	293.0	228.9	521.9
Zamora	1500	1146	13.09	2	57.4	618.5	675.9
	2500	1146	13.09	6	107.4	506.6	614.0*
	3750	1146	13.09	10	217.2	417.0	634.2

TABLA 3.4.3-1

RESULTADOS DEL EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES

SUBESTACION	RELACION DE VOLTAJE	TRANSFOR. KVA	AÑO DE INSTALACION
Celica	69/13.8 KV	2500	1978
	69/13.8 KV	2500	1986
Macará	69/13.8 KV	1500	1978
	69/13.8 KV	3750	1984*
Cariámanga	69/13.8 KV	2500	1977
	69/13.8 KV	2500	1985
Gonzanamá	69/13.08 KV	1500	1982
Catacocha	69/13.8 KV	1500	1977
	69/13.8 KV	3750	1984*
Catamayo	69/13.8 KV	5000	1977
Saraguro	69/13.8 KV	1500	1981
	69/13.8 KV	2500	1989*
Loja	69/13.8 KV	10000	1977
	69/13.8 KV	10000	1985
Vilcabamba	69/13.8 KV	2500	1979
	69/13.8 KV	3750	1988*
Zamora	22.9/13.8 KV	1000	1977
	69/13.8 KV	2500	1981
	69/13.8 KV	3750	1988*

* Año en que se reemplaza el transformador anterior.

CAPITULO 4

FLUJO DE POTENCIA Y REGULACION

1. INTRODUCCION

El estudio de flujo de carga y regulación tiene por finalidad determinar el flujo de potencia, la caída de voltaje y las pérdidas en las líneas del Sistema, para lo cual se usará un programa de computación propiedad de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Las cargas que se usarán en el análisis serán las demandas máximas obtenidas mediante la proyección.

2. PARAMETROS

1. Líneas

1. Líneas a 69 KV

Los parámetros de las líneas a 69 KV, cuyos calibres se determinaron en el capítulo anterior, constan en la tabla 4.2.1-1

2. Líneas a 22.9 y 13.8 KV

De acuerdo al Manual de Construcciones emitido por INECCEL, la disposición y distancias entre conductores es igual para dos voltajes, variando únicamente el tamaño de los aisladores pin y el número de los aisladores de suspensión.

Los parámetros de las líneas a 22.9 y 13.8 KV se presentan en la tabla 4.2.1-2.

TABLA 4.2.1-1

PARAMETROS DE LAS LINEAS A 69 KV

MVA (Base) : 10

L I N E A	CONDUCTOR AWG/MCM	LONGITUD	R %	X %	CARGA KVAC
Loja - Catamayo	2 x 477	19.0	0.27	0.87	589.0
Catamayo - Gonzanamá	266.8	32.0	1.61	3.07	471.0
Gonzanamá - Cariamanga	266.8	19.0	0.96	1.82	280.0
Cariamanga - Macará	266.8	57.0	2.86	5.47	840.0
Catamayo - Catacocha	266.8	44.0	2.21	4.22	648.0
Catacocha - Celica	266.8	51.0	2.56	4.89	751.0
Loja - Saraguro	2/0	47.0	5.49	5.06	651.0
Loja - Zamora	266.8	39.0	1.96	3.74	575.0
Loja - Vilcabamba	266.8	37.0	1.86	3.55	545.0

TABLA 4.2.1-2

PARAMETROS DE LAS LINEAS A 22.9 Y 13.8 KV
MVA(Base) : 10

L I N E A	CONDUCTOR AWG	LONGITUD KM	R %	X %
<u>LINEAS A 22.9 KV</u>				
San Francisco - Zamora	2/0	23.0	24.40	19.95
San Francisco - Loja*	4/0	16.0	11.23	13.31
<u>LINEAS A 13.8 KV</u>				
<u>SUBESTACION CELICA</u>				
Subestación-Celica	2x4/0	7.0	6.76	8.02
Celica - Guanchanamá	2	17.0	93.76	42.72
Subestación - Pózul	2x4/0	11.0	10.63	12.60
Pózul - Cruce	1/0	8.0	29.24	19.48
- Cruce - Cruzpamba	2	8.0	44.12	20.10
- Cruce - Sabanilla	2	10.0	55.15	25.13
Pózul - Pindal	4/0	7.0	13.52	16.04
Pindal - Paletillas	2	22.0	121.33	55.28
Pindal - Doce de Diciembre	2	4.0	22.06	10.05
Subestación - Mercadillo	2x4/0	8.0	7.73	9.16
Mercadillo - Alamor	2x4/0	5.0	4.83	5.73
Alamor - El Lino	2	13.0	71.70	32.67
Alamor - Chaquinal	2	7.0	38.61	17.59
Mercadillo - Vicentino	2	6.0	33.09	15.08
Vicentino - Ciano	2	5.0	27.58	12.56
<u>SUBESTACION MACARA</u>				
Subestación-Macará	2x4/0	4.0	3.86	4.58
Subestación - Cruce	4/0	12.0	23.18	27.49
Cruce - Sabiango	4/0	2.0	3.86	4.58
Sabiango - Zozaranga	1/0	7.0	25.59	17.05
Cruce - Desvío	1/0	4.0	14.62	9.74
Desvío - Tacamoros	2	7.0	38.61	17.59
Desvío - La Victoria	2	5.0	27.58	12.56

* Línea existente

TABLA 4.2.1-2 (Continuación)

L I N E A	CONDUCTOR A W G	LONGITUD KM	R %	X %
<u>SUBESTACION CARIAMANGA</u>				
Cariamanga - Santa Teresita	2x4/0	30.0	28.98	34.37
Santa Teresita - Analuza	2x4/0	4.0	3.86	4.58
Analuza - Bellavista	2	5.0	27.58	12.56
Analuza - Jimbura	2	9.0	49.64	22.62
Cariamanga - Colaisaca	1/0	16.0	58.48	38.96
Colaisaca - Utuana	2	8.0	44.12	20.10
<u>SUBESTACION GONZANAMA</u>				
Gonzanamá - Quilanga	1/0	12.0	43.86	29.22
Quilanga - Las Arañas	2	8.0	44.12	20.10
Gonzanamá - Changaimina	1/0	11.0	40.21	26.79
Changaimina - Sacapalca	2	9.0	49.64	22.62
Gonzanamá - Panamá	1/0	2.0	7.31	4.87
Panamá - Purunuma	2	6.0	33.09	15.08
Panamá - Nambacola	1/0	11.0	40.21	26.79
<u>SUBESTACION CATACOCHA</u>				
Subestación - Catacocha	2x4/0	5.0	4.83	5.73
Subestación - Cangonómá	2x4/0	12.0	11.59	13.75
Cangonómá - Buenavista	1/0	9.0	32.90	21.92
Buenavista - Santa Rufina	2	8.0	44.12	20.10
Cangonómá - Olmedo	4/0	8.0	15.46	18.33
Olmedo - La Tíngue	2	14.0	77.21	35.18
Olmedo - Changuarpamba	1/0	9.0	32.90	21.92
Cangonómá - Lauro Guerrero	1/0	8.0	29.24	19.48
Lauro Guerrero - Orianga	2	15.0	82.73	37.69
<u>SUBESTACION CATAMAYO</u>				
Catamayo - San Pedro	2/0	9.0	26.29	21.50
San Pedro - El Cisne	2	13.0	71.70	32.68
Catamayo - Cãñaro	4/0	11.0	21.25	25.20
Cãñaro - Taquil	2	7.0	38.61	17.59

TABLA 4.2.1-2 (Continuación)

