

" ESTUDIO GENERAL Y ANALISIS
ECONOMICO DE CONDUCTORES EN
LINEAS DE TRANSMISION CON
APLICACION AL ECUADOR. "

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN
LA ESPECIALIZACION DE "INGENIERIA ELECTRICA"
DE LA
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

MARCELO LOPEZ ARJONA

JULIO 1966

QUITO - ECUADOR

CERTIFICO:
QUE ESTE TRABAJO FUE REALIZADO
POR EL SEÑOR MARCELO LOPEZ ARJONA.


DOCTOR CARLO BEHMANN

DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

A MIS PADRES A QUIENES
TANTO DEBO

I N D I C E G E N E R A L

P A R T E I

<u>Capítulo I</u>	Pág.
1. Carácter de la transmisión de energía eléctrica - Historia y Progreso	1
2. Comparación técnico-económica entre sistemas de transmisión para c.a. y c.c.	5
3. Ventajas del circuito trifásico	11
4. Ventajas de las líneas aéreas en el transporte de energía.	18
 <u>Capítulo II</u>	
1. Desarrollo de la transmisión de Energía en el Ecuador. Historia y problemas.	21
2. Caracteres de los sistemas de transmisión hasta hoy.	25
 <u>Capítulo III</u>	
1. Futuro de la electrificación en el país	28
2. Plan Nacional de Electrificación La futura interconexión.	30
3. Resumen de los proyectos de L. de T., a realizarse en el país en los próximos 10 años	35
 <u>Capítulo IV</u>	
1. Criterios de programación	39
2. Conclusión: Justificación del Plan Nacional de	

Electrificación	42
-----------------	----

Capítulo V

1. Función técnico-económica de las líneas	45
2. Factores que determinen la economía de las líneas	47
2.1 Otras consideraciones	50
3. Conclusiones Generales	51

P A R T E II

EL CONDUCTOR EN LAS LINEAS DE TRANSMISION

Capítulo I

1.- Influencia económica del conductor de la línea	52
2.- Tipos de conductores usados	55
2.1 Material de los conductores	56
3.- Características de conductores de Cobre, Aluminio y Aluminio-Acero	58
3.1 Conductores de Cobre	58
3.11 Conductores de hilo de cobre	59
3.12 Conductores de cable de cobre	60
3.2 Conductores de Aluminio	64
3.2.1 Conductores de hilo de aluminio	67
3.2.2 Conductores de cable de aluminio	67
3.3 Conductores de Acero	70
3.4 Conductores de Aluminio-acero	70
4. Comparación entre Cobre y Aluminio	77
4.1 Propiedades y Dimensiones de los conductores de cobre y aluminio	78
4.1.1 Dimensiones de los conductores a igual-	

dad de sección	78
4.1.2 A igualdad de resistencia eléctrica	80
4.1.3 A igualdad de elevación de temperatura	84
4.1.3.1 A igualdad de cantidad de calor debido a la circulación de corriente	84
4.1.3.2 A igualdad de corriente y de elevación de temperatura	85
4.1.3.3. A igualdad de intensidad de corriente	87
4.1.4 A igualdad de caída de tensión	88
4.2.- Comparación económica del aluminio con el cobre	89
4.2.1 Comparación del aluminio solo y el cobre	90
4.2.2 Comparación del aluminio-acero y el cobre	91
5.- Conclusiones económicas referidas al país	91

Capítulo II

1.- Influencia del Aspecto eléctrico en la economía de un sistema	97
2.- Determinación de la Tensión más económica	98
2.1 Determinación de las constantes	104
3.- Rendimiento de las líneas de transmisión	108
3.1 Pérdidas por efecto Joule	109
Cálculo de los costos de las pérdidas de Energía variable anualmente	110
3.1.1 Conclusiones	115
3.1.2 Simplificación del método	115
3.2 Pérdidas por efecto corona	120
4.- Consideraciones caloríficas	122
4.1 Influencia de la Temperatura	123

5.- Conclusiones de práctica aplicación	127
---	-----

Capítulo III

1.- Influencias del aspecto mecánico en la economía de un sistema	132
2.- Esfuerzos a los que se hallan sometidas las líneas aéreas	135
3.- Cálculo mecánico de conductores	137
3.1 Objeto del cálculo mecánico	137
3.2 Condiciones de tendido	138
Hipótesis para la Sierra.- Hipótesis para la Costa	141
3.3 Cálculo a partir de la noción de parámetro	143
3.4 Catenaria	145
3.5 Distancias de seguridad	146
3.6 Apoyos de distinto nivel	147
4.- Ecuación del Cambio de Condiciones	148
4.1 Vano crítico	150
4.2 Solución de la ecuación del cambio de condiciones	152
4.2.1 Caso de Apoyos a desnivel	153
5.- Vano Económico	154
6.- Conclusiones prácticas	156
6.1 Apoyos	158
6.2 Vano Crítico	160
1 Caso de la Sierra	
2 Caso de la Costa	
6.3. Ecuación del Cambio de Condiciones	163

Capítulo IV

La Sección Económica	168
1.- Determinación de la Sección más económica	168
1.1 Ley de Kelvin	169
2.- Densidad de corriente más económica para los conductores más comunes	174
3.- Aplicación práctica	178
CONCLUSIONES FINALES	182
BIBLIOGRAFIA	184

VI

I N D I C E D E G R A F I C O S

	Pág.
Gráfico No. 1 Aumento de la tensión de transmisión con el paso de los años	2
" 2 Aumento de la Potencia transmitida con el paso de los años	2
" 3 Proyección de la demanda y evolución de la Potencia en el país.	32
" 4 Inversiones anuales totales según el Plan Nacional de Electrificación	32
" 5 Inversiones Acumuladas según el Plan Nacional de Electrificación	32
" 6 Croquis de los Sistemas de Transmisión y Subtransmisión del país hasta el año 1976 según el Plan Nacional de Electrificación	33
" 7 Inversiones estimadas para líneas de transmisión en el Ecuador.	
" 8 Cableados normales más comunes de conductores de ACSR desnudos	76
" 9 Comparación de los conductores de Aluminio y Cobre a igualdad de Resistencia Eléctrica	91
" 10 Rentabilidad de los cables de Aluminio y Cobre en función de las cotizaciones respectivas	92
" 11 Rentabilidad de los cables de Aluminio - Acero y Cobre en función de las cotizaciones respectivas.	92

Gráfico No. 12	Costos para líneas aéreas de 35 y 70 mm. para corriente trifásica en la República Argentina (1962) Conductores de Aluminio-Acero	99
"	13 Relación entre la potencia y la tensión de acuerdo a la fórmula $V = 19 \quad P$	108
"	14 Densidad relativa del aire en función de la altura barométrica y de la temperatura	120
"	15 Determinación de la máxima corriente permisible de los conductores para que no sufran efectos de calentamiento	127
"	15a Curva que determina el valor ($76 d^{0,75} - 18 d$)	
"	15b Normograma que determina la corriente	
"	16 un conductor y <i>los conductores</i>	136
"	17 Vanos contíguos distintos	136
"	18 Curva de equilibrio	142
"	19 Curva de equilibrio en base al parámetro	143
"	20 Apoyos a distinto nivel	147
"	21 Apoyos a distinto nivel	147
"	22 Estados para curva de equilibrio	
"	23 Caso de apoyo a desnivel	
"	24 " " " " "	
"	25 Curvas para calcular el vano económico	155
"	26 Compresión de un poste por efecto de las tensiones de dos vanos contíguos.	158

Gráfico No.27	Fuerzas en un apoyo de ángulo	159
"	28 Plantilla	160
"	29 Monograma del vano crítico para la Costa.	165
"	30 Monograma del vano crítico para la Sierra	165
"	31 Determinación del Tequivalente	175

INDICE DE CUADROS Y TABLAS

Página.

1.- Relación entre sistemas corriente continua, corriente alterna y corriente alterna trifásica	18
2.- Sistemas de transmisión existentes en el Ecuador hasta 1962	26
3.- Proyecto de cada uno de los sistemas según el Plan Nacional de Electrificación	34
5.- Resumen de proyecto de líneas de transmisión	35,36
6.- Costos de algunas líneas construídas o diseñadas en el país	52
7.- Características del cobre duro	58
8.- Constitución, sección y diámetro de cables homogéneos	61
9.- Características del aluminio	65
10.- Características de los conductores de hilo de Aluminio	67
11.- Características generales de los conductores de acero	70
12.- Propiedades acerca de la resistencia mecánica de conductores de Aluminio, con núcleo de acero, según ALCAN	75
13.- Conductores de Aluminio cableado desnudo, tamaños normales	82
14.- Comparación de las principales características del aluminio y del cobre	89
15.- Tabla comparativa entre varios conductores ACSR y de cobre desnudo con las relaciones que tendrían en cuanto a flecha	92

16.-	Datos de algunas líneas para el estudio de la tensión más económica	105
17.-	Ecuaciones del coeficiente de carga variable KV.	117
18.-	Valores del coeficiente de carga variable KV	118
19.-	Coeficientes de capitalización (B)	119
20.-	Manera práctica de proceder para determinar la tensión y la sección más económicas	130
21.-	Condiciones simultáneas del tiempo en los Estados Unidos	140
22.-	Hipótesis de cálculo para Sierra y para la Costa	141-142
23.-	Vanos máximos admisibles para conductor ACSR en líneas trifásicas, según normas VDE	157
24.-	Tamaños normales recomendaebles de conductores ACSR, para líneas de transmisión	160
25.-	Cálculo del coeficiente K, para el vano crítico	164
26.-	Valores del vano crítico para la Sierra y para la Costa	165
27.-	Comparación de conductores para la línea Portoviejo - Rocafuerte - Tosagua	181

P R I M E R A

=====

P A R T E

=====

C A P I T U L O I

PRIMERA PARTE

CAPITULO I

1) CARACTER DE LA TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA.- Historia y Progreso.

Es frecuente decir que una de las ventajas de la energía eléctrica es su facilidad de transmisión. Es un hecho que esta forma de energía no se ha desarrollado en toda su magnitud sino a partir del momento en que se ha podido aprovechar a una cierta distancia del lugar en que ella es producida. Esto que en la actualidad nos parece tan simple, no lo fue en las primeras épocas de la industria eléctrica.

Primero se logró transmitir una señal del orden de los miliwatios, aplicando el principio del telégrafo. Pero en esta clase de transmisión la noción del rendimiento no entra en juego. La potencia recibida en el extremo de una línea telegráfica es una pequeña fracción de aquella producida en su origen, pero gracias a la sensibilidad de los aparatos receptores, dicha fracción de potencia basta para accionarlos, sin que su producción, confiada por mucho tiempo a pilas, constituya un gasto apreciable en el costo total de explotación de una línea telegráfica o telefónica.

Durante mucho tiempo, aun cuando la ciencia electrotécnica había ya alcanzado un desarrollo importante y que la técnica por sí misma aceleraba su progreso, se creyó que el transporte de energía era una utopía poco más o menos como ahora

nos parece imposible una transmisión de energía sin alambre.

Con el paso de los años se comenzó a utilizar la potencia producida por máquinas eléctricas basadas en el principio de la inducción electromagnética y accionadas por motores mecánicos, primero en los alrededores y luego un poco más lejos de los puntos de producción. Luego se comenzó a investigar si la energía eléctrica podría ser transmitida para potencias importantes, realizando de ese modo un verdadero transporte de energía, expresión que si bien no es del todo propia ha quedado sin embargo en el vocabulario eléctrico. Se efectuaron entonces numerosos ensayos y en los últimos años del siglo pasado, un francés llamado Marcel Deprez logró por primera vez transportar entre París y Creil; una potencia de orden de una decena de KW. a unos 50 Km. de distancia. La transmisión de energía había nacido. Bastaba desarrollar la idea.

Las investigaciones siguieron adelante y cada vez se lograba transmitir más altas potencias a más altos voltajes y con mejores rendimientos.

La curva de la figura (1) ilustra la progresión lograda en el transporte de la energía eléctrica con el paso de los años. Se puede notar que conforme pasan los años, la tendencia es la de aumentar la tensión.

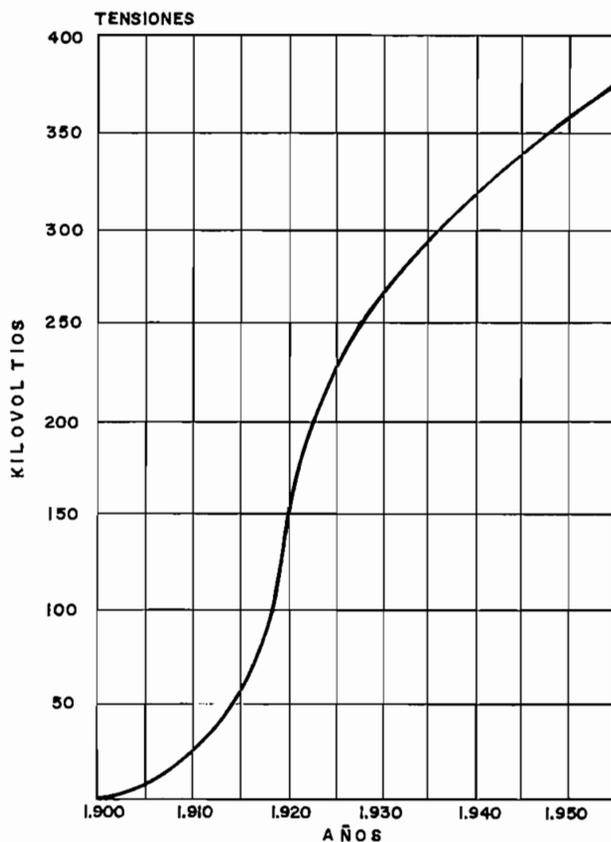
La curva de la figura (2) nos indica el aumento progresivo de la potencia transportada.

¿Sobre qué bases técnicas se basa esta evolución?

Es fácil demostrar que la potencia transportada por una línea es proporcional al cuadrado de la tensión.

AUMENTO DE LA TENSION DE TRANSMISION CON EL PASO DE LOS AÑOS

GRAFICO N° 1

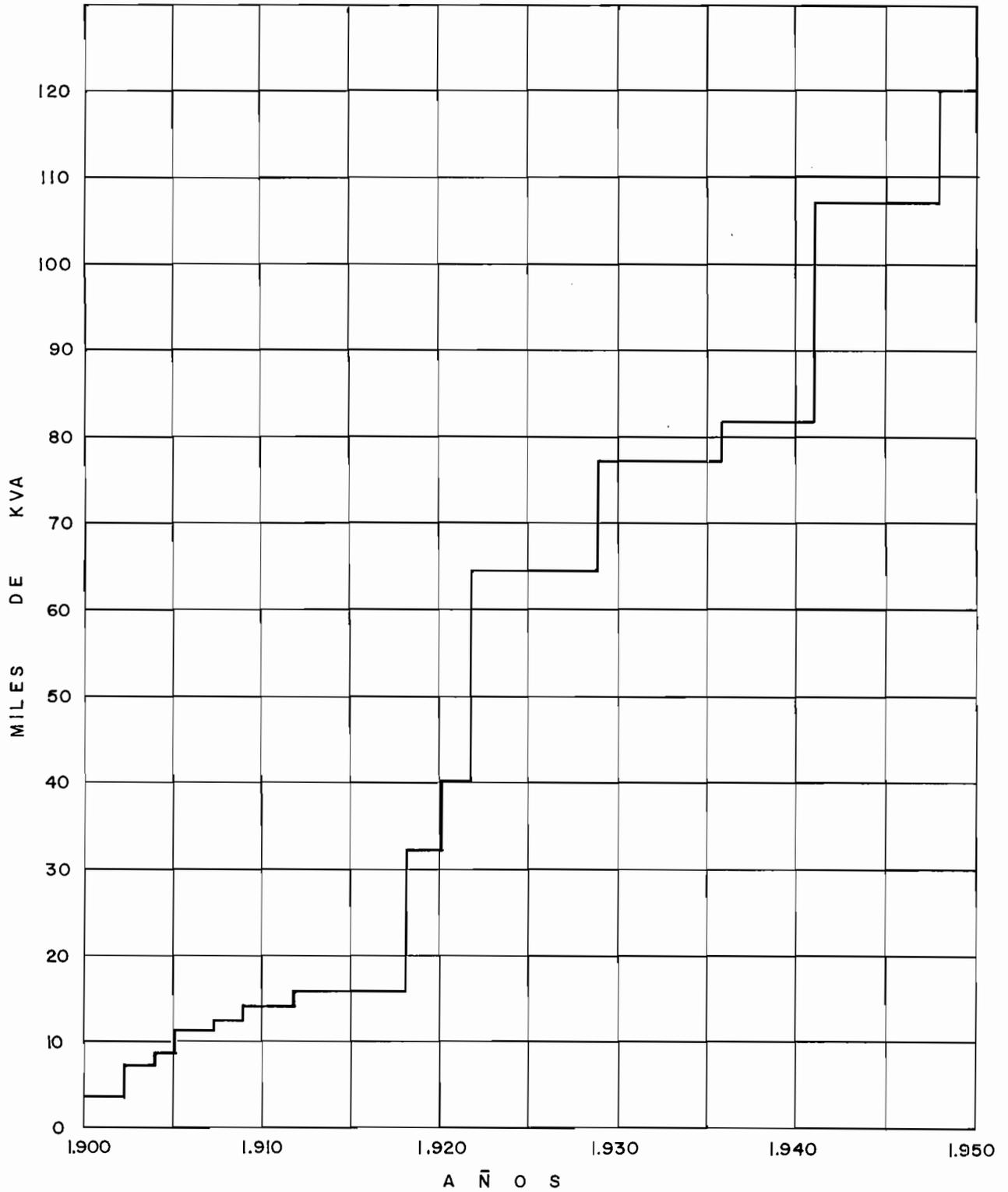


AÑOS	TENSIONES KV
1.900	5
1.905	10/15
1.915	60
1.920	150
1.925	225
1.935	287
1.952	380

TOMADO DE LA REVISTA ELECTROTECNICA (ASOCIACION
ARGENTINA DE ELECTROTECNICA) ABRIL 1.957 - N° 4
PAG. 131.

AUMENTO DE POTENCIA CON EL PASO DE LOS AÑOS

GRAFICO Nº 2



Sea una línea de tensión U transportando una potencia P . Supongámosla monofásica.

La corriente en la línea será:

$$I = \frac{P}{U}$$

Las pérdidas serán rI^2 en %

Para una pérdida proporcional constante, que llamaremos p constante se tiene:

$$p = \frac{r I^2}{P} = \frac{r I^2}{U \cdot I}$$

Si multiplicamos ambos denominadores por P , tendremos:

$$\frac{p}{UI} = \frac{r I^2}{(UI)^2} = \frac{r}{U^2}$$

$$P = UI ; UI = \frac{U^2 p}{r} = U^2 \cdot K$$

$$P = U^2 K :$$

Este cálculo simplificado muestra bien la proporcionalidad de la potencia transportada con el cuadrado de la tensión para un porcentaje de pérdidas constantes.

Con este conocimiento el problema teórico se hacía sim-

ple, pero el problema técnico residía en la realización de aislantes que soportan esas tensiones elevadas para los transformadores el equipo y los aisladores de líneas. Las realizaciones que no podían ser sino progresivas, permitieron en medio siglo, pasar de 5 a 400 KV. o sea elevar en la proporción de 1 a 80 la tensión transportadora, es decir multiplicar por más de 600 la potencia transportada permitiendo pasar de algunas centenas a medio millón de KW. El progreso de la transmisión se ha manifestado a más del aumento de la potencia transportable, en el crecimiento de la distancia de transporte y también en el mejoramiento de las características técnicas, económicas y de seguridad de servicio de los sistemas construídos.

El primer sistema trifásico de transmisión a larga distancia en Europa (Laufen - Frankfurt), (E) construído en 1891 transportaba 220 KW. a una distancia de 178 Km. con la tensión de 15 KV. y rendimiento 70 %. En el siglo presente, las potencias transportadas por una línea y las distancias de transporte crecen continuamente, llegando a la transmisión de 600 MW. a 1.000 Km. de distancia. Para que sea posible transportar por una sola línea potencias de tal magnitud a distancias tan grandes, es indispensable elegir las características eléctricas y mecánicas de la misma en forma adecuada. Los cálculos y la elección de las características principales de la línea como ser la tensión nominal, la sección del conductor, el vano y el tipo de soportes con sus fundaciones, se hacen siempre sobre la base del rendimiento económico a largo plazo, que corresponde a la vida útil de una línea.

2) COMPARACION TECNICO-ECONOMICA ENTRE SISTEMAS DE TRANSMISION
PARA CORRIENTE ALTERNA Y CORRIENTE CONTINUA.

Ya hace mucho tiempo que se muestra considerable interés en el desarrollo de sistemas de transmisión de energía que empleen corriente continua en alta tensión. Con corriente continua, la línea de transmisión resulta más simple que con corriente alterna, y puede ser utilizada de la manera más conveniente, desde el punto de vista económico, al no imponer limitaciones para estabilidad de la red. Además, un sistema de transmisión por corriente continua requiere menor número de conductores y puede elegirse un nivel de aislamiento más bajo.

Pero, en un sistema de transmisión por corriente continua se debe considerar que los generadores y el sistema de distribución son de corriente alterna. Ambos extremos de línea deben equiparse con transformadores y convertidores, lo que hace a las subestaciones más costosas que en el caso del equipo convencional de corriente alterna. Por lo tanto un sistema de transmisión por corriente continua solo podrá competir cuando la distancia de transmisión alcance una cierta longitud, que es mayor para líneas aéreas que para cables subterráneos.

Con el desarrollo de los rectificadores de vapor de mercurio, la transmisión por corriente continua se ha convertido

nuevamente en una cuestión de interés inmediato. Por ello, en varios países, entre los cuales pueden mencionarse Suecia, Suiza, Estados Unidos, Alemania, Unión Soviética y Japón, se iniciaron investigaciones con válvulas de vapor de mercurio para tensiones mayores a las utilizadas hasta el momento.

Los sistemas de transmisión a alta tensión en corriente continua fueron usados en Europa desde 1.890 hasta 1.937; luego cayeron en desuso, pero las últimas investigaciones indican que actualmente puede presentar ventajas.

Entre los últimos grandes proyectos realizados con corriente continua pueden ser mencionados: (1)

- La interconexión Francia - Inglaterra de 160 MW a tensión \pm 100 KV realizada bajo el mar mediante 2 x 60 Km. de cables submarinos monopolares cuya separación es solo de 2 metros.
- Transmisión Stalingrado -Dombas de 720 MW, mediante una línea aérea de 450 Km. para \pm 400 KV.
- Suecia puso en funcionamiento en 1.954 la transmisión de 20 MW, desde tierra firme a la isla de Gotland, mediante cable submarino para + 100 KV, ya que el polo negativo se conectó fijamente a tierra, haciendo el mar las veces de conductor de retorno.

(1) Revista Electrotécnica de la Asociación Argentina de Electrotécnicos, Febrero 1962, Vol. XLVIII, No. 2, Pág. 38 y sig.

No obstante lo realizado, la experiencia es hasta ahora escasa y, especialmente no se conocen muy bien los costos correspondientes.

El principal problema para la transmisión en corriente continúa constituye el hecho de que el 90% de la energía eléctrica utilizada en el mundo es producida en forma de corriente alterna (1). Esto no se debe primordialmente a ninguna superioridad de la corriente alterna sobre la continúa en cuanto a su posibilidad de aplicarla a fines industriales y domésticos. En realidad hay muchos casos en los que la corriente continúa es absolutamente necesaria para determinadas industrias, como los tranvías urbanos, los procesos electrolíticos y ciertos tipos de lámparas de arco, además los motores de corriente continúa son preferibles para los ascensores, prensas y muchos accionamientos con velocidad variable.

Sin embargo en todos estos casos, la energía se produce y se transporta casi siempre en forma de corriente alterna y se convierte después en corriente continúa.

A continuación se exponen algunas de las razones que aconsejan producir la energía en forma de corriente alterna:

- 1) La corriente alterna puede producirse a tensiones relativamente altas, que pueden elevarse o reducirse fácilmente por medio de transformadores estáticos. Con ello es

(1) Chester Dawes, Tomo II, Pág. 1.

posible el transporte económico de energía hasta distancias considerables valiéndose de altas tensiones de transporte, lo que representa una gran ventaja, ya que el peso del conductor varía en razón inversa del cuadrado de la tensión cuando la distancia, la potencia y las pérdidas admitidas no varían.

(Ver Cuadro No. 1 y párrafo referente).

- 2) Hasta hoy no se ha llegado a conseguir ningún método práctico para elevar y reducir la tensión de la corriente contínua cuando se manejan potencias importantes.
- 3) Es posible construir generadores de corriente alterna de gran tamaño que giren a elevadas velocidades de modo que su costo de construcción y los gastos de explotación por KW. resulten reducidos y estos generadores se adaptan fácilmente a turbinas motrices de elevada velocidad. Hace ya algunos años que están en explotación alternadores de una potencia nominal de 5.000 KVA (Brown Roveri).
- 4) Debido a las dificultades de conmutación, los generadores de corriente contínua no pueden alcanzar tamaños tan enormes especialmente si las velocidades de rotación son muy grandes. Para 1000 RPM ya es difícil proyectar un generador de corriente contínua con potencia nominal de 1.000 KW; en cambio están funcionando alternadores de 81.250 KVA a 3.600 RPM.(1)

(1) Chester Dawes, Tomo II, Pág. 2.

- 5) Los elevados rendimientos de transporte que pueden alcanzarse con la corriente alterna hacen que sea económico producir energía eléctrica en cantidades muy grandes en una central única para distribuirla sobre un extenso territorio.

Por tales motivos, suele ser más económico producir energía eléctrica por medio de unidades grandes, transportarlas a grandes distancias y transformarla luego en corriente continua que producir directamente corriente continua en el propio lugar de utilización.

En conclusión, las ventajas de la transmisión en corriente alterna son numerosas. La corriente alterna debe su importancia al hecho de que puede producirse económicamente por medio de grandes unidades; su tensión puede elevarse o reducirse fácilmente, de manera que la energía puede transportarse económicamente a distancias considerables. (Ver Cuadro 1).

Sin embargo, la transmisión de potencias elevadas a grandes distancias exige en corriente alterna el empleo de altísimas tensiones, pero los problemas técnicos vinculados a dichas transmisiones son los efectos corona y pelicular, el aislamiento de los accesorios y la inestabilidad a la que puede estar sometida la línea por la potencia reactiva absorbida a lo largo de la línea.

Ante tales circunstancias se ha vuelto a pensar en la

transmisión por corriente continua en alta tensión. El efecto corona es más fácil de vencer porque no hay una amplitud de tensión considerablemente mayor que el valor efectivo. El efecto pelicular no se presenta por ser cero la frecuencia de la corriente continua. Potencia reactivas no existen por no variar cíclicamente los campos eléctricos y magnéticos a lo largo de la línea. No aparece un defasaje (ángulo) entre las tensiones inicial y final, con lo que la estabilidad de transmisión está más asegurada.

Pero a dichas ventajas de la corriente continua, están asociados los siguientes inconvenientes:

- En los extremos han de instalarse aparatos rectificador y ondulator por existir siempre consumo y producción en forma de corriente alterna. Dichos implementos son onerosos; afortunadamente un mismo aparato mutador puede servir de rectificador y ondulator. El gran adelanto de las investigaciones en corriente alterna limitan también el empleo de corriente continua en el transporte de la energía.
- Debido a los relativamente grandes gastos que originan las subestaciones, las derivaciones de carga a lo largo de la línea son más costosas que en el caso de corriente alterna.
- Las medidas de precaución tomadas para proteger las instalaciones de telecomunicación contra interferencias, pueda implicar en algunos casos costos adicionales.

- Los costos de mantenimiento para las subestaciones, son mayores para corriente continua y es aconsejable el empleo del personal compuesto por especialistas.

