

INTERCONEXION ELECTRICA ENTRE LATACUNGA Y AMBATO

Tesis previa a la obtención del Título de
Ingeniero, en la Especialización de Ingeniería
Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional

Luis Alfredo Sánchez Báez

Quito, Febrero-1963

INDICE DE MATERIAS

	Págs.
1. Estudio General	1
2. Ventajas y Problemas de la Interconexión.	
I. Ventajas	3
II. Problemas	7
3. Estado Actual de producción y demanda en las ciudades mencionadas	10
4. Proyectos y necesidades para la década 1960-1970	15
5. Gráficos de Capacidad y Demanda.Crecimiento de la carga	16
6. Formas de Intercambio	27
7. Datos de Salcedo y Píllaro	31
8. Cálculo de la Línea	
A) Aspecto Eléctrico.	
a. Estudio sobre la Tensión de Transmisión..	32
b. Determinación de la sección del conductor	34
c. Efecto Corona	43
d. Línea de Tierra	48
e. Pérdidas de Voltaje y Potencia. Regulación de la Línea	49
f. Estudio sobre Condensadores	50
f'.Regulación de la Tensión	51

	Págs.
g. Estabilidad de los Sistemas.	
1. Potencia máxima transmisible	53
2. Estabilidad en condiciones normales ..	54
3. Estabilidad transitoria	55
h. Protecciones	60
i. Diagrama unifilar de Interconexión	64
B) Aspecto Mecánico	
a. Localización de la Línea	66
b. Cálculo de la flecha	66
c. Vano Económico	71
d. Explicación de las fuerzas actuantes sobre las Estructuras	72
e. Distancia entre conductores	73
f. Aisladores	75
g. Estructuras de Apoyo	82
C) Aspecto Económico	84
Presupuesto	85
9. Ampliaciones para la Red Nacional	87
Bibliografía	89

TABLAS . CUADROS . ESQUEMAS.

Nº	Págs.
21. Latacunga. Curva de Carga	12
22. Latacunga. Curva de Carga	13
23. Ambato. Curva de Carga	14
24. Latacunga.Demanda de Energía 1952-1962	20
25. Latacunga.Orecimiento de la Carga	21
26. Latacunga.Probable demanda en la década	22
27. Ambato. Probable Demanda en la década	23
28. Latacunga. Curva de Carga	24
29. Producción y Demanda de Energía para Latacunga:1952-1970	25
30. Producción y Demanda de Energía para Ambato: 1948-1968	26
31. Tabulación para determinar Voltaje y Tamaño del Conductor ACSR	37
32. Tabulación para determinar Voltaje y Tamaño del Conductor:Cobre	38
- Tabla:Distancia máxima de Transmisión de Potencia en kilómetros.....	54
33. Línea de Transmisión 66 kV.Esquema General	65
34. Flecha del Conductor.Uso de Tablas Martin	78
35A.Línea de Transmisión 66 kV.Lista de Torres	79
35B.Lista de Torres .Continuación	80
35C.Lista de Torres .Continuación	81
36. Línea de Transmisión.Estructura a utilizarse ..	83

Certifico que esta tesis fue desarrollada por el señor
Luis Sánchez, bajo mi dirección, y que por lo tanto
es un trabajo exclusivo de este señor.

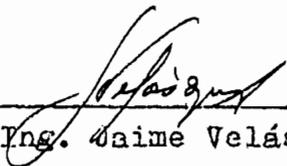
19

19

19

19

19



Ing. Jaime Velásquez

Director de Tesis.

1. Estudio General.

El proyecto a realizarse tiene como base la interconexión de dos capitales de provincia: Latacunga y Ambato, ciudades que se encuentran en la región interandina.

Será sin duda la base para la Red nacional. Muchas zonas se beneficiarán con este servicio.

Los datos referentes a capacidad actual, proyectos a construirse o en estudio; fueron tomados en el presente año tanto en el Departamento Técnico de la Eléctrica Municipal de Latacunga, como en la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

En esta etapa inicial; debido a la escasez de energía en la ciudad de Ambato en los próximos años, me he concretado a calcular simplemente la Línea de Transmisión que une las dos ciudades mencionadas. Esta etapa la podríamos llamar de emergencia y abarca hasta 1970; en la cual habría que acelerar el ritmo de las obras a fin de reducir la carencia actual de las fuentes de generación que se presenta en la mayor parte del país. Las que se encuentran actualmente funcionando no alcanzan a abastecer la demanda existente.

La Red Nacional se irá haciendo conforme aumenten las necesidades y a medida que vayan incrementando las capacidades instaladas en las Plantas.

Una vez recogidos todos los datos necesarios, se procedió al cálculo eléctrico de la Línea, realizando un estudio detenido en lo referente al tamaño del conductor y al voltaje

mas económico, valorizando todos los factores que entran en juego, llegándose a la conclusión, el considerar aceptable el conductor Aluminio-Acero # 3/0 AWG , con un voltaje de transmisión de 66 kV.

La Línea mencionada puede transportar la carga esperada de 6.000 kW, con pérdidas que no pasan del 3%

Los pasos siguientes se refieren a un estudio sobre estabilidad, regulación, sistemas de protección etc.

En lo referente al aspecto mecánico, muchos factores fueron necesarios para determinar la mejor ruta de recorrido de la Línea.

Singular fué la ayuda que se obtuvo con las Cartas Topográficas del Instituto Geográfico Militar.

Como a todo Sistema de Transmisión eléctrica no puede asignarse al presente, una solución única e invariable ya que por esencia está sujeto a flexibilidad.

El estudio realizado es sólo una de tantas soluciones que se podrían presentar.

*Caso de una
Central a Grande*

2. Ventajas y Problemas de la Interconexión.

Antes de un estudio general acerca de los problemas que se presentan en la Interconexión de diferentes Centrales, en primer lugar juzguemos las ventajas que se obtienen al realizar la mencionada unión entre Centros de producción de energía.

I. Ventajas:

Las podemos clasificar en dos grandes grupos: el primero abarca todas aquellas que se consiguen desde el punto de vista técnico y el segundo, desde el económico.

- A) Desde el técnico las ventajas son las siguientes:
- a.- Aumentar la seguridad de alimentación.
 - b.- Mejorar la calidad de energía.
 - c.- Extender la distribución a regiones no servidas previamente.

a.- Aumentar la seguridad de alimentación.-

En años anteriores y todavía en los actuales, las diversas regiones y poblaciones del Ecuador se hallan servidas por multitud de pequeñas redes que se encuentran totalmente aisladas unas de otras. Una avería o falla ya sea de carácter mecánico o eléctrico en cualquiera de estas Centrales o Redes, paralizan el servicio, a veces prolongado, causando muchas molestias a los consumidores, y fuertes pérdidas a los Industriales, especialmente en ciudades de importancia. Con la in-

terconexión en el caso de que se presenten desperfectos en una Central, la carga de ésta la tomaría cualquiera de las Centrales cercanas que estén interconectadas, si bien es cierto dentro de las posibilidades respectivas, limitadas por las sobrecargas que las Líneas puedan aceptar en el transporte. Esta seguridad de alimentación será mucho mayor mientras mas Centrales se hallen interconectadas. Con esto se contribuirá al desarrollo industrial en gran escala en el País.

Al aplicar estos conceptos al proyecto de interconexión entre Latacunga y Ambato se observa que no todos se cumplen a cabalidad. El verdadero intercambio de energía entre las ciudades mencionadas se realizará en una etapa posterior, o sea cuando en condiciones normales, Ambato al igual que Latacunga, tenga reserva de energía en gran escala con referencia a su consumo interno.

b.- Mejorar la calidad de energía.-

Es un hecho que la interconexión mejora la calidad de la energía suministrada, ya que la conexión en paralelo de varios grupos facilita grandemente la conservación de la tensión y la frecuencia, la que puede mantenerse dentro de ciertos límites muy próximos a su valor normal.

c.- Extender la distribución a regiones no servidas.-

Existen regiones en el País de mucha riqueza, las cuales no están explotadas en la escala que deberían estar ,

especialmente por la falta de energía; esto en el aspecto general. En el caso que nos ocupa, el beneficio sería para dos Centros poblados, como Salcedo y Píllaro.

B) Ventajas Económicas:

- a.- Disminución de las reservas volantes y fijas.
 - b.- Reducción de la Potencia Instalada.
 - c.- Reducción de los gastos de producción.
 - d.- Valorización de fuentes de energía que sin la interconexión no serían explotables.
- a.- Disminución de las reservas volantes y fijas.

Es conocido que para que una Red tenga la suficiente seguridad y el servicio sea continuo es necesario que las Centrales que se encuentran en funcionamiento deben tener una unidad de reserva de potencia igual a la del mayor grupo de la Central, a la cual debe estar funcionando al vacío; de esta manera en cualquier instante podrá entrar en paralelo en el caso de falla de una de las máquinas de la referida Central. Esta disminución de las reservas volantes se traduce en una importante reducción del costo de explotación correspondiente a combustible, mantenimiento y vigilancia.

Aplicando a nuestro caso en particular observamos que en la mayoría de las Centrales del País, no existen las mencionadas reservas volantes, ni mucho menos las fijas, que se consideran entran en operación al aumentar el consumo, el cual obliga a poner en servicio cada vez mas grupos.

b.- Reducción de la potencia instalada.

Si se analizan las curvas de carga diaria en las diferentes Redes se observa que no todas coinciden, ya que varían por el servicio que prestan; ya sea para iluminación, industrialización etc., entonces la demanda máxima ocurre a diferente hora; razón por la cual al interconectarse se obtiene reducción de la potencia instalada.

Este no sería el caso para las Centrales interconectadas ya que existe una similitud en las curvas de carga de las ciudades que nos ocupa.

c.- Reducción de los gastos de producción.

Una nueva ventaja que se obtiene; ya que la producción se puede cargar en forma indiferente a una u otra Central; se debe procurar de que las mas económicas funcionen al máximo y como unidades bases; mientras que las de rendimiento mas bajo se las utilizaría para que trabajen con carga reducida continuamente o sólo durante las horas de peak.

Con la interconexión se ponen mayores potencias en juego, esto obliga cada vez a construir Centrales mas grandes, en donde los gastos de explotación disminuyen en comparación con los que se necesitaría en los pequeños grupos que se instalan para alimentar a la Red.

d.- Valorización de ciertas fuentes de energía.

Analizando las ventajas de la interconexión podemos concluir diciendo, que quizá ésta es la mas importante de todas,

permite la explotación de fuentes de energía, que por falta de mercado suficiente no son explotables, o si lo son serían parcialmente.

Este es el caso de las grandes Centrales Hidroeléctricas cuya realización no puede emprenderse por el precio elevado de las obras de Ingeniería Civil, lo cual no puede amortizarse con los reducidos mercados locales.

Con la interconexión los gastos de amortización llegan a ser aceptables haciendo productivas las referidas instalaciones.

II. Problemas:

El funcionamiento en paralelo de diferentes grupos plantea numerosos problemas, entre los cuales los principales son:

- a.- Limitación de las corrientes de cortocircuito.
- b.- Repartición de las potencias activas y reactivas entre los diferentes grupos.
- c.- Eliminación selectiva de los desperfectos.
- a.- Limitación de la corriente de cortocircuito.

La conexión en paralelo de algunos grupos, sin precauciones especiales, presenta una dificultad fundamental en lo que se relaciona con las sobreintensidades existentes debido a cortocircuitos existentes entre fase y tierra o entre fases debido a las potencias interconectadas. Por esta razón para interrumpir corrientes de tales dimensiones requeriría el

empleo de disyuntores especiales de poder disruptivo muy grande y por lo tanto excesivamente costosos.

La extensión de la interconexión está subordinada a la posibilidad de limitar en un porcentaje de valores aceptables las sobreintensidades del circuito.

b.- Repartición de las potencias activas y reactivas de los diferentes grupos.

El presente problema de la repartición de potencias entre los varios grupos y el de la frecuencia se resuelve por la creación de organismos de mando que fijan a cada Central un programa de carga diario que mediante dispositivos automáticos o manuales ejercen acción sobre los organismos de regulación de los grupos; asegurando la realización de los referidos programas; siendo corregidos en ocasiones a fin de mantener en su valor normal la frecuencia teniendo en cuenta la variación imprevisible del consumo.

c.- Eliminación selectiva de los desperfectos.

Entre las ventajas de la interconexión se consideró aquella referente a la seguridad de alimentación; también existe relacionada con ella, la disminución de la seguridad de explotación de las Redes. La gran longitud de las Líneas así como los puntos interconectados, se traducen en un aumento de riesgos en lo que se refiere a desperfectos, los mismos que llegan a ser de mayor consideración, mientras mayor sea la potencia que se transporte.

Por este caso se deben dotar a las instalaciones de dispositivos de protección los cuales deben tener estas características:

1. Seguridad: para que no haya repercusiones de la falla
2. Rapidez: para que los desperfectos sean eliminados antes de que perturben la marcha de las instalaciones próximas, por la variación de tensión.
- y 3. Selectividad: para eliminar solamente el sector averiado de la Red.

3. Estado actual de producción y demanda eléctrica en las Ciudades mencionadas.-

Para el estudio de esta etapa del Plan de Electrificación Nacional se ha tomado en cuenta a las ciudades de Latacunga y Ambato, ya que después de pocos años la primera será capaz de producir gran cantidad de energía, mientras que la segunda para la misma época todas sus fuentes hidroeléctricas se encontrarán completamente copadas por el consumo.

A continuación en un esquema bastante comprensible se pueden observar el estado actual y los proyectos existentes en las ciudades mencionadas.

Producción eléctrica.

AMBATO:	Actual	Proyectos
1. Miraflores	1.450 kW.	1. Río Verde 8.000 kW.
en 1914	150 kW	2. Pisayambo 80.000 kW.
en 1931	600 kW	
en 1952	700 kW	
2. Península	3.550 kW	
en 1961	1.700 kW	
en 1962	1.850 kW	
LATACUNGA. Illuchi I	2850 kW	1. Illuchi I 1.460kW (64)
		2. Illuchi II 5.600kW (67)

Porque no hizo un gráfico con sus datos

Respecto a la demanda eléctrica actual en las mismas ciudades se ha procurado tener en cuenta días característicos de mayor consumo. Así por estudios realizados, en Lata -

cunga corresponde al viernes dentro de cada semana (gráfico 22), en Ambato los datos corresponden a un día de la Feria de la Fruta del presente año (gráfico 23).

En la primera parte de este estudio tomé características de carga de un día cualquiera de invierno de 1960 en Iatacunga (gráfico 21), pero para que tenga mayor actualidad el mismo, escogí datos relativos a un día de mayor consumo del año actual. En igual forma procedí al analizar el caso de Ambato.