L I N E A	CONDUCTOR A W G	LONGITUD KM	R %	X %
Cáñaro - Chuquiribamba	4/0	6.0	11.59	13.75
Chuquiribamba - Guadel	2	9.0	49.64	22.62
Chuquiribamba - Santiago	1/0	12.0	43.86	29.22
Catamayo - El Tambo	2	16.0	88.24	40.21
<u>SUBESTACION SARAGURO</u>				
Saraguro -San Pablo de Tenta	4/0	4.0	7.73	9.16
San Pablo de Tenta - El Paraíso de Celén	3/0	13.0	30.68	30.46
El Paraíso de Celén-Selva Alegre	1/0	6.0	21.93	14.61
Selva Alegre - Lluzhapa	1/0	7.0	25.59	17.05
Lluzhapa - Manú	2	9.0	49.64	22.62
Saraguro - San Lucas	1/0	16.0	58.48	38.96
Saraguro - Urdaneta	2	6.0	33.09	15.08
Urdaneta - San Antonio de Cumbe	2	5.0	27.58	12.56
<u>SUBESTACION LOJA</u>				
Loja - Solamar - Jimbilla	2	23.0	126.85	57.80
<u>SUBESTACION VILCABAMBA</u>				
Vilcabamba - Malacatus	3/0	8.0	18.88	18.74
Vilcabamba - Yangana	2	14.0	77.21	35.18
<u>SUBESTACION ZAMORA</u>				
Subestación - Zamora	2x4/0	5.0	4.83	5.73
Subestación - Timbara	2x4/0	5.0	4.83	5.73
Timbara - Cumbaratza	2x4/0	6.0	5.80	6.87
Cumbaratza - La Unión	2x4/0	7.0	6.76	8.02
La Unión - Zumbi	4/0	8.0	15.46	18.33
Zumbi - Yanzaza	4/0	9.0	17.39	20.62
La Unión - Guadalupe	2	11.0	60.67	27.64
<u>LINEAS QUE OPERARAN TEMPORALMENTE</u>				
Santiago - San Lucas	1/0	7.0	25.59	17.05
Cariamanga - Changaimina	1/0	15.0	54.83	36.53

2. Transformadores

Los parámetros de los transformadores que fueron seleccionados en el capítulo anterior, se presentan en la tabla 4.2.2-1.

Los parámetros de los transformadores existentes, se indican en el siguiente cuadro.

UBICACION	TRANSF. KVA	RELACION DE VOLTAJE KV	REACTANCIA (BASE 10 MVA) %
Central San Francisco	3000	2.3/ 22.9	18.33
Loja	1680	22.9/ 13.8	32.74
Central térmica de Loja	1625	4.16/13.8	33.85
Loja	1500	22.9/4.16	36.67

3. CONDICIONES PARA EL ESTUDIO

1. Regulación

Los niveles de tensión que se considerarán aceptables, son los recomendados por INECEL, cuyos valores se indican a continuación:

- En condiciones normales de operación, los voltajes mínimos recomendados son de 0.95 p.u. para zonas de gran consumo residencial o industrial y de 0.925 p.u. para zonas menos industrializadas o de menor consumo residencial.
- En condiciones de emergencia, los voltajes anteriores se reducirán a 0.90 p.u. y 0.875 p.u. respectivamente.

Para los casos en que se requiera compensar la carga reactiva, se usarán capacitores a nivel de 13.8 KV.

TABLA 4.2.2-1

PARAMETROS DE LOS TRANSFORMADORES AÑO 1990

SUBESTACION	TRANSFORMADOR KVA	RELACION DE VOLTAJE KV	REACTANCIA BASE 10 MVA %
Celica	2500	69/13.8	28.00
	2500	69/13.8	28.00
Macará	3750	69/13.8	18.67
Cariamanga	2500	69/13.8	28.00
	2500	69/13.8	28.00
Gonzanamá	1500	69/13.8	46.67
Catacocha	3750	69/13.8	18.67
Catamayo	5000	69/13.8	14.00
Saraguro	2500	69/13.8	28.00
Loja	10000	69/13.8	7.00
	10000	69/13.8	7.00
Vilcabamba	3750	69/13.8	18.67
Zamora	3750	69/13.8	18.67

Cabe señalar además, que los transformadores de 69/13,8 KV seleccionados tienen taps fijos de $\pm 2.5\%$ y $\pm 5\%$ arriba y abajo del voltaje nominal, para efectos del estudio, se asume que estos taps están en el lado de baja, excepto en las subestaciones de las centrales San Francisco, San Cayetano (Loja) y La Toma (Catamayo) en las que se considera en el lado de alta.

Se asume también, que a la salida de los transformadores de 138/69 KV, se puede obtener un voltaje de hasta 1.05 p.u., lo cual es perfectamente posible ya que estos transformadores tienen taps con cambio bajo carga de $\pm 10\%$.

2. Fuentes de Alimentación

Las fuentes de alimentación del sistema serán las centrales San Francisco, San Cayetano (Loja) y La Toma (Catamayo) hasta el año 1982, y, a partir de éste año la subestación Loja a través de su unión con el Sistema Nacional, quedando las centrales indicadas anteriormente para casos de emergencia.

4. FLUJOS DE POTENCIA Y REGULACION EN CONDICIONES NORMALES

1. Generalidades

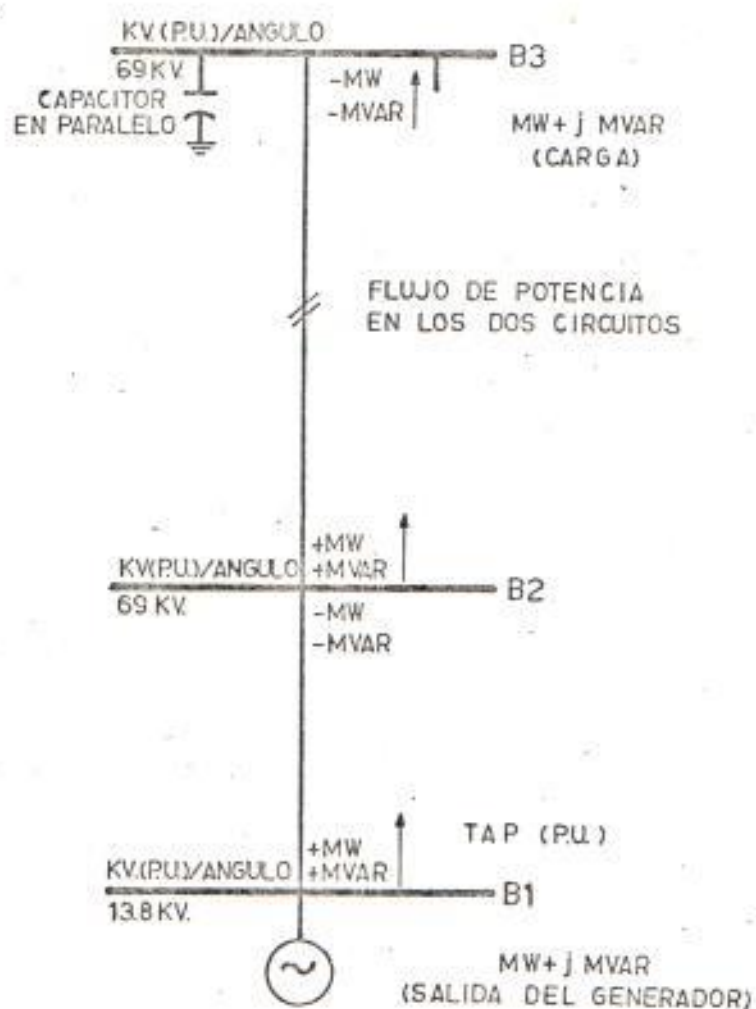
El estudio de flujo de carga y regulación, se ha efectuado para aquellos años en que se producen cambios considerables en el sistema debidos a la entrada de cargas grandes, a la entrada del Sistema Nacional, etc. estudiándose entonces los años 1979, 1981, 1982, 1985 y 1990 que corresponde al último año del período en análisis.

2. Resultados

Los resultados del flujo de carga a demanda máxima, se muestran en las figuras del 4.4.2-2 al 4.4.2-6.

