



D-3129

5724
C.2

3129

ESCUOLA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

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

D-3129

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO ESPECIALIDAD POTENCIA

HERNAN SORIA ZEAS

GUAYAQUIL, SEPTIEMBRE 1978



BIBLIOTECA

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

DIRECTOR DE TESIS

Juan Saavedra
ING. JUAN SAAVEDRA

AUTOR

Hernan Soria
HERNAN SORIA

DECLARACION EXPRESA

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

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

AGRADECIMIENTO

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

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

DEDICATORIA

A LA MEMORIA DE MI PADRE

DEDICATORIA

a mi querida Madre

DEDICATORIA

a mis queridos hermanos

TEMARIO:

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

PUNTOS A TRATARSE:

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

	<u>Pág.</u>
2.5.5 CONSUMO ALUMBRADO PUBLICO	26
2.5.6 PERDIDAS	26
2.5.7 FACTOR DE CARGA	27
2.6 METODOLOGIA DEL ESTUDIO DE PROYECCION DE LA DEMANDA	27
2.7 PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA	32
2.7.1 PROYECCION A NIVEL DE CABECERA CANTONAL, PARRÓ QUIAL Y RECINTOS.	32
2.72 PROYECCION GENERAL DEL SISTEMA	35
3. ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO	37
3.1 CRITERIOS GENERALES	37
3.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA HASTA EL AÑO 1990	40
3.2.1 PRESENTACION ESQUEMATICA DE ALTERNATIVAS DE NI VELES DE VOLTAJE	40
3.2.2 CALCULO DE LOS CONDUCTORES ECONOMICOS	40
3.2.2.1 LINEAS A 69 KV	41
3.2.2.2 LINEAS A 13,8 KV	42
4. ANALISIS DE OPERACION DEL SISTEMA	44
4.1 CALCULO DE LA DEMANDA REACTIVA	44
4.2 OPERACION DEL SISTEMA PARA LOS AÑOS 1980-1985-1990	45
4.2.1 FLUJOS DE POTENCIA PARA 1980	45
4.2.2 FLUJOS DE POTENCIA PARA 1985	48
4.2.3 FLUJOS DE POTENCIA PARA 1990	49
4.3 PROGRAMACION DE OBRAS	50
4.3.1 ANALISIS ECONOMICO PARA SELECCIONAR LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION DE 13.8 KV y 69 KV	51
4.3.2 ANALISIS PARA SELECCIONAR LOS TRANSFORMADORES	53
4.3.3 EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES	53
5. PREDISEÑO DE OBRAS	59

	<u>Pág.</u>
5.1 OBJETO	59
5.2 PREDISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV	59
5.2.1 CRITERIOS GENERALES	60
5.3 ESTUDIO DE AISLAMIENTO	61
5.4 PREDISEÑO DE SUBESTACIONES	69
6. COSTOS E INVERSIONES	71
6.1 COSTO DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION	71
6.2 CALENDARIO DE INVERSIONES	72
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
ANEXO I	75
ANEXO II	179
ANEXO III	237
ANEXO IV	338
ANEXO V	353

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. ANTECEDENTES

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

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

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

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

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

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

- b) Por otro lado, el desarrollo de estas áreas traerá consigo un descongestionamiento del asentamiento humano en la ciudad de Guayaquil, porque representará para la misma, una ciudad satélite.
- c) Se ha determinado que ciertas áreas son netamente industriales, que por falta del desarrollo eléctrico no ha tenido el debido progreso, estancándose y realizando el trabajo en un completo subdesarrollo técnico.
- d) Además, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), está realizando los estudios para la interconexión nacional, lo cual se ha visto en la necesidad de planificar el desarrollo de los Sistemas Regionales del país, para que así todos los lugares de la Patria, puedan aprovechar esta energía eléctrica, que es de mucho beneficio para el progreso económico, intelectual y político del país.

Como conclusión, este tema tiene cierta importancia pa

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

CAPITULO II

PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

2.1 GENERALIDADES

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

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

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

2.2. ESTUDIO ACTUAL DEL SISTEMA

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

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

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

Debido al crecimiento económico de la zona, ciertas indus

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

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

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

2.2.1. Generación

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

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

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

2.2.2. Transformación

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

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

2.2.3. Transmisión

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

2.3. ZONIFICACION DEL AREA DE ESTUDIO

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

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

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

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

De acuerdo al Instituto Geográfico Militar, se obtuvo las

trial, teniendo más importancia la parte industrial.