De todo lo que hemos podido analizar, diremos finalmente que en la actualidad el transporte de energía eléctrica, por corriente alterna es más conveniente que el de corriente continua.

Refiriéndonos al país, creo que como no estamos en capacidad de hacer investigación y mientras la técnica mundial no diga lo contrario debemos utilizar la corriente alterna para el transporte y distribución de energía.

Podemos señalar por último, que se puede sacar una idea general: un sistema de transmisión por corriente continua solo podrá competir con el de corriente alterna cuando la distancia de transmisión alcance cierta longitud.

Los ingenieros rusos llegaron a la conclusión que la zona de aplicación de la corriente continua ha quedado fijada en el campo de las distancias extra largas y de las muy altas potencias, pudiéndose dar como límites inferiores, en grosera aproximación: 1.200 Km. de longitud y 1.500 MW de potencia (1)

3) VENTAJAS DEL CIRCUITO TRIFASICO

Como ya mencionamos, el sistema más usado para la pro

(1) Sistema de Transmisión. Chacón, Buenos Aires. Agua y Energía Eléctrica. Empresa del Estado, Estudios y Anteproyecto. Tomo I, pág. 21.

ducción, transmisión y distribución de la energía eléctrica es el sistema de corriente alterna trifásica. La absoluta preferencia de éste, resulta de sus ventajas técnicas y económicas que pueden enunciarse brevemente del modo siguiente:

El sistema de distribución permite con el menor número posible de conductores (2) y, en consecuencia, con el menor peso posible de cobre, producir un campo giratorio (no pulsante) del que se puede aprovechar en motores asíncrónicos, que tienen un mayor momento de arranque y un funcionamiento más uniforme que todos los otros motores monofásicos. Además la construcción y el manejo de los motores asíncrónicos trifásicos son más sencillos, y, por lo tanto, más económicos que los de otros motores eléctricos.

Empero el sistema trifásico tiene aún mayores ventajas en la transmisión y distribución de energía eléctrica, ya que la tensión alterna se puede fácilmente aumentar o disminuir mediante transformadores y las pérdidas que se producen en una línea trifásica no son mayores que las de una línea de corriente continua de la misma tensión.

Los sistemas pueden ser comparados, según la corriente y la tensión, de la forma siguiente:(2)

Corriente Continua

Intensidad por conductor = I

(2) Manual Standard del Ing. Electricista Knwolton , tomo 2, Pág. 1438.

Tensión entre conductores	= E
Tensión entre conductor y neutro	= E/2
Potencia	= E.I.

Corriente Monofásica:

Intensidad por conductor	= I
Tensión entre conductores	= E
Tensión entre conductor y neutro	= E/2
Potencia	= E.I.

Corriente Trifásica:

Intensidad por conductor	= I
Tensión entre conductores	= E
Tensión entre conductor y neutro	= $E / \sqrt{3}$
Potencia	= $\sqrt{3}.E.I.$

Tomado del Manual Standard del ING. Electricista, de Kndwlten, tomo II, Pág. 1438.

Los sistemas trifásicos se emplean de modo casi exclusivo para la transmisión de energía, gracias a su simplicidad y al mayor rendimiento de conductores respecto a los demás sistemas de corriente alterna.

Para hacer una comparación entre las pérdidas Joule, ($\Delta P = I^2 R$) de distintos sistemas de transmisión de energía eléctrica, se supondrá que una potencia P debe ser transportada a una distancia I con:

- 1) Un sistema de corriente continua (c)

- 2) Uno de corriente monofásica (a)
- 3) Uno de corriente trifásica sin conductor neutro (at)

Se considera además siempre la misma tensión efectiva, U entre los conductores.

En los tres sistemas se producirán distintas pérdidas, que se pueden expresar de este modo:

<u>CORRIENTE CONTINUA</u>	<u>CORRIENTE MONOFASICA</u>	<u>CORRIENTE TRIFASICA</u>
$P = UI_c$	$P = UI_a \cos \phi$	$P = \sqrt{3} U I_{at} \cos \phi$
$I_c = \frac{P}{U}$	$I_a = \frac{P}{U \cos \phi}$	$I_{at} = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \phi}$
$\Delta P_c = 2I_c^2 R_c = \frac{2P^2}{U^2} R_c$	$\Delta P_a = 2R_a I_a^2 = \frac{2P^2 R_a}{U^2 \cos^2 \phi}$	$\Delta P_{at} = 3R I_{at}^2 = \frac{P^2 R_{at}}{U^2 \cos^2 \phi}$

Para que las pérdidas totales sean iguales

$$\Delta P_c = \Delta P_a = \Delta P_{at}$$

$$2 R_c = \frac{2R_a}{\cos^2 \phi} = \frac{R_{at}}{\cos^2 \phi}$$

Con estas consideraciones podemos hacer una comparación en base al sistema de corriente alterna monofásico; supongamos en este:

Intensidad por conductor	=	100
Tensión entre conductores	=	100
Pérdidas por conductor	=	100 (pérdidas totales= 200)
Peso total por conductor	=	100 (peso total =200)

Tomando en cuenta estos valores, las relaciones anteriores si las pérdidas totales son iguales y además el hecho de que la sección de los conductores es inversamente proporcional a la resistencia y directamente proporcional al peso de ellos, podemos ver lo que sucede

- 1) en el caso de corriente trifásica
- 2) en el caso de corriente continua.

i) Corriente alterna trifásica

Intensidad por conductor	=	$100/\sqrt{3}$	=	57.7
Tensión entre conductores (fases)	=	100		
Pérdidas totales	=	200		
Pérdidas por conductor	=	$200/3$	=	66.7

Peso Total:

si las pérdidas son iguales

$$\frac{2 R_a}{\cos^2 \phi} = \frac{R_{at.}}{\cos^2 \phi}$$

Considerando el mismo factor de potencia

$$\frac{Rat}{Ra} = 2$$

Como las secciones son inversas a las resistencias y estas inversas a los pesos (G):

$$\frac{Ga}{Gat} = 2 \quad ; \quad \text{luego, } Gat = \frac{1}{2} Ga$$

lo cual nos dice que, el peso total de conductores en transmisión trifásica será la mitad de la monofásica.

Peso de cada conductor:

$$\frac{Gat}{Ga} = \frac{3 \text{ Sat}}{2 \text{ Sa}} \quad \text{pero} \quad \frac{Sat}{Sa} = \frac{1}{2}$$

porque las secciones son inversas a las resistencias.

$$\frac{Gat}{Ga} = \frac{3}{2 \cdot 2} = \frac{3}{4} = 0,75$$

por tanto el peso de cada conductor en un circuito trifásico será el 75% del peso de cada conductor del sistema monofásico.

2) Corriente Contínua

a) En caso de que la tensión considerada sea igual a la tensión eficaz de la corriente alterna o sea 100, todas las magnitudes serán iguales a las de la corriente alterna monofásica, pues tendremos también dos conductores.

b) En caso de que la tensión sea igual a la de cresta en corriente alterna sinusoidal:

$$\text{Tensión entre conductores} = 1.41 \times 100 = 141$$

$$\text{Corriente por conductor} = 100 / \sqrt{2} = 70,7$$

En este caso las pérdidas serán:

$$\Delta P_c = \frac{2}{(U \sqrt{2})^2} \cdot P^2 R_c; \Delta P_a = \frac{2 P^2}{U^2} \cdot \frac{R_a}{\cos \phi}$$

Si las pérdidas totales las consideramos iguales:

$$R_c = 2 R_a \quad ; \quad \text{tomando } \cos \phi = 1$$

Como la tensión es $\sqrt{2} U$ y las pérdidas serán R/U^2 , las pérdidas totales en este caso serán la mitad del caso en que la tensión sea U ; por tanto las pérdidas totales valdrán $200/2 = 100$ y las de cada conductor $100/2 = 50$.

El peso en este caso, como:

$$R_c = 2 R_a$$

$$\frac{G_a}{G_c} = \frac{S_a}{S_c} = 2$$

luego el peso de cada conductor será $\frac{100}{2} = 50$.

Todas estas relaciones están resumidas en la Tabla No. 1.

CUADRO No. 1

SISTEMA	Intensidad relativa por conduc- tor	Tensión relati- va entre conduc- tores	Pérdidas relativas por con- ductores	Peso to- tal rela- tivo por conductor
Corriente alterna Monofásica	100	100	100	100
Corriente alterna Trifásica	57.7	100	66.7	75
Corriente Continua				
Tensión igual a la	100	100	100	100
Tensión igual a la de	70.7	141	50	50

(Tomada del Manual Standard del Ing. Electricista Kndwlton ,Tomo II Pág. 1439)

4) VENTAJAS DE LAS LINEAS AEREAS EN EL TRANSPORTE DE ENERGIA.

Los sistemas de transmisión y distribución pueden ser aéreos o subterráneos. El más utilizado es el aéreo, usando

postes y conductores abiertos montados sobre crucetas. En áreas congestionadas de las ciudades, donde la densidad de carga es elevada, el sistema preferible es el subterráneo usando ductos que corren bajo la superficie de las calles y aceras.

En líneas de transmisión se usa casi totalmente en el mundo el sistema aéreo. La preferencia se debe a un variado número de factores. La comparación de costos económicos (el costo anual de operación), es el factor de mayor influencia. El costo total de un sistema subterráneo puede ser unas 5 a 10 veces mayor que el de un sistema aéreo. El costo elevado del sistema subterráneo podría significar inevitablemente altas tarifas si se lo prefiere.

Además un conductor aéreo tiene una considerable y alta capacidad de llevar corriente en comparación con un cable subterráneo ^{del mismo material e igual sección transversal. - Ahora si bien es cierto siguiendo un camino subterráneo se} se puede hacer más corto el recorrido de la línea, la construcción de ductos, y el costo elevado del cable debido al aislamiento especial que debe tener (pues se tratará de cables armados), encarecen demasiado la línea, no justificando su uso.

La línea subterránea podría tener otra ventaja: reactancia inductiva considerablemente menor, porque el espaciamiento entre conductores es mínimo, lo cual daría menor caída de tensión por Km., pero en cambio, la capacidad de llevar corriente es pequeña comparada con el caso aéreo.

Ambos sistemas son susceptibles de daños. En el sistema

aéreo las interrupciones de servicio se repiten más a menudo debido a agentes atmosféricos como vientos, nieve, rayos y otras condiciones como los ocasionales accidentes de tránsito; sin embargo las fallas son fáciles de localizar y se prestan a reparaciones inmediatas.

En el sistema subterráneo las ocasiones de falla pueden ser menores, pero en cambio el daño es más difícil de localizar y reparar.

Además, en un sistema aéreo, los postes, conductores, transformadores, etc., pueden ser fácilmente cambiados para un mejor cuidado bajo condiciones de carga, mejor mantenimiento y explotación del sistema, mientras que en un sistema subterráneo esto es mucho más difícil de realizarlo porque los ductos, transformadores, etc., son puestos en el sitio de instalación de manera permanente.

Las características eléctricas de ambos sistemas son similares. La preferencia final entre los dos, depende de una comparación económica, de costos anuales; de la influencia de otros factores no económicos; de la práctica y en definitiva del buen juicio.

Para nuestro criterio, el sistema aéreo será siempre preferible para líneas de transmisión en el Ecuador, la comparación con el subterráneo deberá entrar sólo en caso de redes de distribución.

C A P I T U L O I I

CAPITULO II

1) LA TRANSMISION DE ENERGIA EN EL ECUADOR.- Historia y Problemas.

La electrificación es el problema más serio y de mayor urgencia que afrontan actualmente todos los países. La necesidad de elevar el nivel de vida de la población, obliga a elaborar amplios programas de construcción de centrales eléctricas con posibilidad de transmitir la energía generada en las mismas a todos los rincones de la patria. En nuestro país solo últimamente se ha elaborado un plan, pues hasta hace algunos años nada planificado existía.

El desarrollo de la energía eléctrica en el Ecuador nunca tuvo un camino definido; solamente necesidades imperiosas han hecho que cada población por separado busque solucionar el problema.

Los Municipios que a presión de los requerimientos habían tomado a su cargo el suministro del servicio eléctrico público, regulaban su operación según su propia iniciativa.

En razón de que los Municipios tenían por Ley, la obligación de atender el suministro del servicio eléctrico público, gran parte de los sistemas eléctricos del país estuvieron hasta hace poco a cargo de esas instituciones; sin embargo y especialmente por falta de recursos económicos, los Municipios se han visto obligados a constituir empresas pri-

vadas autónomas o a entregar la provisión del servicio eléctrico a empresas particulares.

Pese a la tendencia de constituir empresas eléctricas autónomas que se han puesto de manifiesto especialmente en los últimos años, existen todavía en el país por lo menos 60 centrales de pequeña capacidad, administradas directamente por los Municipios, que sirven a ciudades y poblaciones de segundo orden.

Además, la insuficiencia del servicio eléctrico público ha obligado a muchas personas y entidades, especialmente de tipo industrial, a establecer numerosas centrales eléctricas para abastecer sus necesidades. La actividad privada de producción de energía eléctrica para consumo propio no está sujeta a control de ninguna especie por organismo alguno.

Con excepción de las empresas de propiedad privada que se han mencionado, la operación de los sistemas eléctricos del país se ha visto influenciada notablemente por aspectos de origen social, reflejándose el hecho en el mantenimiento de tarifas que no guardan relación con los costos de producción y que, en la mayoría de los casos, han requerido de subvenciones municipales o estatales para cubrir los déficits de operación.

Son muy contados los casos de empresas o servicios municipales que hayan podido afrontar con fondos propios, provenientes de su explotación, la financiación de mejoras o expansiones de sus instalaciones. La financiación de esas

explotaciones siempre ha requerido de capitales originados en impuestos municipales o erogaciones fiscales. Las restringidas disponibilidades económicas que han podido obtenerse por estos medios, ha sido con seguridad, la razón fundamental de la proliferación de pequeños y antieconómicos sistemas eléctricos locales, de dimensiones estrechamente ajustadas, para satisfacer las necesidades más esenciales y que se han desarrollado, en su mayoría, sin aprovechar los recursos energéticos más ventajosos.

La proliferación de sistemas, no ha podido menos que redundar en una notoria elevación de los costos de producción; ya que, el tamaño medio de los equipos de generación se ha mantenido muy por debajo de los tamaños mínimos necesarios para producir una generación económica. Adicionalmente, la falta de capitales para emprender en potentes instalaciones hidroeléctricas, que llevan casi siempre aparejada la necesidad de construir "Líneas de Transmisión" costosas, ha obligado a las empresas y Municipios, a dar preferencia a las instalaciones termoeléctricas de pequeña capacidad. El gran número de estos pequeños sistemas ha sido, al mismo tiempo, el origen de serios problemas tecnológicos; esto ha causado una disminución del período de vida útil de las instalaciones y, por lo mismo, ha acarreado un incremento proporcional de las cargas de depreciación de los sistemas eléctricos.

La falta de directivas para el desarrollo de la electrificación y la insuficiencia de capitales disponibles han traído consigo una multiplicidad de factores que ha coincidido pa

ra que se produzca un desarrollo anormal de la electrificación del país, que ha redundado en un mal aprovechamiento de los escasos fondos disponibles y en una elevación injustificada de los costos de energía eléctrica.

Todos estos problemas han ido creando conciencia en el país y el Gobierno Nacional se ha visto en la necesidad imperiosa de regular legalmente la organización de la electrificación. Hasta 1.937 no existía en el Ecuador ninguna disposición legal específica sobre la materia. En ese año el Gobierno Nacional dictó un decreto constituyendo la primera ley dirigida al ordenamiento de la electrificación nacional. Sin embargo dicha ley fue insuficiente, pues omitía tratar sobre los derechos y obligaciones de los usuarios, limitándose a establecer normas contables y de manejo de fondos.

Con posterioridad, en 1.945, se dicta la ley de Régimen Municipal, la cual fija normas para que los Municipios establezcan los servicios eléctricos y señalen tarifas, anotando que la electrificación constituye un servicio público a cargo de los Municipios. Desgraciadamente, esta disposición fue mal interpretada, pues se creyó que el servicio eléctrico municipal debía ser un servicio de "tipo social" que no debía necesariamente financiarse por sí mismo.

Finalmente y recién en el año 1.961, se dictó la "Ley Básica de Electrificación" por lo que se declara obra de carácter nacional y de responsabilidad del Gobierno la planificación, ejecución y control de la electrificación del país. En la misma Ley se creaba el Instituto Ecuatoriano de Elec-

trificación y la Dirección General de Recursos Hidráulicos, organismos que mediante planes y medios técnicos, están llevando a cabo el adelanto del país.

2) CARACTERES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION HASTA HOY.

Ya se ha notado la tendencia natural de la electrificación a aumentar la potencia generadora a base de pequeñas centrales de servicio local, con el fin de evitar los costos de instalación de líneas de transmisión. Puede afirmarse que las líneas de transmisión existentes hasta 1.962, son aquellas que no han podido evitarse, es decir, que en el Ecuador, no se ha comprendido la necesidad de aprovechar las ventajas que representan los sistemas importantes de transmisión, o en el caso en que se la haya apreciado, no han existido fondos suficientes para afrontar su construcción. Es así como en todo el país existió hasta 1.961, solamente 350,8 Km. de líneas de transmisión, (1) trabajando a muy diversas tensiones. El sistema de transporte más importante, por su capacidad, ha sido, el que transporta a Quito la energía generada por la Central de Cumbayá, sistema que trabaja a 46 KV. Otros sistemas que podrían mencionarse son: el sistema de transmisión El Angel-Mira - San Isidro; el sistema de transmisión de la Central de Illuchi; y el sistema de transmisión de propiedad de la Empresa "Miraflores" (2). A más de estos sistemas, prácticamente no existía ningún otro de mayor importancia, que no sean aquellos que conducen la energía desde las pequeñas centrales

(1) Plan General de Desarrollo Económico y Social-Versión Preliminar; Tomo IV, Libro II: Energía (Junta Nacional de Planificación).

(2) Pág. 28, Cuadro No. I-6- obra citada.

hidráulicas hasta su respectivo centro de consumo.

hidráulicas hasta su respectivo centro de consumo.

En el cuadro siguiente se presenta los sistemas de transmisión existentes en 1.962, con su longitud estimada y su tensión de transmisión.

CUADRO No. 2

SISTEMAS DE TRANSMISION EXISTENTES
EN EL ECUADOR HASTA 1.962

TENSION (KV)	LONGITUD (Km.)	No.	TENSION (KV)	LONGITUD (Km.)	No.
46.00	5.50	1	4.27	7.00	1
23.00	9.30	1	4.20	8.00	1
22.00	41.13	4	4.16	30.76	6
6.90	2.14	1	3.15	5.00	1
6.60	3.00	2	3.00	2.00	1
6.30	100.60	18	2.40	11.67	7
6.00	49.60	8	2.37	0.50	1
5.70	11.00	1	2.30	22.80	10
5.25	3.70	1	2.20	17.80	3
5.00	8.85	4	TOTAL	350.85	75
4.80	10.50	3			

En estos últimos 4 años se ha desarrollado el trabajo más difícil, cual es el de la organización de los sectores que trabajarán coordinados en un nuevo sistema de programa -

ción de la electrificación en el País.- Se han diseñado varias líneas y muchas de ellas ya están funcionando y en pocos meses más se verá el fruto del trabajo, cuando entren a funcionar Centrales Hidráulicas como las de Al^aag (5.000 KW) y el Ambi (8.000 MW.) que aprovechan los recursos naturales hidrológicos.

C A P I T U L O I I I

CAPITULO III

1) FUTURO DE ELECTRIFICACION EN EL PAIS.

La creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación ha sido de imponderable valor para el país.- Se han trazado planes y actualmente ya se está trabajando en ellos.

La organización de un sector mínimo de estadística, el apoyo prestado por el Sector de Recursos Energéticos, y la mayor minuciosidad en la actualización de los estudios de mercado, permiten asegurar que se han dado buenas condiciones para la elaboración de los elementos fundamentales de un plan de electrificación para el Ecuador.

En efecto, como resultado de un análisis de conjunto de la situación del país se estableció una clasificación de la magnitud de los diferentes problemas, como conclusión de la cual se fijó la orientación de volcar especialmente al plan de acción de INECEL, el estudio y desarrollo de un programa básico conducente a resolver los aspectos fundamentales, que configuren un cambio de la antigua estructura de la Nación.

Sobre las bases de obras ya en marcha y con miras a satisfacer las necesidades de los principales mercados del país: Quito y Guayaquil, se han estructurado las BASES para el desarrollo del programa, con la idea de que el aprove-

chamiento de los recursos materiales en suficiente escala para satisfacer aquellas necesidades, traería como consecuencia la atención de otras áreas, en las que es indispensable levantar el nivel de electrificación.

De esta manera se han considerado dos etapas definidas en un programa de los próximos 10 años, de 5 años cada una. Esta consideración se debe a la estimación del tiempo necesario para tener disponibles los primeros escalonamientos de grandes aprovechamientos hidráulicos que constituirán los elementos principales del desarrollo futuro.

Se hace necesario además dar soluciones inmediatas que permitan no solo la atención de la demanda, sino también ir dando forma, a un esquema eléctrico, que después dé lugar en la mejor manera, a la salida de potencia y energía de las grandes fuentes hacia los centros de consumo.

Con el análisis de todas estas ideas se ha llegado a la elaboración del "Plan Nacional de Electrificación del Ecuador" y que consiste fundamentalmente en:

- a) Concentración de potencia en plantas de mayor capacidad y eliminación paulatina de plantas menores absoletas y de bajo rendimiento.
- b) Distribución de la energía mediante sistemas de transmisión regionales, aprovechando las circunstancias de distancias relativamente cortas.
- c) En la segunda etapa, estos sistemas regionales

serán alimentados por medio de líneas de alta tensión desde los centros hidroeléctricos grandes.

- d) Interconexión de los sistemas regionales mediante líneas de transmisión de alto voltaje y de distancias relativamente grandes.

Se puede decir que el futuro eléctrico del Ecuador está asegurado, pues si se sigue como se ha seguido hasta hoy el camino trazado, en base a lo que la técnica y la estadística lo exigen, el país progresará.

Esto puede ser aseverado por cuanto si son analizados los criterios básicos de ^{programación} probaremos que los planes trazados han sido correctamente meditados.

2) PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION.- LA FUTURA INTERCONEXION.-

Concretamente, nos referimos al programa de desarrollo eléctrico del Ecuador para los próximos 10 años.

Este programa, cubre cinco sistemas eléctricos regionales, que se los ha denominado principales, ellos son:

- 1) Sistema Carchi-Imbabura
- 2) Sistema Central de la Sierra
- 3) Sistema Manabí
- 4) Sistema Guayas
- 5) Sistema del Sur.

Desde el punto de vista de su volumen físico, de

la gravitación que tienen en el país y la importancia de las inversiones, ellos son los determinantes en el conjunto del Plan Eléctrico.

Además, con el fin de mejorar los niveles de otras áreas y satisfacer las necesidades primarias de las mismas, se han incluido un conjunto de proyectos que se han denominado "Proyectos Menores".

La clasificación indicada no es arbitraria ni tampoco geográfica sino que obedece a un criterio de selección entre aquellos sistemas que dentro del plazo de ejecución del plan pasarán a formar parte de un conjunto interconectado, de tipo nacional, y los otros, que por su ubicación, alejada de los primeros, y por la dimensión de sus demandas, han de permanecer por mayor tiempo atendidos por soluciones locales.

El mercado de cada zona ha sido previsto para 10 años y en relación al grupo de los "sistemas principales", los resultados del plan son los siguientes: (1)

	1965	1975
Potencia Instalada	121 MW	470 MW
Población	1'776.000 Hab.	2'701.000 Háb.
Indice (watt/háb)	68,50	174.00

Una idea general del avance del plan y de la evolu-

(1) Plan Nacional de Electrificación INECEL 1965 - Introducción Pág. 2.

ción de la potencia a más de la proyección de la demanda se puede tener en el gráfico siguiente:

(Gráfico de Proyección de la demanda y evolución de la potencia en el país, Gráfico No. 3 (Determinación de metas.....)).

Una idea del costo del plan se puede tener del gráfico de inversiones acumuladas que a continuación se expone:

(Gráfico de Inversiones acumuladas (Gráfico No. 4) Departamento de Planificación del INECEL, 1966).

La marcha del Plan Nacional se está haciendo en la siguiente forma:

- a) Satisfaciendo las inmediatas necesidades de varias poblaciones, mediante la instalación de generadores térmicos.
- n b) Poniendo en ejecución los proyectos hidroeléctricos más urgentes y de los cuales más información hidrológica se ha tenido, como son Alao y el Ambi.
- c) Interconectando varias poblaciones, en base a los proyectos hidroeléctricos y formando así los sistemas regionales.
- d) Eliminando plantas que por obsolescencia o por tener mejores fuentes de energía (interconexión regional) deban ser retiradas para usarlas en otros centros de consumo como serán poblaciones alejadas.
- e) Interconexión de los sistemas regionales de la Sierra por un lado y de la Costa por otro.
- f) Integración total en base a la interconexión nacional.

Todos estos pasos se harán mirando al futuro y la integración general deberá contar con grandes proyectos hidroeléctricos, como son:

Proyecto Cumbayá Nayón	50.000 KW
Proyecto Pisayambo	107.000 KW
Proyecto Cola de San Pablo	No Det.
Proyecto Jubones	200.000 KW
Proyecto Toachi	100.000 KW

La forma en que quedará interconectado el país, de acuerdo al Plan Nacional se puede ver en el gráfico siguiente:

(Croquis de los sistemas de transmisión y subtransmisión - del país hasta el año 1976.- Gráfico No. 6).

El cuadro siguiente resume los distintos proyectos que entrarán en cada sistema. La potencia estimada de los mismos y el año que deben entrar en funcionamiento, sacado en base a lo planificado por INECEL.

CUADRO No. 3

SISTEMA	PROYECTOS	POTENCIA (KW)	AÑO QUE ENTRARA EN FUNCIONAMIENTO
I	Carchi	8.000	1968
	Imbabura	3.500	1974
	Central de la Sierra	50.000	1968-1972
II	Pisayambo	100.000	1975
	Alao	13.000	1966
III	Toachi	100.000	1977
IV	Central Gas Gquil	12.000	1968
	Central Vapor Gquil I	25.000	1969
	Central Vapor Gquil II	25.000	1970
	Jubones	100.000	1976
V	Central Térmica	100.000	1978
	Biblián	60.000	1972
	Cola de San Pablo	100.000	No determinado.

Para la realización de los proyectos hidroeléctricos, es necesario contar con datos hidro y matereológicos de un período de 20 años. Este es uno de los principales problemas que se están afrontando, pues en períodos anteriores no hubo preocupación sobre el asunto. En nuestro país, según lo afirman técnicos nacionales y extranjeros se puede reducir el período a 7 años, lo cual nos da un margen de seguridad y suficiente información. En base a esto se establecerán las verdaderas potencias que las Centrales Hidráulicas entregarán .

CUADRO No. 5

RESUMEN DE PROYECTOS DE LINEAS DE TRANSMISION (1)

SISTEMA CARCHI IMBABURA

Líneas de Transmisión de 69 KV:

Ibarra - Cayambe (1.967) 50 Km.

Ibarra - Tulcán (1.968) 82 Km.

TOTAL 132 Km.

Líneas de Transmisión a 13.8 KV.

265 Km. a realizarse en varias etapas hasta 1.970

SISTEMA DE QUITO

Líneas de Transmisión de 69 KV 37 Km.

Cumbayá - Quito (1.966) 5 Km.

Pasochoa - Quito (1.967) 27 Km.

Nayón - Quito (1.968) 5 Km.

Líneas de Transmisión a 13.8 KV..... 300 Km. hasta 1.968

=====
(1) Plan Nacional de Electrificación INECEL 1965.