En la figura 4.4.2-1 se presenta la simbología usada en

SIMBOLOGIA USADA EN LOS DIAGRAMAS DE FLUJO DE POTENCIA



los diagramas de flujo de carga.

En la tabla 4.4.2-1 se hace un resumen de las pérdidas, carga, generación, etc. obtenidas de las salidas del programa de flujo de carga.

En la tabla 4.4.2-2 se indican los taps en que deben trabajar los transformadores.

Los capacitores que se requieren para compensar la carga reactiva a nivel de 13.8 KV, se indican a continuación:

UBICACION	CAPACITORES (KVAR)	
	1985	1990
Yanzaza	0.129	0.371
Pindal	0.137	0.420
Alamor	0.262	0.726
Amaluza	0.262	0.814
Sabiango	-	0.139
T O T A L	0.790	2.470

4.4.3. Conclusiones

Analizando los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga, se puede decir lo siguiente:

- Si el Sistema Nacional de Transmisión, entra a funcionar a partir de 1982, la generación mínima que debe existir en la central térmica La Toma para el año 1981, es de 13100 KW.
- En el año 1980, se debe instalar en la subestación Catamayo, otro transformador de 5000 KVA (69/13.8 KV), el cual saldrá de servicio una vez que tenga lugar la interconexión nacional.
- La subestación Saraguro, debe empesar a funcionar a partir de 1981.

La ciudad de Saraguro y pueblos aledaños, inicialmente se servirán desde la subestación Catamayo.

TABLA 4.4.2-1

AÑO	CARGA TOTAL		PERDIDAS		CARGA LINEA		CAPACITORES		GENERACION TO	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MW	MV
1979	10920	3.777	0.095	1.077	-3.830	-	11.015	1.		
1981	16838	5.964	0.212	2.069	-4.432	-	17.050	3.		
1982	19904	7.052	0.221	1.584	-4.976	-	20.125	3.		
1985	27638	10.313	0.477	2.323	-4.976	-0.790	28.115	6.		
1990	49361	19.690	1.339	6.641	-5.271	-2.470	50.70	18.		



TAPS EN QUE DEBEN TRABAJAR LOS TRANSFORMADORES

SUBESTACION	TRANSFORM. KVA	RELACION DE VOLTAJE KV	TAPS p.u.				
			1979	1981	1982	1985	1990
Loja	1680	22.9/13.8	1.000(B)	1.000(B)	-	-	-
	10000	69/13.8	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)
	10000	69/13.8	-	-	-	1.000(B)	1.000(B)
Central Termica de Loja	1500	4.16/13.8	1.000(A)	1.000(A)	-	-	-
Central San Francisco	3000	2.3/22.9	1.000(A)	1.007(A)	-	-	-
Zamora	1000	22.9/13.8	1.000(B)	1.025(B)	-	-	-
	2500	69/13.8	-	-	1.000(B)	1.000(B)	-
	3750	69/13.8	-	-	-	-	1.000(B)
Vilcabamba	2500	69/13.8	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	-
	3750	69/13.8	-	-	-	-	1.000(B)
Saraguro	1500	69/13.8	-	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	-
	2500	69/13.8	-	-	-	-	1.000(B)

(A) Tap en el lado de alta

(B) Tap en el lado de baja

TABLA 4.4.2-1 (Continuación)

SUBESTACION	TRANSFORM. KVA	RELACION DE VOLTAJE KV	T A P S				p.u.
			1979	1981	1982	1985	
Catamayo	5000	69/13.8	0.991(A)	1.003(A)	1.000(A)	1.000(A)	1.00
	5000	69/3.8	-	1.003(A)	-	-	-
Catacocho	1500	69/13.8	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	-	1.00
	3750	69/13.8	-	-	-	1.000(B)	1.00
Celica	2500	69/13.8	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	1.00
	2500	69/13.8	-	-	-	-	1.00
Macará	1500	69/13.8	1.000(B)	1.000(B)	1.000(B)	-	-
	3750	69/13.8	-	-	-	1.000(B)	1.00
Cariamanga	2500	69/13.8	1.000(B)	1.013(B)	1.025(B)	1.025(B)	1.00
	2500	69/13.8	-	-	-	1.025(B)	1.00

(A) Tap en el lado de alta

(B) Tap en el lado de baja

d. La subestación Gonzanamá, debe empezar a funcionar a partir de 1982.

La ciudad de Gonzanamá y poblaciones vecinas, inicialmente se servirán desde la subestación Cariamanga.

e. La línea a 69 KV Loja - Zamora, debe entrar en operación a partir de 1982, en vista de que las centrales pequeñas deben dejar de funcionar una vez que entre el Sistema Nacional.

f. Las subestaciones de 22.9/13.8 KV y de 22.9/4.16 KV que actualmente sirven a la ciudad de Loja, deben dejar de funcionar a partir de 1982.

5. FLUJOS DE POTENCIA Y REGULACION EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

El funcionamiento del sistema, bajo condiciones de emergencia, se analizó únicamente para 1990, que es el último año del período en análisis.

De acuerdo a la configuración del sistema al año 1990 que se seleccionó en el capítulo III, la contingencia que se puede presentar, es que falle una terna de la línea Loja-Catamayo. Los resultados que se obtienen del análisis de esta contingencia, se muestran en la figura 4.5-1.

Observando los voltajes obtenidos en las diferentes barras, a las que afecta la contingencia indicada anteriormente se ve que se encuentran dentro de los límites permitidos.

PREDISEÑO DE LAS OBRAS

1. GENERALIDADES

En esta parte del trabajo se tratará del prediseño de las líneas de 69 KV y de las subestaciones de 69/13.8 KV.

En el prediseño de las líneas a 69 KV, se efectuará únicamente un estudio de la aislación, o lo que es lo mismo, se establecerá el número de aisladores de suspensión en cadena; las características restantes, como son: la altura y carga de rotura de los postes, las dimensiones de las crucetas, etc. son imposibles de determinar si no se dispone del levantamiento topográfico del recorrido de las líneas, por lo accidentado del terreno.

En el prediseño de las subestaciones, se determinará la forma misma de ellas y la disposición de los diferentes equipos de acuerdo a la configuración que tendrá el sistema en el año 1990.

2. ESTUDIO DE LA AISLACION DE LAS LINEAS A 69 KV

1. Generalidades

En éste estudio, se determinan los requerimientos de aislación de las líneas de subtransmisión a 69 KV del sistema eléctrico Sur, para que frente a las distintas condiciones de operación, guarden una continuidad satisfactoria de servicio.

Las zonas por donde cruzan las líneas, se caracterizan por tener un nivel isocerámico bajo, observándose valores medios de 2 a 5 días tempestuosos por año y máximos de 5 a 10 días tempestuosos por año.

Por las características que presenta el terreno se

estima poder alcanzar valores de puesta a tierra de 5 a 15 ohmios.

Los requerimientos de aislación que se analizan son:

- Aislación por contaminación
- Aislación por sobrevoltajes de origen atmosférico

Se estudian éstos dos casos porque son los más críticos y prácticamente son los que establecen el número de aisladores necesarios.

2. Aislación por Contaminación

Debido a que el voltaje que puede resistir un aislador depende en gran parte de la cantidad de polvo flotante en el aire (mientras más polvo existe más conductor se vuelve el aire), es necesario calcular el número de aisladores, para que frente a una cantidad establecida de contaminación no se produzcan fallas que afecten el normal funcionamiento de la línea.

El número de aisladores (N_C) mínimo que se requiere para resistir esta sollicitación, se determina con la siguiente fórmula:

$$N_C = \frac{V \times D_f}{d \times d_f}$$

Donde:

- V = Voltaje máximo de la línea entre fases en KV.
Se asume igual a 1.1 veces del voltaje nominal.
- Df = Distancia de fuga para cierto grado de contaminación en cm/KV.
- d = Densidad relativa del aire
- df = distancia de fuga del aislador en cm.

