

R173

c-2

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE
INGENIERIA ELECTRICA

INVENTARIADO

POR: 19/11/2018

PLANIFICACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE
LA PROVINCIA DE EL ORO HASTA EL AÑO 1.990

Liliana O.
16/12/17

TESIS DE GRADO
PREVIA A LA OBTENCION DEL
TITULO DE
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

INVENTARIO FISICO

03 SEP 2018

Liliana O.

Presentada por:

06-03-03

CARLOS E. RAMIREZ GONZALEZ

Guayaquil - Ecuador

1977

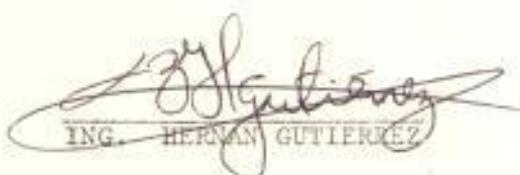
D6694

PLANIFICACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA

PROVINCIA DE EL ORO HASTA EL AÑO 1990

DIRECTOR DE TESIS

AUTOR


ING. HERNÁN GUTIERREZ


CARLOS E. RAMIREZ G.

DECLARACION EXPRESA:

El patrimonio intelectual de la tesis de grado corresponde a la Escuela Superior Politécnica del Litoral y la responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis corresponden exclusivamente a su autor.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la Escuela Superior Politécnica del Litoral).

A MIS PADRES

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica
del Litoral.

Al Ing. Hernán Gutiérrez por
la dirección y colaboración
en la realización de este tra
bajo.

CONTENIDO

CAPITULOS

1.- Introducción

1.1.- Sistema Regional Eléctrico El Oro

1.2.- Zonas de Estudio del Sistema

1.2.1.- Zona Machala - Pto. Bolívar

1.2.2.- Zona El Cambio - El Guabo

1.2.3.- Zona Tendales - Borbones

1.2.4.- Zona Pasaje

1.2.5.- Zona Sta. Rosa

1.2.6.- Zona Arenillas

1.2.7.- Zona Piñas - Zaruma

1.2.8.- Zona Abañin - Guanazan - Chilla - Uzhcurrumi

2.- Proyección de la Población

2.1.- Datos Estadísticos de Censos

2.2.- Datos Estadísticos de Censos y Tasas de crecimiento para cada zona.

2.3.- Proyección de la Población al año 1990 a nivel de Cabece^{ra} Cantonal y Parroquial

3.- Proyección de la Demanda Eléctrica

3.1.- Metodología

3.1.1.- Abonados y Consumos para zonas con datos estadísticos.

3.1.2.- Cálculos de Abonados y Consumos para zonas sin datos estadísticos.

- 3.1.3.- Consumo Industrial
- 3.1.4.- Cargas Especiales
 - 3.1.4.1.- Zona Machala - Pto. Bolívar
 - 3.1.4.2.- Zona Sta. Rosa
 - 3.1.4.3.- Zona Tendales - Borbones
 - 3.1.4.4.- Zona Arenillas
 - 3.1.4.5.- Consumo de Agua Potable y Aguas Servidas.

3.1.5.- Consumo de Alumbrado Público

3.1.6.- Pérdidas y Factor de carga

3.2.- Proyección y Metas de Datos de Entrada al Programa de Computación

3.2.1.- Proyección de la Población por zona

3.2.2.- Proyección de habitantes por abonado residencial

3.2.3.- Proyección de los consumos específicos

3.2.4.- Proyección de la tasa de crecimiento del consumo industrial

3.2.5.- Consumo de cargas especiales

3.2.6.- Proyección del consumo de alumbrado público por habitante

3.2.7.- Proyección de pérdidas y factor de carga

3.3.- Resultados de Proyección de la Demanda Eléctrica por Computadora de la Escuela Superior Politécnica del Litoral

4.- Configuración y Operación del Sistema Regional Eléctrico El Oro

4.1.- Descripción del Sistema Actual

4.2.- Parámetros Eléctricos del Sistema Actual

4.3.- Características Técnicas Impuestas al Sistema

4.4.- Configuración y operación del Sistema - Año 1977

4.4.2.- Flujo de Potencia para 1977

4.5.- Configuración y Operación del Sistema - Año 1990

4.5.1.- Criterios generales

4.5.2.- Potencia activa y reactiva para 1990

4.5.3.- Flujo de potencia y alternativas en el Sistema de
69 KV

4.5.4.- Análisis Técnico-Económico de las alternativas

4.5.5.- Flujo de potencia y equipamiento de la alternati-
va seleccionada para 1990

4.6.- Configuración y Operación del Sistema - Año 1985 y 1980

4.6.1.- Potencia activa y reactiva para 1985

4.6.2.- Flujo de potencia para 1985

4.6.3.- Potencia activa y reactiva para 1980

4.6.4.- Flujo de potencia para 1980

4.7.- Conclusiones y Recomendaciones

5.- Prediseño de Líneas de 69 KV y Subestaciones de 69/13.8 KV

5.1.- Líneas de 69 KV

5.2.- Subestaciones de Transformación 69/13.8 KV

6.- Inversiones

6.1.- Presupuesto Total

6.2.- Calendario de Inversiones

1.- INTRODUCCION

Ateniéndose al desarrollo acelerado que deberá tener el país en materia de Electrificación en el transcurso de los próximos años, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, tiene planificado el funcionamiento de centrales de energía de gran capacidad, que conjuntamente con el Sistema Nacional de Transmisión y Distribución proveerá de las necesidades impuestas por el Mercado de Energía Eléctrica para las diferentes zonas del país.

De esta manera al referirnos al "mercado" de Energía Eléctrica, se hace necesario entonces conocer la demanda de Potencia Máxima y Energía para los diferentes Sistemas Regionales, por tal motivo la primera parte de esta tesis previa la obtención del título de Ingeniero Eléctrico abarca un estudio y proyección de la Demanda Eléctrica hasta el año 1.990 en el Sistema Regional El Oro, a nivel de zonas y cabeceras cantonales y parroquiales.

La Provincia de El Oro, que es objeto del presente estudio, posee según el censo de 1.974, una población de 259.550 habitantes, de los cuales el 62.58% (162.434 h) forman el sector urbano, mientras que el 37.42% (97.116 h) pertenecen al sector rural.

Se notará entonces que los criterios para la proyección de la demanda, tomarán muy en cuenta el desarrollo que presentará el sector urbano en los próximos años por ser el de mayor población.

El Sistema Regional Eléctrico El Oro comprende toda la provincia del mismo nombre, que se encuentra servida en su mayor parte por la Empresa Eléctrica EMELORO, y además los cantones de Piñas y Zaruma que actualmente tienen servicio de plantas propias y que pasarán a conformar parte del Sistema posiblemente en 1.977. De igual manera formarán parte de EMELORO, las poblaciones de la región sur del Guayas, como son Naranjal, Tenguel, Balao, San Carlos y Jesús María.

El Sistema que presta servicio actualmente EMELORO comprende las siguientes ciudades:

La capital de la Provincia el cantón Machala, conjuntamente con Puerto Bolívar y las parroquias de El Cambio y El Guabo, además de la población de la Unión.

El cantón Pasaje, con las parroquias de Buenavista, La Peaña y La Victoria.

El cantón Sta. Rosa con las parroquias de Bellavista y La Avanzada.

El cantón Arenillas con las parroquias de Huaquillas y Chacras.

Como la alimentación de energía eléctrica hacia Arenillas - viene de Sta. Rosa, en su recorrido presta servicio a las siguientes poblaciones rurales: San José, San Antonio, San Agustín y San Vicente.

En el transcurso de 1.975 - 1.976 se incorporaron por el norte las parroquias de Tendales y Borbones.

Existe también la posibilidad que en 1.977 se incorporen al Sistema los cantones de Piñas y Zaruma con sus parroquias, que como mencionamos anteriormente actualmente son servidas por plantas propias.

1.2.- ZONAS DE ESTUDIO DEL SISTEMA

Considerando que un estudio de Demanda de Energía Eléctrica para los próximos años es necesario ir revisándolo periódicamente, para corregir metas o incorporar consumos que no fueron previstos y que afectarían a la proyección, se estima más conveniente dividir a la Provincia de El Oro en varias zonas de tal manera de poder situar más acertadamente el lugar donde podría existir un desarrollo que salga fuera del crecimiento normal previsto en la proyección.

Básicamente cualquier modificación de alguna zona afectaría al Sistema Eléctrico que nos ocupa, por tal motivo la división de la Provincia se basó en los ramales principales de Distribución de Energía Eléctrica a 69KV. que tiene planificado INECEL en esta provincia; y zonas menores que serán servidas a 13.8KV o se encuentran muy apartadas de los principales centros de consumo.

A continuación se pasará a detallar cada una de las zonas y las razones para conformarlas:

1.2.1.- ZONA MACHALA - PUERTO BOLIVAR

Esta zona se formó por el hecho de que el Cantón Machala, siendo la capital de la Provincia, posee un desarrollo socio-económico diferente de otro sector y Puerto Bolívar que está considerado como uno de los principales puertos del país y que al momento está casi formando una sola ciudad con Machala.

En resumen, este sector es uno de los polos de actividad económica en general que actualmente tiene al país y que gravitará en el sector eléctrico.

1.2.2.- ZONA EL CAMBIO - EL GUABO

Esta zona comprende las parroquias de su mismo nombre con su población rural y se la conformó ateniéndose exclusivamente a estudios que deberán hacerse para prestarle servi-

cio eléctrico, ya que en 1.974 todavía eran servidas por una línea trifásica con conductor de cobre #8 a 6.3KV.

1.2.3.- ZONA TENDALES - BORBONES

Esta zona comprende las parroquias de su mismo nombre con sus respectivas poblaciones rurales y se la formó de igual manera que la anterior atendiendo a las necesidades futuras del sector eléctrico.

La Empresa Eléctrica construyó en 1.975 una línea que prestará servicio a este sector, que tendrá además del consumo normal de abonados residenciales y comerciales, la demanda proveniente del consumo eléctrico de bombas de riego para las plantaciones bananeras de esta zona.

1.2.4.- ZONA PASAJE

Está conformada por el cantón Pasaje y las parroquias de La Peaña, Buenavista y La Victoria con sus poblaciones rurales. Esta zona se formó al igual que las anteriores por razones del sector eléctrico, ya que en ella finalizará un ramal de la línea de 69KV prevista para la distribución en la provincia.

1.2.5.- ZONA SANTA ROSA

Esta zona comprende el cantón Sta. Rosa y las parroquias de Bellavista y La Avanzada con sus respectivas poblaciones rurales.

Su conformación se debe a que en la parroquia La Avanzada se produce la bifurcación de la línea de distribución a 69KV, - que alimentará al resto de la provincia.

Además de esta subzona se instalarán cargas especiales como son, la necesaria para el riego de plantaciones bananeras, - la de criaderos de mariscos Langostinos Cía. Ltda. y piladoras de arroz que entraron en servicio en 1.975.

1.2.6.- ZONA ARENILLAS.

Conformada por el cantón Arenillas y las parroquias de Huaquillas, Chacras, Palmales, Las Lajas y San Antonio.

Esta zona cubre el sector Sur-Oeste de la provincia y la mayor parte de sus parroquias se encuentran muy cerca de las zonas fronterizas y que por lo tanto tendrán un desarrollo importante por los diferentes convenios de integración que se pondrán en marcha en los próximos años.

En resumen estos convenios, llevarán el ingreso per cápita de poblaciones eminentemente comerciales y por ende el consumo de energía eléctrica a nivel de abonado.

1.2.7.- ZONA PIÑAS - ZARUMA

Esta zona la integran además de los cantones Piñas y Zaruma, las parroquias de: Malvas, Portovelo, Piedras, Curtincapa, Salati, Moromoro, San Roque, Marcabali, Balsas, Capiro, Aya pamba, Pacha, Huertas, La Bocana y Guzhaquiña.

Todas estas poblaciones comprenden un gran sector de población que generalmente se encuentran agrupadas a poca distan-

cía de los principales centros de actividad como son los can
tones de Piñas, Zaruma y la parroquia de Portovelo.

Este sector es de suma importancia por las minas de extrac -
ción de cuarzo que se encuentran en Portovelo, y en donde es
tá ubicada una central de Energía Eléctrica que da servicio
a diferentes poblaciones de este sector.

Actualmente se encuentra en estudio la posibilidad de explo -
tación de otros minerales en esta zona.

1.2.8.- ZONA ABAÑIN - GUANAZAN - CHILLA - UZHCURRUMI

Esta zona se formó porque las parroquias que la integran, se
encuentran bastante alejadas de los principales centros de -
consumo.

Posteriormente con un estudio de flujo de carga se determina
rá la forma más conveniente de prestar servicios de energía
eléctrica a esta zona.

2.- PROYECCION DE POBLACION

Una vez establecidas las zonas dentro del sistema, y definida las poblaciones que la integran, se proyecta la población para cada zona, en base a la tasa de crecimiento que han venido observando en los censos anteriores los diferentes sectores de la provincia.

Por consiguiente a continuación se detallan los datos estadísticos de los censos a partir de 1.950.

2.1.- DATOS ESTADISTICOS DE CENSOS

Los datos de censos de los años 1.950 y 1.962 se obtuvieron de la Oficina de Información y Estadística en Guayaquil y el del censo de 1.974 en la Oficina de Censos Nacionales en la misma ciudad.

Debido a que los datos del censo de 1.950 son muy someros ya que no tiene datos en ese año Arenillas no era todavía un Cantón, los datos de población para ubicarlos en cada zona, son más representativos en los censos de 1.962 y 1.974.

En resumen, se presentan los datos estadísticos totales de los censos de 1.950, 1.962 y 1.974, y a continuación de estos los de 1.962 y 1.974 para cada zona con su tasa de crecimiento respectiva.

2.1.- DATOS DE CENSOS PARA PROYECCION DE LA POBLACION

AÑO 1.950

	<u>P.Urbana</u>	<u>P.Periférica</u>	<u>P.Rural</u>	<u>Total</u>
Machala	7.549	1.041	10.387	18.977
Pasaje	5.021	3.061	2.990	11.072
Piñas	2.029	4.464	7.219	13.712
Sta. Rosa	4.776	1.811	9.531	16.118
Zaruma	3.922	11.259	14.246	29.427
Total de la Prov. El Oro.				78.234

AÑO 1.962

	<u>P.Urb.</u>	<u>P.Perif.</u>	<u>P.Cab.Pa</u> <u>roquial</u>	<u>P.Rural</u>	<u>Total</u>
Arenillas	3.925	2.290			6.215
Chacras			134	1.800	1.934
Las Lajas			415	2.890	3.305
Machala	29.036	3.734			32.770
Borbones			362	1.464	1.826
El Cambio			1.619	3.400	5.019

	<u>P.Urb.</u>	<u>P.Perif.</u>	<u>P.Cab.Pa</u> <u>rroquial</u>	<u>P.Rural</u>	<u>Total</u>
El Guabo			3.316	3.421	6.737
Tendales			747	2.894	3.641
Pasaje	13.215	4.601			17.816
Buenavista			1.162	679	1.841
Chilla			1.708	1.635	3.343
La Peaña			629	1.194	1.823
Piñas	3.344	5.197			8.591
Balsas			688	1.382	2.070
Capiro			259	1.618	1.877
Marcabeli			974	1.655	2.629
Moromoro			693	4.759	5.452
San Roque			314	1.046	1.360
Santa Rosa	8.935	3.167			12.102
Bellavista			672	759	1.431
Jambelí			317	731	1.048
La Avanzada			1.085	1.539	2.624
S. Antonio			585	275	860
Victoria			113	661	774

	<u>P.Urb.</u>	<u>P.Perif.</u>	<u>P.Cab.Pa rroquial</u>	<u>P.Rural</u>	<u>Total</u>
Zaruma	9.000	6.161			15.161
Abañin			185	912	1.097
Ayapamba			357	2.330	2.687
Curtincapa			116	1.514	1.630
Guanazan			254	2.898	3.152
Huertas			264	1.510	1.774
Malvas			167	2.390	2.557
Pacha			705	2.510	3.215
Salati			405	1.925	2.330
Total de la Prov. El Oro					153.099
AÑO 1.974					
Machala	67.321	806			
El Guabo			5.936	4.822	10.758
El Cambio			2.237	7.587	9.824
Tendales			627	3.890	4.517
Borbones			498	2.205	2.703
Pasaje	20.684	6.836			27.520
La Peaña			947	894	1.841

	<u>P.Urb.</u>	<u>P.Perif.</u>	<u>P.Cab. Pa rroquial</u>	<u>P.Rural</u>	<u>Total</u>
Buenavista			2.002	2.041	4.043
Chilla			1.243	2.257	3.500
Uzhcurrumi			672	1.551	2.223
Sta. Rosa	18.846	4.095			22.941
La Victoria			297	1.883	2.180
San Antonio			490	294	784
Bellavista			811	1.577	2.388
La Avanzada			1.312	2.183	3.495
I.Jambelí			388	667	1.005
Arenillas	6.503	2.747			9.250
Huaquillas			9.164	114	9.278
Palmales			342	2.699	3.041
Las Lajas			545	4.312	4.857
Chacras			228	529	757
Piñas	5.741	4.877			10.618
San Roque			218	1.359	1.577
Capiro			183	2.173	2.356
Moromoro			375	1.580	1.955
Marcabelli			1.538	3.049	4.587

	<u>P.Urb.</u>	<u>P.Perif.</u>	<u>P.Cab. Pa rroquial</u>	<u>P.Rural</u>	<u>Total</u>
Balsas			832	2.864	3.696
La Bacona			318	1.631	1.949
Piedras			173	1.944	2.117
Zaruma	5.051	3.188			8.239
Abañin			258	1.512	1.770
Guanazan			276	3.572	3.848
Pacha			990	1.894	2.884
Ayapamba			273	3.300	3.573
Portovelo			4.230	1.742	5.972
Guzhaquiña			158	2.458	2.616
Salati			350	2.288	2.638
Huertas			292	1.574	1.866
Curtincapa			71	1.565	1.636
Malvas			244	2.607	2.851
Total de la Prov. El Oro					260.556

POBLACION Y TASAS DE CRECIMIENTO

ZONAS	1.962	TASA %	1.974
1. Machala -			
Pto. Bolivar	32.770	6.288	68.127
2. El Cambio -			
El Guabo	11.756	4.777	20.582
3. Tendales -			
Borbones	5.467	2.344	7.220
4. Pasaje	22.254	3.988	35.584
5. Sta. Rosa	16.157	4.565	27.606
6. Arenillas	12.314	7.072	27.961
7. Piñas -			
Zaruma	51.333	1.466	61.130
8. Abaguachilluz	7.592	3.400	11.341
Total de			
Zonas	152.051	4.556	259.551

2.3 A continuación presentamos la proyección de población a nivel de
 Cabecera Cantonal y Parroquial para los años 1.975 - 1.980 -
 1.985 y 1.990.

