



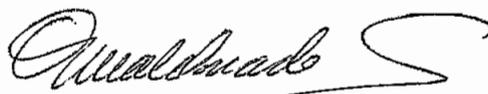
"PROGRAMACION DEL SISTEMA ELECTRICO DEL NORTE"

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniería en la especialización de Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional.

GERMANICO PADILLA TERAN.

QUITO, NOVIEMBRE DE 1.974.

CERTIFICO que la presente Tesis: "PROGRAMACION DEL SISTEMA ELECTRICO DEL NORTE", ha sido realizada en su totalidad por el señor Germánico Padilla Terán.



Ing. Raúl Maldonado R.
DIRECTOR DE TESIS

Y
26 Mayo 75

DEDICO A MIS PADRES, MI ESPOSA E HIJITA.

AGRADECIMIENTO:

Al Ingeniero Raúl Maldonado Ruales, por la gentileza que tuvo al dirigir y revisar el presente trabajo.

A los compañeros y amigos del Laboratorio de Sistemas de Potencia de la Escuela Politécnica Nacional.

En general, a todas las personas que en una u otra forma colaboraron para la realización del presente trabajo.

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

- 1.- METODOLOGIA PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA.
(INFORME DEL SEMINARIO LATINOAMERICANO DE ENERGIA)
Publicación realizada por la Comisión Económica para América La
tina.
- 2.- CRITERIOS APLICABLES A LOS ESTUDIOS DE MERCADO DE ENERGIA ELEC-
TRICA.
(INFORME PRELIMINAR N° 9)
Grupo de Trabajo de la Programación del Sistema Nacional Inter-
conectado.
- 3.- INTRODUCCION AL ANALISIS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE ENRIQUEZ
HARPER.
- 4.- ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA DE WILLIAM D. STE-
VENSON, Jr.
- 5.- TRANSMISSION AND DISTRIBUTION
DE LA WESTING HOUSE
- 6.- CRITERIOS ECONOMICOS PARA LA SELECCION Y DESARROLLO DE SISTEMAS
ELECTRICOS.
POR RAUL SAEZ

INDICE GENERAL

CAPITULO I

PROYECCION DE LA DEMANDA

| | PAG. |
|---|------|
| 1- Sistema Integrado del Norte: Generalidades..... | 1 |
| 2- Criterios generales para el estudio del Mercado..... | 2 |
| 3- Datos para el estudio del Mercado..... | 9 |
| 4- Proyección de la Demanda..... | 12 |
| 5- Proyección global de la Demanda del Sistema Norte..... | 24 |
| 6- Curva de Equipamiento del Sistema Norte..... | 25 |
| 7- Proyecciones a nivel cantonal y parroquial..... | 26 |
| 8- Estimación de las demandas de las poblaciones sin servicio eléctrico o con servicio eléctrico incipiente..... | 50 |
| 9- Anexos..... | 53 |
| Anexo N° 1 Croquis del Sistema Actual..... | 54 |
| Anexo N° 2 Características técnicas del Sistema Norte..... | 55 |
| Anexo N° 3 Datos estadísticos de los consumos a nivel de cabecera cantonal y parroquial. Al final se incluye anexo de consumos de los autoprodutores..... | 69 |
| Anexo N° 4 Proyección de la Población..... | 95 |

CAPITULO II

FLUJO DE POTENCIA

| | PAG. |
|---|------|
| 1- Objetivos del estudio..... | 113 |
| 2- Metodología aplicada y datos para el estudio..... | 114 |
| 3- Flujos de potencia analizados en condiciones normales..... | 116 |
| 4- Gráficos de los flujos de potencia analizados..... | 130 |
| 5- Flujo de potencia en condiciones de falla..... | 131 |
| 6- Conclusiones y recomendaciones finales..... | 133 |
| 7- Anexo N° 1 Cálculo de parámetros y características de las líneas..... | 135 |
| 8- Anexo N° 2 Transferencia de cargas y corrección de valores para el Analizador..... | 144 |

CAPITULO III

PRESUPUESTO Y CRONOGRAMA DE EJECUCION DE OBRAS

| | |
|--|-----|
| 1- Costo estimado del programa de obras..... | 151 |
| 2- Requerimientos de moneda local y divisas..... | 152 |
| 3- Programación de obras y tiempos medios observados en la ejecución de obras..... | 157 |
| 4- Cronograma de ejecución de obras..... | 162 |
| 5- Calendario de inversiones..... | 165 |

CAPITULO IV

PAG.

Conclusiones y Recomendaciones.....

148

CAPITULO PRIMERO

PROGRAMACION DE LA DEMANDA

I.- EL SISTEMA INTEGRADO DEL NORTE: GENERALIDADES.-

EL AREA DE INFLUENCIA del Sistema Norte, comprende las provincias de Carchi, Imbabura y la parte noreste de la provincia de Pichincha, como puede apreciarse en el ANEXO No. 1.

Su población actual, a nivel de cabecera Cantonal y Parroquial, es de 146.180 habitantes, y de acuerdo con la tasa de crecimiento determinada por la proyección de la población realizada por la Junta Nacional de Planificación puede alcanzar a:

189.900 habitantes en 1980, y

239.497 habitantes en 1990.

Si bien las características sociales y económicas son análogas a lo largo de todo el sistema de transmisión, la parte más poblada aparece desde Ibarra hacia el sur, debido a mejores condiciones edafológicas, que permiten más intensos y variados cultivos; luego hacia el norte, el páramo de San Gabriel y El Angel, da lugar a una zona menos poblada, y tiene a Tulcán como el centro más poblado.

Las principales actividades, en las que se desenvuelve esta región, son la agricultura, la ganadería y la producción lechera, sin dejar de tomar en cuenta los Ingenios de Tababuela y San Carlos, este último en pequeña escala, la Textil Imbabura, y Fábrica San Pedro.- A esto debe añadirse la futura fábrica de cemento en las cercanías de Otavalo que tendrá gran inci

dencia en la economía de la región y lógicamente incidirá en forma directa en la producción de energía eléctrica.

EL SERVICIO ELECTRICO en este Sistema está a cargo de las Empresas Eléctricas Ibarra, Tulcán y Montúfar y de los Municipios de Tulcán, Espejo y Cotacachi. Estas entidades proporcionan servicio a sistemas eléctricos independientes. Ver las características en el ANEXO No. 2.

II.- CRITERIOS GENERALES PARA EL ESTUDIO DEL MERCADO:

En el mercado eléctrico, la exigencia de que la oferta se anticipe a la demanda, tiene como finalidad, satisfacer los requerimientos de dicho mercado, ya sea en su forma de bien de consumo final o de equipamiento del Sistema, por lo cual es necesario prever la demanda con suficiente anticipación para considerarla en debida forma.

Este problema quedaría solucionado mediante la simple decisión de construir nueva capacidad de generación, transmisión y distribución, a un ritmo tal, que el avance de la demanda sea siempre menor que el de la oferta. Pero resulta obvio que este método, en la práctica significaría un margen excesivo de reserva y un mal uso de los recursos de inversión, ya que las instalaciones estarían funcionando permanentemente con un grado de utilización inferior al óptimo posible. Por tanto, no es recomendable.

Es por esto, que la previsión de la demanda futura sea un requisito indispensable, para la programación de las inversiones y como consecuencia los riesgos y los costos que involucran estos programas, ejercen una influencia directa e importante sobre la metodología que deba adoptarse en la proyec-

ción.

Como la proyección de la demanda esta describiendo condiciones futuras del mercado, al realizar la programación de inversiones, se las ha hecho en condiciones de incertidumbre o de información incompleta, y puede ocurrir que exista:

- a) Una subestimación de la demanda eléctrica y cuyo costo es la pérdida de bienestar del consumidor doméstico insatisfecho, más la disminución de producción en el sector industrial, o
- b) Una sobrestimación, cuyo costo estará dado por la dilapidación de recursos de inversión con un grado reducido de utilización.

Si la distribución de estos costos fuese simétrica, parecería razonable adoptar como meta para la expansión eléctrica, el valor medio o más probable que resultase del análisis de proyecciones, sobre todo si se supone la distribución de errores como una curva normal o gaussiana. Sin embargo existen razones para creer que el costo promedio de la subestimación es mayor que el de la sobrestimación. Si tal fuese el caso, la metodología óptima ya no sería la de fijar como meta el valor medio, sino un valor mayor que éste, como meta del programa de expansión.

La interdependencia entre la proyección de la demanda y la etapa de programación ya señalada, no solo se extiende a la metodología sino al propio tema de la proyección. En efecto, un programa de expansión eléctrica tiene como fin primordial satisfacer en forma adecuada la demanda del consumo expresada por la curva de potencia demandada en función del tiempo y

cuya integral es la energía total consumida en un determinado intervalo.

Para obtener esto es necesario asegurar la consistencia entre ciertos parámetros considerados en la proyección de la demanda, como son las metas eléctricas, relacionadas con las características de la zona, ocupación de la población cultura, ingreso percápita, etc.

CLASIFICACION DE LOS METODOS DE PROYECCION DE LA DEMANDA

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

- a) METODOS DE EXTRAPOLACION EN EL TIEMPO.
- b) METODOS EN LOS CUALES LA VARIACION DEL CONSUMO ELECTRICO SE ASOCIA CON UNA O MAS VARIABLES MACROECONOMICAS, ADEMAS DEL TIEMPO, MEDIANTE PROCEDIMIENTOS DE CORRELACION SIMPLE O MULTIPLE Y
- c) METODOS DIRECTOS Y DE ENCUESTA.

a) METODOS DE EXTRAPOLACION EN EL TIEMPO.--

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

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

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

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

Además de la tendencia dada por la función de valores medios, estas curvas permiten visualizar los niveles máximos y mínimos probables de los consumos y compararlos así tanto con los planes de expansión de las capacidades de generación, como con los costos por exceso y por defecto de los errores posibles de previsión. Debe notarse que la introducción de la terminología y los métodos del cálculo de probabilidades en las proyecciones

de la demanda eléctrica obedece a un motivo real y no es meramente un refinamiento teórico.

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

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

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

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

tendrá el método de extrapolación en la proyección de la demanda.

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

b).-- METODOS DE PROYECCION CONDICIONAL O DE SEGUNDO ORDEN.--

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

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

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

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

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

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

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

c).- METODOS DIRECTOS Y DE ENCUESTA.-

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

tendencias probables de los consumidores domésticos.

III.- DATOS PARA EL ESTUDIO DEL MERCADO

RECOPIACION DE INFORMACION.-- El punto de partida para el estudio del mercado eléctrico, es la recopilación de información, tanto en el aspecto técnico, como en el estadístico, para determinar las disponibilidades de producción de potencia y energía (oferta) y los requerimientos de la carga (demanda) al momento de iniciar el estudio.

La información recopilada, nos determinará la experiencia pasada, pero principalmente nos servirá para determinar factores futuros que por su magnitud pueden hacer variar en forma significativa la proyección de la demanda, creando condiciones y características diferentes de mercado eléctrico que las del período anterior considerado.

Para lograr este objetivo, será preferible que la información cubra un período de tiempo relativamente largo, y en general 10 años pueden bastar, para que las líneas de regresión o de tendencia sean utilizables, pese a posibles cambios o trastornos de la estructura económica, que puedan haber ocurrido durante el período. Lógicamente en el estudio de la información se debe eliminar todos aquellos datos que aparecen en situaciones transitorias y que por tanto no reflejan el estado normal del sistema.

a) DATOS TECNICOS (ANEXO No.2)

Para la recopilación de este tipo de datos, se ha elaborado los formularios respectivos, para generación, transmisión, subestaciones, y distribución, como puede apreciarse en el anexo de información.

b) DATOS DE CONSUMOS (ANEXO No.3)

Con la finalidad de obtener la información que obedezca a las mismas bases, a continuación se define los diferentes tipos de consumo de energía eléctrica:

RESIDENCIAL.- Consumo residencial es aquel que está destinado en forma exclusiva, a los usos domésticos, que ocasionan las habitaciones y anexos que constituyen una unidad de residencia familiar.

COMERCIAL.- Este consumo está determinado por aquella energía utilizada por el abonado o sus inquilinos, en los negocios, actividades profesionales, educacionales e institucionales, o la energía utilizada en los locales destinados a cualquier otra actividad por la que sus propietarios o arrendatarios perciben alguna remuneración del público que a ellos concurra. Por tanto, se clasificarán como consumo comercial, la energía utilizada en tiendas, almacenes, salas de cine, hoteles, escuelas, colegios, universidades, clínicas, hospitales, templos, iglesias, etc.

INDUSTRIAL.- Es aquella energía utilizada, en talleres, molinos, aserraderos, fábricas, etc., destinados a la elaboración o transformación de productos por cualquier proceso industrial.

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

OFICIALES.- Dentro de esta categoría están incluidos los consumos de energía eléctrica de las oficinas o dependencias de los municipios, consejos

provinciales y en general del Gobierno del Ecuador, cuyo funcionamiento se halla totalmente financiado con fondos provenientes del Estado.

c) OTROS DATOS.--

Es conveniente disponer de un diagrama unifilar, de los sistemas eléctricos que conforman el sistema, con el fin de ver su configuración y determinar el área servida, que es la base para la futura programación, así como también, el área a servirse.

Para realizar con mayor grado de exactitud el programa de ampliación de redes y líneas de transmisión es necesario la obtención de mapas provinciales o zonales, preferiblemente de escala 1: 250.000, en donde se puede graficar sin mayor dificultad los programas de electrificación.

d) RECOMENDACIONES.--

Es recomendable que en esta parte del estudio del Mercado eléctrico, se tomen contactos con las instituciones que tienen que ver con el desarrollo del país, a fin de que esta programación del sector eléctrico, este integrada con otros programas de desarrollo del país, singularmente con aquellos que pueden significar una variación muy considerable en la tasa de crecimiento del mercado eléctrico.

El hecho de que muchas industrias por su magnitud dispongan de fuentes propias de generación hace que tengamos que darles importancia, y en consecuencia debemos tomar toda la información estadística de producción y consumo de energía eléctrica.

Hay que tener en consideración que estas industrias que disponen de

sus propias fuentes de generación, pueden considerarse clientes potenciales, los cuales se integrarían al servicio público, si disponemos de energía más barata que la que ellos generan y si se les garantiza continuidad en el servicio, así como buena calidad.

No debemos descuidar de consultar a las industrias los planes de ampliación que han previsto. Si estas ampliaciones implican incrementos de carga conectada de más de 1000 KW., deberá darse un tratamiento especial. Si son incrementos menores pueden considerarse incluidos en la tasa de crecimiento normal del mercado eléctrico industrial.

IV.-- PROYECCION DE LA DEMANDA PARA EL PERIODO 1973 - 1990.

PROYECCION DE LA POBLACION.--

La información relativa a la proyección de la población, así como la distribución de dicha población en el territorio Nacional, se dispone en la publicación realizada por la Dirección de Censos y Estadísticas de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, que tiene como base el censo de población realizado en el año de 1950 y del de población y vivienda realizado en el año de 1962.

Sin embargo, a estas publicaciones oficiales, hay que tomarlas con las debidas reservas, debido a que las tasas de crecimiento de la población previstas no se cumplen con exactitud, como consecuencia de varios factores, en los que es difícil determinar tasas, como es el fenómeno migratorio del campo hacia los centros Industriales y de consumo, como Quito y Guayaquil, la fecundidad, la mortalidad, etc., ver ANEXO No. 4

PROYECCION DE LA DEMANDA INDUSTRIAL.--

Este consumo es de más importancia y el más difícil de proyectar. El error que se pueda cometer en la determinación de la tasa de crecimiento industrial, incide en la proyección total, en razón de que este consumo por su magnitud representa un gran porcentaje del mercado. Por esta razón, debe darse buena atención al estudio de este tipo de mercado.

El aumento de consumo de electricidad como factor productivo, o sea la demanda del sector industrial, se produce por la acción superpuesta de tres causas diferentes que conviene distinguir:

- 1) El aumento de la producción industrial, aunque permanezca constante el consumo específico (KWH/sucres de valor agregado), lo cual conduce a un incremento paralelo en el consumo de electricidad.
- 2) El proceso de electrificación en cada uno de los sectores industriales, que son el resultado de un mayor grado de mecanización del proceso, como -- por ejemplo, el uso de hornos eléctricos que sustituyen a los convencionales, en el caso de la industria siderúrgica, etc., y
- 3) La modificación en la estructura industrial, debido al desarrollo del país o de la región, con la aparición de nuevas industrias, con altos coeficientes de consumo específicos (KWH/sucres de valor agregado), como suceede con las industrias electro-metalúrgicas, electro-químicas, o la industria pesada en general.

Sin embargo, al considerar la tasa de crecimiento de este tipo de consumo, se debe distinguir o especificar las industrias de gran consumo eléctrico,

y aquellas de pequeño consumo eléctrico. Para las primeras, se debe tener los consumos estadísticos, y además sus planes de producción y ampliación y con estos datos determinar la tasa de crecimiento. En cambio para las pequeñas, la tasa de crecimiento del consumo debe ser ajustada a la tendencia histórica del período considerado.

En consecuencia la proyección total corresponderá a la integración de los consumos existentes, más los consumos que por su magnitud estén considerados fuera del crecimiento normal (mayores de 1.000 KW) y que por tanto representan saltos en la curva de la proyección de la demanda.

PROYECCION DE LA DEMANDA RESIDENCIAL.-

El análisis y las proyecciones de la demanda en el sector residencial presenta menos dificultades debido a la mayor homogeneidad estadística de este sector en comparación con el industrial. Los dos parámetros fundamentales, que determinan el consumo total, o sea el número de abonados y el consumo promedio por abonado, están estrechamente vinculados al nivel de ingreso y a su distribución.

Si no existe restricciones en la oferta, el aumento previsto en el número de abonados estará estrechamente vinculados con el aumento de pobla-ción y con el incremento de construcciones. En cambio la evolución del consumo promedio por abonado, ofrece mayores dificultades en su determinación, debido a que esto es dependiente del uso de aparatos eléctricos en el hogar para la iluminación, producción de calor (cocinas, agua, etc) y uso mechánico (radio, televisión, refrigeración, limpieza).

Por tanto, al imponernos una meta de electrificación, debemos dar servicio eléctrico a un mayor porcentaje de la población, lo cual implica en el mercado eléctrico, imponerse una tasa de crecimiento, tanto en el número de consumidores, como en el consumo por abonado o consumidor.

Por este motivo y en razón de que la familia representativa ecuatoriana está entre 6, 7 y 8 personas, nos impondremos como meta, de 6 habitantes por abonado, y la que se trata de lograr para 1980.

En cambio, la tasa de crecimiento, del consumo, debe ser ajustada de acuerdo con la tendencia histórica, sin embargo, en el caso que la tasa sea decreciente, o el período de estudio no permita sacar una tasa razonable, se recomienda adoptar índices de 3 y 4% medio acumulativo anual, que corresponden de en forma aproximada al crecimiento del ingreso per-cápita.

La metodología, utilizada para este tipo de demanda, es la que sigue: partimos de que el número habitantes/abonado, y el consumo/abonado son las metas que nos hemos impuesto, y el cálculo se procede, de acuerdo con los siguientes pasos:

| | 1 (2) | 2 | 3 | — | — | n |
|--------------------|-------|-------|-------|---|---|-------|
| POBLACION (1) | H1 | H2 | H3 | — | — | Hn |
| HABITANTES/ABONADO | H1/A1 | H2/A2 | H3/A3 | — | — | Hn/An |
| ABONADOS | A1 | A2 | A3 | — | — | An |
| CONSUMO/ABONADO | C1 | C2 | C3 | — | — | Cn |
| CONSUMO/TOTAL | Ct1 | Ct2 | Ct3 | — | — | Ctn. |

NOTAS.-

1) Es la proyección de la población: $H_1, H_2, H_3 \dots H_n$ ya determina
da.

2) Datos del año tomado como base o a partir del cual se realiza la pro
yección.

A) La relación H_1/A_1 del año histórico, refleja el grado de electrificación del mercado en estudio. En cambio H_n/A_n , representa la meta que se impone para el año n . La variación de H_1/A_1 hasta H_n/A_n , se las puede hacer en for
ma lineal, siempre y cuando la Empresa encargada del suministro de energía e
létrica, tenga un programa regular de ampliación de redes de distribución en los n años. Si en cambio dicha Empresa encargada del suministro de energ
ía eléctrica, tiene un programa acelerado de ampliación de redes de distri!
bución la variación debe crecer rápidamente en los primeros años hasta lograr un valor apropiado, y de allí crecer linealmente hasta lograr la meta impuest
ta.

B) Para obtener el número de abonados ($A_2, A_3 \dots A_n$) en el período de la proyección, se divide el número de habitantes, para la relación habitante por abonado, con lo cual obtenemos la proyección de los abonados residen-
ciales.

C) EL consumo por abonado del año histórico, es el dato de partida, y se lo proyecta con una tasa de crecimiento similar al del ingreso per-cápita esto es, un 3 ó 4% medio anual.

D) Para lograr el consumo total, multiplicamos el consumo por abonado, por

el número de abonados. Estos valores, determinan los diferentes puntos de la proyección.

PROYECCION DE LA DEMANDA COMERCIAL.--

El número de consumidores comerciales, varían anualmente en la misma proporción con que varía el número de consumidores residenciales, pero naturalmente los consumos promedios unitarios de los clientes comerciales son mucho mayores que los residenciales, así como su tasa de crecimiento.

La proyección del consumo comercial se lo hace de la siguiente forma:

- A) Determinación del crecimiento del número de consumidores comerciales;
- B) Determinación del crecimiento de los consumos unitarios, y
- C) Por producto entre el número de consumidores comerciales y sus consumos unitarios se determina el consumo comercial.

Para determinar el crecimiento del número de consumidores comerciales, se puede analizar la relación que éstos tienen, en porcentaje, de los consumidores residenciales. Se observa que el número de consumidores comerciales presenta entre el 15 y 20% de los consumidores residenciales, lo que significaría que de cada 100 familias 15 o 20 se dedican a la actividad comercial. Si asumimos que este porcentaje prevalecerá en el futuro, o se determina su variación con respecto a la proyección del número de consumidores residenciales, se puede obtener la proyección de los consumidores comerciales.

| | 1 | 2 | 3 | — | — | n |
|-----------------|-----|-----|-----|---|---|-----|
| ABONADOS | A1 | A2 | A3 | — | — | An |
| CONSUMO/ABONADO | C1 | C2 | C3 | — | — | Cn |
| CONSUMO/TOTAL | CT1 | CT2 | CT3 | — | — | CTn |

Por división entre los consumos comerciales y el número de consumidores comerciales se obtienen los consumos unitarios en los años de historia. Si determinamos la tasa de crecimiento de los consumos comerciales unitarios., se observará que es bastante mayor que la tasa de crecimiento de los consumos unitarios residenciales. Con esta tasa de crecimiento determinada, se puede hacer la proyección e inclusive se puede suponer ciertos mejoramientos de la tasa de crecimiento de este consumo si la proyección se realiza para períodos mayores de 10 años.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO.--

La proyección del consumo de alumbrado público, se realiza en base de programas efectivos de ampliaciones de redes de distribución y/o mejoramiento de los niveles lumínicos de las calles públicas. Cuando estos programas no existen, la proyección del consumo de alumbrado público se realiza en base de un análisis de la tasa de crecimiento del pasado, y se determina la del futuro.