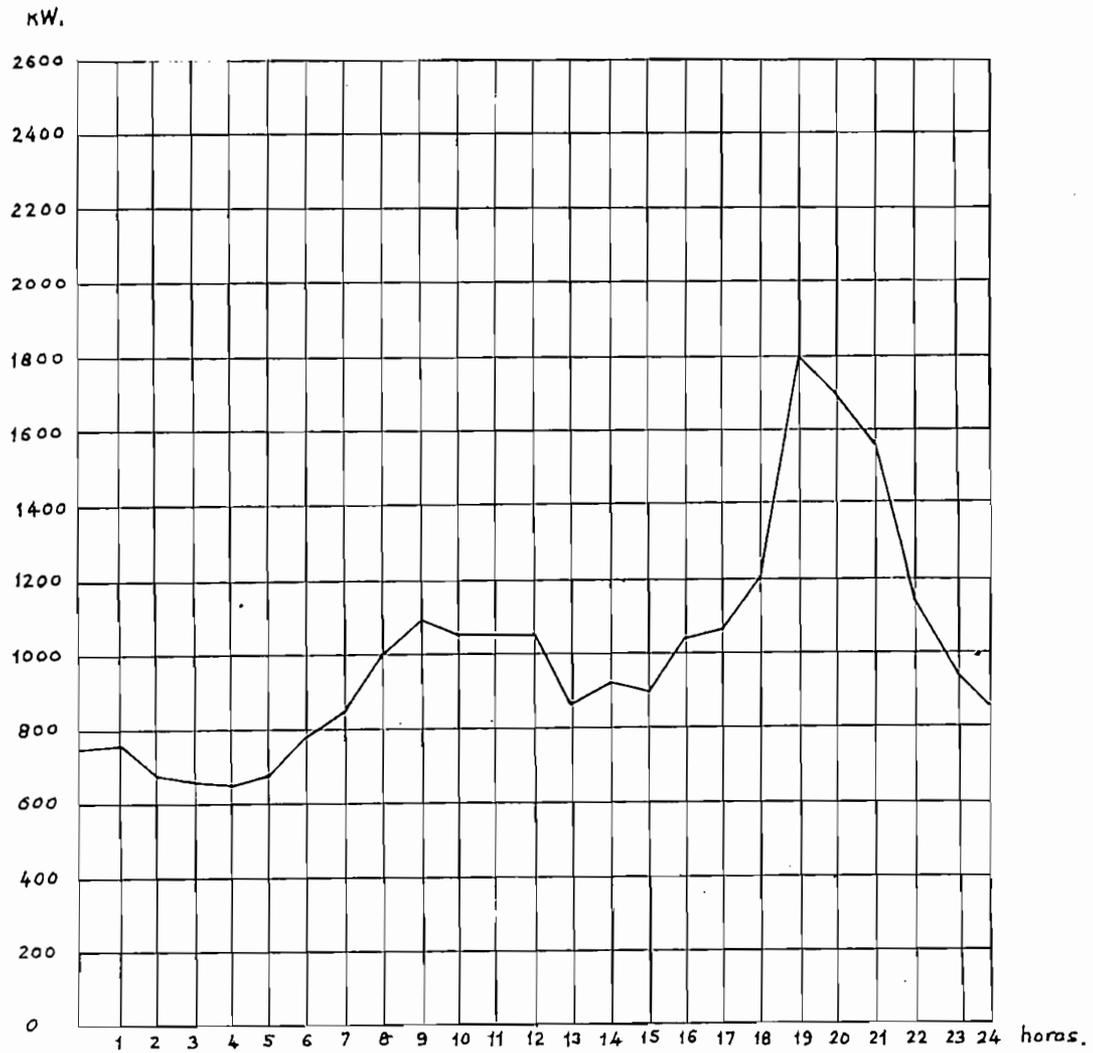
Los gráficos respectivos (21 a 23) se encuentran a continuación. De los mismos podemos sacar conclusiones luego de una observación detenida:

1. Las curvas de carga para las ciudades mencionadas tienen características semejantes.
2. El un sistemas no es complementario del otro. La actividad industrial se halla restringida en Ambato.
3. La demanda máxima se produce entre las 19 y 20 horas
4. El factor de carga oscila entre 0,5 y 0,55 .

LATAACUNGA

Curva de carga diaria

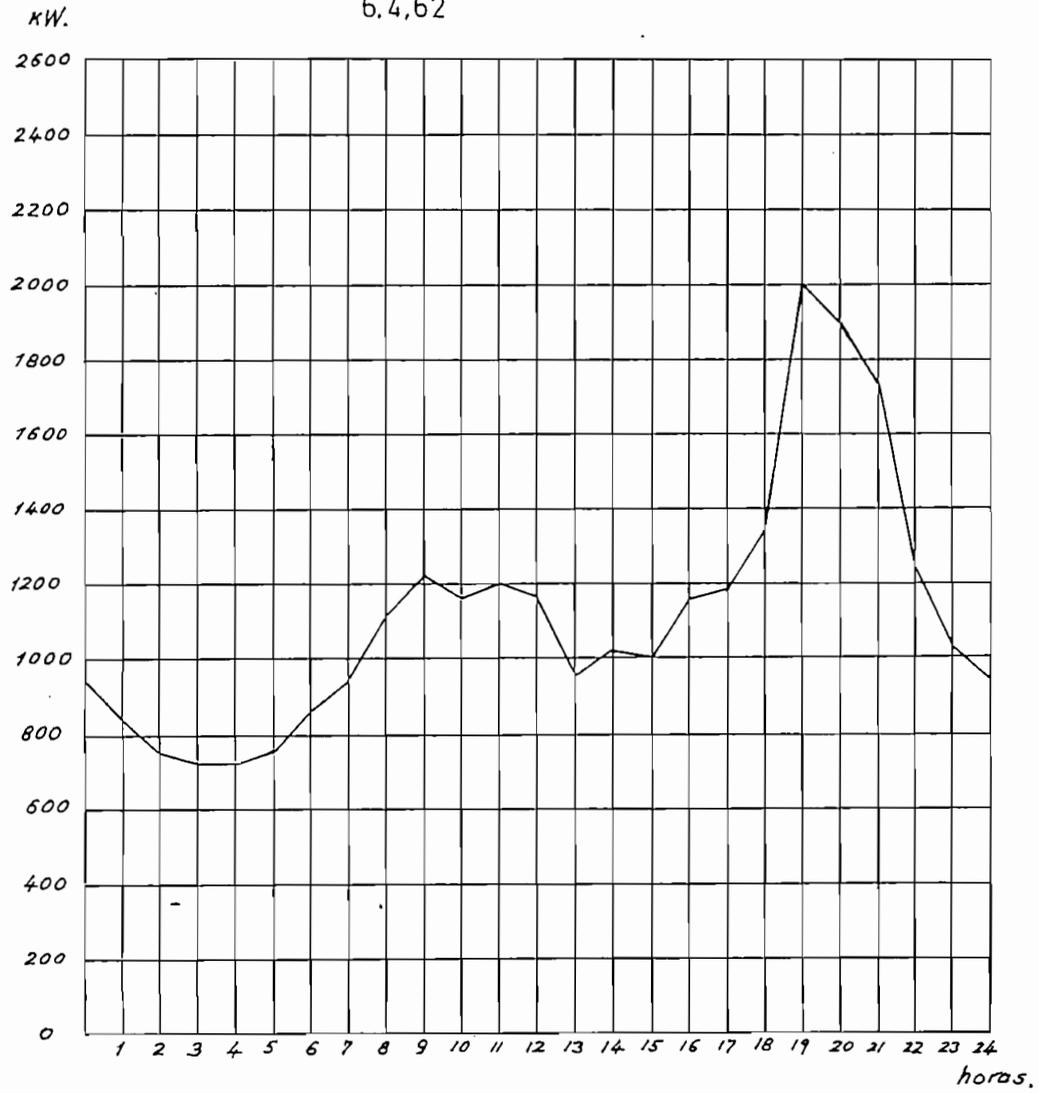
30.9.60 fc:056



LATACUNGA

Curva de carga diaria

6.4,62



4 . Proyectos y necesidades para la década 1960-1970

Según está planificado, para el año 1964 entrará en servicio el cuarto grupo de la Central Illuchi I, el cual tendrá las características siguientes:

Potencia 1.500 kVA

Tensión de generación 2.400 V.

En 1967 la Central Illuchi 2 entrará a funcionar. Será el verdadero empuje para beneficiar a zonas servidas deficientemente en la actualidad. Sus características son:

Potencia 7.000 kVA

Tensión de generación 2.400 V.

La potencia total servida por dos grupos de 3.500 kVA c/u.

En cuanto a posibilidades para instalar Centrales Hidroeléctricas en la Provincia de Tungurahua, existen una variedad de proyectos, que no han sido estudiados profundamente. En este año una Misión Japonesa realizó diversos estudios pero el informe correspondiente no se conoce todavía, espero que sea una voz de aliento, porque será un empuje para la verdadera industrialización de la Provincia.

Las necesidades para la presente década se estudiarán en correspondencia con el próximo capítulo referente al crecimiento de la carga.

5. Gráficos de capacidad y demanda. Crecimiento de la carga.

Para la representación de los gráficos de capacidad hidroeléctrica en Latacunga y Ambato se tomó en cuenta el año para el cual se cree que cada Central entre en funcionamiento.

Los referidos gráficos (29 y 30) muestran como irá aumentando esta capacidad hasta el año 1970, especialmente en Latacunga donde existen proyectos hidroeléctricos en la actualidad.

No se puede esperar que en los años futuros éstos se hagan realidad en la forma prevista; ya que en nuestro País, la construcción hasta la terminación de una obra, demanda fuerte inversión de capitales, teniendo que desembocar de esta manera en fuertes Empréstitos Internacionales, los cuales son concedidos sólo cuando la obra es bien planificada. Por esta razón algunas obras han quedado inconclusas, siendo previstas para que entren en funcionamiento en años anteriores. Así los gráficos (29 y 30) representarán una idealización sujeta a diferentes circunstancias que variarán la presentación del problema. Sobre esta hipótesis que indica lo que casi positivamente sucederá, se ha fundamentado el presente proyecto.

Las curvas de demanda grafizadas indican la variación que se espera, de la carga hasta el año 1970. Las curvas se

prepararon teniendo en cuenta como fuente básica la información acerca del crecimiento de la carga en años anteriores.

Existen datos referentes desde 1952, en la ciudad de Latacunga. En el cuadro estadístico en mención (fig. 25) se observa que en el primer año de funcionamiento de la Central Hidroeléctrica Illuchi 1, el crecimiento de la carga tuvo un porcentaje de 19,5%, habiéndose mantenido en el segundo, para tener un crecimiento en el tercero llegando a una cifra máxima de 27,3%. Desde el cuarto año este porcentaje, como era lógico, empezó a decrecer y disminuyó a un valor mínimo de 10,5%.

En 1959 y 1960 por el incremento de nuevas industrias el crecimiento de la carga tuvo valores que elevaron el porcentaje hasta el 21%

Para 1961, tuvo una baja notable el mismo, estabilizándose en un valor mínimo de 8,5% que a la vez es el más bajo de la década.

Es de esperarse que el crecimiento futuro de la carga tendrá un porcentaje del 8,5%, valor normal. Con el citado porcentaje se realizaron los estudios correspondientes para las demandas de los años sucesivos en la ciudad de Latacunga.

Con respecto a Ambato el problema se presenta en diferente forma. Durante la década anterior, la generación de ener-

gía no ha estado limitada por la demanda, sino por los medios de producción. Así tenemos que desde 1948 a 1953 la demanda copaba toda la producción disponible (gráfico 30) . Con la instalación de un grupo de 750 kVA existió un corto desahogo entre la producción y la demanda, hasta mediados de 1957 en que se detuvo el crecimiento de la carga, por falta de nuevas fuentes de producción.

La realización del proyecto de la Península, con una capacidad total de 3750 kVA produjo un relativo margen de reserva de energía.

La demanda cada vez mas creciente de energía, el aumento considerable de nuevas industrias, reprimidas en época anterior; factores, por los cuales se espera que durante 1962-63 este aumento tenga un porcentaje elevadísimo: 90%, teniendo como dato afirmativo a esta tesis, el crecimiento durante el primer semestre de 1962.

Para el siguiente año decrecerá posiblemente a un valor promedial del 22%, valor tomado por condiciones similares a Latacunga.

A partir de 1964 la escasez de energía se hará nuevamente presente. Estudios relativos a nuevas fuentes, encomendados a firmas extranjeras apenas habrán salido a luz, esperándose algunos años para la realización.

Partiendo del año citado se hará imprescindible la interconexión con otras ciudades que tengan reserva de energía. En

el caso que nos ocupa, podemos decir que Latacunga está en capacidad de vender energía, pero en un porcentaje determinado hasta 1967, en que la Central Illuchi 2 empezará a funcionar.

En el presente estudio, hemos considerado que el aumento de la carga desde 1964 en adelante, tendrá un valor promedio del 7%, siendo éste aceptable, suponiendo que existe reserva de energía o sea para un crecimiento normal.

LATACUÑA

Demanda de energía : 1952-1962

Fecha	Demanda máx. en el mes	Fecha	Demanda máx. en el mes	Fecha	Demanda máx. en el mes.
9.52	490 kW	12.55	940 kW.	3.59	1450 kW.
10.52	550	1.56	960	4.59	1520
11.52	500	2.56	1000	5.59	1520
12.52	570	3.56	1000	6.59	1480
1.53	580	4.56	1050	7.59	1480
2.53	580	5.56	1000	8.59	1450
3.53	600	6.56	1000	9.59	1500
4.53	580	7.56	1000	10.59	1590
5.53	560	8.56	1030	11.59	1570
6.53	620	9.56	1050	12.59	1650
7.53	590	10.56	1100	1.60	1590
8.53	560	11.56	1070	2.60	1640
9.53	560	12.56	1110	3.60	1640
10.53	640	1.57	1120	4.60	1660
11.53	620	2.57	1120	5.60	1660
12.53	630	3.57	1100	6.60	1660
1.54	640	4.57	1110	7.60	1700
2.54	700	5.57	1150	8.60	1740
3.54	680	6.57	1125	9.60	1800
4.54	-	7.57	1180	10.60	1930
5.54	-	8.57	1150	11.60	1940
6.54	830	9.57	1190	12.60	1980
7.54	670	10.57	1250	1.61	1900
8.54	685	11.57	1260	2.61	1930
9.54	700	12.57	1300	3.61	2080
10.54	740	1.58	1160	4.61	2130
11.54	750	2.58	1210	5.61	2160
12.54	750	3.58	1250	6.61	2060
1.55	760	4.58	1250	7.61	1980
2.55	780	5.58	1210	8.61	1970
3.55	760	6.58	1310	9.61	1970
4.55	760	7.58	1270	10.61	2040
5.55	810	8.58	1240	11.61	1960
6.55	800	9.58	1340	12.61	1970
7.55	820	10.58	1450	1.62	2050
8.55	900	11.58	1380	2.62	1980
9.55	900	12.58	1380	3.62	2000
10.55	970	1.59	1370		
11.55	940	2.59	1430		

358

LATACUNGA. Crecimiento de la carga.