SISTEMA MANABI

Líneas de Transmisión a 69 KV	135 Km.
Manta - Portoviejo (1.967)	35 Km.
La Pila - Jipijapa (1.968)	30 Km.
Portoviejo - Bahía (1.968)	70 Km.
Líneas de Transmisión a 13.8 KV.	123 Km. hasta 1.969

SISTEMA DEL GUAYAS

Líneas de Transmisión a 69 KV.	113 Km.
Guayaquil - Milagro (1.967)	35 Km.
Guayaquil - Daule (1.967)	40 Km.
Milagro - Babahoyo (1.968)	38 Km.
Líneas de Transmisión a 13.8 KV.	219 Km. hasta 1969

SISTEMA CAÑAR AZUAY

Líneas de Transmisión a 22 KV.	72 Km.
Paute - Gualaceo (1.967)	20 Km.
Azoguez - Biblian (1.968)	7 Km.
Azoguez - Paute (1.969)	35 Km.
Líneas de Transmisión a 13.8 KV.	60 Km. hasta 1969

SISTEMA DE LA PROVINCIA DE EL ORO

Líneas de Transmisión a 34.5 KV.	38 Km.
Machala - Pasaje (1.966)	19 Km.
La Y - Santa Rosa (1.967)	19 Km.
Líneas de Transmisión a 13.8 KV.	60 Km.

SISTEMA DE LA PROVINCIA DE LOJA

Líneas de Transmisión a 13.8 KV. 140 Km.

SISTEMA DE LA PROVINCIA DE ESMERALDAS

Por razones geográficas y de demanda, no es posible unificar los sistemas de la Provincia de Esmeraldas; la producción de energía queda dividida en cuatro sistemas, los mismos que no contemplan líneas de transmisión.

SISTEMA DE LA PROVINCIA DE BOLIVAR

Líneas de Transmisión a 13.8 KV. 26 Km.

SISTEMA ALAUSI - CHUNCHI

Líneas de Transmisión a 13.8 KV. 65 Km.

SISTEMA QUEVEDO - MACUCHI

Líneas de Transmisión a 34.5 KV. 83 Km.

Macuchi - Valencia (1.967) 46 Km.

Quevedo - Valencia (1.967) 15 Km.

Quevedo - V. Ibarra (1.967) 22 Km.

Líneas de Transmisión a 13.8 KV. 10 Km. hasta 1967

SISTEMA SALINAS - SANTA ELENA

Líneas de Transmisión a 13.8 KV. 46 Km.

SISTEMA SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS

Líneas de Transmisión a 13.8 KV. 136 Km.

De esta manera quedan resumidas las líneas de

transmisión que deberán ser proyectadas y construídas en los próximos diez años.

C A P I T U L O I V

CAPITULO IV

1) CRITERIOS DE PROGRAMACION

Es indudable que uno de los planes más importantes dentro de un programa de desarrollo de un país, es el "Plan Eléctrico".

La programación de dicho plan en un país en desarrollo significa generalmente procurar un equipamiento que atienda:

- a) El crecimiento vegetativo del mercado
- b) Alcanzar en determinado período un más alto índice de electrificación.

Esto nos dice que el volumen de inversiones de los primeros años es superior, con el agravante de que los recursos financieros de estos países son limitados y generalmente la situación económica de las empresas eléctricas desfavorable. Este plan por lo tanto debe ser llevado a cabo por etapas.

1) La primera etapa, consiste en definir claramente el objetivo que se persigue. Este puede fijarse aun cuando la información con que se cuenta sea incompleta.

Tal es el caso del Ecuador. Cuenta actualmente con 170 MW de potencia instalada. De esta potencia aproximadamente un 50 % corresponde a Guayaquil y Quito, los principales mercados. El resto diseminado en unas 1.120 plantas, lo que significa un promedio de 70 KW por planta; lo cual nos dice que a

pesar de existir varias por encima de los 1.000 KW, hay muchas otras por debajo del promedio.

Ahora bien, aun cuando no está evaluado totalmente el potencial hidráulico del país, las condiciones orográficas de varias cuencas, permiten asegurar capacidades muy superiores a las necesidades inmediatas y mediatas. Por otra parte, los recursos conocidos de hidrocarburos son limitados escasamente a las necesidades actuales y fuentes minerales de carbón están recién en vías de investigación.

Una distribución demográfica buena y distancias cortas entre poblaciones, unida a las dos circunstancias anotadas, dan las bases de la política a seguir;

- a) Concentrar potencia
- b) Aprovechar los grandes recursos hidráulicos.
- c) Distribuir la energía mediante transmisión.

2) Definido el objetivo, el segundo paso es el estudio de las necesidades, o sea del mercado. Para ello es fundamental conocer que ha pasado y la investigación del medio. Se requiere la estadística especializada, pues ella da la información necesaria sobre el proceso histórico, siendo su análisis de gran utilidad.

Las series históricas son las que expresan la interrelación entre oferta y demanda. Sólo así puede observarse comportamiento del mercado en épocas de falta de capacidad instalada y su reacción frente a la instalación de nuevas unidades.

Los datos técnicos acerca de la variación del factor de carga, la diversificación de la demanda, los consumos por ti-

pos de usuarios, etc., constituyen valiosa información para predecir la evolución del mercado. El estudio de índices representativos de la Región, en forma metódica y ordenada llevan a un conocimiento más perfeccionado.

Estos índices pueden clasificarse en:

- A) Sociales: datos demográficos, de alimentación, vestido, ingreso per cápita, etc.
 - B) Productivos: volumen de la producción, tendencias de los productos, interrelaciones.
 - D) Capacidad de crecimiento: materias primas, recursos naturales, energéticos, capitales: Industrias Básicas, etc.
- 3) El tercer paso no guarda orden cronológico con los anteriores. Consiste en el conocimiento de los recursos tanto de factibilidad técnica como económica.

Para la primera hay que contar con una organización bien estructurada de trabajo permanente. Esta organización tiene a su cargo el estudio y la evaluación de los recursos que eventualmente pueden satisfacer el mercado. Debe determinar el potencial energético; estudiar las formas de su utilización; comprobar la factibilidad técnica; hacer prediseños; estimar los costos de inversión, llevar las series de mediciones hidrológicas; etc.

De esta manera y sólo así será posible contar en tiempo y oportunidad con las alternativas posibles que puedan satisfacer la curva de demanda. Una o más alternativas son imprescindibles para establecer comparaciones. El conocimiento de la demanda por una parte y el de soluciones posibles para atender-

la, por otra, lleva a la etapa de preselección.

Esta etapa está íntimamente ligada con los recursos financieros. La factibilidad técnica no se excluye pero la factibilidad económica es la que ha de decirnos si la obra se puede financiar.

Los organismos de alto nivel que atienden el conjunto de la programación tiene aquí un rol importante, pues al ejercer una función coordinadora entre los diferentes planes y evaluar el costo de inversión total, deberán decir las posibilidades de unos sobre otros, en función del estado económico del país y de su capacidad de endeudamiento.

La preselección de las alternativas que ofrezcan las mayores ventajas, mediante el comportamiento de los factores expuestos, conducirá a la etapa final, al comparar aquellas soluciones, ya a luz de estados más avanzados de los proyectos.

Una vez tomada la decisión sobre la solución que resulte óptima tanto técnica, como económica, como financieramente, sólo corresponde su incorporación al plan.

2) CONCLUSION.-

Luego de tomar en cuenta estas consideraciones básicas, analizando el plan nacional de electrificación y los primeros pasos que se han dado se puede observar que se han seguido los dictados que la técnica de programación exige. Ahora bien, el éxito depende esencialmente del cumplimiento de los plazos previstos para cada proyecto. El control de su ejecución oportunamente, constituye una tarea de responsabilidad.

La realización del plan constituye el objetivo principal del Instituto de Electrificación y todos los equipos que

directa e indirectamente intervienen en su ejecución han de trabajar armónicamente coordinados.

Se puede ver ya que las primeras obras se van transformando en realidad y constituye esto una legítima satisfacción que viene siendo el más valioso acicate para seguir adelante y cumplir con los primeros pasos hacia el desarrollo que son los más difíciles.

El objetivo de este trabajo "Análisis económico de Líneas de Transmisión", estaría justificado; pues si se encuentran soluciones técnicas más baratas podrá ser más prontamente clara la ejecución de las obras planeadas. Estaría justificado la referencia a "Líneas de Transmisión", pues como se ha visto, un paso muy importante es el de la distribución de la energía generada mediante sistemas de transmisión y luego la interconexión de los varios sistemas con líneas de transmisión de alto voltaje.

Claro está que este trabajo no abarcará todas las consideraciones, será un ensayo limitado que espero que sea en alguna forma útil.

Nuestro país como ya se ha analizado antes, necesitará dentro de los próximos 10 años, afrontar la construcción de numerosas líneas de transmisión, las mismas que deben ser convenientemente analizadas.

Para su análisis será necesario contar con los suficientes datos técnicos. Espera el país invertir bien sus capitales y por lo tanto se deberá hacer análisis económicos de cada trabajo a realizarse.

Bien es sabido que cada caso dará una solución específica por cuanto habrá que afrontar condiciones especiales, sin

embargo se puede hacer algo preliminar que si bien no solucionará problemas, por lo menos, dará una ligera idea de la situación general y del proceso a seguirse; tal es el objeto de esta tesis.

En este trabajo no podría referirme caso por caso a todas las líneas de transmisión, me limitaré a hacer un análisis general.

C A P I T U L O V

CAPITULO V

1) FUNCION TECNICO-ECONOMICA DE LAS LINEAS:

La importancia económica de las líneas eléctricas, resulta del hecho de que solamente el transporte de energía en gran escala hace posible utilizar las fuerzas hidráulicas - generalmente alejadas de los centros de consumo - y de la circunstancia de que tal transporte por medio de líneas resulta hasta cierta distancia más económico que el del combustible, lo cual aconseja la colocación de grandes centrales térmicas en los lugares donde esté acumulado el combustible y no en las zonas en que se concentre el consumo. Por lo tanto, es menester anotar que la función de las líneas no sólo se limita al transporte de energía eléctrica a gran escala, sino que abarca también el suministro de ésta hasta los más pequeños aparatos de los consumidores.

Es evidente que la tensión con que se alimentan las líneas varía según se trate de un transporte de energía eléctrica a gran distancia o de su distribución a los consumidores, lo que obliga a adoptar distintos tipos constructivos de líneas y distintos métodos de cálculo. Con este objeto las líneas deben clasificarse en grupos definidos por los siguientes límites aproximados:

- 1) Línea de Baja tensión : hasta 1 KV entre conductores
- 2) Líneas de media tensión : de 1 a 30 KV entre conductores
- 3) Líneas de alta tensión : de 30 a 150 KV entre conductores
- 4) Líneas de muy alta tensión: de más de 150 KV entre conductores.

La más alta tensión de servicio utilizada hasta el presente en el mundo es de KV.().

En el Ecuador, como se indicó en el Cuadro No. 5., las tensiones de transmisión son: 22, 34,5 KV y 69 KV , esperando llegar a 138 KV y 230 KV. La tensión de subtransmisión es de 13.8 KV.

Resulta lo expuesto que las líneas que intervienen en un sistema de transporte y distribución de energía eléctrica deben cumplir con funciones diferentes.

Con líneas de alta tensión se transporta la energía eléctrica a grandes distancias; con otras de menor tensión se transmite a menores centros de consumo, donde la energía transformada a media tensión abastece las cámaras de transformación y de éstas arranca la red de distribución que con baja tensión (220-110V) alimenta directamente los artefactos eléctricos de los consumidores.

Es claro que distintas funciones de las líneas exigen distintos criterios para el proyecto y construcción; pero todos los tipos de líneas tienen que cumplir con algunas condiciones básicas que pueden ser formuladas del siguiente modo:

- 1) Tensión aproximadamente constante en los lugares de consumo.
- 2) Funcionamiento continuado sin interrupción.
- 3) Funcionamiento sin peligro para las personas que manejan las instalaciones y que se acerquen a ella.
- 4) Funcionamiento con rendimiento satisfactorio.

Desde el punto de vista económico, las líneas y redes representan inversiones (para líneas de transmisión

en Ecuador, éstas pueden alcanzar el orden de unos \$/ 100.000 por Km), que deben ser amortizados en el tiempo de vida útil. (Ver gráfico No. 7).

La amortización se puede efectuar tanto más fácilmente cuando mejor rendimiento económico tienen las líneas, lo cual está determinado por los gastos de mantenimiento y por las pérdidas anuales de energía, provocadas especialmente por el efecto Joule.

2) FACTORES QUE DETERMINAN LA ECONOMIA DE LAS LINEAS

El problema económico reside entonces en encontrar la óptima relación entre las inversiones y el rendimiento de una línea. Antes de abordar este problema, es útil fijar de una manera general las características de líneas eléctricas que pueden estar sujetas a variaciones, que son:

- 1) La tensión
- 2) La sección de los conductores
- 3) La protección contra sobretensiones
- 4) El vano y el material y forma de los soportes
- 5) El trazado.

De estos cinco apartados, los dos primeros son los más importantes, pues con la tensión y la sección de la línea, están ya prácticamente definidas sus características eléctricas y económicas fundamentales. Las dos magnitudes determinan exactamente la caída de tensión y las pérdidas de energía de la línea, y también en forma aproximada la inversión necesaria para la construcción, dependiendo ésta solo en parte del tipo de estructuras.

Una línea de alta tensión se puede construir con so-

portes de acero y vanos mayores. La conveniencia de construir las líneas con unos u otros soportes, depende del precio de los materiales, de la duración y del costo de mantenimiento, pero la adopción de unos u otros no influye de modo fundamental sobre la eficiencia económica de la línea, siempre que se trate de zonas llanas, ni tampoco el trazado si no modifica de modo importante su longitud.

La protección contra sobretensión sobre todo atmosférica tiene también una función económica y su objeto es aumentar la seguridad del funcionamiento de líneas, protegiéndolas contra golpes de rayos. La adopción de los hilos de protección que representan un aumento no despreciable de la inversión total, depende de la importancia de la línea y de los perjuicios económicos y técnicos que pueden provocar las interrupciones del suministro de energía eléctrica, por lo cual los hilos de protección no entran generalmente en consideración para líneas de media y baja tensión.

Queda, entonces por analizar la influencia de la tensión y la sección como factores determinantes de la eficiencia económica de una línea.

En nuestro país se simplifica aún más por cuanto en caso particular de una línea de transmisión, la tensión será conocida, por cuanto estará sujeta a consideraciones tales como: voltajes standarizados de acuerdo a la función específica dentro del "Plan Nacional de Electrificación". (Ver cuadro No. 5).

Por otro lado es evidente que la mejor relación entre inversiones y pérdidas, sólo puede buscarse si existen varias

soluciones técnicamente equivalentes, pero que impliquen distintas inversiones, como en el caso de líneas de transmisión de energía eléctrica que, desde el punto de vista técnico, pueden funcionar con mayores o menores tensiones y secciones, produciéndose en ellas distintas pérdidas que afectan su rendimiento.

Adoptando, por ejemplo, una sección pequeña, se puede disminuir la inversión, pero aumentan las pérdidas y la caída de tensión. La posibilidad de elegir la caída de tensión resulta de ser regulable la tensión, pero si no se puede efectuar la regulación en el extremo de la línea, no es posible elegir una caída de tensión correspondiente a la "sección económica" sino que la sección debe adoptarse de tal manera que cualquiera que sea la carga, no se produzcan caídas de tensión que puedan perjudicar el funcionamiento de los aparatos eléctricos conectados en el extremo receptor.

Este caso ocurre en las redes de distribución de baja tensión que arrancan desde los transformadores, y en las que hasta los consumidores no existe regulación de tensión. En el cálculo de esta clase de líneas, el único objeto es conseguir una caída de tensión reducida.

En líneas de media y alta tensión, hay que tratar el problema de manera distinta, porque existe la posibilidad de regular la tensión y, por tanto la máxima caída puede ser mucho mayor. En tales casos, ésta no es limitada por consideraciones puramente técnicas, sino por las pérdidas de potencia y energía que se producen en la línea.

Por consiguiente, el cálculo de la sección del conduc-

tor no se efectuará sólo en función de la caída de tensión, sino que se buscará una relación óptima entre las inversiones y las pérdidas correspondientes para una determinada sección.

2-1 OTRAS CONSIDERACIONES:

Toda inversión cumple dos funciones fundamentales que son satisfacer una necesidad y conseguir un lucro.

Conseguir un lucro quiere decir que el capital debe permanecer intacto y además producir ganancias. Estas dos condiciones se cumplen al construir y explotar cualquier sistema de energía eléctrica.

La explotación misma de un sistema de producción, transmisión y distribución demanda dos tipos de gastos que son: --

- 1) Inversión inicial para comprar y construir.
- 2) Gastos para mantener operando el sistema.

Con el objeto de apreciar el valor de una inversión cualesquiera que sean sus costos, se recurre a la determinación del costo total de operación, el mismo que está formado por los costos anuales de capital y los cargos variables debidos a la operación del sistema. Esto obliga a dividir los costos de explotación de energía eléctrica en dos grandes grupos que son:

- a) Costos de Capital
- b) Costos directos de Operación.

Los costos de capital o cargas fijas no varían con la operación del sistema y más bien dependen de la capaci-

dad (KVA) para la que ha sido construído el mismo. Entre estos costos de capital constan: depreciación, intereses, impuestos, seguros, etc. Son los costos imputables a la potencia del sistema.

Los costos directos o cargas variables son aquellos que dependen casi directamente de la operación de la planta o sea de los KWh; son los costos imputables a la energía del sistema. Entre estos gastos directos están: pérdidas, gastos de mantenimiento, salarios, supervisión, etc. En el caso concreto de una línea de transmisión habrá lógicamente la inversión inicial y los gastos para mantener operando el sistema.

3) CONCLUSIONES GENERALES:

En los gastos de inversión, los más fuertes serán, como ya se dijo las referentes a conductores y estructuras, los gastos de operación y mantenimiento dependerán del tipo de conductor y de las estructuras escogidas; pues si el conductor es el que menores pérdidas de energía proporciona, los cargos variables disminuirán y si las estructuras son más baratas los costos de capital serán menores.

Siendo los conductores de los elementos que más influyen en la economía del sistema, se justifica hacer un análisis de la manera de proceder para determinar lo más necesario.

Hasta aquí hemos llegado a determinar ya que las líneas de transmisión deberán ser aéreas y llevar corriente trifásica, pues se ha demostrado que ésto es lo más ventajoso para el país. En base a estas primeras conclusiones continuarán las posteriores.

C A P I T U L O I

CAPITULO I

INFLUENCIA ECONOMICA DEL CONDUCTOR EN LAS LINEAS

Como habíamos indicado antes, de los factores que determinan la economía de las líneas de transmisión, los más importantes eran la tensión y la sección de los conductores. Ésto nos dice que el conductor solo, como elemento de la línea, es el factor más importante del diseño.

Dado que en líneas aéreas los elementos constitutivos son estructuras y conductores, podemos, sin necesidad de mayor análisis indicar que la influencia de los conductores en el costo de un proyecto será grande.

Se puede deducir entonces que si se logra hacer un buen análisis de la función del conductor en la línea, buscando utilizar el más conveniente, se conseguirá una economía importante en el sistema.

Realmente sólo el costo de los conductores en una línea aérea de transmisión puede sobrepasar el 50% del costo total de la línea.

Podemos hacer referencia a nuestro medio, observando los costos de algunas líneas ya construídas en el país y veremos que lo dicho anteriormente se justifica. (ver cuadro N° 6)

Como podemos observar luego de analizar datos concretos en el país, la influencia del conductor en la economía del sistema es grande y por tanto una buena solución al respecto, redundará en un ahorro del costo total.

La primera consideración que debemos hacer es con respecto a la clase de material que se debe usar en los conductores y más concretamente si se debe utilizar cobre o aluminio. Por ello incluimos un capítulo entero dedicado a ver el tipo de conductores usados y una comparación entre Cu y Al. En general, primero veremos la clase de material que más convenga y luego determinando esto, la forma de escoger el calibre más favorable.

Para determinar la solución más conveniente en cuanto a conductores se refiere deberemos tomar en consideración características eléctricas y mecánicas.

Se escogerá el conductor óptimo que dé mejor resultado económico en base a las características eléctricas, pero se deberá coordinar con las necesidades mecánicas para lo que influirá el vano y las estructuras, buscando entonces llegar a una respuesta técnico-económica aceptable.

Los dos aspectos van a ser estudiados con detenimiento, el eléctrico y el mecánico. En el eléctrico la tensión y las pérdidas dan la base del análisis; en el mecánico, el aspecto técnico mismo es el que más interesa.

En la parte eléctrica, se darán formas generales de cálculo para determinar la tensión más conveniente aplicando al país; se estudiará la forma de calcular las pérdidas de energía bajo un nuevo concepto: "las pérdidas capitalizadas". En esta misma parte se incluirá un estudio acerca de la influencia de la temperatura en un sistema de transmisión.

En la parte mecánica daremos especial importancia al modo de calcular los conductores incluyendo nuevos métodos y deducciones aplicables al país. Se añadirá un es-

tudio de la forma de encontrar el vano más económico.

Estos estudios particulares nos darán ideas también particulares, pero en el Capítulo IV de esta II Parte normalizaremos la forma de encontrar la acción más económica en base a los datos que se conocen y determinando fórmulas prácticas de inmediata aplicación.

Como podemos ver hay varios aspectos que influyen directamente en el costo de los conductores y en esencia son el costo inicial y el variable de mantenimiento; el inicial estará influenciado por aspectos eléctricos y mecánicos y el de mantenimiento por el aspecto eléctrico.

Se puede decir que el costo inicial se divide en 2, uno proporcional a la Tensión y otro a la Sección.

$$C_o = k_1 U + k_2 S$$

C_o = costo inicial.

U = tensión

S = Sección

$k_1 k_2$ = constantes.

La parte variable, depende de las pérdidas, las mismas que serán producidas por efecto Joule y por efecto corona.

$$C_v = k_p I^2 R + k_4 (U - V_o)$$

C_v = costos variables.

I = intensidad de la corriente.

$k_1 k_4$ = Constantes.

V_o = Tensión crítica disruptiva.

R = Resistencia eléctrica.

Luego la ecuación general de costos será:

$$CT = k_1 U + k_2 S + k_p I^2 R + k_4 (U - V_o)$$

En base a esta ecuación haremos las consideraciones subsiguientes

2.- TIPOS DE CONDUCTORES USADOS.

En el proyecto de una línea de transmisión de alta tensión, el costo de los conductores es en general el ítem más importante y por eso el estudio de los mismos se realiza con el mayor cuidado, siendo la resistencia eléctrica una de sus características fundamentales.

Los metales de que están formados los conductores de las líneas de transporte deben ser de resistencia eléctrica pequeña, a fin de que las pérdidas de energía se reduzcan todo lo posible, ya que éstas son proporcionales a aquella resistencia.

En cambio, su resistencia mecánica conviene sea grande, puesto que los esfuerzos de esta naturaleza que han de soportar, son siempre elevados. Además el conductor ha de ser de un precio de adquisición tal que el transporte de la energía sea rentable.

Fácilmente se comprende que dichas condiciones no serán cumplidas de un modo simultáneo por cualquier material, de aquí el corto número de metales que se emplean para los conductores y que en líneas generales son:

Cobre

Aluminio

Hierro (acero)

Aluminio-acero

Aldrey, Almelec (aleaciones ligeras del Aluminio)

Multimetal (cobre-acero)

Los más utilizados son cobre, aluminio y aluminio-acero, y por esta razón nos referiremos sólo a ellos.

Existe gran número de tablas con datos de los diferentes conductores. Las constantes de éstos varían de unos fabricantes a otros. En la realización de un proyecto, las discordancias que pueden aparecer entre los valores que se usen y los de determinado fabricante, carecen de importancia.

2-1. MATERIAL DE LOS CONDUCTORES.

Los principales materiales usados para los conductores son el cobre y el aluminio. Los conductores de las líneas de alta tensión son en general·construídos de varios alambres trenzados formando un cable. Los cables de aluminio, para aumentar su resistencia mecánica tienen un alma de acero (también de varios alambres trenzados) que ocasiona un aumento del diámetro de los conductores. Este aumento del diámetro es ventajoso en lo concerniente a pérdidas por corona como también al mejor enfriamiento del donductor.

La resistividad del cobre blanco a la temperatura de + 20°C. es igual a 17.241 ohm/mm²/Km según el "National Bureau of Standars". La recíproca de este valor, o sea 0,058 Km/ohm mm² se ha aceptado como el 100% de conductiivilidad.

La conductibilidad de los otros materiales como el cobre duro usado en líneas aéreas se expresa refiriéndose a esa conductiivilidad patrón. Los valores mínimos garantizados para la conductividad para los 3 tipos comunes de cobre comercial, són los siguientes:

Cobre blando	=	98%
Cobre semi-duro	=	96,7% hasta 97,8%
Cobre duro	=	96,3% hasta 97.2%

En casos de falta de datos exactos de la conductividad, del cobre duro, se acepta el valor 97.3%.

Para la conductividad del aluminio duro se acepta el 61%.

La resistividad de los conductores metálicos aumenta con la temperatura. Gracias a los ensayos llevados a cabo por varios investigadores se dispone actualmente de resistividad del cobre y aluminio dentro de un amplio campo de temperaturas. El cambio de la resistividad con la temperatura es constante dentro de un campo de ma-

yor amplitud del que interesa para el proyecto de una línea de transmisión (-200°C hasta + 400°C). Se puede fijar aproximadamente el aumento de la resistividad causado por cada grado de aumento de temperatura.

Para el cobre: 0,068 ohm/mm²/Kr.

Para el Aluminio: 0,120 ohm/mm²/Km

Debido a que el coeficiente de temperatura para los metales es distinto a distintas temperaturas, se usa en general la siguiente fórmula para aumento de resistividad con la temperatura:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{M + t_1}{M + t_2}$$

donde:

para cobre blando M = 234,5

para cobre duro M = 241,5

para aluminio duro M = 228,1

ρ_1 = resistividad a la temperatura t_1° C

ρ_2 resistividad a la temperatura t_2° C

Como se ha mencionado anteriormente, los conductores de aluminio tienen en general el alma de acero. La resistividad eléctrica del acero depende de la elaboración, como también de su resistencia a mecánica. La resistencia eléctrica de los cables de acero para corriente alterna depende además de la densidad de la corriente. Según las normas VDE, la resistencia de cables de acero del tipo de 40 hasta 70 Kg/mm² de tensión de rotura y de secciones de 10 hasta 150 mm², para corriente alterna, con frecuencia de 60 c/s tiene aproximadamente los siguientes valores:

Densidad de corriente	Resistividad
A/mm ²	(ohm/mm ² /Km)
0 - 0,1	150
1	200
2	260

La resistividad del acero (como también de los otros metales en general) aumenta con la resistencia a la rotura. Para los cables con 120 kg/mm² de tensión de rotura se pueden aceptar valores mayores en 20% aproximadamente. Esto significa, que, para el acero de 120 Kg/mm² y densidad de corriente de hasta 0,1 /mm², se obtiene 150 x 1,2 = 180 Ω /mm²/Km.

Para un coeficiente de temperatura entre 20°C y 60°C se puede aceptar 0,00342 como valor promedio.

3 CARACTERISTICAS DE CONDUCTORES DE COBRE, ALUMINIO Y ALUMINIO-ACERO.

3.1 CONDUCTORES DE COBRE: La tabla siguiente resume las principales características del cobre comercial; se dan los valores medios más aceptados:

TABLA No. 17
CARACTERISTICAS DEL COBRE DURO

PRINCIPALES CARACTERISTICAS	VALOR	UNIDADES
Peso específico	8,95	g/cm ³
Resistividad a 20°C.....	1,76	
Conductibilidad	1,00	%
Coefficiente de temperatura...	0,0039	
Módulo de elasticidad	12000	Kg/mm ²
Carga de rotura	35 a 46	Kg/mm ²
Límite de elasticidad	30 a 41	Kg/mm ²
Alargamiento a la rotura	0,5 a 6	
Coefficiente de dilatación lineal	16 x 10 ⁻⁶	
Calor específico (agua = 1)...	0,912	

3.1.1 CONDUCTORES DE HILO DE COBRE:

El cobre es el metal más utilizado en conductores ya que es el que mejor se adapta a las condiciones exigidas. Se lo fabrica por procedimientos electrolíticos y se lo obtiene en forma de hilos de cobre blando, semi-duro y duro.