Se observa que la tasa de crecimiento del consumo de alumbrado público

es bastante similar a la tasa de crecimiento de la población (3 y 4%). Se observa así mismo que el consumo de alumbrado público por habitante, oscila entre 16 y 20 KWH/habitante/año. Conocida la proyección de la población y con el índice unitario de consumo de alumbrado público por habitante, se puede fácilmente determinar la proyección de este consumo.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE OTROS CONSUMOS.-

En este tipo de consumo, están aquellos como los suministros especiales, servicios gratuitos, consumos oficiales, y consumos ocasionales. La proyección de estos consumos, se realiza en base de un estudio de la tasa de crecimiento que resulta de un período considerado y proyectado hacia el futuro.

TOTAL DE CONSUMOS.-

El total de consumos representa la proyección total del sistema y se determina por la suma de las proyecciones residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros, que en nuestro caso, las hemos agrupado con el nombre de entidades oficiales. La tasa de crecimiento de estos consumos, debe ser minuciosamente analizada, puesto que ésta, es la que realmente representa el crecimiento del mercado eléctrico.

En los mercados eléctricos que han alcanzado un buen grado de desarrollo crecen con una tasa media anual del 8%. Naturalmente, para nuestro país que esta en vías de desarrollo, la tasa media anual de crecimiento debe ser mayor, y las estadísticas muestran que es del orden del 12%, pero como es lógico, a medida que se vaya logrando un buen grado de desarrollo, esta ta

sa irá disminuyendo ligeramente. En todo caso, la tasa de crecimiento debera ser bien analizada y justificada.

PERDIDAS DE ENERGIA.--

Las pérdidas de energía eléctrica, se determinan comparando la energía generada con la energía vendida o facturada según la siguiente fórmula:

$$\% \text{ PERDIDAS} = \frac{EG - Ev}{Eg} \times 100$$

donde EG = Energía generada

Ev = Energía vendida o facturada.

Estas pérdidas totales son como consecuencia de las producidas en las subestaciones de transformación, en la transmisión, en las redes de distribución, y por los usos ilícitos, conocidos comunmente como contrabandos.

Las pérdidas de energía aceptables en nuestro medio, están en los siguientes valores:

Transformación 0.5 - 1%

Transmisión 5.0 - 7%

Distribución 5.0 - 7%

Es decir que las pérdidas normales que deben aceptarse en los sistemas eléctricos que operan en nuestro país, no deben ser mayores del 15%. Cualquier porcentaje mayor significa un mal estado del sistema transmisión y distribución y/o exceso de usos ilícitos o contrabandos.

En general, todo sistema eléctrico debe tener un programa de reducción de pérdidas de energía, en base de un mejoramiento de las líneas de transmisión, redes de distribución y de las acometidas.

La variación del porcentaje de pérdidas en la proyección, se las hace en forma lineal, sea rápida o lenta, según los requerimientos y características del sistema y sus programas.

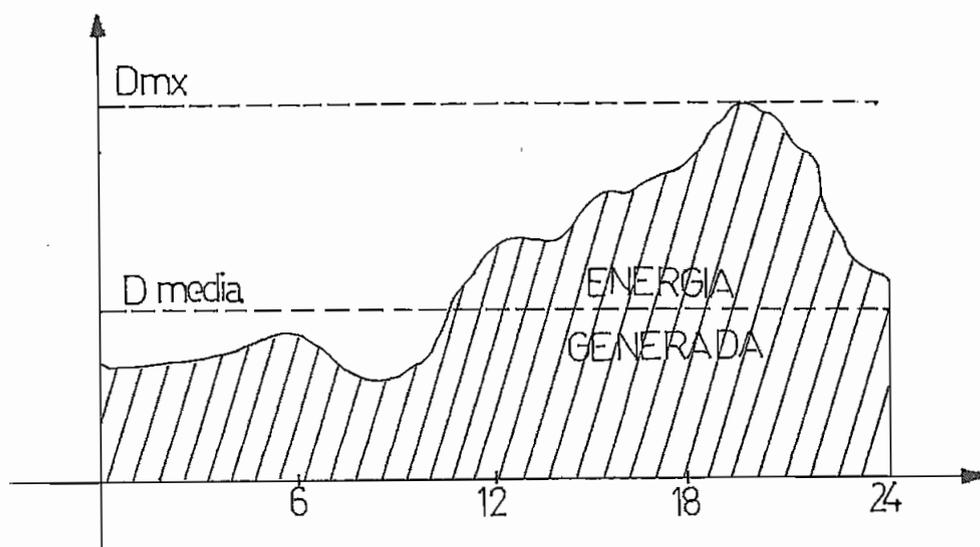
ENERGÍA GENERADA.-

Determinadas las proyecciones de la energía vendida o facturada y la de las pérdidas, se calcula la energía generada con la siguiente fórmula:

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

La tasa de crecimiento de la energía generada será igual a la tasa de crecimiento de la energía vendida o facturada, si permanece constante el porcentaje de pérdidas. En caso contrario, la tasa de crecimiento de la energía generada variará con respecto a la energía vendida o facturada en la misma magnitud con que varía la tasa de disminución de las pérdidas.

FACTOR DE CARGA.-



Se conoce como factor de carga, a la relación entre la demanda media y la demanda máxima, es decir:

$$fc = \frac{D \text{ media}}{D \text{ max.}}$$

Pero, a su vez tenemos:

$$Eg = D \text{ media} \times T \qquad D \text{ media} = \frac{Eg}{T}$$

por tanto, el factor de carga será:

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

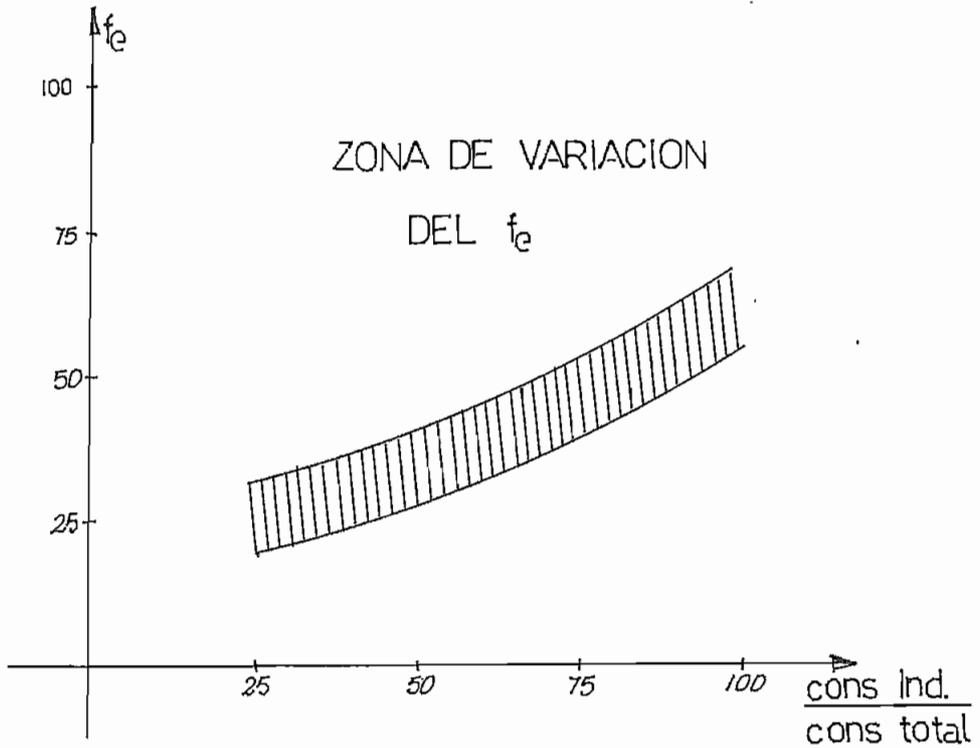
Los factores de carga son el fiel reflejo, del tipo de mercado. En los mercados típicamente residenciales los factores de carga diario son del orden de 0.2 a 0.3. En los mercados donde se ha desarrollado en algún grado la industria, como Quito y Guayaquil, los factores de carga son mayores, y oscilan entre 0.4 y 0.6. En las zonas altamente industrializada, los factores de carga diarios son mayores que 0.6.

En nuestro caso, el factor de carga, que se pueden considerarse es el anual, y con el análisis de los factores de carga, que se pueden obtener del período considerado, se puede obtener un gráfico como el de la figura No.1.

En el gráfico se observa, que a medida que crece el porcentaje que relaciona el consumo industrial con el consumo total, el factor carga tiende a crecer y viceversa. Por tanto, para el período histórico considerado en el estudio se puede encontrar una zona de variación del valor del factor de carga en función del porcentaje del consumo industrial al consumo total. Por

los métodos estadísticos establecidos y tradicionales se determinará la curva de variación promedio.

Determinada esta curva y conocidas las proyecciones del consumo industrial y total se puede calcular para cada año la relación correspondiente en porcentaje, y determinar los factores de carga promedio anuales.



DEMANDA MAXIMA.-

La demanda máxima, objeto de este primer capítulo, se obtiene por la aplicación de la fórmula:

$$D_{mx} = \frac{E_g}{f_c \times T}$$

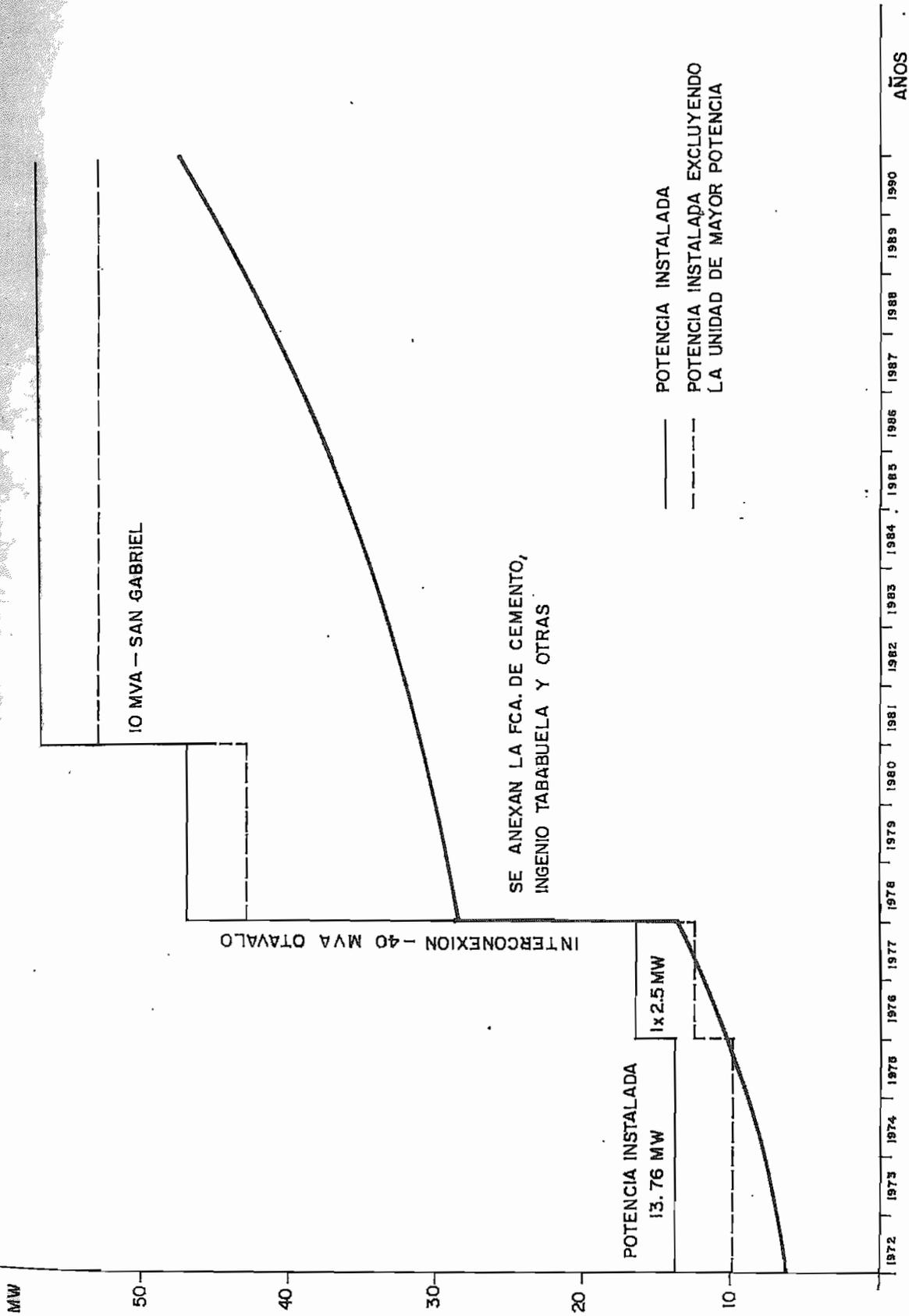
donde: E_g = energía generada (MWH)

f_c = factor de carga

T = 8760 horas al año.

D_{mx} = demanda mx (MW).

DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA NORTE



ESTIMACION DE LAS DEMANDAS DE LAS POBLACIONES SIN SERVICIO ELECTRICO O CON
SERVICIO ELECTRICO INCIPIENTE

En una zona sin servicio eléctrico o con servicio eléctrico incipiente que va a ser alimentada por la expansión del sistema, la determinación de su demanda potencial y del crecimiento de sus consumos, no tiene gran influencia sobre las decisiones del sistema, ya que el área aún no servida representa una fracción pequeña del Sistema.

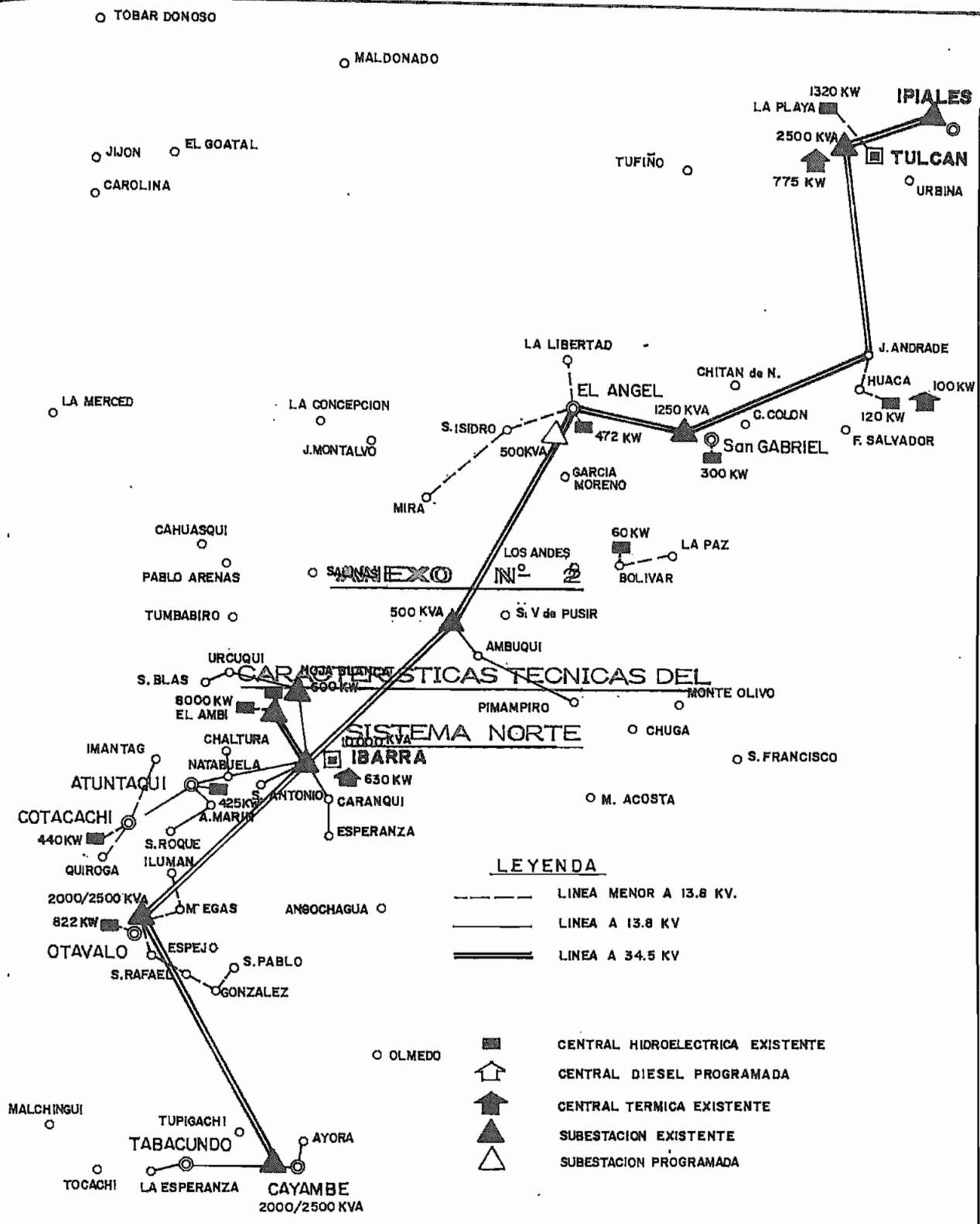
En estos casos, la evaluación de la demanda es un problema de aproximación que no puede realizarse sino a través de una comparación con otras áreas similares ya servidas, de iguales actividades económicas y de un nivel de renta individual parecido.

Supuestas estas condiciones y aceptando que el precio de la energía será por la integración, análogo al de las áreas de comparación, se podrá concluir que la demanda y su evaluación en la zona bajo estudio, en el punto próximo, tendrán un comportamiento análogo a las zonas, tomadas como referencia.

Con la finalidad de comparar la zona en estudio con una zona de condiciones similares es necesario visitar el área en consideración, para tomar nota de sus características, a la vez que se toma contacto con las personas representativas, para conocer sus actividades socio-económicas, nivel de cultura, ingreso per cápita, etc.

| | Población 1.980 | Población 1.990 | Watts/hab 1.980 | Watts/hab 1.990 | Demx. (KW) 1980 | Demx. (KW) 1990 |
|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|
| TULCAN | | | | | | |
| TUFIÑO | 687 | 729 | 14 (5) | 28 (5) | 9.6 | 20.4 |
| URBINA | 330 | 514 | 14 (5) | 28 (5) | 4.6 | 14.4 |
| HUACA | 956 | 964 | 29 (1) | 37 (1) | 27.7 | 35.7 |
| JULIO ANDRADE | 1014 | 1023 | 29 (1) | 37 (1) | 29.4 | 37.9 |
| PIOTER | 950 | 1000 | 14 (5) | 28 (5) | 13.3 | 28.0 |
| MONTUFAR | | | | | | |
| CRISTOBAL COLON | 1026 | 1104 | 29 (1) | 37 (1) | 29.8 | 40.8 |
| FER. SALVADOR | 292 | 307 | 14 (5) | 28 (5) | 4.0 | 8.6 |
| CHITAN DE NAVARRETE | 1000 | 1100 | 14 (5) | 28 (5) | 14.0 | 30.8 |
| LOS ANDES | 351 | 378 | 14 (5) | 28 (5) | 4.9 | 10.6 |
| GARCIA MORENO | 496 | 534 | 14 (5) | 28 (5) | 6.9 | 15.0 |
| S.V. DE PUSIR | 519 | 547 | 14 (5) | 28 (5) | 7.3 | 15.3 |
| MONTE OLIVO | 1865 | 3120 | 43 (6) | 53 (6) | 80.2 | 165.3 |
| ESPEJO | | | | | | |
| JUAN MONTALVO | 618 | 734 | 14 (5) | 28 (5) | 8.7 | 20.6 |
| LA CONCEPCION | 572 | 688 | 14 (5) | 28 (5) | 8.0 | 19.3 |
| IBARRA | | | | | | |
| TUMBABIRO | 990 | 1019 | 29 (1) | 37 (1) | 28.7 | 39.7 |
| PABLO ARENAS | 1253 | 1651 | 37 (2) | 47 (2) | 46.4 | 77.6 |
| CAHUASQUI | 1816 | 2181 | 46 (4) | 59 (4) | 83.5 | 128.7 |
| SALINAS | 2136 | 3865 | 43 (6) | 69 (3) | 91.8 | 266.7 |
| SAN BLAS | 945 | 1062 | 29 (1) | 37 (1) | 27.4 | 39.3 |

| | Población 1980 | Población 1990 | Watts/hab 1980 | Watts/hab 1990 | Demx. (KW) 1980 | Demx. (KW) 1990 |
|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| SAN FRANCISCO | 902 | 1304 | 29 (1) | 37 (1) | 26.1 | 48.2 |
| M. ACOSTA | 532 | 727 | 14 (5) | 28 (5) | 7.4 | 10.4 |
| CHUGA | 418 | 518 | 14 (5) | 28 (5) | 5.9 | 14.5 |
| GOTACACHI | | | | | | |
| QUIROGA | 1521 | 1717 | 29 (1) | 37 (1) | 44.1 | 63.5 |
| IMANTAG | 730 | 823 | 14 (5) | 28 (5) | 10.2 | 23.0 |
| OTAVALO | | | | | | |
| MIGUEL EGAS | 638 | 647 | 14 (5) | 28 (5) | 8.9 | 18.1 |
| ILUMAN | 549 | 557 | 14 (5) | 28 (5) | 7.7 | 15.6 |
| SAN PABLO | 2430 | 2464 | 46 (4) | 59 (4) | 111.8 | 145.4 |
| GONZALES SUAREZ | 828 | 867 | 14 (5) | 28 (5) | 11.6 | 24.3 |
| ESPEJO | 541 | 550 | 14 (5) | 28 (5) | 7.6 | 15.4 |
| SAN RAFAEL | 548 | 560 | 14 (5) | 28 (5) | 7.7 | 15.6 |
| CAYAMBE | | | | | | |
| AYORA | 1500 | 2000 | 46 (4) | 59 (4) | 59.0 | 118.0 |
| OLMEDO | 1145 | 1365 | 29 (1) | 37 (1) | 33.2 | 50.5 |
| TABACUNDO | | | | | | |
| TUPIGACHI | 665 | 764 | 14 (5) | 28 (5) | 9.3 | 21.4 |
| LA ESPERANZA | 553 | 618 | 14 (5) | 28 (5) | 7.7 | 17.3 |
| TOCACHI | 641 | 718 | 14 (5) | 28 (5) | 9.0 | 20.1 |
| MALGHINGUI | 2539 | 2861 | 46 (4) | 59 (4) | 116.8 | 168.8 |
| N O T A S: | (1) La Libertad. | (2) Natabuela. | (3) Pinampiro. | | | |
| | (4) Mira. | (5) Ambuquí. | (6) San Isidro. | | | |



SISTEMA NORTE
CROQUIS DEL SISTEMA

ESCALA 1:500 000

ANEXO N° 2

CARACTERISTICAS TECNICAS DEL
SISTEMA NORTE

| | E. E. TULCAN | MUN. TULCAN | E. E. MONTUFAR | MUN. ESPEJO E. E. IBARRA | MUN. COTACACHI |
|--|--------------|-------------|----------------|--------------------------|----------------|
| POTENCIA INSTALADA (KW) | 1320 | 220 | 362 | 448 | 9234 |
| DEMANDA MAXIMA (KW) | 1350 | 90 | 295 | 330 | 4350 |
| FACTOR DE CARGA (%) | 44.9 | 24.7 | 47.8 | 29.14 | 37.45 |
| GENERACION BRUTA (KWH) | 5 310.300 | 180.038 | 1 236.400 | 842.429 | 14 272.300 |
| ENERGIA FACTURADA (KWH) | 4 076.347 | 145.195 | 1 148.138 | 639.681 | 10 236.237 |
| NUMERO DE ABONADOS PROMEDIO (MILES) | 3.486 | 0.333 | 1.813 | 1.482 | 13.864 |
| NUMERO DE HABITANTES (MILES) | 24.750 | 3.572 | 11.014 | 9.659 | 97.656 |
| CONSUMO POR ABONADO (KWH/ABON) | 1169 | 436 | 633 | 432 | 738 |
| CONSUMO POR HABITANTE (KWH/HAB) | 165 | 41 | 104 | 66 | 105 |
| DEMANDA MAXIMA POR HABITANTE (WATTS/HAB) | 55 | 25 | 27 | 34 | 45 |
| POT. INSTALADA POR HABITANTE (WATTS/HAB) | 53 | 62 | 33 | 46 | 95 |

NOTA: Son valores para 1973.