Epoca	(Peak) KW Totales.	Promedio Carga Máx Trimestral	Difer.	% de Crecimien to. anual	% Crecimiento quinquenal
9-12-1952	2110	527			
1-3-53	1760	587			
4-6	1760	587	103	19,5%	
7-9	1710	570			
10-12	1890	630			
1-3-54	2020	673			
4-6	~ 830	830	116	18,4%	21,7%
7-9	2055	685			
10-12	2240	746			
1-3-55	2300	766			
4-6	2370	790	204	27,3%	
7-9	2620	873			
10-12	2850	950			
1-3-56	2960	987			
4-6	3050	1016	143	15,0%	
7-9	3080	1026			
10-12	3280	1093			
1-3-57	3340	1113			
4-6	3385	1128	177	16,2%	
7-9	3520	1173			
10-12	3810	1270			
1-3-58	3620	1206			
4-6	3910	1303	133	10,6%	15,5%
7-9	3850	1283			
10-12	4210	1403			
1-3-59	4250	1416			
4-6	4520	1506	200	14,25%	
7-9	4430	1476			
10-12	4810	1603			
1-3-60	4870	1623			
4-6	4980	1660	347	21,6%	
7-9	5240	1746			
10-12	5850	1950			
1-3-61	5910	1970			
4-6	6350	2116	166	8,5%	8,5%
7-9	5920	1973			
10-12	5970	1990			

LATACUNGA. Probable demanda en la década.

Horas	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
	KW							
1	690	750	815	885	970	1050	1140	1240
2	740	800	870	945	1020	1110	1200	1300
3	675	730	790	860	940	1020	1110	1200
4	700	760	825	895	970	1050	1140	1240
5	675	730	790	860	940	1020	1110	1200
6	895	970	1050	1140	1230	1335	1450	1580
7	1125	1220	1320	1440	1550	1685	1825	1990
8	1280	1390	1510	1640	1770	1920	2080	2270
9	1355	1470	1590	1730	1880	2040	2210	2410
10	1320	1430	1550	1685	1830	1980	2160	2340
11	1430	1550	1680	1830	1990	2160	2340	2540
12	1430	1550	1680	1830	1990	2160	2340	2540
13	1260	1370	1485	1615	1750	1900	2060	2240
14	1300	1410	1530	1660	1800	1950	2120	2300
15	1355	1470	1590	1730	1880	2040	2210	2410
16	1340	1450	1570	1710	1850	2010	2180	2370
17	1410	1530	1660	1800	1960	2130	2310	2510
18	1665	2020	2190	2380	2580	2800	3040	3300
19	2370	2570	2790	3030	3280	3560	3860	4200
20	2130	2310	2500	2720	2960	3210	3490	3780
21	1935	2100	2280	2480	2680	2910	3160	3440
22	1400	1520	1650	1790	1940	2110	2280	2480
23	1160	1260	1365	1485	1610	1750	1890	2060
24	900	970	1050	1140	1230	1335	1450	1580

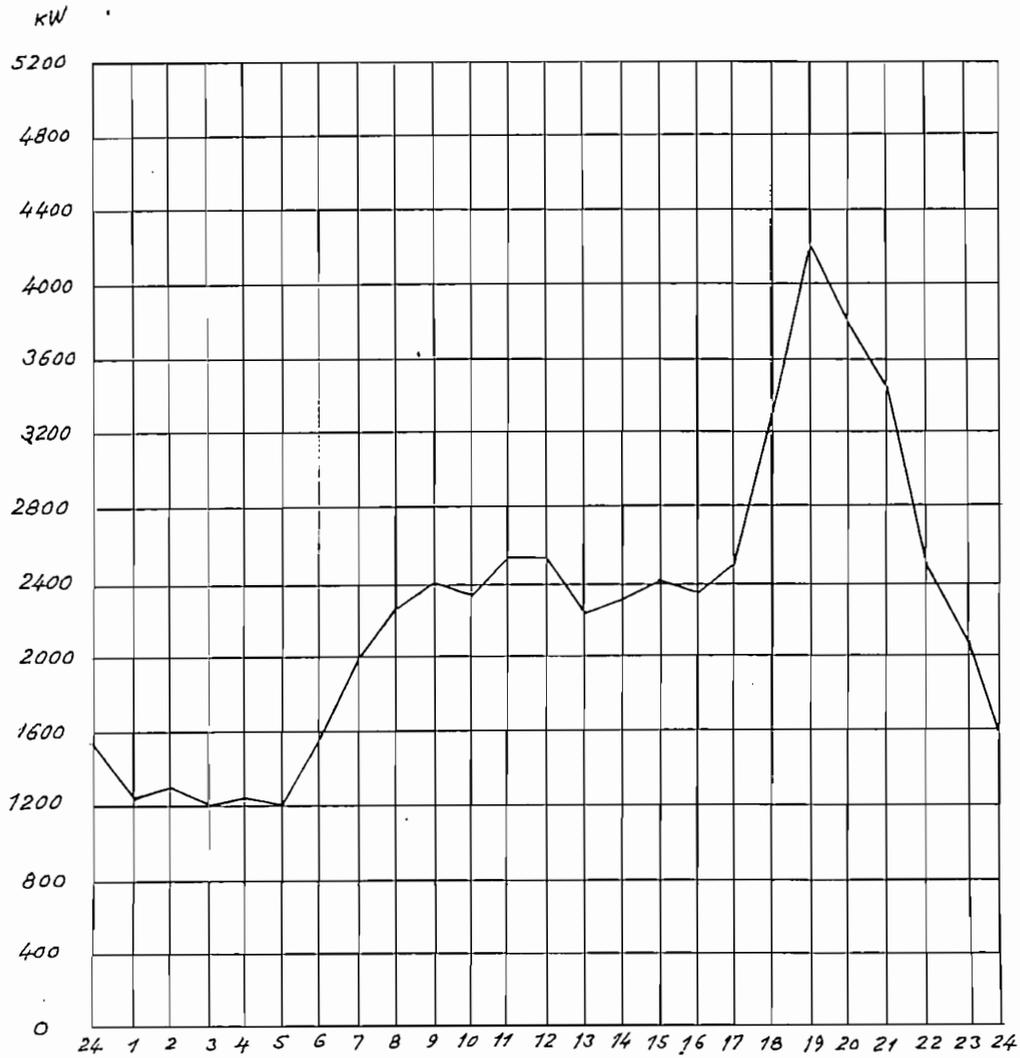
AMBATO. Probable demanda en la década

Horas	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
	KW								
1	870	1140	1435	1560	1670	1750	1870	2000	2140
2	840	1100	1390	1500	1610	1690	1805	1930	2070
3	790	1035	1300	1415	1515	1590	1700	1820	1940
4	760	995	1250	1360	1460	1530	1635	1750	1870
5	830	1090	1370	1460	1590	1670	1785	1910	2040
6	1060	1390	1750	1900	2035	2130	2280	2440	2610
7	1650	2160	2720	2950	3170	3320	3550	3795	4060
8	1800	2360	2970	3220	3455	3620	3870	4140	4430
9	1650	2160	2720	2950	3170	3320	3550	3795	4060
10	1660	2175	2740	2970	3185	3340	3570	3820	4085
11	1490	1950	2460	2670	2860	2995	3205	3425	3665
12	1340	1755	2210	2400	2570	2690	2880	3080	3300
13	1140	1490	1880	2040	2190	2290	2450	2620	2800
14	1230	1610	2080	2200	2360	2470	2645	2830	3025
15	1500	1965	2475	2690	2880	3015	3225	3450	3690
16	1570	2060	2590	2810	3015	3155	3375	3610	3860
17	1490	1950	2460	2660	2860	2995	3205	3425	3665
18	1950	2550	3220	3500	3745	3920	4190	4485	4800
19	3020	3950	5000	5400	5800	6100	6500	6950	7450
20	2920	3825	4820	5210	5605	5870	6280	6715	7185
21	2695	3530	4450	4820	5175	5415	5795	6200	6630
22	2180	2855	3600	3900	4185	4380	4690	5015	5360
23	1525	2000	2520	2735	2930	3065	3280	3510	3750
24	1070	1400	1765	1920	2055	2150	2300	2460	2630

LATACUNGA

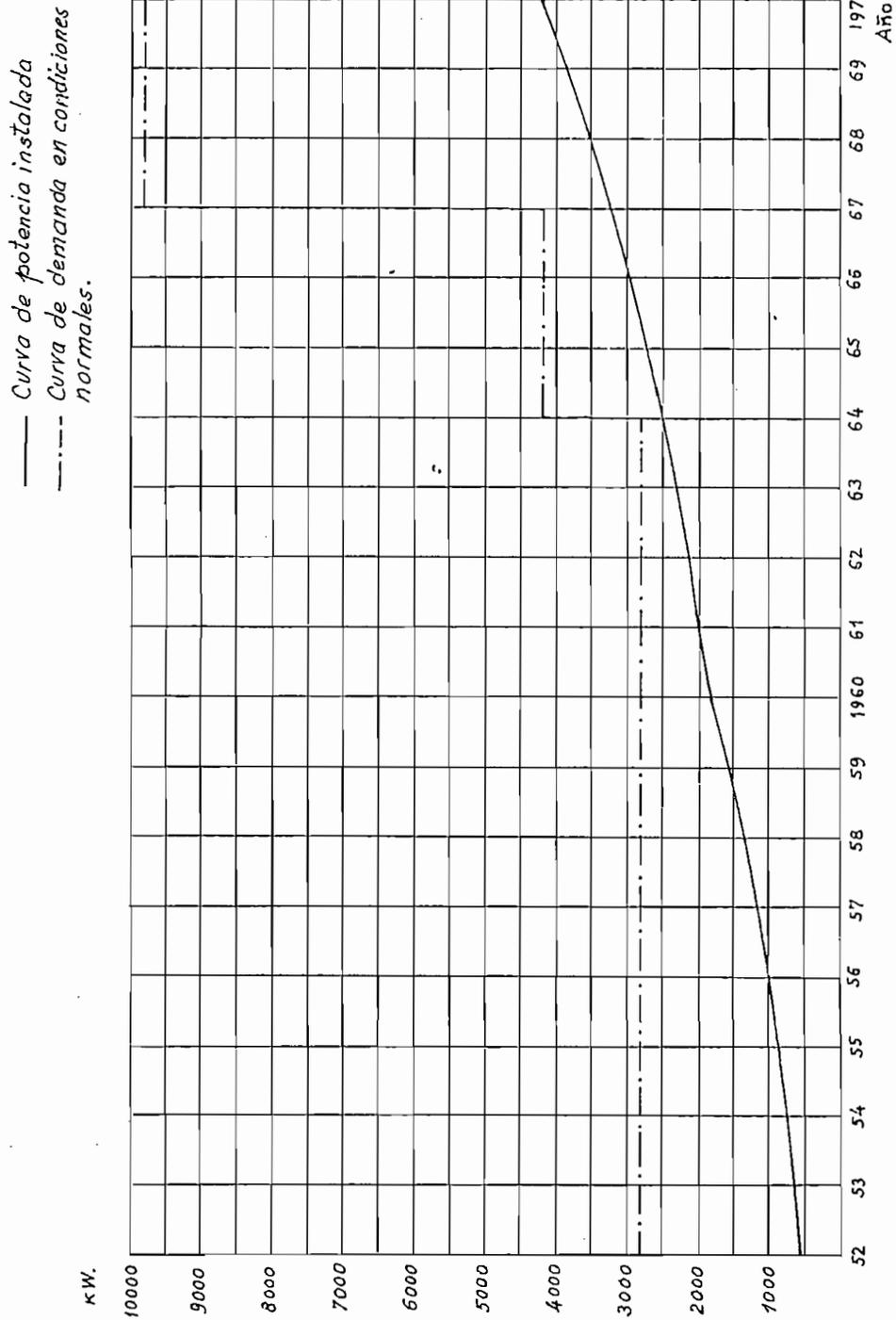
Curva de carga diaria

Año: 1970



Producción y demanda de energía para Latacunga

1952 - 1970



6. Formas de Intercambio.

Para determinar los probables intercambios entre Latacunga y Ambato se tomaron en cuenta los gráficos de capacidad y demanda en las ciudades mencionadas (Nos. 29 y 30), para cada uno de los diferentes años comprendidos en la década 1960-1970.

Como conclusión de la observación de los respectivos gráficos (26 y 27) podemos citar lo siguiente: por lo menos en la presente década, Ambato no está en capacidad de ceder energía a Latacunga en ningún momento. El intercambio empezaría a hacerse realidad para comienzos de la próxima, en que los primeros proyectos en gran escala comenzarán a realizarse.

La máxima potencia a transmitirse de Latacunga, se obtiene de un análisis de los gráficos mencionados:

CENTRO	AÑO	CAPACIDAD kW	DEMANDA kW	RESERVA kW	NECESIDAD kW
LATACUNGA	1961	2800	1990	810	-
	62	2800	2180	620	-
	63	2800	2370	430	-
	64	4200	2570	1630	-
	65	4200	2790	1410	-
	66	4200	3020	1180	-
	67	9800	3280	6520	-
	68	9800	3560	6240	-
	69	9800	3860	5940	-
	1970	9800	4200	5600	-

CENTRO	AÑO	CAPACIDAD	DEMANDA	RESERVA	NECESIDAD
		kW	kW	kW	kW
AMBATO	1961	1450	1250	200	-
	62	5000	2100	2900	-
	63	5000	3900	1100	-
	64	5000	5000	-	-
	65	5000	5400	-	400
	66	5000	5800	-	800
	67	5000	6100	-	1100
	68	5000	6500	-	1500
	69	5000	6950	-	1950
	1970	5000	7450	-	2450

Hay que tener en consideración que los valores correspondientes a la demanda, revelan los que posiblemente se puedan presentar en la hora de peak, o sea en forma general a las 19 horas, teniendo en cuenta los porcentajes de aumento de la carga, ya establecidos.

Así la potencia a transmitirse de Latacunga hacia Ambato tendrá necesariamente que hacerse a partir de 1965. Haciendo una comparación entre las dos ciudades, para el mismo año, en lo que respecta a la reserva de energía en la una, y a las necesidades en la otra, tenemos los siguientes datos:

Latacunga tiene una reserva de 1410 kW, mientras Ambato necesita 400 kW, perfectamente para el año inicial puede cederse esta energía sobrante.

Para 1966 la reserva de la primera ciudad se equilibra con las necesidades de la segunda.