Zonas y Cabeceras	1.975	1.980	1.985	1.990
1. Machala -				
Pto. Bolívar	72.400	97.830	131.380	175.500
2. El Cambio -				
El Guabo	21.508	26.041	30.630	35.578
El Cambio	10.324	12.404	14.489	16.721
El Guabo	11.184	13.637	16.141	18.857
3. Tendales -				
Borbones	7.389	8.297	9.310	10.461
Tendales	4.655	5.367	6.188	7.135
Borbones	2.734	2.930	3.122	3.325
4. Pasaje	36.970	44.590	53.450	63.680
Pasaje	28.466	33.805	39.763	46.509
La Peña	1.848	1.942	2.123	2.367
Buena Vista	4.066	5.220	6.616	8.245
La Victoria	2.588	3.623	4.948	6.559
5. Sta. Rosa	28.750	34.820	41.820	48.220
Sta. Rosa	23.000	28.280	33.962	39.853

Bellavista	2.300	2.731	3.213	3.724
Zonas y Cabeceras	1.975	1.980	1.985	1.990
La Avanzada	3.450	3.809	4.205	4.643
6. Arenillas	29.684	36.544	41.870	46.781
Arenillas	9.825	12.096	13.858	15.484
Huaquillas	9.855	12.132	13.900	15.531
Chacras	801	986	1.130	1.263
Palmales	3.235	3.983	4.563	5.099
Las Lajas	5.135	6.322	7.243	8.093
San Antonio	831	1.023	1.172	1.309
7. Piñas -				
Zaruma	62.360	69.580	78.870	90.830
Piñas	10.913	12.176	13.802	15.895
Zaruma	8.543	9.532	10.805	12.443
Malvas	2.931	3.270	3.707	4.269
Portovelo	6.111	6.818	7.729	8.901
Piedras	2.182	2.435	2.760	3.179
Curtincapa	1.683	1.878	2.129	2.452
Salati	2.681	2.992	3.391	3.905

Zonas y				
Cabeceras	1.975	1.980	1.985	1.990
Moromoro	1.995	2.226	2.524	2.906
San Roque	1.621	1.809	2.050	2.361
Marcabeli	4.489	5.009	5.678	6.539
Balsas	3.741	4.174	4.732	5.450
Capiro	2.369	2.644	2.997	3.451
Amapamba	3.617	4.035	4.574	5.268
Pacha	2.931	3.270	3.706	4.269
Huertas	1.870	2.087	2.366	2.725
La Bacona	1.995	2.226	2.524	2.906
Guzhaquiña	2.681	2.992	3.391	3.905
8. Abaguachilluz	11.715	13.568	15.440	17.489
Abañín	1.874	2.171	2.470	2.798
Guanázan	3.983	4.613	5.249	5.946
Chilla	3.514	4.070	4.632	5.247
Uzhcurrumi	2.344	2.714	3.089	3.498

3.- PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

3.1.- METODOLOGIA

Actualmente la Escuela Superior Politécnica del Litoral posee un programa de computadora aplicable al estudio de mercado de Energía Eléctrica en el Ecuador, de tal manera que conociendo el manual de operación de este programa, pasamos analizar la metodología seguida para aplicación del mismo.

3.1.1.- ABONADOS Y CONSUMOS PARA ZONAS CON DATOS ESTADISTICOS.

Como primer paso fué necesario recopilar toda información -
concerniente a datos estadísticos de abonados y consumos de
las diferentes zonas de la Provincia.

A continuación pasamos a enumerar y detallar los diferentes -
datos obtenidos del Sistema El Oro.

A. ABONADOS Y CONSUMO RESIDENCIAL

ZONA: Machala - Pto. Bolívar

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.968	2.818	1 471.175
1.969	3.111	1 742.523
1.970	3.307	1 811.538
1.971	3.944	2 045.188

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.972	4.237	2 458.404
1.973	4.307	2 960.802

ZONA: El Cambio - El Guabo

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.970	283	187.044
1.971	380	215.071
1.972	387	248.248
1.973	406	282.811

ZONA: Pasaje

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.970	890	419.937
1.971	963	488.252
1.972	1. 102	616.874
1.973	1. 239	647.923

ZONA: Sta. Rosa

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.970	663	337.93

1.971	678	336.62
1.972	719	374.32
1.973	778	317.35

ZONA: Piñas - Zaruma

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.970	1.057	479.44
1.971	1.108	492.66
1.972	1.128	489.18
1.973	1.255	471.18

B. ABONADOS Y CONSUMO COMERCIAL

ZONA: Machala - Pto. Bolivar

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.968	958	1 051.448
1.969	991	1 234.731
1.970	1.015	1 575.093
1.971	1.184	1 452.431
1.972	1.253	1 605.163
1.973	1.115	1 951.269

ZONA: El Cambio- El Cuabo

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.970	159	141.005
1.971	177	137.385
1.972	203	155.114
1.973	187	164.823

ZONA: Pasaje

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.970	527	423.218
1.971	609	521.110
1.972	704	626.069
1.973	718	665.986

ZONA: Sta. Rosa

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.970	337	306.21
1.971	422	384.73
1.972	501	470.69
1.973	519	374.99

ZONA: Piñas - Zaruma

AÑOS	ABONADOS	CONSUMO MWH
1.970	595	460.64
1.971	709	533.71
1.972	753	551.63
1.973	803	510.45

3.1.2.- CALCULOS DE ABONADOS Y CONSUMOS PARA ZONAS SIN DATOS ESTADIS-
TICOS

Para las otras zonas, que no existía información, se creyó -
mas conveniente asumir un consumo por comparación con otras
zonas que tengan igual número de habitantes.

Estas zonas que hacemos referencia son: Tendales - Borbones
por comparación con El Guabo - El Cambio por encontrarse en
una región de la Provincia que tiene características simila-
res en producción y modo de vida; Arenillas por comparación
con El Guabo - El Cambio mas Tendales - Borbones y ciertas
modificaciones con criterio personal por el hecho de que es-
ta región entrará en un proceso acelerado de comercio fron-
terizo en los próximos años; Abañin-Guanazan- Chilla - Uzh
currumi. Se la compra sumándola a Tendales-Borbones con El
Guabo-El Cambio.

El Cálculo de abonados residenciales y comerciales se lo hi-
zo de la siguiente manera:

H1 = Habitantes de zona con datos estadísticos

A1 = Abonados de zona con datos estadísticos

Hx = Habitantes de zona sin datos estadísticos

Ax = Abonados de zona sin datos estadísticos que se desconoce.

Consideración: $H1 \approx Hx$

$$\text{Cálculo: } Ax = \frac{Hx \cdot A1}{H1}$$

Para los consumos se partió del número de abonados encontrados así:

A1 = Abonados de zona con datos estadísticos

C1 = Consumo de zona con datos estadísticos

Ax = Abonados de zona sin datos estadísticos, pero encontrados en el procedimiento anterior.

Cx = Consumo de zona sin datos estadísticos que se desconoce.

$$\text{Cálculo: } Cx = \frac{Ax \cdot C1}{A1}$$

Para el caso de la zona Piñas - Zaruma, donde el número de abonados y el consumo respectivo no está dividido en residencial y comercial se aplicó el siguiente procedimiento:

De las zonas con datos estadísticos conocidos, se estableció que porcentaje de los abonados totales correspondía a residenciales y comerciales, igualmente se procedió con los consumos, se sacó un promedio de las diferentes zonas comparadas y con este se encontró los datos necesarios para la zona.

A continuación presentamos los cálculos necesarios:

1. ABONADOS

AÑO 1.970

<u>ZONAS</u>	<u>ABONADOS TOT.</u>	<u>% AB.RES.</u>	<u>AB.COM.</u>
Pasaje	1.417	62	38
Sta. Rosa	1.000	66	34
Arenillas	721	65	35
Promedio.....		64	36

AÑO 1.971

Pasaje	1.572	61	39
Sta. Rosa	1.100	61	39
Arenillas	828	63	36
Promedio.....		61	39

AÑO 1.972

Pasaje	1.805	61	39
Sta. Rosa	1.220	58	42
Arenillas	910	61	39
Promedio.....		60	40

AÑO 1.973

Pasaje	1.957	63	37
Sta. Rosa	1.297	59	41
Arenillas	945	62	38
Promedio.....		61	39

ZONA: Piñas - Zaruma

<u>AÑOS</u>	<u>ABONADOS TOT.</u>	<u>AB.RES.</u>	<u>AB.COM.</u>
1.970	1.652	$1.652 \times 0.64 = 1057$	595
1.971	1.817	$1.817 \times 0.61 = 1108$	709
1.972	1.881	$1.881 \times 0.60 = 1128$	753
1.973	2.058	$2.058 \times 0.61 = 1255$	803

11. CONSUMOS

<u>AÑO 1.970</u>	<u>CONS.TOT.</u>	<u>%CONS.RES.</u>	<u>%CONS.COM.</u>
Pasaje	843.155	49	51
Sta. Rosa	644.140	52	48
Arenillas	486.080	53	47
Promedio.....		51.....	49

AÑO 1.971

Pasaje	1 009.362	48	52
Sta. Rosa	721.350	46	54
Arenillas	536.890	51	49
Promedio.....		48.....	52

AÑO 1.972

Pasaje	1 242.943	49	51
Sta. Rosa	843.010	44	56

Arenillas 624.180 49 51

Promedio..... 47..... 53

AÑO 1.973

Pasaje 1 313.909 49 51

Sta. Rosa 692.340 45 55

Arenillas 569.980 52 48

Promedio..... 48..... 52

ZONA: Piñas - Zaruma

<u>AÑOS</u>	<u>CONS.TOT.</u>	<u>CONS.RES.</u>	<u>CONS.COM.</u>
1.970	940.079	CON.TOTx0.51=479.44	460.64
1.971	1 026.370	CON.TOTx0.48=492.66	533.71
1.972	1 040.819	CON.TOTx0.47=489.18	551.63
1.973	981.627	CON.TOTx0.48=471.18	510.45

3.1.3.- CONSUMO INDUSTRIAL

En este capítulo se determina los consumos industriales de cada zona cuando existía y se determinó también la tasa de crecimiento histórica, necesaria para la proyección.

En las zonas que no se tiene consumos históricos de ninguna naturaleza, se lo obtuvo por comparación de igual manera que el capítulo 3.1.2. Este consumo fue necesario incorporarlo en éstas subzonas, por que ha pesar de no existir, en el futu

ro, al tener servicio de energía eléctrica en forma normal, -
las cargas industriales tendrán un proceso acelerado de creci-
miento en los primeros años.

La tasa de crecimiento en algunas zonas tienen variaciones -
bruscas, esto se debe principalmente que el servicio de Ener-
gía Eléctrica es deficiente y el sistema esta "corchado" por
tal motivo y considerando que en los próximos años, el servi-
cio mejorará hasta llegar a un funcionamiento normal, se esta-
blecieron tasas de crecimiento iniciales que estén mas de -
acuerdo a la realidad, y se las fue variando en forma gradual
unas, manteniendo constantes otras hasta llegar a 1.990 a una
tasa que este en concordancia con las características, de ca-
da zona.

A continuación presentamos los consumos para cada zona.

CONSUMO INDUSTRIAL

ZONA: Machala - Pto, Bolívar

<u>AÑOS</u>	<u>CONSUMO MWH</u>	<u>TASA DE CRECIMIENTO %</u>
1.971	182.615	
1.972	605.394	231.5
1.973	458.150	24.3

ZONA: El Cambio - El Guabo

1.971	5.229	
1.972	14.137	170.0

1.973	26.757	89.2
-------	--------	------

ZONA: Pasaje

1.971	3.022	
-------	-------	--

1.972	22.844	842.0
-------	--------	-------

1.973	22.314	2.0
-------	--------	-----

ZONA: Sta. Rosa

1.971	17.241	
-------	--------	--

1.972	27.628	60.0
-------	--------	------

1.973	44.700	64.0
-------	--------	------

ZONA: Piñas-Zaruma

1.970	3925.2	
-------	--------	--

1.971	4161.9	6.0
-------	--------	-----

1.972	4033.8	3.0
-------	--------	-----

1.973	4132.5	1.75
-------	--------	------

3.1.4.- CARGAS ESPECIALES

Para el estudio de cargas especiales, se ha tomado en cuenta dos casos:

- a) Las fábricas que tomando servicio actualmente de la Empresa Eléctrica, serán ampliadas en los próximos años; y
- b) Cargas de diferente índole, que signifiquen un aumento al consumo normal de la Industria.

Generalmente ésta clase de cargas, por primera vez entran al servicio de la Empresa, por lo cual se ha debido hacer estudios particulares para cada una de ellas. Como no se ha tenido registros de consumos de años anteriores por que no existían éstas cargas, se ha estimado el número de horas de trabajo al año, consumo medio anual y tasas de crecimiento por comparación con cargas similares, en capacidad instalada de la ciudad de Guayaquil.

En lo referente al factor de carga y factor de diversificación estimados, para el cálculo de los consumos de las diferentes cargas especiales, se tomó los valores considerados en estudios similares, de compañías consultoras para INECEL, en áreas que poseen un desarrollo eléctrico similares a las zonas que comprenden el presente estudio.

A continuación pasamos a enumerar las cargas especiales y los criterios seguidos para incorporarlas al consumo industrial.

3.1.4.1.- ZONA MACHALA-PTO. BOLIVAR

Tenemos como las más importantes y que además existe una certeza de que se van a instalar, y son:

a) FABRICA DE HIELO

Esta fábrica va a tener una potencia instalada de 200 KV.

Por comparación a fábricas similares en Guayaquil como son: Cía. Frigorífico del Guayas y Alcides Mendieta, se estimó - que la carga mayor, son los compresoras y estos trabajan de 16 a 24 horas diarias.

Como la fábrica que hacemos referencia no entrara a funcionar a plena carga, sino que según información de la misma, conforme el mercado lo requiera, se estimó 16 horas diarias de promedio de funcionamiento.

En lo referente a las tasas de crecimiento, estas varían de 14% a 3.5%, se estimó más conveniente entonces el 1% de crecimiento, ya que representaría la diferencia de mercados de los dos lugares de fabricación como son Guayaquil y Machala.

Cálculos del consumo:

$$200 \text{ KW} \times 0.7 \text{ fc} \times 0.6 \text{ fd} \times 16 \frac{\text{h}}{\text{d}} \times 365 \text{ d} = 490.560 \text{ KWH/}$$

año.

b) INDUSTRIA DE BEBIDAS GASEOSAS "INGAORO"

Esta Industria va a duplicar su capacidad de producción dentro de dos años y según estudios realizados por la misma, - se estima que con esta aplicación estará cubierto el mercado de la región sur de la Provincia del Guayas, la Provincia El Oro y Loja, por espacio de 10 años.

Como esta fábrica empezó a funcionar desde Mayo de 1.974, a Noviembre nos da un consumo promedio mensual de 1.407 KWH/ Mes lo que nos da al año 16.885 KWH/Año, como promedio.

Por considerarse arriesgado asumir una tasa de crecimiento para una fábrica que va ampliarse, se ha estimado mas conveniente incluir esta tasa dentro de la considerada para el consumo industrial.

De esta manera la ampliación de INGAORO, fué considerada en el año de 1.976 con un consumo de 16.855 KWH/Año y una tasa de 0.2.

3.1.4.2.- ZONA STA. ROSA

a) PILADORAS DE ARROZ

Existen tres piladoras de 40 KW. cada una, de las cuales, - para dos de ellas se encuentra construida la línea de energía eléctrica que les prestará servicio y para la tercera - se está construyendo, por lo que comenzarán a funcionar a fines de 1.974

Por datos obtenidos de la región sur de la Provincia del Guayas, se encontró que las horas de funcionamiento de pila

doras al año aproximadamente son de:

8 Meses 26 Días/Mes 8 Horas/Día

4 Meses 22 Días/Mes 4 Horas/Día

Lo que nos da 2016 Horas/Año, calculando el consumo aproximado se tiene:

$$120 \text{ KW} \times 0.7 \text{ fx} \times 0.8 \text{ fd} \times 2016 \text{ Horas/Año} = 135.475 \text{ KWH/Año}$$

La tasa de crecimiento tomada entre los años de 1.964 a 1.973 de la Piladora "La Milagrena" en la zona de Milagros nos da 1.4%, lo que nos hace pensar que para la Provincia de El Oro al iniciarse este consumo, debería estar representado por un crecimiento anual de 1%

b) BOMBAS DE RIEGO

Esta carga será incorporada al sistema a fines de Noviembre de 1.974, con una potencia estimada en 500 KW.

De datos en la región sur del Guayas sobre horas de trabajo para bombas de agua en riego, se tiene un funcionamiento de 654 Horas/Año.

Calculando aproximadamente el consumo se tiene:

$$500 \text{ KW} \times 0.7 \text{ fc} \times 0.6 \text{ fd} \times 654 \text{ h/año} = 137.340 \text{ KWH/Año.}$$

Observando otras zonas, se nota que el consumo anual por bombas de riego es muy variable, por lo que no se puede obtener una tasa de crecimiento como referencia. En consideración a esto se incorporó estas cargas al consumo industrial con una tasa de 0.0% para que su crecimiento este englobado en el del sector industrial.

c) LANGOSTINOS CIA. LTDA.

Esta compañía se incorporará al sistema en 1.975 ya que actualmente se encuentra construida la línea que le dará servicio.

Existen dos cargas a considerar, una de 500 KW como frigorífico y otra de 450 KW para bombeo de agua.

Para cada una de ellas se ha hecho consideraciones especiales.

En lo referente al frigorífico se estimó en comparación con la Ind. Pesquera Ecuatoriana en Guayaquil, un trabajo de 9 horas/día, en el promedio de trabajo que efectúan los compresores y demás maquinaria eléctrica, de esta manera se calculó:

$$500 \text{ KW} \times 0.7 \text{ fc} \times 0.6 \text{ fd} \times 9 \text{ H/Día} \times 365 \text{ día} = 689.850 \text{ KWH/Año.}$$

Por conversaciones con la empresa, se considera que con esta carga se encuentra cubierta la explotación de los criaderos de mariscos en el territorio que explota la compañía, por lo que se consideró una tasa de 0.0%

Para el caso de la carga por bombeo de agua, no se tiene referencia de otras zonas del país que tengan el mismo trabajo, por lo cual se ha supuesto las horas de funcionamiento al año, el consumo aproximado será:

$$450 \text{ KW} \times 0.6 \text{ fc} \times 0.5 \text{ fd} \times 500 \text{ h/Año} = 67.500 \text{ KWH/Año.}$$

La tasa de crecimiento se ha supuesto 0.0% por idénticas -

consideraciones que la carga del frigorífico.

3.1.4.3.- ZONA TENDALES BORBONES

En esta zona se instalará al igual que en Sta. Rosa bombas de agua para riego de plantaciones bananeras, por lo cual teniendo una carga estimada de 500 KW, y estando construida la línea que prestará servicio, se tomaron las mismas consideraciones en horas al año de trabajo y tasa de crecimiento. Su consumo calculado será:

$$500 \text{ KW} \times 0.7 \text{ fc} \times 0.6 \text{ fd} \times 654 \text{ H/Año} = 137.340 \text{ KWH/Año.}$$

3.1.4.4.- ZONA ARENILLAS

En esta zona se instalará, en los próximos meses una piladora de arroz, de una carga estimada de 40 KW, las que bajo las mismas consideraciones que en la zona de Sta. Rosa, como las horas al año de trabajo y tasa de crecimiento, se tiene un consumo de:

$$40 \text{ KW} \times 0.7 \text{ fc} \times 0.9 \text{ fd} \times 2016 \text{ H/Año} = 50.803 \text{ KWH/Año.}$$

3.1.4.5.- CONSUMO DE AGUA POTABLE Y AGUAS SERVIDAS

Dentro del capítulo de cargas especiales, interviene también la necesaria para el consumo de agua potable y aguas servidas.

Por conversaciones con el Departamento Técnico del Instituto Ecuatoriano de Obras Sanitarias, se establecieron las siguientes consideraciones generales:

AGUA POTABLEAGUAS SERVIDAS

Consumo Promedio

Por habitante

200 lts/día

140 lts/día

Consumo eléctrico

por cada 2000 lts.

1 KWH

1 KWH

Porcentaje de población a servir-

se en 1.990

70%

70%

Con estas consideraciones y conociendo el número de habitantes para cada zona, se estimó el consumo eléctrico, para el año en que se comensará a prestar servicio y el necesario para 1.990, obteniéndose entre los dos la tasa de crecimiento del consumo inicial.