El sistema Sur, por su altura sobre el nivel del mar es

taría ubicado en la zona con contaminación de tipo B, para lo cual se recomienda usar una distancia mínima de fuga de 1.45 cm/KV.

Considerando una densidad relativa del aire de 0.775 y usando aisladores de 5 3/4" x 10" con distancia de fuga de 29 cm., se encuentra que el número de unidades que se requiere es de 5.

3. Aislación por Sobrevoltajes de origen Atmosférico

a. Líneas con cable de guardia

En las líneas con cable de guardia se pueden producir - dos tipos de descargas atmosféricas, llamadas: descargas directas e indirectas.

Las descargas indirectas son las que se producen sobre la estructura o cables de guardia.

Las descargas directas son las que se producen sobre los conductores de la línea por falta de empantallamiento.

El número total de perturbaciones será la suma de las producidas por los dos tipos de descargas.

En este estudio se acepta como nivel de diseño, una falla por 100 millas y por año. Asumiendo que las líneas estarán provistas de un Sistema de reconexión automática, que asegurará por lo menos un 65% de reconexiones exitosas, el número total de fallas admisibles es 1.54.

A continuación se indican las principales características de las líneas con hilo de guardia:

Distancia desde el suelo al hilo de guardia

en el poste (ht):

17.6 m o 58.0 pies

Distancia desde el suelo al hilo de guardia en el medio vano (hgw):	13.1 m o 43.0 pies
Distancia desde el hilo de guardia al conductor más bajo en el medio vano (Dmv):	5.50 m o 18.0 pies
Distancia desde el hilo de guardia al conductor más bajo en la torre (Dmt):	5.03 m o 16.5 pies
Angulo de protección del hilo de guardia (θ):	30°
Vano:	800 pies

Con estos datos, las fallas que se producen por descargas sobre la estructura e hilo de guardia para zonas de nivel izocerámico de 30, utilizando el método expuesto en el Transmission and Distribution Reference Book ⁽¹⁾ son:

- Con 4 aisladores

Resistencia de tierra (ohmios)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
5	6.3	52	1.0	94	3.65
10	8.8	48	1.0	94	4.90
15	11.4	40	1.0	94	6.30

- Con 5 aisladores

5	4.0	63	1.0	94	2.50
10	5.8	56	1.0	94	3.40
15	8.0	49	1.0	94	4.50

- Con 6 aisladores

5	2.4	74	1.0	94	1.70
10	3.6	65	2.0	94	2.30
15	5.6	57	1.0	94	3.30

(1) Capítulo 17 Sección I.

Siendo:

- (1) Fallas probables por 100 millas y por año, debido a descargas en la estructura.
- (2) Corriente permisible en KA por descargas en la estructura.
- (3) Fallas probables por 100 millas y por año, debido a descargas en el medio vano.
- (4) Corriente permisible en KA por descargas en el medio vano.
- (5) Fallas promedio debido a descargas sobre la estructura e hilo de guardia por 100 millas y por año.

Las fallas debido a descargas sobre los conductores de la línea, se calculan de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$T = \frac{F \times I}{100} *$$

Donde:

- T = Número de fallas
 F = $P(0.58 ht + 1.16 hgw + 0.44b)$
 b = 0, para el caso de tener un solo hilo de guardia.
 P = 0.005, probabilidad de falla del empantallamiento para un ángulo de protección de 30:
 ht = altura del hilo de guardia sobre el suelo en el poste (pies).
 hgw = altura del hilo de guardia sobre el suelo en el medio vano (pies).
 I = nivel isoceráunico

Los resultados que se obtienen son:

Nivel isoceráunico	10	5
Fallas/100 millas/año	0.042	0.021

El número de fallas totales por 100 millas y por año producidas por los dos tipos de descargas, en zonas de niveles isoceráunicos de 10 y 5 días tempestuosos por año será:

* Fórmula expuesta en el E.H.V., página 299

- Nivel isocerámico 10

AISLADORES	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA		
	5	10	15
4	1.26	1.68	2.14
5	0.88	1.18	1.54
6	0.61	0.81	1.14

- Nivel isocerámico 5

AISLADORES	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA		
	5	10	15
4	0.63	0.84	1.07
5	0.44	0.59	0.77
6	0.30	0.40	0.57

b. Líneas sin cable de guardia

En las líneas sin cables de guardia, se producen fallas por descargas directas sobre los conductores. Estas descargas se calculan con la siguiente fórmula:

$$N_L = \frac{K \times I \times 100}{5280} (4h + b)**$$

Donde:

- N_L = Número de descargas
- K = 0.25
- I = Nivel isocerámico
- h = $hc - 2/3 (hc - hgc)$, en pies
- b = Distancia entre las fases más extremas de la línea, 9.8 pies.
- hc = Altura del conductor superior de la línea sobre el suelo al pie del poste, 49.0 pies.
- hgc = Altura del conductor superior de la línea sobre el suelo en el medio vano, 32.5 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:

** Fórmula expuesta en el E.H.V., página 285

NIVEL ISOCERAUNICO	DESCARGAS SOBRE LA LINEA POR 100 MILLAS Y POR AÑO	SALIDAS POR 100 MILLAS Y POR AÑO
10	7.66	1.92
5	3.83	0.96

4. Conclusiones

Del análisis de los resultados obtenidos, se puede decir lo siguiente:

- En las líneas con hilo de guardia, para un nivel isoceráunico de 10, resistencia de puesta a tierra de 15 y 5 aisladores en cadena, el número de fallas totales por 100 millas y por año es 1.54, lo cual representa un 65% de conexiones exitosas si se acepta una falla por 100 millas y por año.

Considerando que la mayoría de las áreas, a las que alimentan las líneas, son de tipo residencial con bajas densidades de carga, se concluye que la aislación requerida por descargas atmosféricas no debe ser mayor de 5 aisladores de 5 3/4" x 10".

- Existen actualmente en funcionamiento, líneas a 69 KV sin hilo de guardia, que atraviezan zonas con niveles isoceráunicos iguales a los registrados en el sistema Sur; por ejemplo: la línea Guayaquil - Daule, la línea Manta - Portoviejo, etc.

De la línea Manta - Portoviejo, se ha obtenido información que desde su instalación (1966) hasta la fecha (1976) no ha sufrido interrupciones por descargas atmosféricas. De esto se desprende que en regiones de niveles isoceráunicos bajos (máximo 10 tormentas por año), no se justifica el hilo de guardia.

Cabe señalar que éstos criterios son únicamente a nivel de

prediseño y tendrán que ser revisados cuando se haga el diseño definitivo, especialmente de la línea Loja-Catamayo, en vista de que esta línea reviste gran importancia porque alimenta a toda el área que se encuentra al occidente de la subestación Loja.

SUBESTACIONES

Tipos de Subestaciones

De acuerdo a la configuración del sistema y a la densidad de carga, se ha creído conveniente para fines de diseño, dividir las subestaciones en tres tipos, a saber:

- "Subestación terminal", que abarca las subestaciones Cética, Macará, Saraguro, Zamora y Vilcabamba.
- "Subestación de paso", que cubre las subestaciones Catacocha, Gonzanamá y Cariamanga.
- "Subestación principal", que cubre las subestaciones Loja y Catamayo.

Características generales

a. Subestación terminal

Existen subestaciones terminales con un transformador y con dos transformadores.

La subestación terminal con un transformador, recibe la línea de 69 KV a través de un seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra y portafusibles de potencia, transforma a 13.8 KV y alimenta a una barra de la cual salen los circuitos primarios de distribución a través de reconectores automáticos.

La subestación terminal con dos transformadores, consta de una barra simple de 69 KV que recibe la alimentación a través de un seccionador tripolar con cuchillas de pue

ta a tierra.