Desde 1967 en adelante, el problema momentáneo habrá terminado y Latacunga podrá ceder energía para cubrir todas las posibles demandas de Ambato, ya que entrará en funcionamiento la Central Illuchi 2.

Tenemos que para 1970 en condiciones normales de operación, trabajando todas las unidades; la generación de Ambato avanza a producir sólo 5000 kW, siendo la demanda para el mismo año de 7500 kW. Existirá un déficit de 2500 kW.

Durante los meses de estiaje (noviembre-febrero) el déficit será todavía mayor: 4800 kW; ya que el caudal disponible sólo avanza a generar 2700 kW.

Para el próximo año (1963) se ha planificado un reservorio de regulación diaria para solucionar el problema. En el cálculo me impongo la peor condición.

En segundo lugar, la falla por cualquier causa de un grupo de los existentes en dicha ciudad, no afectaría el servicio, si ésta se produce en los meses restantes del año (febrero - noviembre).

Para cubrir la demanda tanto de Salcedo como de Píllaro tenemos un valor de 1200 kW.

Resumiendo: La mayor potencia que necesitamos transportar en esta etapa, bajo las condiciones anteriores, es 6000 kW para cerrar la presente década. Esta energía observamos en el

cuadro anterior que existe disponible.

Ahora podemos preguntar: ¿Durante que tiempo en el día se hace necesario la transmisión de potencia máxima?

La respuesta nos da el cuadro estadístico, respecto a las necesidades durante cada hora del día, de los años sucesivos en la ciudad de Ambato.

Todos los cálculos están fundamentados en una base firme: los datos referentes al día de mayor consumo de la última Feria realizada en esa ciudad.

El cuadro estadístico en mención es el siguiente:

Horas	1962	63	64	65	66	67	68	69	70
18	1950	2550	3220	3500	3445	3920	4190	4485	4800
19	3020	3950	5000	5400	5800	6100	6500	6950	7450
20	2930	3825	4820	5210	5605	5870	6280	6715	7185
21	2695	3530	4450	4820	5175	5415	5795	6200	6630
22	2180	2855	3600	3900	4185	4380	4690	5015	5360

Valores en kW.

Pasando al punto que nos ocupa vemos que las horas de mayor consumo, son las comprendidas entre las 18 y 22, siendo ésta la respuesta a la pregunta planteada: Suponemos que la máxima potencia será transmitida durante 4 horas diarias.

2000 kW. se transmitirán durante las 20 horas restantes para cubrir las demandas de Píllaro y Salcedo y parte de Ambato.

En condiciones de emergencia podremos transmitir potencias que fluctúen entre los valores mencionados.

7. Datos de Salcedo y Píllaro.

Debido a la dificultad por conseguir los datos referentes a la demanda actual, en las poblaciones de Salcedo y Píllaro, he tomado como fuente de referencia el número de habitantes que indica el Censo Nacional realizado en 1950.

Los datos serían:

Factor de crecimiento normal: 3%

Consumo por habitante: 80 watios.

Además en razón de que los valores registrados, en el Censo no son exactos, me impongo un coeficiente de seguridad del 50%.

El año para el cual se calcula la demanda será: 1970.

Para Salcedo:

Habitantes en 1950: $2596 \times 1,5 = 3894$

Habitantes en 1970: $3894 \times (1 + 0,03)^{20} = 7000$

$7000 \text{ h.} \times 80 \text{ w} = 560 \text{ kW.}$ Valor tomado: 600 kW.

Para Píllaro:

Habitantes en 1950: $2792 \times 1,5 = 4180$

Habitantes en 1970: $4180 \times (1 + 0,03)^{20} = 7500$

$7500 \text{ h.} \times 80 \text{ w.} = 600 \text{ kW.}$

Estos datos serían los que me impondré para la planificación del presente proyecto.

Por el Censo de Población realizado en Noviembre de 1962, se comprobó que estos datos son un poco benévolos.

8. CALCULO DE LA LINEA.

A. Aspecto Eléctrico. a. Estudio sobre la tensión de transmisión.-

Por análisis realizados y de acuerdo a diferentes consideraciones, puede estimarse que en la presente etapa de este proyecto, llegue a transmitirse 6000 kW. como potencia máxima, siendo ésta, la capacidad de transporte de la Línea. Este valor fué deducido ya, en el estudio sobre intercambios.

Para la elección de la tensión; existen métodos desde los mas sencillos hasta soluciones complicadas, dificultosas y de poca satisfacción. Empezaremos por el sistema simple y de tanteo sencillo:

1- El enunciado dice lo siguiente: "Para tener una idea acerca del voltaje de transmisión, se obtendrá el mismo , dando un valor de 1000 voltios por cada kilómetro de recorrido de la Línea". En mi caso como la distancia es aproximadamente 35 kilómetros; el voltaje a emplearse será , el standard mas cercano: 44 kV.

2- Para una orientación mas definida y como aproximación pueden emplearse las fórmulas empíricas de Hefner (alemán) y del americano Alfred Still en su obra "Electric Power Transmission" , para encontrar la tensión mas económica en los transportes trifásicos.

Según la de Hefner:

$$V = 100 \times \sqrt{\text{Km} \times \text{kW}} = 100 \times \sqrt{35 \times 6000} = 45800 \text{ voltios.}$$

Por la fórmula de Still:

$$kV = 5,5 \sqrt{\frac{Km}{1,61} + \frac{kW}{100}} = 5,5 \sqrt{\frac{35}{1,61} + \frac{6000}{100}} = 50 \text{ kV.}$$

Para mayor exactitud algunos autores aconsejan aumentar los valores que dá la fórmula de Still en un 25%. Con esta indicación tenemos: $50 \times 1,25 = 62,5 \text{ kV}$; llegándose al voltaje standard inmediato de 69 kV. que será el de posible adopción; teniendo razones que reafirmarán esta posición. En los momentos actuales existen estudios previos referentes a Líneas de Transmisión a 69 kV utilizando la energía producida por la Central Hidroeléctrica Alao. Tendremos así la ventaja de estar en capacidad para poder enlazar diferentes Centrales adyacentes; debido a un voltaje común; un voltaje menor implicaría la necesidad de elevar su nivel en un lapso de tiempo corto a causa de las mayores potencias transportadas en el intercambio.

Han sido hechas tentativas para determinar por expresión matemática, basada en la Ley de Kelvin, el mas económico voltaje de transmisión, con todos los factores evaluados, pero hay tantos, que una expresión así no convence en su totalidad.

En lo que se refiere al tipo de conductores, se escogió entre los mas generalizados y se les sometió a comparación: los de cobre y Aluminio-Acero.

Dado el elevado costo de aisladores y soportes es necesario reducir el número de elementos a utilizarse, al mínimo posible, mediante el empleo de grandes vanos de longitud. Así

se disminuyen los puntos débiles como son los apoyos.

Cada nuevo proyecto conforme han sido perfeccionando la calidad de los materiales; se ha procurado llegar a la solución: conductores con mayores cargas de rotura: para lo cual el acero sería el material mas apropiado.

Por otro lado también sabemos que la flecha vertical que adquiere el conductor es proporcional a su peso; esta razón influye a utilizar materiales livianos: característica que tiene el Aluminio.

En resumen el conductor Aluminio-Acero reúne ambas condiciones. Su uso es mundial.

En cambio el conductor de cobre posee un elevado peso específico ; esto supone grandes flechas. Para contrarrestar las mismas , es necesario elevar la altura de las estructuras; para que la distancia mínima a tierra sea la que dan los diversos reglamentos internacionales.

b. Determinación de la Sección del Conductor.-

Para tener una guía acerca de las secciones de los conductores de Aluminio-Acero, tanto como para los de Cobre, a diversos voltajes (en este caso en consideración y en juego solamente dos: 44 y 66 kV), tenemos la siguiente fórmula:

$$S = \frac{100 \times L \times P}{p \times E^2 \times \cos^2 \phi \times V}$$

donde:

S = sección del conductor en mm^2

- L: Longitud de la Línea en metros (virtual)
 P: Potencia en wattios a transmitirse
 p: pérdidas de potencia en %
 E: Voltaje de transmisión en voltios
 γ : conductibilidad del material a emplearse.

Para 66 kV:

Datos: L= 31670 metros

P= 6'000.000 wattios

p= 3%

$\gamma_{cu.} = 57$

$\gamma_{ac} = 35$

$$S_{ac} = 64,9 \text{ mm}^2 \quad - \text{ 2/0 AWG}$$

$$S_{cobre} = \frac{64,9 \times 35}{57} = 40 \text{ mm}^2 \quad - \text{ 1 AWG}$$

Para 44 kV.

$$S_{ac} = \frac{64,9 \times 66^2}{44^2} = 146 \text{ mm}^2 \quad - \text{ 266.800 c.m.}$$

$$S_{cobre} = \frac{146 \times 35}{57} = 90 \text{ mm}^2 \quad - \text{ 3/0 AWG.}$$

Para cada voltaje y tipo de conductor escogeremos tres números de conductores standard que estén por encima y por debajo del número encontrado anteriormente.

La sola vía satisfactoria para determinar el voltaje económico es hacer un estudio completo de los costos iniciales y en operación correspondientes a varios voltajes de transmi-

si6n asumidos a varios tama6os de conductor.

Los cuadros comparativos (31 y 32) que se encuentran a continuaci6n, dan una idea completa de todos los enunciados anteriores.

Tabulación para determinar voltaje y tamaño del conductor

Características: P=6000 kW L=21 mlls. $\cos\phi=0.8$

Voltaje en KV	Voltaje de fases	Amperios por fase a neutro	Conductores						Voltaje plena carga			Costo inicial							Costo de operación anual.						
			Total IR pérdidas		Resistencia en ohmios	Peso total conductor	Tamaño del conductor	Resistencia en lbs.	Resistencia IR	Reactancia IX	% Regulación	Precio d' conductor por lbs. totales	Transformadores	Aparatos de control	Porrayos	Aisladores	Total	Intereses costo inicial 6%	Depreciación	12R pérdidas a 1/0.2 kWh.	Total				
			7500 KVA	2500 KVA																		2000 kW - 20 horas	Pérdidas en %	6000 kW - 4 horas	Total pérdidas por año kWh.
44	25.4	98.5	336.400	159.000	5.47	159.000	4/0	100.300	8.76	2.6	17.8	362080	2.12	5.02	4.64	1,300.000	2,100.000	400.000	80.000	130.000	4,010.000	242.000	80.600	72.000	394.800
66	38.1	65.7	266.800	117.300	6.93	201	2/0	100.300	8.76	3.3	22.8	459860	2.68	6.15	5.7	960.000	2,100.000	400.000	80.000	130.000	3,670.000	222.000	73.200	92.000	387.200
			159.000	79.600	11.03	143	3/0	100.300	8.76	4.2	28.6	581980	3.39	5.97	6.22	825.000	2,100.000	400.000	80.000	130.000	3,515.000	214.000	70.100	116.000	399.100
			266.800	133.100	13.90	180	2/0	100.300	8.76	3.0	20.2	470260	2.39	3.02	3.83	520.000	2,560.000	500.000	150.000	210.000	3,740.000	225.000	75.000	82.000	382.000
			336.400	168.200	17.50	226	3/0	100.300	8.76	3.8	25.4	515380	3.01	3.07	4.33	410.000	2,560.000	500.000	150.000	210.000	3,630.000	218.000	72.600	103.000	393.600

Figura con cables para conductor 913/0

Conductor : ACSR.

Tabulación para determinar voltaje y tamaño del conductor

Características : P=6000 kW L=21 mlls. cos φ=0.8

Voltaje en KV.	Voltaje de fase a neutro	Amperios por 7500 kVA	Conductores										Voltaje plena carga			Costo inicial							Costo de operación anual.		
			Total IR pérdidas		Resistencia en ohmios	Peso total en lbs.	Tamaño del conductor	Resistencia en lbs.	Resistencia IR %	Reactancia IX %	% Regulación	Precio d'conductor por lbs. totales	Transformadores	Aparatos de control	Pararrayas	Aisladores	Total	Intereses costo inicial 6%	Depreciación 2.0%	Par pérdidas a \$ 0.2 kWh.	Total				
			7500 kVA	2500xkVA																		6000 kW - 4 horas	Pérdidas en %	2000 kW - 20 horas	Total pérdidas por año kWh.
44	25.4	98.5	178500	6.9	200	3.33	22.5	456250	2.68	5.5	5.32	1785000	400000	80000	130000	4495000	269000	89600	91200	449.800					
44	25.4	98.5	141000	8.67	252	4.2	28.3	574510	3.37	5.6	6	1410000	400000	80000	130000	4120000	247000	82300	114800	444.100					
66	25.4	98.5	112200	10.85	316	5.27	35.4	719780	4.2	5.7	6.85	1122000	400000	80000	130000	3842000	230000	76600	143800	450.400					

Conductor : Cobre

Análisis de los cuadros anteriores.

El procedimiento de cálculo que se empleó para encontrar los citados valores es el desarrollado de inmediato. Para simplificar el proceso, he tomado solamente un tamaño de conductor para cada tipo.

Conductores ACSR y Cobre.