A continuación presentamos los consumos para cada zona:

AGUA POTABLEAGUAS SERVIDAS

ZONA

Machala - Pto. Bolívar

lívar

POB.S.
%CONS.
MWHTS.
%POB.S.
%CONS.
MWHTS.
%

AÑO INICIAL 1.976

50

1395.67

10

50

976.97

10

AÑO FINAL 1.990

100

5982.97

100

4188.10

ZONA

El Cambio-El Guabo

AÑO INICIAL 1.976

35

274.76

8

35

192.33

8

AÑO FINAL 1.990	70	908.81		70	636.17	
ZONA						
Tendales-Borbo						
nes						
AÑO INICIAL 1.978	30	809.09		30	56.64	
AÑO FINAL 1.990	70	267.28	8	70	186.56	8
ZONA						
Pasaje						
AÑO INICIAL 1.977	40	489.62		40	342.74	
AÑO FINAL 1.990	70	1615.78	3.3	70	1131.05	3.3
ZONA						
Sta. Rosa						
AÑO INICIAL 1.977	40	334.21		40	234.86	
AÑO FINAL 1.990	70	1194.97	3.58	70	836.48	3.58
ZONA						
Arenillas						
AÑO INICIAL 1.977	40	139.19		40	97.74	
AÑO FINAL 1.990	70	1195.23	15	70	836.66	15
ZONA						
Piñas - Zeruma						
AÑO INICIAL 1.978	25	211.73		25	148.21	
AÑO FINAL 1.990	70	3173.31	20	70	2221.32	20

ZONA

Aba-Gua-Chill-Uzh

AÑO INICIAL	1.980	20	85.52	12	20	59.86	12
AÑO FINAL	1.990	70	446.84		70	312.79	

3.1.5. CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

Con idénticos razonamientos que en capítulos anteriores se procedió a reunir los datos de consumo del año de partida (1.973) para las zonas con datos estadísticos y calcular para las que no tenían, así tenemos:

ZONAS	AÑO	CONSUMO MWH	KWH/HAB.
Machala-Pto. Bolívar	1.973	518.27	8.00
El Cambio-El Guabo	1.973	13.80	1.76
Pasaje	1.973	46.46	1.43
Sta. Rosa	1.973	66.82	2.51
Piñas-Zaruma	1.973	440.43	7.34
Tendales-Borbones	1.973	4.90	0.69
Arenillas	1.973	40.20	1.54
Aba-Gua-Chill-Uzh	1.973	7.60	0.69

Zonas que se obtuvieron por comparación de consumo V.S. número de habitantes.

En este capítulo se procedió de la siguiente manera:

Para el caso de las pérdidas se estimó por observación del funcionamiento del sistema actual, el porcentaje correspondiente para cada zona, en caso de tener servicio eléctrico.

Para las zonas que no tienen servicio y que se incorporarán en los próximos años, se tomó el porcentaje que indica INECEL como máximo para los sistemas de transmisión y distribución eléctrica.

En el caso del factor de carga, también se realizó por estimación para cada zona, comparando el porcentaje que le corresponde al consumo industrial con respecto al consumo total.

En forma general siempre se buscó que las pérdidas y factor de carga, para cada zona guarden una correspondiente relación; por ejemplo, que el factor de carga de Machala-Pto. Bolívar no debería ser menor que el de Sta. Rosa y éste no ser menor que Tandales-Borbones. De esta manera se mantuvo la correspondencia entre zonas para los diferentes años de la proyección.

También se consideró en forma general, que todos los sistemas eléctricos en el país tienden a prestar un mejor y eficiente servicio a los consumidores para los próximos años.

3.2.- PROYECCION Y METAS DE DATOS DE ENTRADA AL PROGRAMA DE COMPUTACION

Como la proyección de la demanda por computadora se la realizará a nivel de zonas, se necesita proyectar a 1.990 algunos datos de acuerdo a metas establecidas para el desarrollo del país.

3.2.1.- PROYECCION DE LA POBLACION POR ZONAS

De acuerdo a las tasas de crecimiento entre los años 1.962 y 1.974 para cada zona, según capítulo 2.2., y considerando que el proceso de expansión demográfica tiende a ser controlado, se proyectó la población con una disminución gradual de la tasa encontrada hasta 1.990.

3.2.2.- PROYECCION DE HABITANTES POR ABONADO RESIDENCIAL

Como generalmente para una zona que tenga un desarrollo con respecto al sector eléctrico en forma normal, por cada abonado residencial existe de 5 a 8 habitantes, se toma entonces este índice de HAB/ABN., para medir el grado de desarrollo eléctrico de determinada región.

Conforme a este criterio se proyectó en la Provincia El Oro para la zona Machala-Pto. Bolívar hasta 6 HAB/ABN., en 1990 por ser la capital de la provincia y 7 HAB/ABN., para el resto de zonas.

3.2.3.- PROYECCION DE LOS CONSUMOS ESPECIFICOS

Se conoce que el aumento del ingreso per capita se traduce - en el sector eléctrico con un aumento de los consumos especí -
ficos tanto residenciales como comerciales, por el hecho de que estos al tener mayores ingresos pueden comprar artefac -
tos eléctricos que mejoren su modo de vida.

Por este motivo partiendo de las tasas de crecimiento actua -
les, se estableció como meta a 1.990, que los consumos por abonado residencial deben crecer hasta 36.4% y los consu -
mos por abonado comercial hasta 5 u 8%.

3.2.4.- PROYECCION DE LA TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO INDUSTRIAL

Se estableció como meta principal, de que un país en vía de desarrollo su tasa de crecimiento industrial no debe ser me -
nor del 10% dependiendo su valor de las características de las zonas.

En la Provincia de El Oro, en las diferentes zonas que tie -
nen servicio eléctrico, el crecimiento industrial no es un valor estable, debido al ingreso de cargas especiales en los diferentes años o que el servicio de energía eléctrica no es confiable.

Por estos motivos y asumiendo que en los futuros años el de -
sarrollo de la provincia será normal, se estableció para - las diferentes zonas tasas de crecimiento del 10 al 13%.

3.2.5.- CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES

En este caso tomamos como valor, el consumo estimado para el año inicial según el capítulo 3.1.4., con su respectiva tasa de crecimiento

En forma general la tasa asumida se la determinó, encontrando la de cargas especiales similares en la misma zona u otro lugar. En algunos casos al ser muy arriesgado asumir una tasa, se creyó mas conveniente incorporar ésta carga especial al consumo industrial de la zona con tasa 0%.

3.2.6.- PROYECCION DEL CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO POR HABITANTE

La proyección del consumo de alumbrado público por habitante, dependió de los valores del año de partida y de las características de la zona.

Así para zonas con valores de partida por encima de los 5 KWH/HAB., se llegó en forma gradual de 20 a 25 KWH/HAB., en el año de 1.990, en este caso se encuentran las zonas de Machala-Pto. Bolívar y Piñas-Zaruma.

El resto de zonas por tener valores menores o cercanos a 1 KWH/HAB., la proyección llegó solo hasta 16 KWH/HAB., en 1.990

3.2.7.- PROYECCION DE PERDIDAS Y FACTOR DE CARGA

De acuerdo al análisis descrito en el capítulo 3.1.6., la proyección de estos valores se la realizó de acuerdo a las

características de las zonas, por ejemplo: Si en una determinada población, no se vislumbraba cargas industriales en los próximos años, el factor de carga correspondía a un valor que representará zonas típicamente residenciales.

Para el caso de pérdidas, se llegó en todas las zonas al valor máximo permitido por INECEL, que es el 15%.

En forma general, al igual que el capítulo 3.1.6., se guardó una correspondencia entre las diferentes zonas de acuerdo a sus características actuales y su desarrollo previsto en los años futuros.

3.3.- Resultados de Proyección de la Demanda Eléctrica por
Computadora de la Escuela Superior Politécnica del
Litoral.

AÑO	MATICOS		CONVERSIÓN DE ENERGÍA DE ELECTRICIDAD		KWH ALUM	
	1979	1980	KWH POR HABITANTE	AB 915	KWH POR HABITANTE	AB 915
1979	93.88	117.94	637.3	1750.0	6.00	25.95
1974	70.59	147.90	724.2	1943.0	10.00	26.00
1975	45.14	164.16	737.3	1945.0	12.00	26.00
1976	41.74	275.39	810.5	2050.0	13.59	23.93
1977	64.93	241.74	850.1	2188.0	15.50	23.50
1978	63.31	271.22	864.1	2370.0	16.59	22.00
1979	78.01	251.01	856.2	2384.0	19.00	19.99
1980	74.74	209.64	1002.0	2744.0	21.00	19.00
1981	79.84	271.70	1041.0	2875.0	21.00	19.00
1982	85.57	309.30	1117.0	3170.0	21.00	17.99
1983	81.74	277.85	1174.1	2847.4	21.86	17.99
1984	88.41	470.57	1209.0	2913.0	22.50	17.00
1985	108.67	449.77	1200.8	3100.5	22.50	17.00
1986	113.30	474.56	1347.0	3232.0	24.56	17.99
1987	116.85	500.18	1405.1	3361.4	24.72	18.00
1988	120.78	523.79	1444.0	3495.0	24.59	18.00
1989	125.34	549.31	1523.5	3635.8	24.71	18.00
1990	131.94	577.93	1564.0	3741.0	24.71	17.99

AÑO	VARIACION		TASAS		PHILAC
	ENERGIA	DE CONSUMO	DE CONSUMO	DE CONSUMO	
1974	28.25	5.45	5.91	14.56	6.28
1975	29.69	5.65	5.59	107.41	6.77
1976	45.84	5.42	5.3	264.75	6.25
1977	13.84	5.62	5.25	9.42	6.23
1978	14.71	5.57	5.11	9.41	6.20
1979	14.97	5.54	5.11	9.44	6.17
1980	12.81	5.41	5.02	9.73	6.18
1981	14.39	5.66	4.73	9.80	6.00
1982	14.03	5.27	4.60	9.88	6.16
1983	15.03	5.32	4.98	7.64	6.05
1984	14.99	4.99	4.90	10.09	6.11
1985	14.48	4.65	4.08	11.10	6.14
1986	12.69	4.46	3.97	11.17	6.02
1987	11.40	4.41	4.00	10.23	5.07
1988	10.99	4.10	4.00	10.20	5.34
1989	9.93	4.06	3.00	10.16	5.93
1990	11.54	3.95	3.03	10.42	5.93

Year	Miles	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155	2156	2157	2158	2159	2160	2161	2162	2163	2164	2165	2166	2167	2168	2169	2170	2171	2172	2173	2174	2175	2176	2177	2178	2179	2180	2181	2182	2183	2184	2185	2186	2187	2188	2189	2190	2191	2192	2193	2194	2195	2196	2197	2198	2199	2200	2201	2202	2203	2204	2205	2206	2207	2208	2209	2210	2211	2212	2213	2214	2215	2216	2217	2218	2219	2220	2221	2222	2223	2224	2225	2226	2227	2228	2229	2230	2231	2232	2233	2234	2235	2236	2237	2238	2239	2240	2241	2242	2243	2244	2245	2246	2247	2248	2249	2250	2251	2252	2253	2254	2255	2256	2257	2258	2259	2260	2261	2262	2263	2264	2265	2266	2267	2268	2269	2270	2271	2272	2273	2274	2275	2276	2277	2278	2279	2280	2281	2282	2283	2284	2285	2286	2287	2288	2289	2290	2291	2292	2293	2294	2295	2296	2297	2298	2299	2300	2301	2302	2303	2304	2305	2306	2307	2308	2309	2310	2311	2312	2313	2314	2315	2316	2317	2318	2319	2320	2321	2322	2323	2324	2325	2326	2327	2328	2329	2330	2331	2332	2333	2334	2335	2336	2337	2338	2339	2340	2341	2342	2343	2344	2345	2346	2347	2348	2349	2350	2351	2352	2353	2354	2355	2356	2357	2358	2359	2360	2361	2362	2363	2364	2365	2366	2367	2368	2369	2370	2371	2372	2373	2374	2375	2376	2377	2378	2379	2380	2381	2382	2383	2384	2385	2386	2387	2388	2389	2390	2391	2392	2393	2394	2395	2396	2397	2398	2399	2400	2401	2402	2403	2404	2405	2406	2407	2408	2409	2410	2411	2412	2413	2414	2415	2416	2417	2418	2419	2420	2421	2422	2423	2424	2425	2426	2427	2428	2429	2430	2431	2432	2433	2434	2435	2436	2437	2438	2439	2440	2441	2442	2443	2444	2445	2446	2447	2448	2449	2450	2451	2452	2453	2454	2455	2456	2457	2458	2459	2460	2461	2462	2463	2464	2465	2466	2467	2468	2469	2470	2471	2472	2473	2474	2475	2476	2477	2478	2479	2480	2481	2482	2483	2484	2485	2486	2487	2488	2489	2490	2491	2492	2493	2494	2495	2496	2497	2498	2499	2500	2501	2502	2503	2504	2505	2506	2507	2508	2509	2510	2511	2512	2513	2514	2515	2516	2517	2518	2519	2520	2521	2522	2523	2524	2525	2526	2527	2528	2529	2530	2531	2532	2533	2534	2535	2536	2537	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588	2589	2590	2591	2592	2593	2594	2595	2596	2597	2598	2599	2600	2601	2602	2603	2604	2605	2606	2607	2608	2609	2610	2611	2612	2613	2614	2615	2616	2617	2618	2619	2620	2621	2622	2623	2624	2625	2626	2627	2628	2629	2630	2631	2632	2633	2634	2635	2636	2637	2638	2639	2640	2641	2642	2643	2644	2645	2646	2647	2648	2649	2650	2651	2652	2653	2654	2655	2656	2657	2658	2659	2660	2661	2662	2663	2664	2665	2666	2667	2668	2669	2670	2671	2672	2673	2674	2675	2676	2677	2678	2679	2680	2681	2682	2683	2684	2685	2686	2687	2688	2689	2690	2691	2692	2693	2694	2695	2696	2697	2698	2699	2700	2701	2702	2703	2704	2705	2706	2707	2708	2709	2710	2711	2712	2713	2714	2715	2716	2717	2718	2719	2720	2721	2722	2723	2724	2725	2726	2727	2728	2729	2730	2731	2732	2733	2734	2735	2736	2737	2738	2739	2740	2741	2742	2743	2744	2745	2746	2747	2748	2749	2750	2751	2752	2753	2754	2755	2756	2757	2758	2759	2760	2761	2762	2763	2764	2765	2766	2767	2768	2769	2770	2771	2772	2773	2774	2775	2776	2777	2778	2779	2780	2781	2782	2783	2784	2785	2786	2787	2788	2789	2790	2791	2792	2793	2794	2795	2796	2797	2798	2799	2800	2801	2802	2803	2804	2805	2806	2807	2808	2809	2810	2811	2812	2813	2814	2815	2816	2817	2818	2819	2820	2821	2822	2823	2824	2825	2826	2827	2828	2829	2830	2831	2832	2833	2834	2835	2836	2837	2838	2839	2840	2841	2842	2843	2844	2845	2846	2847	2848	2849	2850	2851	2852	2853	2854	2855	2856	2857	2858	2859	2860	2861	2862	2863	2864	2865	2866	2867	2868	2869	2870	2871	2872	2873	2874	2875	2876	2877	2878	2879	2880	2881	2882	2883	2884	2885	2886	2887	2888	2889	2890	2891	2892	2893	2894	2895	2896	2897	2898	2899	2900	2901	2902	2903	2904	2905	2906	2907	2908	2909	2910	2911	2912	2913	2914	2915	2916	2917	2918	2919	2920	2921	2922
------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

4.- OPERACION DEL SISTEMA REGIONAL ELECTRICO EL ORO

4.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA ACTUAL

A continuación se desarrollará un estudio para definir las características técnicas de las líneas de Transmisión, Distribución y Subestaciones de transformación que prestarán servicio al Sistema El Oro con objeto de cubrir la demanda proyectada.

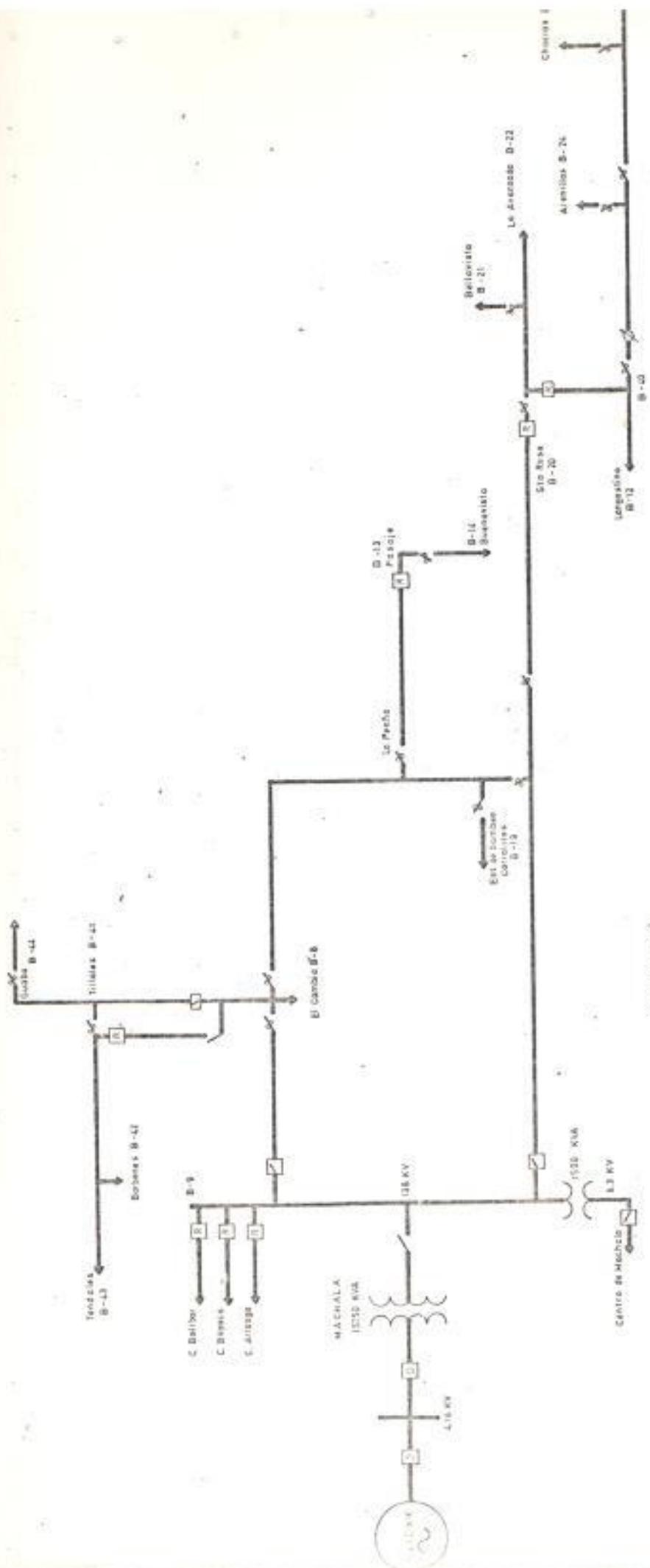
En la actualidad EMELORO presta servicio, con un sistema radial de distribución primario a 13.8 KV, a diferentes partes de la Provincia, tal como se muestra en los esquemas de las figuras (1) - (2) / 4.1.

Tomando el estado de electrificación actual, se desarrollará diferentes alternativas técnicas para prestar servicio a la provincia y se hará un análisis económico para seleccionar la alternativa óptima.

4.2. PARAMETROS ELECTRICOS DEL SISTEMA ACTUAL

Los diferentes parámetros eléctricos del Sistema, se tomaron en el caso de Generadores y Subestaciones de los datos de placa de cada unidad.