GRUPOS GENERADORES

| DATOS | | GRUPO 1 | GRUPO 2 | GRUPO 3 * | GRUPO 4 * | GRUPO 5 | |
|---------------|------------------|--------------|--------------|-----------|-------------|---------------|------------|
| MOTOR TURBINA | MARCA | G. GILKES | G. GILKES | N.N. | BELL-KRIENS | L. BLACKSTONE | |
| | TIPO | TURGO | TURGO | FRANCIS | FRANCIS | DIESEL | |
| | VELOCIDAD | 600 RPM | 600 RPM | 1.200 RPM | 1.200 RPM | 720 RPM | |
| | POTENCIA (HP) | 5.768 | 5.768 | 450 | 450 | 460 | |
| | AÑO DE MONTAJE | 1967 | 1967 | 1939 | 1950 | 1961 | |
| | ALTURA (m) | 167.5 | 167.5 | 36 | 36 | - | |
| | CAUDAL (m /seg.) | 2.89 | 2.89 | 1.135 | 1.135 | - | |
| | MARCA | M. PLANT LDA | M. PLANT LDA | AFG | B. BOVERI | L. BLACKSTONE | |
| | AÑO DE MONTAJE | 1967 | 1967 | 1939 | 1950 | 1961 | |
| | POTENCIA (KVA) | 5.000 | 5.000 | 385 | 385 | 396 | |
| GENERADOR | VOLTAJE (V) | 4.160 | 4.160 | 6.300 | 6.300 | 220 | |
| | AMPERAJE (A) | 693 | 693 | 33.3 | 33.3 | 1.040 | |
| | FACTOR-DE POT. | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | |
| | Nº DE FASES | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | |
| | VELOCIDAD | 600 RPM | 600 RPM | 1.200 RPM | 1.200 RPM | 720 RPM | |
| | FRECUENCIA | 60 | 60 | 60 | 60 | | |
| | OBSERVACIONES : | | | | | | |
| | | | EL AMBI | | HOJA BLANCA | | TERM. ---- |

* EMERGENCIA

GRUPOS GENERADORES

| DATOS | | GRUPO 6 | GRUPO 7 * | GRUPO 8 * | GRUPO 9 | GRUPO 10 |
|--------------------|--|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| MARCA | | L. BLACKSTONE | J. M. VOITH | J. M. VOITH | J. M. VOITH | J. M. VOITH |
| TIPO | | DIESEL | FRANCIS | FRANCIS | FRANCIS | FRANCIS |
| VELOCIDAD | | 720 RPM | 900 RPM | 900 RPM | 900 RPM | 900 RPM |
| POTENCIA (HP) | | 475 | 300 CV | 300 CV | 340 | 340 |
| AÑO DE MONTAJE | | 1.963 | 1.961 | 1.961 | 1.953 | 1.957 |
| ALTURA (m) | | - | N. N. | N. N. | 33.5 | 33.5 |
| CAUDAL (m /seg.) | | - | N. N. | N. N. | 0.912 | 0.912 |
| MARCA | | L. BLACKSTONE | A. E. G. | A. E. G. | A. E. G. | A. E. G. |
| AÑO DE MONTAJE | | 1.963. | 1.961 | 1.961 | 1.953 | 1.957 |
| POTENCIA (KVA) | | 396 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| VOLTAJE (V) | | 220 | 400/231 | 400/231 | 400/231 | 400/231 |
| AMPERAJE (A) | | 1.040 | 362 | 362 | 360 | 360 |
| FACTOR-DE POT. | | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| Nº DE FASES | | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| VELOCIDAD | | 720 RPM | 900 RPM | 900 RPM | 900 RPM | 900 RPM |
| FRECUENCIA | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| OBSERVACIONES: - - | | IBARRA | ATUNTAQUI | COTACACHI | | |

* EMERGENCIA

GRUPOS GENERADORES

| DATOS | | GRUPO 11 * | GRUPO 12 * | GRUPO 13 * | GRUPO 14 | GRUPO 15 |
|-------------------------------|--|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| MARCA | | J. M. VOITH | B. MAIER | B. MAIER | ESMER WYSS | ESMER WYSS |
| TIPO | | FRANCIS | FRANCIS | FRANCIS | FRANCIS | FRANCIS |
| VELOCIDAD | | 720 RPM | 900 RPM | 900 RPM | 900 RPM | 900 RPM |
| POTENCIA (HP) | | 575 CV | 300 CV | 300 CV | 660 | 660 |
| AÑO DE MONTAJE | | 1.956 | 1.952 | 1.952 | 1.956 | 1.960 |
| ALTURA (m) | | 30 | 35 | 35 | 65 | 65 |
| CAUDAL (m ³ /seg.) | | N. N. | 0.789 | 0.789 | 0.9 | 0.9 |
| MARCA | | A. E. G. | B. ELECTRIC | B. ELECTRIC | BROWN BOVERI | BROWN BOVERI |
| AÑO DE MONTAJE | | 1.959 | 1.952 | 1.952 | 1.956 | 1.960 |
| POTENCIA (KVA) | | 527 | 250 | 250 | 550 | 550 |
| VOLTAJE (V) | | 400 | 5000 | 5000 | 6300 | 6300 |
| AMPERAJE (A) | | 760 | 28.9 | 28.9 | 50.4 | 50.4 |
| FACTOR-DE POT. | | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| Nº DE FASES | | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| VELOCIDAD | | 720 RPM | 900 RPM | 900 RPM | 900 RPM | 900 RPM |
| FRECUENCIA | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |

OBSERVACIONES: ← OTAVALO

LA PLAYA

* EMERGENCIA

GRUPOS GENERADORES

| DATOS | | GRUPO 16 | GRUPO 17 | GRUPO 18 | GRUPO 19 | GRUPO 20 |
|-------------------------------|--|--------------|---------------|----------|--------------|----------|
| MARCA | | ESHER WYSS | M. BLACKSTONE | B. MAIER | DRESS | N. N. |
| TIPO | | FRANCIS | DIESEL | PELTON | PELTON | FRANCIS |
| VELOCIDAD | | 900 RPM | 900 RPM | 1200 RPM | 1200 RPM | 1200 RPM |
| POTENCIA (HP) | | 660 | 1130 | 310 | 310 | N.N. |
| AÑO DE MONTAJE | | 1.960 | 1.973 | 1.969 | 1.957 | 1.936 |
| ALTURA (m) | | 65 | - | 225 | 225 | N. N. |
| CAUDAL (m ³ /seg.) | | 0.9 | - | 0.107 | 0.107 | N. N. |
| MARCA | | BROWN BOVERI | BRUSH | SIEMENS | BROWN BOBERI | N. N. |
| AÑO DE MONTAJE | | 1.960 | 1.973 | 1.969 | 1.957 | 1.936 |
| POTENCIA (KVA) | | 550 | 957 | 262 | 250 | 47.5 |
| VOLTAJE (V) | | 6300 | 4.160 | 400 | 400 | 400/231 |
| AMPERAJE (A) | | 50.4 | 132.8 | 378 | 378 | 55 |
| FACTOR-DE POT. | | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| Nº DE FASES | | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| VELOCIDAD | | 900 RPM | 900 RPM | 1200 RPM | 1200 RPM | 1200 RPM |
| FRECUENCIA | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |

OBSERVACIONES: --- TERM. TULCAN --- EL ANGEL

GRUPOS GENERADORES

| DATOS | GRUPO 21 | GRUPO 22 | GRUPO (1) | GRUPO (1) | GRUPO (1) |
|---------------|-------------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| MOTOR TURBINA | MARCA | BROWN BOBERI | G. LAHMEYER | F. L. CAILL | F. L. CAILL |
| | TIPO | FRANCIS | FRANCIS | TUR. VAPOR | TUR. VAPOR |
| | VELOCIDAD | 1200 RPM | 1200 RPM | 1800 RPM | 1800 RPM |
| | POTENCIA (HP) | 324 | 95 P.S. | 920 CV | 920 CV |
| | AÑO DE MONTAJE | 1.955 | 1.957 | 1.963 | 1.963 |
| | ALTURA (m) | 83.5 | 96 | - | - |
| | CAUDAL (m ³ /seg.) | 0.465 | 0.343 | - | - |
| | MARCA | BROWN BOBERI | G. LAHMEYER | F. L. CAILL | F. L. CAILL |
| | AÑO DE MONTAJE | 1.955 | 1.957 | 1.963 | 1.963 |
| | POTENCIA (KVA) | 375 | 77 | 1150 | 1150 |
| GENERADOR | VOLTAJE (V) | 400/231 | 220/127 | 380 | 380 |
| | AMPERAJE (A) | 540 | 202 | 1750 | 1750 |
| | FACTOR-DE POT. | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| | Nº DE FASES | 3 | 3 | 3 | 3 |
| | VELOCIDAD | 1200 RPM | 1200 RPM | 1800 RPM | 1800 RPM |
| | FRECUENCIA | 60 | 60 | 60 | 60 |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

OBSERVACIONES: ← S. GABRIEL → ← BOLIVAR → ← INGENIO DE →

(1) AUTOPRODUCTOR

GRUPOS GENERADORES

| DATOS | GRUPO (1) | GRUPO (1) | GRUPO (1) | GRUPO (1) | GRUPO (1) | |
|---------------|----------------------------------|-------------|-----------|-----------|-----------|--|
| MOTOR TURBINA | MARCA | CATERPILLAR | FRITZ | FRITZ | M. FABRIK | |
| | TIPO | DIESEL | FRANCIS | FRANCIS | FRANCIS | |
| | VELOCIDAD | 1800 RPM | 1800 RPM | 1200 RPM | 900 RPM | |
| | POTENCIA (HP) | 77 | N.N. | N.N. | N.N. | |
| | AÑO DE MONTAJE | 1.964 | 1.925 | 1.925 | 1.938 | |
| | ALTURA (m) | - | 34.5 | 34.5 | 34.5 | |
| | CAUDAL (m /seg.) | - | 0.316 | N.N. | 1.4 | |
| | MARCA | CATERPILLAR | SIEMENS | SIEMENS | A. E. G. | |
| | AÑO DE MONTAJE | 1.970 | 1.925 | 1.925 | 1.938 | |
| | POTENCIA (KVA) | 62.5 | 90 | 300 | 400 | |
| GENERADOR | VOLTAJE (V) | 230/126 | 5250 | 5250 | 5250 | |
| | AMPERAJE (A) | 157 | 9.9/13.4 | 9.9/13.4 | 44 | |
| | FACTOR-DE POT. | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | |
| | Nº DE FASES | 3 | 3 | 3 | 3 | |
| | VELOCIDAD | 1800 RPM | 1800 RPM | 1200 RPM | 900 RPM | |
| | FRECUENCIA | 60 | 60 | 60 | 60 | |
| | OBSERVACIONES: --- TABABUELA --- | | | | | |
| | --- TEXTIL IMBABURA --- | | | | | |

(1) AUTOPRODUCTOR

GRUPOS GENERADORES

| DATOS | GRUPO (1) | GRUPO (1) | GRUPO (1) | GRUPO (1) | GRUPO (1) | |
|---------------|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--|
| MOTOR TURBINA | MARCA | DRESS | N. N. | M. W. M. | FORD | |
| | TIPO | FRANCIS | FRANCIS | DIESEL | DIESEL | |
| | VELOCIDAD | 900 RPM | 300 RPM | 1800 RPM | 1500 RPM | |
| | POTENCIA (HP) | 133.5 | 100 | 50 | 100 | |
| | AÑO DE MONTAJE | 1.962 | 1.926 | N. N. | 1.970 | |
| | ALTURA (m) | 20 | 8 | - | - | |
| | CAUDAL (m/seg.) | 0.6 | 1.0 | - | - | |
| | MARCA | MARELLI | G. E. | A. E. G. | MARELLI | |
| | AÑO DE MONTAJE | 1.962 | 1.926 | N. N. | 1.952 | |
| | POTENCIA (KVA) | 125 | 70 | 37 | 50 | |
| GENERADOR | VOLTAJE (V) | 220 | 220 | 220 | 220 | |
| | AMPERAJE (A) | 329 | 180 | 100 | 132 | |
| | FACTOR-DE POT. | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | |
| | Nº DE FASES | 3 | 3 | 3 | 3 | |
| | VELOCIDAD | 1800 RPM | 900 RPM | 1200 RPM | 1500 RPM | |
| | FRECUENCIA | 60 | 35 | 60 | 50 | |
| | OBSERVACIONES: ← FABRICA SAN PEDRO → | | | | | |

(1) AUTOPRODUCTOR

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

| UBICACION | | TENSION (KV) | LONGITUD (Km) | Nº FASE | CONDUCTOR | |
|-------------|--------------|-----------------|------------------|---------|-----------|----------|
| DE | A | | | | CALIBRE | MATERIAL |
| LA PLAYA | TULCAN | 6.3 | 3.5 | 3 | 95 MCM | ACSR |
| LA PLANTA | BOLIVAR | 6.3 | 4.35 | 3 | 8 | Cu |
| BOLIVAR | LA PAZ | 6.3 | 3.55 | 3 | 8 | Cu |
| LA PLANTA | EL ANGEL | 6.3 | 3.0 | 3 | 8 | Cu |
| LA PLANTA | SAN ISIDRO | 6.3 | 15.0 | 3 | 2 | Al |
| SAN ISIDRO | MIRA | 6.3 | 17.0 | 3 | 2 | Al |
| EL AMBI | ALPACHACA | 34.5 | 5.0 | 3 | 2/0 | ACSR |
| CAYAMBE | OTAVALO | 34.5 | 24.0 | 3 | 4/0 | ACSR |
| OTAVALO | IBARRA | 34.5 | 10.0 | 3 | 266.8 MCM | ACSR |
| IBARRA | EL CHOTA | 34.5 | 16.6 | 3 | 336.4 MCM | ACSR |
| EL CHOTA | EL ANGEL | 34.5 | 20.5 | 3 | 336.4 MCM | ACSR |
| EL ANGEL | S. GABRIEL | 34.5 | 13.5 | 3 | 336.4 MCM | ACSR |
| SAN GABRIEL | TULCAN | 34.5 | 30.7 | 3 | 336.4 MCM | ACSR |
| IBARRA | NATABUELA | 13.8 | 8.5 | 3 | 2/0 | ACSR |
| NATABUELA | ATUNTAQUI | 13.8 | 2.8 | 3 | 2/0 | ACSR |
| ATUNTAQUI | A. MARIN | 13.8 | 1.5 | 3 | 2 | ACSR |
| ATUNTAQUI | COTACACHI | 13.8 | 7.15 | 3 | 2/0 | ACSR |
| IBARRA | CARANQUI | 13.8 | 3.0 | 3 | 2 | ACSR |
| CARANQUI | LA ESPERANZA | 13.8 | 3.0 | 3 | 2 | ACSR |
| IBARRA | S. ANTONIO | 13.8 | 6.0 | 3 | 2 | ACSR |
| CHOTA | PIMAMPIRO | 13.8 | 17.15 | 3 | 2 | ACSR |
| HOJA BLANCA | URCUQUI | 13.8 | 18.8 | 3 | 2 | ACSR |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

OBSERVACIONES :

CARACTERISTICAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCION *

| UBICACION | FORMA | TIPO | TENSION (KV) | LONGITUD (Km) | Nº FASE | MATERIAL CONDUCT. | AISLAMIENTO |
|-----------|--------|-------|--------------|---------------|---------|-------------------|-------------|
| TULCAN | Radial | Aéreo | 6.3 | 14.2 | 3 | Cu | NO |
| S.Gabr. | Radial | Aéreo | 6.3 | 8.95 | 3 | Cu | NO |
| Bolívar | Radial | Aéreo | 6.3 | 5.94 | 3 | Cu, Fe gal. | NO |
| La Paz | Radial | Aéreo | 6.3 | 3.69 | 3 | Cu | NO |
| El Angel | Radial | Aéreo | 6.3 | 3 | 3 | Cu | NO |
| S.Isid. | Radial | Aéreo | 6.3 | 6 | 3 | Al | NO |
| | Radial | Aéreo | 6.3 | 5 | 1 | Cu | NO |
| Mira | Radial | Aéreo | 6.3 | 3 | 3 | Cu | NO |
| | Radial | Aéreo | 6.3 | 12 | 1 | Cu | NO |
| Ibarra | Radial | Aéreo | 6.3 | 4.9 | 3 | Cu | NO |
| | Radial | Aéreo | 6.3 | 5.2 | 3 | Al | NO |
| | Radial | Aéreo | 13.8 | 3.67 | 3 | Cu | NO |
| | Radial | Aéreo | 13.8 | 4.0 | 3 | Al | NO |
| | Radial | Aéreo | 13.8 | 0.42 | 2 | Cu | NO |
| | Radial | Aéreo | 13.8 | 3.74 | 1 | Cu | NO |
| S. Blas | Radial | Aéreo | 13.8 | 2.0 | 1 | Al | NO |
| Urcuquí | Radial | Aéreo | 13.8 | 1.9 | 3 | Al ⁴⁷ | NO |
| S.Anton | Radial | Aéreo | 13.8 | - | 3 | Al | NO |
| Pimamp. | Radial | Aéreo | 13.8 | - | 3 | Al | NO |
| Natabue | Radial | Aéreo | 13.8 | 2.0 | 1 | Al | NO |
| Chaltura | Radial | Aéreo | 13.8 | 1.7 | 1 | Al | NO |
| S.Roque | Radial | Aéreo | 13.8 | 0.7 | 3 | Al | NO |
| Atuntaq | Radial | Aéreo | 13.8 | 0.7 | 2 | Al | NO |
| Y | Radial | Aéreo | 13.8 | 0.2 | 1 | Al | NO |
| A.Marín | Radial | Aéreo | 13.8 | 4.4 | 3 | Al | NO |
| | Radial | Aéreo | 13.8 | 0.75 | 2 | Al | NO |
| | Radial | Aéreo | 13.8 | 1.8 | 1 | Al | NO |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

OBSERVACIONES : * SON REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

CARACTERISTICAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCION *

| UBICACION | FORMA | TIPO | TENSION (KV) | LONGITUD (Km) | Nº FASE | MATERIAL CONDUCT. | AISLAMIENTO |
|------------|---------|-------|--------------|---------------|---------|-------------------|-------------|
| TULCAN | MALLADA | AEREA | 0.22/0.127 | 23.4 | 3 | Cu | PLASTICO |
| S. GABRIEL | MALLADA | AEREA | 0.22/0.11 | 22.0 | 3 - 2 | Cu | PVG-CAUCHO |
| BOLIVAR | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | 9.7 | 3 - 2 | Cu | CAUCHO |
| LA PAZ | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | 3.7 | 3 - 2 | Cu | CAUCHO |
| EL ANGEL | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | - | 3- 1 | Cu | PVG-CAUCHO |
| S. ISIDRO | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | - | 3 - 1 | Cu | -- |
| MIRA | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | - | 3 - 1 | Cu | -- |
| IBARRA | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | 15.3 | 3 | A1 | NO |
| | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 11.2 | 2 | A1 | NO |
| | RADIAL | AEREA | 0.12 | 0.44 | 1 | A1 | NO |
| S. ANTONIO | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | 3.6 | 3 | A1 | NO |
| | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 5.4 | 2 | A1 | NO |
| S. BLAS | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 2.0 | 2 | A1 | NO |
| URCUQUI | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 2.7 | 2 | A1 | NO |
| PIMAPIRO | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | - | 3 - 2 | A1 | NO |
| NATABUE. | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 5.3 | 2 | A1 ^{4v} | NO |
| CHALTURA | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 2.0 | 2 | A1 | NO |
| S. ROQUE | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 3.4 | 2 - 1 | A1 | NO |
| A. ANTE | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | 14.5 | 3 - 2 | A1 | NO |
| OTAVALO | RADIAL | AEREA | 0.22/0.11 | - | 3 - 2 | A1 | NO |
| CAYAMBE | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 15.2 | 3 - 2 | A1 | NO |
| TABACUN. | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | 5.3 | 2 | A1 | NO |
| GOTACAG. | RADIAL | AEREA | 0.24/0.12 | - | 3 - 2 | Cu | CAUCHO |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

OBSERVACIONES : * REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA.

A N E X O N º 3

DATOS ESTADISTICOS DE LOS CONSUMOS A NIVEL DE CA-

BECERA CANTONAL Y PARROQUIAL AL FINAL SE INCLUYE

AUTO - PRODUCCIONES

INFORMACION ESTADISTICA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MONTUFAR (SAN GABRIEL)*

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS | | ENERGIA TO- RADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH(2) | FACTOR DE CARGA %(2) | DEMANDA MAXIMA KW (2) |
|--------------------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|-------|-------|----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1970 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1971 | 340.36 | 1086 | 198.46 | 254 | 46.93 | 34 | 19.68 | 16 | 230.7 | 1 | - | - | 836.13 | 1074 | 34.5 | 355 |
| 1972 | 356.36 | 1094 | 213.33 | 244 | 58.28 | 35 | 24.71 | 16 | 185.85 | 1 | - | - | 838.53 | 1136 | 37 | 350 |
| 1973 | 369.92 | 1090 | 255.09 | 260 | 59.67 | 38 | 25.87 | 16 | 244.11 | 1 | - | - | 954.66 | 1447 | 47 | 350 |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % CRECI- MIENTO | 4.25 | 0.18 | 13.37 | 1.17 | 12.75 | 5.71 | 14.65 | cte. | 2.86 | cte. | - | - | 6.85 | 16.07 | 16.71 | NEG. |

NOTAS: * El sistema se encuentra corchado.

(1) Los años 1971 - 1972 - 1973 son datos obtenidos en la Empresa Eléctrica Montufar.

(2) Tomado de los Boletines Estadísticos de INECEL.- Son datos para todo el sistema.