1. Peso total en libras: (De Transmisión and Distribution):

Tamaño del conductor	Lbs/milla	Nº millas	Peso total
3/0 ACSR	1223	21.7	79.600
3/0 Cobre	2736	21.7	178.500

2. Resistencia en ohmios:

Conductor	ohmios/milla	ohmios/millas
3/0 ACSR	0,560	11,03
3/0 Cobre	0,350	6,90

3. Total $3I^2R$ pérdidas (Para 6000 kW).

$$\text{Para } I = 65,7 \text{ A} \quad 3I^2R = 12948$$

$$I = 98,5 \text{ A} \quad 3I^2R = 29106$$

$$3/0 \text{ ACSR} \quad 12.948 \times 11,03 = 143 \text{ kW.}$$

$$3/0 \text{ Cobre} \quad 29.106 \times 6,9 = 200 \text{ kW.}$$

4. % pérdidas

$$3/0 \text{ ACSR} \quad 143/6000 = 2,3\%$$

$$3/0 \text{ Cobre} \quad 200/6000 = 3,3\%$$

5. Total $3I^2R$ pérdidas (para 2000 kW).

$$\text{Para } I = 22 \text{ A} \quad 3I^2R = 1452$$

$$I = 33 \text{ A} \quad 3I^2R = 3267$$

$$3/0 \text{ ACSR} \quad 1452 \times 11,03 = 16 \text{ kW}$$

$$3/0 \text{ Cobre} \quad 3267 \times 6,9 = 22,5 \text{ kW.}$$

6. Total de pérdidas por año en kW.

$$\frac{3}{8} \text{ ACSR} = 143 \times 4 \times 365 + 16 \times 20 \times 365 = 325.580 \text{ kWh.}$$

$$\frac{3}{8} \text{ Cobre} = 200 \times 1460 + 22,5 \times 7300 = 456.250 \text{ kWh.}$$

7. Resistencia IR en %

$$\frac{3}{8} \text{ ACSR} = 65,7 \times 11,03 = 724 \quad 724 / 38100 = 1,9\%$$

$$\frac{3}{8} \text{ Cobre} = 98,5 \times 6,9 = 680 \quad 680 / 25.400 = 2,68\%$$

8. Reactancia IX en %

Para la distancia entre conductores a estos voltajes tenemos:

$$44 \text{ kV} \quad d(\text{pulg.}) = 6 + 1,25 \times 44 = 63 \text{ pulgadas}$$

$$66 \text{ kV} \quad d(\text{pulg.}) = 6 + 1,25 \times 66 = 95 \text{ pulgadas}$$

Los valores son encontrados de las respectivas tablas:

Conductor	X_a	X_d	$X_a + X_d$
$\frac{3}{8}$ ACSR	0.621	0.251	0.872
$\frac{3}{8}$ Cobre	0.518	0.201	0.719

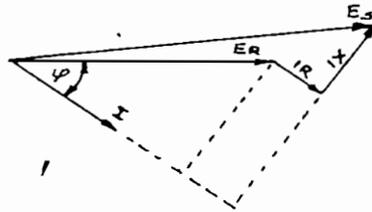
X_a : es la inductancia debida al flujo interior del conductor hasta el radio de 1 pie

X_d : es la inductancia debida al flujo exterior desde el radio de 1 pie hasta la distancia al otro conductor.

$$\frac{3}{8} \text{ ACSR} = 0,872 \times 19,7 = 17,17 \times 65,7 = 1128 \quad 1128 / 38100 = 2,96\%$$

$$\frac{3}{8} \text{ Cobre} = 0,719 \times 19,7 = 14,16 \times 98,5 = 1394 \quad 1394 / 25400 = 5,5\%$$

9. % Regulación.



$$E_s = \sqrt{(E_R \cos \phi_R + IR)^2 + (E_R \sin \phi_R + IX)^2}$$

$$Reg \% = \frac{E_s - E_R}{E_R} \times 100$$

$$3/0 \text{ ACBR} : E_s = \sqrt{(30480+724)^2 + (22060+1128)^2} = 39380$$

$$Reg = \frac{39380 - 38100}{38100} \times 100 = 3,35\%$$

$$3/0 \text{ Cobre} : E_s = \sqrt{(20320+680)^2 + (15240+1394)^2} = 26750$$

$$Reg = \frac{26750 - 25400}{25.400} \times 100 = 5,32\%$$

Referente al costo inicial de todos los elementos que intervienen en la Línea, tomé valores aproximados, tanto para conductores, transformadores, aparatos de control, pararrayos y aisladores; los mismos que sirven para tener una idea del conjunto. Con relación a valores reales será la diferencia de relativa consideración.

En cuanto al costo de operación anual me impuse el 6% *Bajo* por intereses del costo inicial. Este valor es comunmente usado para realizaciones de semejantes características.

Para el porcentaje de depreciación anual, primero consideré los años probables de vida que servirán para encontrar esta reserva.

La tabla IV de "Hidroelectric Handbook" de Creager con relación a los años de vida contables, de los diferentes elementos que intervienen en un Proyecto Hidroeléctrico; nos dá para Líneas de Transmisión sobre torres de hierro un valor aproximado de 50 años.

La depreciación anual directa será del 2% tomando los enunciados anteriores en consideración.

Para los diversos conductores los intereses y amortización valorados son:

	Calibre	Intereses	Amortización
	# 336.400	\$ 242.000	\$ 80.600
	# 266.800	222.000	73.200
ACSR	# 4/0	213.000	70.100
	# 3/0	232.000	77.300
	# 2/0	225.000	75.000
	# 1/0	218.000	72.600
	# 3/0	269.000	89.600
Cobre	# 2/0	247.000	82.300
	# 1/0	230.000	76.600

Para el costo del kWh es necesario llegar a conocer la energía a transmitirse durante un año.

Una suposición de varias que pueden ocurrir es:

$$\text{kWh} = 6000 \text{ kW} \times 4 \text{ h} \times 365 \text{ d} \times 0.5 + 2000 \times 20 \times 365 \times 0.5 = 12'000.000$$

Un valor equitativo será de \$ 0,20 por kWh, teniendo en cuenta costos por concepto de estructuras, subestaciones etc. el mismo que intervendrá en el cálculo de las pérdidas que son:

	Calibre	Pérdidas
	# 336.400	\$ 72.000
	# 266.800	92.000
ACSR	# 4/0	116.000

Muy bajo?
para que
20 años

	Calibre	Pérdidas
ACSR	# 3/0	\$ 65.000
	# 2/0	82.000
	# 1/0	103.000
Cobre	# 3/0	91.200
	# 2/0	114.800
	# 1/0	143.800

c. Efecto Corona.

Es el efecto por el cual se produce la ruptura del aire como un dieléctrico, cerca de la superficie del conductor, cuando la gradiente de potencial excede de un cierto valor crítico. El fenómeno va acompañado por una luz azulada, además de un sonido característico.

En Líneas de Trasmisión de alto voltaje, este efecto frecuentemente llega a ser un factor en la limitación del diámetro del conductor, o en algunas otras características del proyecto, como las pérdidas de potencia, que incrementan muy rápidamente con el incremento del voltaje por encima del valor crítico.

Existen fórmulas empíricas, fruto de la experimentación de F.W. Peek, las cuales dan el valor del voltaje crítico y las pérdidas de potencia para cada tipo de conductor.

Las fórmulas son :

$$E_0 = 107 \times \frac{17.9 b}{459 + t} \times m \times d \times \log_{10} \frac{2D}{d}$$

$$P = 0.039 \times \frac{459 + t}{17.9 b} \sqrt{\frac{d}{2D}} (f + 25) (E - E_0)^2$$

donde:

E_0 = voltaje disruptivo crítico, en kV efectivos entre conductores.

b = Presión barométrica en pulgadas de mercurio a 32° F., según la altitud.

t = Temperatura del aire en °F.

m = Factor de irregularidad de la superficie del conductor
(En este caso $m = 0.85$)

d = Diámetro del conductor en pulgadas.

D = Distancia entre centros de conductores en pulgadas. Para espacios irregulares se utiliza la distancia media geométrica $D_m = \sqrt[3]{d_1 \times d_2 \times d_3}$

P = Pérdidas de potencia por milla de Línea en kW.

f = Frecuencia en ciclos por segundo.

E = Voltaje de operación en kV. efectivos entre conductores.

La relación entre la presión barométrica y la altura está representada por la tabla siguiente:

b	Altitud (pies)
30.0	0
28.86	1.000
27.77	2.000
26.75	3.000
25.76	4.000

b	Altitud (pies)
24,78	5.000
23,85	6.000
22,98	7.000
22,12	8.000
21,28	9.000
20,50	10.000

Para el conductor de cobre # 1 AWG, con voltaje de operación 66 kV, tenemos las características:

Distancia entre conductores = $6 + 1,25 \times 66 = 95$ pulg. (2,4 m)

Distancia media = 104 pulg. (2,7 m.)

$b = 20,9$ para 9.500 pies

$t = 77^\circ\text{F}$.

$m = 0,85$

$d = 0,328$ "

$D = 104$ "

Con estos valores $E_0 = 57$ kV.

En un estudio hecho anteriormente, el conductor de Cobre # 1 AWG, tenía la posibilidad de ser uno de los mas económicos a un voltaje de 66 kV. Para este conductor, dadas las características antes mencionadas; el voltaje crítico disruptivo es el de 57 kV.; voltaje en el cual el efecto corona empieza aparentemente; teniendo en cuenta que durante las tempestades este valor disminuye del 10 al 20%.

Como se observa el efecto corona es el factor determinante para el conductor de Cobre. Para disminuir las pérdidas por

razón de este efecto, sería necesario aumentar la sección del conductor hasta que tenga el diámetro exterior suficiente . Esto trae como consecuencia un aumento de peso, una flecha mayor y por lo tanto un aumento en la altura de las estructuras. Las luces se reducirán para obtener una distancia adecuada al suelo. El nuevo conductor encontrado resultará antieconómico.

Estas son las razones fundamentales que obligan a tomar una determinación: usar cable de aluminio reforzado con acero (ACSR), para este voltaje. Su relación de resistencia a peso con la del cobre es alrededor del doble, esta resistencia mecánica alta favorece; así requeriremos menores flechas y estructuras de menor longitud.

En la actualidad este cable es usado comunmente en Líneas de Transmisión.

Los voltajes críticos encontrados para los diversos tipos de conductores y secciones para los voltajes 44 y 66 kV, son:

Calibre	Clase	Voltaje nominal	V. Crítico
# 3/0	ACSR	66 kV	83,5 kV
# 2/0	"	"	75,5
# 1/0	"	"	68,5
# 336.400	"	44 kV	105 kV
# 266.800	"	"	95
# 4/0	"	"	86

Calibre	Clase	Voltaje nominal V. crítico	
3/0	Cobre	44 kV	73 kV
2/0	"	"	66,5
1/0	"	"	60

Con los criterios anteriores se comprenderá mejor la razón por la cual no se considera el voltaje de 66 kV para conductores de Cobre; con características como las de este proyecto.

Ahora sí tenemos una idea completa, al referirnos al gráfico correspondiente (Nº 31), sobre el conductor y voltaje más económico necesario para la mencionada Línea de Transmisión.

Realizando un análisis a las tablas elaboradas, con base a múltiples aspectos estudiados, se llega a la conclusión, el considerar aceptable un conductor Aluminio-Acero # 3/0 AWG, que además para el voltaje de trabajo (66 kV), no presenta problemas por efecto corona.

*Quizé sus
más grueso.*

d. Línea de Tierra.

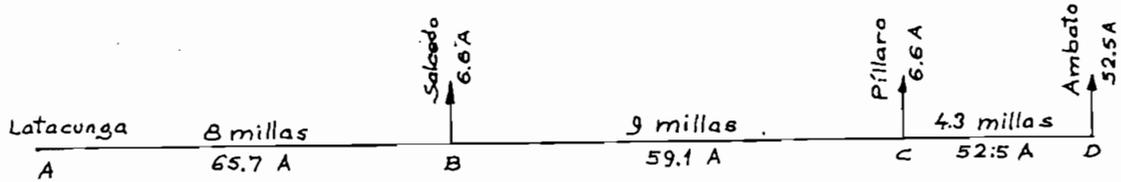
Los cables de tierra se colocan encima de los conductores de fase, en forma que el rayo descargue sobre el cable y no sobre las Líneas. El ángulo de protección no debe sobrepasar de 30°

Generalmente se usa conductores de acero ^{galvanizado} debido a la alta resistencia a la tracción. La sección se impone por consideraciones mecánicas.

En la mayoría de los casos, para este tipo de Líneas, basta con un conductor de tierra de 5/16" de diámetro. Con una protección de esta naturaleza hay que tener presente que la separación entre el conductor de tierra y los de fase debe ser mayor en el centro del vano que en los apoyos de las estructuras consideradas.

e. Pérdidas de voltaje y potencia. Regulación de la Línea.

En el presente estudio tomaremos el diagrama unifilar que indica la disposición total de la Línea con sus respectivos puntos de consumo.



Las características son:

$$E_D = 66 \text{ kV} \quad \text{Conductor: } 3/0 \text{ ACSR } (85 \text{ mm}^2) \text{ 7 hilos}$$

Distancia equivalente entre conductores: 95"

$$\text{Temperatura: } 25^\circ \text{C.} \quad \cos \varphi = 0.8$$

$$r = 0.56 \text{ } \Omega/\text{c.m.} \quad X_L = 0.872 \text{ } \Omega/\text{c.m.}$$

$$E_C = \sqrt{(E_D \cos \varphi + IR_{co})^2 + (E_D \sin \varphi + IX_{co})^2}$$

$$E_C = \sqrt{(66000 \times 0.8 + \sqrt{3} \times 52.5 \times 2.41)^2 + (66000 \times 0.6 + \sqrt{3} \times 52.5 \times 3.75)^2}$$

$$E_C = 66.500 \text{ V.}$$

$$\text{Reg}_{cp} = \frac{66500 - 66000}{66000} \times 100 = 0.76\%$$

$$\text{Pérdida de potencia: } 3 I^2 R = 19.9 \text{ kW.}$$

$$t_g \alpha = 0.75 \quad \cos \varphi = 0.8$$

$$E_B = 67.400 \text{ V}$$

$$E_A = 68.100 \text{ V}$$

$$\text{Reg} = 1.43\%$$

$$\text{Reg} = 0.96\%$$

$$P_p = 52.8 \text{ kW.}$$

$$P_p = 58 \text{ kW.}$$

$$t_g \alpha = 0.758$$

$$t_g \alpha = 0.75$$

$$\text{Caída total de voltaje: } 2100 \text{ V} \sim 3\%$$

$$\text{Pérdida de potencia } 131 \text{ kW} \sim 2.2\%$$

f. Estudio sobre Condensadores.

Los condensadores para la distribución de energía se han dividido en dos grupos: estáticos y sincrónicos. Cada uno tiene su empleo apropiado según las características de las Líneas en consideración.

Los sincrónicos se utilizan en el caso de transporte de grandes cantidades de energía; generalmente no resulta económico en unidades de potencia inferiores a 35.000 kVA.

En cambio los estáticos se emplean para mejorar el factor de potencia de una Línea o un Sistema, donde se ponen en juego pequeñas potencias a bajo voltaje. Se construyen unidades de capacidades normalizadas hasta 13,2 kV de voltaje. Sus pérdidas son reducidas, no requieren atención especial en el mantenimiento. Los condensadores deben ser instalados junto a la carga o lo más cerca posible a ella.

En la sección referente a pérdidas de voltaje y potencia, en las Líneas de Transmisión, observando la variación del $\cos \phi$; se encuentra que éste no tiene un cambio notable, manteniéndose dentro de límites aceptables: razón por la cual no se hace imprescindible el uso de condensadores.

Los estáticos pueden utilizarse a la salida de las Subestaciones, en los feeders respectivos, ya sea de Latacunga o Ambato, según el caso lo requiera.

f! Regulación de la Tensión.-

El método para regular la tensión en Líneas de Transmisión depende en gran parte de la relación X/R total de la Línea, y de la clase de servicio que preste la misma.

Los perfeccionamientos modernos en la construcción de reguladores de tensión, por el sistema de tomas, al igual que el de los transformadores con dispositivo para el cambio de toma, ha sustituido el uso de condensadores sincrónicos, siendo la economía digna de tomarse en consideración.

Los reguladores de tensión que se instalan en las Líneas y cuya relación X/R es menor que 1, representan la solución económica mas favorable.