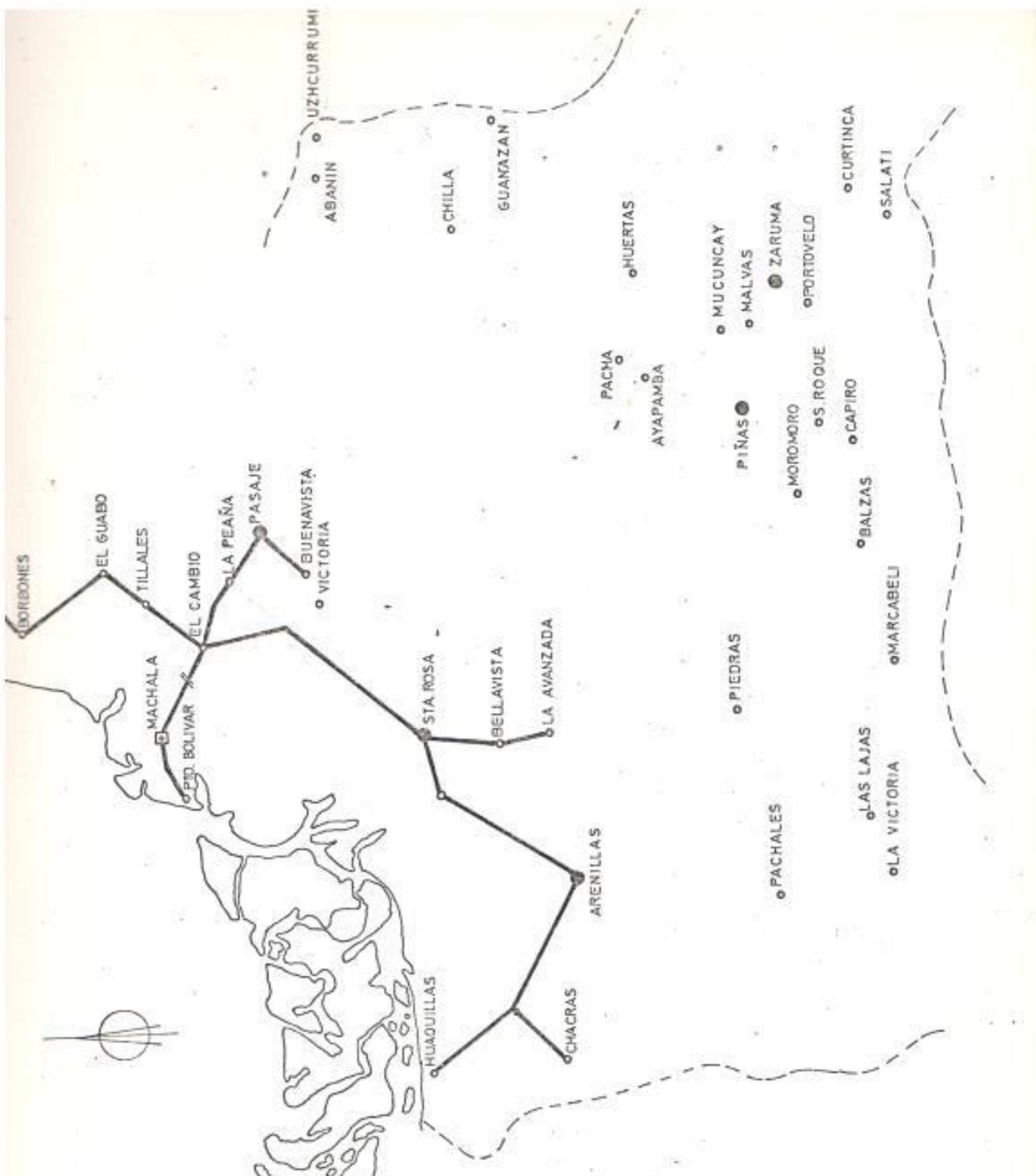
En lo referente a las líneas de Subtransmisión y Distribución se tomó en consideración que éstas fueron construídas, de acuerdo a las normas del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.



SIMBOLOGIA

- DISYUNTOR DE A.I.
- RELÉCCIONADOR AUTOMÁTICO 3.
- SECCIONADOR EN ACEITE.
- SECCIONADOR FUSIBLE.
- REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE 1.
- SECCIONADOR TRIFÁSICO DE GRUPO.

ESCUELA SUPERIOR DEL LITO	
SISTEMA E	
DISTRIBUCION PRINCIPAL	
AÑO 1977	Carde
FIG. 1/A.1	



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA EL ORO	
DISTRIBUCION PRINCIPAL ACTUAL	
AÑO 1977	Carlos E. Ramirez G.
FIG. 2 / 4.1	

PARAMETROS DE LAS UNIDADES DE GENERACION

<u>Nº</u>	<u>MARCA</u>	<u>VOLTAJE</u>	<u>KVA</u>	<u>FACTOR DE POTENCIA</u>	<u>KW</u>	<u>rpm.</u>	<u>FRECUENCIA</u>
1	Electro Motive Division	2400/4160	3250	0.80	2600	900	60 Hz
2	Brush	4160	2680	0.80	2144	450	60 Hz
3	Brush	4160	2680	0.80	2144	450	60 Hz
4	Brush	4160	2680	0.80	2144	450	60 Hz
5	Electro Motive Division	2400/4160	3250	0.80	2600	900	60 Hz

PARAMETROS DE LAS UNIDADES DE TRANSFORMACION

<u>Nº</u>	<u>MARCA</u>	<u>CAPACIDAD (KVA)</u>	<u>VOLTAJE (VOLTIOS)</u>	<u>AMPERAJE</u>	<u>TIPO DE AISLAMIENTO</u>	<u>IMPEDANCIA</u>
1		6000	4160/13800	834/251.5	ON - AN	6.14
2		6000	4160/13800	834/251.5	ON - AN	6.14
3		3750	4160/13800	520	OA	5.20
4		1500	7960/13800	-----	-----	5.40

PARAMETROS DE LAS LINEAS DE DISTRIBUCION A 13.8 KV.

Los diferentes parámetros de las líneas de distribución se anotarán de acuerdo al esquema No. 1

LÍNEA DE	CONDUCTOR	DISTANCIA KM	FASES	R /km	X /km	Rpu %	Xpu %
9 A 19	4/0 ACSR	8	3	2.96	3.76	62.16	78.
19 A 20	4/0 ACSR	20	3	7.40	9.40	155.40	197.
20 A 21	1/0 ACSR	5	3	3.45	2.55	72.45	53.
21 A 22	4 ACSR	5	3	5.10	2.50	107.10	52.
20 A 40	4/0 ACSR	4	3	1.48	1.84	31.08	38.
40 A 12	1/0 ACSR	4	3	2.78	2.05	58.38	43.
40 A 24	4/0 ACSR	21	3	7.77	9.66	163.20	202.
24 A 6	4/0 ACSR	24	3	8.88	11.04	186.47	231.
9 A 8	4/0 ACSR	7.5	3	2.70	3.45	56.70	72.

LÍNEA DE	CONDUCTOR	DISTANCIA KM	FASES	R /Km	X /Km	Rpu %	Xpu %
8 A 41	4/0 ACSR	7.5	3	2.70	3.45	56.70	72.45
41 A 44	3/0 ACSR	10.	3	1.76	1.96	36.90	41.20
41 A 42	4/0 ACSR	10.	3	3.70	4.66	77.70	97.80
42 A 43	4/0 ACSR	10.	3	3.70	4.66	77.70	97.80
19 A 13	4/0 ACSR	14	3	5.18	6.58	108.78	138.18
13 A 14	4/0 ACSR	6	3	2.16	2.76	45.40	57.90

Los valores por unidad están dados en una base de 40 MVA

4.3.- CARACTERISTICAS TECNICAS IMPUESTAS AL SISTEMA

Para la conformación del Sistema en los diferentes periodos de Estudio, se ha seguido las normas de construcción dadas por INECCEL, para normalizar parámetros eléctricos en las diferentes Empresas Eléctricas del país.

De esta manera en el estudio que se desarrolla se ha standarizado lo siguiente:

NIVELES DE VOLTAJES:

De acuerdo a lo establecido por INECCEL se ha adoptado los siguientes niveles de voltaje:

- Líneas de distribución 13.8 KV
- Líneas de Subtransmisión 13.8 KV, 34.5 KV, 69. KV.

La normalización de estos voltajes, facilita los diseños de líneas y subestaciones, que por lo tanto reducen los costos de construcción, operación y mantenimiento.

Con estos niveles de voltaje tenemos la posibilidad de distribuir directamente al consumidor como en el caso de 13.8 KV y 34.5 KV; mientras que con el de 69 KV, permite la transmisión de bloques importantes de energía dentro del sistema.

Para el caso del Sistema Regional Eléctrico El Oro, se trabajará exclusivamente con 13.8 KV y 69KV como niveles de voltaje para distribución y subtransmisión respectivamente.

SECCIONES Y TIPO DE CONDUCTORES

Bajo criterios generales, se ha establecido en el presente estudio, que las secciones de los conductores deberán guardar las características técnicas convenientes como para cubrir la demanda proyectada dentro de períodos razonables, evitando de esta manera inversiones iniciales muy grandes que ocasionarían un desembolso inicial antieconómico en el rubro de conductores, estructuras y postes.

En este estudio se ha establecido también, que cuando una línea de distribución calculada para una demanda dada, después de un cierto tiempo no cumple ya las condiciones técnicas de regulación de voltaje, pérdidas, etc., se han instalado bancos de capacitores o reguladores de voltaje, y en lo posterior, del sistema de Transmisión a 69 KV se han alimentado en nuevos puntos al sistema de distribución.

Con los criterios básicos arriba enunciados, se ha establecido los siguientes tipos de conductores, de acuerdo a las normas de INECEL:

LINEAS DE 13.8 KV

FASE	3/0	1/0	2	4	ACSR
NEUTRO	1/0	2	4	4	ACSR

LINEAS DE 69. KV

	2/0	ACSR
	266.8 MCM	ACSR
	477.0 MCM	ACSR

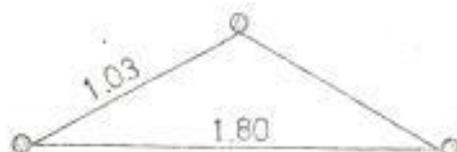
Los conductores serán ACSR o sus equivalentes en aleación de aluminio.

DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES PARA LINEAS DE 13.8 KV.

$$Deq = \sqrt[3]{1.03 \times 1.03 \times 1.80}$$

$$Deq = \sqrt[3]{1.909}$$

$$Deq = 124 \text{ CMS.}$$

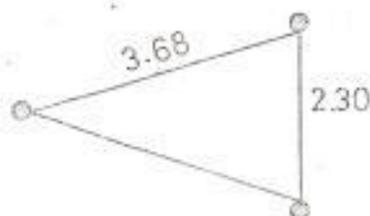


DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES PARA LINEAS DE 69 KV.

$$Deq = \sqrt[3]{3.68 \times 3.68 \times 2.30}$$

$$Deq = \sqrt[3]{31.15}$$

$$Deq = 315 \text{ CMS}$$



Estas distancias entre conductores se utilizaron para las líneas a construirse de acuerdo a la programación de obras, al ir cubriendo la demanda proyectada.

REGULACION DE VOLTAJE

En la operación del Sistema Eléctrico El Oro se ha establecido que durante las horas de máxima demanda la regulación del voltaje por unidad no deberá ser menor de 0.925 y no mayor de 1.075, por ésta razón los bancos de capacitores deberán ser desconectables para funcionar con señal de reloj de horario o de acuerdo a las variaciones de voltaje y corriente (carga) para las diferentes barras donde se ha proyectado instalarlos.

PROTECCION DEL SISTEMA

En terminos generales las líneas de subtransmisión o distribución a 13.8 KV, deberán ser protegidas por medio de re conectadores, ubicados tanto en la subestación como en un punto intermedio de la línea, los diferentes ramales que parten de la alimentadora podrían tener coordinada su protección con fusibles adecuados.

Los reconectores deberán ser ajustados para dos operaciones rápidas y dos lentas.

En el Sistema de 69 KV se deberán considerar características especificadas del sistema, condiciones de protección, interconexión con el Sistema Nacional de Transmisión, etc.

En lo referente a la protección de las subestaciones, se hará con fusibles de potencia 72.5 KV máximo y 200 amperios en el lado de 60 KV, y reconectores automáticos en las alimentadoras de 13.8 KV.

CALCULO DE LA POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

De diferentes estudios realizados para el mercado de energía eléctrica, se ha llegado a establecer diferentes relaciones que guarda el factor de potencia con respecto al factor de carga, de tal manera que INECEL ha podido establecer que de forma generalizada se deberán guardar las siguientes relaciones, dependiendo de la configuración particular de cada sistema:

	FACTOR DE CARGA %	FACTOR DE POTENCIA %
Hasta	30 - 35	100 - 98
	40 - 45	95 - 90
	50 - 60	90 - 80

4.4. CONFIGURACION Y OPERACION DEL SISTEMA AÑO 1.977

4.4.1. POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA AÑO 1.977

NOMBRE DE LA BARRA	POTENCIA ACTIVA KW	POTENCIA REACTIVA KVAR
El Cambic	370.5	122.3
Machala	5461.0	2621.3
Langostinos	1000.0	750.0
Pasaje	981.5	323.9
Buenavista	126.2	41.6
La Victoria	83.2	27.4
Sta. Rosa	942.3	310.9

NOMBRE DE LA BARRA	POTENCIA ACTIVA KW	POTENCIA REACTIVA KVAR
Bellavista	49.6	16.4
La Avanzada	72.3	23.9
Arenillas	298.7	98.6
Chacras	15.2	5.0
Huaquillas	186.8	61.6
Portovelo	1841.6	1381.2
Curtincapa-Salati	78.4	37.6
Zaruma	153.6	73.7
Piñas	204.9	98.4
La Peaña	52.9	25.4
Borbones	44.3	14.6
Tendales	178.2	58.8
El Guabo	220.5	72.7
Tenguel	173.0	57.1
Naranjal	364.0	120.1
Balao	1700.0	1275.0
J.Maria-S. Carlos	47.0	15.5

4.4.2. FLUJO DE POTENCIA PARA 1.977

Para la configuración del sistema en este año, se ha tomado en consideración las líneas de subtransmisión a 13.8 KV existentes del sistema actual, además de las zonas de Balao-Naranjal y Portovelo que por su importancia agrícola y minera respectivamente necesitan un servicio constante y confiable para su desarrollo y que deberán integrarse lo más pronto posible al sistema.

El flujo de potencia se muestra en la fig. 1/4.4.2, donde anotamos:

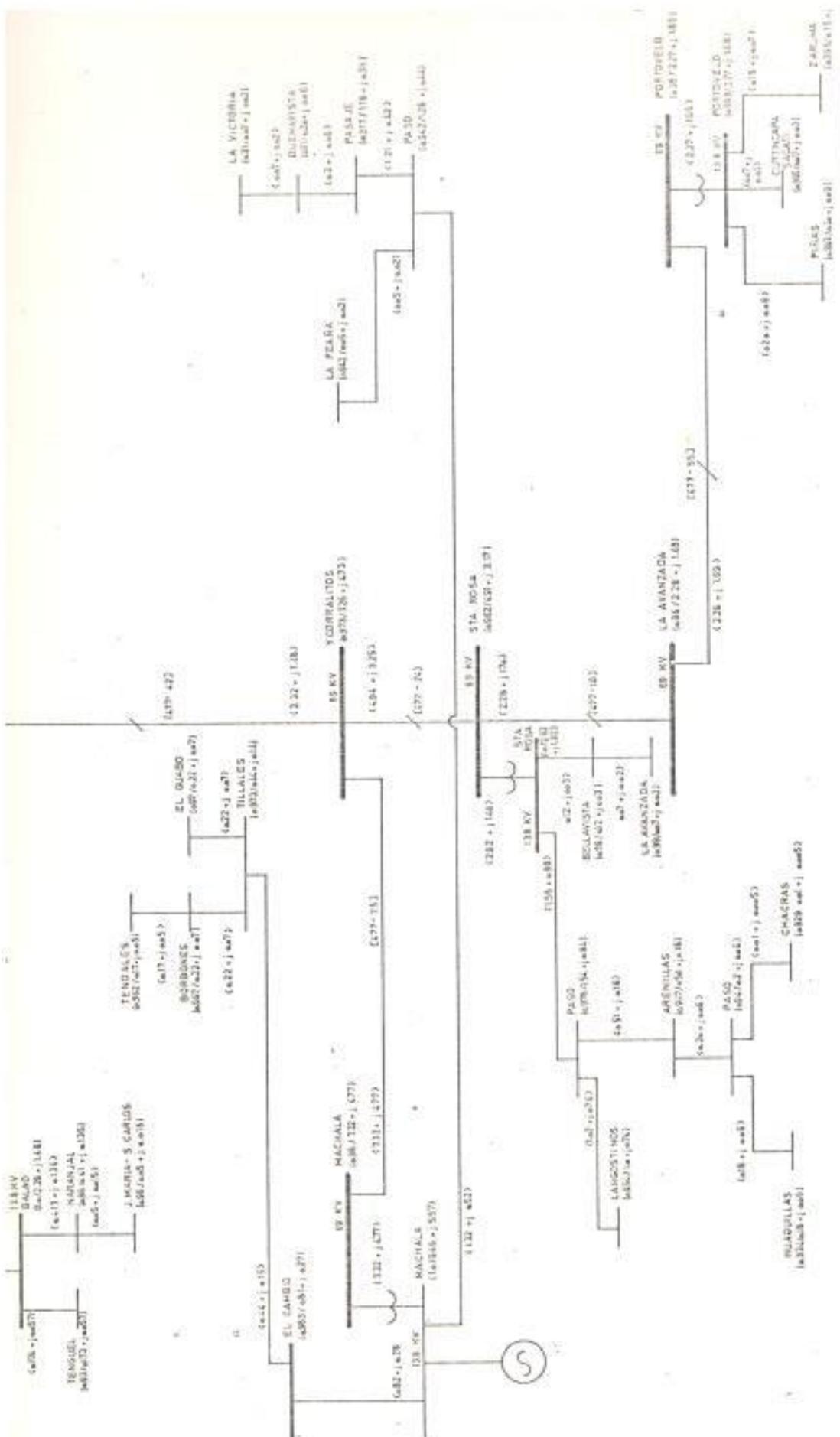
Voltaje p.u. en barras de 69 KV:

a) Balao	0.960
b) Y Corralitos	0.973
c) Machala	0.980
d) Sta. Rosa	0.962
e) Portovelo	0.950

Voltajes mas bajos p.u en barras de 13.8 KV.

a) Tenguel	0.930
c) La Victoria	0.910
d) Huaquillas	0.930
e) Piñas	0.993

Como es logico suponer en este año la generación en Machala deberá cubrir toda la energía que demande el sistema



4.5. CONFIGURACION Y OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL

EL ORO - AÑO 1.990

4.5.1. INTRODUCCION

De acuerdo a las metas establecidas en la Proyección de la demanda, se espera que el sistema El Oro alcance en 1.990 los siguientes índices de electrificación:

VATIOS POR HABITANTE.....111.02

KWH POR HABITANTE.....438.19

Estos índices conjuntamente con los criterios expuestos en la Proyección de la Demanda serán la base para la Planificación del Sistema El Oro en el periodo 1.977 - 1.990

4.5.2. POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA PARA 1.990

A continuación se detalla la potencia Activa y Reactiva de los centros de carga para el año 1.990, de acuerdo a lo estipulado en el numeral 4.3.6.

NUMERO DE LA BARRA	NOMBRE DE LA BARRA	POT.ACTIVA KW	POT.REACTIVA KVAR
8	El Cambio	1.710	561
9	Machala	23.156	11.213
12	La Peña	194	48
13	Pasaje	4.735	1.185
14	Buenavista	676	169
15	La Victoria	538	134
16	Uzhcurrumi	280	57
17	Abañin	492	99

NUMERO DE LA BARRA	NOMBRE DE LA BARRA	POT.ACTIVA KW	POT.REACTIVA KVAR
18	Chilla	420	85
19	Guanazan	476	96
20	Sta. Rosa	3.074	1.488
21	Bellavista	192	93
22	La Avanzada	239	115
23	Langostinos	1.000	749
24	Arenillas	1.940	637
26	Huaquillas	1.170	384
27	Palmales-Cha cras.	479	157
28	Las Lajas	609	200
29	Portovelo	6.930	5.195
30	Curtincapa-Sa lati.	342	256
31	Zaruma	670	502
32	Malvas	230	172
33	Huertas	147	110
34	Ayapamba	283	212
35	Pacha	230	172
36	Piñas	888	665
37	Moromoro	156	116
38	Balsas	293	219
39	Marcabeli	352	263
40	Capiro-S.Roque	313	234
42	Borbones	275	55
43	Tendales	794	161
44	El Guabo	1.315	432

<u>NUMERO DE LA BARRA</u>	<u>NOMBRE DE LA BARRA</u>	<u>POT. ACTIVA KW</u>	<u>POT. REACTIVA KVAR</u>
45	Balao-Tenguel	3.183	645
46	Naranjal-Flan des	1.398	283
47	J. María-S. Carlos	1.778	360

4.5.3.- ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA 1.990 EN EL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL EL ORO

Básicamente la primera alternativa analizada para este sistema se debe a la configuración actual del mismo a 13.8 KV, así como también a estudios previos realizados por INECEL y EMELORC.