INFORMACION ESTADISTICA DE : EMPRESA ELECTRICA MONTUFAR (BOLIVAR)*

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS(1) | | ENERGIA TOTAL FACTURADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW | |
|------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|----------|-------|-----------------------------|----------------------|-------------------|-------------------|--|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1970 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1971 | 47.28 | 223 | 24.11 | 50 | 4.24 | 6 | 0.99 | 4 | 22.38 | 1 | - | - | 99.0 | | | | |
| 1972 | 46.83 | 226 | 28.49 | 57 | 8.10 | 6 | 1.11 | 3 | 29.19 | 1 | - | - | 113.72 | | | | |
| 1973 | 46.68 | 233 | 36.59 | 57 | 18.79 | 7 | 0.12 | 1 | 36.00 | 1 | - | - | 138.18 | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| % CRECIMIENTO | NEG | 2.21 | 23.19 | 6.77 | 110 | 8 | NEG | NEG | 26.82 | cte. | - | - | 18.14 |
|---------------|-----|------|-------|------|-----|---|-----|-----|-------|------|---|---|-------|
|---------------|-----|------|-------|------|-----|---|-----|-----|-------|------|---|---|-------|

NOTAS : * El sistema se encuentra corchado.

(1) Son datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Montufar.

INFORMACION ESTADISTICA DE : EMPRESA ELECTRICA MONTUFAR (LA PAZ)*

| AÑO | RESIDENCIAL | | COMERCIAL | | INDUSTRIAL | | E. OFICIALES | | AL. PUBLICO | | OTROS | | ENERGIA TO- TAL FACTU- RADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW |
|------|-------------|-------|-----------|-------|------------|-------|--------------|-------|-------------|-------|-------|-------|--|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1970 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1971 | 19.39 | 94 | 4.66 | 13 | 0.26 | 1 | - | - | 17.78 | 1 | - | - | 42.09 | | | |
| 1972 | 19.66 | 94 | 4.13 | 15 | 0.28 | 1 | - | - | 29.10 | 1 | - | - | 53.17 | | | |
| 1973 | 15.85 | 93 | 2.51 | 13 | 0.26 | 1 | - | - | 27.60 | 1 | - | - | 46.22 | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |

| % CRECI- MIENTO | NEG. | NEG. | NEG. | Cte. | Cte. | Cte. | Cte. | - | - | 24.59 | cte. | - | - | 4.79 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|---|---|-------|------|---|---|------|
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|---|---|-------|------|---|---|------|

NOTAS : * El sistema se encuentra corchado.
(1) Son datos obtenidos en la Empresa Eléctrica Montufar.

INFORMACION ESTADISTICA DE : MUNICIPIO DE ESPEJO (EL ANGEL) *

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS(1) | | ENERGIA TO- TAL FACTU- RADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH(2) | FACTOR DE CARGA %(2) | DEMANDA MAXIMA KW (2) |
|--------------------|----------------|---------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|----------|-------|--|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| | MWH(3) | ABON(3) | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | 126.95 | 561 | 31.66 | 63 | 24.92 | 22 | - | - | 110.52 | 1 | 111.60 | - | 405.65 | 1012.13 | 53 | 218 |
| 1970 | 135.03 | 582 | 34.16 | 76 | 26.63 | 22 | - | - | 113.76 | 1 | 131.40 | - | 440.98 | 1109.59 | 54 | 234 |
| 1971 | 127.69 | 585 | 32.96 | 85 | 26.33 | 24 | - | - | 121.32 | 1 | 138.24 | - | 446.54 | 539.61 | 28 | 250 |
| 1972 | 133.67 | 599 | 32.98 | 84 | 23.57 | 24 | - | - | 125.64 | 1 | 160.20 | - | 476.06 | 741.02 | 26 | 410 |
| 1973 | 133.21 | 608 | 32.21 | 102 | 19.64 | 27 | - | - | 129.96 | 1 | 164.52 | - | 479.54 | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % CRECI- MIENTO | 1.21 | 2.03 | 0.43 | 12.8 | NEG. | 5.25 | - | - | 4.13 | cte. | 10.18 | - | 4.27 | | | |

NOTAS : * Sistema corchado.

(1) Datos obtenidos de los catastros del Municipio de Espejo.

(2) Datos obtenidos de los Boletines Estadísticos de INECEL. Son Datos para todo el Sistema.

(3) Los datos del consumo y abonados residenciales, son la suma de los consumos y abonados residenciales con tarifa y los de carácter fijo.- Ejemplo de cálculo:
En el año de 1972, El Angel tiene 281 abonados residenciales con medidor y consumen 77682 KWH., lo cual arroja un consumo de 277 KWH por abonado al año.

En 1972 el número de abonados con tarifa fija es de 318, los cuales usan focos sea de 25; 50 ó 100 Watts, radio, y plancha y si a esto agregamos que la región es eminentemente agrícola y ganadera, asumo que:

a) Alumbrado: 75 Watts/abonado x 3.5 horas/día x 30 días/mes x 12 meses = 94.5 KWH/abonado.

b) Plancha : 250 Watts/abonado x 12 horas/mes x 12 meses = 36.0 KWH/abonado.

c) Radio : 25 Watts/abonado x 5 horas/día x 30 días/mes x 12 meses = 45.0 KWH/abonado.

TOTAL 175.5 KWH/abonado.

INFORMACION ESTADISTICA DE : MUNICIPIO DE ESPEJO (MIRA)*

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL (1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO (1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TO-TAL FACTURADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW |
|------|----------------|----------|---------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------|-------|------------------------------|----------------------|-------------------|-------------------|
| | MWH (3) | ABON.(3) | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | 53.32 | 320 | 10.82 | 28 | 3.70 | 9 | - | - | 17.46 | 1 | 18.36 | - | 103.66 | | | |
| 1970 | 56.52 | 319 | 10.93 | 28 | 4.38 | 9 | - | - | 18.72 | 1 | 19.62 | - | 110.17 | | | |
| 1971 | 57.53 | 330 | 11.32 | 27 | 3.88 | 9 | - | - | 19.62 | 1 | 21.82 | - | 113.67 | | | |
| 1972 | 60.24 | 358 | 10.53 | 26 | 3.81 | 8 | - | - | 20.88 | 1 | 23.94 | - | 119.40 | | | |
| 1973 | 71.79 | 373 | 14.91 | 33 | 4.72 | 8 | - | - | 21.67 | 1 | 25.13 | - | 138.22 | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|-----|------|------|------|------|---|---|------|------|------|---|------|--|--|--|
| % CRECIMIENTO | 7.71 | 3.9 | 8.34 | 4.19 | 6.27 | NEG. | - | - | 5.54 | cte. | 8.16 | - | 7.45 | | | |
|---------------|------|-----|------|------|------|------|---|---|------|------|------|---|------|--|--|--|

NOTAS : * Sistema corchado.

(1) Son datos obtenidos de los catastros del Municipio de Espejo.

(3) Se sigue el mismo criterio que para el Angel pero con los siguientes valores:

- a) Alumbrado: 50 Watts/abonado x 3 horas/día x 30 días/mes x 12 meses = 54 KWH/abonado.
- b) Plancha : 250 Watts/abonado x 12 horas/mes x 12 meses. = 36 KWH/abonado.
- c) Radio : 25 Watts/abonado x 5 horas/día x 30 días/mes x 12 meses = 45 KWH/abonado.

T O T A L 135 KWH/abonado.

INFORMACION ESTADISTICA DE: MUNICIPIO DE ESPEJO (LA LIBERTAD)*

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TOTAL FACTURADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW |
|------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|-----------|-------|-----------------------------|----------------------|-------------------|-------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | 21.65 | 178 | - | - | - | - | - | - | 12.96 | 1 | 4.32 | - | 38.93 | | | |
| 1970 | 20.00 | 171 | - | - | - | - | - | - | 12.96 | 1 | 4.32 | - | 37.28 | | | |
| 1971 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1972 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |

| % CRECIMIENTO | NEG. | NEG. | - | - | - | - | - | cte. | cte. | - | NEG. |
|---------------|------|------|---|---|---|---|---|------|------|---|------|
| | | | | | | | | | | | |

NOTAS: * Desde 1971 sin servicio por encontrarse el sistema corchado.
 (1) Datos obtenidos de los catastros del Municipio de Espejo.

INFORMACION ESTADISTICA DE : EMPRESA ELECTRICA IBARRA S.A. (IBARRA).

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TO- TAL FACTU- RADA MWH(2) | ENERGIA GENERADA MWH(2) | FACTOR DE CARGA % (2) | DEMANDA MAXIMA KW (2) | | | |
|----------------------------------|----------------|--------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|-----------|-------|---|-------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|--|--|--|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | (1391.0) | - | (807.2) | - | (189.2) | - | - | - | (372.0) | 1 | (62.3) | - | 3212.7 | 4678.1 | 37 | 1449 | | | |
| 1969 | (1629.3) | (3159) | (828.4) | (600) | (237.9) | - | (238.2) | (64) | (659.3) | 1 | (58.5) | (39) | 4017.7 | 5490.5 | 39 | 1597 | | | |
| 1970 | (1850.1) | (3653) | (874.6) | (693) | (253.0) | - | (256.8) | (70) | (851.8) | 1 | (70.9) | (46) | 5023.9 | 6632.3 | 37 | 2070 | | | |
| 1971 * | 2125.8 | 4016 | 976.3 | 750 | 302.0 | 92 | 283.4 | 74 | 530.2 | 1 | 84.4 | 42 | 6079.8 | 7968.8 | 37 | 2460 | | | |
| 1972 * | 2244.2 | 4139 | 1013.0 | 787 | 292.0 | 98 | 276.2 | 72 | 952.8 | 1 | 82.0 | 42 | 8483.0 | 11256.4 | 35 | 3625 | | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5.6* 3.0* 3.8 4* 6.52* 79* Cte.* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % CRECI- MIENTO | 12.7 | 9.4 | 5.8 | 9.5 | 11.4 | 5.5 | 16 | 4 | 26.5 | cte. | 7.1 | 2.5 | 27.48 | 24.54 | NEG. | 25.76 | | | |

NOTAS (1)* Son datos tomados de los catastros mensuales de la Empresa Eléctrica Ibarra.

(2) Son datos tomados de los Boletines Estadísticos. Comprende todo el sistema.

() Los valores encerrados en los paréntesis, son calculados, tomando las partes proporcionales que representan los consumos y abonados, de los consumos y abonados totales dados en los Boletines estadísticos.

INFORMACION ESTADISTICA DE : EMPRESA ELÉCTRICA IBARRA (LA ESPERANZA)

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PÚBLICO (1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TOTAL FACTURADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MÁXIMA KW |
|--------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------|-------|-----------------------------|----------------------|-------------------|-------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | (32.2) | - | (3.05) | - | - | - | - | - | - | - | (1.5) | - | 36.75 | | | |
| 1969 | (35.8) | - | (4.89) | - | - | - | - | - | - | - | (1.8) | (4) | 42.49 | | | |
| 1970 | (38.0) | - | (4.03) | - | - | - | - | - | - | - | (1.6) | (4) | 43.63 | | | |
| 1971 * | 39.9 | 161 | 13.1 | 14 | - | - | - | - | - | - | 2.5 | 4 | 65 | | | |
| 1972 * | 36.8 | 144 | 23.5 | 30 | - | - | - | - | - | - | 1.6 | 3 | 61.9 | | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |

| NEG * NEG* 79.3* 14.28* | | | |
|-------------------------|------|------|-------|
| % CRECIMIENTO | 3.39 | 66.6 | |
| | | 1.62 | 13.92 |

NOTAS: * (1) Son datos obtenidos de los catastros mensuales de la Empresa Eléctrica Ibarra.
 () Igual para Ibarra.

INFORMACION ESTADISTICA DE: EMPRESA ELECTRICA IBARRA (PIMAMPIRO).

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS(1) | | ENERGIA TO- TAL FACTU- RADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW |
|--------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|----------|-------|--|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | (48.0) | - | (8.05) | - | - | - | - | - | - | - | (0.51) | - | 56.56 | | | |
| 1969 | (47.2) | - | (8.38) | - | - | - | - | - | - | - | (0.45) | (2) | 56.03 | | | |
| 1970 | (45.5) | - | (8.30) | - | - | - | - | - | - | - | (0.42) | (2) | 54.22 | | | |
| 1971 * | 77.32 | 354 | 12.58 | 23 | - | - | - | - | - | - | 0.694 | 2 | 90.59 | | | |
| 1972 * | 71.58 | 314 | 11.40 | 22 | - | - | 0.1 | 2 | - | - | 0.774 | 2 | 83.85 | | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |

| % CRECI- MIENTO | | NEG* | NEG* | NEG* | NEG* | 11.52* cte* | | NEG.* |
|--------------------|------|------|------|------|------|-------------|------|-------|
| 8.69 | 9.08 | - | - | - | - | 10.9 | cte. | 10.34 |

NOTAS: * (1) Son datos obtenidos de los catastros mensuales de la Empresa Eléctrica Ibarra.
 () Igual que para Ibarra.

INFORMACION ESTADISTICA DE : EMPRESA ELECTRICA IBARRA (AMBUQUI).

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO (1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TO- TAL FACTU- RADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW |
|---------------------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------|-------|--|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | (2.99) | 53 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | (0.03) | 1 | 3.02 | | | |
| 1970 | (3.26) | 56 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | (0.03) | 1 | 3.29 | | | |
| 1971 * | 2.92 | 60 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 0.036 | 1 | 2.956 | | | |
| 1972 * ₁ | 3.12 | 64 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 0.037 | 1 | 3.151 | | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |

6.84* 6.66* 6.79*

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|------|------|--|--|--|--|--|--|--|--|------|------|--|--|--|--|
| % CRECI- MIENTO | 1.42 | 6.48 | | | | | | | | | 2.77 | cte. | | | | |
|--------------------|------|------|--|--|--|--|--|--|--|--|------|------|--|--|--|--|

NOTAS : *(1) Son datos obtenidos de los catastros mensuales de la Empresa Eléctrica Ibarra.
 () Igual que para Ibarra.

INFORMACION ESTADISTICA DE: EMPRESA ELECTRICA IBARRA (TABACUNDO)

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO (1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TO- RAL FACTU- RADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW |
|------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------|-------|--|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 74.78 | - | 12.03 | - | 0.132 | - | 4.19 | - | 77.04 | 1 | - | - | 168.17 | | | |
| 1971 | 78.09 | 310 | 22.40 | 23 | 0.144 | 1 | 3.69 | 7 | 110.88 | 1 | - | - | 215.20 | | | |
| 1972 | 83.46 | 313 | 22.41 | 22 | 0.108 | 1 | 6.54 | 8 | 94.14 | 1 | - | - | 206.65 | | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|------|------|------|-----|-------|-----|-------|------|---|---|-------|--|
| % CRECI- MIENTO | 5.64 | 0.96 | 36.4 | NEG | 24.93 | NEG | 10.54 | cte. | - | - | 10.85 | |
|--------------------|------|------|------|-----|-------|-----|-------|------|---|---|-------|--|

NOTAS: (1) Son datos obtenidos de los catastros mensuales de la Empresa Eléctrica Ibarra.

INFORMACION ESTADISTICA DE EMPRESA ELECTRICA IBARRA (CAYAMBE)

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TOTAL FACTURADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW | |
|---------------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|-----------|-------|-----------------------------|----------------------|-------------------|-------------------|--|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1969 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 217.43 | - | 70.14 | - | 157.76 | - | 13.33 | 10 | 172.04 | 1 | - | - | 630.70 | | | | |
| 1971 | 302.43 | 682 | 105.26 | 100 | 306.67 | 6 | 32.15 | 19 | 175.41 | 1 | - | - | 921.91 | | | | |
| 1972 | 336.65 | 723 | 155.43 | 115 | 391.22 | 18 | 48.36 | 19 | 130.64 | 1 | - | - | 1062.30 | | | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % CRECIMIENTO | 24.43 | 6.01 | 48.8 | 15 | 57.4 | - | 90.47 | 37.8 | NEG. | cte. | - | - | 29.78 | | | | |

NOTAS : (1) Son datos obtenidos de los catastros de la Empresa Eléctrica Ibarra.

INFORMACION ESTADISTICA DE: EMPRESA ELECTRICA IBARRA (OTAVALO).

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TO-TAL FACTU-RADA MWH | ENERGIA GENERADA, MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW | |
|--------|----------------|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|-----------|-------|-------------------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|--|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | (715.4) | - | - | - | (229.7) | - | - | - | (109.5) | - | (454) | - | 1508.6 | | | | |
| 1969 | (1076) | - | - | - | (362.5) | - | - | - | (142.0) | - | (663) | - | 2243.5 | | | | |
| 1970 | (1027) | - | - | - | (205.0) | - | - | - | (150.0) | - | (968) | - | 2350 | | | | |
| 1971 * | 580.2 | - | 488.34 | - | 244.5 | - | 37.75 | - | 259.8 | - | 459.9 | - | 2070.49 | | | | |
| 1972 * | 609.21 | - | 507.88 | - | 248.17 | - | 38.88 | - | 259.8 | - | 459.9 | - | 2123.84 | | | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|---------------|----|------|------|------|-------|------|-------|------|------|
| NEG. | | 1.95 | | 24.1 | | 0.32 | | 8.92 | |
| % CRECIMIENTO | 5* | - | 4.0* | - | 2.99* | - | cte.* | - | ote* |
| | | | | | | | | | NEG* |

NOTAS :* (1) Son datos obtenidos de los catastros mensuales de la Empresa Eléctrica Ibarra.
 () Igual que para Ibarra.

INFORMACION ESTADISTICA DE : MUNICIPIO ANTONIO ANTE (ATUNTAQUI)

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TOTAL FACTURADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW |
|---------------|---|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|-----------|-------|-----------------------------|----------------------|-------------------|-------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | 245.79 | 994 | -- | -- | 91.57 | 75 | -- | -- | 350.0 | 1 | 116.8 | -- | 804.16 | | | |
| 1969 | 261.48 | 1080 | -- | -- | 96.87 | 78 | -- | -- | 356.8 | 1 | 198.0 | -- | 913.15 | | | |
| 1970 | 265.95 | 1030 | -- | -- | 80.51 | 81 | -- | -- | 350.0 | 1 | 120.0 | -- | 816.46 | | | |
| 1971 | 288.72 | 1018 | -- | -- | 82.28 | 86 | 13.35 | -- | 144.0 | 1 | -- | -- | 528.35 | | | |
| 1972 | 349.55 | 1047 | -- | -- | 96.14 | 84 | 14.0 | -- | 144.0 | 1 | -- | -- | 603.69 | | | |
| 1973 | PASA A DEPENDER DE LA EMPRESA ELECTRICA IBARRA. | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % CRECIMIENTO | 9.2 | 1.3 | -- | -- | 1.22 | 2.87 | -- | -- | cte. | -- | -- | -- | NEG. | | | |

NOTAS (1) Son datos obtenidos de los catastros mensuales del I. Municipio de Antonio Ante.

INFORMACION ESTADISTICA DE MUNICIPIO ANTE (ANDRADE MARTIN)

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS(1) | | ENERGIA TOTAL FACTURADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW | | |
|-------|---|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|----------|-------|-----------------------------|----------------------|-------------------|-------------------|--|--|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | 83.32 | 404 | - | - | 23.06 | 27 | - | - | - | - | - | - | 106.38 | | | | | |
| 1969 | 91.48 | 437 | - | - | 23.10 | 29 | - | - | - | - | - | - | 114.58 | | | | | |
| 1970 | 90.79 | 418 | - | - | 22.16 | 31 | - | - | - | - | - | - | 112.95 | | | | | |
| 1971 | 88.70 | 420 | - | - | 21.66 | 31 | - | - | - | - | - | - | 110.36 | | | | | |
| 1972 | 101.82 | 422 | - | - | 23.16 | 29 | - | - | - | - | - | - | 124.98 | | | | | |
| 1973 | PASA A DEPENDER DE LA EMPRESA ELECTRICA IBARRA. | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974. | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|------|---|---|------|-----|---|---|---|---|---|---|------|--|--|--|--|--|
| % CRECIMIENTO | 5.14 | 1.09 | - | - | cte. | 1.8 | - | - | - | - | - | - | 4.11 | | | | | |
|---------------|------|------|---|---|------|-----|---|---|---|---|---|---|------|--|--|--|--|--|

NOTAS : (1) Son datos obtenidos de los catastros mensuales del I. Municipio de Antonio Ante.

INFORMACION ESTADISTICA DE : MUNICIPIO ANTONIO ANTE (NATABUELA).

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL(1) | | INDUSTRIAL(1) | | E. OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO (1) | | OTROS(1) | | ENERGIA TOTAL FACTURADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW. | |
|------|---|-------|--------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|----------|-------|-----------------------------|----------------------|-------------------|--------------------|--|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | 24.96 | 159 | - | - | 6.71 | 10 | - | - | - | - | - | - | 31.67 | | | | |
| 1969 | 26.48 | 172 | - | - | 6.27 | 11 | - | - | - | - | - | - | 32.75 | | | | |
| 1970 | 31.49 | 186 | - | - | 6.26 | 15 | - | - | - | - | - | - | 37.75 | | | | |
| 1971 | 29.18 | 192 | - | - | 7.66 | 17 | - | - | - | - | - | - | 36.84 | | | | |
| 1972 | 30.97 | 188 | - | - | 6.49 | 19 | - | - | - | - | - | - | 37.46 | | | | |
| 1973 | PASA A DEPENDER DE LA EMPRESA ELECTRICA IBARRA. | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|------|----|----|------|-------|----|----|----|----|----|----|------|--|--|--|--|
| % CRECIMIENTO | 6.29 | 4.27 | -- | -- | cte. | 17.40 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 4.28 | | | | |
|---------------|------|------|----|----|------|-------|----|----|----|----|----|----|------|--|--|--|--|

NOTAS:(1) Son datos obtenidos de los catastros mensuales del I. Municipio de Antonio Ante.