El Recocido o blando presenta una pequeña resistencia mecánica, tan sólo de 22 a 28 Kg/mm², Su principal aplicación reside en la utilización como hilo de ataduras, es decir, para unir a los conductores entre sí, o para sujetar estos últimos a los aisladores.

El semiduro tiene una resistencia a la rotura de 28 a 34 kg/mm². Sus aplicaciones son las líneas de tensión poco elevada en las cuales los vanos no exceden de 40 o 50 m. de longitud.

El duro de 35 a 46 Kg/mm² de resistencia a la rotura, es el que se utiliza en líneas de transporte.

El llamado cobre duro telefónico encuentra su principal aplicación en líneas de telecomunicación. Es de una gran resistencia mecánica (50 Kg/mm²) y su conductividad es suficiente para el uso a que se le destina.

Como se ha visto, a medida que la carga de rotura aumenta, lo hace también la resistividad eléctrica. Por tanto, desde este punto de vista la aptitud mecánica varía inversamente de la eléctrica. La carga de rotura que se obtiene para el cobre queda favorecida por el trabajo en frío del metal.

Los reglamentos y normas a que han de sujetarse las líneas, admiten generalmente como diámetro mínimo el de 3 mm. Los hilos de este diámetro resisten poco a las acciones atmosféricas (viento, hielo, etc.) y es difícil no tensarlos más de lo conveniente el momento de su tendido. Es más prudente no emplear diámetros de menos de 3.5 mm.

Las normas V.D.E. dan como sección mínima admi-

sible 10 mm^2 para cobre y bronce.

El límite superior de los diámetros de los hilos es 7 mm. Los que lo exceden son de difícil manejo a causa de su pequeña flexibilidad, y resulta más ventajoso sustituirlos por cables formados por varios hilos convenientemente "cableados".

3.1.2 CONDUCTORES DE CABLE DE COBRE.

Acabamos de ver como para diámetros mayores de 7 mm. es más práctico el empleo de cables que de hilos.

Los cables deben estar constituidos por hilos de la misma calidad que haría falta si estos últimos fueran a ser utilizados bajo dicha forma de hilos, resultando en definitiva la estructura de los cables de la combinación de varios hilos que se cablean helicoidalmente en una o varias capas alrededor de un hilo central llamado alma (a veces el alma la forman a su vez varios hilos).

Su aplicación: en líneas de alta tensión con vanos grandes.

La gran ventaja de los cables es la de su flexibilidad, superior a la de un hilo de igual diámetro. Cuanto menor sea el diámetro de los hilos, más flexible es el cable. Existe un límite para dicho diámetro, ya que la resistividad del metal aumenta con su dureza.

La composición de los cables homogéneos, como son los que estamos describiendo, es siempre a base de hilos de igual diámetro.

El cableado más común es el concéntrico: alrededor del alambre central se trenza la primera capa de 6 alambres, sobre ésta viene la segunda con 12, etc.; cada etapa siguiente tiene 6 alambres más y está trenzada en dirección opuesta, evitándose de esta forma la tendencia natural del cable a desenrollarse una vez instalado, lo que llevaría consigo el aflojamiento de los hilos entre sí.

De este modo quedan representados los cables de 7, 19, 37 y 61 hilos respectivamente, conviniendo los últimos sólo para secciones muy grandes.

Fácilmente se comprende que solamente el hilo central queda rectilíneo en el cable. Los demás se le van superponiendo, según una hélice de determinado paso con lo cual aumenta su longitud por metro de cable fabricado, tanto más cuanto menor sea el paso.

En el cálculo de la resistencia óhmica, y del peso lineal (peso por metro) del cable hay que tener en cuenta dicho aumento de longitud. El paso del cableado viene indicado en la mayoría de los casos por un número múltiplo del diámetro total del cable (llamado también diámetro aparente).

Si el alma está formada por tres hilos pueden superponérseles 9, luego 15 en sentido contrario, etc.

La tabla siguiente resume la constitución de los cables, así como las secciones y diámetros totales (diámetros aparentes) en función, respectivamente de la sección y diámetro de un hilo.

Se llama "sección efectiva" o útil de un cable a la suma de las secciones rectas de los hilos componentes.

TABLA No. 8
 CONSTITUCION, SECCION Y DIAMETRO DE CABLES
 HOMOGENEOS

Número de hilos	Composición	Sección del cable	Diámetro del cable
3	3	3 S	2 d
7	1 + 6	7 S	3 d
12	3 + 9	12 S	4 d
19	1 + 6 + 12	19 S	5 d
27	3 + 9 + 15	27 S	6 d
37	1 + 6 + 12 + 18	37 S	7 d
61	1 + 6 + 12 + 18 + 24	61 S	9 d

Peso Específico Relativo.- Consideremos, por ejemplo, un cable de 7 hilos y sea:

d_1 = diámetro medio de la capa de los 6 hilos envolventes.

p_1 = paso de la hélice de dicha capa.

L_1 = Longitud del cable.

El hilo central (o alma) tendrá una longitud L , puesto que permanece recto no estando afectado por el cableado.

La longitud de desarrollo de una espira de la hélice será:

$$\sqrt{p_1^2 + (\pi d_1)^2}$$

y la longitud de un hilo de la hélice:

$$L_1 = \frac{L}{P_1} \sqrt{p_1^2 + (\pi d_1)^2}$$

Si se toma como sección del cable el producto de la sección de un hilo por el número de hilos componentes, se ve que (comparándola con el volumen teórico $S \times L$), para el peso del cable constituido por el hilo central de longitud L y los 6 hilos exteriores de longitud L_1 obtendremos un peso específico ficticio, superior al del cobre que forma cada conductor, este será el peso específico relativo. Para un cable de 7 hilos su densidad ficticia valdrá:

en la que:
$$\gamma_{c_1} = \frac{\gamma_{cu}}{7} \left(1 + \left[\frac{6}{p_1} \sqrt{p_1^2 + (\pi d_1)^2} \right] \right)$$

γ_{c_1} = densidad ficticia del cable

γ_{cu} = densidad del cobre.

NOTA: Como entre densidad y peso específico la relación que existe es la gravedad, aceptamos las mismas deducciones para los dos conceptos.

Con un cable de 19 hilos, llamando:

d_2 = diámetro de la segunda capa.

p_2 = paso de la hélice de la 2da. capa.

tendremos que:
$$\sigma_{c_2} = \frac{\sigma_{cu}}{19} \left(1 + \frac{6}{p_1} \sqrt{p_1^2 + (\pi d_1)^2} + \frac{12}{p_2} \sqrt{p_2^2 + (\pi d_2)^2} \right)$$

Si hacemos $p_1 = k_1 d_1$

$p_2 = k_2 d_2$

Es decir si admitimos que el paso de cada capa es proporcional al diámetro correspondiente, las anteriores fórmulas se convierten en:

$$\begin{aligned} \sigma_{c_1} &= \frac{\sigma_{cu}}{7} \left(1 + \frac{6}{k} \sqrt{k^2 + \pi^2} \right) \\ \sigma_{c_2} &= \frac{\sigma_{cu}}{19} \left(1 + \frac{18}{k} \sqrt{k^2 + \pi^2} \right) \end{aligned}$$

En la práctica se toma como densidad de los cables homogéneos 1,02 veces la densidad del metal que lo forman. Así en el caso del cobre, dicha densidad valdrá:
 $8,95 \times 1,02 = 9,12 \text{ (g/cm}^3\text{)}$

RESISTENCIA MECANICA: La experiencia ha demostrado que en un cable su carga de rotura a la tracción es menor que la suma de las cargas de rotura de los hilos componentes, ya que se produce una disminución en las mismas debido al proceso de cableado de los hilos, ya que además los hilos de las diversas capas presentan longitudes distintas de forma que no trabajan todos de la misma manera.

La carga de rotura: Puede obtenerse de un modo suficientemente aproximado, multiplicando la suma de las cargas de rotura de los hilos componentes, por los

coeficientes siguientes, que son los valores medios de un gran número de experiencias.

<u>Cables de</u>	<u>Coefficientes</u>
3 hilos	0,95
7 "	0,93
19 "	0,90
37 "	0,88
61 " y más	0,85

Prácticamente, para los cálculos usuales de líneas aéreas, puede admitirse como resistencia mínima de los cables de cobre corrientemente empleados, la de 39 Kg/mm^2 , refiriéndose esta resistencia a la suma de las secciones rectas de los hilos componentes, o sea a la sección efectiva.

3.2. CONDUCTORES DE ALUMINIO:

Durante mucho tiempo el cobre fue el metal casi exclusivamente utilizado en conductores eléctricos.

Los de aluminio y aluminio-acero se han generalizado en casi todos los países especialmente en Suiza, Inglaterra, Italia, Canadá y Estados Unidos.

La extraordinaria rapidez con que el aluminio se introdujo como elemento constitutivo de los conductores se debe a su pequeño peso específico respecto al del cobre.

La tabla siguiente resume las principales características del aluminio comercial; se dan los valores medios más aceptados.

TABLA No. 9

CARACTERISTICAS DEL ALUMINIO

PRINCIPALES CARACTERISTICAS	VALOR	UNIDADES
Peso específico	= 2,70	g/cm ³
Resistividad a 20°C.....	= 2,82	microóhmios.
Conductibilidad a 20°C(cobre=100).	= 60 a 64	%
Coeficiente de temperatura	= 0,004	
Módulo de elasticidad	= 6.750	Kg/mm ²
Carga de rotura	= 16 a 20	Kg/mm ²
Límite de elasticidad	= 11 a 12	Kg/mm ²
Alargamiento a la rotura	= 30	
Coeficiente de dilatación lineal .	= 23 x 10 ⁻⁶	
Calor específico (agua = 1)	= 0,203	

El aluminio en los conductores aéreos a la intemperie.- Prácticamente puede decirse que su duración lo mismo que la del cobre, es ilimitada. Incluso en desfavorables condiciones no se ha apreciado trastornos en el servicio por destrucción de los conductores.

Al cabo de algún tiempo después del tendido, la superficie de los conductores se cubre con una fina capa de óxido de aluminio muy adherente e impermeable que lo protege contra ataques posteriores.

Los conductores de aluminio son siempre cables formados por varios hilos.

Debido a la tensión mecánica que todo conductor sufre al estar suspendido entre dos puntos, los hilos constitutivos quedan fuertemente apretados unos contra otros, de modo que el aire y los agentes atmosféricos sólo con gran dificultad pueden llegar hasta la superficie de los mismos, explicándose así, el que los hilos interiores se conserven libres de oxidación. Este hecho justifica, también, el que en

Los cables mixtos o heterogéneos, de aluminio-acero, no tengan lugar entre los hilos de aluminio y el alma de acero galvanizado, acciones electrolíticas de carácter corrosivo. Los gases y humos industriales no ejercen acciones perjudiciales sobre el aluminio de los conductores.

Resistencia mecánica de hilos y cables de aluminio: Al igual que di-

jimos para el cobre, un hilo de aluminio de gran carga de botura, presenta una mayor resistencia eléctrica que otro en el que aquella carga es pequeña^{oo}. Las cargas de rotura más favorables se obtienen con hilos de diámetros menores de 3 mm. valiendo aquellas alrededor de 15 Kg/mm² según los diámetros y resistencias eléctricas.

Estas son las razones por las cuales se fabrican las secciones pequeñas de conductores de aluminio, con cables constituidos por varios hilos, obteniéndose en definitiva, mediante el cableado de varios hilos de pequeña sección un conductor mucho más flexible que si se empleara un hilo único.

En la práctica los cables de aluminio están formados por varios hilos convenientemente cableados, cuyos diámetros oscilan entre 2 y 4 mm.

Características eléctricas del aluminio: Su resistividad varía (aunque po-

co) según la dureza. Los hilos recocidos la tienen mayor que los denominados duros. Los valores aceptados por las normas italianas son:

2,845 microóhmios/cm. (60,6% cuya conductividad será la del cobre patrón) para el aluminio duro a 20°C.

2,780 microóhmios/cm (62% de la conductividad del cobre patrón) para el aluminio recocido a 20°C.

Los coeficientes de temperatura propuestos son:

^{oo} Referencia J. M. Checa, pág. 24.

0,004 para el aluminio duro y 0,00406 para el recocido.

3.2.1 CONDUCTORES DE HILO DE ALUMINIO:

Aunque, como se ha dicho, los conductores de este metal se utilizan en forma de cables, nos ha parecido conveniente incluir la correspondiente tabla para los hilos duros y recocidos a fin de apreciar sus propiedades.

TABLA No. 10

CARACTERISTICAS	DURO	HILOS RECOCIDO	UNIDADES
Peso específico	2,70	2,70	g/cm ³
Resistividad a 20°C	2,845	2,803	microóhmios/cm
Conductibilidad a 20°C (cobre recocido = 100)	60,6	61,15	%
Coefficiente de temperatura	0,004	0,004	
Módulo de elasticidad	6.750		Kg/mm ²
Carga de rotura	16 a 20	8	Kg/mm ²
Límite de elasticidad	11 a 12	0,2	Kg/mm ²
Alargamiento a la rotura	30	2	
Coefficiente de dilatación lineal	23 x 10 ⁻⁶	23 x 10 ⁻⁶	
Calor específico medio (de 15 a 100°)	0,203	0,203	

3.2.2 CONDUCTORES DE CABLE DE ALUMINIO: Hacemos extensivo lo que expusimos acerca de los conductores de cable de cobre.

Los diámetros más convenientes de los hilos son los comprendidos entre 2 y 4 mm., sin que esto quiera decir que dichos límites sean absolutos.

Los empalmes de los cables de aluminio se efectúan generalmente mediante manguitos de unión; en general para el montaje de conductores de aluminio en líneas y redes se ha establecido el uso de un amplio juego de herramientas y métodos especiales.

Veamos a continuación algunas propiedades de los cables de aluminio:

Peso Específico Relativo. Se tomará como peso específico de los cables de aluminio, 1,02 veces el del aluminio, es decir $2,7 \times 1,02 = 2,754 \text{ g/cm}^3$.

Resistividad Relativa: Si se admite que los hilos están aislados eléctricamente los unos de los otros por la película de aluminio que los cubre, se ve que la resistividad de un cable, referida a la sección útil es superior a la resistividad teórica del aluminio. Las fórmulas dadas para el peso específico de los cables de cobre son aplicables a la resistividad ficticia, y para uno de 7 hilos, por ejemplo, se tiene,

$$\frac{\rho_{Al}}{7} \left(1 + \frac{6}{k} \sqrt{k^2 + \pi^2} \right) \quad \text{(ver fórmula de } \rho \text{ referente al cobre).}$$

donde ρ es la resistividad del aluminio y k es la relación del paso de la hélice al diámetro medio.

Es aconsejable aumentar dicha resistividad teórica en un 2%.

Resistencia Mecánica: Es aplicable lo que se dijo para los cables de cobre.

Módulo de Elasticidad: Aunque algunos autores adoptan para los cables un módulo de elasticidad diferente al de los hilos, otros no hacen esta distinción.

Se ha aconsejado adoptar para los cables de aluminio, un coeficiente de alargamiento superior aproximadamente en un 20% al del coeficiente del conductor macizo. La razón de esta sugerencia es la de dar al cable una flecha de tendido algo inferior a la que precisaría el hilo macizo, ya que un cable suspendido, al que se le deje tendido incluso varios días antes de tensarlo, no toma inme-

diatamente su alargamiento definitivo, de forma que el coeficiente de alargamiento de los hilos macizos no se presentará más que al cable de algunas semanas, adquiriendo entonces una flecha excesiva. Este fenómeno ya no ocurre (o queda muy atenuado) si el cable ha estado instalado anteriormente en otra línea durante algún tiempo. Al calcular mecánicamente los conductores, aceptar esta condición supondría alguna complicación, y a fin de soslayarla lo que se hace es determinar las flechas por defecto, tanto menos, cuanto mayor sea el vano.

Para los cables de aluminio tensados con un coeficiente de seguridad 3, puede preverse un aumento en las flechas de hasta un 25% para un vano de 50 m. de longitud, y de 3% para uno de 250 m.

En las normas alemanas se recomienda proceder así, es decir, suponer para los cables las mismas características que para los hilos (a igualdad de metales naturalmente), ya que una vez que aquellos han adquirido su alargamiento, trabajan casi en las mismas condiciones que los hilos.

Coeficiente de Dilatación: Se recomienda considerar el mismo coeficiente de dilatación para hilos y cables.

Carga de rotura:^{oo} Puede obtenerse multiplicando la suma de las cargas de rotura de los hilos componentes, por los coeficientes siguientes, que son los valores medios de un gran número de experiencias:

<u>Cables de</u>	<u>Coeficientes</u>
3 hilos	0,95
7 "	0,93
19 "	0,90
37 "	0,88
61 "	0,85

Prácticamente, para los cálculos usuales de líneas aéreas, puede admitirse como resistencia mínima de los

^{oo} Referencia Líneas Aereas Checa, pág. 35.

cables corrientemente empleados la de 15 Kg/mm^2 , refiriéndose esta resistencia a la suma de las secciones rectas de los hilos componentes, o sea a la sección efectiva.

3.3 CONDUCTORES DE ACERO:

Son muy poco utilizados en líneas eléctricas. Sin embargo, en momentos de escasez de cobre o de aluminio en el mercado se emplean estos conductores teniendo su principal aplicación en la electrificación rural y agrícola.

Hace muchos años que se dejó de usar el acero como conductor activo; en la actualidad se lo usa como conductor de tierra en algunas ocasiones, teniendo su principal aplicación en el alma de acero de los conductores mixtos de aluminio.

La siguiente tabla de las características generales de los conductores de acero.

TABLA No. 11
CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS CONDUCTORES DE ACERO

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Peso específico	= 7,8	g/cm^3
Resistividad a 20°C	= de 11 a 32	microohmios-cm
Coefficiente de temperatura	= 0,006	
Módulo de elasticidad: hilos	= 29.600	Kg/mm^2
" " " : cables	= 22.000	Kg/mm^2
Carga de rotura: hilos	= 110 - 120	Kg/mm^2
Límite de elasticidad	= 90 - 95	Kg/mm^2
Alargamiento a la rotura	= 5 a 7%	
Coefficiente de dilatación lineal	= $11,5 \times 10^{-6}$	

3.4 CONDUCTORES DE ALUMINIO-ACERO:

Luego de estudiar las características de los conductores de aluminio, se desprende que a pesar de su conductividad, suficiente para las necesidades de la práctica,

de su aptitud para resistir a los humos industriales y de su pequeño peso específico, su principal inconveniente reside en que la carga de rotura es pequeña.

Dados los actuales precios del costo de los aisladores, y de los apoyos (de madera, hormigón armado o metálicos), es preciso reducir su número al mínimo posible mediante la adopción de vanos de gran longitud. Se conseguirá así disminuir el número de puntos débiles que suponen los apoyos. Es preciso por lo tanto que los conductores sean de mayores cargas de rotura, necesitándose unos valores tales que el aluminio por sí sólo no puede alcanzarlos.

Por otro lado, a igualdad de longitud de vano, la flecha vertical que adquiere el conductor, es proporcional a su peso propio, pensándose utilizar materiales lo más ligeros posible, que sean de gran resistencia mecánica, a fin de que puedan ser tendidos en vanos largos.

El cobre tiene un elevado peso específico, lo que supone grandes flechas en cuanto la distancia entre apoyos es importante. Se necesitan, por tanto, apoyos de gran altura a fin de que el punto más bajo de la catenaria, quede suficientemente separado del terreno, cumpliendo así con la distancia de seguridad exigida.

Por estas razones se ha buscado la obtención de un conductor que poseyendo la ligereza del aluminio tuviera una resistencia mecánica como la del cobre.

A principios de este siglo (1907) el ingeniero americano William Hoopes de la "Pittsburgh Reduction Co"^{oo} inventó el cable mixto de aluminio-acero.

Con él se aprovechan simultáneamente las cualidades eléctricas, físicas y químicas del aluminio, y la gran resistencia mecánica del acero, alcanzándose así una elevada seguridad a la rotura.

Actualmente, aunque el uso de los cables mixtos de aluminio-acero, es mundial, es en los países de América del Norte donde se han realizado las más atrevidas instalaciones en lo que se refiere a grandes longitudes de vanos.

Conocida es la gran tendencia de la lengua inglesa a utilizar iniciales para la designación de los más variados conceptos, es así como los ingleses suelen designar a estos cables con la denominación "S.C.A.", iniciales de "Steel-Cored-Aluminium" es decir "Aluminio con alma de acero" y los americanos con "A.C.S.R.", iniciales de "Aluminium Cable Steel Reinforced", o sea "cable de aluminio reforzado con acero". En nuestro medio se lo conoce como cable de aluminio-acero o el ACSR.

El desarrollo de la aplicación de este cable mixto ha sido tan gigantesco que en 1.940 existían ya en los Estados Unidos de América solamente 145.000 Km. de conductores en servicio y para la actualidad ese valor se ha duplicado. De un modo semejante se ha extendido su uso en las demás naciones habiendo solucionado, además, a la escasez de cobre en muchos países.

Propiedades de los cables mixtos: Veamos algunas propiedades de estos cables mixtos.

Diámetro total: Su determinación interesa para el cálculo mecánico de conductores, ya que al valorar la acción del viento sobre los mismos es preciso tener en cuenta el diámetro total (o aparente) que será la suma del hilo central más los de los que componen cada una de las capas de hilos multiplicados por 2. Por ejemplo, consideremos un cable constituido por 7 hilos de acero de 2,17 mm. de diámetro cada uno, dispuestos en dos capas y 26 hilos de aluminio de 2,79 mm. de diámetro cada uno, colocados en dos capas más. El diámetro total del cable valdrá: (ver figura 7)

$$d = 2,17 + (2 \times 2,17) + (4 \times 2,79) = 17,67 \text{ mm.}$$

Peso Específico: El peso específico (ω) de un cable mixto

se obtiene en función de sus componentes (acero y Al).

Llamemos:

SAL = sección útil del aluminio

SAC = ided. id de acero

w_{AL} = peso específico del aluminio

w_{AC} = idem del acero.

El peso específico del cable aluminio-acero será:

$$w = \frac{w_{AL} \cdot \frac{S}{SAC} + w_{AC} \cdot S}{SAL + SAC}$$

para tener en cuenta el efecto del cableado, se aumenta en un 2% el valor calculado, con lo cual será en definitiva:

$$w = \frac{w_{AL} \cdot \frac{S}{SAC} + w_{AC} \cdot S \times 1,02}{SAL + SAC}$$

Si recordamos que

$$\frac{SAL}{SAC} = n$$

tendremos que

$$w = \frac{n \cdot w_{AL} + w_{AC}}{n + 1} \times 1,02$$

Resistencia Mecánica: La resistencia a la tracción de un cable aluminio-acero expresada en función de la resistencia de los hilos componentes puede suponerse es el 98% de la suma de las cargas de rotura de los hilos de aluminio, más un 85% de la suma de las cargas de rotura de los hilos de acero. Todas esas cargas se refieren a las de los hilos antes del cableado.

Prácticamente pueden suponerse las siguientes cargas:

Para cable de aluminio-acero de:

7 hilos de 26 a 31 Kg/mm²

37 " de 30,5 a 35 Kg/mm²

De manera general, y por ejemplo para el cable de 7 hilos de acero y 26 de aluminio antes citado tendremos que su carga de rotura total será:

$$K = 0,98 KAL + 0,85 KAC$$

como

$$SAL = 158,9 \text{ mm}^2 ; SAC = 25,9 \text{ mm}^2$$

Suponiendo las cargas de rotura específicas de aluminio y del acero iguales a $18,5 \text{ Kg/mm}^2$ y 130 Kg/mm^2 , respectivamente tendremos que

$K = (0,98 \times 18,5 \times 158,9) + (0,85 \times 130 \times 25,9) = 5.730 \text{ Kg.}$
luego la carga unitaria valdrá

$$\frac{K}{S} = \frac{5.730}{1.848} = 31 \text{ Kg/mm}^2$$

Para ver más claramente este asunto, veamos lo que al respecto señala la ALCAN en el "Catálogo de Productos Eléctricos de Aluminio" en su parte pertinente (Pág 203-1966).
Características Físicas: Al calcular la resistencia física de

los conductores completos conforme a la Norma C49-1957 de la C.S.A. se observó el método descrito de los siguientes párrafos de dicha especificación:

- "La resistencia reglamentaria a la rotura por tracción del aluminio cableado completo, se calculará de la sección nominal del conductor y la resistencia a la tracción mínima apropiada, especificada en la Tabla 1, para el diámetro nominal del alambre usado en el conductor".
- "La resistencia reglamentaria a la rotura por tracción del conductor de aluminio reforzado con acero se calculará como la suma de dos partes, una la resistencia de la sección de acero cuando alcance el alargamiento de la sección de aluminio en el punto de rotura de ésta. Para establecer la especificación y para hacerlo práctico, el esfuerzo en el acero se toma generalmente como alargamiento de 1 por ciento, en un tramo calibrado de 25,4 cm. La resistencia a la tracción de la sección de aluminio, se calcula como en el párrafo anterior. La resistencia a la tracción del

acero con el alargamiento de 1 por ciento, se calculará del diámetro nominal del alambre de acero galvanizado y el esfuerzo mínimo adecuado para producir alargamiento de 1 por ciento con la carga, indicado en la Tabla 2".

Abajo se reproducen las partes correspondientes de las tablas mencionadas arriba:

TABLA No. 12

De la Tabla 1: Propiedades mecánicas mínimas de alambre de aluminio estirado en frío.	Diámetro nominal del alambre mm.	Resistencia a la Rotura en tracción Kg/mm ²
	1,27 - 1,53	20,4
	1,53 - 1,77	20,0
	1,78 - 2,03	19,7
	2,04 - 2,28	19,3
	2,29 - 2,54	19,0
	2,55 - 2,79	18,3
	2,80 - 3,04	17,9
	3,05 - 3,55	17,6
	3,56 - 3,81	17,2
	3,82 - 4,06	16,9
	4,07 - 5,33	16,9
	5,34 - 5,58	16,5

De la Tabla 2: Propiedades mecánicas para el alambre del núcleo del acero.	Diámetro nominal del alambre mm.	Resistencia a la tracción en Kg/mm ²	Esfuerzo al 1% de alargamiento Kg/mm ²
	1,27 - 1,51	133,6	119,5
	1,52 - 1,90	133,6	119,5
	1,91 - 2,28	133,6	119,5
	2,29 - 2,63	133,6	116,0
	2,64 - 3,04	133,6	116,0
	3,05 - 3,55	133,6	112,5
	3,56 - 4,56	133,6	112,5
	4,57 - 4,82	133,6	112,5

Composición de los cables de Aluminio-Acero: Los cables más corrientemente cableados están constituidos por hilos de aluminio y de acero de igual diámetro, siendo los más comunes los de 7 hilos (1 de acero y 6 de aluminio) y los de 37 hilos (7 de acero y 30 de Al.).

En ellos, la relación de la sección de aluminio a la de acero que designamos por n es:

$$\text{Para el cable de 7 hilos } n = \frac{\text{SAL}}{\text{SAC}} = \frac{6}{1} = 6$$

$$\text{y para el de 37 hilos } n = \frac{\text{SAL}}{\text{SAC}} = \frac{30}{7} = 4,29$$

El primer tipo se utiliza, generalmente, para secciones útiles de Al, de hasta unos 100 mm^2 (hasta conductor No. 4/0 AWG); el segundo, para secciones de hasta 300 mm^2 (556.500 C.M.). Para más de 300 mm^2 suele emplearse el tipo de 61 hilos (7 de acero y 54 de aluminio) para el cual

$$n = \frac{\text{SAL}}{\text{SAC}} = \frac{54}{7} = 7,71$$

Entre los cables de 7 y 37 hilos se fabrican composiciones intermedias, en las cuales el diámetro de los hilos de acero es distinto del de los de aluminio.