Subzona Este:

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

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

2.4. RECOPIACION DE LA INFORMACION

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

En algunas poblaciones rurales las cuales carecen totalmen

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

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

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

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

Subzona Central :

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

Se formó esta subzona considerando las variables antes in

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

Subzona Norte :

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

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

Subzona Sureste :

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

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

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

2.4.1. Población

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

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

2.4.2. Consumos y Abonados

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

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

Consumo Residencial

Es el que se usa para el tipo doméstico.

Consumo Comercial

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

Consumo Industrial

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

Alumbrado Público u otros

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

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

4.2.1. Sectores Urbanos y Rurales

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

4.3. Encuestas Industriales

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

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

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

La producción por año sería:

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

Según estas cifras el incremento de producción es:

<u>AÑO</u>	<u>MILES DE TONELADAS</u>
1976	16.5
1977	19.6
1978	22.9
1979	26.6
1980	30.7

Por lo tanto, se ha considerado para el procesamiento de

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

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

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

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

Con estos datos la potencia necesaria cada año será :

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

Para el cálculo de la energía anual se consideró los siguientes parámetros:

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

$$FC = 0.6$$

$$D_{\text{máx.}} = 80\% \text{ de la potencia instalada}$$

La energía anual será:

$$E_q = D_{\text{máx.}} \times FC \times T$$

Los datos obtenidos son:

<u>AÑO</u>	<u>MWH (ANUALES)</u>
1976	535
1977	635
1978	742
1979	854
1980	995

2.4.3.1 Industrias Existentes

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

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

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

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

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

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

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

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

$$E = D_{\text{máx.}} \times FC \times T$$

E = Energía consumida en KWH

FC = Factor de carga

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

2.4.3.2. Industrias Programadas

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

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

2.4.4. Pérdidas en el Sistema

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

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

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

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

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

2.4.5. Factor de Carga

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

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

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

2.5. ANALISIS DE INFORMACION Y METAS DE DESARROLLO ELECTRICO

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

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

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

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

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

en donde $r = n$

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

P = Población en el año n

P_0 = Población en el año uno o población inicial

r = Tasa de crecimiento media acumulativa anual

n = Número de años.

2.5.1. Población

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

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

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

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

2.3.2. Consumo y Abonados residenciales

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

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

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

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

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

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

2.5.3.

Consumos y Abonados Comerciales

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

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

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

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

2.5.4. Consumos Industriales

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

2.5.5. Consumo de Alumbrado Público

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

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

2.5.6. Pérdidas

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

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

2.3.7.

Factor de Carga

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

2.6.

METODOLOGIA DEL ESTUDIO DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA

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

a) Consumo Residencial

Se proyectó el consumo residencial, como se indica :

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

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

b) Consumo Comercial

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

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

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

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

c) Consumo Industrial

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

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

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

$$C_{In} = C_n + C_{En}$$

d) Consumo de Alumbrado Público

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

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

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

$$C_n = H \times c_l$$

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

$$E_f = CR + C_c + CAP + C_{in}$$

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

$$E_g = \frac{E_f}{1 - \% \text{ pérdidas}/100}$$

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

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

$$P_{\text{máx}} = \frac{E_g}{FC \cdot T}$$

Donde: FC = factor de carga

T = 8.760 horas (número de horas del año)

2.7. PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA

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

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

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

Subzona Central

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

Se ha considerado como carga especial al consumo de

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

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

Subzona Norte

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

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

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

Subzona Sur-Este:

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

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

Subzona Este:

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

Los datos obtenidos de la proyección de la demanda se

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

2.7.2. Proyección General del Sistema

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

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

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

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

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

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

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

CAPITULO III

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

3.1. CRITERIOS GENERALES

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

- Caída de Voltaje
- Pérdida de potencia y energía
- Rehabilitación del servicio deficiente

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.2. ESTRUCTURAS DEL SISTEMA HASTA EL AÑO 1990