INFORMACION ESTADISTICA DE : MUNICIPIO ANTONIO ANTE (CHALTURA).

| AÑO | RESIDENCIAL(1) | | COMERCIAL (1) | | INDUSTRIAL(1) | | E: OFICIALES(1) | | AL. PUBLICO(1) | | OTROS (1) | | ENERGIA TO- TAL FACTU- RADA MWH | ENERGIA GENERADA MWH | FACTOR DE CARGA % | DEMANDA MAXIMA KW |
|--------------------|---|-------|---------------|-------|---------------|-------|-----------------|-------|----------------|-------|-----------|-------|--|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | MWH | ABON. | | | | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968 | 22.28 | 131 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 22.28 | | | |
| 1969 | 23.29 | 141 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 23.29 | | | |
| 1970 | 25.85 | 146 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 25.85 | | | |
| 1971 | 25.90 | 147 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 25.90 | | | |
| 1972 | 26.15 | 148 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 26.15 | | | |
| 1973 | PASA A DEPENDER DE LA EMPRESA ELECTRICA IBARRA. | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % CRECI- MIENTO | 4.08 | 3.09 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.08 | | | |

NOTAS: (1) Son datos obtenidos de los catastros del I. Municipio de Antonio Ante.

| | ENERGIA GENERADA TERMICA KWH. | ENERGIA GENERADA HIDRAULICA KW. | ENERGIA FACTURADA KWH. | % DE ENVER GIA NO FAG TURADA | POTENCIA INSTALADA TERMICA KW. | POTENCIA INSTALADA HIDRAULICA KW. | DEMANDA MAXIMA |
|--------------------------------|--|--|------------------------------|------------------------------------|---|--|-------------------|
| - TEXTIL IMBABURA: 1968 | | | | | | | |
| 1969 | | 861.068 | 774.961 | 11 | | 600 | 400 |
| 1970 | | 971.794 | 874.614 | 11 | | 632 | 335 |
| 1971 | | 1*234.737 | 1*111.163 | 10 | | 632 | 420 |
| 1972 | | 1*190.783 | 1*071.705 | 10 | | 632 | 417 |
| | | 1*285.373 | 1*156.836 | 10 | | 632 | 453 |
| - INGENIO TABABUELA: | | | | | | | |
| 1968 | 2*975.360 | | 2*677.824 | 11 | 1958 | | 600 |
| 1969 | 2*646.000 | | 2*381.400 | 11 | 1990 | | 650 |
| 1970 | 3*444.000 | | 3*100.000 | 10 | 1990 | | 900 |
| 1971 | 2*171.340 | | 1*864.206 | 10 | 1990 | | 650 |
| 1972 | 3*191.400 | | 2*872.260 | 10 | 1990 | | 750 |
| - FABRICA SAN PEDRO: | | | | | | | |
| 1968 | | | 766.022 | 11 | 91 | 153 | 150 |
| 1969 | | | 809.117 | 9.8 | 91 | 153 | 210 |
| 1970 | 262.800 | 667.527 | 846.595 | 9 | 90 | 151 | 200 |
| 1971 | 280.878 | 713.453 | 894.595 | 10 | 90 | 151 | 189 |
| 1972 | 290.000 | 720.000 | 894.898 | 10 | 90 | 151 | 200 |
| - FABRICA DE CEMENTO: | | | | | | | |

L

A N E X O N º 4

PROYECCION DE LA POBLACION

DATOS PARA LA PROYECCION DE LA POBLACION CANTONAL Y DE LAS PARROQUIAS RURALES, TOMADOS DEL BOLETIN DE

LA JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | r | 1962 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|--------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| - GARCHI | | (1) | (1) | | | | | | | |
| - TULCAN | 2.763* | 16535 | 22817 | 23447 | 24095 | 24761 | 25445 | 26148 | 26870 | 27613 |
| - MONTUFAR | 0.66* | 6787 | 7345 | 7393 | 7442 | 7491 | 7540 | 7589 | 7639 | 7690 |
| - ESPEJO | 0.396* | 3995 | 4188 | 4204 | 4221 | 4237 | 4254 | 4271 | 4288 | 4305 |
| - TULCAN | | | | | | | | | | |
| - EL CARMELO | 0.09 | 594 | 600 | 600 | 601 | 601 | 602 | 602 | 603 | 603 |
| - HUACA | 0.09 | 941 | 951 | 951 | 952 | 953 | 954 | 955 | 956 | 957 |
| - J. ANDRADE | 0.09 | 998 | 1009 | 1009 | 1010 | 1011 | 1012 | 1013 | 1014 | 1015 |
| - MALDONADO | 4.12 | 211 | 343 | 357 | 371 | 381 | 403 | 419 | 437 | 455 |
| - PIOTER | 0.09 | 352 | 356 | 356 | 356 | 356 | 357 | 357 | 357 | 358 |
| - T. DONOSO | 0.09 | 60 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| - TUFIÑO | 0.60 | 617 | 663 | 666 | 670 | 675 | 679 | 683 | 687 | 691 |
| - URBINA | 4.54 | 149 | 253 | 264 | 276 | 289 | 302 | 315 | 330 | 345 |

DATOS PARA LA PROYECCION DE LA POBLACION CANTONAL Y DE LAS PARROQUIAS RURALES, TOMADOS DEL BOLETIN DE

LA JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| - GARCHI | | | | | | | | | |
| - TULCAN | 28376 | 29160 | 29965 | 30793 | 31644 | 32518 | 33417 | 34340 | 35289 |
| - MONTEFAR | 7741 | 7792 | 7843 | 7895 | 7947 | 7999 | 8052 | 8105 | 8159 |
| - ESPEJO | 4322 | 4339 | 4356 | 4374 | 4391 | 4408 | 4426 | 4443 | 4461 |
| - TULCAN | | | | | | | | | |
| - EL CARMELO | 604 | 604 | 605 | 605 | 606 | 607 | 607 | 608 | 608 |
| - HUACA | 957 | 958 | 959 | 960 | 961 | 962 | 963 | 963 | 964 |
| - J. ANDRADE | 1016 | 1017 | 1018 | 1019 | 1019 | 1020 | 1021 | 1022 | 1023 |
| - MALDONADO | 473 | 493 | 513 | 534 | 556 | 570 | 602 | 627 | 653 |
| - PIOTER | 358 | 358 | 359 | 359 | 359 | 360 | 360 | 360 | 361 |
| - T. DOMOSO | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 62 |
| - TUPIÑO | 695 | 699 | 703 | 708 | 712 | 716 | 720 | 725 | 729 |
| - URBINA | 360 | 377 | 394 | 412 | 431 | 450 | 471 | 492 | 514 |

LA JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | 1962 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| r | (1) | (1) | | | | | | | |
| % | | | | | | | | | |
| - MONTEFAR | | | | | | | | | |
| - BOLIVAR | 1428 | 1560 | 1571 | 1583 | 1594 | 1606 | 1618 | 1630 | 1642 |
| - C. COLON | 899 | 982 | 989 | 996 | 1003 | 1011 | 1018 | 1026 | 1034 |
| - F. SALVADOR | 266 | 283 | 284 | 286 | 287 | 289 | 290 | 292 | 293 |
| - G. MORENO | 435 | 475 | 478 | 482 | 485 | 489 | 492 | 496 | 500 |
| - LA PAZ | 687 | 751 | 756 | 762 | 767 | 773 | 779 | 785 | 791 |
| - LOS ANDES | 308 | 336 | 338 | 340 | 343 | 346 | 348 | 351 | 353 |
| - M. OLLIVO | 737 | 1370 | 1442 | 1518 | 1598 | 1683 | 1771 | 1865 | 1964 |
| - S.V.DE PUSIR | 472 | 503 | 505 | 508 | 518 | 513 | 516 | 519 | 521 |
| - ESPEJO | | | | | | | | | |
| - EL GOATAL | 124 | 164 | 167 | 171 | 175 | 179 | 184 | 188 | 192 |
| - J. CAAMAÑO | 132 | 153 | 154 | 156 | 158 | 160 | 162 | 164 | 166 |
| - J. MONTALVO | 454 | 558 | 567 | 577 | 587 | 597 | 607 | 618 | 629 |

DATOS PARA LA PROYECCION DE LA POBLACION CANTONAL Y DE LAS PARROQUIAS RURALES, TOMADOS DEL BOLETIN DE

LA JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| - MONTUFAR | | | | | | | | | |
| - BOLIVAR | 1654 | 1667 | 1679 | 1691 | 1704 | 1716 | 1729 | 1742 | 1755 |
| - G. COLON | 1041 | 1049 | 1057 | 1064 | 1072 | 1080 | 1088 | 1096 | 1104 |
| - F. SALVADOR | 295 | 296 | 298 | 299 | 301 | 303 | 304 | 306 | 307 |
| - G. MONERO | 503 | 507 | 511 | 515 | 518 | 522 | 526 | 530 | 534 |
| - LA PAZ | 796 | 802 | 808 | 814 | 820 | 826 | 832 | 839 | 845 |
| - LOS ANDES | 356 | 359 | 361 | 364 | 367 | 369 | 372 | 375 | 378 |
| - M. OLIVO | 2067 | 2176 | 2291 | 2412 | 2540 | 2674 | 2815 | 2964 | 3120 |
| - S.V. DE PUSIR | 524 | 527 | 530 | 533 | 535 | 538 | 541 | 544 | 547 |
| - ESPEJO | | | | | | | | | |
| - EL GOATAL | 197 | 201 | 206 | 211 | 216 | 221 | 226 | 232 | 237 |
| - J. CAAMAÑO | 169 | 171 | 173 | 175 | 177 | 180 | 182 | 184 | 185 |
| - J. MONTALVO | 640 | 651 | 662 | 673 | 685 | 697 | 709 | 721 | 734 |

LA JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | 1962 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| r | 410 | 512 | 521 | 531 | 541 | 551 | 561 | 572 | 582 |
| % | (1) | (1) | | | | | | | |
| - LA CONCEPCION | 1.87 | | | | | | | | |
| - LA LIBERTAD | 0.57 | 1152 | 1158 | 1165 | 1171 | 1178 | 1185 | 1191 | 1198 |
| - MIRA | 1.40 | 1530 | 1833 | 1858 | 1885 | 1911 | 1938 | 1965 | 1992 |
| - SAN ISIDRO. | 1.91 | 1858 | 2376 | 2421 | 2468 | 2515 | 2563 | 2612 | 2662 |

(1) Datos obtenidos de la proyección de la población de la Junta Nacional de Planificación.

* Son valores promedio. Ver cálculo (1).

DATOS PARA LA PROYECCION DE LA POBLACION CANTONAL Y DE LAS PARROQUIAS RURALES, TOMADOS DEL BOLETIN DE

LA JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| - LA CONCEPCION | 593 | 604 | 616 | 627 | 639 | 651 | 663 | 676 | 688 |
| - LA LIBERTAD | 1205 | 1212 | 1219 | 1226 | 1233 | 1240 | 1247 | 1254 | 1261 |
| - MIRA | 2020 | 2048 | 2077 | 2106 | 2136 | 2166 | 2196 | 2227 | 2258 |
| - SAN ISIDRO. | 2713 | 2764 | 2817 | 2871 | 2926 | 2982 | 3039 | 3097 | 3156 |

(1) Datos obtenidos de la proyección de la población de la Junta Nacional de Planificación.

* Son valores promedio. Ver cálculo (1).

DATOS PARA LA PROYECCION DE LA POBLACION CANTONAL Y DE LAS PARROQUIAS RURALES TOMADOS DEL BOLETIN DE LA

JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| - IMBABURA | | | | | | | | | |
| - IBARRA | 48205 | 49748 | 51340 | 52983 | 54678 | 56428 | 58233 | 60097 | 62020 |
| - ANTONIO ANTE | 20672 | 21619 | 22609 | 23645 | 24728 | 25860 | 27045 | 28283 | 29578 |
| - COTACACHI | 4359 | 4361 | 4363 | 4365 | 4367 | 4369 | 4371 | 4373 | 4375 |
| - OTAVALO | 8983 | 9002 | 9021 | 9040 | 9059 | 9078 | 9097 | 9116 | 9135 |
| ANTONIO ANTE | | | | | | | | | |
| - IMBAYA | 280 | 281 | 282 | 284 | 285 | 286 | 288 | 289 | 290 |
| - NATABUELA | 1039 | 1053 | 1067 | 1081 | 1095 | 1110 | 1124 | 1139 | 1154 |
| - CHALTURA | 1346 | 1380 | 1415 | 1450 | 1487 | 1525 | 1563 | 1603 | 1643 |
| - SAN ROQUE | 1028 | 1033 | 1038 | 1043 | 1048 | 1053 | 1058 | 1063 | 1068 |
| GOTACACHI | | | | | | | | | |
| - APUELA | 698 | 733 | 770 | 808 | 849 | 891 | 936 | 983 | 1032 |
| - G. MORENO | 807 | 851 | 898 | 947 | 999 | 1053 | 1111 | 1172 | 1235 |

LA JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | r % | 1962 (1) | 1974 (1) | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|----------------|--------|-------------|-------------|------|------|------|------|------|------|------|
| - IMANTIAG | 1.22 | 587 | 679 | 687 | 695 | 704 | 712 | 721 | 730 | 739 |
| - PEÑAHERRERA | 1.54 | 309 | 371 | 376 | 382 | 388 | 394 | 400 | 406 | 412 |
| - P. GUTIERREZ | 1.22 | 129 | 153 | 154 | 156 | 158 | 160 | 162 | 164 | 166 |
| - QUIROGA | 1.22 | 1224 | 1415 | 1432 | 1449 | 1467 | 1485 | 1503 | 1521 | 1540 |
| - V. GALINDO | 3.90 | 192 | 303 | 314 | 327 | 339 | 353 | 366 | 381 | 296 |
| OTAVALO | | | | | | | | | | |
| - M. EGAS | 0.14 | 621 | 633 | 633 | 634 | 635 | 636 | 637 | 638 | 639 |
| - E. ESPEJO | 0.14 | 525 | 537 | 537 | 538 | 539 | 540 | 540 | 541 | 542 |
| - G. SUAREZ | 0.46 | 759 | 806 | 809 | 813 | 817 | 820 | 824 | 828 | 832 |
| - PATAQUI | 0.45 | 202 | 214 | 214 | 215 | 216 | 217 | 218 | 219 | 220 |
| - QUICHINCHE | 0.14 | 643 | 655 | 655 | 656 | 657 | 658 | 659 | 660 | 661 |
| - LLUMAN | 0.14 | 533 | 545 | 545 | 546 | 547 | 548 | 548 | 549 | 550 |
| - SAN PABLO | 0.14 | 2373 | 2410 | 2413 | 2416 | 2420 | 2423 | 2426 | 2430 | 2433 |

DATOS PARA LA PROYECCION DE LA POBLACION CANTONAL Y DE LAS PARROQUIAS RURALES TOMADOS DEL BOLETIN DE LA

JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| -- IMANTAG | 748 | 757 | 766 | 775 | 785 | 794 | 804 | 814 | 823 |
| -- PEÑAHERRERA | 419 | 425 | 432 | 438 | 445 | 452 | 459 | 466 | 473 |
| -- P. GUTIERREZ | 168 | 170 | 172 | 174 | 176 | 179 | 181 | 183 | 185 |
| -- QUIROGA | 1559 | 1578 | 1597 | 1616 | 1636 | 1656 | 1676 | 1697 | 1717 |
| -- V. GALINDO | 411 | 427 | 444 | 461 | 479 | 498 | 517 | 537 | 557 |
| OTAVALO | | | | | | | | | |
| -- M. EGAS | 640 | 641 | 641 | 642 | 643 | 644 | 645 | 646 | 647 |
| -- E. ESPEJO | 543 | 543 | 544 | 545 | 546 | 547 | 548 | 549 | 550 |
| -- G. SUAREZ | 836 | 839 | 843 | 847 | 851 | 855 | 859 | 863 | 867 |
| -- PATAQUI | 221 | 222 | 223 | 224 | 225 | 226 | 227 | 228 | 229 |
| -- QUICHINCHE | 662 | 663 | 664 | 665 | 666 | 667 | 667 | 668 | 669 |
| -- LLUMAN | 551 | 551 | 552 | 553 | 554 | 554 | 555 | 556 | 557 |
| -- SAN PABLO | 2437 | 2440 | 2443 | 2447 | 2450 | 2454 | 2457 | 2461 | 2464 |

JUNTA DE PLANIFICACION Y COORDINACION.

| | r | 1962 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | % | (1) | (1) | | | | | | | |
| -- SAN RAFAEL | 0.14 | 621 | 633 | 633 | 634 | 635 | 636 | 637 | 638 | 639 |
| -- S. ALEGRE | 6.08 | 292 | 592 | 627 | 665 | 705 | 747 | 792 | 839 | 890 |
| IBARRA | | | | | | | | | | |
| -- AMBUQUI | 1.92 | 525 | 659 | 671 | 684 | 697 | 711 | 724 | 738 | 752 |
| -- ANGOCHAGUA | 0.96 | 361 | 407 | 410 | 414 | 418 | 422 | 426 | 431 | 435 |
| -- CAHUASQUI | 1.85 | 1306 | 1627 | 1657 | 1687 | 1718 | 1750 | 1783 | 1816 | 1849 |
| -- CAROLINA | 3.47 | 238 | 358 | 370 | 383 | 396 | 410 | 424 | 439 | 454 |
| -- CHUGA | 2.16 | 285 | 368 | 375 | 384 | 392 | 400 | 409 | 418 | 427 |
| -- LA ESPERANZA | 0.24 | 1105 | 1141 | 1142 | 1144 | 1147 | 1150 | 1153 | 1155 | 1158 |
| -- BUENOS AIRES | 4.39 | 516 | 865 | 902 | 942 | 983 | 1027 | 1072 | 1119 | 1168 |
| -- LITA | 3.41 | 185 | 277 | 286 | 296 | 306 | 316 | 327 | 338 | 350 |
| -- M. ACOSTA | 1.21 | 429 | 495 | 500 | 507 | 513 | 519 | 525 | 532 | 653 |
| -- R. ARENAS | 2.79 | 764 | 1063 | 1092 | 1123 | 1154 | 1186 | 1219 | 1253 | 1288 |

cuentra bajo condiciones plenamente aceptables, mientras el sector que comprende Tabacundo y sus parroquias es crítico.

FLUJO DE POTENCIA PARA 1.980 - ALTERNATIVA N° 2

Las condiciones con las cuales el flujo de potencia presentó las mejores características son: (Ver Gráfico N° 7).

En las subestaciones de Ibarra, Tababuela, El Angel, San Gabriel y Tulcán, se subió los taps en + 5 %; en la subestación Chota se subió + 2.5 % en taps, mientras en el resto de subestaciones, los taps permanecieron en su posición normal.

Se colocó condensadores en Tulcán y Atuntaqui, de 1.5 y 1 MVAR, respectivamente.

Los resultados obtenidos en estas condiciones fueron:

- Las centrales de generación, y las barras del Sistema Nacional, entregan con el 100 % de voltaje, cantidades adecuadas de potencia activa y reactiva, lo que determina los siguientes factores de potencia, 0.849 para La Playa, 0.867 para El Ambi y 0.92 para las Barras del Sistema Nacional.
- El Sistema de Transmisión presenta pérdidas aceptables, mientras los voltajes se encuentran dentro de lo normal, excepto en El Angel (92%) y San Gabriel (91.5%). Estos voltajes son corregidos a nivel de subestación, con lo cual en subtransmisión, se logra condiciones enmarcadas dentro de lo prescrito por las normas.

- En el Sistema de Subtransmisión, las pérdidas de potencia son totalmente admisibles. Los voltajes en general, se encuentran dentro de lo aceptable, siendo los más críticos los de San Roque (93%) y Quiroga (92.4%).

La motivación de estos voltajes, es la línea Ibarra-Atuntaqui, que presenta las condiciones siguientes: regulación de voltaje 6% y pérdidas 6.12%.

- En resumen, podemos afirmar que el sistema se encuentra en condiciones de funcionamiento bueno. Sin embargo se desprende la necesidad de cambiar la línea Ibarra-Atuntaqui a 13.8 KV., por otra a 34.5 KV., considerando las características de la demanda en esa área.

FLUJO DE POTENCIA PARA 1.990 - ALTERNATIVA N° 2

Las mejores condiciones de flujo, se obtuvo cuando el sistema cumplía las siguientes características: (Gráfico N° 8).

Los taps de las subestaciones de Tulcán, San Gabriel, El Angel, El Chota, Tababuela, Ibarra, Atuntaqui y Cayambe, se subió en + 5%, mientras en el resto de las subestaciones, se mantuvo los taps en la posición 100%.

A las barras del Sistema Nacional se hizo que entregue potencia activa y reactiva con el 105% de voltaje con la finalidad de que entregue la máxima cantidad posible de potencia reactiva al Sistema.

Se colocó condensadores en Tulcán y Atuntaqui, de 2.5 y 2.6 MVAR, respectivamente.

Los resultados obtenidos en el flujo, son los que siguen:

- 1 5
- Las Centrales de La Playa y El Ambi, están entregando cantidades adecuadas de potencia activa y reactiva, con el 100% de voltaje, lo cual se refleja en sus factores de potencia, 0.81 y 0.84, respectivamente.

Las barras del Sistema Nacional, están entregando potencia al Sistema, con un factor de potencia 0.87.

- El Sistema de Transmisión, se encuentra en las mejores condiciones; tanto en pérdidas como en regulación de voltajes como puede observarse con el voltaje más bajo: 94%.
- El Sistema de Subtransmisión presenta óptimas condiciones, ya que tanto las pérdidas, como los niveles de voltaje se encuentran enmarcados dentro de los límites prescritos.
- En resumen, se observa que el Sistema opera en forma satisfactoria y las condiciones de voltaje y pérdidas de potencia son razonables.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.-

Haciendo un análisis global de los resultados obtenidos en los flujos de potencia, para las dos alternativas, podemos anotar:

a) DESDE EL PUNTO DE VISTA ELECTRICO:

- Para 1.980, las dos alternativas presentan buenas condiciones de operación tanto en las Centrales El Ambi y La Playa, como en las barras del Sistema Nacional.

En el Sistema de Transmisión, los niveles de voltaje son mejores en la alternativa N° 1, sin embargo las pérdidas de potencias totales, que presentan, son prácticamente las mismas. Debe anotarse que los niveles de voltaje de la alternativa N° 2, no revisten el carácter de críticos, pues al ser corregidos en las subestaciones, presentan condiciones completamente aceptables.

En el Sistema de Subtransmisión, tanto los niveles de voltaje, como las pérdidas de potencia, tienen características similares.

Por lo tanto, se ve claramente que para 1.980 cualquiera de las dos alternativas presentan condiciones completamente aceptables, para la operación satisfactoria del Sistema.

- Para 1.990 en las dos alternativas las centrales de generación y las Barras del Sistema Nacional, entregan cantidades adecuadas de potencia activa y reactiva.

En el sistema de transmisión, la alternativa N° 2, presenta mejores niveles de voltaje y también menores pérdidas de potencia, 1891 KW. para la alternativa N° 2 y 2055 KW. para la alternativa N° 1.

En el Sistema de Subtransmisión, en general, presentan las mismas condiciones, debiendo anotarse, que en la alternativa N° 1, se presenta en condiciones críticas la línea Cayambe-Malchinguí, que sirve a Tabacundo y sus parroquias, a pesar de haber colocado en Cayambe un condensador de 3 MVAR.

En conclusión para 1.990, la alternativa que presenta mejores condiciones, para un satisfactorio funcionamiento del Sistema, con meno-

nores pérdidas de potencia y sin el problema en el área de Tabacundo y sus parroquias, es la Alternativa N° 2.

b) DESDE EL PUNTO DE VISTA ECONOMICO:

Como paso previo al estudio económico de las alternativas, se indica a continuación las partes comunes y que por tanto no intervienen en el análisis económico, y aquellos que son diferentes.

Las dos alternativas, tienen en común, la línea a 138 KV., que partiendo del Proyecto Montúfar llega a Quito, pasando en su trayectoria por Ibarra y Otavalo, y la subestación de 10 MVA. en San Gabriel.

Las diferencias se encuentran en la configuración de las subestaciones de Ibarra (Bellavista) y Otavalo y además en la alimentación a la Fábrica de Cemento, ya que en la alternativa N° 1, se hace con 30 km. de línea a 69 KV., mientras en la alternativa N° 2 se hace con 5 km. de línea a 34.5 KV.

La filosofía a seguirse en la selección de la alternativa económica, es el de la mínima inversión, considerando que ambas prestan el mismo servicio, y además en el tiempo cualquiera que sea la elegida debe entrar en operación a mediados del año 76.