Así por ejemplo existe el de 33 hilos (7 de acero y 26 de aluminio), con relación

$$\frac{\text{Diámetro de un hilo de Al.}}{\text{Diámetro de un hilo de Acero}} = 1.275$$

En el de 61 hilos (7 de acero y 54 de aluminio), se tiene que,

$$\frac{\text{Diámetro de un hilo de Al.}}{\text{Diámetro de un hilo de Acero}} = 1$$

Los cuatro tipos descritos, que son los más utilizados en la práctica quedan representados en la figura 8.

4.- COMPARACION ENTRE COBRE Y ALUMINIO:.

De las propiedades físicas del aluminio, estudiadas hasta aquí resultan ventajosas las siguientes: su elevada conductividad eléctrica (2da. entre los metales excluyendo la plata), su pequeño peso específico, sus relativas cualidades mecánicas, su pequeña susceptibilidad magnética a la formación de residuos conductores del arco eléctrico. Otra cualidad es la de estar recubierta por una capa delgada e invisible de óxido impermeable y protectora, que no se deja atacar a las temperaturas ordinarias, por ácidos y vapores corrosivos, que atacan a otros metales.

En general, la proporción de aplicación de los metales cobre, aluminio y acero, viene fijada por el efecto combinado de conductividad eléctrica, peso, resistencia mecánica y precio. Estas condiciones combinadas, permiten que en la actualidad el aluminio, esté reemplazando al cobre como conductor de energía.

Como se ha visto, el aluminio posee la ventaja de poder asociarse con el acero, aumentando así su campo de aplicación a causa de la posibilidad que existe de dosificar la proporción entre hilos de acero e hilos de aluminio.

También se emplea el ALDREY que es una aleación de aluminio (0,5% de Mg. 0,4 a 0,7% de Si., 0,3% de Fe, el resto aluminio). Esta aleación tiene la ventaja de mejorar

la resistencia mecánica, sin disminuir en mucho su conductividad. Se observa que el peso específico del Aldrey resulta el mismo que el de aluminio ($2,7 \times 10^{-3} = \frac{\text{kg}}{\text{cm}^3}$)

La resistencia permanente de 12 $\frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$ de aluminio mejora a 24 $\frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$ y la conductividad, no² rebaja más de 34,8 a 30 = $\frac{12 \text{ mm}^2}{\text{m}}$ (1) °°

Así el aluminio tiene dos aplicaciones fundamentales diferentes:

- a) Como material activo o conductor de corriente eléctrica, se usa el técnico, 99,5% de pureza y,
- b) Como material pasivo o de construcción, se usa exclusivamente aleaciones.

4.1 PROPIEDADES Y DIMENSIONES DE LOS CONDUCTORES DE COBRE Y ALUMINIO.

Ya tratamos de las propiedades físicas del aluminio y algunas de ellas comparamos con el cobre. Sin embargo, nos proponemos demostrar numéricamente las relaciones que existen entre las propiedades del cobre y las del aluminio para de ellas deducir las ventajas o desventajas correspondientes a cada material.

4.1.1 DIMENSIONES DE LOS CONDUCTORES A IGUALDAD DE SECCION.

Si comparamos una línea construída con cobre y otra con aluminio, a igualdad de sección del conductor si es monofásica, o a igualdad de sección total si la línea es trifásica, para calcular el porcentaje de pérdidas debidas al calor producido por el paso de la corriente, debemos anotar que:

$$p = \% \text{ pérdidas} = \frac{p^1 - p}{P} \times 100$$

Siendo p^1 y P la potencia a la salida y a la llegada res-

(1)°° Bucholdz TH y Happoldt H "Centrales y Redes Eléctricas" 1959.

pectivamente de la línea.

$$\text{Luego: } p = \frac{3I^2 R}{P} = \frac{3I^2 L}{P \cdot St}$$

En las que: I = Corriente
 ρ = Resistividad
 L = Longitud
 St = Sección total (l)

$$St = \frac{3I^2 \rho}{p \cdot P} L, \text{ igualando las secciones de aluminio y cobre.}$$

tendríamos:

$$St \text{ (al)} = St \text{ (cu)}$$

$$\frac{3I^2 \text{ (al)} \cdot \rho \text{ (al)} \cdot L \text{ (al)}}{p \text{ (al)} \cdot P} = \frac{3I^2 \text{ (cu)} \cdot \rho \text{ (cu)} \cdot L \text{ (cu)}}{p \text{ (cu)} \cdot P}$$

en la que los factores β , L, P, son iguales en ambos miembros, así como $I^2 \text{ (al)} = I^2 \text{ (cu)}$, por considerar para comparación que tienen el mismo poder conductor, luego:

$$\frac{\rho \text{ (al)}}{p \text{ (al)}} = \frac{\rho \text{ (cu)}}{p \text{ (cu)}} \cdot \cdot \cdot p \text{ (al)} = \frac{\rho \text{ (al)}}{\rho \text{ (cu)}} \cdot p \text{ (cu)}, \text{ o sea}$$

si aceptamos como

$$\rho_{cu} = 100\%$$

$$\rho_{al} = 62\%$$

$$\text{tendremos que, } p \text{ (al)} = \frac{1}{\frac{62}{100}} = 1,61 p \text{ (cu)}$$

$$\cdot \cdot \cdot p \text{ (al)} = 1,61 p \text{ (cu)}$$

Esto quiere decir que a igualdad de sección sola-
mente, las pérdidas de potencia en el aluminio equivalen a
 1,61 veces las pérdidas en el cobre.

Relación de Pesos.

Si las acciones son iguales, veamos cuál es la re-
 lación de pesos (g).

peso = peso específico x volumen

$g = w \times V = w \times S \times l$, haciendo $l = 1$, tendremos

$g_{Cu} = w_{Cu} \times S_{Cu}$; $G_{Al} = w_{Al} \times S_{Al}$

pero $S_{Cu} = S_{Al}$.

$\therefore \frac{g_{Cu}}{G_{Al}} = \frac{w_{Cu}}{w_{Al}}$ de las tablas 7 y 9

$$w_{Cu} = 8,95 \text{ gr/cm}^3$$

$$w_{Al} = 2,70 \text{ gr.cm}^3$$

$$\frac{g_{Cu}}{G_{Al}} = \frac{8,95}{2,70} = 3,30 \quad \therefore \quad g_{Cu} = 3,3 \text{ } G_{Al}.$$

O sea que a igualdad de sección el cobre pesa e,e veces más que el aluminio.

Relación de Conductibilidad.

Tomemos como ejemplo el conductor No. 1/0 de aluminio y el No. 1/0 de cobre.

1/0 Aluminio: $S = 53,48 \text{ mm}^2$; $R_{a20^\circ C} = 0,534 \text{ /Km}$

1/0 Cobre $S_{Cu} = 53,48 \text{ mm}^2$; $R_{a20^\circ C} = 0,338 \text{ /Km}$.

sabemos que $R = \frac{L}{S} = \frac{L}{S} \cdot \frac{1}{K}$ siendo K la conductibili-

dad, A. igualdad de sección y para una misma longitud

$$\frac{K(Cu)}{K(Al)} = \frac{R(Al)}{R(Cu)} = \frac{0,534}{0,338} = 1,59$$

$\therefore K_{Al} = 0,63 K_{Cu}$.

O sea que para igual sección el Al tiene una conductibilidad 63% de la del Cu.

4.1.2 A IGUALDAD DE RESISTENCIA ELECTERICA.

A. igualdad de poder conductor, o sea cuando las resistencias sean iguales, la sección del aluminio es aproximadamente un 161% de la sección de un conductor de cobre, lo cual podemos demostrar numéricamente, como sigue:

$$\text{Tenemos que: } R = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad \therefore \quad S = \frac{\rho \cdot L}{R}$$

$$R(Al) = R(Cu).$$

Luego la sección es función directa de ρ o sea de la resistividad específica; por lo tanto, relacionando las secciones y considerando una misma longitud,

$$\frac{S(\text{al})}{S(\text{cu})} = \frac{\rho(\text{al})}{\rho(\text{Cu})} \quad \therefore \quad S(\text{al}) = \frac{\rho(\text{al})}{\rho(\text{Cu})} \cdot S(\text{cu})$$

$$S(\text{al}) = \frac{1}{62} \times S(\text{cu}) = 1,61 \quad S(\text{cu}) = 161\% \quad S(\text{cu})$$

Esto dice que la relación de secciones de aluminio y cobre se encuentran en esa proporción, para transmitir a igual tensión de servicio iguales propiedades a iguales distancias.

En numeración de la galga A.W.G., el aluminio equivalente eléctricamente a uno de cobre es 2 números menor que el de cobre, para alambres desnudos. De este modo, se pueden comparar los diámetros o secciones de los alambres, según la Tabla No. 6, que son valores de ALCAN (Catálogo de productos eléctricos de aluminio 1966), pág. 213).

Se podrá observar que la sección equivalente en cobre es aproximadamente 1,61 veces menos que la de aluminio.

Relación de Diámetros.

Veamos la relación que existirá entre los diámetros, si el poder conductor de cables de aluminio y cobre, es igual::

$$S(\text{al}) = 1,61 S_{\text{cu}}$$

pero $S = \frac{\pi d^2}{4}$ siendo el diámetro d:

$$\therefore \frac{\pi d^2(\text{al})}{4} = 1,61 \frac{\pi d^2(\text{cu})}{4}$$

de donde $d(\text{Al}) = 1.263d(\text{cu})$

Relación de pesos: conociendo la relación de secciones, veamos lo que sucede con los pesos:

$$g = w \cdot V = w \cdot S \cdot l$$

como $w(\text{cu}) = 8,95$ y $w(\text{al}) = 2,70$

$$\frac{g(\text{cu})}{g(\text{al})} = \frac{w(\text{cu}) \times S(\text{cu})}{w(\text{al}) \times S(\text{al})} = \frac{8,95 \times S(\text{cu})}{2,70 \times 1,61 S(\text{cu})}$$

por lo tanto: $g(\text{cu}) = 2,07 g(\text{al})$

Relación de Pesos Específicos:

Como ejemplo, tomemos un cable No. 1/0 AWG de cobre y su equivalente o sea un 3/0 de aluminio; de la tabla 13 sacamos

Calibre	Sección mm ²	Peso Kg/m.
# 3/0 (Al)	85,01	232,3
# 1/0 (Cu)	53,49	485 ⁰⁰ (ALCAN 1966, pág.227)

Como $w = g/V$ tendremos para 1 m. de longitud, la relación

$$w(\text{cu}) = \frac{\frac{485 \text{ gr/m}}{1 \text{ m} \times 53,49 \text{ mm}^2}}{\frac{232,3 \text{ gr/m}}{1 \text{ m} \times 85,01 \text{ mm}^2}} = 3,30$$

$$w(\text{cu}) = 3,30 w(\text{Al})..$$

En general la relación será

$$\frac{w(\text{cu})}{w(\text{al})} = \frac{g(\text{cu})}{g(\text{al})} \times \frac{S(\text{al})}{S(\text{cu})} = 2,06 \times 1,61 = 3,30$$

Luego, cuando la resistencia de los dos conductores es igual, el peso específico del cobre es 3,3 veces mayor que el del aluminio.

Relación de cargas de rotura

Considerando que las resistencias eléctricas son iguales, veamos qué relación de cargas de rotura existe entre 1 cable de cobre y otro de Al.

Cobre 4/0 :: R = 0,169 Ω /Km.. Resis.Rotura: 4150
 Alum 336400 MC :: R = 0,168 Ω /Km Resis.Rotura: 2995

$$\frac{\text{Resist.Rotura (Al)}}{\text{Resist.Rotura (Cu)}} = \frac{2995}{4150} = 0,72$$

Hagamos otras relaciones:

Conductor	Resistencia	Resistencia	Rotura	Relación
Cobre 3/0	0,213	/Km	3341 Kg/mm ²	0,73
Alum.266800 MC	0,213	"	2420 "	
Cu 1/0	0,338	"	2155 "	0,68
Al 3/0	0,336	"	1435 "	

podemos hacer otros ejemplos y veremos que dicha relación está alrededor de 0,7 en todos los casos.

Resumiendo estos cálculos, se tiene a igualdad de conducción eléctrica, las siguientes relaciones:

	<u>Al</u>	<u>Cu</u>
Conductividad	100%	100%
Sección	160%	100%
Peso	48,8%	100%

4.1.3 A IGUALDAD DE ELEVACION DE TEMPERATURA.

4.1.3.1 A IGUALDAD DE CANTIDAD DE CALOR DEBIDO A LA CIRC. DE CORRIENTE.

En primer lugar, se demostrará matemáticamente que la carga que puede soportar un cable de aluminio que sufra la misma elevación de temperatura, que uno de igual

sección de cobre, es más o menos un 80% de lo que puede soportar el cable.

De acuerdo con la Ley de JOULE, el calor desarrollado en un circuito eléctrico es:

$$Q = 0,24 I^2 R.t., \text{ (calorías) en la que:}$$

$$0,24 = \frac{\text{Cal}}{\text{W seg.}}$$

I = Intensidad de corriente (en amperios)

R = Resistencia = $\frac{\rho \cdot L}{S}$ (en ohmios)

t = tiempo (seg.)

ρ = Resistencia específica.

Considerando dos alambres, uno de aluminio y otro de cobre, de igual sección, pero que ambos produzcan la misma calefacción, durante el mismo tiempo, se tendría la condición:

$$Q(\text{al}) = Q(\text{cu})$$

$$\text{o sea: } 0,24 I^2(\text{al}) R(\text{al}) t = 0,24 I^2(\text{cu}) R(\text{cu}) t$$

$$\text{pero: } R = \frac{\rho \cdot L}{S} \text{ en lo que: } L = \text{constante} \\ S = \text{constante}$$

$$\text{luego: } I^2(\text{al}) \rho(\text{al}) = I^2(\text{cu}) \cdot \rho(\text{cu})$$

$$\therefore I(\text{al}) = \sqrt{\frac{\rho(\text{cu})}{\rho(\text{al})}} I(\text{cu}) = \sqrt{\frac{1}{\frac{100}{62}}} I(\text{cu}) = \sqrt{0,62} I(\text{cu})$$

$$I(\text{al}) = 0,792 I(\text{cu}) = 79,2\% I(\text{cu})$$

$$I(\text{al}) \cong 80\% I(\text{cu})$$

La carga I se da en amperios, esto es para las mismas sección y longitud e igual elevación de temperatura.

4.1.3.2 A IGUALDAD DE ELEVACION DE TEMPERATURA Y CORRIENTE.

Se podría ahora demostrar que la sección de un conductor de aluminio, es aproximadamente igual a un 140% de la de un conductor de cobre, que experimenta la misma calefacción, cuando es atravesado por una corriente de igual intensidad.

Partiremos entonces del siguiente principio: "Si por un conductor de resistencia R (ρ), pasa una corriente de I (amperios), la temperatura sube en él hasta que el calor que la corriente transmite, sea igual al que cede al ambiente en igual tiempo".

La cantidad de calor Q recibida en un tiempo t, según la ley de JOULE, es $Q_t = 0,24 I^2 R.t.$ (cal.)

La cantidad de calor cedido dentro de ciertos límites de temperatura es proporcional a una constante C., que depende del material conductor, a la variación ΔT de dicha temperatura con respecto al ambiente y a la superficie S exterior del conductor, (en sentido axial), es decir que para igual tiempo se tiene:

$$Q_2 = C. \Delta T. S. t. \text{ (cal)}$$

Si la temperatura del conductor, permanece sin variar, quiere decir que:

$$Q_1 = Q_2$$

$$\text{Luego: } 0,24. I^2 R.t. = C \Delta T. S. t.$$

$$\text{pero: } R = \frac{L. \rho}{\text{Area}}$$

$$\text{Area} = \frac{\pi}{4} \cdot d^2$$

$$\text{Sup. ext.} = \pi \cdot d \cdot L.$$

$$\text{de donde: } 0,24 I^2 \frac{L. \rho}{\frac{\pi d^2}{4}} = C. \Delta T. \pi \cdot d \cdot L.$$

$$\text{o sea: } \frac{4 \times 0,24}{\pi^2 \times C.} \times I^2 \cdot = T \cdot d^3$$

$$\text{reemplazando: } \frac{4 \times 0,24}{\pi^2 \times C} = K, \text{ se tiene: } \Delta T = K \cdot \frac{\rho I^2}{d^3}$$

Por lo tanto, a igual elevación de temperatura, para los materiales que estamos comparando, tendremos:

$$\Delta T_{(al)} = \Delta T_{(cu)}$$

$$\rho_{(al)} \cdot \frac{I^2_{(al)}}{d^3_{(al)}} \cdot K = K \rho_{(cu)} \cdot \frac{I^2_{(cu)}}{d^3_{(cu)}}; \text{ pero } I_{(al)} = I_{(cu)}$$

$$\therefore d_{(al)} = \sqrt[3]{\frac{\rho_{(al)} d^3_{(cu)}}{\rho_{(cu)}}}, \text{ o sea}$$

$$d_{(al)} = \sqrt[3]{\frac{1}{\frac{62}{100}}} \cdot d_{(cu)} = \sqrt[3]{1,61} \cdot d_{(cu)}$$

$$d_{(al)} = 1,172 d_{(cu)}$$

como: S= función (d^2) ;

$$S_{(al)} = (1,172)^2 \cdot S_{(cu)}$$

$$S_{(al)} = 1,375 S_{(cu)}$$

$$S_{(al)} = 140\% S_{(cu)}$$

4.1.3.3 A IGUALDAD DE INTENSIDAD DE CORRIENTE.

Con los datos obtenidos hasta aquí, calcularemos de inmediato el calentamiento del aluminio comparado con el cobre y sometido a la acción de una misma intensidad de corriente:

Ya se demostró que la variación de temperatura es:

$$\Delta T = K \rho \frac{I^2}{d^3} \therefore I^2 = \frac{\Delta T \cdot d^3}{K \cdot \rho}; \quad K = \text{Cons.}$$

esta intensidad es la misma para ambos materiales, luego

$$\frac{\Delta T_{(al)} \cdot d^3_{(al)}}{\rho_{(al)}} = \frac{\Delta T_{(cu)} \cdot d^3_{(cu)}}{\rho_{(cu)}}; \quad \frac{1}{\rho} = \text{conduct} = C$$

Tenemos que:

$$\Delta T_{(al)} \cdot d^3_{(al)} \cdot C_{(al)} = \Delta T_{(cu)} \cdot d^3_{(cu)} \cdot C_{(cu)}$$

$$\therefore \Delta T_{(al)} = \frac{d^3_{(cu)} \cdot C_{(cu)}}{d^3_{(al)} \cdot C_{(al)}} \cdot \Delta T_{(cu)}; \text{ siendo } C_{(al)} = 62\% C_{(cu)}$$

Ahora como: $S_{(al)} = 161\% S_{(cu)}$, para igual poder conductor; será:

$$d^2_{(al)} = 161\% d^2_{(cu)}$$

$$d_{(al)} = 126,9\% d_{(cu)}$$

Reemplazando en la igualdad última:

$$\Delta T(\text{al}) = \frac{d^3(\text{cu}) \cdot C(\text{cu}) \cdot \Delta T(\text{cu})}{(1,269)^3 d^3(\text{cu}) \cdot 0,62 C(\text{cu})} = \frac{1 \cdot \Delta T(\text{cu})}{2,04 \times 0,62} = \frac{1 \cdot \Delta T(\text{cu})}{1,26} = 0,79 \Delta T(\text{Cu})$$

$$\Delta T(\text{al}) = 0,79 \Delta T(\text{cu}) \quad \therefore = \frac{\Delta T(\text{al})}{\Delta T(\text{al})} \cong 80\% \Delta T(\text{cu})$$

Esto quiere decir que el calentamiento del aluminio, para la misma capacidad de conducción eléctrica, es igual al 80% del calentamiento del cobre, para la misma intensidad de corriente. En otras palabras, es un 20% menor el calentamiento en el aluminio.

4.1.4 A IGUALDAD DE CAIDA DE TENSION.

En la sección 4.1.1., se expresó el porcentaje de pérdidas de potencia como $\frac{P^1 - P}{P} \times 100\%$, siendo P^1 y P las potencias de salida y llegada de la línea. Si se trata de corriente continua, este % sería igual al % de pérdidas por caída de tensión. En corriente alterna el % de caída de tensión es un poco menos que el % de pérdidas de potencia, dependiendo del factor de potencia.

En todo caso, la relación entre las secciones de los cables de Al y Cu que provocan la misma caída de tensión, es más o menos de $\frac{100}{62} = 1,61$ veces, aunque en la práctica es un poco menor.

Los valores calculados se resumen en la Tabla No.

14.

TABLA No. 14

COMPARACION DE LAS PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL
ALUMINIO Y DEL COBRE

A IGUALDAD DE	RELACION DE	PARA ALUMINIO	PARA COBRE
SECCIONES	Conductibilidades	0,63	1
	Pérdidas de potencia	1,61	1
	Pesos	0,303	1
RESISTENCIA ELEC.	Secciones	1,61	1
	Diámetros	1,263	1
	Pesos	0,49	1
	Pesos Específicos	0,303	1
	Cargas de rotura	0,7	1
ELEVACION DE TEMP.	Intensidad de Corriente	0,8	1
ELEVACION DE TEMPE- RATURA Y CORRIENTE	Secciones	1,4	1
	Diámetros	1,172	1
INTENSIDAD DE CORR.	Elevación de Tempe- ratura.	0,8	1
CAIDA DE TENSION	Secciones	1,6	1

4.2 COMPARACION ECONOMICA DEL ALUMINIO CON EL COBRE

Equivalencia Eléctrica: Dados los valores de los pesos específicos y resistividades, la relación

$$\frac{w_{al} \times \rho_{al}}{w_{cu} \times \rho_{cu}} = \frac{2,7 \times 2,82}{8,95 \times 1,76} \approx \frac{1}{2}$$

es el fundamento de la conocida regla que dice que, "aproximadamente 1 Kg. de cobre equivale eléctricamente a 0,5 Kg. de aluminio".

Por tanto, la deducción, desde el punto de vista económico, de que la adopción del aluminio es ventajosa, lo

será desde el momento en que su precio unitario no exceda el doble que el del cobre.

Esto, que es aproximadamente cierto tratándose de conductores monometálicos de aluminio, no lo es para el caso de cables mixtos de aluminio reforzados con alma de acero, ni para las aleaciones especiales llamadas Al-drey, Almelec, etc., ya que en estos casos, las relaciones base de estas deducciones se alteran por completo, y la regla, en consecuencia no puede ser generalizada. La traducción gráfica de las comparaciones expuestas, es la figura No. 9.

4.2.1 COMPARACION DEL ALUMINIO SOLO Y EL COBRE.

Se ha visto como aproximadamente 1 Kg. de cobre equivale eléctricamente a 0,5 Kg. de aluminio; es decir que el costo para los conductores de uno y otro metal será el mismo cuando el precio del cobre sea la mitad del precio del aluminio. Basados en esta consideración se ha obtenido el diagrama de la figura No. 10, del cual puede deducirse inmediatamente, una vez conocida la relación de cotizaciones del aluminio y cobre, si se obtendrá una economía o un encarecimiento con el empleo del primero.

4.2.2 COMPARACION DEL ALUMINIO ACERO CON EL COBRE.

En el gráfico No. 11 se encontrará un diagrama similar para determinar la relación económica entre ACSR y cobre, una vez conocidas sus respectivas cotizaciones.

5.- CONCLUSIONES ECONOMICAS REFERIDAS AL PAIS.

Por todo lo analizado antes creemos que el conductor más conveniente para ser usado en líneas de transmisión dentro de nuestro país es el conductor de aluminio reforzado con acero..

La conveniencia del uso de conductores de aluminio con alma de acero para las líneas de alta tensión es bien conocida y confirmada por el hecho de que todas las líneas, de este tipo, construídas o proyectadas en el mundo, tienen conductores de esta clase..

Sin embargo se considera oportuno dejar sentadas las conclusiones sacadas en base al análisis comparativo antes realizado a fin de dejar demostrado desde todo punto de vista la señalada conveniencia del aluminio con alma de acero..

El análisis que sigue debe en su conclusión indicar los conductores que siendo los más económicos satisfagan todas las exigencias técnicas dictadas por el tipo de líneas en consideración..

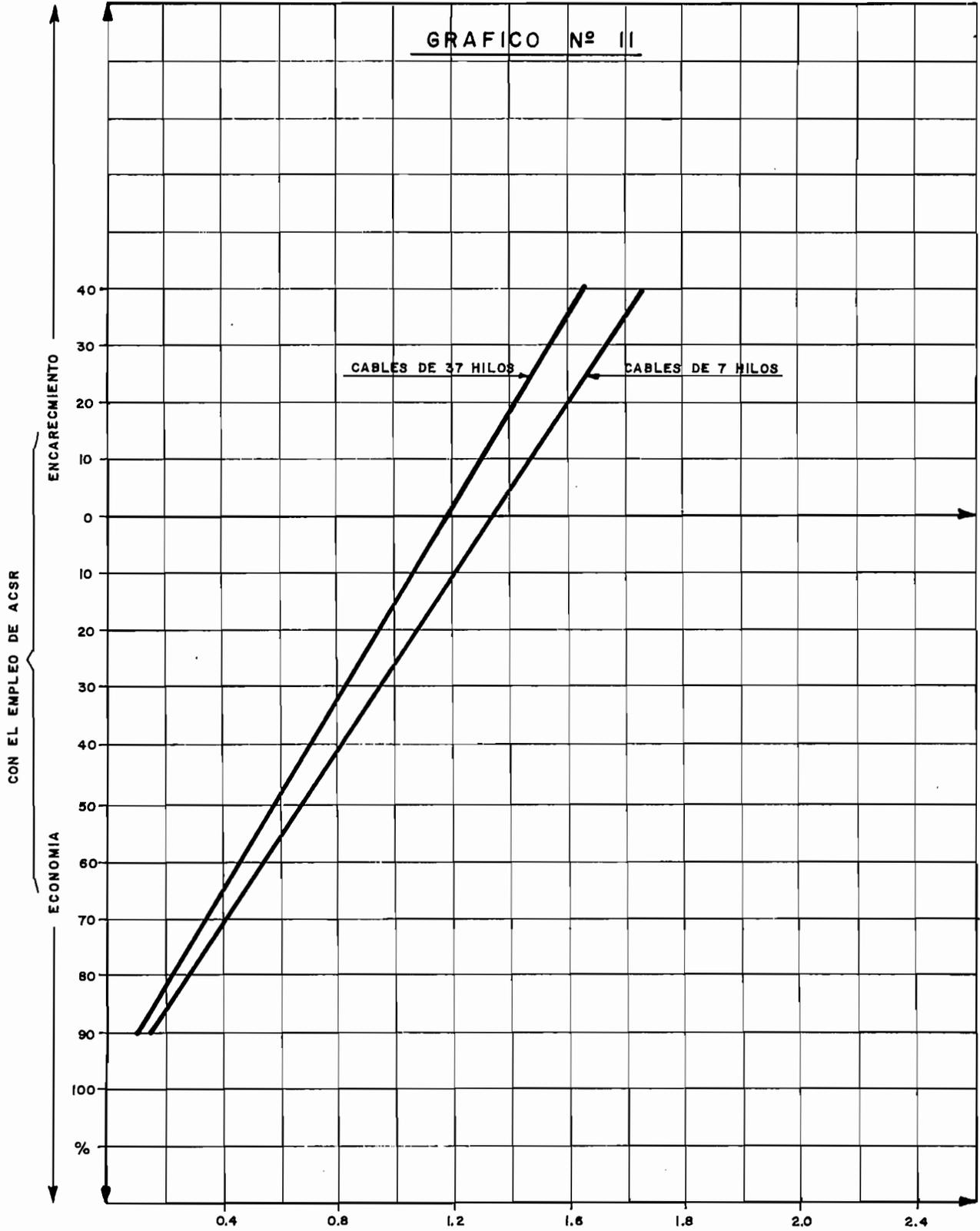
Para simplificar se compararán sólo los conductores ACSR. con los de cobre, justificando de esta forma todo lo dicho antes de comenzar este acápite.