Al mismo tiempo, se han considerado las características técnicas que deberá cumplir el sistema de acuerdo a lo expresado en el capítulo 4.3.

En la fig. 1/4.4.3. se muestra el flujo de potencia de esta alternativa, a nivel de 69 KV, del que se concluye, que debido a la pobre regulación de voltaje y alto porcentaje de pérdidas, se hace necesario una modificación en el sistema de transmisión.

Bajo estas premisas se establecen otras dos alternativas:

ALTERNATIVA No. 2

Que consiste en correr una doble terna de 69 KV, hacia los centros de carga de las barras 4, 5 y 7.

En la fig. 2/4.4.3., se muestra a nivel de 69 KV., el flu-

jo de Potencia, el Volteje p.u. en cada una de las barras y los porcentajes de pérdidas, lo que demuestra que las condiciones técnicas del sistema se rige a lo especificado en el capítulo 4.3.

ALTERNATIVA N° 3

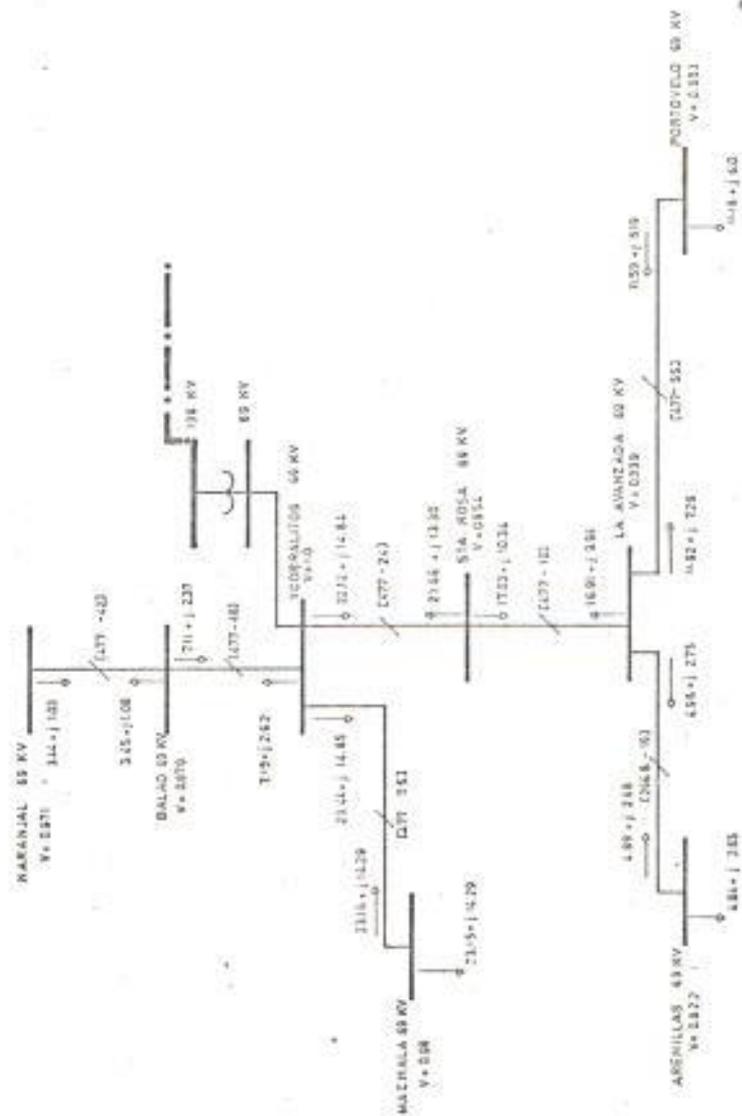
Que provee una línea de 13.8 KV, hasta la barra 5, en esta una subestación de transformación (138/69KV) y desde la barra de 69KV, alimentar a los centros de carga de las zonas Zaruma, Portovelo y Arenillas (barras 7 y 6 respectivamente) quedando la barra de Sta. Rosa (4), alimentada desde la barra Y Corralitos (1) al igual que la alternativa 2, este esquema cumple también las condiciones técnicas requeridas como lo demuestra el flujo de potencia a nivel de 69 KV, de la fig. 3/4.4.3., correspondientes a la alternativa descrita arriba.

Bajo estas condiciones se hizo establecer un breve análisis económico de las alternativas 2 y 3, en donde los costos de construcción, de pérdidas de potencia y de pérdidas de energía, serán llevados a valor presente para el año 1.977.

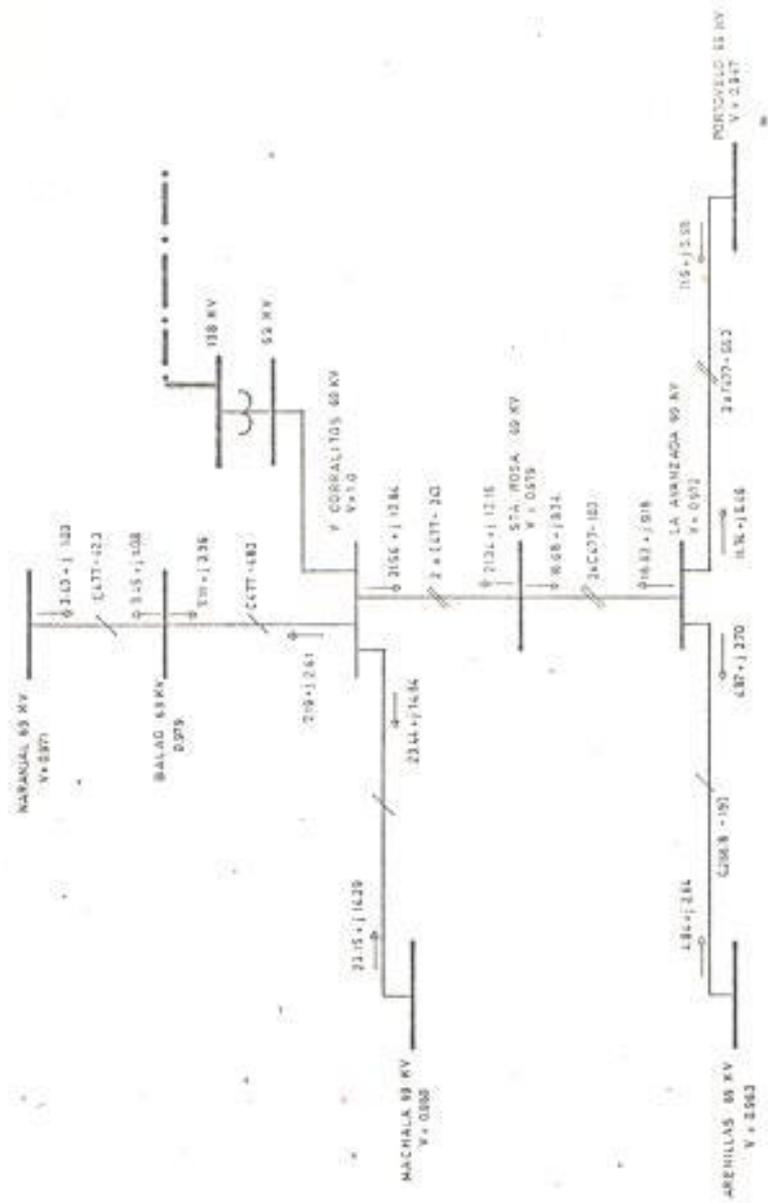
Los costos unitarios de líneas (13.8KV, 69 KV), de KW y KVH, fueron obtenidos del Departamento de Planificación INECEL - QUITO, y en algunos casos de estudios realizados por compañías consultoras para INECEL.

El cálculo de Pérdidas de Potencia y Energía, se lo llevó a cabo mediante el método del factor de crecimiento y el cálculo de la resistencia equivalente para la línea de 13.8 KV por formación del circuito IV respectivo.

SISTEMA EL ORO
AÑO 1990



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL	
SISTEMA EL ORO	
FLUJO DE POTENCIA	
AÑO 1977	Carlos E. Romo
Fin. 1993	



Para el presente análisis, se ha tomado como referencia los precios de líneas de 69 KV (una terna y dos ternas) obtenidas de la División de Planificación-INECEL, de igual manera los valores de costos unitarios de KW y KWH.

El procedimiento para el cálculo de Pérdidas de Potencia y Energía se ha basado en la determinación de una Potencia equivalente, utilizando el factor de crecimiento "g".

En esta alternativa para la construcción de la doble terna se ha comparado valores de las siguientes subalternativas:

- a) Construcción de una terna en 1.977 y otra terna en diferentes estructuras para 1.985.
- b) Construcción de una terna en 1.977 sobre estructuras preparadas para recibir otra terna en 1.985.
- c) Construcción de dos ternas en 1.977 sobre diferentes estructuras.
- d) Construcción de dos ternas en 1.977 sobre la misma estrutura.

Las líneas que deberán intervenir en ésta alternativa son:

- a) Línea Y Corralitos - Sta. Rosa.
- b) Línea Sta. Rosa - La Avanzada.
- c) Línea La Avanzada - Portovelo.

LINEA Y CORRALITOS - STA. ROSA

Demanda en 1.977 = 4.94 MW + j 3.25 MVAR
 Demanda en 1.985 = 10.46 MW + j 6.48 MVAR
 Demanda en 1.990 = 20.06 MW + j 11.32 MVAR
 Distancia = 24 Kms.

- Costos de Subalternativa (a)

Conduct.	Cost. de la línea 1977 S/.x10 ³	Cost.Perd. de Pot. 1977 S/.x10 ³	Cost.Perd. de Energ. 1977 S/.x10 ³	Cost.Tot. 1.977 S/. x10 ³
2/ o	15114	1419.5	4403	20936.5
266.8	19435	610.1	1893.1	21938.2
477	25563	342.0	1061.1	27056.0

- Costos de Subalternativa (b)

2/ o	12462.8	1419.5	4403	18285.3
266.8	16186.9	610.1	1893.1	18690.1
477	21054.2	342.0	1061.1	22457.3

- Costos de Subalternativa (c)

2/ o	15144	1421	4312	20877
266.8	19444.08	611	1853	21908
477	25653.12	342	1039	27034

- Costos de Subalternativa (d)

2/ o	12462.7	1421	4312	18195.7
266.8	16186.8	611	1853	18650
477	21054.0	342	1039	22435

COSTOS DE LINEAS Y CERRALITOS - STA. ROSA

CONDUCTOR	COSTOS TOTALES MILES DE S/.			
	S U B A L T E R N A T I V A S			
	(a)	(b)	(c)	(d)
2/ o	20936.5	18285.3	20877.0	18195.7
266.8	21938.2	18690.1	21902.0	18650.0
477	27056.0	22457.3	27034.0	22435.0

Para seleccionar entre éstas subalternativas la más óptima, los costos de línea de 69 KV incluyen, postes, herrajes, etc.

Del análisis de éstos costos se desprende que la más económica es la subalternativa (d).

A continuación en base a ésta subalternativa, se incluyen los costos para determinar el conductor más económico.

Conductor ACSR-AWG-MCM	Cost.del Conduc. 1977 Mil. x S/.	Cost.Perd. de Pot. 1977 Mil.xS/.	Cost.Perd. de Energ. 1977 Mil.xS/.	Cost.Tot. 1977 Mil.xS/.
2 x 2/ _o AWG	154.74	1421	4312	5887.74
2 x 266.8 MCM	308.88	611	1853	2772.88
2 x 977 MCM	552.73	342	1039	1933.73

Como conclusión de este análisis, la construcción de la doble terna en este sector de línea a 69 KV, debe hacerse en base a la subalternativa "d" y con conductor ACSR 477 MCM que es el más económico.

En los otros sectores de línea sólo se mostraron los costos de la subalternativa "d" y los del conductor económico.

LINEA STA. ROSA - LA AVANZADA

Demanda en 1.977 = 2.28 MW + j 1.70 MVAR

Demanda en 1.980 = 7.28 MW + j 5.24 MVAR

Demanda en 1.990 = 15.34 MW + j 1.90 MVAR

Distancia = 10 Kms.

- Costos de Subalternativa (d)

Cost.de Cond. ACSR	Cost. deLín. 1977 Mil. s/.	Cost.Perd. de Pot. 1977 Mil.S/.	Cost.Perd. de Energ. 1977 Mil.S/.	Cost.Tot. 1977 Mil.S/.
2 x 2/ _o AWG	5192.8	257.8	823.9	6274.5
2 x 266.8 MCM	6744.5	110.8	354.0	7209.3
2 x 477. MCM	8772.5	62.0	198.4	9032.9

- Costos del Conductor Económico

Conductor ACSR	Costo del Conduc. 1977 Miles S/.	Cost.Perd. de Pot. 1977 Mil.S/.	Cost.Perd. de Energ. 1977 Mil.S/.	Cost.Tot. 1977 Mil.S/.
2 x 2/ ₀ AWG	64.40	257.8	823.9	1146.1
2 x 266.8 MCM	128.60	110.8	354.0	593.4
2 x 477 MCM	230.20	62.0	198.4	490.6

LINEA LA AVANZADA - PORTOVELO

Demanda en 1.977 = 2.28 MW + j 1.69 MVAR

Demanda en 1.985 = 5.88 MW + j 4.72 MVAR

Demanda en 1.990 = 11.02 MW + j 5.94 MVAR

Distancia = 55 Kms.

- Costos de Subalternativa (d)

Conductor ACSR	Cost. de la Línea 1977 S/. x 10 ³	Cost.Perd. de Pot. 1977 S/. x 10 ³	Cost.Perd. de Energ. 1977 S/. x 10 ³	Cost.Tot 1977 S/. x 10 ³
2 x 2/ ₀ AWG	28560.4	828.5	2647.8	32036.7
2 x 266.8 MCM	37094.7	356.0	1138.2	38588.9
2 x 477. MCM	48248.7	199.6	637.7	49086.0

- Costos del Conductor Económico

Conductor	Cost.del Conduc.	Cost.Perd. de Pot.	Cost.Perd. de Energ.	Cost.Tot.
2 x 2/0 AWG	354.2	828.5	2647.8	3830.5
2 x 266.8 MCM	707.3	356.0	1138.2	2201.5
2 x 477 MCM	1266.1	199.6	637.7	2103.4

Con cada uno de los costos más económicos para los diferentes sectores de líneas a 69 KV, obtenemos un costo total general de ésta alternativa:

COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA NO. 2

Conductor ACSR.	Distancia Kms.	Subalternativa "d" 1977 s/. x 10 ³	Costo Total de Conduc.Econ. 1977 S/. x 10 ³
2 x 2/0 AWG	89	56506.1	10863.54
2 x 266.8 MCM	89	64449.0	5567.78
2 x 477 MCM	89	80503.9	4527.73

Para culminar el análisis de ésta alternativa, se procederá a un cálculo del % de regulación con cada terna de conductores.

Los valores necesarios para el cálculo, se los tomé de la Potencia equivalente obtenida en el análisis de pérdidas de Potencia.

LINEA DE 69 KV Y CORRALITOS - PORTOVELO

Conductor ACSR	Regulación %	Costo del Conductor 1977 Mil. S/.	Costo Perdidas Pot. y Energ. 1977 Mil. S/.	Cost.Tot. 1977 Mil. S/.
2 x 2/ o	AWG 6.27	573.34	10290.2	10853.54
2 x 2.66.8 MCM	3.74	1144.78	4423.0	5567.78
2 x 477.	MCM 2.39	2049.03	2478.7	4527.73

De estos costos se observa que la doble terna deberá ser -
con ACSR 477 MCM por ser el más económico con una regulación
de 2.39% .

ANALISIS ECONOMICO DE LA ALTERNATIVA No. 3

En base a lo que se encuentra planificado para el país en el
Sistema Nacional Interconectado, se ha asumido que el conduc-
tor para la línea de 13.8 KV, será ACSR 477 MCM, y que debe-
rá estar construida para 1.985.

La subestación ha construirse en esta alternativa estará ubi-
cada en la barra denominada La Avanzada, y se compondrá de
una barra principal y una de transferencia sirviendo a un -
transformador de 13.8 KV/19 KV con una capacidad de 20 MVA
que es lo normalizado para el Sistema Nacional de acuerdo a
la demanda de esa zona.

Los costos ha establecerse para ésta Alternativa son:

- 1º Costo de Construcción de la línea a 138 KV.
- 2º Costo de Subestación reductora de 138 KV.
- 3º Costo de Pérdidas en Potencia y Energía a nivel de 138 KV.
- 4º Costo de Construcción de una terna de línea a 69 KV.
- 5º Costos de Pérdidas en Potencia y Energía a nivel de 69 KV.

COSTOS (1.977 MILES DE S/.

	Construc.de Línea	Construc.de Subestación	Perd.de Pot. y Energ.	Total
--	----------------------	----------------------------	--------------------------	-------

Línea a 138 KV
(34 Kms.) ACSR
477 MCM.

	21369.8	33773.0	397.7	55540.5
--	---------	---------	-------	---------

Línea a 69 KV:

ACSR 2/ AWG	28023.8	---	11608.53	39632.33
-------------	---------	-----	----------	----------

ACSR 266.8 MCM	36052.8	---	4988.46	41041.26
----------------	---------	-----	---------	----------

ACSR 477. MCM	47565.5	---	2797.30	50362.80
---------------	---------	-----	---------	----------

CUADRO COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS N° 2 y N° 3

	Costo Total Miles de S/. Año 1.977	Regulación %
ALTERNATIVA N° 2		
Subalternativa "d"		
Costo de línea Doble Terna de 69 KV, Con conductor ACSR 477. MCM.	80503.9	2.89
Costo del Conductor Doble Terna de 69 KV, con ACSR 477. MCM.	4527.7	2.89
ALTERNATIVA N° 3		
Línea y Subestación de 13.8 KV, con Lí- nea de 69 KV, de ACSR 477. MCM	105903.3	---

De este cuadro comparativo se concluye que la ALTERNATIVA N° 2 es Técnica y Económicamente la Óptima para el Sistema Regional Eléctrico El Oro para el año 1.990

4.5.4.- ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA - AÑO 1.990

Para el análisis de la Alternativa seleccionada, se estudiarán los conductores más económicos en líneas de 69 y 13.8 KV, de igual manera se procederá en el análisis de la capacidad del transformador para las subestaciones de 69/13.8 KV.

- LINEA DE 69 KV MACHALA - Y CORRALITOS

Demanda en 1.977 = 7.27 MW + j 4.86 MVAR

Demanda en 1.990 = 25.25 MW + j 16.06 MVAR

Distancia = 7.5. Kms.

- COSTOS EN MILES DE S/. - AÑO - 1.977

Conductor ACSR	Regulación %	Cost.del Conduct.	Cost.de Perd. de Pot.y Energ.	Cost. Tot.
1 x 2/ o	AWG 3.48	24.15	6022.	6046.15
1 x 266.8	MCM 2.10	48.22	2587	2635.22
1 x 477	MCM 1.62	86.32	1450.3	1536.62

El conductor económico será ACSR 477MCM con una regulación de voltaje de 1.62%

- LINEA DE 69 KV Y CORPALITOS - TAP A BALAO

Demanda en 1.977 = 2.28 MW + j 1.51 MVAR

Demanda en 1.990 = 5.64 MW + j 2.22 MVAR

Distancia = 48 Kms.