Los costos unitarios usados para el análisis son:

TRANSFORMADORES :

| | | |
|---------------------------|--------------|--------|
| 1 x 40 MVA - 138/34.5 KV. | U.S. Dólares | 183500 |
| 1 x 20 MVA - 138/34.5 KV. | | 95000 |
| 1 x 10 MVA - 138/69.0 KV. | | 53000 |

| | | U.S. Dólares | |
|-------------------------------|-------------|--------------|-------|
| PARARRAYOS | 138 KV. | | 2360 |
| SECCIONADORES | 138 KV. | | 27000 |
| INTERRUPTORES | 138 KV. | | 64000 |
| ESTRUCTURAS PARA | 138 KV. | | 10000 |
| INSTALACION | 138 KV. | | 40000 |
| PARARRAYOS | 69 KV. | | 800 |
| PARARRAYOS | 34.5 KV. | | 600 |
| SECCIONADORES | 69 KV. | | 2850 |
| SECCIONADORES | 34.5 KV. | | 2000 |
| INTERRUPTORES | 69 KV. | | 27500 |
| INTERRUPTORES | 34.5 KV. | | 8000 |
| ESTRUCTURAS | 34.5-69 KV. | | 5000 |
| CONTROL | | | 30000 |
| LINEAS A 69 KV. (Costo/km.) | | | 16000 |
| LINEAS A 34.5 KV. (Costo/km.) | | | 8800 |

Del cuadro siguiente se obtienen los siguientes resultados:

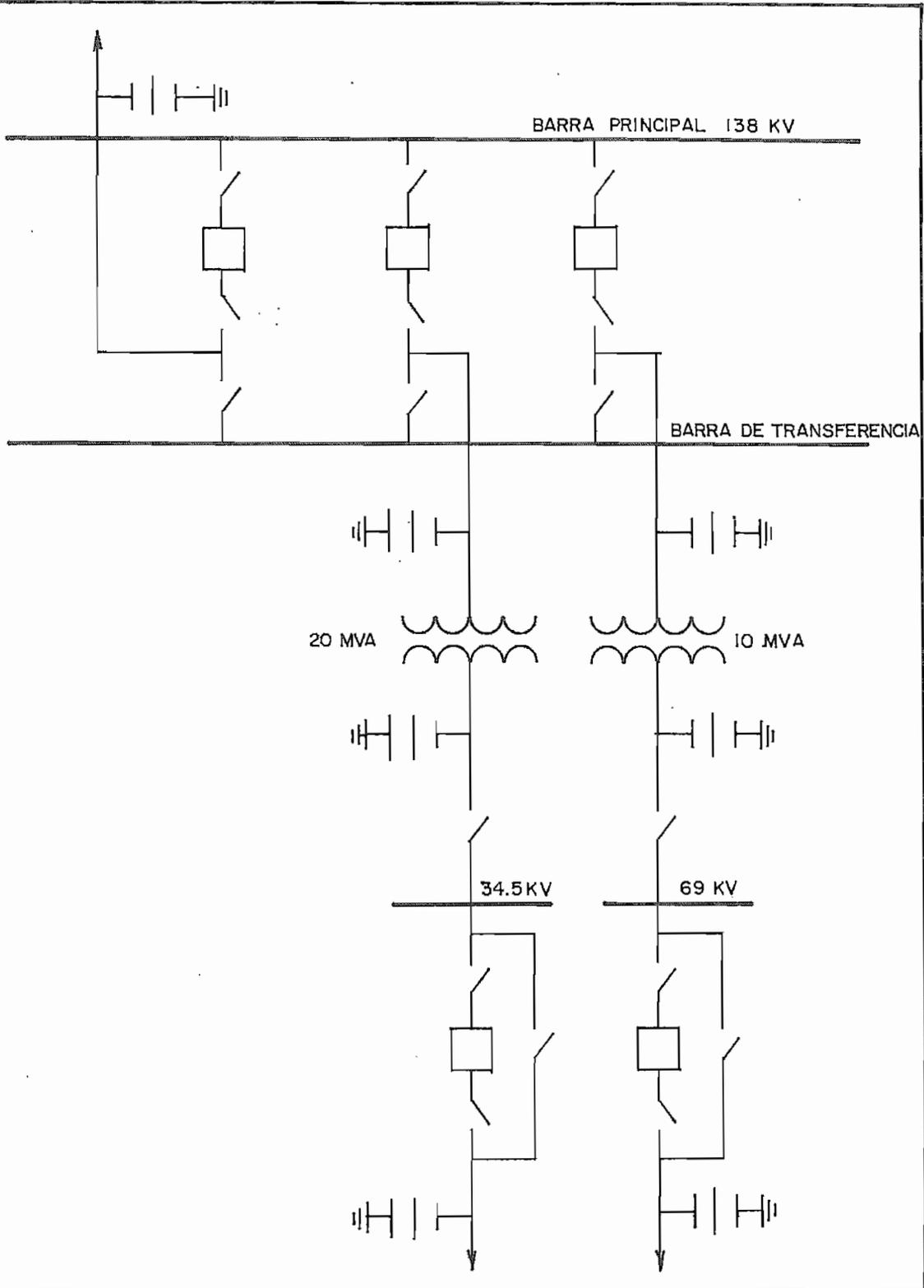
| | |
|------------------------------|---------------|
| COSTO TOTAL ALTERNATIVA N° 1 | 1'263490 US\$ |
| COSTO TOTAL ALTERNATIVA N° 2 | 671060 US\$ |

Como puede apreciarse la diferencia a favor de la alternativa N° 2 es muy considerable, por lo que económicamente conviene la alternativa N° 2.

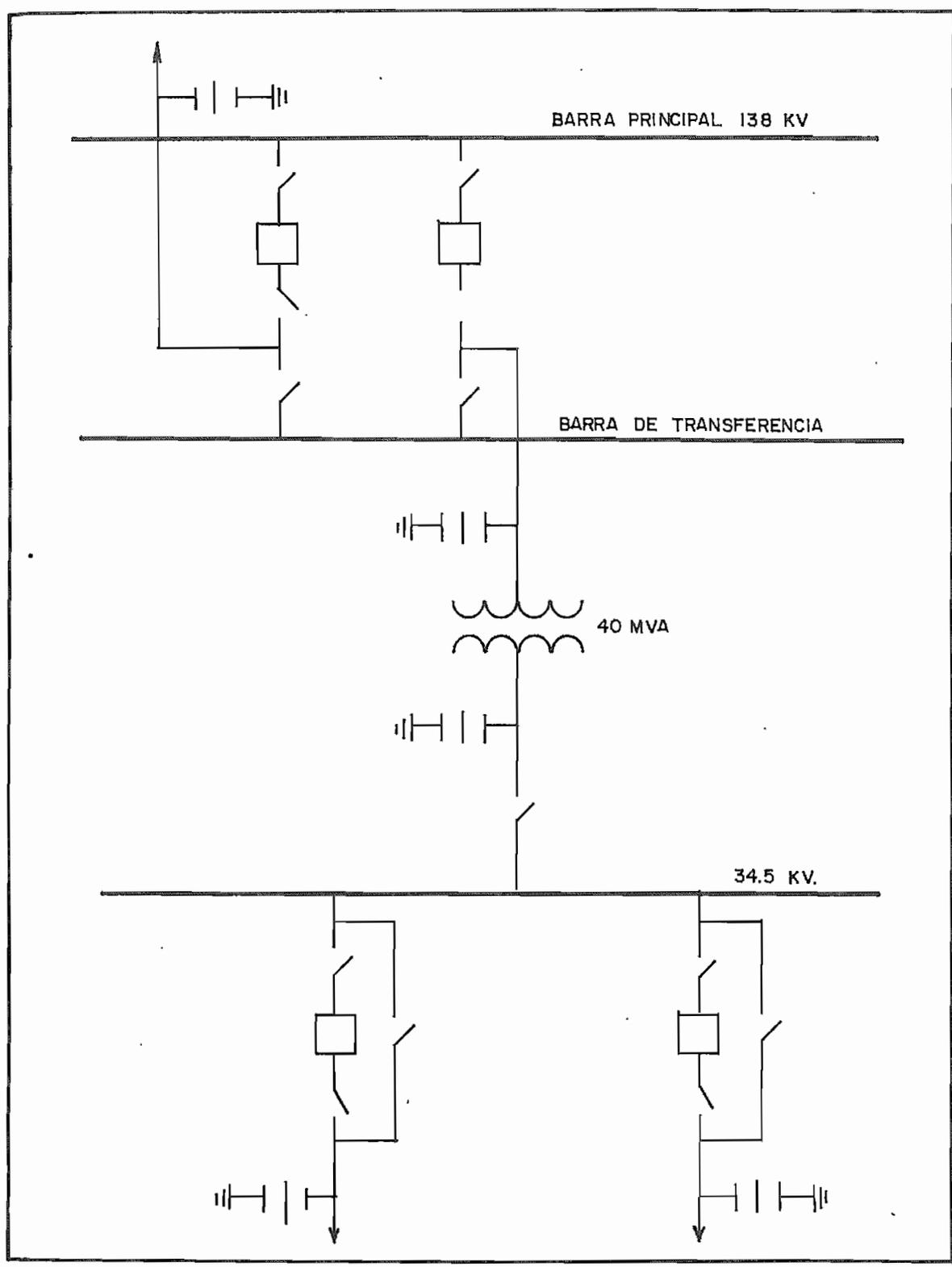
En resumen, tanto por las mejores condiciones de flujo, como ya se vió, como por las condiciones económicas, se elige como alternativa de alimentación al Sistema, la alternativa N° 2.

| I T E M | ALTERNATIVA 1 | | ALTERNATIVA 2 | |
|----------------------------|---------------|------------|---------------|------------|
| | CANTIDAD | COSTO (\$) | CANTIDAD | COSTO (\$) |
| TRANSFORMADORES: | | | | |
| 1 x 40 MVA. - 138/34.5 KV. | - | -- | 1 | 183500 |
| 1 x 20 MVA. - 138/34.5 KV. | 1 | 95000 | - | -- |
| 1 x 10 MVA. - 138/34.5 KV. | 1 | 53000 | - | -- |
| PARARRAYOS 138 KV. | 9 | 21240 | 6 | 14160 |
| SECCIONADORES 138 KV. | 9 | 243000 | 6 | 162000 |
| INTERRUPTORES 138 KV. | 3 | 192000 | 2 | 128000 |
| ESTRUCTURAS 138 KV. | 3 | 20000 | 2 | 20000 |
| INSTALACION 138 KV. | - | 40000 | - | 40000 |
| PARARRAYOS 69 KV. | 6 | 4800 | - | -- |
| PARARRAYOS 34.5 KV. | 6 | 3600 | 9 | 5400 |
| SECCIONADORES 69 KV. | 3 | 8550 | - | -- |
| SECCIONADORES 34.5 KV. | 3 | 1800 | 5 | 3000 |
| INTERRUPTORES 69 KV. | 1 | 27500 | - | -- |
| INTERRUPTORES 34.5 KV. | 1 | 8000 | 2 | 16000 |
| ESTRUCTURAS 34.5 - 69 KV. | 2 | 10000 | 2 | 10000 |
| INSTALACION | - | 15000 | - | 15000 |
| CONTROL | - | 30000 | - | 30000 |
| LINEA 69 KV. 30 km. | 1 | 480000 | - | -- |
| LINEA 34.5 KV. 5 km. | - | -- | 1 | 44000 |

ALTERNATIVA I



ALTERNATIVA 2



de voltaje y con un factor de potencia igual a 0.84.

- El Sistema de Transmisión, presenta voltajes bajos en Ibarra y El Chota (92%), pero al ser corregidos en las subestaciones, no presentan condiciones críticas, sino más bien aceptables. Sin embargo, cabe anotarse, que la línea Ibarra-Otavalo, es la más crítica, y se encuentra en las siguientes condiciones: el voltaje cae del 100% al 92.5% y las pérdidas son de 6.16%.

- El Sistema de Subtransmisión, en general presenta condiciones aceptables tanto en pérdidas, como en nivel de voltaje, en los diferentes sectores del Sistema.

- En resumen, podemos afirmar que el Sistema, a pesar de la condición de emergencia, funciona en condiciones aceptables, lo que permite, confirmar que la alternativa N° 2, es la que presenta las mejores conveniencias para el Sistema. Sin embargo, si se piensa en que El Ambi y La Playa, por condiciones de falla, no funcionan debería pensarse en reforzar la línea Otavalo-Ibarra, para evitar que esté sobrecargada, y por tanto con porcentaje de pérdidas y regulación de voltaje, fuera de las condiciones establecidas por la técnica.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES:

- 1.- Se demuestra, que la configuración de la alternativa N° 2, opera satisfactoriamente durante todo el período de estudio.
- 2.- Considerando que los flujos han sido realizados en función de la demanda máxima, se debe prever intercambiadores automáticos de taps bajo carga, en las diferentes subestaciones, para regular el flujo de potencia reac-

12-
tiva y evitar que en mínima demanda, los voltajes sean muy elevados y queden fuera de las condiciones normales.

3.- Se recomienda, colocar condensadores en Tulcán y Atuntaqui para conseguir las condiciones obtenidas en los flujos, debiendo tener un mecanismo automática, para que solamente entreguen al Sistema las cantidades adecuadas de potencia reactiva.

4.- Como este estudio del flujo de potencia se ha efectuado con un estudio de proyección de la demanda que abarca un período considerablemente extenso (1.972-1.990), se recomienda mantener actualizada esta proyección.

134-2

A N E X O N^o 1

CALCULO DE PARAMETROS
CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

I. CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL SISTEMA

A. CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE LAS LINEAS.-

Para calcular la impedancia de las líneas, es muy útil el uso de las tablas.

Las usadas en este estudio son de la Westinghouse, en las que:

$$Z = \gamma a + jX$$

Donde γa es la resistencia en ohms por conductor y por milla. Esta resistencia considerando la temperatura que puede alcanzar el conductor, puede ser encontrada a $25^{\circ}C$ ó a $50^{\circ}C$, y para cada una de estas temperaturas a corriente directa 25, 50 y 60 ciclos de frecuencia.

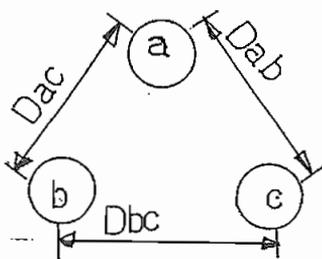
Mientras X representa la reactancia inductiva en Ohms por conductor y por milla y es igual:

$$X = X_a + X_d$$

donde X_a = es la reactancia inductiva en Ohms por conductor y por milla a un pie de espaciamento.

X_d = es la reactancia inductiva en Ohms por conductor y por milla a D pies de espaciamento y a 60 ciclos.

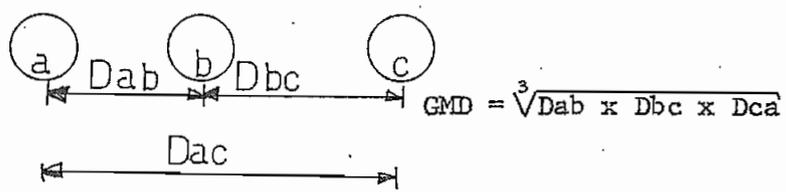
Para hallar el valor de X_d en las tablas auxiliares es necesario calcular la Distancia Media Geométrica (GMD):



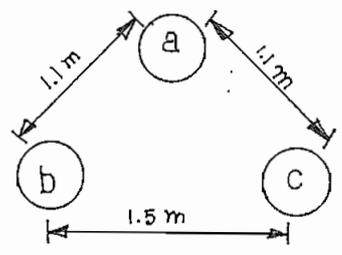
$$GMD = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}}$$

$$\text{Si } D_{ab} = D_{bc} = D_{ca} = D$$

$$\Rightarrow GMD = D$$

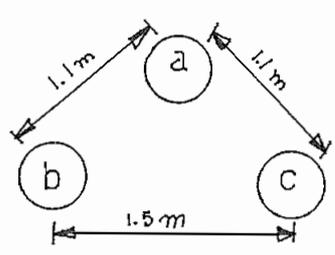


LINEA CAYAMBE-OTAVALO (4/0 - 34.5 KV. - 14.92 millas).



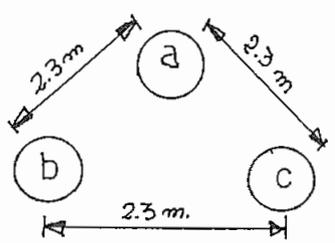
$DMG = \sqrt[3]{1.1 \times 1.1 \times 1.5} \text{ m} = 1.26 \text{ m} \approx 4.13 \text{ pies}$
 $DMG = 4 \text{ pies } 2 \text{ pulgadas} = 1.26 \text{ m}$
 $r_a = 0.445 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $X_a = 0.592 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $X_d = 0.1732 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $Z = 0.445 + j 0.7652 \text{ en } \Omega / \text{ milla}$

LINEA OTAVALO - IBARRA (266.8 MCM 34.5 KV. 12.43 millas).



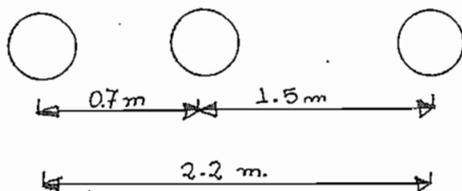
$DMG = 4 \text{ pies } 2 \text{ pulgadas}$
 $r_a = 0.35 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $X_a = 0.465 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $X_d = 0.1732 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $Z = 0.35 + j 0.6382 \text{ en } \Omega / \text{ milla}$

LINEA IBARRA-TULCAN (336.4 MCM 34.5 KV. 50,53 millas).



$GMD = 2.3 \text{ m} = 7 \text{ pies } 7 \text{ pulgadas}$
 $r_a = 0.278 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $X_a = 0.465 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $X_d = 0.2458 \text{ } \Omega / \text{ milla}$
 $Z = 0.278 + j 0.7108 \text{ en } \Omega / \text{ milla}$

PARA LAS LINEAS A 13.8 KV.



$$DMG = \sqrt[3]{0.7 \times 1.5 \times 2.2} \text{ m}$$

$$DMG = 4 \text{ pies } 4 \text{ pulgadas}$$

PARA CONDUCTOR 2/0

$$r_a = 0.706 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_a = 0.641 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_d = 0.1779 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$Z = 0.706 + j 0.8189$$

PARA CONDUCTOR 1/0

$$r_a = 0.888 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_a = 0.656 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_d = 0.1779 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$Z = 0.888 + j 0.8339$$

PARA CONDUCTOR No. 2

$$r_a = 1.41 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_a = 0.642 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_d = 0.1779 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$Z = 1.41 + j 0.8199$$

PARA CONDUCTOR No. 4

$$r_a = 2.24 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_a = 0.655 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_d = 0.1779 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$Z = 2.24 + j 0.8329$$

PARA LA LINEA IBARRA - HOJA BLANCA

PARA CONDUCTOR No. 8 (Cu)

$$r_a = 3.47 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_a = 0.665 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_d = 0.1779 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$Z_1 = 3.47 + j 0.8429$$

PARA CONDUCTOR No. 2 (Cu)

$$r_a = 0.882 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$X_a = 0.574 \quad \Omega / \text{ milla}$$

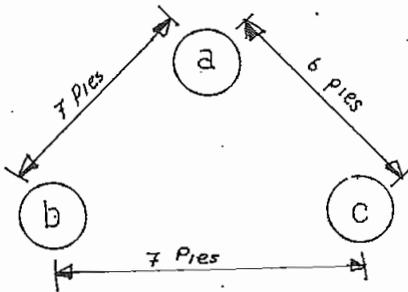
$$X_d = 0.1779 \quad \Omega / \text{ milla}$$

$$Z_2 = 0.882 + j 0.7519$$

$$Z = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2} = \frac{(3.47 + j 0.8429) (0.882 + j 0.7519)}{4.35 + j 1.5948}$$

$$Z = 0.7407 + j 0.4994$$

LINEA SUB. BELLAVISTA - FABRICA DE CEMENTO



$$GMD = \sqrt[3]{7 \times 6 \times 7} = 6.65 \text{ pies}$$

$$GMD = 6 \text{ pies } 8 \text{ pulgadas}$$

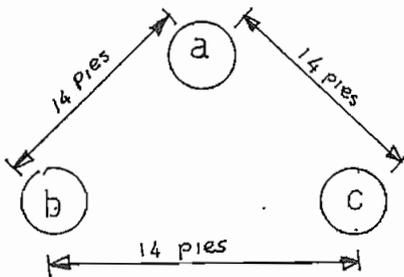
$$r_a = 0.706 \text{ } \Omega / \text{ milla}$$

$$X_a = 0.641 \text{ } \Omega / \text{ milla}$$

$$X_d = 0.2302 \text{ } \Omega / \text{ milla}$$

$$Z = 0.706 + j 0.8712$$

PARA LA LINEA A 138 KV (477 MCM)



$$GMD = 14 \text{ pies}$$

$$r_a = 0.216 \text{ } \Omega / \text{ milla}$$

$$X_a = 0.430 \text{ } \Omega / \text{ milla}$$

$$X_d = 0.3202 \text{ } \Omega / \text{ milla}$$

$$Z = 0.216 + j 0.7502$$

Para las líneas OTAVALO - FABRICA DE CEMENTO, SUB. BELLAVISTA - IBARRA - ATUNTAQUI, A 34.5 KV. y 336.4 MCM.

$$Z = 0.278 + j 0.7108 \text{ en } \Omega / \text{ milla.}$$

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

| UBICACION | TENSION | CALIBRE | MATERIAL | LONGITUD | LONGITUD | IMPEDANCIA |
|------------------------|---------|-----------|----------|----------|----------|-------------------------|
| DE A | (KV) | | | (KM) | (millas) | CON TABLAS (Ω) |
| - GAYAMBE OTAVALO | 34.5 | 4/0 | ACSR | 24.0 | 14.92 | 6.64 + j 11.41 |
| - OTAVALO IBARRA | 34.5 | 266.8 MCM | ACSR | 20.0 | 12.43 | 4.35 + j 7.93 |
| - IBARRA EL CHOTA | 34.5 | 336.4 MCM | ACSR | 16.6 | 10.32 | 3.61 + j 7.34 |
| - EL CHOTA EL ANGEL | 34.5 | 336.4 MCM | ACSR | 20.5 | 12.74 | 4.45 + j 9.07 |
| - EL ANGEL S. GABRIEL | 34.5 | 336.4 MCM | ACSR | 13.5 | 8.39 | 2.93 + j 5.97 |
| - S. GABRIEL TULCAN | 34.5 | 336.4 MCM | ACSR | 30.7 | 19.08 | 6.67 + j 13.58 |
| - EL AMBI IBARRA | 34.5 | 2/0 | ACSR | 5.0 | 3.11 | 2.19 + j 2.54 |
| - LA PLAYA TULCAN | 13.8 | 2 | ACSR | 3.5 | 2.17 | 3.07 + j 1.78 |
| - TULCAN URBILVA | 13.8 | 2 | ACSR | 6.0 | 3.73 | 5.25 + j 3.05 |
| - TULCAN TUFINO | 13.8 | 2 | ACSR | 16.5 | 10.25 | 14.45 + j 8.40 |
| - S. GABRIEL C. COLON | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| - C. COLON CHITAN | 13.8 | 2 | ACSR | 3.5 | 2.17 | 3.07 + j 1.78 |
| - CHITAN PIGUER | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| - C. COLON F. SALVADOR | 13.8 | 2 | ACSR | 6.5 | 4.04 | 5.69 + j 3.31 |