En Centrales como las que estamos tratando, donde los generadores tienen diferentes potencias y velocidades, la regulación individual permite adoptar cada regulador a las características especiales del grupo al cual está destinado. De este modo se obtienen los mejores resultados en la regulación y se consigue una utilización económica de todos los grupos en paralelo.

El uso cada vez mas creciente del regulador rápido ha probado la superioridad de este tipo y las valiosas ventajas que se consiguen con él.

Las mayores dificultades que se observan para asegurar un buen servicio en paralelo; son las referentes a la regulación de tensión y de potencia, sea activa o reactiva.

Estas magnitudes están íntimamente ligadas entre sí , por cuanto si se descuida la resistencia óhmica, considerando sólo la reactancia de la Línea y de los Transformadores se puede decir que los cambios de potencia reactiva están regulados principalmente por la diferencia entre los valores de la tensión.

Como en los Centros de Consumo la variación de la tensión tiene que ser mínima, no es lógico el utilizar las Líneas para el transporte de amperios devatados. Generalmente la energía reactiva se produce en estos mismos Centros.

Un sistema de regulación de la carga es el fijar un determinado valor de la frecuencia que cada Central de regulación debe tener constante. Si ésta es menor, la Central entra en servicio y toma carga; si es mayor se separa, entrando otra en la función de regulación.

El problema de la transmisión de potencia a lo largo de la Línea se lo puede afrontar desde otro punto de vista. Las condiciones óptimas se obtienen cuando la impedancia de la carga es igual a la impedancia de la onda de la Línea, o sea:

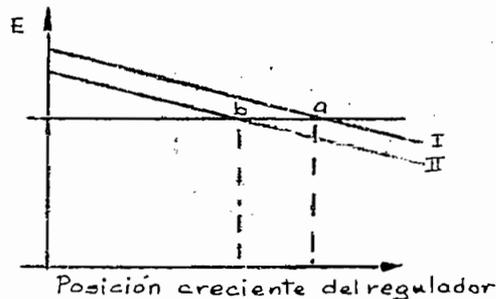
$$\frac{E}{I} = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$$

Actuando sobre las constantes, insertando inductancia o capacidad, podemos llegar a esta igualdad.

Los reguladores empleados son de característica estática. La variación de la tensión del muelle se gradúa de tal modo que se necesita una tensión eléctrica creciente para mover el

tambor interior, a la derecha. Con este proceso se intercala resistencia; porque si disminuye la carga del generador crece algo su tensión y viciversa.

Representando graficamente el curso de la tensión en función de la posición del regulador tenemos que para el regulador 1, ésta sería la curva I y para el regulador 2, la curva II. Como la tensión en las barras colectoras debe ser la misma - para ambos reguladores, el estado de equilibrio viene dado por los puntos a y b. Las diferencias de las posiciones de los reguladores serán tanto menores cuando mas exactamente estén ajustados y mayor sea el estatismo del sistema.



g. Estabilidad de los Sistemas.-

1. Potencia máxima transmisible.

Es el punto inicial del cual hay que partir para hacer un estudio sobre la Estabilidad.

En un sistema de transmisión puede transportarse una determinada potencia máxima; la que depende de la tensión de partida, de llegada, y especialmente del desfase entre las mismas.

α ° = ángulo entre E_R y E_S (del diagrama general)

β = ángulo entre el vector de caída de voltaje debido a la resistencia de la carga y el referente a la

impedancia.

La potencia máxima se obtendrá para el valor de éstos ángulos = 90° (En teoría).

Por las condiciones transitorias que necesariamente se toman en cuenta, este valor disminuye, considerándose como potencia límite aquellos valores para $\alpha = 45^\circ$, teniendo un margen de seguridad del 50%.

La tabla siguiente dá el orden de magnitud de las máximas distancias de transmisión para varias potencias y tensiones:

Distancia máxima de transmisión en kilómetros.

E	Potencia transmitida en MW				
	6	10	20	50	100
kV					
30	80	50	25	10	-
50	230	140	70	28	14
66	400	240	120	50	25
100	915	550	280	110	55

Este cuadro indica que para el actual proyecto hay un amplio margen de seguridad al tomar en consideración el voltaje, la distancia y la potencia a transmitirse.

2. Estabilidad en condiciones normales.

La estabilidad es la facultad de un sistema para conservar el sincronismo entre varias Centrales de generación y puntos de carga, dentro de cualquier variación deseada, sin tomar en cuenta perturbaciones aperiódicas de la Red.

El límite de estabilidad en funcionamiento tiene que ser menor que el límite teórico-estático; el cual está determinado por el límite de potencia. Para esta Línea el margen de seguridad es amplio (ver cuadro anterior).

Los límites máximos de funcionamiento dependerán de la magnitud de los cambios bruscos de carga, de la regulación de la tensión y de la facultad de adaptarse a esta variación.

El proceso que se sigue es:

- Supongamos que se produce un aumento de carga.
- Disminuye la tensión generadora y receptora.
- El ángulo entre E_S y E_R va variando en busca de nuevos valores,
- Los reguladores de tensión restablecen el valor normal.

Con el incremento de mas y mas carga el ángulo entre E_S y E_R va aumentando; llega un momento en que sobrepasa al ángulo máximo y se produce la inestabilidad.

Todo lo anterior se ha referido sólo a variaciones de carga, no se han tomado en cuenta las perturbaciones en la Red.

3. Estabilidad transitoria.

Es la facultad de las diversas Centrales generadoras para recuperar el equilibrio después de sufrir perturbaciones aperiódicas.

Frecuentemente la circulación de potencia sincronizante es mayor de la necesaria para evitar la pérdida del sincro -

nismo, pero al mismo tiempo debido a su valor elevado, hace funcionar los relevadores de las Líneas de interconexión.

Es una regla general que la Red debe mantener la estabilidad a pesar de que se produzcan averías; las cuales en orden de común repetición son:

- Fallas entre fase y tierra
- Entre fases
- Entre dos fases y tierra
- Falla trifásica.

La estabilidad en el último caso es muy difícil de conseguir.

En los otros casos se recurre a interruptores de alta - tensión y de gran velocidad.

El fundamento de la estabilidad está en el estudio de las variaciones momentáneas de velocidad del equipo rotatorio. A pesar de que la avería puede despejarse en décimas de segundo, en el mismo tiempo el generador puede haber recibido un impulso tal, que sea suficiente para la pérdida del sincronismo.

En resúmen los factores mas importantes que afectan a la estabilidad del sistema son:

- El momento de inercia WR^2 de las partes rotativas de la máquina.
- Impedancia del Sistema: afecta a los ángulos de fase y a la circulación de la energía sincronizante.
- Duración del defecto.

- Cargas en los generadores antes de la falla
- Carga del Sistema.

La solución analítica referente a la estabilidad es sumamente difícil. Tomando como base muchos estudios y experiencias americanas, llegamos a la conclusión de no encontrar gran diferencia entre los límites de estabilidad normal y transitoria en el caso de que las máquinas tengan una reacción del inducido débil y excitatrices de respuesta rápida; ya que las oscilaciones son de pequeña magnitud y por consiguiente grandemente amortiguadas.

Existen fórmulas, métodos de cálculo, diagramas referentes a la estabilidad, pero muy complicados y difíciles.

Al concepto que hay que llegar es al siguiente: "Para la estabilidad es necesario que la tensión se mantenga en un grado elevado."

Por lo mismo, en el caso de fallas en la Red; como la de un cortocircuito por ej. hay que procurar separar la parte defectuosa en el menor tiempo posible antes que los generadores experimenten la influencia de esta falla.

Así en el presente proyecto se ha tenido en cuenta la necesidad de introducir los mecanismos de protección siguientes:

- Interruptores de acción rápida
- Reguladores de tensión, que mantengan la misma; aún en el caso de falla.

Al considerar las condiciones transitorias (variaciones de carga,maniobras,accidentes) hay que tener en cuenta las características eléctricas y mecánicas de la máquina rotante.

Cuando existía un aumento de carga, los reguladores no eran lo suficientemente rápidos para en forma instantánea admitir mayor flujo. Esta potencia demandada era abastecida, por la energía acumulada en las masas rotantes; las que al disminuir de velocidad de hecho aumentan el ángulo de desfase entre las dos tensiones.

Al actuar los reguladores automáticos, se aceleran las máquinas rotantes, experimentan una serie de oscilaciones los rotores que ocasionan la variación del ángulo de desfase en torno a la nueva posición de equilibrio.

Las oscilaciones pendulares se debían frecuentemente a amortiguamientos ineficaces.

Estas oscilaciones se explican así:

La figura siguiente representa la curva de potencia en función del ángulo θ de la rueda polar.

Supongamos que la carga inicial corresponde a la posición 1 y es de magnitud P_0 . Si la potencia motriz aumenta en ΔP , el nuevo estado de equilibrio se desplaza al punto 2

El paso de 1 a 2 no se efectúa gradualmente sino en forma de oscilaciones.

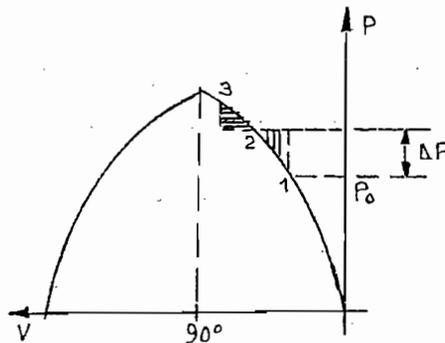
Su causa: al principio la potencia motriz es mayor que la eléctrica suministrada, y el exceso de energía está representado por la superficie rayada. Esta energía acelerará la

rueda polar aumentando la velocidad de giro que la rüeda - tiene.

En el punto 2 la potencia recibida concuerda con la eléctrica suministrada, pero la energía cinética lleva a la rueda, rebasando el sistema de equilibrio, al punto 3, en donde esta energía se transforma en potencial; porque rebasando el punto 2, el momento eléctrico antagonista (potencia eléctrica suministrada) se hace mayor que el momento motor.

En 3 la potencia eléctrica es mayor que la mecánica. La rueda polar es frenada y oscila en sentido contrario y así sucesivamente.

Si la potencia de partida es menor y con una sobreoscilación se rebasa un límite, en donde ya no es posible una oscilación retrógrada, (porque la potencia motriz es menor que la eléctrica), entonces la rueda se embala y se pierde por completo el sincronismo.



Por otra parte sabemos que los generadores muestran una inercia electromagnética, llamada constante de tiempo, dependiente del coeficiente de autoinducción y de la resis -

tencia óhmica del circuito de excitación.

La constante puede ser de 2 a 16 segundos, tiempo que tarda hasta que el generador reciba la nueva tensión de excitación.

La duración del movimiento del órgano regulador de un buen regulador de tensión varía de $1/10$ a $1/2$ segundo, así no influye en el proceso de regulación, dependiendo éste de la constante de tiempo, la cual necesita reducir sus valores.

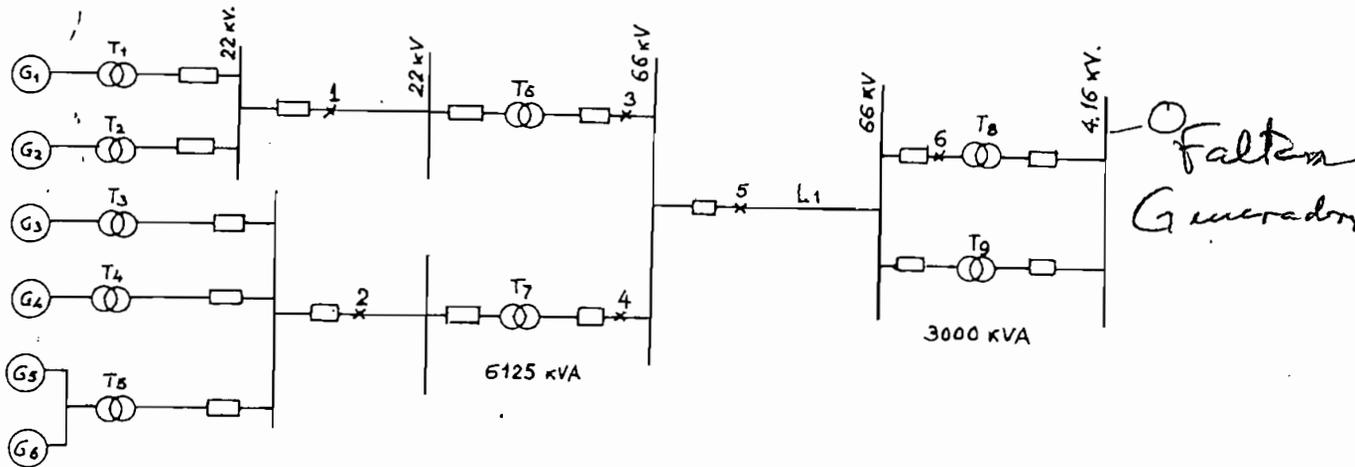
Por lo mismo, con el finde que la sobrerregulación y el consecuente movimiento de retroceso no originen oscilaciones del órgano regulador y por lo tanto de la tensión, existe un dispositivo de antagonismo elástico que impide temporalmente la sobrerregulación e inicia el movimiento de retroceso del órgano regulador, antes que la tensión haya alcanzado su valor normal. Esta característica tiene el regulador rápido.

En resumen podemos decir que con este tipo de regulador se ha solucionado el problema de las oscilaciones pendulares.

h. Protecciones .

Existen varios métodos para proteger los Sistemas de Transmisión, contra las interrupciones debidas a descargas atmosféricas; el mas utilizado es el de los conductores aéreos de tierra, ya tratado en una sección anterior.

Para protección por medio de disyuntores, de cortocircuitos que se podrían presentar, calcularemos las corrientes que circulan en esos casos; datos necesarios para los aparatos a utilizarse. Considero 6 lugares diferentes que se pueden observar en el diagrama respectivo:



Corrientes de cortocircuito.

El primer paso realizado ha sido escoger el porcentaje de reactancia de máquinas y aparatos.

De "Transmission and Distribution" de la Westinghouse he tomado los siguientes valores:

Generadores 20%

Transformadores 10%

En cuanto al porcentaje de reactancias en las Líneas de Transmisión, sólo están tomadas en cuenta las que corresponden entre las respectivas Subestaciones. El tomar en cuenta la conexión entre cada Central y la Subestación, da complejidad al problema y dificulta su cálculo.

El porcentaje viene dado por la fórmula:

$$Z \% = \frac{\text{ohm} \times \text{kVA base} \times 10^5}{E^2}$$

donde: kVA base = 6125 kV = 66

E = tensión entre fases en voltios.

Un resumen de los datos calculados, necesario para el diseño de los aparatos de protección, es el siguiente. En el mismo se comprueba que las más altas corrientes se presentan en el caso 1.