- COSTOS EN MILES DE S/. - AÑO - 1.977

Conductor ACSR	Regulación %	Cost.del Conduct.	Cost.de Perd. de Pot.y Energ.	Cost. Tot.
1 x 2/ o	AWG 4.28	154.56	1881.7	2036.3
1 x 266.8	MCM 2.36	308.64	808.9	1117.5
1 x 477	MCM 1.71	552.48	453.6	1006.8

El conductor económico será el ACSR 477 MCM, con una regulación de voltaje de 1.71%.

- LINEA DE 69 KV Y CORRALITOS - PASAJE

Demanda en 1.985 = 3.61 MW + j 1.30 MVAR
 Demanda en 1.990 = 8.05 MW + j 1.82 MVAR
 Distancia = 19 Kms.

- COSTOS EN MILES DE S/. - AÑO - 1.977

Conductor ACSR	Regulación %	Cost.del Conduc.	Costo.de Perd. Pot. y Energ.	Cost.Tot.
1 x 2/ o	AWG 2.01	61.2	202.56	263.76
1 x 266.8	MCM 0.97	122.2	86.0	208.2
1 x 477.	MCM 0.62	218.7	49.2	267.9

El conductor económico será el ACSR 266.8 MCM con una regulación de 0.97%

- LINEA DE 69 KV LA AVANZADA - ARENILLAS

Demanda en 1.985 = 1.43 MW + j 0.50 MVAR
 Demanda en 1.990 = 4.29 MW + j 1.81 MVAR
 Distancia = 13 Kms.

- COSTOS EN MILES DE S/. - AÑO - 1.977

Conductor ACSR	Regulación %	Cost.del Conduc.	Costo.de Perd. Pot. y Energ.	Cost.Tot.
1 x 2/ o	0.95	41.86	200.1	241.96

Conductor ACSP.	Regulación %	Cost.del Conduc.	Cost.de Perd. Pot. y Energ.	Cost.Tot.
1 x 266.8 MCM	0.54	83.59	86.0	169.59
1 x 477 MCM	0.41	149.63	48.2	197.83

El conductor económico será el ACSK 266.8 MCM con una regulación de 0.54%.

Se hace notar que para cada sección de línea de 69 KV se ha calculado independientemente el porcentaje de regulación, por lo tanto el cálculo de regulación en una determinada barra será la suma de las precedentes si acaso es necesario.

EL ORO AÑO - 1.990SUBESTACION MACHALA 69/13.8 KV

Demanda 1.977 = 7.26 MW + j 5.17 MVAR

Demanda 1.980 = 14.22 MW + j 9.24 MVAR

Demanda 1.985 = 15.89 MW + j 8.91 MVAR

Demanda 1.990 = 24.91 MW + j 15.41 MVAR

Considerando que desde Machala se entregará energía al Sistema El Oro hasta 1.985 para posteriormente recibirla del Sistema Nacional y que la demanda para la ciudad, sobrepasará para 1.985 y 1.990 los 15 MW, se hace necesario planificar para la ciudad subestaciones de 69/13.8KV en diferentes lugares de la misma, enlazadas por un anillo de 69 KV para darle mayor confiabilidad al sistema.

De acuerdo al criterio explicado anteriormente, para esta zona sólo se determinará la capacidad total en MVA ha instalarse en subestaciones de 69/13.8KV.

AÑO	POTENCIA MW	fp.	MVA DE TRANSFORMACION
1.977	7.26	0.81	10
1.980	14.22	0.84	20
1.985	15.89	0.87	20
1.990	24.91	0.85	30

SUBESTACION STA. ROSA 69/13.8 KV

Demanda 1.977	=	2.62 MW + j	1.46 MVAR
Demanda 1.980	=	3.47 MW + j	0.85 MVAR
Demanda 1.985	=	3.11 MW + j	1.62 MVAR
Demanda 1.990	=	4.53 MW + j	2.88 MVAR

Del análisis de la demanda máxima para ésta zona se excluye de antemano la instalación de un transformador de 2.5 MVA, quedando para el análisis transformadores de 3.75 MVA ó 5 MVA.

ALTERNATIVAS DE SERVICIO

Alternativa No. 1.- Se instalaría un transformador de 3.75MVA en el año 1.977 y otro de igual capacidad en el año 1.986.

Costo de los transformadores de 3.75 MVA:

	AÑO 1.975	1.977	1.986
	M. Suces	M. Suces.	M. Suces
	-----	-----	-----
3.75 MVA	1 083	1239.9	2279.5

Alternativa No. 2.- Se instalaría un sólo transformador de 5 MVA a partir de 1.977.

Costo del transformador de 5.0 MVA:

	AÑO 1.975	1.977
	M. Suces	M. Suces
	-----	-----
5 MVA.	1256.4	1438.4

En forma general para éstos proyectos cuya vida útil excede a los 25 años, se utilizará un cargo anual equivalente al

ESQUEMA DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS

Año - No.	<u>ALTERNATIVA No. 1</u>		<u>ALTERNATIVA No. 2</u>	
	<u>Adición de Capital M.Sucres</u>	<u>Cargo Anual M.Sucres</u>	<u>Adición de Capital M.Sucres</u>	<u>Cargo Anual M.Sucres</u>
1.977 - 0	1239	---	1438	---
1.978 - 1	---	161	---	187
1.986 - 9	2279	161		
1.987 - 10	---	457		
2.022 - 35	---	457	---	187

VALOR PRESENTE DE LAS ALTERNATIVAS - 1.977

Factor Anualidad - Valor Presente	(9 años) =	5.32
Factor Anualidad - Valor Presente	(26 años) =	7.88
Factor Valor Futuro - Valor Presente	(9 años) =	0.3606
Factor Anualidad - Valor Presente	(35 años) =	8.148

$$VP - A1 = 161 \times 5.32 + 457 \times 7.88 \times 0.3606 = 2155.09$$

$$VP - A2 = 187 \times 8.148 = 1523.67$$

COSTO EN VALOR PRESENTE
M.Sucres 1977

ALTERNATIVA No. 1	2155.09
ALTERNATIVA No. 2	1523.67

De éste análisis de costos se concluye que la capacidad del transformador de la subestación Sta. Rosa deberá ser de 5 MVA, de acuerdo a lo indicado en la Alternativa No. 2

SUBESTACION ARENILLAS 69/13.8 KV

$$\text{Demanda 1.985} = 1.42 \text{ MW} + j 0.49 \text{ MVAR}$$

$$\text{Demanda 1.990} = 4.27 \text{ MW} + j 1.75 \text{ MVAR}$$

$$\text{Demanda 1.995} = 6.87 \text{ MW} + j 2.82 \text{ MVAR}$$

Del análisis de la demanda máxima de ésta zona se encuentra, que en un periodo de 5 años la tasa de crecimiento será del 24.63% lo que haría inadecuado la instalación de transformadores de 2.5 ó 3.75 MVA, ya que su capacidad se vería copada en pocos años. De ésta manera el estudio de alternativa se hará con transformadores de 5 y 7.5 MVA.

ALTERNATIVAS DE SERVICIO

Alternativa No. 1.- Se instalaría un transformador de 5 MVA en 1.985 y otro de igual capacidad en 1.991

Alternativa No. 2.- Se instalaría un sólo transformador de 7.5 MVA en 1.985.

Los costos de los transformadores en los diferentes años se mostrarán como adición de capital en los esquemas de costos.

ESQUEMA DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS

Año - No.	<u>ALTERNATIVA No. 1</u>		<u>ALTERNATIVA No. 2</u>	
	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres
1.985 0	2158.73		3149	
1.986 1		280.63		409.4
1.991 6	3239.67	280.63		
1.992 7		701.8		
2.023 38		701.8		409.4

De igual manera que con la subestación de Sta. Rosa, se procedió a encontrar los factores para pasar a valor presente los costos del esquema arriba mencionado, a continuación se presentan los cálculos correspondientes a cada alternativa.

$$VP - A1 (1.985) = 280.63 \times 4.11 + 701.8 \times 8.092 \times 0.5066 =$$

$$= 4030.35 \times 10^3$$

$$VP - A2 (1.985) = 409.4 \times 8.20 = 3359.37 \times 10^3$$

	COSTO A 1.985 M.Sucres
ALTERNATIVA No. 1	4030.35
ALTERNATIVA No. 2	3359.37

De éste análisis económico se concluye que la subestación Are
nillas deberá ser equipada con un transformador de 7.5 MVA en
1.985.

SUBESTACION TILLALES 69/13.9 KV

$$\text{Demanda en 1.980} = 2.91 \text{ MW} + j \ 1.12 \text{ MVAR}$$

$$\text{Demanda en 1.985} = 1.22 \text{ MW} + j \ 0.42 \text{ MVAR}$$

$$\text{Demanda en 1.990} = 5.68 \text{ MW} + j \ 2.29 \text{ MVAR}$$

El hecho de que la subestación Tillales sirva a la zona de Pa
saje hasta 1.985, hace que la tasa de crecimiento para ésta -
zona (Tillales), sea de 36% entre 1.985 a 1.990. Se estable-
ce por lo tanto, que los transformadores que deberán instalar
se serán de 2.5 ó 3.75 MVA.

ALTERNATIVAS DE SERVICIO

Alternativa No. 1.- Se instalaría un transformador de 3.75
MVA en 1.980 y luego otro de 3.75 en 1.988.

Alternativa No. 2.- Se instalarían transformadores de 2.5 MVA
en 1.980, 1.988 y 1.990.

Los costos de los transformadores en los diferentes años se mostrarán como adición de capital en los esquemas de costos.

ESQUEMA DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS

Año - No.	<u>ALTERNATIVA No. 1</u>		<u>ALTERNATIVA No. 2</u>	
	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres
1.980 0	1520.2	---	1278	---
1.981 1	---	197.63	---	166.14
1.982 2	---	197.63	↓	↓
1.988 8	2611.9	197.63	2196	166.14
1.989 9	---	536.73	---	451.62
1.990 10	---	536.73	2514	451.62
1.991 11	---	536.73	---	778.44
2.030 40	---	536.73	---	778.44

Encontrándose los factores correspondientes los costos de las alternativas a valor presente se detallan a continuación:

$$VP - A1 (1.980) = 536.73 \times 8.09 \times 0.4039 + 197.63 \times 4.96 = 2734.03 \times 10^3$$

$$VP - A2 (1.980) = 778.44 \times 8.05 \times 0.322 + 451.62 \times 1.69 \times 0.4039 + 166.14 \times 4.96 = 3150.12 \times 10^3$$

	COSTO A 1.980 M. Sucres
ALTERNATIVA No. 1	2734.03
ALTERNATIVA No. 2	3150.12

Como conclusión de este análisis de costos, la subestación Tíllales deberá ser equipada con transformadores de 3.75 MVA de acuerdo a la Alternativa No. 1.

SUBESTACION PORTOVELO 69/13.8 KV

Demanda 1.977	=	2.27	MW + j	1.65	MVAR
Demanda 1.980	=	3.23	MW + j	2.40	MVAR
Demanda 1.985	=	5.84	MW + j	4.57	MVAR
Demanda 1.990	=	10.90	MW + j	5.54	MVAR

Debido a que el crecimiento de la demanda de ésta zona es de 12.8% se ha creído conveniente analizar el equipamiento de la subestación con transformadores de 5 MVA en adelante.

ALTERNATIVA DE SERVICIO

Alternativa No. 1.- Se instalaría un transformador de 5 MVA en el año 1.977 y luego cuando se cope la demanda se instalará otro de 5 MVA en 1.983 y finalmente otro de igual capacidad en 1.989.

Alternativa No. 2.- Se instalarían transformadores de 7.5MVA en 1.977 y 1.986

Los costos de los transformadores en los diferentes años se mostrarán como adición de capital en el esquema de costos.

ESQUEMA DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS

Año - No.	<u>ALTERNATIVA No. 1</u>		<u>ALTERNATIVA No. 2</u>	
	Adición de capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres
1977 0	1438.4	---	1833	---
1978 1	---	192.8	---	238.3
1.983 6	2158.6	192.8	---	---
1.984 7	---	473.4	---	---
1.986 9	---	---	3369	238.3
1.987 10	---	---	---	676.4

ALTERNATIVA No. 1ALTERNATIVA No. 2

Año - No.	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres
1.989 12	3239.5	473.4		
1.990 13		894.5		
2.013 36		894.5		676.4

Encontrándose los factores respectivos se determinó los costos, en valor presente de las alternativas.

$$VP - A1 (1.987) = 894.5 \times 7.69 \times 0.2292 + 473.4 \times 3.60 \times 0.4523 + 192.8 \times 4.11 = 3139.8$$

$$VP - A2 (1.977) = 676.4 \times 7.88 \times 0.322 + 238.3 \times 5.33 = 2986.4$$

COSTO EN VALOR PRESENTE
M.Sucres 1977

ALTERNATIVA No. 1 3139.8

ALTERNATIVA No. 2 2986.4

De éste análisis de costo se concluye que la subestación Portovelelo deberá ser equipada con transformadores de 7.5 MVA.

SUBESTACION PASAJE 68/13.8 KV

Demanda 1.980 = 2.17 MW + j 0.79 MVAR

Demanda 1.985 = 3.61 MW + j 1.30 MVAR

Demanda 1.990 = 8.02 MW + j 0.70 MVAR

ALTERNATIVAS DE SERVICIOS

Alternativa No. 1.- Se instalaría un transformador de 5 MVA en 1.985 y luego otro de igual capacidad en 1.987.

Alternativa No. 2.- Se instalaría transformadores de 7.5 MVA en 1.985 y 1.989.

Los costos de los transformadores se presentarán como adición de capital en el esquema de costos.

ESQUEMA DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS

Año - No.	<u>ALTERNATIVA No. 1</u>		<u>ALTERNATIVA No. 2</u>	
	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres
1.985 0	2471.47	---	3150	---
1.986 1	---	321.3	↓	409.5
1.987 2	2829.6	321.3	↓	↓
1.988 3	↓	689.1	↓	↓
1.989 4	↓	↓	4129	409.5

Año - No.	<u>ALTERNATIVA No. 1</u>		<u>ALTERNATIVA No. 2</u>	
	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres	Adición de Capital M.Sucres	Cargo Anual M.Sucres
1.990 5	-----	689.1	-----	946.3
↓ ↓	↓	↓	↓	↓
2.020 35	-----	689.1	-----	946.3

Con los factores convenientes se determinó el valor presente de estas alternativas.

$$VP - A1 (1.985) = 689.1 \times 8.09 \times 0.7118 + 321.3 \times 2.40 = 4739.28$$

$$VP - A2 (1.985) = 946.3 \times 8.055 \times 0.5674 + 409.5 \times 3.60 = 5795.2$$

De este análisis concluimos que el equipamiento de la subestación Pasaje debe hacerse con transformadores de 5 MVA.

El cálculo de los conductores económicos para las diferentes líneas a 13.8 KV del Sistema Eléctrico El Oro, se lo llevó a cabo utilizando un programa del Centro de Computación.

A continuación se presenta un listado de líneas entre barras, distancia, calibre del conductor, Resistencias y Reactancias.

ZONA	BARRAS DE	A	DISTANC. Kms.	CONDUCT. ACSR-AWG.	R p.u	X p.u
ARENILLAS						
	Arenillas	Palmales Las Lajas	8	1/ o	115.92	85.68
	Arenillas	B6 de Paso	13	4/ o	98.28	125.58
	B6 de Paso	Huaquillas	11	4/ o	83.16	106.26
	B6 de Paso	Chacras	3	2	257.10	126.0
PORTOVELO						
	Portovelo	Curtincapa Salati	8	2	171.40	84.0
	Portovelo	Zaruma	7	4/ o	52.94	67.62
	Zaruma	Malvas	6	4/ o	45.36	57.96
	Malvas	Huertas	10	4/ o	75.6	96.6
	Huertas	Ayapamba	7	2	149.9	73.5
	Portovelo	Piñas	10	4/ o	75.6	96.6
	Piñas	Moromoro	13	3/ o	120.1	133.7
	Moromoro	Balsas	8	3/ o	73.92	82.32
	Balsas	Marcabelli	7	1/ o	101.43	47.97

ZONA	BARRAS DE	A	DISTANC. Kms.	CONDUCT. ACSR-AWG	R p.u	X p.u
STA. ROSA	Piñas	Capiro- S.Roque	12	1/ o	174.0	128.0
	Sta. Rosa	Bellavista	5	1/ o	72.45	53.5
	Bellavista	La Avanzada	5	4	107.10	52.5
	Sta. Rosa	La Peaña	4	4/ o	89.3	82.1
PASAJE			4	1/ o		
	Pasaje	Buenvista	6	4/ o	45.4	57.9
	Buenvista	La Victoria	15	1/ o	21.6	15.9
	Pasaje	Uzhcurrumi	27	4/ o	204.1	260.8
	Uzhcurrumi	Abañin	12	2/ o	141.12	126.0
	Uzhcurrumi	Chilla	20	4/ o	151.2	193.2
	Chilla	Guanazan	12	2/ o	141.12	126.0
MACHALA	Machala	El Cambio	75	4/ o	56.70	72.45
TENDALES-BORBONES	Tillales	El Gusbo	4	3/ o	36.90	41.20
	Tillales	Borbones	10	4/ o	75.60	96.60
	Borbones	Tendales	10	4/ o	75.60	96.60
BALAO - NARANJAL	Balao	Tenguel	15	3/ o	138.60	154.35

ZONA	BARRAS DE	A	DISTANC. Kms.	CONDUCT. ACSR-AWG	R p.u	X p.u
	Balao	Naranjal	35	4/ 0	264.8	337.75
	Naranjal	J.Maria-S.Carlos	17	4/ 0	128.5	164.22

4.5.5.- FLUJO DE POTENCIA PARA 1.990

Utilizando el programa LFL del Centro de Computación de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, se obtuvo el flujo de potencia para 1.990 del Sistema El Oro.

En la barra Y Corralitos, donde entregará energía el Sistema Nacional, se ha supuesto un voltaje p.u. de 1.0 y en la barra de Machala la generación prevista hasta 1.985.

A continuación en la fig. 1/4.4.5., se presenta el flujo de potencia a nivel de 69 y 13.8 KV para el Sistema El Oro, en el año 1.990.

En el se muestra que hubo necesidad de instalar bancos de capacitores para mejorar la regulación en las siguientes barras:

	KVAR APROX.	KVAR EN BANC.DE CAPAC.
Huaquillas	1200	1200
Malvas	1620	1500
Uzheurrumi	2550	2400
Naranjal	1200	1200

4.6.1.- POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA - AÑO - 1.985

Atendiendo las relaciones generales establecidas entre el fac
tor de carga y el factor de potencia se determina la potencia
activa y reactiva en cada una de las barras como a continua -
ción se indica:

NOMBRE DE BARRA	POT. ACT. KW	POT. REACT. KVAR
El Cambio	1039	342
Machala	14838	7122
Langostinos	1000	750
Pasaje	2876	949
Buenavista	375	123
La Victoria	280	92
Uzhcurrumi	80	26
Abañin	198	65
Chilla	120	40
Guanazan	136	45
Sta. Rosa	1843	608
Bellavista	103	34
La Avanzada	135	44
Arenillas	937	309

NOMBRE DE BARRA	POT. ACT. KW	POT. REACT. KVAR
Chacras	36	95
Portovelo	3640	2730
Curtincapa - Salati	186	89
Zaruma	365	175
Malvas	125	94
Huertas	80	60
Ayapamba	154	115
Pacha	125	94
Piñas	483	231
Moromoro	85	64
Balsas	160	120
Marcabelf	192	144
Capiro - S.Reque	170	127
Borbones	107	35
Tendales	363	119
El Guabo	741	244
Tenguel	389	128
Naranjal	834	275

NOMBRE DE BARRA	POT.ACT. KW	POT.REACT. KVAR
Balao	3569	2676
J.Maria - S.Carlos	230	76

4.6.2.- FLUJO DE POTENCIA - AÑO 1.985

Según los análisis de los flujos de carga, el Sistema El Oro en 1.985 deberá modificar su Sistema de Transmisión y Distribución para poder cumplir satisfactoriamente los requerimientos técnicos impuestos al Sistema.