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

| UBICACION DE A | TENSION (KV) | CALIBRE | MATERIAL | LONGITUD (Km) | LONGITUD (millas) | IMPEDANCIA CALCULADA CON TABLAS (Ω) |
|--------------------------|--------------|---------|----------|---------------|-------------------|-------------------------------------|
| -- F.SALVADOR HUACA | 13.8 | 2 | ACSR | 5.5 | 3.42 | 4.82 + j 2.80 |
| -- HUACA J.ANDRADIE | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| -- S.GABRIEL LA PAZ | 13.8 | 2 | ACSR | 12.1 | 7.52 | 10.60 + j 6.16 |
| -- LA PAZ BOLIVAR | 13.8 | 2 | ACSR | 3.6 | 2.24 | 3.15 + j 1.83 |
| -- BOLIVAR LOS ANDES | 13.8 | 4 | ACSR | 4.4 | 2.73 | 6.12 + j 2.27 |
| -- LOS ANDES G.MOJENO | 13.8 | 4 | ACSR | 7.15 | 4.44 | 9.95 + j 3.70 |
| -- EL ANGEL LIBERTAD | 13.8 | 2 | ACSR | 4.4 | 2.73 | 3.85 + j 2.24 |
| -- EL ANGEL S.ISIDRO | 13.8 | 2 | ACSR | 6.0 | 3.73 | 5.25 + j 3.05 |
| -- S.ISIBRO MIRA | 13.8 | 2 | ACSR | 9.9 | 6.15 | 8.57 + j 5.04 |
| -- MIRA J.MONTALVO | 13.8 | 2 | ACSR | 8.4 | 5.22 | 7.36 + j 4.28 |
| -- J.MONTALVO CONCEPCION | 13.8 | 2 | ACSR | 5.3 | 3.29 | 4.64 + j 2.70 |
| -- EL CEOTA ING.TABAB. | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| -- EL CEOTA S.V.DE FUSIR | 13.8 | 2 | ACSR | 9.0 | 5.59 | 7.89 + j 4.58 |
| -- EL CEOTA AMBUQUI | 13.8 | 2 | ACSR | 8.3 | 5.16 | 7.27 + j 4.23 |

2

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

| UBICACION | TENSION | CALIBRE | MATERIAL | LONGITUD | LONGITUD | IMPEDANCIA CALCULADA |
|----------------------------|---------|---------|----------|----------|----------|----------------------|
| DE A | (KV) | | | (Km) | (millas) | CON TABLAS (L) |
| -- ANBUQUI PIMAMPIRO | 13.8 | 2 | ACSR | 10.8 | 6.71 | 9.46 + j 5.50 |
| -- PIMAMPIRO CHUGA | 13.8 | 2 | ACSR | 6.0 | 3.73 | 5.26 + j 3.05 |
| -- CHUGA M. ACOSTA | 13.8 | 2 | ACSR | 8.4 | 5.22 | 7.36 + j 4.28 |
| -- CHUGA M. OLIVO | 13.8 | 2 | ACSR | 5.4 | 3.36 | 4.73 + j 2.75 |
| -- CHUGA S. FRANCISCO | 13.8 | 2 | ACSR | 11.4 | 7.08 | 9.99 + j 5.80 |
| -- IBARRA CARANQUI | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| -- CARANQUI LA ESPERANZA | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| -- LA ESPERANZA ANCOCHAGUA | 13.8 | 2 | ACSR | 8.8 | 5.47 | 7.71 + j 4.48 |
| -- IBARRA SAN ANTONIO | 13.8 | 2 | ACSR | 6.0 | 3.73 | 5.26 + j 3.05 |
| -- IBARRA NATABUELA | 13.8 | 2/0 | ACSR | 8.5 | 5.28 | 3.73 + j 4.32 |
| -- NATABUELA ATUNTAQUI | 13.8 | 2/0 | ACSR | 2.8 | 1.74 | 1.22 + j 1.42 |
| -- ATUNTAQUI A. MARIN | 13.8 | 2 | ACSR | 1.5 | 0.93 | 1.31 + j 0.76 |
| -- A. MARIN SAN ROQUE | 13.8 | 2 | ACSR | 4.0 | 2.49 | 3.50 + j 2.03 |
| -- ATUNTAQUI COTACACHEI | 13.8 | 2/0 | ACSR | 7.15 | 4.44 | 3.13 + j 3.64 |

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

| UBICACION DE A | TENSION (KV) | CALIBRE | MATERIAL | LONGITUD (Km) | LONGITUD (millas) | IMPEDANCIA CALCULADA CON TABLAS (Ω) |
|-----------------------|-----------------|------------|-----------|------------------|----------------------|---|
| - COTACACHI QUITROGA | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| - ATUNTAQUI IMANTAG | 13.8 | 2 | ACSE | 4.8 | 2.98 | 4.21 + j 2.44 |
| - IMANTAG CHALTURA | 13.8 | 2 | ACSR | 6.8 | 4.23 | 5.96 + j 3.46 |
| - IBARRA HOJABELANCA | 13.8 | 2 y 8 | ACSR y Cu | 7.2 | 4.47 | 3.32 + j 2.23 |
| - HOJABELANCA URQUQUI | 13.8 | 2 | ACSE | 6.2 | 3.85 | 5.43 + j 3.15 |
| - URQUQUI SAN BLAS | 13.8 | 4.1 ϕ | ACSR | 1.5 | 0.93 | 2.08 + j 0.78 |
| - HOJABELANCA SALINAS | 13.8 | 2 | ACSR | 11.0 | 6.83 | 9.64 + j 5.60 |
| - SALINAS TUMBABIRO | 13.8 | 2 | ACSR | 8.8 | 5.47 | 7.71 + j 4.48 |
| - SALINAS P. ARENAS | 13.8 | 2 | ACSR | 8.4 | 5.22 | 7.36 + j 4.27 |
| - P. ARENAS CAHUASQUI | 13.8 | 2 | ACSR | 2.5 | 1.55 | 2.19 + j 1.27 |
| - LLUMAN M. EGAS | 13.8 | 2 | ACSR | 1.1 | 2.61 | 3.68 + j 2.13 |
| - M. EGAS OTAVALO | 13.8 | 2 | ACSE | 4.8 | 2.98 | 4.21 + j 2.44 |
| - OTAVALO ESPEJO | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| - ESPEJO S. RAFAEL | 13.8 | 2 | ACSR | 4.2 | 2.61 | 3.68 + j 2.13 |

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

| UBICACION DE A | TENSION (KV) | GALIBRE | MATERIAL | LONGITUD (Km) | LONGITUD (millas) | IMPEDANCIA CALCULADA CON TABLAS (-Ω) |
|---------------------------|--------------|-----------|----------|---------------|-------------------|--------------------------------------|
| - S. RAFAEL G. SUAREZ | 13.8 | 2 | ACSR | 3.6 | 2.24 | 3.15 + j 1.83 |
| - G. SUAREZ S. PABLO | 13.8 | 2 | ACSR | 2.4 | 1.49 | 2.10 + j 1.22 |
| - CAYAMBE AYORA | 13.8 | 2 | ACSR | 3.0 | 1.86 | 2.63 + j 1.52 |
| - AYORA OLMEDO | 13.8 | 2 | ACSR | 11.0 | 6.84 | 9.64 + j 5.60 |
| - CAYAMBE TABACUNDO | 13.8 | 1/0 | ACSE | 11.5 | 7.15 | 6.34 + j 5.96 |
| - TABACUNDO LA ESPERANZA | 13.8 | 2 | ACSR | 4.0 | 2.49 | 3.50 + j 2.03 |
| - LA ESPERANZA TOCACHI | 13.8 | 2 | ACSR | 4.2 | 2.61 | 3.68 + j 2.13 |
| - TOCACHI MALCHINGUI | 13.8 | 2 | ACSR | 5.8 | 3.60 | 5.08 + j 2.95 |
| - LINEA G.T. TUPIGACHI | 13.8 | 2 | ACSR | 4.0 | 2.49 | 3.51 + j 2.03 |
| - BELLAVISTA IBARRA | 34.5 | 336.4 MCM | ACSR | 3.0 | 1.86 | 0.86 + j 2.21 |
| - BELLAVISTA FCA. CEMENTO | 69.0 | 336.4 MCM | ACSR | 30.7 | 19.08 | 13.41 + j 16.55 |
| - OTAVALO FCA. CEMENTO | 34.5 | 336.4 MCM | ACSR | 5.0 | 3.11 | 0.862 + j 2.20 |
| - BELLAVISTA S. GABRIEL | 138.0 | 477.0 MCM | ACSR | 50.6 | 31.47 | 6.79 + j 23.60 |
| - OTAVALO S. GABRIEL | 138.0 | 477.0 MCM | ACSR | 70.6 | 43.87 | 9.47 + j 32.91 |
| - IBARRA ATUNTAQUI | 34.5 | 336.4 MCM | ACSR | 11.3 | 7.02 | 2.45 + j 4.99 |

A N E X O N º 2

TRANSFERENCIA DE CARGA

Y

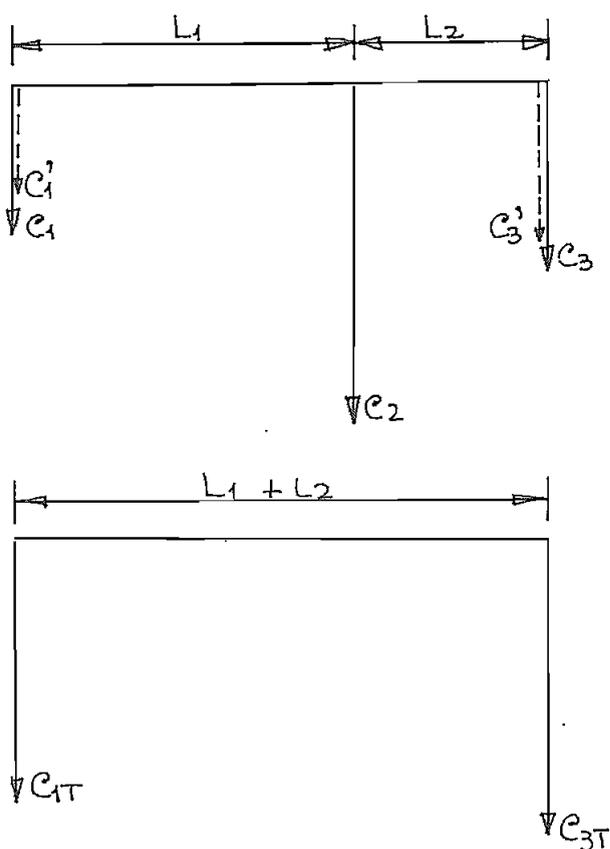
CORRECCION DE VALORES

PARA EL ANALIZADOR

TRANSFERENCIA DE CARGA

Una de las limitaciones del analizador de redes usado, es la de tener solo 36 impedancias de carga, por lo cual es indispensable realizar una transferencia de cargas del Sistema, para cumplir con esta limitación

METODO UTILIZADO



Se quiere hacer la transferencia de la carga C_2

$$\Rightarrow C_2 = C_1' + C_3'$$

$$\wedge C_1' L_1 = C_3' L_2$$

de donde:

$$C_1' = C_2 \frac{L_2}{L_1 + L_2}$$

$$C_3' = C_2 \frac{L_1}{L_1 + L_2}$$

$$\wedge \Rightarrow C_{1T} = C_1 + C_1'$$

$$C_{3T} = C_3 + C_3'$$

Ejemplo de cálculo:

$$C2 = 133.94 \text{ KW.}$$

$$1 \ C_{3T} = 104.66 \text{ KW} + 5 \text{ KW} = 109.6 \text{ KW}$$

3) Realizamos la transferencia de la carga de Los Andes

$$L1 = 12.49 \text{ millas}$$

Carga transferida a la Barra S. Gabriel

$$L2 = 4.44 \text{ millas}$$

$$L1 + L2 = 16.93 \text{ millas}$$

$$C1' = 109.6 \times 0.2622 \text{ KW} = 28.73 \text{ KW}$$

$$\frac{L2}{L1 + L2} = 0.2622$$

$$1 \ C_{1T} = 37 \text{ KW} + 28.73 \text{ KW} = 65.73$$

Carga transferida a G. Moreno

$$\frac{L1}{L1 + L2} = 0.7377$$

$$C3' = 109.6 \times 0.7377 \text{ KW} = 80.85 \text{ KW}$$

$$C2 = 109.6 \text{ KW}$$

$$C3T' = 80.85 \text{ KW} + 7 \text{ KW} = 87.85 \text{ KW.}$$

CORRECCION DEL VALOR DE LAS RESISTENCIAS DE LAS LINEAS PARA EL ANALIZADOR

La resistencia de la impedancia de la línea, adaptada al analizador - debe ser corregida, debido a que, la conexión de las reactancias introduce - resistencias propias, las cuales son el 3.7% del valor de la reactancia en %. Esta resistencia más 0.2% que cada elemento tiene (utilizada como shunt, para alimentar a la bobina de corriente del Waltímetro), debe ser restada de la resistencia en % actual de la línea.

| | L 1 | L 2 | L ₁ + L ₂ | $K_1 = \frac{L_1}{L_1 + L_2}$ | $K_2 = \frac{L_2}{L_1 + L_2}$ | 1.980 | | | 1.990 | | |
|--------------|-------|------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------|--|--|----------------|--|--|
| | | | | | | G ₂ | G ₁ ' = G ₂ K ₂ | G ₃ ' = G ₂ K ₁ | G ₂ | G ₁ ' = G ₂ K ₂ | G ₃ ' = G ₂ K ₁ |
| | | | | | | | | | | | |
| LA PAZ | 7.52 | 2.23 | 9.75 | 0.771 | 0.228 | 34.5 | 7.82 | 26.44 | 50.0 | 11.40 | 38.55 |
| BOLIVAR | 9.75 | 2.73 | 12.48 | 0.781 | 0.218 | 133.9 | 29.3 | 109.6 | 185.0 | 40.34 | 144.49 |
| LOS ANDES | 12.48 | 4.44 | 16.92 | 0.737 | 0.262 | 109.6 | 28.73 | 80.85 | 155.5 | 40.74 | 114.60 |
| F. SALVADOR | 4.04 | 3.42 | 7.46 | 0.541 | 0.458 | 4.0 | 1.832 | 2.164 | 9.0 | 4.12 | 4.86 |
| HUACA | 7.46 | 1.86 | 9.32 | 0.80 | 0.199 | 30.16 | 6.0 | 24.13 | 40.86 | 8.13 | 32.68 |
| CHITAN | 2.18 | 1.86 | 4.04 | 0.539 | 0.460 | 14 | 6.44 | 7.54 | 31.0 | 14.26 | 16.70 |
| AMBUQUI | 5.16 | 6.71 | 11.87 | 0.434 | 0.565 | 10 | 5.65 | 4.34 | 25.0 | 14.13 | 10.85 |
| M. EGAS | 2.98 | 2.61 | 5.59 | 0.533 | 0.466 | 9 | 4.19 | 4.80 | 18.0 | 8.38 | 9.59 |
| ESPEJO | 1.86 | 2.61 | 4.47 | 0.416 | 0.583 | 8.0 | 4.66 | 3.33 | 15.0 | 8.75 | 6.24 |
| S. RAFAEL | 4.47 | 2.23 | 6.70 | 0.667 | 0.332 | 11.33 | 3.76 | 7.56 | 22.24 | 7.38 | 14.83 |
| G. SUAREZ | 6.70 | 1.49 | 8.19 | 0.818 | 0.181 | 19.56 | 3.54 | 15.99 | 38.83 | 7.03 | 31.76 |
| TABACUNDO | 7.14 | 2.49 | 9.61 | 0.742 | 0.259 | 424.0 | 109.81 | 314.60 | 875 | 226.62 | 649.25 |
| LA ESPERANZA | 9.61 | 2.61 | 12.22 | 0.786 | 0.213 | 332.6 | 68.71 | 261.42 | 662.25 | 141.05 | 520.53 |
| TOGACHI | 12.22 | 3.60 | 15.82 | 0.772 | 0.227 | 270.42 | 61.38 | 208.76 | 540.53 | 122.70 | 417.29 |
| AYORA | 1.86 | 6.84 | 8.7 | 0.213 | 0.786 | 69.0 | 54.23 | 14.69 | 118.0 | 92.74 | 25.13 |
| S. ISIDRO | 6.15 | 3.73 | 9.88 | 0.622 | 0.377 | 113.0 | 42.60 | 70.28 | 168.0 | 63.34 | 104.50 |
| J. MONTALVO | 3.29 | 5.22 | 8.5 | 0.387 | 0.614 | 9.0 | 5.53 | 3.48 | 21.0 | 12.89 | 8.20 |
| GARANQUI | 1.86 | 1.86 | 3.46 | 0.50 | 0.50 | 307.0 | 153.5 | 153.5 | 368.0 | 184 | 184 |
| LA ESPERANZA | 5.47 | 3.46 | 8.93 | 0.612 | 0.387 | 237.5 | 91.91 | 145.35 | 313.0 | 121.13 | 191.56 |
| URCUQUI | 0.932 | 3.85 | 4.782 | 0.194 | 0.805 | 70.0 | 56.35 | 13.5 | 115.0 | 92.57 | 22.31 |
| P. ARENAS | 1.55 | 5.22 | 6.77 | 0.228 | 0.771 | 46 | 35.46 | 10.49 | 78 | 60.14 | 17.78 |

TRANSPERENCIA DE CARGA

| | L 1 | L2 | L1 + L2 | $\frac{L1}{K1 = \frac{L1}{L1+L2}}$ | $\frac{L2}{K2 = \frac{L2}{L1+L2}}$ | 1.980 | | | 1.990 | | |
|-----------|------|-------|---------|------------------------------------|------------------------------------|-------|------------|------------|-------|------------|------------|
| | | | | | | C2 | C1' = C2K2 | C3' = C2K1 | C2 | C1' = C2k2 | C3' = C2k1 |
| | | | | | | | | | | | |
| A. MARIN | 2.48 | 0.932 | 3.412 | 0.726 | 0.273 | 173 | 47.22 | 125.59 | 294 | 80.28 | 213.4 |
| COTACACHI | 1.86 | 4.44 | 6.30 | 0.295 | 0.704 | 414 | 291.46 | 122.13 | 747 | 525.88 | 220.36 |
| NATABUELA | 1.74 | 5.28 | 7.02 | 0.247 | 0.752 | 50 | 37.6 | 12.35 | 79 | 59.41 | 19.51 |
| IMANTAG | 4.22 | 2.98 | 7.02 | 0.586 | 0.413 | 10 | 5.86 | 4.13 | 23 | 9.5 | 13.48 |

| L I N E A | Z en p. u. | 3.7% X | 0.2% | Z en p. u. para ANALIZADOR |
|------------------------|-------------------|--------|-------|----------------------------|
| La Playa - Tulcán | 0.16 + j 0.099 | 0.0036 | 0.002 | 0.1544 + j 0.099 |
| S. Gabriel - C. Colón | 0.168 + j 0.079 | 0.0029 | 0.002 | 0.1631 + j 0.079 |
| Chota - Pimampiro | 0.878 + j 0.51 | 0.0188 | 0.002 | 0.4892 + j 0.51 |
| Pimampiro - Chugá | 0.276 + j 0.16 | 0.0059 | 0.002 | 0.2681 + j 0.16 |
| Chota - Tababuela | 0.168 + j 0.079 | 0.0029 | 0.002 | 0.1631 + j 0.079 |
| El Ambi - Ibarra | 0.0183 + j 0.0213 | 0.0008 | 0.002 | 0.0155 + j 0.0213 |
| Otavallo - S. Pablo | 0.607 + j 0.351 | 0.0129 | 0.002 | 0.5921 + j 0.351 |
| Cayambe - Malchinguf | 0.976 + j 0.686 | 0.0253 | 0.002 | 0.9487 + j 0.686 |
| El Angel - Mira | 0.726 + j 0.424 | 0.0156 | 0.002 | 0.7084 + j 0.424 |
| Mira - La Concepción | 0.63 + j 0.366 | 0.0135 | 0.002 | 0.6145 + j 0.366 |
| Ibarra - Hoja Blanca | 0.174 + j 0.117 | 0.0043 | 0.002 | 0.1677 + j 0.117 |
| Hoja Blanca - 2 | 0.404 + j 0.235 | 0.0086 | 0.002 | 0.3934 + j 0.235 |
| Ibarra - Atuntaqui | 0.259 + j 0.301 | 0.0111 | 0.002 | 0.2459 + j 0.301 |
| Atuntaqui - San Roque | 0.252 + j 0.146 | 0.0054 | 0.002 | 0.2446 + j 0.146 |
| Atuntaqui - Quiroga | 0.302 + j 0.27 | 0.0099 | 0.002 | 0.2901 + j 0.27 |
| Ibarra - San Antonio | 0.276 + j 0.16 | 0.0059 | 0.002 | 0.2681 + j 0.16 |
| Cayambe - Otavallo | 0.0557 + j 0.0958 | 0.0035 | 0.002 | 0.0502 + j 0.0958 |
| Otavallo - Ibarra | 0.0365 + j 0.0666 | 0.0025 | 0.002 | 0.032 + j 0.0666 |
| Ibarra - Chota | 0.0303 + j 0.0616 | 0.0022 | 0.002 | 0.0261 + j 0.0616 |
| Chota - El Angel | 0.0373 + j 0.0762 | 0.0028 | 0.002 | 0.0325 + j 0.0762 |
| El Angel - San Gabriel | 0.0246 + j 0.05 | 0.0018 | 0.002 | 0.0208 + j 0.05 |
| San Gabriel - Tulcán | 0.056 + j 0.114 | 0.0042 | 0.002 | 0.0498 + j 0.114 |

CAPITULO III

COSTO ESTIMADO DEL PROGRAMA DE OBRAS

La base para el Programa de Obras, es el aprovechamiento de las centrales El Ambi y La Playa, y además el Sistema Nacional Interconectado. Sin embargo, mientras se realiza la interconexión total del Sistema, y considerando que las Centrales de El Ambi y La Playa, necesitan ser reparadas y adecuar y mejorar ciertas obras civiles, es necesario adecuar las demás centrales existentes, para de este modo satisfacer los requerimientos del mercado eléctrico.