Sabemos ya que tomando en cuenta la conductividad y el peso específico de cada uno de los materiales, se ve fácilmente que el conductor de cobre de la misma conductancia que el del aluminio pesa aproximadamente el doble.

Por otro lado con los precios actuales en el país de los conductores de aluminio con alma de acero y de cobre que son:

PARA : 7 HILOS $\frac{K_{ACSR}}{K_{Cu}}$ 0.74 ; 37 HILOS $\frac{K_{ACSR}}{K_{Cu}}$ 0.84

GRAFICO Nº II

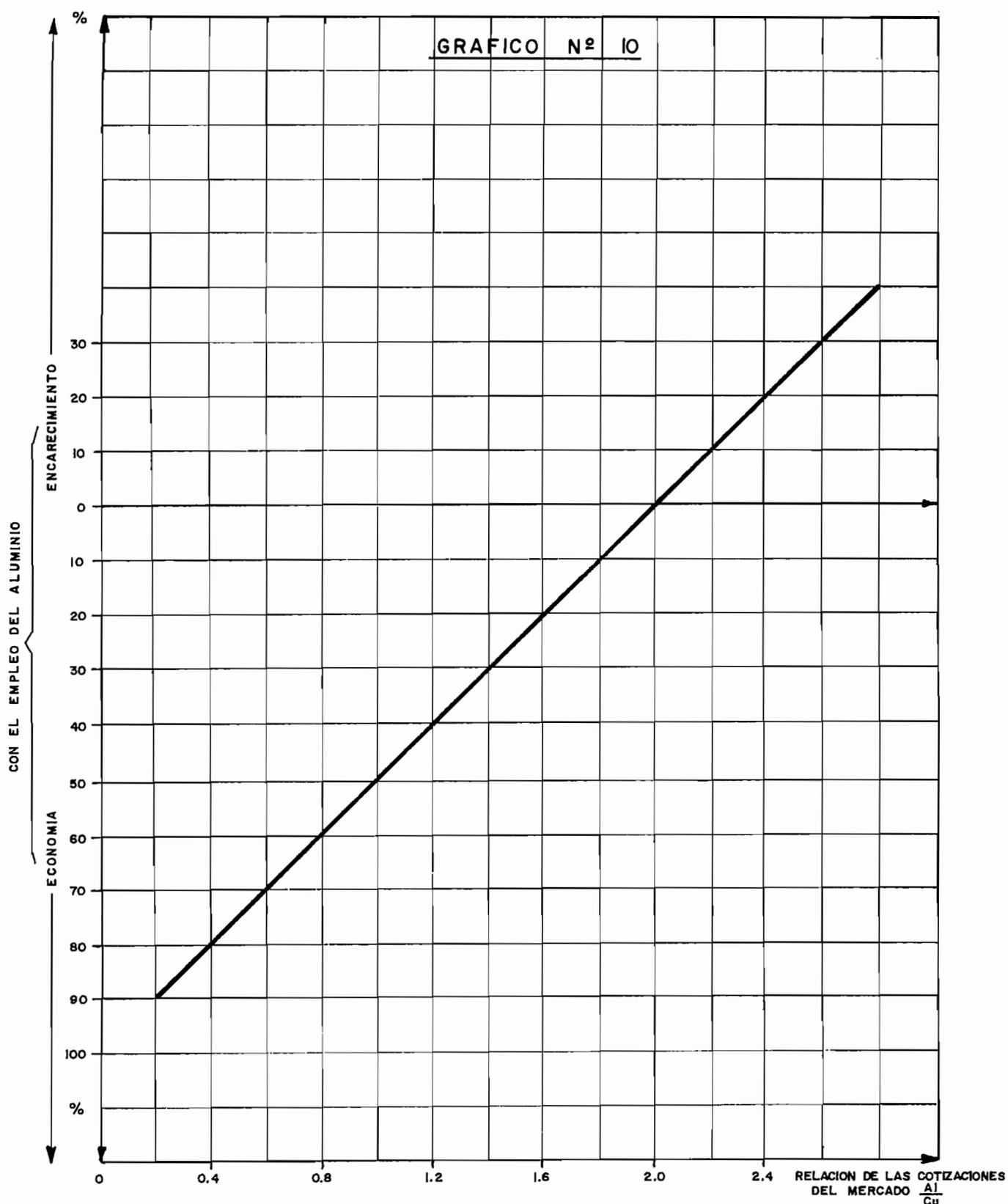


RELACION DE LAS COTIZACIONES DEL MERCADO $\frac{Al-ACERO}{Cu}$

$$RELACION DE COTIZACIONES = \frac{COTIZACION DEL ACSR}{COTIZACION DEL Cu} = \frac{K_{Al}}{K_{Cu}} \cdot \frac{W_{Al-Ac}}{W_{Cu}} \cdot \frac{P_{Al-Ac}}{P_{Cu}} = \frac{K_{Al}}{K_{Cu}} \times 0.75$$

RENTABILIDAD DE LOS CABLES DE ALUMINIO-ACERO Y COBRE EN FUNCION DE LAS COTIZACIONES

GRAFICO N° 10



$$\text{RELACION DE COTIZACIONES} = \frac{\text{COTIZACION DEL Al}}{\text{COTIZACION DEL Cu}} = \frac{K_{Al}}{K_{Cu}} \times \frac{W_{Al}}{W_{Cu}} \times \frac{\rho_{Al}}{\rho_{Cu}} = \frac{K_{Al}}{K_{Cu}} \cdot 0,5$$

RENTABILIDAD DE LOS CABLES DE ALUMINIO Y COBRE EN
FUNCION DE LAS COTIZACIONES RESPECTIVAS

Conductores A.C.S.R.: 100 US\$/Tonelada
Conductores de cobre: 1.500 US\$/Tonelada

El conductor de cobre es 2,14 veces más caro que el ACSR. Podemos aplicar estas cotizaciones a la curva referente (Nº //) y observamos que el encarecimiento en caso de usar cobre será del orden del 78%.

Ese encarecimiento será más grande aún por las siguientes razones:

- Mayores costos de transporte (por mayor peso) y de seguros (por mayor valor).

- El precio del cobre tomado para la comparación, aunque actual, se puede considerar bajo si se toma en cuenta la tendencia al alza que ha tenido últimamente. Para completar la comparación económica se debe analizar además la influencia de ambos tipos de conductores sobre el costo de la línea.

Tomando el ejemplo de los conductores # 2/0 ACSR (clase Quail) y # 1 AWG de cobre y no olvidando que estos dos conductores tienen igual conductancia se ve que los esfuerzos de rotura son: 2425 Kg y 1726Kg respectivamente. De esto resulta que si para determinar la altura de las torres para un vano elebido, se adopta para ambos conductores el mismo coeficiente de seguridad, de tendrá la siguiente relación entre las tensiones admisibles:

$$\frac{2425}{1726} = 1,4$$

y entre pesos de los conductores (ver tabla adjunta No. 15).

$$\frac{272,1}{384} = 0,72$$

Es decir que en esas condiciones la flecha del conductor de cobre (No.1) será 1,96 veces mayor que la del ACSR (#2/0) pues:

$$\frac{1,4}{0,72} = 1,96$$

luego la flecha en caso del cobre será mayor que la del ACSR en

$$\frac{1.41}{0,72} \times 100 - 100 = 96\%$$

Esto por ejemplo para un vano de 110 m., coeficiente de seguridad igual a 3 y para condiciones de temperatura media y máxima presión del viento y de flecha máxima, significa que la estructura para el conductor de cobre (# 1 AWG) deberá ser casi 1 metro más alta (se se usan postes de hormigón de 12 m para ACSR será necesario 13 m para cobre) lo que conducirá a un considerable aumento del peso precio de la línea. (datos tomados de la línea Cotacachi-Ibarra INECEL 1965).

Se ha elaborado una tabla comparativa con varios conductores ACSR y de cobre desnudo estirado en frío, sacándose la conclusión general de que la flecha en caso de usar cobre será aproximadamente el doble que en el caso de usar ACSR para un mismo vano.

El caso será peor tratándose de estructuras de acero cuando se hable de vanos más largos. En este caso el aumento del peso por Km. de línea será considerable.

Aún adoptando para el conductor de cobre un coeficiente de seguridad menor, como se hace a menudo, siempre el costo de las torres resultaría considerablemente mayor.

Además las torres más altas son menos aconsejables desde el punto de vista de las descargas atmosféricas.

Tratando otros aspectos de esta comparación puede decirse que el aluminio y el cobre son casi equivalentes en lo que respecta a la resistencia a las influencias atmosféricas y químicas (gases industriales, etc.) aunque para estas últimas las características del cobre son superiores.

Es necesario subrayar que los temores a los años que podrían ocurrir en el caso de arco producirse en

los conductores de aluminio dado su bajo punto de fusión (650°C) en comparación con el cobre (1.185°C), no se han confirmado en la práctica.

Finalmente se puede mencionar que, como resulta de la estadística están instalados en el mundo más de 5 millones de kilómetros de ACSR, algunos con más de 40 años de servicio. (1)

(1) Sistema de transmisión Chacón-Buenos Aires: Estudios y anteproyecto Tomo segundo, Pág. 144: Agua y Energía de la República Argentina.

Con respecto a otros tipos de conductores se puede hacer algunas observaciones:

No se aconseja en líneas de transmisión, el uso de conductores formados sólo por alambres de aluminio, que puede representar ventajas en redes de distribución, pero que por razones de seguridad, no pueden dado su baja resistencia mecánica ser empleados en líneas de transmisión, requiriendo además, para un coeficiente de seguridad adecuado, la disminución del vano o el empleo de torres más altas, soluciones que en ambos casos conducirían a un mayor peso de las estructuras por kilómetro de línea que en el caso de utilizar los conductores de ACSR.

Serán también descartados los conductores de cobre y acero (tipo copperweld, etc) dado que sus precios en comparación con los equivalentes conductores de cobre, y por consiguiente con los de ACSR, son mayores y sus altas características mecánicas no serían aprovechadas en las líneas a construirse en el país (condiciones climatológicas no muy severas, falta de vanos grandes, etc.) siendo las características mecánicas de los conductores ACSR completamente suficientes.

Finalmente serán también descartados los conductores de aleaciones de aluminio (Aldrey, Almelec, etc) y similares) que por una parte tienen características eléctricas y mecánicas algo inferiores que los de aluminio re-

forzado con acero y por otra parte comparando los precios, no representan ventaja económica alguna. Además, siendo estos materiales fabricados en pocos países y bajo diferentes patentes con características algo diferentes podría ocasionar problemas en su adquisición.

En definitiva, tomando en cuenta todos los aspectos del problema, la conclusión final será que la lección de los conductores de aluminio con alma de acero está bien fundada técnica y económicamente.

C A P I T U L O I I

CAPITULO II

I.- INFLUENCIA DEL ASPECTO ELECTRICO EN LA ECONOMIA DE UN SISTEMA.

En todo transporte eléctrico es necesario considerar la tensión y las pérdidas de potencia:

- a) La tensión que se escoja redundará directamente en el funcionamiento de las líneas y económicamente dará lugar a mayores o menores consideraciones sobre protección, aislamiento y subestaciones.
- b) Las pérdidas de potencia llevan consigo una producción de energía no aprovechable y por tanto ocasiona un encarecimiento de su precio de venta.

Las características eléctricas de la línea como son reactancia y resistencia se influirán directamente con las dos consideraciones anteriores.

La tensión que se escoja para el transporte de la energía deberá estar de acuerdo a consideraciones económicas. Haciendo comparaciones entre varias posibilidades se obtendrá como resultado una tensión, la más favorable.

En nuestro país en que los rangos de voltaje están estandarizados según el Plan Nacional de Electrificación (1) convendrá tomar esos rangos para la compración económica. Lo que debemos encontrar es la forma de determinar los valores a escogerse.

(1) Los voltajes que se usarán en líneas de transmisión para el país serán:

13,8	KV
22	"
34,5	"
69	"
12,8	"
230	"

Las pérdidas de potencia se deben en gran parte al efecto Joule (I^2R) y mientras más pequeñas sean, mayor abaratamiento se obtendrá en el mantenimiento de la línea, ya que los costos del Kwh producido bajarán. Habrá que considerar además las pérdidas por efecto corona, pues influyen también en el costo de mantenimiento y en el rendimiento de la línea.

Hay dos aspectos de importancia dentro del campo eléctrico de las líneas de transmisión, uno el de la tensión a escogerse y otro el de las pérdidas de potencia. Una buena elección de la primera dará lugar a menores costos iniciales y si las pérdidas no son altas el funcionamiento general será más económico.

Estos dos aspectos vamos a analizar y luego sacaremos las consecuencias.

Hay un tercer punto que será también tratado y que si bien no visualiza directamente la importancia económica, tiene gran interés desde el punto de vista técnico, este aspecto es el de la influencia de la temperatura que debe redundar en un equilibrio técnico de los conductores.

Los 3 puntos citados, tensión, pérdidas de energía e influencia de la temperatura serán detenidamente estudiados a continuación.

2.- DETERMINACION DE LA TENSION MAS ECONOMICA.

La elección de tensiones técnica y económicamente favorables para la transmisión de energía eléctrica, es, hoy en día, un hecho de gran actualidad, ya que debido a la rápida electrificación de todos los países del mundo, se van requiriendo siempre mayores capacidades y con ello, más altas tensiones. Teniendo en consideración que el precio que deben pagar los consumidores de energía sea lo más bajo posible, y por otro lado, las dificultades de proporcionar el capital relativamente alto, necesario para nue-

vas construcciones, hay que prestar especial atención a la solución económica de las instalaciones eléctricas. Un factor muy importante, es en este caso, la elección de tensiones apropiadas, así como su conveniente escalonamiento.

La elección de las tensiones para una línea de transmisión se ve influenciada por una serie de factores, como por ejemplo la potencia transmitida, la valorización de las pérdidas, las normas vigentes, etc. Por estos motivos es casi imposible indicar una solución de validez general. Sólo se pueden dar normas generales, deducidas de exámenes económicos.

No es la mejor solución esdoger la más alta de las tensiones que se use para comparación. Podemos detenernos en este punto y observar que el costo inicial de una línea aumenta progresivamente con el aumento de tensión.

Como ilustración en la figura (12) puede verse la curva de los costos para líneas aéreas de 35 y 70 mm² de AL para corriente trifásica en la República Argentina- (1).

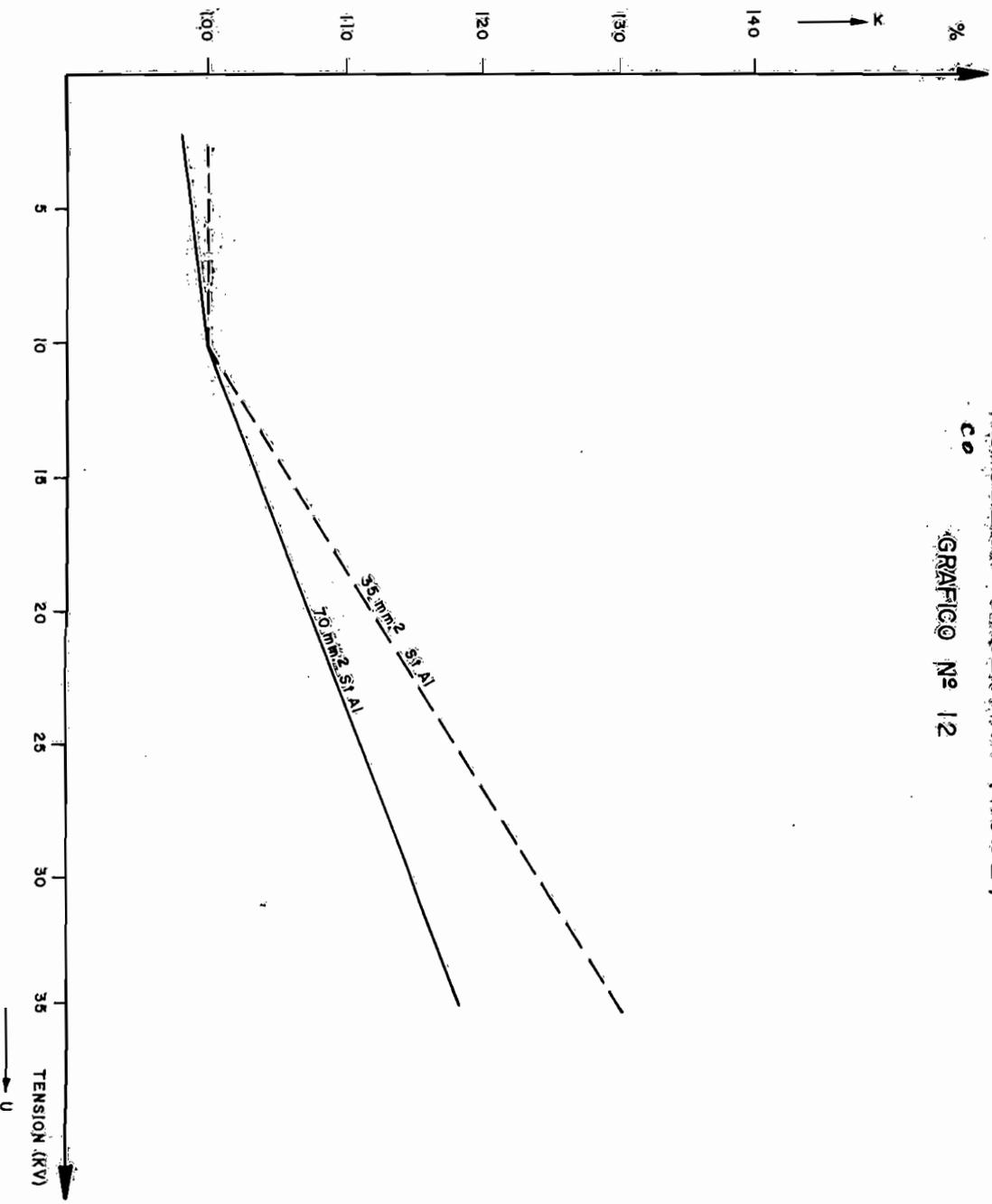
En el Ecuador, se han construído durante estos últimos años algunas líneas y se han diseñado varias más; en base a estos estudios y a datos varios recogidos por el Departamento de Planificación de INECEL, se puede determinar los costos estimativos iniciales de líneas en función de la tensión de transmisión:

(1)Revista electrotécnica de la S.A. de Electroténicos.
Noviembre 1962.. VolumenXLVIII No. 11.

COSTOS PARA LINEAS AEREAS DE 35 Y 70 MM.
 PARA CORRIENTE TRIFASICA EN LA
 REPUBLICA ARGENTINA (1.962)

*Conductores Aluminio
 Olean.*

GRAFICO Nº 12



Para	13,8 KV	\$ 46.000	por kilómetro de línea.				
"	22 "	75.000	" "	"	"	"	"
"	34,5 "	90.000	" "	"	"	"	"
"	69 "	135.000	" "	"	"	"	"
"	138 "	210.000	" "	"	"	"	"
"	230 "	320.000	" "	"	"	"	"

Como puede observarse, conforme aumenta la tensión aumentan los costos. Esto a primera vista parecería como que escogiendo la más baja tensión se resolvería el problema económico. Por lo tanto no es solución, ni la más alta ni la más baja tensión, hay necesidad de hacer un análisis matemático del problema y hallar así la respuesta más justificable, ya que no sucede siempre el que a más alta tensión, el costo sea mayor; hay que aclarar que los datos dados son estimativos y la solución particular depende de muchas circunstancias específicas de cada caso.

Lógicamente que conforme aumenta la potencia de transmisión será recomendable utilizar tensiones más altas. Los siguientes puntos de vista técnicos y económicos hacen recomendable el empleo de tensiones altas:

- 1) Mayor capacidad de transmisión de los conductores.
- 2) Estaciones transformadoras de mayor capacidad y menores costos específicos.
- 3) Reducción de los costos de conductores al elegir secciones más pequeñas; los costos de las líneas aéreas se reducen si las secciones de los conductores disminuyen en forma proporcional
- 4) Menores cargas con iguales capacidades de cortocircuito: la intensidad de la corriente de corto circuito disminuye según vaya aumentando la tensión, lo que significa que en caso de un cortocircuito, las instalaciones tendrán que soportar menores cargas, con la consiguiente reducción de los posibles defectos.

Todas estas consideraciones nos dan una idea ge-

neral de como se presenta el problema. Daremos a continuación un método fácil basado en criterios analíticos para poder determinar la tensión más económica cuando no se conoce sección de los conductores, pero sí se cuenta con la potencia de transmisión.

Tratándose, de estudios e investigaciones sobre un sistema nuevo, es necesario establecer con suficiente claridad las leyes generales que regulan la relación entre los costos, la potencia y la distancia, como también la correcta elección de la tensión.

Los costos por unidad de longitud de una línea de transmisión pueden dividirse como indicamos ya, en costos, fijos y variables, los primeros dependientes de la sección y la tensión y los segundos de las pérdidas de potencia.

La ecuación podía ser escrita así:

$$C_T = k_1 V + k_2 S + k_p \cdot I^2 R + k_4 (U - V_0) \quad (1)$$

donde U es la tensión entre fases; S la sección transversal de un conductor; I la intensidad de corriente de línea, V_0 la tensión crítica disruptiva; k_1 , k_2 , k_p y k_4 constantes.

Vamos a tratar de simplificar un poco la ecuación: en k_p estarán incluidos el número de fases (n) y el costo por unidad de energía perdida (b), así como el tiempo equivalente de pérdidas anuales (T_p) siendo entonces $k_p = n T_p b$.

Por otro lado, $R = \frac{\rho l}{S}$ y tratándose de un mismo sistema en estudio l será la misma, pues además estamos considerando sólo los costos por unidades longitud. ρ que es la resistividad depende de la clase de material y habiendo decidido ya que el uso del ACSR es el más recomendable, lo consideraremos igual para todos los casos, por tanto podemos escribir las pérdidas por efecto Joule:

$$k_p I^2 R = k_p \cdot \frac{l}{S} \cdot I^2$$

$$= k_3 \frac{I^2}{S}$$

siendo $k_3 = k_p \cdot l$.

Sabemos además que la potencia es un producto de la tensión y la corriente; como las pérdidas son kw, la potencia pérdida será $P = U I \cos \phi$, considerando el factor de potencia dentro de la constante k_3 y reemplazando en la ecuación general P por $U I$ tendremos:

$$C_T = k_1 U + k_2 S + k_3 \frac{P^2}{U^2 S} + k_4 (U - V_0) \quad (2)$$

El último término $k_4 (U - V_0)$ o sea el costo anual debido a las pérdidas por efecto corona, lo vamos a dejar a un lado, para simplificar más el problema y por cuanto es el costo que menos influye dado más aún que las tensiones con que se trabajará en el país no son muy altas, por tanto la ecuación nos queda::

$$C_T = k_1 U + k_2 S + k_3 \frac{P^2}{U^2 S} \quad (3)$$

donde k_1, k_2 y k_3 son constantes::

Con este planteo, la sección más favorable para un valor dado de potencia, se obtendrá, derivando la ecuación (3) con respecto a S e igualando a cero, pues así C_T será mínimo.

$$\frac{d C_T}{d S} = k_2 - k_3 \frac{P^2}{U^2} \frac{1}{S^2} = 0$$

nótese que el término $k_4 (U - V_0)$ no influiría

o sea
$$S = \frac{P}{U} \sqrt{\frac{k_3}{k_2}} \quad (4)$$

lo que corresponde a la conocida ley de la densidad constante de corriente que luego veremos en la sección IV. Introduciendo este valor de S en la ecuación (3) se obtendrá:

$$C^L = k_1 U + \sqrt{k_2 k_3 \frac{P}{U}} + \sqrt{k_2 k_3 \frac{P}{U}}$$

$$C^L = k_1 U + 2\sqrt{k_2 k_3 \frac{P}{U}} \quad (5)$$

Derivando la ecuación (5) respecto a U, e igualando a cero, se obtiene el valor más favorable de la tensión:

$$\frac{d C^L}{d U} = k_1 + 2\sqrt{k_2 k_3} P \cdot \frac{1}{U^2} = 0$$

luego
$$U = \frac{\sqrt{2\sqrt{k_2 k_3}}}{k_1} \sqrt{P} \quad (6)$$

Introduciendo ahora los valores más favorables de la sección (4) y de la tensión (6) en la ecuación (3) se obtienen los mismos costos anuales por unidad de longitud de línea

$$\begin{aligned} k_1 U &= k_1 \sqrt{\frac{2\sqrt{k_2 k_3}}{k_1} \sqrt{P}} = \sqrt{2 k_1 \sqrt{k_2 k_3}} \sqrt{P} \\ k_2 S &= k_2 \sqrt{\frac{k_3}{k_2} \cdot \frac{P}{2\sqrt{k_2 k_3}}} \sqrt{P} = \frac{1}{2} \sqrt{2 k_1 \sqrt{k_2 k_3}} \sqrt{P} \\ k_3 \frac{P^2}{U^2} \cdot \frac{1}{S} &= k_3 \frac{P^2}{2\sqrt{k_2 k_3} P} \frac{1}{\sqrt{\frac{k_3}{k_2} \frac{P}{2\sqrt{k_2 k_3}}}} \sqrt{P} \\ &= \frac{1}{2} \sqrt{2 k_1 \sqrt{k_2 k_3}} \sqrt{P} \\ C_{\min} &= 2\sqrt{2 k_1 \sqrt{k_2 k_3}} \cdot \sqrt[4]{P} \quad (7) \end{aligned}$$

Donde el primer término de la ecuación (3) representa la mitad y cada uno de los otros un cuarto de los costos anuales mínimos.

Del desarrollo expuesto podemos sacar las siguientes conclusiones::

- 1) La tensión se elige proporcionalmente a la raíz cuadrada de la potencia.
- 2) Tanto los costos de instalación como los de pérdidas y por tanto los costos totales, serán proporcionales a la raíz cuadrada de la potencia.
- 3) De lo anterior se deduce que los costos por unidad de longitud y de potencia serán inversamente proporcionales a la raíz cuadrada de la potencia.
- 4) Los costos de instalación representan las $3/4$ partes de los costos totales.
- 5) La sección del conductor se elige para una densidad de corriente determinada sólo por la relación entre los costos debidos a pérdidas y al conductor.

Los valores de las constantes k_1, k_2, k_3 dependen de las condiciones locales de cada país y por tanto no se pueden indicar valores aplicables en forma universal. Además el valor de las unidades monetarias cambia radicalmente lo que significa que también las constantes cambiarán. Por tanto será necesario determinar el valor de las constantes k_1, k_2 y k_3 para el Ecuador.

2.1 DETERMINACION DE LAS CONSTANTES:

La determinación de los valores de las 3 constantes debe hacerse en forma experimental, en base a líneas de transmisión ya construídas y es precisamente lo que haremos a continuación.

Antes, queremos recordar bien, la función de cada una de estas constantes dentro de la ecuación general.

k_1 U : representa el costo anual por Km de línea, excluídos los conductores.

k_2 S: representa el costo anual por Km de los conductores únicamente.

$k_3 \frac{P^2}{U^2S}$: representa el costo anual de las pérdidas por Km.

Determinaremos nuestras constantes en base a 3 líneas de TRANSMIS. de diferente voltaje, construídas o diseñadas en el país con estructuras de hormigón del mismo tipo y con conductores ACSR.