Estas modificaciones deben ir programadas para llegar a 1990 con la Alternativa No. 2, analizada anteriormente.

Para este año por lo tanto, deberá estar en funcionamiento la otra terna de 69 KV hacia la zona de Zaruma - Portovelo.

De igual manera entrarán en funcionamiento las Subestaciones de Pasaje y Arenillas.

En la fig. 1/4.6.2., se muestra el flujo de carga para 1.985, de ésta figura anotamos:

- La necesidad de instalar en Naranjal un banco de capacitores de 600 KVAR.
- Los voltajes p.u. en las barras de 69 KV para las diferentes zonas son:

a) Balao	0.947 p.u.
b) Tillales	0.971 p.u.
c) Machala	0.960 p.u.

d) Pasaje	0.972 p.u.
e) Sta. Rosa	0.966 p.u.
f) Arenillas	0.962 p.u.
g) Portovelo	0.946 p.u.

- Los voltajes p.u. más bajos en las barras de 13.8 KV para las diferentes zonas son:

a) J.María - S.Carlos	0.930 p.u.
b) Tendales	0.976 p.u.
c) El Cambio	0.978 p.u.
d) La Victoria	0.987 p.u.
e) Langostinos	0.960 p.u.
f) Husquillas	0.968 p.u.
g) Marcabelli	0.912 p.u.

De lo descrito anteriormente se concluye que las condiciones de regulación de voltaje se mantienen dentro de lo establecido en las especificaciones técnicas.

4.6.3.- POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA PARA 1.980

A continuación se detalla para cada barra de 13.8 KV la potencia Activa y Reactiva en 1.980, de acuerdo a lo estipulado en el numeral 4.3.6.

NOMBRE DE LA BARRA	POT. ACT. KW	POT. REACT. KVAR
El Cambio	644	212
Machala	7461	3581
Langostinos	1000	750

NOMBRE DE LA BARRA	POT. ACT. KW	POT. REACT. KVAR
Pasaje	1722	568
Buenvista	197	65
La Victoria	136	45
Uzhcurrumi	38	12
Sta. Rosa	1799	429
Bellavista	64	21
La Avanzada	89	29
Arenillas	611	202
Chacras	21	7
Huquillas	267	88
Portovalo	2638	1978
Curtincapa - Salati	107	51
Zaruma	209	100
Piñas	280	134
Borbones	67	22
Tendaies	245	81
El Guabo	426	140
Tenguel	283	93

NOMBRE DE LA BARRA	POT. ACT. KW	POT. REACT. KVAR
Naranjal	597	197
Balao	3351	
J. María - S. Carlos	100	33

4.6.4.- FLUJO DE POTENCIA PARA 1.980

El flujo de potencia para 1.980 muestra en la fig. 1/4.6.4. previendo que para este año la energía que demande el Sistema, será cubierta completamente por la generación en Machala.

Dentro de la configuración del sistema para éste año anotamos:

- La necesidad de instalar en Naranjal 600 KVAR y en la zona de Arenillas 1000 KVAR para mejorar su regulación de voltaje en barras.
- La Subestación Tillales servirá en este periodo tanto a la zona de Tendales - Borbones como la de Pasaje.
- La Subestación de Sta. Rosa servirá en éste periodo a las zonas de Sta. Rosa y Arenillas.

Los voltajes p.u. en las barras de 69 KV son:

a) Balao	0.924
b) Tillales	0.945
c) Y Corralitos	0.953
d) Machala	0.964
e) Sta. Rosa	0.940
f) La Avanzada	0.937
g) Portovelo	0.918

- Los voltajes más bajos p.u. en las barras de 13.8 KV son:

a) J.María - S.Carlos	0.950
b) La Victoria	0.944
c) El Cambio	0.990
d) Langostinos	0.959
e) Piñas	0.982

De los resultados del flujo de potencia en 1.980 concluimos que considerando que se ha trabajado la demanda máxima, las condiciones técnicas del sistema se mantienen dentro de las especificaciones mencionadas en capítulos anteriores.

4.7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los diferentes flujos de potencia se puede anotar que cada uno de ellos cumple con las condiciones técnicas impuestas al sistema.

En todos ellos se ha incorporado al Sistema El Oro la zona de Balso - Naranjal, por la proximidad a zonas actualmente electrificadas de la Provincia de El Oro, como la configuración del terreno que permitiría un fácil acceso a las líneas ha construirse, se ha previsto a las poblaciones de Naranjal, Flandes, J.María y S. Carlos servir las con líneas de 13.8KV desde la subestación de 69/13.8 KV en Balso, quedando previsto que si se produce una alteración de la demanda proyectada para esa zona, continuar con una línea de transmisión a 69KV desde la barra " Tap a Balso", que forma parte de la configuración del sistema en los diferentes años.

En la actualidad la zona de Portovelo presenta posibilidades de explotación de nuevos yacimientos mineros, debido a su escasa capacidad en generación no es posible llevar a cabo

estos proyectos, conjuntamente esto con el hecho de que el Municipio de Zaruma se ha integrado como accionista a la Empresa Eléctrica El Oro, hace justificable que ésta zona se incorpore con prioridad al sistema.

Se hace notar que EMELORO posee en la actualidad los materiales necesarios para la construcción de líneas de los proyectos y estudios respectivos.

La zona de Balao presenta un desarrollo agrícola acelerado en sus plantaciones bananeras y en la actualidad compañías como la Standard Fruit han instalado sus propias unidades de generación. En esta zona se encuentra en estudio la explotación de minerales en la región del Chaucha, así como también la construcción de un puerto marítimo a la altura de la población de Balao para transportar los minerales y productos agrícolas de la zona. De lo expuesto anteriormente se hace necesario la incorporación de ésta zona al sistema de EMELORO en el menor tiempo posible.

A continuación se detalla las poblaciones que serán incorporadas durante el periodo 1.977 - 1.990 a cada subestación.

SUBESTACIONES 69/13.8 KV

POBLACIONES

- Balao	Balao - Tenguel - Naranjal - Flandes - J. Maria - S. Carlos
- Tillales	Tillales - El Guabo - Borbones - Tendales.
- Machala	Machala - El Cambio
- Pasaje	Pasaje - Buenavista - La Victoria - Uzhcurrumi - Abañin - Chilla - Guanazan.

SUBESTACIONES

POBLACIONES

- Sta. Rosa	Sta. Rosa - Langostinos - Be llavista - La Avanzada
- Arenillas	Arenillas - Huaquillas - Cha- cras - Palmales - Las Lajas
- Portovelo	Portovelo - Zaruma - Malvas - Huertas - Ayapamba - Pacha - Curtincapa - Salati - Piñas - Capiro - S. Roque - Moromoro Balsas - Marcaveli.

Se recomienda operar los transformadores de las subestaciones en los taps que se indica en el siguiente cuadro:

TRANSFORMADOR DE SUBESTACION 69/13.8KV	1977	1980	1985	1990
Balao	1.050	1.050	1.050	1.050
Tillales	---	1.025	1.025	1.025
Pasaje	---	---	1.025	1.025
Machala	1.000	1.000	1.050	1.050
Sta. Rosa	1.025	1.050	1.025	1.025
Arenillas	---	---	1.025	1.025
Portovelo	1.025	1.050	1.050	1.050

5.- PREDISEÑO DE LINEAS Y SUBESTACIONES

5.1.- LINEAS DE 69 KV.

A continuación se presentan los cálculos obtenidos, para diferentes vanos y temperaturas de flechas, tensiones, distancias mínimas entre conductores y estructuras, ángulo de oscilación de la cadena de aisladores, altura de postes con y sin hilo de guardia, para una terna de conductores y altura de postes con hilo de guardia para dos ternas de conductores, esquemas y tipos de estructuras.

- CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR ACSR-MCM	AREA (A) ² pulg.	PESO (Wc) lbs./ft.	TENSION DE RUPTURA (Tr) lbs.
266.8	0.324	0.3673	11300
477	0.578	0.6570	19500

- TENSION DE DISEÑO (Td)

Para ambos conductores será el 25% de la tensión de ruptura.

- PRESION DEL VIENTO PARA SUPERFICIES CILINDRICAS (Pv)

$$Pv = 42 \text{ Kg./m}^2$$

- EFECTO SOBRE EL PESO DEL CONDUCTOR POR ACCION DEL VIENTO

Con la presión Pv indicada anteriormente se obtuvo:

CONDUCTOR	PESO (Wv)
ACSR-MCM	lbs./ft.
266.8	0.4815
477.0	0.6435

- PESO TOTAL SOBRE EL CONDUCTOR

CONDUCTOR	PESO TOTAL (Wt)
ACSR-MCM	lbs./ft.
266.8	0.606
477	0.919

- CALCULO DE FACTOR DE PESO (B) PARA DIFERENTES VANOS (L)

$$B = \frac{3Wt \times L \times 10^6}{64AE}$$

$$E = \text{Módulo de Elasticidad} = 12.7 \times 10^6$$

CONDUCTOR	VANOS (Mts.)			
	150	200	250	300
ACSR-MCM				
266.8	3.31	4.41	5.52	6.62
477	2.82	3.75	4.69	5.63

- CALCULO DE FLECHA INICIAL (Fo)

$$F_o = \frac{100 Wt \times L}{8 Td.} (\% \text{ de } L)$$

CONDUCTOR	VANOS (Mts.)			
ACSR-MCM	150	200	250	300
266.8	1.28	1.71	2.14	2.57
477	1.13	1.51	1.88	2.26

- VALOR DE Lu/L INICIAL

CONDUCTOR	VANOS (Mts.)			
ACSR-MCM	150	200	250	300
266.8	0.99972	1.00007	1.00053	1.00102
477	0.99967	0.99993	1.00027	1.00069

- VALOR CORREGIDO DE Lu/L PARA DIFERENTES TEMPERATURAS

$$\frac{LU_2}{L_2} = \frac{LU_1}{L_1} \left[1 + \alpha(t_2 - t_1) \right]$$

$$\alpha = 0.000012$$

V A N O S (Mts.)

150

200

250

300

TEMPERATURAS

5°C.

25°C.

45°C.

5°C.

25°C.

45°C.

5°C.

25°C.

45°C.

5°C.

25°C.

45

Conductor

A

266.8 ACSR

1.00021

1.00064

1.00107

1.00056

1.00099

1.00142

1.00102

1.00145

1.00188

1.00151

1.00194

1.00

477 ACSR

1.00016

1.00059

1.00102

1.00042

1.00085

1.00128

1.00076

1.00119

1.00162

1.00118

1.00161

1.00

- VALOR DE FLECHAS Y TENSIONES PARA DIFERENTES TEMPERATURAS Y VANOS.

CONDUCTOR 266.8 MCM - ACSR

Flecha en Mts. = F

Tensión en Lbs. = T

	VANOS (Mts.)							
	150		200		250		300	
	F.	T.	F.	T.	F.	T.	F.	T.
5°C.	2.55	2139	4.16	2330	6.2	2443	8.55	2551
25°C.	3.04	1791	4.74	2045	6.9	2195	9.18	2376
45°C.	3.51	1553	5.34	1815	7.45	2033	9.84	2217

CONDUCTOR 477 MCM - ACSR

Flecha en Mts. = F

Tensión en Lbs. = T

	VANOS (Mts.)							
	150		200		250		300	
	F.	T.	F.	T.	F.	T.	F.	T.
5°C.	2.37	3489	3.80	3869	5.5	4177	7.77	4257
25°C.	2.91	2842	4.42	3327	6.32	3632	8.55	3869
45°C.	3.40	2429	5.06	2905	7.0	3282	9.21	3592

- CALCULO DE ALTURA DE POSTES PARA $t = 25^{\circ}\text{C}$.

Para el cálculo de la altura de postes se ha definido:

a) Distancia mínima del conductor inferior al terreno

$$D1 = 5.3 + \frac{KV_{LL}}{150}$$

Donde: D1 estará dada en Mts.

b) Distancia mínima entre conductores

$$D2 = K \times \sqrt{F + La} + \frac{KV_{LL}}{150}$$

Donde: D2 estará dada en Mts.

K Coeficiente que depende de la oscilación de conductores con el viento

La Longitud en Mts de la cadena de aisladores.

c) Altura del poste

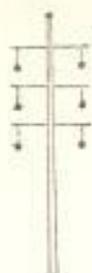
$$H_p = D1 + F + nD2 + 0.30 + \frac{1}{6} H_p$$

$$H_p = \frac{6}{5} (D1 + F + n D2 + 0.30)$$

Donde: n Número que depende de los niveles de conductores y de la existencia o no del hilo de guardia.

- ALTURA DE POSTES PARA DOBLE TERNA CON HILO DE GUARDIA

Configuración a)



$$La = 1.2 \text{ Mts.}$$

$$K = 0.65$$

$$n = 3$$

Altura de Poste

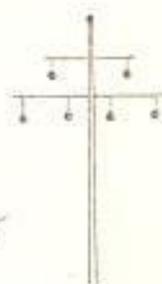
$$Hp = D1 + F + 3 D2 + 0.30 + \frac{1}{6} Hp$$

$$Hp = 8.93 + 1.2 F + 2.34 F + 1.2$$

VANOS (Mts.)

CONDUCTOR ACSR- MCM	150	200	250	300
266.8	18	21	24	28
477	18	20	23	27

Configuración b)



$$La = 1.2 \text{ Mts.}$$

$$K = 0.65$$

$$n = 2$$

Altura de Poste

$$Hp = D1 + F + 2D2 + 0.30 + \frac{1}{6} Hp$$

$$Hp = 8.38 + 1.2 F + 1.56 F + 1.2$$

VANOS (Mts.)

CONDUCTOR ACSR-MCM	150	200	250	300
266.8	16	18	21	25
477	15	18	21	24

DISTANCIAS MINIMAS ENTRE CONDUCTORES Y APOYOS

- Distancia mínima entre conductores y apoyos, una terna, aisladores tipo "poste".

$$D3' = 0.1 + \frac{KV_{LL}}{150}$$

- Distancia mínima entre conductores y apoyos, doble terna, aisladores tipo "cadena".

$$D3'' = D3' + D3$$

$$D3 = La \times \text{Sen } B$$

$$B = \text{Tg}^{-1} \frac{Wv}{2 Wc}$$

Donde: B Angulo de oscilación de la cadena de aisladores.

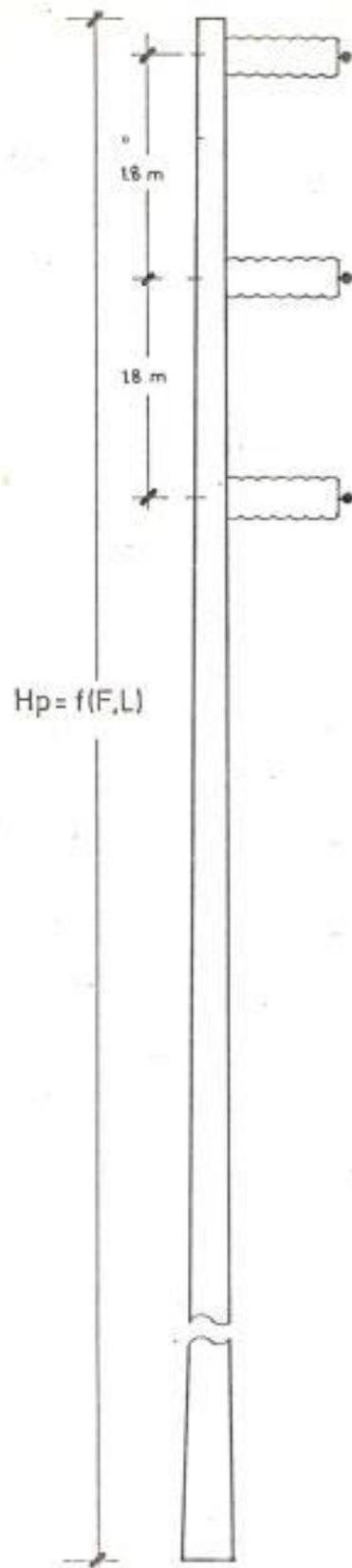
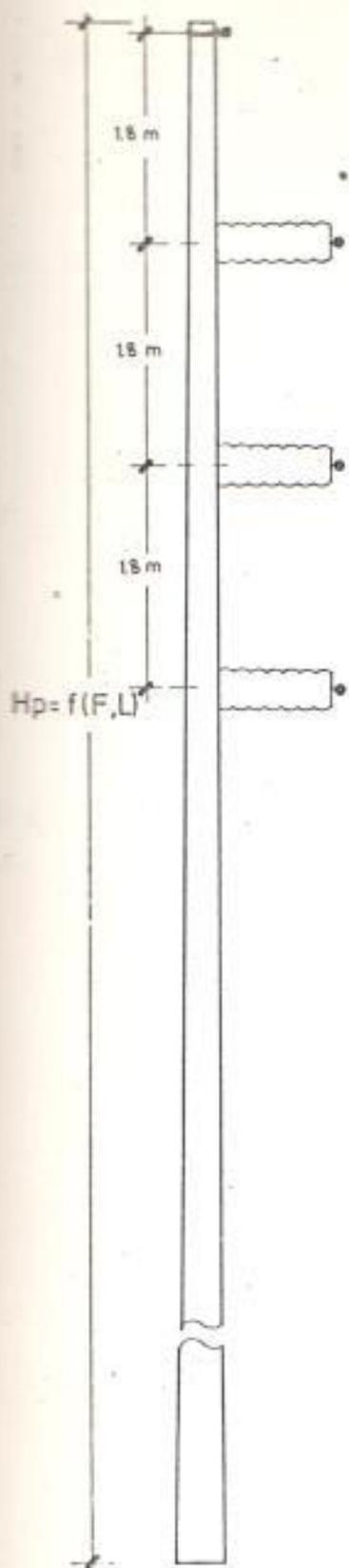
La Distancia de la cadena de aisladores = 1.2 Mts.

Los valores de éstas distancias mínimas, conjuntamente con los definidos anteriormente (D1 y D2) se presentan a continuación para vanos de 200 y 250 Mts a una temperatura de 25°C. para una y doble terna de conductores.

CONDUCTOR	VANO (Mts.)	LINEA DE	D1 (Mts.)	D2 (Mts.)	D3' (Mts.)	B Grados	D3' (Mts.)	D3'' (Mts.)
ACSR-MCM		Una Terna	5.73	1.84	0.56	--	--	0.56
	200							
		Doble Terna	5.73	2.01	0.56	33.24°	0.66	1.22
		Una Terna	5.73	2.13	0.56	--	--	0.56
	250							
		Doble Terna	5.73	2.28	0.56	33.24°	0.66	1.22

CONDUCTOR	VANO (Mts.)	LINEA DE	D1 (Mts.)	D2 (Mts.)	D3' (Mts.)	B Grados	D3' (Mts.)	D3'' (Mts.)
ACSR-MCM		Una Terna	5.73	1.80	0.56	--	--	0.56
	200							
		Doble Terna	5.73	1.97	0.56	26.09°	0.53	1.10
		Una Terna	5.73	2.06	0.56	--	--	0.56
	250							
		Doble Terna	5.73	2.21	0.56	26.09°	0.53	1.10

Finalmente a continuación se presentan los esquemas básicos para la construcción de estructuras tangentes a 69 KV., de acuerdo a las distancias mínimas calculadas anteriormente.