La entrada a los transformadores y la parte concerniente a 13.8 KV se efectúa en forma similar a la subestación terminal con transformador. Entre las barras de 13.8 KV de los dos transformadores se ha previsto la instalación de un reconectador automático.

b. Subestación de paso

Este tipo de subestación, tiene una barra simple de 69 KV, que permite recibir la línea de 69 KV através de un seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra, derivar a los transformadores y continuar con la línea de 69 KV, através de otro seccionador tripolar también con cuchilla de puesta a tierra.

La parte concerniente a 13.8 KV y la entrada a los transformadores se hace en forma similar a la subestación terminal.

Cabe señalar, que para éste tipo de subestación se deja espacio suficiente para la instalación de interruptores automáticos de 69 KV, cuando la importancia de la carga lo requiera.

c. Subestación principal

Este tipo de subestación se caracteriza por tener barra principal y barra de transferencia.

La entrada o salida de una línea de 69 KV se hace através de tres seccionadores tripolares de los cuales uno tiene cuchillas de puesta a tierra, y de un interruptor automático.

La alimentación a los transformadores de 69/13.8 KV se efectúa de la siguiente manera:

- Para la subestación Loja, en forma similar a una entra

da o salida de una línea de 69 KV.

- Para la subestación Catamayo, se puentea directamente desde la barra principal a los transformadores a través de un seccionador tripolar y portafusibles de potencia.

La parte concerniente a 13.8 KV, se hace en forma similar a las subestaciones terminales.

3. Criterios de Diseño

El diseño de las subestaciones, se los ha realizado de acuerdo a normas standard usadas en otros países y considerando lo que el Instituto Ecuatoriano de Electrificación practica para éstos casos.

En lo que se refiere a las subestaciones que en 1990 tienen una carga de 4700 KVA o menos, están diseñadas de tal manera que puedan recibir un transformador de fuerza trifásico de hasta 3750 KVA en régimen OA y de 4700 KVA en régimen OA/FA.

Se prevee además que una subestación que comienza con 1500 KVA, pueda pasarse a 2.500 o 3750 KVA si el crecimiento de la carga lo justifica, con sólo hacer el cambio del transformador de los elementos fusibles en el lado de 69 KV y de los transformadores de corriente y las escalas de los amperímetros en el lado de 13.8 KV para la medición.

La disposición de las estructuras, equipos y demás accesorios se ha establecido tratando de mantener cierta uniformidad dentro de cada tipo de subestación.

En la tabla 5.3.3-1 se muestran las distancias libres de fase a tierra y de fase a fase adoptadas para el diseño.

En la figura 5.3.3-1 se presenta el diagrama unifilar del sistema al año 1990.

En las figuras del 5.3.3-2 al 5.3.3-4 se indican tres tipos de subestaciones típicas.

TABLA 5.3.3-1

DISTANCIA (En m.) LIBRES EN SUBESTACIONES

TIPO DE SUBESTACION	VOLTAJE NOMINAL	VOLTAJE DE IMPULSO	ALTAURA	AISLADORES TIPO POSTE	DIST. DE ARCO	RECOMENDADO	DISTANCIA LIBRE ENTRE TIERRA Y PARTES RIGIDAS	MINIMO	DISTANCIA ENTRE METAL Y METAL
Principales	69	350	0.74	0.71	0.74	0.60	4.50	4.50	4.50
De Paso	69	350	-	-	-	-	4.50	4.50	4.50
Terminales	69	350	-	-	-	-	4.50	4.50	4.50

TIPO DE SUBESTACION	VOLTAJE NOMINAL	VOLTAJE DE IMPULSO	FUSIBLES	DISTANCIA LIBRE ENTRE FASES	SECCIONADORES VERTICAL	HORIZONTAL	DISTANCIA ENTRE METAL Y METAL
Principales	69	350	2.10	2.10	2.10	2.10	0.80
De Paso	69	350	1.80	2.10	1.80	1.80	0.80
Terminales	69	350	1.80	-	1.80	1.80	0.80

CAPÍTULO 6

PROGRAMACION DE OBRAS

6.1. GENERALIDADES

La mayoría de las poblaciones que forman el Sistema Eléctrico Sur, carecen de servicio eléctrico, por consiguiente se requiere de una manera urgente construir las obras de electrificación necesarias.

La programación de las obras se ha realizado basándose en los estudios del flujo de potencia y con el criterio de no seguir en lo posible, efectuando inversiones en la construcción de líneas a 22.9 KV y de subestaciones de 22.9/13.8 KV.

En Febrero del año 1975, la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. publicó un pliego de ofertas para la construcción de algunas líneas de subtransmisión y distribución, las mismas que se indican en el siguiente cuadro:

DESCRIPCION	VOLTAJE	AÑO DE INICIACION
Catamayo - Loja	69 KV	1975
San Francisco - Zamora	22.9 KV	1975
Catamayo - Catacocha	69 KV	1975
- Catacocha - Celica	69 KV	1976
Celica - Mercadillo - Alamor	13.8 KV	1975
Celica - Pózul - Pindal	13.8 KV	1976
Catamayo - Gonzanamá	69 KV	1975
Gonzanamá - Cariamanga	69 KV	1976
Cariamanga - Colaisaca	69 KV	1976
Colaisaca - Utuana - Zozoranga-		
Sabiando - Macará	13.8 KV	1975

Cabe señalar que la iniciación de las líneas indicadas

en el cuadro anterior se ha retrasado en un año aproximadamente, por lo que se espera que entren en operación a partir de 1977 y 1978 respectivamente.

Otra observación que se puede hacer al cuadro anterior es que la línea de 69 KV que llega a Colaisaca debe avanzar hasta Macará, porque la carga de esta ciudad en el año 1990 es fuerte (2434 KW) lo cual implica una alta caída de voltaje.

2. OBRAS PROGRAMADAS

1. Líneas

1. Líneas a 69 KV

Las líneas Catamayo - Loja (primera terna), Catamayo-Catacocha-Celica, Catamayo-Gonzanamá, Gonzanamá-Cariamanga y Cariamanga-Macará, se han programado en base al pliego de ofertas publicado por la Empresa Eléctrica Regional - del Sur. S.A. y considerando que su iniciación se ha retrasado en un año aproximadamente.

La línea Loja-Vilcabamba, se ha programado para 1979 en vista de que en este año debe entrar a funcionar una fábrica de aprovechamiento de madera a instalarse en los alrededores de Vilcabamba.

La línea Loja -Saraguro, se ha programado para 1981, debido a que la alimentación, procedente de la central térmica de Catamayo, no es suficiente para abastecer la demanda de Saraguro y pueblos aledaños por las altas caídas de voltaje, pues en los puntos más distantes se obtienen voltajes de hasta 0.88 p.u. lo cual no está dentro de los límites permitidos.

La línea Loja-Zamora se ha programado para 1982, en vista de que INECEL, tiene programado la interconexión con el Sistema Nacional de Transmisión en ese año, debiendo por

lo tanto dejar de funcionar las centrales pequeñas.

La segunda terna de la Línea Loja-Catamayo, debe entrar a operar en 1986, porque la carga de la primera terna para ese año, sobrepasa la potencia natural de la línea o sea de 13.2 MW aproximadamente.

2. Líneas a 22.9 KV

La línea San Francisco - Zamora, es la única que se ha programado a 22.9 KV y se espera que entre en operación en el año 1977, según planes de la Empresa Eléctrica Regional del Sur. S.A.

3. Líneas a 13.8 KV

Las líneas a 13.8 KV se han planificado de acuerdo al programa de integración de las poblaciones efectuado en el estudio de Mercado, artículo 2.2.5 literal 3.

En el caso de las líneas a doble terna, la entrada de la segunda terna se ha establecido para 1986, por los bajos voltajes que se obtendrían si no se lo construyera para ese año.

4. Resumen

En la tabla 6.2.1-1 se presentan las líneas programadas con su respectivo año de operación.

2.2. Subestaciones

Las subestaciones se han programado tomando como base, el año en que entran en operación las líneas que las alimentan y de acuerdo al equipamiento realizado en el capítulo - III literal 3.4.