Falla	KVA _{interrupción}	KVA _{cortocircuito}
1	25600	23300
2	17600	16000
3	18500	16800
4	14000	12700
5	32500	29700
6	28800	26200

Falla	I _{mom.}	I _{int.}	I _{cc.}	I _{n.}
1	985 A.	675 A.	615 A.	184 A.
2	675	465	422	122
3	235	162	147	33
4	180	124	112	33
5	416	286	260	66
6	368	252	330	66

i. Diagrama unifilar de interconexión.

En la actualidad existe la Línea de Transmisión a 22 kV. que une la Central Illuchi 1 con la Subestación de Latacunga.

Razón fundamental que indujo, para hacer económico el Sistema; diseñar la transmisión, desde la Central Illuchi 2 al mismo voltaje, así los materiales a emplearse no elevarían el precio, lo que ocurriría con un voltaje mas elevado.

Como en la Subestación es necesario tener dos voltajes : el primero de 66 kV, utilizado en la transmisión a Ambato; y el segundo de 6,3 kV para distribución en Latacunga, he escogido transformadores de tres arrollamientos que sirvan para las características antes mencionadas. Los arrollamientos de elevación se diseñarán para la potencia máxima de transmisión mientras que los de bajada serán para la máxima de distribución en 1970.

La transmisión entre Latacunga y Ambato es a 66 kV. Existen Subestaciones para Salcedo y Píllaro, que transforman este voltaje a 6,3 kV.

En la Subestación Ambato se transforma el voltaje a 4,16 kV, que es el de distribución utilizado.

Los Sistemas de protección pueden verse en el diagrama de la figura 33 .

B. Aspecto Mecánico de la Línea. a. Localización de la Línea.

En lo posible se procuró llegar a la solución ideal : o sea encontrar la distancia mínima entre Latacunga y Ambato sin tener mayores obstáculos; existen sólo pocos ángulos y en ellos no hay variación brusca en los cambios de dirección.

Mucha ayuda prestaron los planos del Instituto Geográfico Militar, al igual que los de localización de la Carretera Panamericana rectificadas, para el recorrido de la Línea de Transmisión. En sectores la Línea pasa a distancia considerable de la Carretera, pero como las torres de apoyo son desmontables, no existe problema alguno en el transporte.

En un estudio preliminar de este proyecto pensé en la posibilidad de que la Línea tome una dirección paralela a la Panamericana, pero esta idea quedó descartada una vez hecho el recorrido de la misma; debido a grandes depresiones, ríos, y a la inestabilidad del terreno en la zona entre Salcedo y Píllaro.

Al hacer un análisis objetivo de la región por donde avanza la Línea se comprobará que la elegida ha sido la solución mas conveniente.

b. Cálculo de la Flecha. (Uso de las Tablas Martin).

El proceso de cálculo (uno de los mas completos) está resumido en los siguientes puntos, los cuales se han tomado en cuenta en el mismo orden en que están enunciados:

- 1- Se encuentran las funciones de la catenaria; o sea la que toma el conductor bajo las condiciones asumidas de

carga.

- 2- El peso del alambre o cable se retira quedando sin esfuerzos y con tensión nula. Hay que encontrar la longitud del alambre o cable bajo estas condiciones.
- 3- Interviene la variación de temperatura. Los respectivos cálculos indican el cambio de longitud, encontrándose el alambre todavía sin esfuerzos.
4. Colocado nuevamente el peso, de las tablas se extraen los valores de la curva catenaria resultante, los mismos que sirven para obtener los resultados de las nuevas flechas y tensiones.

Algunos datos necesarios para el cálculo de la flecha para el uso de las Tablas Martín se obtienen así:

- Resistencia mecánica:

La resistencia a la tracción de un cable ACSR expresada en función de la correspondiente de sus elementos, se supone es un 98% de la suma de las cargas de rotura del aluminio + el 85% de las cargas del acero.

Tenemos:

Sección del aluminio = 85 mm^2

Sección del acero = $14,2 \text{ mm}^2$

Cargas de rotura unitarias:

del aluminio = 18 kg/mm^2 (98%)

del acero = 130 kg/mm^2 (85%)

Carga de rotura_t = $(0,98 \times 18 \times 85) + (0,85 \times 130 \times 14,2) = 3070 \text{ kg.}$

Carga unitaria: $3070 / 99,2 = 31 \text{ kg/mm}^2$

- Módulo de Elasticidad.

$$E_{Al} = 5.600 \text{ kg/mm}^2 \qquad E_{St} = 22.000 \text{ kg/mm}^2$$

$$\frac{S_{Al}}{S_{St}} = 6 = n$$

$$E = \frac{n E_{Al} + E_{St}}{n + 1} = \frac{(6 \times 5600) + 22000}{7} = 7500 \text{ kg/mm}^2$$

$$1 \text{ pulg}^2 = 645,16 \text{ mm}^2$$

- Coeficiente de dilatación.

El coeficiente de dilatación del aluminio es mayor que el del acero, por lo mismo debido a la temperatura el primero se alargará mas que el segundo.

En la práctica no existe deslizamiento de un material con respecto al otro.

El efecto de la dilatación del aluminio será aumentar la tensión del acero. La tensión del aluminio se disminuirá por la menor dilatación del acero.

Expresando esto tenemos:

$$a = \alpha_{Ac} + \frac{n(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac}) E_{Al}}{nE_{Al} + E_{Ac}} = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac}) E_{Al}}{nE_{Al} + E_{Ac}}$$

$$\alpha_{Ac} = 11,5 \times 10^{-6}$$

$$\alpha_{Al} = 23 \times 10^{-6}$$

$$E_{Al} = 5.600 \text{ kg/mm}^2$$

$$E_{Ac} = 22.000 \text{ kg/mm}^2$$

$$n = 6$$

$$a = 11,5 \times 10^{-6} + \frac{6(23 \times 10^{-6} - 11,5 \times 10^{-6}) 5600}{6 \times 5600 + 22000} = 18,4 \times 10^{-6}$$

- Présión del viento.

$$Pr = 62,5 \text{ kg/m}^2 = 13,25 \text{ lbs/pie}^2$$

Presión por pié de longitud = $13,25 \times 1 \text{ pie} \times 0,042 \text{ p} = 0,56 \text{ lbs}$

Peso del conductor por pié = $0,233 \text{ lbs/pie}$

$$R = \sqrt{(0,56)^2 + (0,233)^2} = 0,6 \text{ lbs/pie}$$

Una vez realizado todo el proceso de cálculo en detalle, para este vano tipo, por la fórmula ordinaria encontraremos los valores correspondientes para los diferentes vanos utilizados en esta Línea de Transmisión.

Tenemos:
$$f = \frac{a^2 \times p}{8 T}$$

f = flecha del conductor en metros

a = longitud del vano en metros

p = peso y sobrecarga del conductor por metro

T = Tensión en kg. (Punto de flecha máxima).

p = 0,0835 kg/m T = 1230 kg.

Vano (m).	F.m.	a ²	Flecha(m)	Fl.diseño
180	0,000085	32.400	2,75	2,80
200		40.000	3,41	3,50
230		52.900	4,60	4,60
250		62.500	5,30	5,30
280		78.400	6,60	6,60
300		90.000	7,50	7,50
320		102.400	8,70	8,70
350		122.500	10,50	10,50
380		144.400	12,00	12,00
400		160.000	13,60	13,60
450		202.500	17,00	17,00
500		250.000	21,00	21,00

c. Vano Económico.

Para encontrar el vano económico se elaboran cuadros estadísticos, referentes a varios vanos en función con el costo en sures por kilómetro, que incluye el valor de torres, fundaciones y aisladores. El resultado es una curva cuyo valor mínimo de costo unitario total dará el vano económico para ese tipo de Línea.

Por carecer de datos necesarios no se realizó un estudio detallado al respecto. Para una guía, he tomado datos referentes a Líneas de Transmisión de similares características construídas en los Estados Unidos. La tabla 2 del tomo II del Manual Standard de Knowlton indica que para la Línea de Earlington a Morganfield el vano económico recomendado es: 228,75 metros; el cual utilizaremos para el presente caso; valor que se redondeará a 230 metros para mayor facilidad en el planeamiento mecánico de la Línea.

En lo referente al vano máximo la VDE ha establecido los vanos límites para conductores cableados. Respecto al conductor ACSR tenemos:

Sección (mm ²)	Vano Máximo (metros)
16	200
25	300
35	420
50	600
70	820
95	1120

Como el conductor escogido para este proyecto tiene una sección de 99 mm^2 observamos que el vano máximo será 1120 m.

d. Explicación de las fuerzas actuantes sobre las Estructuras.

Características del conductor= 3/0 ACSR Peso: 0,345 kg/m.

" Línea de tierra 5/16" Acero Peso: 0,305 kg/m.

- Peso de la Línea por metro:

3 conductores = 1,035 kg/m.

Línea de tierra = 0,305 kg/m.

Peso 1,340 kg/m.

- Carga vertical sobre la torre:

$$V = 1/2 \times P(d_1 + d_2) = 1/2 \times 1,34 \times D = 0,67D$$

siendo d_1 y d_2 los vanos contiguos a la torre.

- Tracción horizontal=Sección por tracción unitaria.

$$H = 99,2 \times 16 \text{ kg/mm}^2 = 1590 \text{ kg.}$$

- Presión del viento:

125 kg/m^2 . En conductores redondos se toma sólo el 50%.

$$\text{Pr. sobre la Línea} = 62,5 \times 0,0127 \times 3 = 2,39 \text{ kg/m.}$$

$$\text{Pr. sobre L.de T.} = 62,5 \times 0,00792 = \underline{0,49 \text{ "}}$$

$$W = 2,88 \text{ kg /m.}$$

En donde:

0,0127: diámetro del conductor y

0,00792: diámetro de la Línea de tierra.

- Presión Transversal:

$W + 12 \text{ kg}$; en torres con aisladores de suspensión

$W + 24 \text{ kg}$: para retención y $W + \text{Resultante}$: para angulares.

e. Distancia Entre Conductores.

El reglamento Español, en lo referente a la separación de conductores en Líneas de Alta Tensión dice así: "se fijará de acuerdo a fórmulas, que determinan esta distancia en función de la tensión de servicio, expresada en Kv, y de la flecha final expresada en metros.

$$d = k \sqrt{F} + \frac{U}{150}$$

k = 0,75 coeficiente para el tipo de conductor a usarse.

U = 66 kV.

F = flecha en metros

d = distancia en metros.

Usando la F = 4,6 m. para el vano tipo; tenemos:

$$d = 0,75 \times \sqrt{4,6} + \frac{66}{150} = 2,04 \text{ m.}$$

Un 20% de aumento a este valor es necesario, por encontrar se dos conductores en el mismo plano vertical; así:

$$d = 2,40 \text{ metros.}$$

La distancia mínima de los conductores a la estructura encuentro mediante la fórmula:

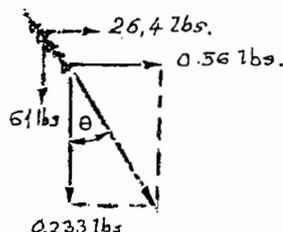
$$d = 0,1 + \frac{U}{150} = 0,1 + \frac{66}{150} = 0,54 \text{ m.}$$

Como en el presente caso los aisladores son del tipo de cadena, la distancia anterior será la mínima obtenible entre la estructura y los conductores, cuando las cadenas tomen el ángulo de inclinación correspondiente a la máxima presión de viento o sea para 125 kg /m² equivalente a 26,5 lbs/pie².

El 50% de este valor tomamos en consideración por la redondez del conductor.

Peso del aislador = 27,7 kg = 61 lbs.

Presión sobre el aislador = 12 kg = 26,4 lbs. Para el cálculo tomo el 50% por el doble brazo de palanca formado.



$$\operatorname{Tg} \theta = \frac{13,76}{30,73} = 0,448 = 24^{\circ} 8'$$

$$\operatorname{sen} 24^{\circ} 8' = 0,408$$

Longitud horizontal (proyección del aislador) = $0,92 \times 0,408$;

$$L_h = 0,375 \text{ m.}$$

Luégo la distancia entre conductores es:

$$D_c = 2(0,375) + 2(0,54) + 0,60 = 3,43 \text{ m.} = 3,50 \text{ metros.}$$

Cuando los conductores contiguos son desviados por el viento, causa que puede cesar repentinamente, entonces los conductores regresan a su posición de origen, oscilando al comienzo en fase; después de un tiempo llegan a estar desfasados, o sea que oscilan en sentido contrario unos de otros. En este instante como la desviación está ya amortiguada; el ángulo encontrado toma un valor $a/8$.

Haciendo el cálculo respectivo, hay que comprobar para este caso que la distancia entre conductores sea mayor que $U/150$.



$$a = 24^\circ \quad a/8 = 3^\circ \quad \text{sen } 3^\circ = 0,05$$

Para vano 230 m, flecha 4,6m. : $4,6 \times 0,05 = 0,23$ m.

$$3,5 - 2(0,23) = 3 \text{ m.}$$

Distancia correcta en el peor de los casos.

Para los diferentes vanos escogidos, encuentro las distancias correspondientes entre conductores; las mismas que están resumidas en el siguiente cuadro:

Vano (metros)	Flecha (metros)	d (metros)	d+20% (metros)
180	2,8	1,70	2,40
200	3,5	1,85	2,40
230	4,5	2,00	2,40
250	5,0	2,10	3,00
280	6,5	2,35	3,00
300	7,5	2,50	3,00
320	8,0	2,55	3,60
350	10,0	2,80	3,60
380	12,0	3,00	3,60
400	13,0	3,15	4,60
450	16,0	3,45	4,60
500	20,0	3,80	4,60

f. Aisladores.

Los cables aéreos de la Línea de Transmisión se fijan a las estructuras por medio de aisladores. Para tensiones hasta de 15 kV, se emplean los aisladores de apoyo o PIN. Para tensiones mas elevadas, se escogen en el mayor de los casos aisladores colgantes, compuestos de varios elementos iguales, mon-

15?

a emplearse. Existen tablas al respecto.

Para este caso es un hecho el empleo de aisladores colgantes o de cadena. Estos tienen algunas ventajas entre las cuales podríamos mencionar:

- Si por alguna causa se produce un deterioro en un elemento, no impide el que los restantes conserven su poder aislante, sin producir perturbación alguna. En el momento necesario se realizará el cambio del aislador en mal estado.

- Otra de las ventajas obtenidas es la siguiente: En el caso de la rotura de un cable, la cadena de aisladores cede lateralmente, originando una disminución de la tensión de tracción sobre los aisladores y sobre las estructuras.

Al tratar sobre los aisladores hay que distinguir tanto su comportamiento mecánico como el eléctrico.

En la elección del aislador para una determinada tensión de servicio (66 kV) tengo que conocer la tensión de contorno de la cadena de aisladores.