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA EL ORO

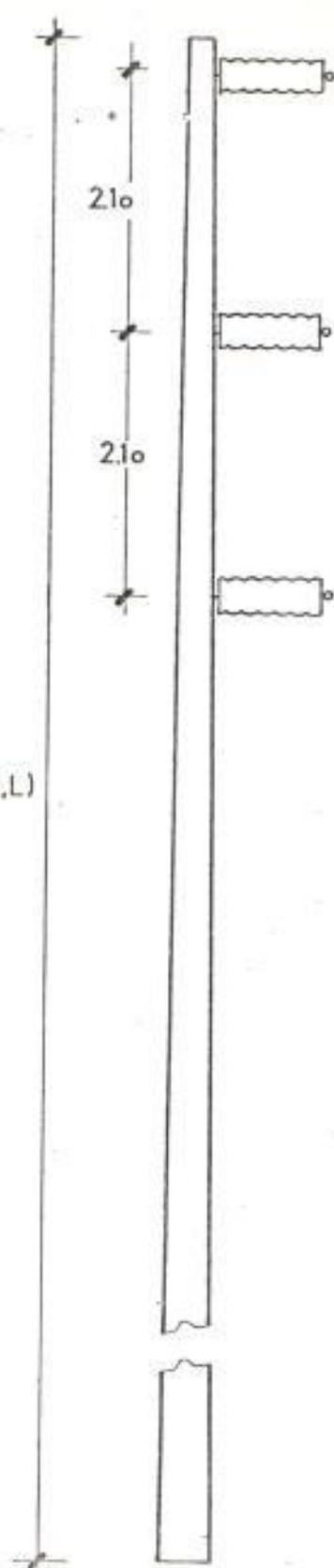
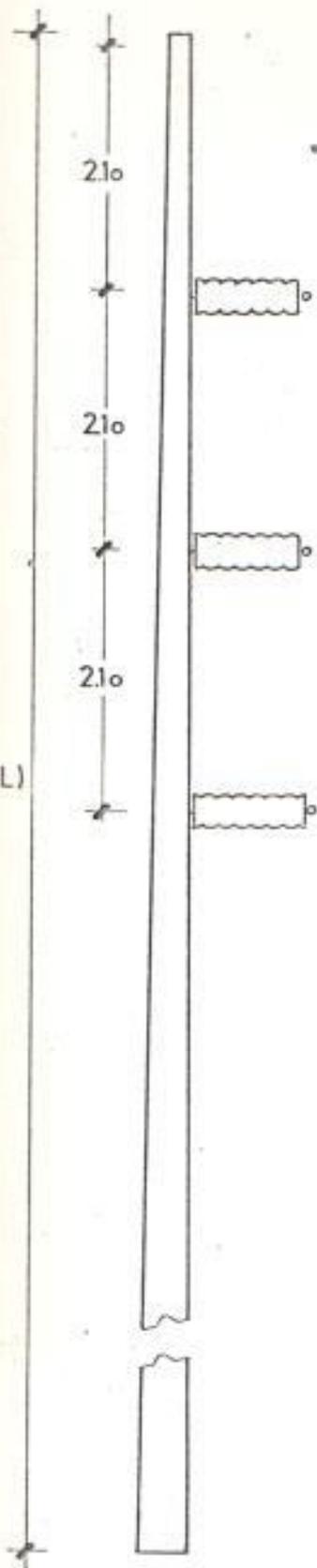
AÑO 1977

FIG. 1/5.1

Carlos E. Ramirez G.

CON HILO DE GUARDA

SIN HILO DE GUARDA



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

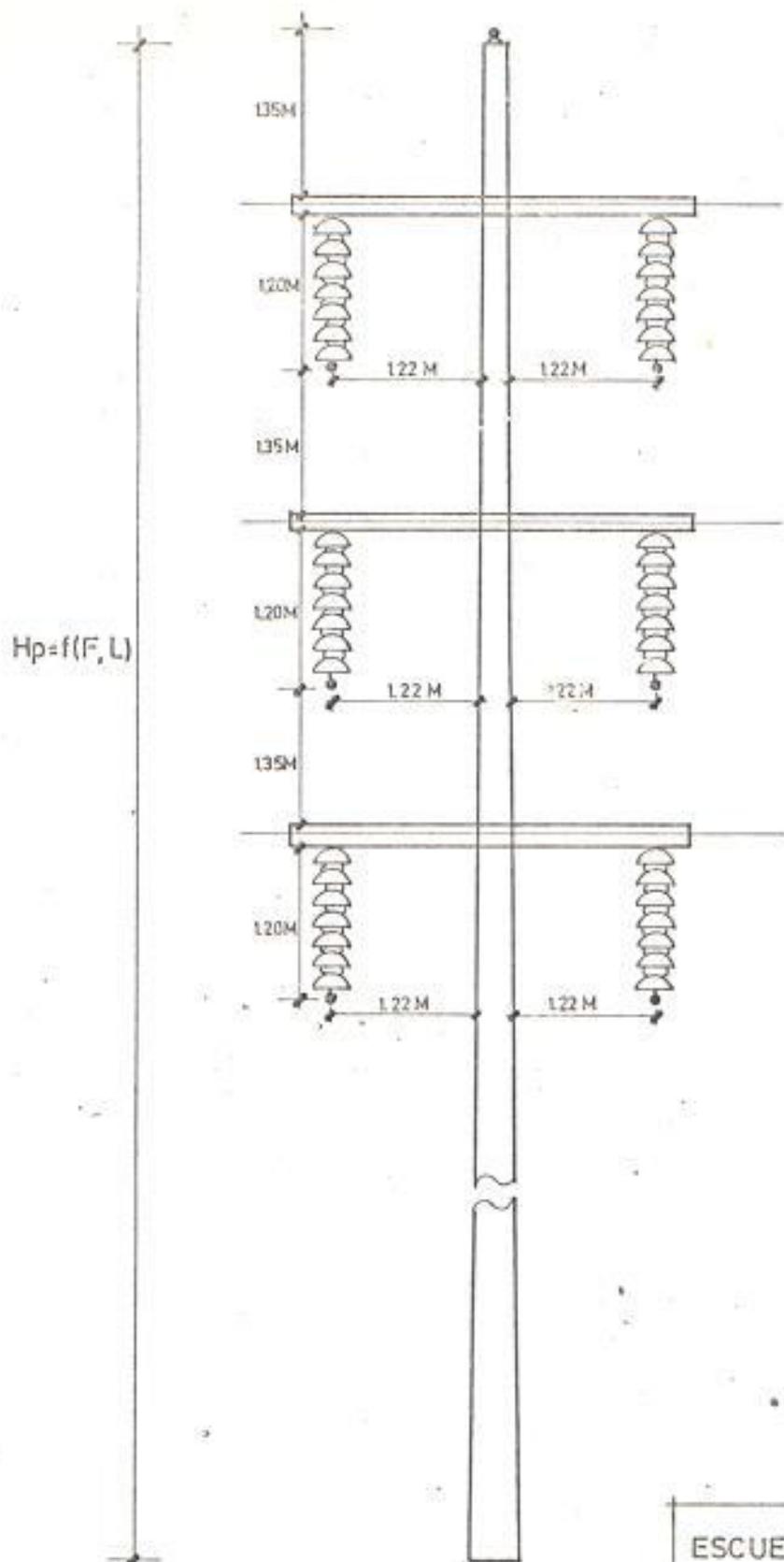
SISTEMA EL ORO

AÑO 1977

FIG. 275.1

Carlos E. Ramirez G.

ESQUEMA "a"



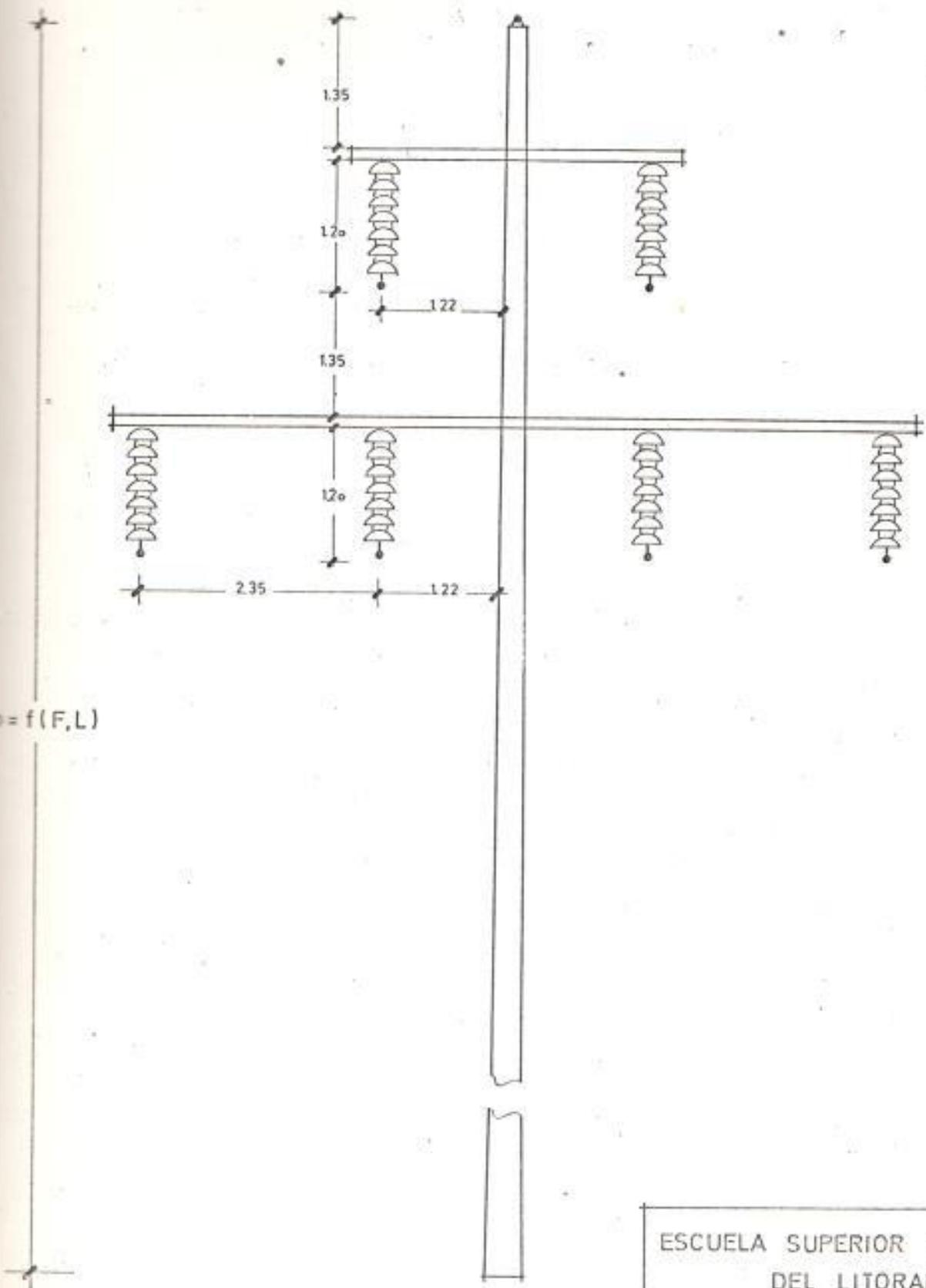
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA EL ORO

AÑO 1977

Carlos E. Ramirez G.

ESQUEMA "b"



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA EL ORO	
AÑO 1977	
FIG. 4 / 5.1	Carlos E. Ramirez G.

5.2.- PREDISEÑO DE SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION 69/13.8 KV

Las subestaciones proyectadas para el Sistema El Oro reducirán el voltaje de transmisión de 69 KV al de distribución de 13.8 KV.

Para elegir la capacidad adecuada de los transformadores se ha realizado un estudio económico, para cada tipo de zona a servirse de acuerdo a la demanda proyectada, las capacidades que se han tomado en consideración en el presente estudio son:

2.5	MVA
3.75	MVA
5.0	MVA
7.5	MVA
10.0	MVA

En la fig. 1/5.2 se indica un diagrama unifilar típico para las subestaciones, que nos da un grado de protección adecuado y razonable.

Haciendo una breve descripción física de acuerdo al diagrama unifilar, las subestaciones contarán con un pórtico donde se recibirá la línea de 69 KV, en éste mismo pórtico irán montados los pararrayos de alta tensión y las cuchillas tripolares de puesta a tierra, luego vendrá el juego - seccionador tripolar, el juego de fusibles de potencia y a continuación el transformador de potencia.

A la salida del transformador se armará el juego de barras

4.- Transformador de potencia

La capacidad será de acuerdo a lo planeado en los capítulos anteriores para 67000 voltios a 13800/7970 voltios nominales, sin cambio de tap bajo carga, refrigeración OA/FA/FA y radiadores removibles.

5.- Barras a 13.8 KV

Las barras de 13.8 KV deberán ser de cobre desnudo de acuerdo a la capacidad del transformador.

6.- Seccionadores unipolares

Estos seccionadores serán para 14.4 KV nominales, 110KV BIL, 600 amperios continuos, 40000 amperios momentáneos y serán operados unipolarmente.

7.- Reconectores automáticos

Los reconectores automáticos serán trifásicos, para 14.4 KV nominales, 110 KV BIL, 560 amperios continuos, 10000 amperios de interrupción y para una frecuencia de 60 ciclos por segundo.

Estas especificaciones mencionadas anteriormente, son de tipo general y las definitivas dependerán de las características de los equipos que deberán adquirirse.

Las dimensiones mínimas de la subestación se indican a continuación de acuerdo al diagrama unifilar:

A. = 5.00 Mts. Min.

B. = 5.20 Mts. Min.

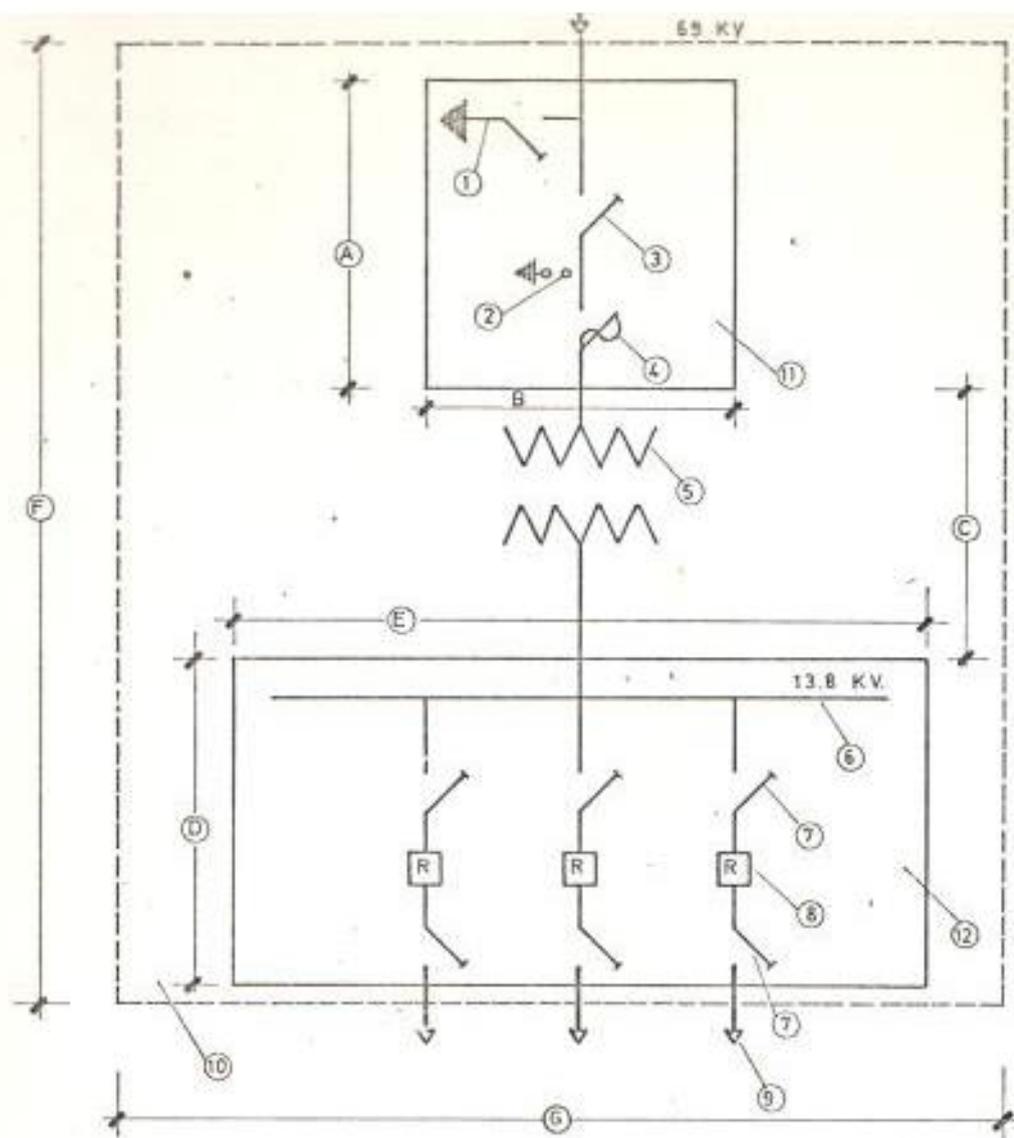
C. = 6.50 Mts. Min.

D. = 4.50 Mts. Min.

E. = 5.00 Mts. Min.

F. = 18.00 Mts. Min.

G. = 6.00 Mts. Min.



SIMBOLOGIA

Nº	DESCRIPCION
1	CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
2	PARARRAYOS
3	SECCIONADOR TRIPOLAR
4	FUSIBLES DE POTENCIA
5	TRANSFORMADOR DE 69/13.8 KV
6	BARRA A 13.8 KV
7	SECCIONADORES UNIPOLARES
8	RECONECTADOR AUTOMATICO
9	SALIDAS DE ALIMENTADORAS
10	AREA DE LA SUBESTACION
11	ESTRUCTURAS DE 69 KV.
12	ESTRUCTURAS DE 13.8 KV

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA EL ORO

SUBESTACION 69/13.8 KV

AÑO 1977

FIG. 1/5.2

Carlos E. Ramirez G.

6.- INVERSIONES

6.1.- PRESUPUESTO TOTAL

Para calcular el presupuesto total de inversiones en el Sistema El Oro, se ha tomado como Base de Costos Unitarios indicados en el plan quinquenal de electrificación 1973 - 1977 para los Sistemas Regionales, presentados en el Documento de Trabajo de Septiembre/1974 por el Departamento de Planificación de INECEL.

PRECIOS UNITARIOS APROXIMADOS

	Divisas Sucres (S/.)	M. Local Sucres (S/.)
Transformación (Costo/KVA)	1500	400
Trasmisión		
Líneas de 69 KV	240000	160000
Líneas de 13.8 KV	60000	60000

De acuerdo a lo programado en el Sistema El Oro, se deberán instalar y/o construir hasta 1.990:

Transformación 69/13.8 KV	72.5 MVA
Líneas de 69 KV	279.5 Kms.
Líneas de 13.8 KV	246.5 Kms.

De acuerdo a los costos unitarios y las obras ha realizarse,
el presupuesto total es el siguiente:

	Divisas M.Sucres	M.Local M.Sucres	Costo Total M.Sucres
Transformación	108750	29000	137750
Líneas de 69 KV	67080	44720	111800
Líneas de 13.8 KV	14790	14790	29580
	<u>PRESUPUESTO TOTAL</u>		<u>279130</u>

BIBLIOGRAFIA

- Electric Distribution Systems. Engineering Manual
Ebasint International Inc.- Ebasco Services Incorporated
1967

- INECEL - Evaluación de Alternativas para líneas de Trasmisión
del Sistema El Oro
Mayo 1973

- REA BULLETIN - Economical Design of Primary Lines
Mayo 1960

- Electric Transmission & Distribution
Bernhardt G.A. Skorotzki
Mc Graw - Hill Book Company 1954

- Electric Transmission and Distribution Reference Book
Westinghouse Electric Corporation
Fourth Edition 1964

- Instalaciones Eléctricas Generales
José Ramírez Vázquez
Ediciones CEAC, S.A. 1973
Primera Edición: Febrero 1973

- Economía Eléctrica
Alberto Núñez Arocha

Publicaciones de la C.A. de Administración y Fomento Electrico

Caracas, 1970

- Electric Power Transmission and Distribution

P.J. Freeman

Second Edition, with S.I. Units 1974



A.F. 142259