Los costos estimados de las obras, están basados en los costos que se indican a continuación, y que fueron proporcionados por la división de diseño de INECEL:

| | <u>DIVISAS</u> | <u>M. LOCAL</u> | <u>TOTAL</u> |
|--------------------------------|----------------|-----------------|--------------|
| <u>GENERACION:</u> | | | |
| a) Diesel (sucres/KW.) | 7000 | 1500 | 8500 |
| b) Hidráulica (sucres/KW.) | 5000 | 8000 | 13000 |
| <u>TRANSFORMACION:</u> | | | |
| Sucres/KVA. | 1500 | 400 | 1900 |
| <u>TRANSMISION:</u> | | | |
| Líneas a 69 KV. (sucres/km.) | 240000 | 160000 | 400000 |
| Líneas a 34.5 KV. (sucres/km.) | 140000 | 80000 | 220000 |
| Líneas a 13.8 KV. (sucres/km.) | 60000 | 60000 | 120000 |
| <u>DISTRIBUCION:</u> | | | |
| Costo/abonado | 1200 | 1800 | 3000 |

(miles de sucres)

| O B R A S | DIVISAS | M. LOCAL | TOTAL |
|---|---------|----------|-------|
| 1.- GENERACION | | | |
| <u>Reparación Central La Playa:</u> | | | |
| - Muros en los ríos Grande y Chico | --- | 200 | 200 |
| - Construcción nuevo desarenador | --- | 1600 | 1600 |
| - Revestimiento de piedra en el canal de salida del túnel La Cofradía-Río Bobo | --- | 600 | 600 |
| - Reparación de túneles y rápidas de desague | --- | 400 | 400 |
| - Empedrado de la vía de acceso | --- | 200 | 200 |
| - Reparación de las turbinas | --- | 300 | 300 |
| - Cambio de tableros de control | 900 | --- | 900 |
| - Transformador de acoplamiento al Sistema: 1 x 1750 KVA-6.3/13.8 KV. | 1531 | --- | 1531 |
| <u>Reparación Central San Gabriel:</u> | | | |
| - Revestimiento de piedra de algunos tramos del canal de aducción y construcción de 4 canales desarenadores | --- | 700 | 700 |
| - Reparación del eje de la turbina | --- | 5 | 5 |
| - Adquisición de manómetro y tacómetro del regulador de velocidad | 5 | --- | 5 |
| - Cambio de tablero de control | 300 | --- | 300 |
| - Transformador de acoplamiento al Sistema: 1 x 400 KVA - 6.3/13.8 KV. | 350 | --- | 350 |
| <u>Reparación Central El Angel:</u> | | | |
| - Revestimiento de piedra de tramos del canal de aducción de un nuevo desarenador | --- | 700 | 700 |

(miles de sucres)

| O B R A S | DIVISAS | M. LOCAL | TOTAL |
|---|---------|----------|-------|
| - Relleno de válvulas principales y de by-pass | --- | 20 | 20 |
| - Adquisición de un nuevo rodete | 300 | -- | 300 |
| - Reparación del eje de la turbina | --- | 5 | 5 |
| - Cambio del motor sincrónico y tacómetro del regulador de velocidad. | 3 | -- | 3 |
| - Cambio de tableros de control | 600 | -- | 600 |
| - Transformador de acoplamiento al Sistema: 1 x 600 KVA-6.3/13.8 KV. | 500 | -- | 500 |
| <u>Reparación Central El Ambi:</u> | | | |
| - Construcción de obras nuevas de bocatoma | --- | 1200 | 1200 |
| - Construcción nuevo desarenador | --- | 2500 | 2500 |
| - Reparación del canal de desagüe | --- | 300 | 300 |
| - Reparación casa de máquinas | --- | 50 | 50 |
| - Adquisición de repuestos para el grupo N° 2 | 400 | --- | 400 |
| - Reparación de las válvulas principales y sus mandos. | --- | 20 | 20 |
| <u>Reparación Central Hoja-Blanca:</u> | | | |
| - Relleno de las válvulas principales y de by-pass y cambio de cojinete | --- | 10 | 10 |
| - Reparación de reguladores de velocidad | --- | 100 | 100 |
| - Cambios de tableros de control. | 600 | --- | 600 |
| <u>Reparación Central Otavalo N° 1:</u> | | | |
| - Adecuación de la bocatoma | --- | 50 | 50 |
| - Revestimiento de piedra del canal de aducción | --- | 450 | 450 |

(miles de sucres)

| O B R A S | DIVISAS | M. LOCAL | TOTAL |
|--|---------|----------|-------|
| - Relleno de las válvulas principales y by-pass | ---- | 20 | 20 |
| - Reparación de los reguladores de velocidad | --- | 100 | 100 |
| - Cambio de las bobinas del generador | 200 | --- | 200 |
| - Complementación de las protecciones en los tableros de control | 200 | --- | 200 |
| <u>Reparación Central Otavalo N° 2:</u> | | | |
| - Compuerta con la bocatoma | --- | 20 | 20 |
| - Punte peatonal en la bocatoma | --- | 20 | 20 |
| - Reparación del canal de desagüe del tanque de presión | --- | 100 | 100 |
| - Relleno del rodete de la turbina | --- | 100 | 100 |
| - Cambio de tablero de control | 300 | --- | 300 |
| <u>Reparación Central Atuntaqui:</u> | | | |
| - Reparación de la vía de acceso | --- | 100 | 100 |
| - Reparación del regulador de velocidad | --- | 100 | 100 |
| - Complementación de los tableros de control | 180 | 20 | 200 |
| - Transformador de acoplamiento al Sistema: 1 x 500 KVA-5/13.8 KV. | 315 | 35 | 350 |
| Térmica Ibarra 1 x 2500 KW. diesel | 17425 | 3825 | 21250 |
| SUBTOTAL | 24864 | 13095 | 37959 |
| <u>2.- TRANSFORMACION:</u> | | | |
| Tulcán: 1x5000 KVA-34.5/13.8 KV. | 7504 | 1996 | 9500 |
| S. Gabriel: 1x2500 KVA-34.5/13.8 KV. | 3752 | 998 | 4750 |
| El Angel: 2x1250 KVA-34.5/13.8 KV. | 3752 | 998 | 4750 |
| Chota: 2x1250 KVA-34.5/13.8 KV. | 3752 | 998 | 4750 |
| Atuntaqui: 1x5000 KVA-34.5/13.8 KV | 7505 | 1995 | 9500 |

(miles de sucres)

| O B R A S | DIVISAS | M.LOCAL | TOTAL |
|--|---------|---------|-------|
| Otavalo: 1 x 5000 KVA 34.5/13.8 KV. | 7504 | 1996 | 9500 |
| Cayambe: 1 x 2000/2500 KVA - 34.5/13.8 KV. | 3040 | 760 | 3800 |
| Chota: 1 x 500 KVA 34.5/13.8 KV. | 750 | 200 | 950 |
| SUBTOTAL | 37559 | 9941 | 47500 |
| 3.- TRANSMISION: | | | |
| <u>Líneas a 34.5 KV.</u> | | | |
| Ibarra-Atuntaqui 11.3 km. | 1591 | 895 | 2486 |
| Otavalo - Fábrica de Cemento 5 km. | 704 | 396 | 1100 |
| <u>Líneas a 13.8 KV.</u> | | | |
| La Playa-Tulcán 3.5 km. | 210 | 210 | 420 |
| Tulcán - Urbina 6.0 km. | 360 | 360 | 720 |
| Tulcán-Tufiño 16.5 km. | 990 | 990 | 1980 |
| S.Gabriel-La Paz- Bolívar- | | | |
| Los Andes-G. Moreno 27.25 km. | 1635 | 1635 | 3270 |
| Navarrete-Piöter 3 km. | 180 | 180 | 360 |
| <u>Ö. Golón-F. Salvador-Huaca-</u> | | | |
| Julio Andrade 19 km. | 1140 | 1140 | 2280 |
| El Angel-La Libertad 4.4 km. | 264 | 264 | 528 |
| El Angel-S. Isidro-Mira- | | | |
| J. Montalvo-Concepción 29.6 km. | 1776 | 1776 | 3552 |
| Chota-S.V. de Pusir 9.0 km. | 540 | 540 | 1080 |
| Pimampiro-Chugá-Monte | | | |
| Olivo-S. Francisco-M. Acosta 31.2 km. | 1872 | 1872 | 3744 |
| Chota-Ingenio Tababuela 3.0 km. | 180 | 180 | 360 |
| La Esperanza-Angochagua 8.8 km. | 528 | 528 | 1056 |
| Ibarra-Hoja Blanca- Urcuquí- | | | |
| San Blas 14.9 km. | 894 | 894 | 1788 |
| Hoja Blanca-Salinas- Tum | | | |
| babiro 19.8 km. | 1188 | 1188 | 2376 |
| Salinas-P. Arenas-Calmasquí 10.9 km. | 654 | 654 | 1308 |

(miles de sucres)

| O B R A S | | DIVISAS | M. LOCAL | TOTAL |
|---|----------|---------|----------|--------|
| Atuntaqui-Imantag-Chaltura | 11.6 km. | 696 | 696 | 1392 |
| Cotacachi-Quiroga | 3.0 km. | 180 | 180 | 360 |
| A. Marín.- S. Roque | 4.0 km. | 240 | 240 | 480 |
| Otavalo-M. Egas-Ilumán | 5.9 km. | 354 | 354 | 708 |
| Otavalo-Espejo-S. Rafael- | | | | |
| G. Suárez-S. Pablo | 13.2 km. | 792 | 792 | 1584 |
| Tabacundo-La Esperanza- | | | | |
| Tocachi-Malchinguí | 14.0 km. | 840 | 840 | 1680 |
| Ayora-Olmedo | 11.0 km. | 660 | 660 | 1320 |
| SUBTOTAL | | 18468 | 17464 | 35932 |
| 4.- <u>DISTRIBUCION:</u> | | | | |
| Redes para servir a las áreas de Tulcán, San Gabriel, El Angel, Ibarra, Atuntaqui, Otavalo, Cotacachi, Cayambe y Tabacundo 30000 abonados | | | | |
| | | 36000 | 54000 | 90000 |
| TOTAL | | 116891 | 94500 | 211391 |

PROGRAMACION DE OBRAS

Para la Programación de Obras, el método que se utiliza, es el de los DIAGRAMAS DE BARRAS ó DE GRA. Este método consiste en clasificar las actividades en una forma lógica, mediante el empleo de barras horizontales, las cuales van a cubrir un lapso de tiempo. Generalmente estas barras emplean dos casilleros: el uno representa el tiempo previsto para la realización y el otro el tiempo real utilizado.

Este método presenta las siguientes ventajas:

- 1- No requiere de mayores conocimientos.
- 2- Permite un rápido control visual del estado de adelanto o retraso de la obra en cualquier momento.
- 3- Facilidad de lectura por parte del personal de la obra.

En cambio presenta las siguientes desventajas:

- 1- Quien no está familiarizado con el plan, no puede hacer una interpretación correcta de éste.
- 2- La lógica del plan no queda definida en una forma precisa, pues los lapsos de tiempo son indefinidos.
- 3- Durante el transcurso del programa, es difícil averiguar el retraso y decisiones que fueron tomadas para contrarrestar el retraso a menos que se lleve un libro auxiliar de la obra.

A continuación, se indican los tiempos estimados para las diferentes actividades, que se requieren para realizar las obras necesarias para el Sistema.

| DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD | DURACION |
|---|----------------|
| <u>CENTRAL DIESEL</u> | |
| A- GRUPO ELECTROMECHANICO | |
| 1- Preparación de las especificaciones técnicas para el concurso de ofertas y licitación. | 30 - 40 días |
| 2- Llamar a concurso de ofertas y plazo de entrega de las mismas. | 30 - 60 días |
| 3- Análisis técnico y económico de las ofertas | 20 - 30 días |
| 4- Elaboración del contrato, adjudicación y firma. | 30 - 40 días |
| 5- Provisión de la Central | 250 - 300 días |
| 6- Transporte | 30 - 40 días |
| 7- Montaje | 30 - 60 días |
| 8- Pruebas y recepción del equipo en operación | 15 - 30 días |
| B- CASA DE MAQUINAS | |
| 1- Diseño de la casa de máquinas | 20 - 30 días |
| 2- Construcción | 60 - 90 días |
| C- TANQUE DE COMBUSTIBLE | |
| 1- Preparación de las especificaciones para el concurso de ofertas | 10 - 15 días |
| 2- Análisis de las propuestas. | 10 - 15 días |
| 3- Elaboración, adjudicación y firma del contrato | 10 - 15 días |
| 4- Construcción e instalación | 40 - 60 días |
| SUBESTACIONES | |
| A- PARTE ELECTRICA | |
| 1- Preparación de las especificaciones técnicas para el concurso de ofertas o licitación | 30 - 60 días |
| 2- Llamar a concurso de ofertas y plazo de entrega de las mismas. | 30 - 60 días |
| 3- Análisis técnico-económico de las ofertas. | 20 - 30 días |

| DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD | DURACION |
|--|----------------|
| 4- Elaboración del contrato, adjudicación y firma | 30 - 40 días |
| 5- Provisión de la central | 250 - 300 días |
| 6- Transporte | 30 - 40 días |
| 7- Montaje | 30 - 60 días |
| 8- Pruebas y recepción del equipo en operación | 15 - 30 días |
| B- CASA DE MAQUINAS | |
| 1- Diseño de la casa de máquinas | 20 - 30 días |
| 2- Construcción | 60 - 90 días |
| C- TANQUE DE COMBUSTIBLE | |
| 1- Preparación de las especificaciones para el concurso de ofertas | 10 - 15 días |
| 2- Análisis de las propuestas | 10 - 15 días |
| 3- Elaboración, adjudicación y firma del contrato | 10 - 15 días |
| 4- Construcción e instalación | 40 - 60 días |
| SUBESTACIONES | |
| A- PARTE ELECTRICA | |
| 1- Preparación de las especificaciones técnicas para el concurso de ofertas o licitación | 30 - 60 días |
| 2- Llamar a concurso de ofertas y plazo de entrega de las mismas | 30 - 60 días |
| 3- Análisis técnico-económico de las ofertas | 10 - 30 días |
| 4- Elaboración adjudicación y firma del contrato | 30 - 40 días |
| 5- Provisión de materiales | 260 - 390 días |
| 6- Transporte | 30 - 40 días |
| 7- Montaje | 30 - 60 días |

| DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD | DURACION |
|---|------------------|
| 8- Pruebas | 10 - 15 días |
| B- LOCAL DE LA SUBESTACION | |
| 1- Diseño del local | 20 - 30 días |
| 2- Construcción | 60 - 90 días |
| LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION | |
| A- ESTUDIOS TOPOGRAFICOS | |
| 1- Llamar a concurso de ofertas y plazo para presentarlos | 30 - 45 días |
| 2- Análisis de las ofertas | 20 - 30 días |
| 3- Elaboración, adjudicación y firma del contrato | 30 - 40 días |
| 4- Levantamiento topográfico | 1 - 2 km./día |
| 5- Replanteo y estacamiento definitivo | 1 - 2 km./día |
| B- DISEÑO ELECTROMECHANICO | |
| 1- Especificación y lista de materiales para el concurso o licitación | 30 - 45 días |
| 2- Estudio técnico-económico de las ofertas | 20 - 30 días |
| 3- Elaboración, adjudicación y firma del contrato | 30 - 40 días |
| 4- Previsión de materiales | 250 - 300 días |
| 5- Transporte | 30 - 40 días |
| 6- Construcción | |
| - Líneas a 34.5 KV. | 1 km/semana |
| - Líneas a 13.8 KV. | 1 - 3 km./semana |
| 7- Pruebas y recepción | 20 - 30 días |
| REDES DE DISTRIBUCION: | |
| 1- Preparación de las características técnicas, para el concurso de ofertas | 30 - 60 días |
| 2- Llamar a concurso de ofertas y plazo de en- | |

| DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD | DURACION |
|---|----------------|
| trega de las mismas | 30 - 45 días |
| 3- Análisis técnico-económico de las ofertas | 20 - 30 días |
| 4- Elaboración del contrato, adjudicación y firma | 30 - 40 días |
| 5- Provisión de materiales | 250 - 300 días |
| 6- Transporte | 30 - 40 días |
| 7- Construcción | 100 abon./mes |
| 8- Pruebas y recepción | 15 - 30 días |

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. PREVISION DE LA DEMANDA

Al realizar la previsión de la demanda fue necesario abordar: la insuficiencia de una información confiable, la escasez del elemento humano técnicamente preparado, y un conocimiento real de las características socio-económicas, de las diferentes zonas que conforman el SISTEMA NORTE. En consecuencia, y considerando que la previsión de la demanda y la base fundamental para determinar las características técnicas del Sistema y por tanto para la programación de obras e inversiones, se recomienda:

- 1) Realizar un estudio socio-económico, que determine las características de la zona, ocupación de la población, cultura, el ingreso per cápita, etc. para de este modo determinar los índices económicos con los cuales pueden establecerse correlaciones apropiadas, y un conocimiento acertado de los recursos naturales y que por tanto implican nuevas actividades productoras en un futuro prudente.
- 2) Mantener un continuo contacto con las instituciones que tienen que ver con el desarrollo de la zona, así como actualizar periódicamente las encuestas industriales, para estar al tanto de los proyectos o ampliaciones, que hacen variar en forma considerable la tasa de crecimiento del mercado eléctrico.

3) Las estadísticas de generación, demanda máxima y mínima y de los consumos, deben ser llevados no solo a nivel de Empresa o Sistema, sino también a nivel de subestación, cabecera cantonal y cabecera parroquial. Para lograr que esta información sea confiable, es trascendental, capacitar al personal, en forma inmediata.

Todo lo anterior, comprueba la necesidad de una mejoría substancial en los sistemas estadísticos y de investigación de mercado, que son indispensables para alcanzar en las previsiones de la demanda, resultados que sirvan en la planificación del sistema.

A lo dicho se debe añadir, que es necesario realizar una revisión periódica de la previsión de la demanda, y con mayor razón, si la proyección como la realizada es a largo plazo.

2.- FLUJO DE POTENCIA

Los flujos de potencia realizados en el presente estudio, se efectuó con un estudio de proyección de la demanda que abarca un período extenso (1973-1990), razón por la cual se recomienda mantener actualizado el flujo, tan pronto como se cuente con proyecciones de demanda más actualizadas o que hayan variado substancialmente.

Se recomienda llevar adelante una adecuada política tarifaria, con el objeto de lograr que el factor de potencia de las cargas conectadas al Sistema, estén siempre alrededor de 0.9, para evitar de este modo, el tener que generar y transportar cantidades no deseables de potencia reactiva, desde las centrales de generación a los centros de consumo.

4.

Considerando que un analizador de redes, tiene limitaciones y aún más que en los actuales momentos prácticamente está fuera de uso, se recomienda realizar un programa de computación, para los flujos de potencia, con lo cual se logrará todas las ventajas que esto representa.

3.- PRESUPUESTO Y CRONOGRAMA DE EJECUCION DE OBRAS

El suministro de energía eléctrica en el país, se ha realizado a través de pequeños sistemas eléctricos de carácter local, los cuales por diversas circunstancias que no es del caso analizarlas, no fueron manejados eficientemente, originando un deterioro de los mismos, y como consecuencia, no solo se ocasionan graves molestias a los usuarios sino que se ha frenado la expansión del mercado eléctrico. Obviamente, estos sistemas eléctricos no fueron previstos para funcionar interconectados, ya que obedecieron siempre a soluciones de carácter local e independientes.

En estas condiciones, la situación actual del Sistema Norte, y que es la base del cronograma de ejecución de obras, es la siguiente:

Centrales de generación: Hay que destacar el hecho de que todas las centrales que conformarán el Sistema Integrado del Norte se encuentran a la fecha con problemas de mayor o menor consideración, los mismos que deben ser atendidos para poder arrancar con la operación del Sistema Interconectado. Estas obras se hallan descritas en el Capítulo III, en el costo estimado del Programa de Obras.

Líneas de Transmisión y Redes de Distribución

Las líneas de transmisión y los sistemas de distribución, son prácticamente nuevos en todo el Sistema, excepto en Otavalo, El Angel y otros centros poblados pequeños, donde debe construirse nuevas líneas de subtransmisión y nuevas redes de distribución.

Para una idea mejor de la estructura actual del Sistema se hace a continuación una descripción general del mismo:

Partiendo de Cayambe y pasando por Otavalo, Ibarra, El Angel, y San Gabriel, se llega a Tulcán con una línea a 34.5 KV., a la que se suma la línea desde El Ambi a Ibarra, también a 34.5 KV. La ciudad de Tulcán, que al momento es servida por la Central La Playa de 1320 KW. y una central térmica de 775 KW., se servirá de la línea a 34.5 KV. a través de una subestación de 2500 KVA - 34.5/13.8 KV. ya construída, pero que no está funcionando, debido a que la distribución se hace a 6.3 KV.

En San Gabriel sucede algo similar, pues se servirá de la línea a 34.5 KV. a través de una subestación reductora ya construída de 1250 KVA - 34.5/13.8 KV. La red nueva de distribución se encuentra realizada en su primera fase.

En el Valle del Chota, existe una subestación de 34.5/13.8 KV. desde la cual se sirve a Pimampiro y centros poblados aledaños y se servirá al Ingenio de Tababuela.

La ciudad de Ibarra tiene redes casi en su totalidad nuevas, y se sirve a 13.8 KV. Existen también pequeños sectores que tienen una tensión primaria

de 6.3 KV.

Atuntaqui tiene red nueva en su área urbana con un voltaje primario de - 13.8 KV. y es alimentada a ese voltaje desde Ibarra. En la zona rural subsis- te la red vieja a un voltaje de 5 KV., la misma que paulatinamente está sien- do sustituida.

Existe la línea Ibarra-Cotacachi a 13.8 KV. de la cual se deriva la ali- mentación a Atuntaqui. Sin embargo Cotacachi no está integrada al Sistema y a la fecha se sirve de su propia fuente de generación.

Otavaló se sirve desde la línea de 34.5 KV. a través de una subestación de 2000/2500 KVA - 34.5 /13.8 KV., existiendo una derivación de este mismo - transformador para acoplar otro de 13.8 a 5 KV de 1250 KV y una pequeña parte de 13.8 KV., teniéndose para el área rural un voltaje de 6.3 KV., para el cual se dispone de un autotransformador de elevación de 5 a 6.3 KV. Las redes se encuentran en mal estado debiéndose construir una red nueva y readecuarse las partes que sean posibles de hacerlo.

Cayambe y Tabacundo se sirven de la línea a 34.5 KV. a través de una su- bestación de 2000/2500 KVA - 34.5/13.8 KV. y sus redes de distribución son - nuevas.

Para el cumplimiento del programa de obras propuesto, así como el calen- dario de inversiones, es necesario:

- 1- Realizar una política de adquisición de materiales, que permita tenerlos con suficiente anticipación a su empleo, asignando los recursos económi- cos necesarios, tanto de carácter local como de moneda extranjera.

- 2- Disponer de personal capacitado y en número suficiente o incentivando a las compañías constructoras existentes y dando facilidades para la creación de nuevas.
- 3- Realizar un control para reportar la cantidad real de trabajo realizado, para que en caso de retraso se pueda tomar decisiones que permitan acelerar los trabajos y de este modo cumplir con lo programado.

OTRAS RECOMENDACIONES

Para que la interconexión de los sistemas eléctricos, reciban las ventajas técnico-económicas y de recursos humanos, es necesario dotar a la entidad que controle este sistema integrado de facilidades que le permitan operar adecuadamente, tanto técnica como administrativamente.

Considerando que los sistemas existentes, como ya se indicó fueron diseñados para operación aislada, las protecciones no son las adecuadas para operar interconectados, por lo cual se recomienda realizar un estudio de la coordinación de las protecciones y readecuación de los existentes.

Para abastecer el mercado de potencia y energía, se dispone de centrales térmicas, hidráulicas y la subestación del Sistema Nacional Interconectado, - por lo cual se recomienda realizar un estudio técnico-económico de operación de las centrales en las curvas de cargas del Sistema.