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 6.2.2-1.

TABLA 6.2.1-1
LINEAS PROGRAMADAS

DESCRIPCION	CONDUCTOR ANG/MCM	LONGITUD KM	AÑO DE OPERACION
<u>LINEAS A 69 KV</u>			
Loja-Catamayo, primera terna	477	19	1977
Loja-Catamayo, segunda terna	477	19	1986
Catamayo - Gonzanamá	266.8	32	1977
Gonzanamá - Cariamanga	266.8	19	1977
Cariamanga - Macará	266.8	57	1978
Catamayo - Catacocha	266.8	44	1977
Catacocha - Celica	266.8	51	1978
Loja - Vilcabamba	266.8	37	1979
Loja - Saraguro	2/0	47	1981
Loja - Zamora	266.8	39	1982
<u>LINEAS A 22.9 KV</u>			
San Francisco - Zamora	2/0	23	1977
<u>LINEAS A 13.8 KV</u>			
SUBESTACION CELICA			
Subestación-Celica, primera terna	4/0	7	1977
Subestación Celica,segunda terna	4/0	7	1986
Celica - Guanchanamá	2	17	1982
Subestación-Pózul, primera terna	4/0	11	1977
Subestación-Pózul, segunda terna	4/0	11	1986
Pózul-Cruce	1/0	8	1982
Cruce - Cruzpamba	2	8	1982
Cruce - Sabanilla	2	10	1982
Pózul - Pindal	4/0	7	1978
Pindal - Paletillas	2	22	1981
Pindal - Doce de Diciembre	2	4	1980
Subestación-Mercadillo-Alamor			
Primera terna	4/0	13	1977
Segunda terna	4/0	13	1986
Alamor - El Lino	2	13	1980
Alamor - Chaquinal	2	7	1980
Mercadillo - Vicentino-Ciano	2	11	1982

DESCRIPCION	CONDUCTOR AWG/MCM	LONGITUD KM	AÑO DE OPERACION
SUBESTACION MACARA			
Subestación-Macará, primera terna	4/0	4	1978
Subestación-Macará, segunda terna	4/0	4	1986
Subestación-Cruce-Sabiango	4/0	14	1978
Sabiango - Zozoranga	1/0	7	1978
Cruce - Desvío	1/0	4	1981
Desvío - Tacamoros	2	7	1981
Desvío - La Victoria	2	5	1981
SUBESTACION CARIAMANGA			
Cariamanga-Santa Teresita-Amaluza			
Primera terna	4/0	34	1981
Segunda terna	4/0	34	1986
Amaluza - Bellavista	2	5	1978
Amaluza - Jimbura	2	9	1978
Cariamanga - Colaisaca	1/0	16	1978
Colaisaca - Utuana	2	8	1978
SUBESTACION GONZANAMA			
Gonzanamá - Quilanga	1/0	12	1977
Quilanga - Las Aradas	2	8	1981
Gonzanamá - Changaimina	1/0	11	1977
Changaimina - Sacapalca	2	9	1981
Gonzanamá-Panamá-Nambacola	1/0	13	1979
Panamá - Purunuma	2	6	1979
SUBESTACION CATACOCHA			
Subestación-Catacocha, primera terna	4/0	5	1977
Subestación-Catacocha, segunda terna	4/0	5	1986
Subestación-Cangonómá, primera terna	4/0	12	1981
Subestación-Cangonómá, segunda terna	4/0	12	1986
Cangonómá - Buenavista	1/0	9	1981
Buenavista - Santa Rufina	2	8	1982
Cangonómá - Olmedo	4/0	8	1981
Olmedo - La Tingue	2	14	1982
Olmedo - Chaguarpamba	1/0	9	1981
Cangonómá - Lauro Guerrero	1/0	8	1981
Lauro Guerrero - Orianga	2	15	1983

TABLA 6.2.1-1 (Continuación)

DESCRIPCION	CONDUCTOR AVG/MCM	LONGITUD KM	AÑO DE OPERACION
SUBESTACION CATAMAYO			
Catamayo - San Pedro	2/0	9	Existente
San Pedro - El Cisne	2	13	1978
Catamayo-Cañaro-Chuquiribamba	4/0	17	1978
Cañaro - Taquil	2	7	1978
Chuquiribamba - Guadel	2	9	1981
Chuquiribamba - Santiago	1/0	12	1978
Catamayo - El Tambo	2	16	1981
SUBESTACION SARAGURO			
Saraguro - Tenta	4/0	4	1978
Tenta - Celén	3/0	13	1978
Celén - Selva Alegre - LLuzhapa	1/0	13	1981
Lluzhapa - Manú	2	9	1981
Saraguro - San Lucas	1/0	16	1978
Saraguro-Urdaneta -Cumbe	2	11	1978
SUBESTACION LOJA			
Loja -Solamar - Jimbilla	2	23	1978
SUBESTACION VILCABAMBA			
Vilcabamba - Malacatus	3/0	8	Existente
Vilcabamba - Yangana	2	14	1978
SUBESTACION ZAMORA			
Subestación -Zamora, primera terna	4/0	5	1977
Subestación -Zamora, segunda terna	4/0	5	1986
Subestación-Timbara-Cumbaratza - La Unión.			
Primera terna	4/0	18	1978
Segunda terna	4/0	18	1986
La Unión - Zumbi - Yanzaza	4/0	17	1978

TABLA 6.2.1-1 (Continuación)

DESCRIPCION	CONDUCTOR AWG/MCM	LONGITUD KM	AÑO DE OPERACION
La Unión - Guadalupe	2	11	1979
LINEAS A 13.8 KV QUE OPE- RARAN TEMPORALMENTE			
Santiago - San Lucas	1/0	7	1978
Cariamanga - Changaimina	1/0	15	1977

TABLA 6.2.2-1
SUBESTACIONES PROGRAMADAS

SUBESTACION	RELACION DE VOLTAJE	TRANSFORM. KVA	AÑO DE INSTAL.
Celica	69/13.8 KV	2500	1978
	69/13.8 KV	2500	1986
Macará	69/13.8 KV	1500	1978
	69/13.8 KV	3750	1984*
Cariamanga	69/13.8 KV	2500	1977
	69/13.8 KV	2500	1985
Gonzanamá	69/13.8 KV	1500	1982
Catacocha	69/13.8 KV	1500	1977
	69/13.8 KV	3750	1984*
Catamayo	69/13.8 KV	5000	1977
	69/13.8 KV	5000	1980**
Saraguro	69/13.8 KV	1500	1981
	69/13.8 KV	2500	1989*
Loja	69/13.8 KV	10000	1977
	69/13.8 KV	10000	1985
Vilcabamba	69/13.8 KV	2500	1979
	69/13.8 KV	3750	1988*
Zamora	22.9/13.8 KV	1000	1977
	69/13.8 KV	2500	1982
	69/13.8 KV	3750	1988*

* Año en que se reemplaza el transformador anterior

** Este transformador trabajará hasta que entre a funcionar el Sistema Nacional de transmisión.

3. Capacitores

Los capacitores trifásicos que se requieren para compensar las caídas de voltaje, se presentan a continuación:

UBICACION	AÑO DE INSTALACION		
	1985	1989	TOTAL KVAR
Yanzaza	150	300	450
Pindal	150	300	450
Alamor	300	450	750
Amaluza	300	600	900
Sabiango	-	150	150
T O T A L	900	1800	2700

3. COSTO APROXIMADO DE LAS OBRAS

Para realizar el cálculo del costo aproximado de las obras se usaron como base, costos unitarios publicados en Septiembre de 1974 por el Departamento de Planificación de INECCEL, en el folleto denominado "Reformas al Plan Quinquenal de Electrificación 1973-1977"⁽¹⁾ y, también costos usados en trabajos similares realizados por compañías consultoras en nuestro medio.