Las líneas escogidas y los datos necesarios se dan a continuación.

T A B L A No. 16

LÍNEA CONSIDERADA	COSTO POR VOLTAJE SECCION KM	POTENCIA
(1) COTACACHI-IBARRA	\$ 45.000 13,8 KV 78,6mm ²	1.000 Kw
(2) MACHALA-PASAJE	" 60.000 34,5 KV 125 mm ²	5.000 Kw
(3) MANTA-PORTOVIEJO	"110.000 69.0 KV 157,2 mm ²	12.000 Kw

Para obtener un resultado un poco más real se ha considerado que, como la solución debe ser general, el valor a tomarse para tomar en cuenta el costo unitario de cada línea no debe ser rigurosamente exacto; por ello es que luego de un meditado análisis y comparando con otras líneas similares construídas o diseñadas en el país, se ha variado un poco esas cifras dándoles valores estimativos promediales.

Es así como los nuevos valores a tomarse son:

Para la línea No. (1) \$ 40.000/Km
 Para la línea No. (2) " 78,800/Km
 Para la línea No. (3) "122.000/Km.

De tal forma que trabajaremos en base a estas 3 líneas hasta cierto punto imaginarias pero que nos generalizan consideraciones que de otro modo serían muy particulares.

Valiéndonos de la ecuación:

$$C_T = k_1 U + k_2 S + k_3 \frac{P^2}{U^2 S}$$

podemos plantear un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas y resolverlas para k_1, k_2, k_3 .

Las ecuaciones serían:

$$(I) \quad 40.000 = k_1 \times 13,8 + k_2 \times 3 \times 78,6 + k_3 \times \frac{1000^2}{13,8^2} \cdot \frac{1}{78,6}$$

$$(II) \quad 77.000 = k_1 \times 34,5 + k_2 \times 3 \times 125 + k_3 \times \frac{5000^2}{34,5^2} \cdot \frac{1}{125}$$

$$(III) \quad 122.000 = k_1 \times 69 + k_2 \times 3 \times 157,2 + k_3 \times \frac{12.000^2}{69^2} \cdot \frac{1}{157,2}$$

S es la sección total de los 3 conductores

reduciendo los terceros términos, tendremos.

$$(I) \quad 40.000 = 13,8 k_1 + 78,6 k_2 + 67 k_3$$

$$(II) \quad 78.800 = 34,5 k_1 + 125 k_2 + 170 k_3 \quad 78.800$$

$$(III) \quad 122.000 = 69 k_1 + 157,2 k_2 + 192 k_3.$$

resolviendo este sistema, obtendremos como resultado los siguientes valores de las constantes:

$$k_1 = 600 ; k_2 = 100 ; k_3 = 120$$

esto nos dice que los costos totales se prorratearán así:

$$(I) \quad 40.000 = 8.280 + 23.650 + 8.040$$

$$(II) \quad 78.800 = 20.700 + 37.500 + 20.400$$

$$(III) \quad 122.000 = 41.400 + 57.600 + 23.000$$

Por tanto, podemos deducir que los costos que más influyen en el costo total, son los debidos a conductores; ya habíamos indicado que en nuestro medio pueden sobrepasar el 50 % del costo total y eso estamos comprobando. Los costos debidos a las pérdidas de energía son los menos influyentes como es lógico suponer.

Los costos debidos a la tensión de la línea representan una gran parte del costo total, aunque menor que los debidos a los conductores; esto se debe a que se utilizan estructuras de hormigón que permiten menor ~~adelgazamiento~~ adelgazamiento.

Por otro lado, se ha constatado que el coeficiente de la ecuación (6) o sea la expresión $\sqrt{\frac{2 \sqrt{k_2 k_3}}{k_1}}$

tiene carácter de una constante que podía variar ligeramente con las condiciones de cada país.- Como valor medio para esta expresión, para la tensión en KV-y la potencia en MW se indica frecuentemente el valor de 20 (1)

Verifiquemos nuestras constantes para las condiciones locales del país:

$$\sqrt{\frac{2 \sqrt{k_2 k_3}}{k_1}} = \sqrt{\frac{2 \sqrt{100 \times 120}}{600}} = 0,6$$

O sea que introduciendo en la ecuación (6)

$$U = \sqrt{\frac{2 \sqrt{k_2 k_3}}{k_1}} \times \sqrt{P} \quad \text{tendremos:}$$
$$U = 0,6 \sqrt{P}$$

esto sería en caso de expresar la potencia en KW pero para comparar con el valor de 20 antes citado, admitamos expresar la potencia en MW, con lo cual

$$U = 0,6 \sqrt{\frac{1000 P}{1000}} \quad \frac{P}{1000} = P_{MW}.$$
$$U = 19 \sqrt{P_{MW}}$$

El valor de este coeficiente ha sido determinado en otros países dentro del mismo margen, es así como podemos citar que para la República Argentina se ha encontrado el valor de 18 (2) y para

(1) Sistema de Transm. Chocón- Buenos Aires (Agua y Energía)
Tomo 1o. Pág. 26.

(2). Obra citada, pág. 26.

Suecia el de 15 (1).

Esta nos indica que el valor encontrado para el país está dentro de lo aceptable; cuando se conozcan mayores condiciones se podrá revisar y reajustar ese valor.

Con la deducción final hemos llegado a determinar una fórmula simple, que será aproximada, para la determinación de la tensión de transmisión más conveniente conocida la potencia. (Ver gráfico No. 13).

Así para	1000 KW de potencia	U = 19 KV.
	5000	U = 40 KV.
	12000	U = 67 KV.

Por tanto, esta fórmula será más precisa para más altas potencias y tensiones, pues será ese el campo de aplicación. Realmente la tensión 13.8 que se ha adoptado para subtransmisión no debería entrar en la comparación, pues tiene otras características más simples, pero como no se contaba con otros datos tomamos esa tensión y sin embargo el resultado es aceptable. Lógicamente que la fórmula dada no nos dirá seguramente la tensión, hay que tomar en cuenta otras consideraciones como son tensiones standarizadas y el escalonamiento de las mismas. Para el país ese escalonamiento es 13,8; 22; 34,5; 69; 128; 280 KV.

En el caso de $P = 1.000 \text{ KW}$; $U = 19$, lo que haremos es buscar la solución con 13.8 o con 22 de acuerdo a las circunstancias y adoptar el voltaje , que económicamente más convenga.

3.- RENDIMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION. Se puede eva-

(1) The Swedish 380 KV Lystem Pág. 20. The Swedish State Power Board. Stockholm 1960.

luar el rendimiento en líneas de transporte, en función de la potencia que la línea recibe en los extremos de la fuente generadora (P_G) y de la potencia que entrega al final de su trayectoria (P_A).

La potencia en el extremo generador será mayor que la entregada por cuanto habrá pérdidas (a)

El rendimiento será:

$$\eta\% = \frac{P_A}{P_G} \cdot 100 = \frac{P_G - a}{P_G} \cdot 100 \quad (1)$$
$$a = P_G - P_A$$

donde:

P_G = potencia generada

a = pérdidas.

η = rendimiento

P_A = potencia aprovechada

% = porcentaje.

Resulta pues de interés, el saber determinar las pérdidas para poder de ese modo conocer el rendimiento.-

Las pérdidas que se producen se deben principalmente al efecto Joule y al efecto CoronaX-

3.1. PERDIDAS POR EFECTO JOULE: La línea, cuando entra en funcionamiento, ofrece una pérdida de potencia I^2R . Pero la carga no es constante y para determinar la potencia perdida en un tiempo dado, de funcionamiento, para determinar los sures perdidos será conveniente recurrir a métodos especiales.

Nosotros seguiremos el desarrollo de un método que introduce el concepto de pérdidas capitalizadas, que tiene en cuenta los intereses que producirían a una determinada tasa anual

t % las pérdidas de energía durante la vida útil de la línea.

Además hay que tener en cuenta que, las líneas de transmisión que se construyen en el país, no transportan inicialmente el máximo de potencia que permitirían sus características constructivas.

Ello se debe al escaso desarrollo de la electrificación y de la industria.- Vastas regiones del país requieren para su desenvolvimiento el suministro de energía eléctrica, se debe construir entonces la línea de transmisión desde la central hidroeléctrica o térmica, hasta la localidad o localidades que utilizarán el fluido eléctrico, y esas zonas comenzarán a desarrollarse.

Al principio la línea no trabajará a plena carga, pero luego, año tras año elevará la demanda hasta que la línea trabajará a la máxima potencia que le permitan sus propiedades físico-constructivas, tales como tensión de transmisión, sección, longitud, tipo de conductores, etc.

El incremento anual que se irá produciendo puede ser previsto con bastante aproximación de acuerdo a datos estadísticos sobre el desarrollo de la zona que alimentará la línea, teniendo en cuenta sus posibilidades industriales, comerciales, etc. En base a estos datos se fija finalmente un determinado porcentaje anual de incremento acumulativo respecto a la carga inicial.- Siendo variable anualmente la energía que transmitirá serán también variables las pérdidas anuales de energía y sus costos.

CALCULO DE LOS COSTOS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA VARIABLE ANUALMENTE.

El gasto producido por pérdidas de energía en la línea

trifásica puede expresarse por la siguiente fórmula:

$$p = 3.R.l . I^2 . T. b \quad (\$) \quad (3)$$

En lo cual:

R = resistencia óhmica de una fase (ohm/Km)

l = longitud de la línea (Km)

I = valor eficaz de la intensidad correspondiente a la potencia máxima (en Amperios).

T = tiempo equivalente de pérdidas anuales (horas)

b = preciodel KWh (\$)

Si se llama K a $3.R.l . T. b$, se tendrá:

$$p = K I^2 \quad (4)$$

A partir de esta fórmula se desarrollará el estudio cuyas conclusiones y resultados permitirán obtener los gastos producidos por pérdidas de energía de una línea aérea de transmisión en la cual la carga inicial se irá elevando anualmente cierto incremento porcentual que podemos llamar x.-

En base de lo expuesto, expresamos a continuación los gastos producidos por la pérdida anual en la línea.

Primer años: $p_1 = K I_1^2 \quad (5)$

2° año : $p_2 = K I_2^2 \quad (6)$

3° año : $p_3 = K I_3^2 \quad (7)$

.....

.....

n^{mo} año ; $p_n = K I_n^2 \quad (8)$

Los gastos anuales por pérdidas de energía, proporcionales a las distintas corrientes I1, I2, I3..... In pueden ser

expresados según se verá a continuación en función de la corriente inicial I_1 ,

$$P_1 = K I_1^2 \quad (9)$$

$$P_2 = K I_2^2 = K \left(I_1 + \frac{x}{100} I_1 \right)^2$$

$$P_2 = K I_1^2 \left(1 + \frac{2x}{10^2} + \frac{x^2}{10^4} \right) \quad (10)$$

$$P_3 = H I_3^2 = K \left(I_2 + \frac{x}{100} I_2 \right)^2$$

$$P_3 = K I_1^2 \left(1 + \frac{4x}{10^2} + \frac{6x^2}{10^4} + \frac{4x^3}{10^6} + \frac{x^4}{10^8} \right) \quad (11)$$

De igual forma se podrá deducir las pérdidas anuales de los años sucesivos en función de la corriente inicial I_1 . Observando las ecuaciones anteriores, se puede apreciar que los costos de las pérdidas de energía son expresados en todos los casos por un factor común KI_1^2 y afectados por una suma de términos, entre paréntesis, que son función del incremento de carga anual x y que tienen en cuenta la variación de los gastos producidos anualmente por pérdidas de energía que aumentarán anualmente mientras la carga se incrementa un porcentaje x de la carga anterior.

La suma de los términos encerrados entre paréntesis, que son función del incremento de carga anual x , constituye un coeficiente variable, que afecta al factor común KI_1^2 , que denominaremos coeficiente de carga variable kv .

Las ecuaciones anteriores quedarán entonces expresadas en la siguiente forma:

$$P_1 = K I_1^2 kv, \text{ en la cual } kv = 1 \quad (12)$$

$$P_2 = K I_1^2 kv_2 \text{ en la cual } kv_2 = 1 + \frac{2x}{10^2} + \frac{x^2}{10^4} \quad (13)$$

etcétera.

Como puede verse, los coeficientes de carga variable kv, multiplicados por el costo de las pérdidas de energía producidas el primer año, nos permiten hallar los gastos producidos en cualquier año.

Del análisis de las ecuaciones y mediante recursos proporcionados por las matemáticas, se pueden deducir las ecuaciones de los coeficientes kv correspondientes a cada año, desde el primero hasta el n.º año, las que se indican en la tabla (17). Utilizando estas ecuaciones y reemplazando el incremento anual de carga x por los valores 5, 7, 10 o 12 que son los más comunes para el país, se puede obtener fácilmente los valores de los coeficientes kv, que se indican en la tabla (18). Calculando el gasto inicial producido por las pérdidas de energía en el primer año:

$$p_1 = K I^2, \text{ donde } K = 3.R.l . T.b.$$

se pueden calcular los valores p₂, p₃ ---- p_n, para lo cual bastará multiplicar el valor inicial p₁ por los correspondientes valores de kv, obtenidos de la tabla en función del incremento x y del número correspondiente de años.

Previamente para determinar el valor de k debemos conocer la forma de calcular el tiempo equivalente (T)..

$$T = 8.760 . \alpha \quad (14)$$

O sea el número de horas anuales, multiplicado por un coeficiente que está dado por el factor de carga, deducido de la curva de carga del sistema.

$$\alpha = 0,7 f_e^2 + 0,3 f_c.$$

donde fe = factor de carga=

α es válido siempre que

$$0,3 < fc < 0,7$$

podemos ya determinar el gasto producido por las pérdidas de energía año tras año, conociendo el tiempo equivalente (T_e), el incremento anual (x) y el precio de la energía.

Es necesario sin embargo capitalizar esos valores, o sea determinar el valor presente y para ello deberemos influenciar cada uno de los valores p calculados por el factor de la rata de interés anual que se considere.-

Se han tabulado los valores de los coeficientes de capitalización B , obtenidos en función del número de años n que se considere y de una determinada tasa de interés ($t\%$) anual, a lo cual se considerará invertido el capital representado por los gastos anuales que producen las pérdidas de energía (tabla (9)) Por tanto el valor presente de los costos de las pérdidas en n años se puede expresar así:

$$(16) \quad CTP = p, (1+t)^{n-1} + p_2 (1+t)^{n-2} + \dots + p_{n-1}(1+t) + p_n (1+t)^0; \text{ llamando } (1+t) = B; \text{ coeficiente de capitalización se tendrá:}$$

$$(17) \quad CTP = p, B^n + p_2 B^{n-1} + \dots + p_{n-1} B^2 + p_n B,$$

recordemos que: $p_i = K I^2 \cdot kv_i$; $K = 3 R l. T.b.$; $kv_i = 1$

$$p_2 = K I^2 kv_2; kv_2 = 1 + \frac{2x}{10^2} + \frac{x^2}{104}$$

$$p_{n-1} = K I^2 kv_{n-1}; kv_3 \text{ ver tabla 17}$$

$$p_n = K I^2 kv_n; kv_4 \text{ ver tabla 17}$$

A continuación se exponen las tablas de kv y de B consideran-

do para x los valores promediales más usados en el Ecuador , esto es 5, 7, 10 y 12 % de incremento anual de la demanda y para el interés valores del 4,5,6 y 8 y 10 %.

3.1.1 CONCLUSIONES: El método de cálculo que se ha expuesto permite combinar diferentes planteos , como por ejemplo suponer que luego de 10 años la carga se mantendrá constante por haberse alcanzado la carga máxima admisible en la línea.

En este caso, desde ese año los coeficientes k_v serán iguales a la unidad por ser $x = 0$ y las pérdidas p sin capitalizar se mantendrán constantes todos los años subsiguientes e iguales al valor del último año.- Variarán eso sí los coeficientes B pues estos dependen del valor del interés y del No. de años.

Este método permite alternar años de crecimiento porcentual x , con años de crecimiento x_2 y años sin incremento de carga $x = 0$.

En general el gasto total ocasionado por las pérdidas de energía, debe obtenerse para un período de 20 años que es el considerado como vida útil de la línea.-

Las cifras obtenidas para distintas soluciones posibles nos permitirán elegir la solución económicamente óptima.

De este modo se puede sacar un valor anual promedial para introducirlo en la ecuación del costo total de una línea de transporte.

3.1.2. SIMPLIFICACION DEL METODO.- Cuando no se requieren conocer los gastos anuales que se van produciendo sucesivamente hasta n años sino que solo interesa obtener el valor correspondiente al gasto total pro-

ducido por pérdidas de energía en un período de n años, se puede simplificar el método de cálculo anteriormente descrito.-

Según la fórmula (17) teníamos:

$$C_{TP} = p_1 B_n + p_2 B_{n-1} + \dots + p_{n-1} B_2 + p_n B_1$$

en la cual

$$p_1 = p_1 k_{v1}$$

$$p_2 = p_1 k_{v2}$$

$$p_3 = p_1 k_{v3}$$

$$p_{n-1} = p_1 k_{v(n-1)}$$

$$p_n = p_1 k_{vn}$$

por lo tanto tendremos:

$$C_{tp} = p_1 (k_{v1} B_n + k_{v2} B_{n-1} + \dots + k_{vn} B_1)$$

lo cual puede escribirse

$$C_{tp} = p_1 \sum_{i=1}^n k_{vi} B_i \quad \rightarrow (18)$$

lo cual resume todo el método analizado.

TABLA 17 : ECUACIONES DEL COEFICIENTE DE CARGA
VARIABLE kv.

No. de años	
1	
2	$1 + \frac{2x}{10^2} + \frac{x^2}{10^4}$
3	$1 + \frac{4x}{10^2} + \frac{6x^2}{10^4} + \frac{4x^3}{10^6} + \frac{x^4}{10^8}$
4	$1 + \frac{6x}{10^2} + \frac{15x^2}{10^4} + \frac{20x^3}{10^6} + \frac{x^6}{10^{12}}$
5	$1 + \frac{8x}{10^2} + \frac{28x^2}{10^4} + \frac{56x^3}{10^6} + \frac{70x^4}{10^8} + \frac{x^8}{10^{26}}$
6	$1 + \frac{10x}{10^2} + \frac{45x^2}{10^4} + \frac{120x^3}{10^6} + \frac{210x^4}{10^8} + \frac{x^{10}}{10^{20}}$
7	$1 + \frac{12x}{10^2} + \frac{66x^2}{10^4} + \frac{120x^3}{10^6} + \frac{495x^4}{10^8} + \frac{x^{12}}{10^{24}}$
8	$1 + \frac{14x}{10^2} + \frac{91x^2}{10^4} + \frac{364x^3}{10^6} + \frac{1001x^4}{10^8} + \frac{x^{14}}{10^{28}}$
9	$1 + \frac{16x}{10^2} + \frac{120x^2}{10^4} + \frac{560x^3}{10^6} + \frac{1820x^4}{10^8} + \frac{x^{16}}{10^{32}}$
10	$1 + \frac{18x}{10^2} + \frac{153x^2}{10^4} + \frac{816x^3}{10^6} + \frac{3060x^4}{10^8} + \frac{8568x^5}{10^{10}} + \frac{x^{16}}{10^{32}}$

TABLA No. 18

VALORES DEL COEFICIENTE DE CARGA VARIABLE kv

Incremento ^x de carga %	"kv"				
	0	5	7	10	12
n° de años					
1	1	1	1	1	1
2	1	1,10	1,14	1,21	1,25
3	1	1,21	1,31	1,46	1,57
4	1	1,34	1,50	1,77	1,97
5	1	1,48	1,72	2,14	2,47
6	1	1,62	1,96	2,59	3,10
7	1	1,80	2,25	3,14	3,88
8	1	1,94	2,56	3,79	4,88
9	1	2,18	2,95	4,59	6,12
10	1	2,40	3,38	5,56	7,67
11	1	2,65	3,87	6,72	9,63
12	1	2,91	4,43	8,13	12,09
13	1	3,22	5,06	9,84	15,16
14	1	3,55	5,82	11,91	19,00
15	1	3,92	6,67	14,41	23,84
16	1	4,31	7,67	17,45	29,95
17	1	4,76	8,81	21,09	37,48
18	1	5,25	10,12	25,53	47,08
19	1	5,78	11,64	30,89	59,04
20	1	6,38	13,38	37,38	74,06

3.2 Pérdidas por efecto corona.- Porque el aire no es un perfecto aislante, los hilos desnudos, tendidos en él y sometidos a tensión elevada, dan lugar a pérdidas de energía, las cuales aumentan con la tensión y dependen así mismo de la distancia entre conductores y de su diámetro. Cuando menores son estas dimensiones, mayores son también las pérdidas por efluvios.-

La predeterminación de estas pérdidas es muy incierta, dado que dependen en gran parte del estado de la superficie de los conductores y de las condiciones del tiempo.- Para cálculos aproximados se utiliza la siguiente fórmula empírica del ingeniero americano F.W. Peek.

$$pc = \frac{241}{\rho} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} (U - V_0)^2 \cdot 10^{-5}$$

(KW/Km de cond)

fórmula en la cual:

$$\rho = \frac{0.392 \cdot b}{273 + \theta} \quad (\text{densidad relativa del aire})$$

b = altura barométrica en mm.
de Hg. } Ver figura No. 14

θ = temperatura en grados Celsius.
sius. }

$$V_0 = 48.5 \text{ m. d. } r \cdot \log. \frac{D}{r} \text{ [KV.]}$$

(es la tensión crítica disruptiva del efecto corona con respecto al neutro)

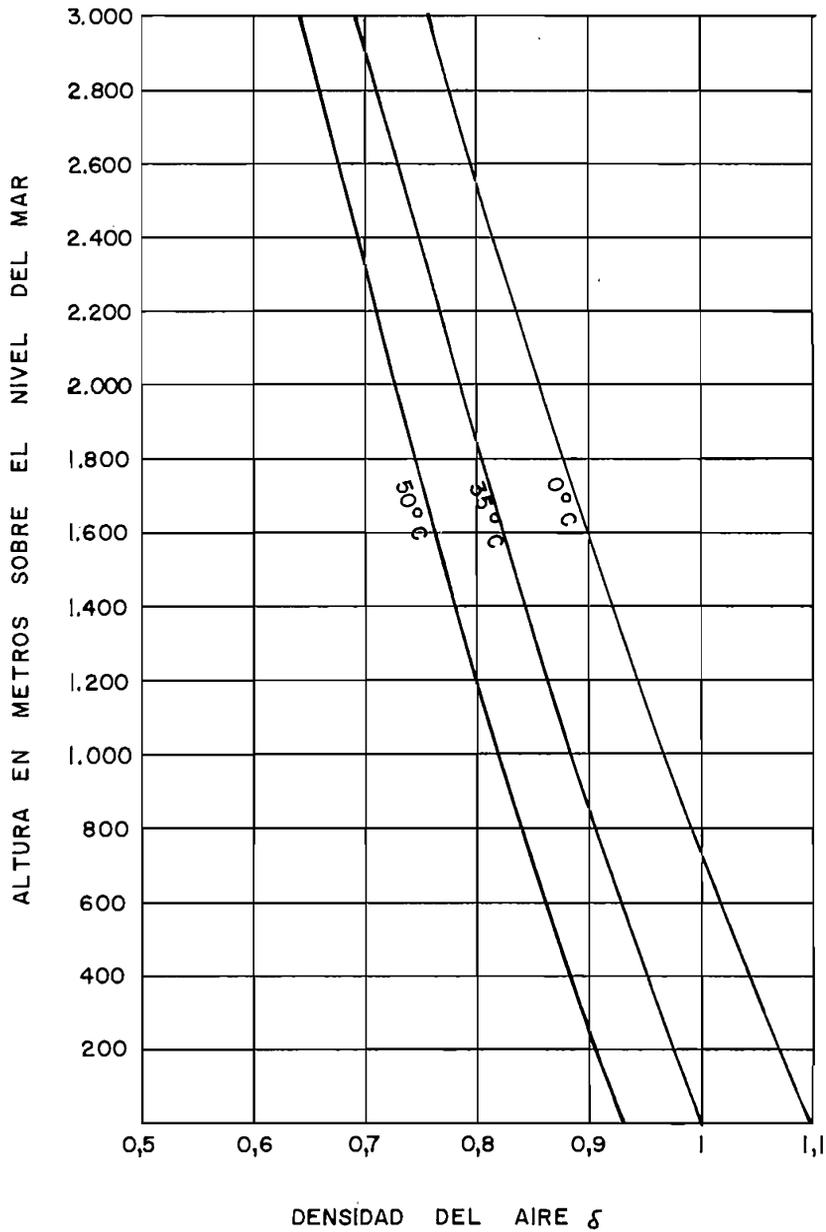
m = factor de superficie.

= 1 para hilos perfectamente lisos y pulidos.

= 0,98 a 0,93 para hilos comunes.

DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE EN FUNCION
DE LA ALTURA BAROMETRICA Y
DE LA TEMPERATURA

GRAFICO Nº 14



$$V = \frac{0,392 b}{273 + t}$$

= 0,87 a 0,80 para trenzados de hasta 30 mm. de diámetro (término medio 0,84).

f = frecuencia en ciclos por segundo (≥ 25)

r = radio del conductor en cms.

D = Distancia entre conductores en cms.

U = tensión de fase (con respecto a neutro).

Para tener la pérdida en la línea, será necesario naturalmente multiplicar por 3 los valores hallados.

La fórmula de V_0 como se indica, es válida solo para buen tiempo; con mal tiempo se reduce al 80 % del valor proporcionado antes, resultando de ese modo las pérdidas mucho más elevadas que para buen tiempo, así:

$$p_c = \frac{241}{\sigma} (f + 25) \sqrt{\frac{r^2}{D}} (U^2 - 0,8 V_0)^2 10^{-5}$$

Hay que hacer constar que las fórmulas expresadas se refieren a una línea trifásica cuyos conductores están colocados en los vértices de un triángulo equilátero.

Cuando los conductores se hallan en un plano vertical, el efecto corona es más intenso en los conductores extremos que en el central, alrededor del 4% de diferencia.- Si las distancias entre los conductores en la disposición triángulo son A, B y C , la longitud que habrá que considerar en el cálculo será $\sqrt{A \cdot B \cdot C} = D$.

Experimentos recientes han demostrado que la fórmula de p_c de Peek es aplicable solamente para tensiones \bar{E} sensiblemente superiores a la tensión crítica disruptiva V_0 ; de otra manera los valores proporcionados por dicha fórmula resultan netamente en defecto.

Conociendo el precio del KWh y calculando un tiempo se podrá

determinar la cantidad de sures perdidos debidos al efecto corona los mismos que sumados a los sures perdidos por efecto Joule nos darán el valor total del perdido debido a las pérdidas de energía.

4.- CONSIDERACIONES CALORIFICAS.- Es preciso a toda costa evitar que un calentamiento exagerado de los conductores pueda llegar a alterar sus propiedades.

Si las densidades de corriente exceden de ciertos valores, pueden producirse calentamientos peligrosos en los conductores, que sin llegar a causar su fusión, debilitarán su conductibilidad o su resistencia mecánica, haciéndoles aumentar la flecha natural que toman al estar tendidos.

La cantidad de calor producido por la corriente eléctrica se calcula mediante aplicación de la ley de Joule. El calor perdido por el conductor y la temperatura que éste toma son de difícil determinación, ya que varían entre límites muy amplios, según el viento reinante, poder calorífico de los rayos solares, estado de limpieza, o de oxidación de la superficie de los conductores, etc. etc.