3.2.1. Presentación Esquemática de Alternativas de Niveles de Voltaje

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

3.2.2. Cálculo del Conductor Económico

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

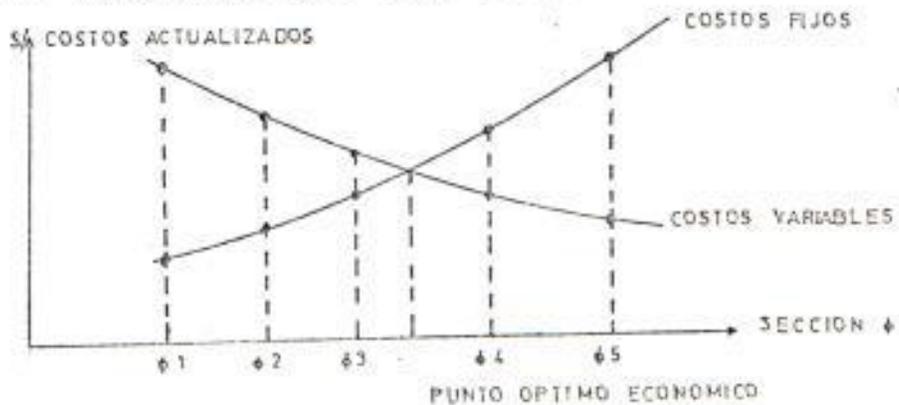


FIG. 3.2

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

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

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

3.2.2.1. Líneas a 69 KV

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

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

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

2.2.2. Líneas a 13.8 KV

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

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

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

NOTA: En el anexo N° 2, se encuentran los Cuadros del N° 16 al N° 23 las figuras N° 6 y N° 7. , las salidas de Computadoras

CAPITULO IV

ANALISIS DE OPERACION DEL SISTEMA

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

4.1. CALCULO DE LA DEMANDA REACTIVA

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

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

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

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

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

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

4.2.1. Flujos de Potencia para 1980

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2.2. Flujos de Potencia para 1985

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

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

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

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

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

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

4.2.3. Flujos de Potencia para 1990

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

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

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

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

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

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

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

4.3. PROGRAMA DE OBRAS

Luego de concluídos los estudios de conductores econó

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.3.2. Análisis Para Seleccionar Los Transformadores

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

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

4.3.3. Equipamiento de las Subestaciones

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

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

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

Los costos que se analizan en este estudio, son:

a) Costos de Reserva

Aquel el cual el dinero que se pierde de ganar por tener un capital invertido en capacidad de transformación sin usarse hasta que se haya logrado copar la capacidad del transformador.

b) Costo de Equipamiento

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

c) Costo Total

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

Las ecuaciones que se usan para determinar este método son:

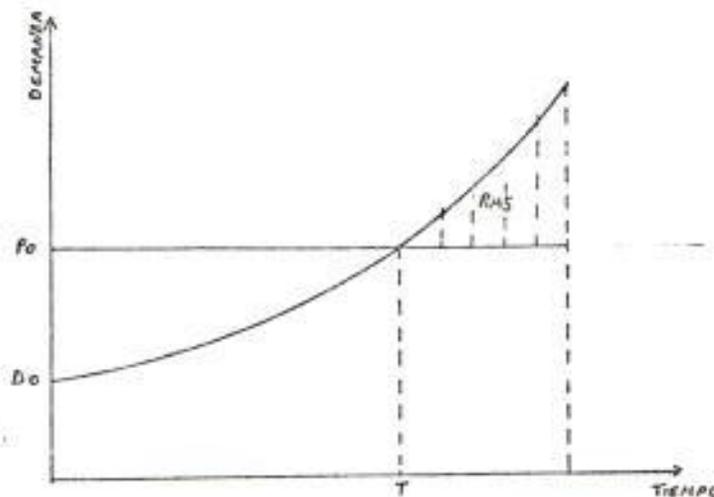
a) Costo de Reserva

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

b) Costo de Equipamiento

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

Las ecuaciones son:



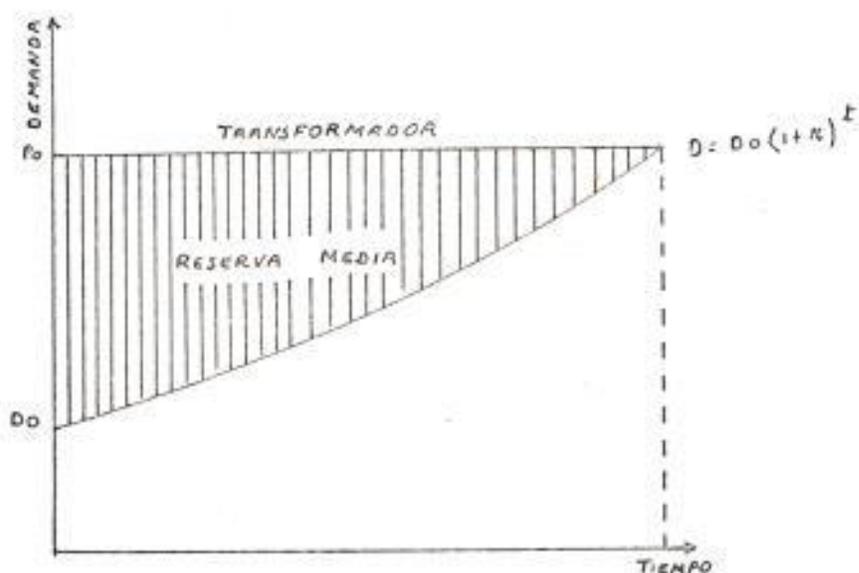
Llamando Rms a la demanda no abastecida, tenemos:

$$Rms = \frac{1}{Tr-T} \int_0^T DO(1+r)^t dt - P0$$

$$Rms = \frac{DO}{Tr-T} \frac{(1+r)^{Tr} - (1+r)^T}{\ln(1+r)} - P0$$

Donde:

Tr = Vida útil del transformador



$$R_m = \frac{1}{T} \int (D_0 - D_0 (1+r)^t) dt$$

$$R_m = D_0 - \frac{D_0}{T} \frac{(1+r)^t - 1}{\ln(1+r)}$$

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

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

De donde:

i = tasa de interés

C_u = Costo por KVA del transformador

El costo de equipamiento traído a valor presente es:

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

Donde:

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

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

(*) Las Figuras N°8 al N°13 , los Cuadros N°24 al N°35, y salidas de Computadoras, se muestran en el Anexo N° III.

CAPITULO V

PREDISEÑO DE OBRAS

5.1. OBJETO

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

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

5.2. PREDISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV

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

5.2.1. Criterios Generales

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

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

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

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

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

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

5.3. ESTUDIO DE AISLAMIENTO

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

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

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

-Aislación en la Estructura

-Aislación en el Vano

-Aislación en la Estructura

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

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

-Contaminación atmosférica

-Sobretensiones de Maniobra

-Sobretensiones de Frecuencia Industrial

-Sobre descarga atmosférica

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

-Contaminación Atmosférica

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

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

-Descarga sobre los conductores.-

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

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

Donde :

- I = Nivel isoceraunio
- F = $P(0.58 HT + 1.16 Hgw)$
- P = 0.005 probabilidad de falla del apantallamiento para $\theta = 30^\circ$

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

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

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

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

Las características de la línea con cable de guardia son:

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

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

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

-Descargas atmosféricas Indirectas.-

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

-Descargas atmosféricas Directas.-

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

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

$$N^{\circ}\text{aisladores} = \frac{\text{KV}\phi\phi \cdot \text{Dist. Fuga}}{\text{Dist.}} = \frac{69 \times 2.6}{29} = 6$$

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

Descargas Atmosféricas

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

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

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

Con el criterio anterior, se analiza una línea de subtrans

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

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

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

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

Líneas sin Cable de Guardia

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

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

- NL = Salidas por descargas
 I = Nivel isoceraunico
 h = HT -2/3 (HT - Hgw) en pies

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

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

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

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

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

5.4. PREDISEÑO DE SUBESTACIONES

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

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

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

a) Subestación de Paso

b) Subestación Terminal

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

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

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

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

CAPITULO VI

COSTOS E INVERSIONES

6.1. COSTO DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

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

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

CALENDARIO DE INVERSIONES

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

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

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

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

NOTA: En el anexo N° 5, se encuentran los Cuadros del N° 41 al N° 43.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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

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

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

Por lo tanto es necesario hacer ciertas recomendaciones:

- a.- Que debe construirse una línea a 69 KV, desde Santa Elena a Palmar después del año de 1990.
- b.- Analizar la posible interconexión con la zona adyacente de Manabí, la cual se podría ejecutar a través de la línea Santa Elena-Palmar. De esta manera se obtendrá una mayor disponibilidad y confiabilidad.

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

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Plan Nacional de Electrificación (INECEL)
- 2.- Metodología para la proyección de la demanda (INECEL)
- 3.- Boletín de Red sobre Conductor Económico
- 4.- Elementos de análisis de Sistema de Potencia (William Stevenson, Sr)
- 5.- Electrical Transmission and Distribution, Reference Book
- 6.- Electric Power Transmission & Distribution (P.J. Freeman)
- 7.- Normas de Líneas de Subtransmisión de 69 Kv (INECEL)
- 8.- Normas de Líneas de Distribución de 13.8 Kv (INECEL)
- 9.- Criterio para el Diseño de Suestación en el Sistema de la Brithis Colum
bia (F. Wollaston, M. Callanser, R. Clat)
- 10.- Boletín de Lightning Perforance of Transmission Lines (Clayton, Young)
- 11.- Catálogo de la NGK sobre Estudio de la Salinidad.
- 12.- A Guide for Minimum Electrical Clearances for Standar Basic Insulation
Levels (A.I.E.E.).