Los costos adoptados para el cálculo se indican en la tabla 6.3-1.

Para las subestaciones en las que el equipamiento se realiza cambiando el transformador que ya no abastece la demanda por otro de mayor capacidad, el cálculo del costo en el año en que se efectúa el reemplazo se obtuvo considerando una depreciación anual de 2.5% para el transformador que es removido. Con este criterio el gasto real en ese año será: costo del transformador que es reemplazado, menos depreciación, más costo del transformador reemplazante.

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 6.3-2.

(1) Capítulo II

TABLA 6.3-1
 COSTOS UNITARIOS DE LINEAS, SUBESTACIONES
 Y CAPACITORES

DESCRIPCION	COSTOS EN SUCRES (1976)	
	DIVISAS	MONEDA LOCAL
<u>LINEAS A 69 KV</u>		
Conductor 2/0 AWG, una terna (S./Km)	55122.	223440.
Conductor 266.8 MCM, una terna (S./Km)	87466.	270133.
Conductor 477 MCM, una terna (S./Km)	139161.	331519.
Conductor 477 MCM, dos ternas		
Costo de la primera terna (S./Km)	139161.	331519.
Costo de la segunda terna (S./Km)	139161.	331519.
<u>LINEAS A 22.9 KV</u>		
Conductor 2/0 AWG, una terna (S./Km)	85500.	80500.
<u>LINEAS A 13.8 KV</u>		
Conductor 2 AWG, una terna (S./Km)	61000.	61000.
Conductor 1/0 AWG, una terna (S./Km)	71500.	71500.
Conductor 2/0 AWG, una terna (S./Km)	80500.	80500.
Conductor 3/0 AWG, una terna (S./Km)	88500.	88500.
Conductor 4/0 AWG, dos ternas		
Costo de la primera terna (S./Km)	99500.	99500.
Costo de la segunda terna (S./Km)	99500.	99500.
<u>SUBESTACIONES DE 69/13.8 KV</u>		
Subestaciones Loja y Catamayo (S./KVA)	1260.	360.
Subestaciones Catacocha, Gonzanamá y Cariamanga (S./KVA)	750.	310.
Subestaciones Celica, Macará, Saraguro, Vilcabamba y Zamora (S./KVA)	630.	250.
<u>SUBESTACIONES DE 22.9/13.8 KV</u>		
Subestación Zamora (S./KVA)	630.	250.

TABLA 6.3-1 (Continuación)

DESCRIPCION	COSTOS EN SUCRES (1976)	
	DIVISAS	MONEDA LOCAL
<u>CAPACITORES</u>		
Capacitor trifásico de 150 KVAR	7900.	1500.
Capacitor trifásico de 300 KVAR	16400.	3600.
Capacitor trifásico de 450 KVAR	23700.	4400.
Capacitor trifásico de 600 KVAR	30500.	4600.



TABLA 6.3-2
COSTO APROXIMADO DE LAS OBRAS

DESCRIPCION	LONGITUD KM	COSTOS EN MILES DE SURES		
		DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
<u>1.0 LINEAS A 69 KV</u>				
1.1 Loja - Catamayo, primera terna	19	2664.1	6298.9	8963.0
1.2 Loja - Catamayo, segunda terna	19	2664.1	6298.9	8963.0
1.3 Catamayo - Gonzanamá	32	2798.9	8644.3	11443.2
1.4 Gonzanamá - Cariamanga	19	1661.9	5132.5	6794.4
1.5 Cariamanga - Macará	57	4985.6	15397.6	20383.2
1.6 Catamayo - Catacocha	44	3848.5	11885.9	15734.4
1.7 Catacocha - Celica	51	4460.8	13776.8	18237.6
1.8 Loja - Vilcabamba	37	3236.2	9994.9	13231.1
1.9 Loja - Saraguro	47	2590.7	10501.7	13092.4
1.10 Loja - Zamora	39	3411.2	10535.2	13946.4
<u>2.0 LINEAS A 22.9 KV</u>				
2.1 Central San Francisco-Zamora	23	1966.5	1851.5	3818.0
<u>3.0 LINEAS A 13.8 KV</u>				
<u>3.1 SUBESTACION CELICA</u>				
3.1.1 Subestación-Celica y Subestación Mercadillo-Alamor, primera terna	20	1990.0	1990.0	3980.0
3.1.2 Subestación-Celica y Subestación Mercadillo-Alamor, segunda terna	20	1990.0	1990.0	3980.0
3.1.3 Celica-Guanchanamá, Cruce - Cruz pamba, Cruce-Sabanilla, Mercadi- llo-Vicentino-Ciano.	46	2806.0	2806.0	5612.0
3.1.4 Subestación-Pózul, primera terna	11	1094.5	1094.5	2189.0
3.1.5 Subestación-Pózul, segunda terna	11	1094.5	1094.5	2189.0
3.1.6 Pózul-Cruce	8	572.0	572.0	1144.0
3.1.7 Pózul - Pindal	7	696.5	696.5	1393.0
3.1.8 Pindal - Paletillas	22	1342.0	1342.0	2684.0
3.1.9 Pindal-Doce de Diciembre, Alamor- El Límó, Alamor-Chaguinal	24	1464.0	1464.0	2928.0

TABLA 6.3-2 (Continuación)

DESCRIPCION	LONGITUD	COSTOS EN MILES DE SUCRES		
		DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
<u>3.2 SUBESTACION MACARA</u>				
2.1 Subestación -Macará, primera terna	4	398.0	398.0	796.0
2.2 Subestación-Macará, segunda terna	4	398.0	398.0	796.0
2.3 Subestación - Cruce - Sabiango	14	1393.0	1393.0	2786.0
2.4 Sabiango - Zozoranga	7	500.5	500.5	1001.0
2.5 Cruce - Desvío	4	286.0	286.0	572.0
2.6 Desvío-Tacamoros, Desvío-La Victoria	12	732.0	732.0	1464.0
<u>3.3 SUBESTACION CARIAMANGA</u>				
3.1 Cariamanga-Santa Teresita-Amaluza, primera terna	34	3383.0	3383.0	6766.0
3.2 Cariamanga-Santa Teresita-Amaluza, segunda terna	34	3383.0	3383.0	6766.0
3.3 Amaluza-Bellavista, Amaluza-Jimbura, Colaisaca-Utuana	22	1342.0	1342.0	2684.0
3.4 Cariamanga - Colaisaca	16	1144.0	1144.0	2288.0
<u>3.4 SUBESTACION GONZANAMA</u>				
4.1 Gonzanamá-Quilanga, Gonzanamá-Changaimina	23	1644.5	1644.5	3289.0
4.2 Quilanga-Las Aradas, Changaimina-Sacapalca	17	1037.0	1037.0	2074.0
4.3 Gonzanamá-Panamá-Nambacola	13	929.5	929.5	1859.0
4.4 Panamá - Purunuma	6	366.0	366.0	732.0
<u>3.5 SUBESTACION CATACOCHA</u>				
5.1 Subestación-Catacocha, primera terna	5	497.5	497.5	995.0
5.2 Subestación-Catacocha, segunda terna	5	497.5	497.5	995.0
5.3 Subestación-Cangonómá, primera terna	12	1194.0	1194.0	2388.0
5.4 Subestación-Cangonómá, segunda terna	12	1194.0	1194.0	2388.0
5.5 Cangonómá-Buenavista, Cangonómá-Lauro Guerrero, Olmedo - Changuarpanba.	26	1859.0	1859.0	3718.0
5.6 Cangonómá - Olmedo	8	796.0	796.0	1592.0
5.7 Buenavista-Santa Rufina, Olmedo-La Tinque.	22	1342.0	1342.0	2684.0
5.8 Lauro Guerrero - Orianga	15	915.0	915.0	1830.0

TABLA 6.3-2 (Continuación)