Las normas VDE fijan para una tensión de servicio E, la mínima tensión de contorno, con tiempo lluvioso. La fórmula da para $E_c = 1,1 (2,2 E + 20)$

donde:

E_c = tensión de contorno en KV

E = tensión de servicio en kV.

$E_c = 1,1 (2,2 \times 66 + 20) = 182 \text{ kV.}$

En la práctica en número de discos o unidades que forman

la cadena es aproximadamente proporcional a la tensión, con un aumento ligero para altos voltajes y con cierto margen en la longitud de cada unidad.

Así tenemos que, por experiencias realizadas por ej: para la tensión de 66 kV ; se usan 4 o 5 unidades.

De catálogos he tomado los datos para los aisladores de suspensión a utilizarse en el proyecto.

Son los siguientes:

Cadena de 5 aisladores.

Diámetro : 10 pulgadas

Longitud total: 92 cm.

Peso 27,7 kg.

Tensión de perforación:

 bajo lluvia 215 kV

 en seco 325 kV.

Carga de rotura: 6.800 kg.

Muchas veces al especificar los aisladores se tiene en cuenta la distancia mínima de disrupción.

Según catálogos, para el tipo escogido NSLA3 esta distancia es 11 1/2"

Además hay que tener presente que la tensión mínima de con torneio para este voltaje es:

 bajo lluvia : 175 kV.

 en seco : 125 kV. \

Flecha del conductor. Uso de tablas Martin.

Conductor : ACSR # 3/0 AWG

Sección = 99.2 mm² diámetro = 0,502" = 12,7 mm.

Tensión de rotura: 3070 Kg.

Carga de trabajo: 16 Kg/mm² = 3380 lbs.

Peso conductor: 1,223 lbs/milla = 0.233 lbs/pie

	Luz	750 pies	
A	$\frac{S \times W}{T}$ $\frac{W}{T} = 0,000069$	0,052	
B	Factor de flecha		0,0065025
D	Tensión	3380 lbs.	0,0065025
E	Flecha = $F_f \times S$	4.88 p = 1,5 m.	
F	Factor de estiramiento		19,2286017
H			19,2286017
I	Factor de longitud		1,0001127
KL	Factor de alargamiento		
	$\frac{W}{S \times e} = 0,000000107 \times 750'$	0,0000805	1,0001127
M	Cambio de longitud $F_{al} \times F_{est}$		0,00155
N	Fc. de long. sin esfuerzos temp. original		0,9985627
O	Cambio de long. 32°F a 104°F		0,001324
Q	Long. sin esfuerzos. Nueva temperatura.		0,999886
T	peso + viento $\frac{0,6}{0,195 \times 112}$	0,000205	
V	Fc. de estiramiento final	6	1,001156
W	$\frac{S \times W}{T}$ Fc. estiram. final	0,166	
X	Fc. de flecha		0,020834
Y	Tensión	2710 lbs.	
Z	Flecha final ($F_f \times S$)	15 p = 4,60 m.	

LINEA DE TRANSMISION 66 kV
Latacunga-Ambato
Lista de torres.

Torre No.	ángulo	luz	luz acumulada	cargas verticales	acción transversal	flecha	cadenas	
							S	R
Subest.			0	214	257			3
1		170	170	536	617	2.8	3	
2		250	420	612	747	5.0	3	
3		260	680	687	747	5.5	3	
4		250	930	628	602	5.0	3	
5		160	1090	686	487	2.5	3	
6		170	1260	694	587	2.8	3	
7		230	1490	576	662	4.6	3	
8		220	1710	674	662	4.0	3	
9		230	1940	718	717	4.6	3	
10		260	2200	800	792	5.5	3	
11		280	2480	834	817	6.5	3	
12		280	2760	820	862	6.5	3	
13		310	3070	979	804	7.8		6
14		230	3300	767	672	4.6	3	
15		230	3530	670	672	4.6	3	
16		230	3760	742	672	4.6	3	
17		230	3990	735	672	4.6	3	
18		230	4220	774	562	4.6	3	
19		150	4370	513	602	2.4	3	
20		260	4630	558	762	5.5	3	
21		260	4890	719	702	5.5	3	
22		220	5110	700	702	4.0	3	
23		260	5370	653	647	5.5	3	
24		180	5550	660	532	2.8	3	
25		180	5730				3	

35-A

Lista de torres (cont.)

Torre No.	ángulo	luz	luz acumulada
25			5730
26		200	5930
27		200	6130
28		230	6360
29		220	6580
30		220	6800
31		230	7030
32		180	7210
33		230	7440
34		240	7680
35		230	7910
36		230	8140
37		300	8440
38	199°50'	210	8650
39		220	8870
40		230	9100
41		220	9320
42		230	9550
43		230	9780
44		210	9990
45		230	10220
46		230	10450
47		230	10680
48		230	10910
49		230	11140
50		180	11320
51		220	11540
52		200	11740
53		230	11970
54		200	12170
55		250	12420
56	200°18'	210	12630
57		200	12830
58		200	13030
59		230	13260
60		230	13490

Torre No.	ángulo	luz	luz acumulada
60			13490
61		230	13720
62		230	13950
63		230	14180
64		200	14380
65		180	14560
66		150	14710
67		370	15080
68		160	15240
69		160	15240
70		150	15400
71		250	15650
72	152°05'	130	15800
73		170	15930
74		230	16100
75		230	16330
76		230	16560
77		230	16790
78		230	17020
79		220	17250
80		300	17470
81		200	17770
82		230	17970
83		230	18200
84		230	18430
85		230	18660
86		230	18890
87		230	19120
88		230	19350
89		230	19580
90		230	19810
91		230	20040
92		210	20270
93		230	20480
94		230	20710
95		230	20940
		230	21170

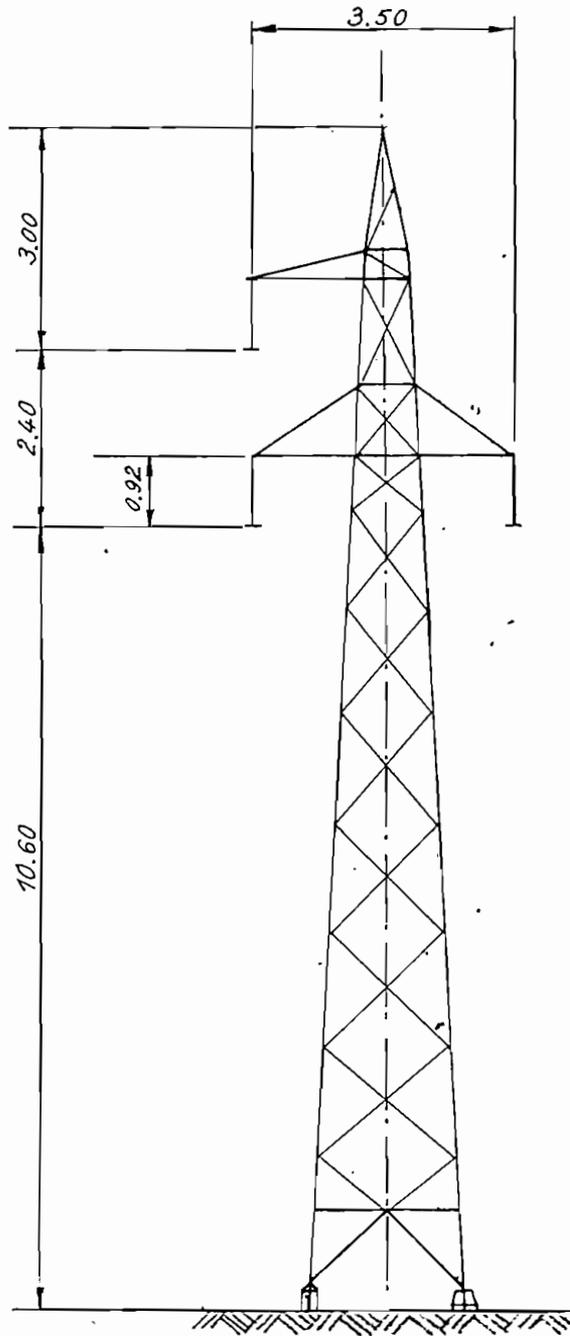
35-B *LD*

g. Estructuras de Apoyo.

Para soportar los conductores de las Líneas de Transmisión existen varios tipos de estructuras. He escogido torres de acero por ser las mas satisfactorias por muchos aspectos a tenerse en cuenta tales como: menor inspección, mayor duración grandes vanos, especialmente para cruces de ríos, mayor seguridad y confianza en Líneas.

El tipo de torre a utilizarse observamos a continuación (fig. 36). Es una torre de alineación que se usa en los vanos normales, en donde la Línea no forma ángulos.

Para torres de retención, de partida o de ángulo, variará la configuración de acuerdo a cada caso.



Línea de Transmisión 66 kV
Estructura a utilizarse

C. Aspecto Económico.

Muchos factores intervienen al ponerse a planificar un proyecto; uno de ellos es el económico, que juega un papel importante dentro del mismo.

Con referencia al tratado en esta oportunidad, múltiples detalles se tomaron en cuenta.

Haciendo un análisis observamos que: respecto a la máxima potencia a transmitirse se realizó un estudio profundizado hasta llegar a encontrar su valor, en igual forma respecto al crecimiento de la carga y a la manera de intercambio.

Teniendo una base en valores probables, mediante un cuadro estadístico se realizó la tabulación respectiva para determinar el tamaño del conductor y el voltaje mas económico. Si bien es cierto, este proceso no es infalible, por el contrario se llega a tener una idea amplia al respecto.

Otro de los factores que se tomó en cuenta fué el referente al vano económico, el mismo que se encontró por comparaciones realizadas.

Por experiencias de trabajo, puedo enunciar que hay que tomar muy en cuenta, el transporte de las estructuras de soporte de las Líneas a los sitios respectivos. Razón básica por la cual después de varias soluciones posibles se escogió la ruta mas económica, ya que la Línea atraviesa regiones completamente planas, y el montaje de las estructuras no tiene mayor complicación.

Además se procuró que el recorrido tenga la menor distancia entre las ciudades de Latacunga y Ambato.

De las consideraciones anteriores sacamos como conclusión, que muchos factores económicos se han puesto en juego, he procurado tener en cuenta, la continuidad de servicio, seguridad y economía.

Presupuesto.

a.- Valores unitarios utilizados:

Especificación	Valor en Dlls.
Conductor 3/0 ACSR	0,41 c/lb.
L. de Tierra 5/16" acero	0,3 c/lb.
Transformadores trifásicos	
3750 kVA 66/6,3 kV	8.000 c/u.
Transformadores trifásicos	
3000 kVA 66/4,16 kV	18.000 c/u.
T. Trifásicos, 3 arrollamientos	
22 kV a $\begin{matrix} 66 \text{ kV} \\ 6,3 \text{ kV} \end{matrix}$ 6125 kVA	33.000 c/u.
Pararrayos 66 kV.	500 c/u.
Cadena aisladores 66 kV	22,5 c/u.
Disyuntores 66 kV.	2.400 c/u.
Estructuras	700 c/u.

Estos valores si bien en la realidad no son exactos, se puede aceptarlos para tener una idea al respecto.

Para facilidad de cálculo en el presupuesto el equivalente de 1 dólar he tomado = a \$ 20,00

b. Presupuesto de la Línea.

792600	lbs. conductor 3/0	₡ 8,2 c/u	₡ 650.000
29.000	lbs. L.de Tierra	₡ 6,0 c/u.	175.000
480	Aisladores 66 kV	450 c/u.	216.000
160	Estructuras	14.000 c/u.	2'240.000
	Montaje		<u>590.000</u>
	Total		3'871.000

Z
4

Longitud de la Línea: 34,5 kilómetros.

Costo por kilómetro : ₡ 112.000

c. Presupuesto total:

Costo de conductores, línea de tierra, transformadores, aparatos de control, pararrayos, aisladores.	₡ 3'395.000
Costo de estructuras y montaje	<u>2'830.000</u>
Total	₡ 6'225.000

9. Ampliaciones para la Red Nacional.

Una vez realizada la presente etapa me quedaría por enunciar algunos criterios respecto a futuras ampliaciones de Redes que se hagan en el País.

En la presente década las ciudades interandinas que tienen la posibilidad de unirse por medio de una Línea de Transmisión, porque la escasez de energía será inminente, son :
Riobamba, Guaranda, Ambato, Ibarra.

Urge la necesidad de acelerar los trabajos que se encuentran pendientes, tales como : La Central Hidroeléctrica Alao, en toda su magnitud; en igual forma proseguir con la construcción de la Segunda Etapa de la Central de Cumbayá, o en caso de no poder realizarse ésta, planificar y construir la Central de Mayón para 20.000 kW aproximadamente. En el norte, El Instituto Ecuatoriano de Electrificación se encuentra realizando los estudios pertinentes a encontrar posibles sitios en donde se puedan generar grandes potencias para servir a zonas mas extensas. El primer proyecto a realizarse será el del Río Ambi que suministrará 5.000 kW.

De las consideraciones anteriores podemos sacar las siguientes conclusiones:

- 1- La región central del País quedará perfectamente servida con una Línea de Transmisión que una Ibarra con Riobamba y Guaranda, intercalándose dentro de la misma Quito, Latacunga y Ambato.

2- El voltaje de Transmisión será de 66 kV.,siendo éste el que sirva como guía de los futuros proyectos a realizarse.

3- Con este plan se permite la explotación de fuentes de energía que por falta de mercados no podrían explotarse. Muchas instalaciones hidráulicas,por el precio elevado de las obras,no se llegan a realizar,ya que los mercados locales son insuficientes para pagar su costo.

La Interconexión hace productivas estas instalaciones.

Bibliografía.

Knowlton

"Manual Standard del Ingeniero Electricista"
Barcelona 1958.

Checa

"Líneas Aéreas de Transporte de Energía Eléctrica"
Madrid 1948.

Buchholz

"Centrales y Redes Eléctricas"
Barcelona 1959.

Hering Paul

"Canalizaciones, Materiales de Alta y Baja Tensión y Centra -
les".

Tomo X de la Escuela del Técnico Electricista
Barcelona 1959.

Creager and Justin

"Hydroelectric Handbook"
New York 1955.

Dalla Verde

"Cálculos Eléctricos de grandes Líneas de Transmisión"
Buenos Aires 1953.

Publicaciones.

Electrical Transmission and Distribution.

Westinghouse

Pensilvania 1950.

"Ingeniería Colombiana"

Conclusiones y trabajos Aprobados por el Congreso Nacional
de Electrificación.

Medellín 1957.

"Líneas de Transmisión y Cálculo de la Flecha"

Publicaciones de la Escuela Politécnica Nacional.

"Regulador rápido de Contactos Rodantes"

Publicación Brown Boveri

Junio 1961.