DESCRIPCION	LONGITUD KM	COSTOS EN MILES DE SURES		
		DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
<u>3.6 SUBESTACION CATAMAYO</u>				
5.1 San Pedro-El Cisne, Cádiz-Taquil	20	1220.0	1220.0	2440.0
5.2 Catamayo-Cádiz-Chuquiribamba	17	1691.5	1691.5	3383.0
5.3 Chuquiribamba-Guadel, Catamayo - El Tambo.	25	1525.0	1525.0	3050.0
5.4 Chuquiribamba - Santiago	12	858.0	858.0	1716.0
<u>3.7 SUBESTACION SARAGURO</u>				
7.1 Saraguro - Tenta	4	398.0	398.0	796.0
7.2 Tenta - Celén	13	1150.5	1150.5	2301.0
7.3 Celén - Selva Alegre - Lluzhapa	13	929.5	929.5	1859.0
7.4 Lluzhapa - Manú	9	549.0	549.0	1098.0
7.5 Saraguro - San Lucas	16	1144.0	1144.0	2288.0
7.6 Saraguro - Urdaneta - Cumbe	11	671.0	671.0	1342.0
<u>3.8 SUBESTACION LOJA</u>				
8.1 Loja - Solamar - Jimbilla	23	1403.0	1403.0	2806.0
<u>3.9 SUBESTACION VILCABAMBA</u>				
9.1 Vilcabamba - Yangana	14	854.0	854.0	1708.0
<u>3.10 SUBESTACION ZAMORA</u>				
10.1 Subestación-Zamora, primera terna	5	497.5	497.5	995.0
10.2 Subestación-Zamora, segunda terna	5	497.5	497.5	995.0
10.3 Subestación -Timbara-Cumbaratza- La Unión, primera terna	18	1791.0	1791.0	3582.0
10.4 Subestación-Timbara-Cumbaratza- La Unión, segunda terna	18	1791.0	1791.0	3582.0
10.5 La Unión - Zumbi - Yanzaza	17	1691.5	1691.5	3383.0
10.6 La Unión - Guadalupe	11	671.0	671.0	1342.0
<u>3.11 LINEAS A 13.8 KV QUE OPERARAN TEMPORALMENTE</u>				
11.1 Santiago - San Lucas	7	500.5	500.5	1001.0
11.2 Cariamanga - Changaimina	15	1072.5	10.725	2145.0

TABLA 6.3-2 (Continuación)

DESCRIPCION	TRANSF. KVA	COSTO EN MILES DE SUCRES		
		DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
<u>4.0 SUBESTACIONES</u>				
4.1 Subestación Celica, 69/13.8 KV				
1.1 Construcción a 1978	2500	1575.0	625.0	2200.0
1.2 Ampliación a 1986	2500	1575.0	625.0	2200.0
4.2 Subestación Macará, 69/13.8 KV				
2.1 Construcción a 1978	1500	945.0	375.0	1320.0
2.2 Reemplazo del transformador <u>an</u> terior, año 1984	3750	1559.3	618.7	2178.0
4.3 Subestación Cariamanga				
3.1 Construcción a 1977	2500	1875.0	775.0	2650.0
3.2 Ampliación a 1985	2500	1875.0	775.0	2650.0
4.4 Subestación Gonzanamá				
4.1 Construcción a 1982	1500	1125.0	465.0	1590.0
4.5 Subestación Catacocha				
5.1 Construcción a 1977	1500	1125.0	465.0	1590.0
5.2 Reemplazo del transformador <u>an</u> terior, año 1984	3750	1884.4	778.9	2663.3
4.6 Subestación Catamayo				
6.1 Construcción a 1977	5000	6300.0	1800.0	8100.0
6.2 Ampliación a 1980	5000	6300.0	1800.0	8100.0
4.7 Subestación Saraguro				
7.1 Construcción a 1981	1500	945.0	375.0	1320.0
7.2 Reemplazo del transformador <u>an</u> terior, año 1989	2500	819.0	325.0	1144.0
4.8 Subestación Loja				
8.1 Construcción a 1977	10000	12600.0	3600.0	16200.0
8.2 Ampliación a 1985	10000	12600.0	3600.0	16200.0
4.9 Subestación Vilcabamba				
9.1 Construcción a 1979	2500	1575.0	625.0	2200.0
9.2 Reemplazo del transformador <u>an</u> terior, año 1988	3750	1141.9	453.1	1595.0

TABLA 6.3-2 (Continuación)

DESCRIPCION	TRANSF. KVA	COSTO EN MILES DE SUCRES		
		DIVISAS	MONEDA LOCAL	TOTAL
4.10 Subestación Zamora				
10.1 Construcción a 1977	1000	630.0	250.0	880.0
10.2 Construcción a 1982	2500	1575.0	625.0	2200.0
10.3 Reemplazo del transformador anterior, año 1988	3750	1024.0	406.0	1430.0
5.0 <u>CAPACITORES</u>	KVAR			
5.1 Capacitores que se instalan en 1985	900	48.6	10.2	58.8
5.2 Capacitores que se instalan en 1989	1800	94.9	17.7	112.6

6.4. CALENDARIO DE INVERSIONES

El calendario de inversiones abarca todas las obras programadas hasta el año 1990.

En el cálculo de los costos de las diferentes obras se han incluido tres tipos de desembolsos que son: gastos directos, gastos por imprevistos y escalamiento de precios; el rubro de gastos financieros no se ha incluido por no disponer de datos concernientes al préstamo global que este proyecto y otros requieren.

Los gastos directos son obtenidos aplicando los costos unitarios indicados en la tabla 6.3-1.

Los gastos por imprevistos son obtenidos asumiendo que éstos representan aproximadamente el 10% de los gastos directos.

Para el escalamiento de precios se han usado las tasas anuales recomendadas por INECCEL, éstas son: 7% para divisas y 12% para moneda local.

Con éstas bases se obtienen los resultados que se presentan en la tabla 6.4-1.

CAPITULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del desarrollo del presente trabajo se pueden sacar las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- Al realizar el estudio de mercado, se pudo observar, que el Sistema Sur se encuentra en un grado de desarrollo bastante atrasado, por lo tanto INECEL debe establecer un programa de electrificación, debidamente coordinado con los Ministerios de Agricultura, Obras Públicas, Salud, Educación, Bienestar Social, Industrias, Comercio, etc.
- La configuración que tendrá el sistema al año 1990, se caracteriza por ser de tipo radial; esta selección se hizo, como se explicó en el capítulo III, obligado por las rutas de las líneas de 69 KV. Se recomienda que posteriormente al año 1990, se estudie la posibilidad de formar anillos en el Sistema de Subtransmisión (69 KV), construyendo las líneas: Gonzanamá - Vilcabamba y Macará - Celica, con lo cual lógicamente se lograría una mayor confiabilidad.
- Si se cumplen las metas de electrificación impuestas, la generación mínima que debe tener el sistema para el año de 1981 es de 17050 KW.
- Para el año 1990, el voltaje a la salida de los transformadores de 138/69 KV, debe tener un valor de 1.025 p.u., para que en los centros de consumo más distantes la regulación se encuentre dentro de los límites permitidos.
- El ramal de 69 KV que alimenta a la subestación Cariamanga, debe avanzar hasta Macará, y no únicamente hasta Colaisaca como tiene programado la Empresa Eléctrica Regional del Sur. S.A. Esta aseveración se basa en el hecho de que la ciudad de Macará está a 45 Km. de Colaisaca y además su carga (Macará) para el año 1990, está alrededor de

los 2435 KW., por lo que resulta imposible alimentarlo a 13.8 KV.

- Finalmente se recomienda que el Gobierno Central ponga - un poco más de atención en éstas dos provincias, especialmente en el aspecto vial, educacional y salubridad; ya que por la carencia de éstos medios fundamentales para el progreso de un pueblo, muchas familias ecuatorianas - que viven en la frontera, se han visto obligadas a acudir a nuestro vecino del Sur (Perú).