4.1. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA: Un equilibrio térmico de los conductores de una línea aérea de alta tensión, durante su trabajo normal, significa que la energía térmica absorbida por efecto Joule, y calentamiento solar, es igual a las pérdidas por radiación y convección.

a) Efecto Joule: La potencia absorbida en forma de calor, por metro de conductor de resistencia unitaria $R(\text{ohm/m})$ y recorrido por la corriente I (Amperios) es igual a:

$$W_e = I^2 R. (1)$$

b) Calentamiento solar: Según datos obtenidos por el "Centro National de Decherche Sientifique" de París, el valor de la "constante solar" en la estratosfera es $1.160 \text{ Kcal/m}^2 \text{ hora}$. Constante solar será la intensidad de asoleamiento de la superficie de la tierra, medida como la cantidad de calor recibida por unidad de superficie (m^2) y por unidad de tiempo (horas o seg.).

Debido a la absorción realizada por la atmósfera terrestre, la intensidad de asoleamiento en la superficie de la tierra es menor.

Para nuestro país por los pocos datos y referencias obtenidas parece que se podría aceptar un valor promedio de alrededor de $1.000 \text{ Kcal/m}^2 \text{ hora}$ o sea un valor de $278 \text{ cal/m}^2/\text{seg}$. que lo llamaremos h .

$$h = 278 \text{ cal./m}^2. \text{ seg.}$$

La estación de Izobamba proporcionó el valor de $283 \text{ cal/m}^2\text{seg}$. conociendo el equivalente mecánico del calor según la aceptación internacional como:

$$1 \text{ watio } \times \text{ hora} = 1 \text{ wh} = 860 \text{ calorías.}$$

$$1 \text{ watio} = \frac{860 \text{ cal.}}{3.600 \text{ seg.}} = 0.24 \frac{\text{cal.}}{\text{seg.}}$$

$$h = \frac{278 \text{ W}}{0.24 \text{ m}^2} = 1.160 \text{ W/m}^2.$$

(1) Anteproyecto del Sistema de Transmisión Chucón, Buenos Aires, Tomo II Pág. 7.

Denominando con α al coeficiente de absorción de la superficie y con S a la superficie de asoleamiento, que sería la superficie que el conductor ofrece perpendicularmente a la dirección de los rayos solares y cuyo valor es igual a la acción longitudinal del conductor según un plano diametrical, la fórmula para la potencia de asoleamiento recibida por el conductor es:

$$W_s = 1.160. \alpha. S \text{ (wat) (2)}$$

Sustituyendo la superficie por el diámetro del conductor (d) se obtiene la potencia absorbida por metro de conductor:

$$W_s = 1.160 \alpha d. \text{ (wat) (3)}$$

donde d se expresa en metros.-

c) Emisión por radiación:

La emisión de calor de superficie del conductor por radiación se produce aproximadamente en la forma siguiente: La parte superior de la superficie del conductor irradia calor según el siguiente término:

$$5,7 \alpha \left(\frac{T_1}{100} \right)^4 \text{ (4)}$$

(deducido de la ley de Stefan que dice: "la cantidad de energía radiada por unidad de tiempo desde la superficie de un cuerpo es proporcional a la cuarta potencia de la temp. absoluta, en una constante $e = 5,6699 \approx (5,7 \text{ x unidades MKS})$ y en el coeficiente radiación de 2 que depende de la naturaleza de la superficie (Física de Zemansky)). y la parte inferior de la misma, según:

$$5,7 \alpha \left(\frac{T_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_2}{100} \right)^4 \text{ (5)}$$

donde α es el coeficiente de radiación (igual al coeficiente de absorción); T1 y T2 son las temperaturas absolutas del conductor y del ambiente.

(tanto para cobre como para aluminio) se mantiene en general entre 0,3 y 0,5 (ver transmission and Distribution Reference Book, 1950, pág. 48). Su influencia no es muy grande en el resultado, porque entra en ambos miembros de la ecuación de equilibrio con valores de poca diferencia entre sí.

$$\alpha = 0.4$$

R: resistencia por metro de cable en ohms.

$$t_1 = 50^\circ\text{C.} \quad T_1 = t_1 + 273 = 323 \text{ O}^\circ\text{K}$$

$$t_2 = 40^\circ\text{C.} \quad T_2 = t_2 + 273 = 313 \text{ O}^\circ\text{K}$$

por tanto se puede llegar a la expresión:

$$I^2R + 454 d = 436 d + 76 d^{0.75} \quad (10)$$

es decir:

$$I^2R = 76 d^{0.75} - 18d \quad (11)$$

Por tanto se puede calcular la intensidad de la corriente máxima permisible en un determinado conductor del cual se conoce la resistencia unitaria y el diámetro. Esta fórmula sería nueva y util para nuestro medio.

$$I = \sqrt{\frac{76 d^{0.75} - 18d}{R}} \quad (\text{Amperios}) \quad (12)$$

4.2. EJEMPLO DE CALCULO:

Para una línea trifásica simétrica con conductor ACSR, 6 hilos de aluminio y 1 de acero No. 20 (datos de la línea de transmisión Cotacachi - Ibarra a 13,8 KV)

$$R = 0,42 \times 10^{-3} \text{ /m.}$$

$$d = 11,34 \times 10^{-3} \text{ m.}$$

$$I = \sqrt{\frac{76 \times (11,34 \times 10^{-3})^{0,75} - 18 \times 11,34 \times 10^{-3}}{0,42 \times 10^{-3}}}$$

$$I = \sqrt{5950}$$

$$I = 77 \text{ amperios}$$

o sea que para la tensión de 13,8 KV la potencia máxima para poder transmitirse sin calentamiento excesivo sería:

$$N = \sqrt{3} \times 13,8 \times 77 \times 0,85 = 1.560 \text{ KW}$$

Esto nos afirma que la línea que fue diseñada para una potencia

de 1.000 KW no sufrirá efectos debidos a calentamiento excesivo de conductor.

Se debe recordar que en el miembro de la ecuación del equilibrio térmico que corresponde al calor perdido por convección y que tiene la influencia mayor en las condiciones consideradas, está calculado para condiciones sin viento.- En realidad, en ninguna zona del país reina calma absoluta a una altura como a la que se encuentran los conductores de la línea. Aceptando una velocidad del viento igual a 0,60 $\frac{m}{seg}$ (ver - Transmission and Distribution Reference Book 1.950; pág. 48) se obtiene otro valor para el calor perdido por convección según la fórmula:

$$W_c = \frac{18 \sqrt{p \cdot v \cdot d}}{T^{0.123}} (t_2 - t_1) \quad (13)$$

para $T = 45^\circ C + 273^\circ C = 318^\circ C$.

sustituyendo: $p = 1 \text{ atm}$; $v = 0,6 \text{ m/seg.}$; $t_2 - t_1 = 10^\circ C$

$$W_c = \frac{18 \sqrt{0,6 d}}{318^{0.123}} = 68,7 \sqrt{d}$$

por tanto

$$I^2 R = 8d + 68,7 \sqrt{d}$$

$$I = \sqrt{\frac{8d + 68,7 \sqrt{d}}{R}} \quad (\text{ amperios }) \quad (14)$$

Para fines de cálculo, la fórmula (12) es suficiente guía, por ello se ha preparado un monograma que da inmediatamente la intensidad conocida la resistencia y el diámetro de los cond. a usarse. (Gráfico No. 15).

5.- CONCLUSIONES DE PRACTICA APLICACION:

Hemos analizado, bajo el aspecto eléctrico dos puntos esenciales, la elección de la tensión y el cálculo de las pérdidas. Se puede determinar aproximadamente el valor de la tensión

conocida la potencia a transmitirse, mediante la fórmula simple $U = 19\sqrt{P}$.

Se puede calcular las pérdidas en sures debidas a las pérdidas de energía durante el período de vida útil para el que se vaya a proyectar la línea.

Con los valores obtenidos de los dos aspectos se puede realizar comparaciones suponiendo varias tensiones cercanas al valor U obtenido (y que correspondan a valores standard) tabulando los resultados y determinando la posibilidad que menos pérdida nos dé.

En cada una de las posibilidades se puede adoptar una sección de conductor que será escogida mediante la fórmula $S = \frac{P}{U} \sqrt{\frac{K3}{K2}}$ o mediante el método que explicaremos en la sección IV de esta segunda parte.

Con todas las consideraciones hechas se puede hacer una tabla como la que exponemos y escoger la solución más económica (cuadro N°20)

Otro aspecto considerado fue el del equilibrio térmico que debe existir en un conductor/Mediante un estudio sencillo se llegó a determinar una fórmula comprobatoria $I = \sqrt{76d^{0,75} - 18d}$ que nos da la máxima capacidad de conducción de R corriente de los conductores de un sistema. Comprobar con esta fórmula dará mayor seguridad en el diseño.

Ciertamente que todas las consideraciones hechas son de validés relativa, ya que cada proyecto requerirá consideraciones particulares, pero creemos que en nuestro país las condiciones reinantes son generalmente similares y por tanto las deducciones sacadas si pueden servir de guía útil; claro está que en cada caso la elección de la tensión se hará mediante propuestas comparativas y tanteos respecto a una determinada serie de aspectos que incluyen la totalidad del equipo, prestando la debida atención a las tensiones existentes, a las cargas futuras, a las interconexiones, a las derechos de paso, etc.

De todos modos estimamos que mediante lo analizado se puede aclarar mejor el panorama.

De todas formas será necesario, en caso de diseño de una línea de Transmisión, considerar la caída de tensión y la regulación. La primera que es la diferencia vectorial entre el voltaje de entrega a la línea (E_s) y el voltaje recibido en la carga (E_R) no debe sobrepasar el 5%.

La regulación de tensión (R.T.) se define como el cociente de la caída de tensión de la línea y el voltaje de la carga.

$$R.T. = \frac{E_s - E_r}{E_r} \times 100$$

Este valor para nuestro medio debe ser menor al 3%; conociendo las pérdidas de potencia de la línea y asumiendo que la corriente a la salida es la misma que a la llegada (caso de líneas cortas) la regulación puede escribirse prácticamente:

$$R.T.\% = \frac{p}{Pr} \cdot 100$$

siendo p = pérdidas de potencia y Pr la potencia en el lado receptor.

MANERA PRACTICA DE PROCEDER PARA DETERMINAR LA TENSION
Y LA SECCION MAS ECONOMICA.-

ENTRE LINEAS	VOLTAJE	
AL NEUTRO		
AMPERAJE		
SECCION		
ANG Ó MCM	C O N D U C T O R	
PESO EN (KGS)		
RESISTENCIA		
()		
PERDIDAS TOTALES		
NWK POR AÑO		
RESISTENCIA IR%	CAIDA DE VOLTAJE	
REACTANCIA Ix%	PLENA CARGA.	
PORCENTAJE DE RE-		
GULACION.		
CONDUCTORES		
ESTRUCTURAS		
AISLADORES		
TOTAL.		
INTERES 10%		
\$/		
DEPRECIACION		
\$/		
INTERES POR DEPREC.		
\$/		
COSTO ENERGIA		
PERDIDA \$/		
COSTO TOTAL DE		
OPERACION.		

CAIDA DE VOLTAJE
PLENA CARGA.

GOSTO INICIAL

GOSTO ANUAL DE
OPERACION.

C A P I T U L O I I I

1.- INFLUENCIAS DEL ASPECTO MECANICO EN LA ECONOMIA DE UN SISTEMA

La elección de un conductor se hace tomando en cuenta las consideraciones eléctricas ya analizadas: tensión, pérdidas, etc. Pero deben ser comprobadas las características mecánicas para la función que van a desempeñar en la línea.

Será necesario conocer la disposición que se va a dar a los apoyos en el trazado de la línea, combinando esto con las características que tenga el conductor escogido.

Buscar el conductor que dando las mayores ventajas eléctricas cumpla con todas las exigencias mecánicas sería el primer paso, pero el más importante será el de determinar la mejor relación entre el conductor elegido, el vano y la altura de las estructuras a usarse.

Para todo ello es indispensable conocer la variación de las condiciones atmosféricas del lugar en el que va a ser montada la línea.

Hay necesidad de calcular las flechas que va a tener el conductor una vez puesto en la línea y otros aspectos que vamos a analizar luego.

Es necesario determinar de las tensiones mecánicas que se desarrollarán, para dar a los conductores la tensión adecuada durante el montaje, para que en todos los estados atmosféricos posibles la tensión no sobrepase los valores admisibles pre-establecidos. Los resultados de ese cálculo servirán también para el cálculo mecánico de las estructuras de soporte. El cálculo de las flechas a su vez, sirve para la determinación de la altura necesaria de los soportes y de algunas distancias de seguridad, como por ejemplo la existente entre el punto más bajo del conductor y el suelo.

La elección de los valores de la tensión mecánica debe basarse sobre un estudio de varios factores que son: características mecánicas de los conductores, normas a respetarse y el aspecto económico.

Conviene por lo tanto hacer breves consideraciones técnico-económico.

nómicas sobre los conductores.

Pasando al aspecto económico del asunto, se comprueba que las tensiones máximas influyen sobre el costo de las estructuras de so porte en la siguiente forma: si se aumentan tensiones, disminuye la flecha y la altura de la estructura y por consiguiente su peso, pero al mismo tiempo aumentan los esfuerzos producidos por rotura d los conductores lo que hace que la estructura sea diseñada para soportar mayores cargas, lo que redundará en un aumento de su peso.- Si se disminuyen las tensiones aumentan las flechas, la al tura y el peso de la estructura, pero simultáneamente el peso dis minuye por reducirse las cargas en caso de rotura de conductores. Se v entonces claramente que debe existir un valor "económico" de la tensión para el cual el peso de las estructuras y por consi--- guiente su costo, resulta mínimo.

El valor de dicha tensión económica depende también de las -- normas adoptadas para el cálculo de las estructuras y referentes al cálculo de la rotura del conductor.- En caso de cargas simultá neas debidas a la rotura del conductor y al viento (normas nortea mericanas e italianas) la tensión económica será menor que en el caso de calcular con normas VDE (0210/56) según las cuales se con sidera la rotura del conductor sin viento.

En esta forma, las tensiones máximas que se tendrán que establecer, no podrán ser económicas en el sentido antes explicado.-- Sin embargo el saber que reduciendo los valores de las tensiones máximas los costes de las estructuras se alejan de los costos mínimos, se los debe reducir prudentemente, en base a la experien cia adquirida, para que los mayores costos alcanzados sean real mente compensados con una mayor seguridad mecánica de la línea.

Una vez que se tengan elegidas las tensiones admisibles con viene analizar detalladamente el comportamiento de los conducto res en los diferentes estados atmosféricos.

Veremos detalladamente los esfuerzos a que están sometidas -- las líneas, la manera de proceder al cálculo mecánico, las condi ciones de tendido deducidas para el país de acuerdo a las varia ciones atmosféricas y la ecuación que considera esos cambios.

Será conveniente también determinar el "vano Económico" para el cual, la relación constructor/estructuras da el mínimo costo total de línea.

2.- ESFUERZOS A LOS QUE SE HALLAN SOMETIDAS LAS LINEAS AEREAS.

Las líneas aéreas están sometidas a acciones del viento y de la nieve, como asimismo a las variaciones de temperatura que se producen durante el día y en las diversas estaciones del año.

Por lo que respecto a los conductores, las razones indicadas influyen en su resistencia mecánica, y por ello es necesario que las secciones que se adopten puedan soportar, dentro de los límites de seguridad tolerados, los esfuerzos a los que se hallan sometidos.

La magnitud de los esfuerzos que deben considerarse en cada caso y las condiciones con que se supone han de actuar se fijan en los reglamentos que sobre las instalaciones eléctricas han redactado los diversos países.- En nuestro país no existe un reglamento, y en caso de diseño debemos acogernos a normas norteamericanas o europeas.

En los conductores, hay que considerar como cargas que sobre ellos actúan: el peso propio, el peso de un manguito de hielo y el esfuerzo producido por la acción del viento.

El peso de un metro de conductor se obtiene por la fórmula:

$$p_c = d \times s \times 10^{-3} \text{ Kg.}$$

siendo en ello d , la densidad del metal empleado, y s , la sección del conductor en milímetros cuadrados.

La presión del viento sobre los conductores se considera perpendicular a la línea y en sentido horizontal.- Se admite así mismo que el desarrollo de la curva formada por el conductor coincide con la longitud del vano, habida cuenta de que la flecha es reducida en relación con aquel, por lo cual la superficie del conductor expuesto a la acción del viento será (en m^2)

$$A = l \cdot \frac{d}{1000}$$

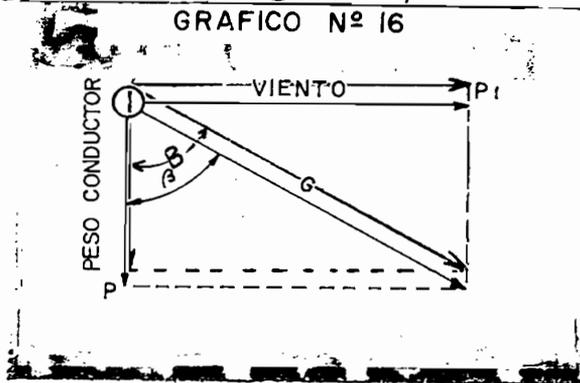
en la que l es la longitud del vano en metros, y d el diametro del conductor expresado en milímetros.

Cuando se tiene en cuenta la acción del viento, se supone con movimiento en sentido horizontal; la carga considerada para el cál

culo mecánico de los conductores será la resultante de dos esfuerzos: P peso del conductor y P_1 , presión del viento sobre el mismo, esto es

$$G = \sqrt{P^2 + P_1^2}$$

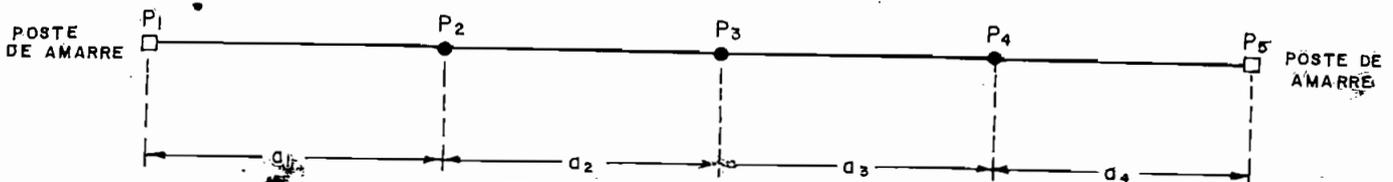
La flecha en este caso será inclinada y formará con la vertical un ángulo B (figura) siendo $\text{tg} B = P_1/P$.



Si los vanos contiguos de la línea fuesen distintos (figura 17)-- las longitudes l que se considerarán en el cálculo de los esfuerzos producidos por la acción del viento, serán:

Poste 1	Poste 2	Poste 3	Poste 4	Poste 5
$l_1 = \frac{a_1}{2}$	$l_2 = \frac{a_1 + a_2}{2}$	$l_3 = \frac{a_2 + a_3}{2}$	$l_4 = \frac{a_3 + a_4}{2}$	$l_5 = \frac{a_4}{2}$

GRAFICO N° 17



En la misma forma se procedería para determinar las longitudes correspondientes de los respectivos vanos, para el cálculo de los esfuerzos producidos por el manguito de hielo depositado sobre el conductor y cuando existan diferencias de longitud en los vanos contiguos. En nuestro país dadas sus condiciones climáticas no se considera el esfuerzo debido al hielo.

3.- CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES

3.1.- OBJETO DEL CALCULO MECANICO: El cálculo mecánico de los conductores tiene por objeto:

- 1.- Determinar las condiciones de tendido (tensión de tendido) de los conductores, para que, bajo ciertas condiciones de finidas en las hipótesis de carga como condiciones más -- desfavorables los esfuerzos mecánicos de los conductores -- no sobrepasen en cierto valor que garantice la seguridad -- a la rotura.
- 2.- Determinar para una línea tendida, las variaciones de tensión en función de las variaciones de las condiciones atmosféricas. Estas dos condiciones se resuelven con la -- llamada "ecuación de cambio de condiciones".
- 3.- Determinar la curva formada por el conductor para que, en las condiciones más desfavorables la altura de los diversos puntos de la línea sobre el suelo, sobre ciertas obras (carreteras, casas, vías férreas, etc.) sea por lo menos -- igual a aquellas que exigen las normas de seguridad.

En orden creciente de dificultad en cuanto al cálculo mecánico se distinguen tres casos:

- a) Aquel de luces horizontales cortas, (hasta 300 metros) donde se admite que la tensión es constante a todo lo largo del conductor e igual a la tensión horizontal. La curva del conductor se asimila a una parábola.
- b) Aquel de luces horizontales de 300 a 500 metros y sobre todo de luces desniveladas de 50 a 500 metros (con ángulos de inclinación de 30°). -- Hay entonces que tener en cuenta la relación entre la componente horizontal de la tensión y la tensión total en el punto, en -- que ella es más elevada. La curva del conductor es todavía asimilable a una parábola.
- c) Aquel de luces horizontales de 500 a 1.200 metros (grandes vanos) y de luces desniveladas en un ángulo $\geq 30^\circ$.

Las aproximaciones hechas en a) y b) no son valederas, la curva del conductor debe considerarse como una catenaria. Los cálculos se hacen por desarrollo en serie o utilizando la ecuación completa de la catenaria.

3.2. CONDICIONES DE TENDIDO.-En el Ecuador no existe ninguna norma concerniente a las condiciones que deben reunir las líneas de transmisión o las hipótesis de carga que han de tomarse en cuenta para el diseño. A más de esta circunstancia, tenemos un País cuyas condiciones climatológicas son sumamente diferentes de una región a otra.

Para el diseño mecánico de una línea de transmisión se requieren datos de temperatura máxima, mínima y media; de velocidad de viento y de presión del mismo, ya que esos datos definen las condiciones de carga.

En otros países parten de 2 hipótesis principales: la de invierno y la de verano. Creemos que en nuestro país no es necesario hacer esa consideración, por cuanto no tenemos una variación importante en las estaciones.

Sólo como referencia citamos a continuación un extracto de las normas francesas y de los EE.UU.

Normas Francesas (30 de Abril de 1.931)

Hipótesis de verano: Temperatura de 15°C y viento horizontal de 120 Kg/m² de presión sobre superficie plana y 72-Kg/m². sobre superficie cilíndrica - (120 x 0,6 = 72)

Hipótesis de invierno: Se considera dos valores de temperaturas mínimas según la altitud.

0 a 1.000 metros 50°C

1000 a 3.500 " 5°C

Con estas temperaturas se considera las siguientes presiones de viento: viento horizontal de 30 kg/m². sobre superficie plana ó 18 Kg/m². en superficie cilíndrica.

Factor de seguridad: En el caso más desfavorable, el coeficiente de seguridad, que es la relación entre el esfuerzo de rotura y el esfuerzo calculado, será por lo menos de 3.

Altura mínima: La altura de los hilos sobre el suelo en el punto más bajo deben ser superior a:

- 6 metros a lo largo de vías públicas
- 8 " en el cruce sobre estas vías.
- 7 " sobre las vías férreas
- 2 " sobre conductores preexistentes.

Estas alturas o distancias deben guardarse cuando las condiciones son las más desfavorables, es decir, viento nulo y temperatura máxima.

Normas de E.E.UU.: En ese País se divide a la nación en 3 regiones que se llaman de condiciones pesadas, medias y ligeras, un resumen de las condiciones indicadas se puede observarse en la siguiente tabla:

TABLA N° 21

CONDICIONES SIMULTANEAS DEL TIEMPO EN LOS ESTADOS UNIDOS:

Tipos de cargas:	Espesor radial del hielo.		Presión del viento sobre la proyección de la superficie del conductor.		Temperatura.		Constante K en Kg/metros lineal.	
	m.m.	pulg.	libras por pie ² .	Gr/cm ² .	Grados F	Grados C	Para cond. desnudos de sobre, acero, aleaciones de cobre - acero cu- bierto de cobre y - similares	Para cord. desnudos - de aluminio (con o sin acero) y - conductores de cualquier material im- permeabiliza- do o cubier- to de modo- similar.
Cargas pesadas:	12,7	0,5	4	1,95	0	-17,8	0,432	0,462
Cargas medias:	6,3	0,25	4	1,95	+ 15	- 9,5	0,283	0,328
Cargas ligeras:	0	0	9	4,4	+ 30	- 1,1	0,074	0,074

(Tomado de KNOWLTON pág.1530 Tomo II)

Se usa la siguiente fórmula de Buck para calcular la presión del viento:

$p = 0,004 V^2$ para superficies planas

$p = 0,0025V^2$ para superficies cilíndricas.

Donde p es la presión del viento en libras por pi² cuadrado.

V es la velocidad real del viento en millas por hora.

En nuestro País, se ha dicho antes, no existen normas definidas, sin embargo para fines de cálculo se adoptan hipótesis de cálculo considerando cuatro estados, a saber:

- 1.- Temperatura máxima y acción del viento nula.
- 2.- Temperatura media y máxima presión del viento.
- 3.- Temperatura mínima y acción del viento media, y,
- 4.- Temperatura ambiente y acción del viento nula.

Lógicamente que para cada proyecto específico los valores de -- temperaturas y presiones del viento variarían, pero sacando datos de los proyectos de líneas de transmisiones realizados en el -- país, creemos que se puede dar como guía, 2 hipótesis, una para la sierra y otra para la costa, sin querer decir con esto que -- los valores que a continuación se anotan son una regla fija:

TABLA N° 22

HIPOTESIS PARA LA SIERRA:

Estado	Temperatura del conductor:	Acción del viento:	
		<u>Velocidad:</u>	<u>Presión</u>
1	40° C	-----	-----
2	16°	90 Km/h.	31 Kg/m ² .
3	0°	50 Km/h.	9.5 Kg/m ² .
4	20°	-----	-----

Se ha usado la fórmula : $p = 0,6 \times 0,007 V^2$. para determinar la presión del viento (p) en Kg/m². cuando la velocidad (v) está dada en Km/h.

HIPOTESIS PARA LA COSTA:

Estado:	Temperatura del conductor:	Acción del Viento:	
		<u>Velocidad:</u>	<u>Presión:</u>
1	50°C	-----	-----
2	30°C	120 Km/h.	44 Kg/m ² .
3	5°C	-----	18 Kg/m ² .
4	25°C	-----	-----

Aquí recomendamos usar como coeficiente de seguridad el 3 para el cálculo de las tensiones y las normas Francesas en cuanto se refiere a distancias de seguridad.

CURVA DE EQUILIBRIO: Consideramos un conductor suspendido a lo largo de un vano a, sobre dos apoyos de igual altura; tomará como otra cualquier cuerda, la posición de una catenaria, formando en medio del vano la flecha máxima (f) (ver Gráf N° 18)

Consideramos el punto de suspensión B como punto de giro la resultante con respecto a él de todos los momentos de giro ha de ser nulo. Tendremos por tanto que si:

T = tensión sobre el conductor

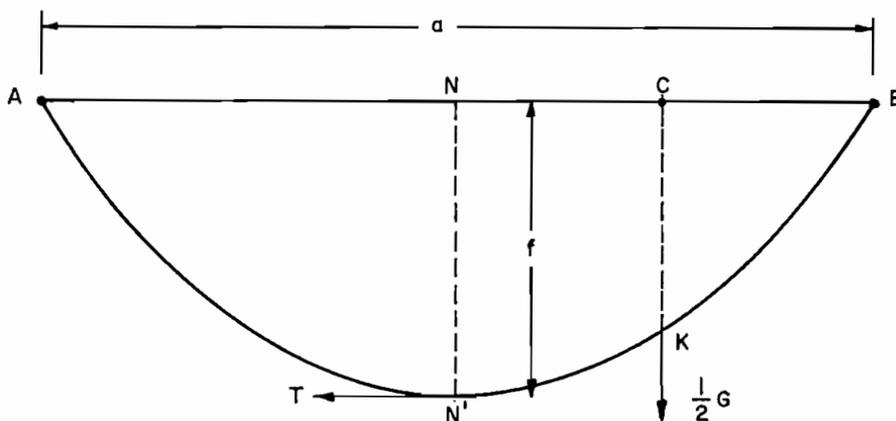
G = carga del conductor (peso + sobre carga)

F = flecha máxima

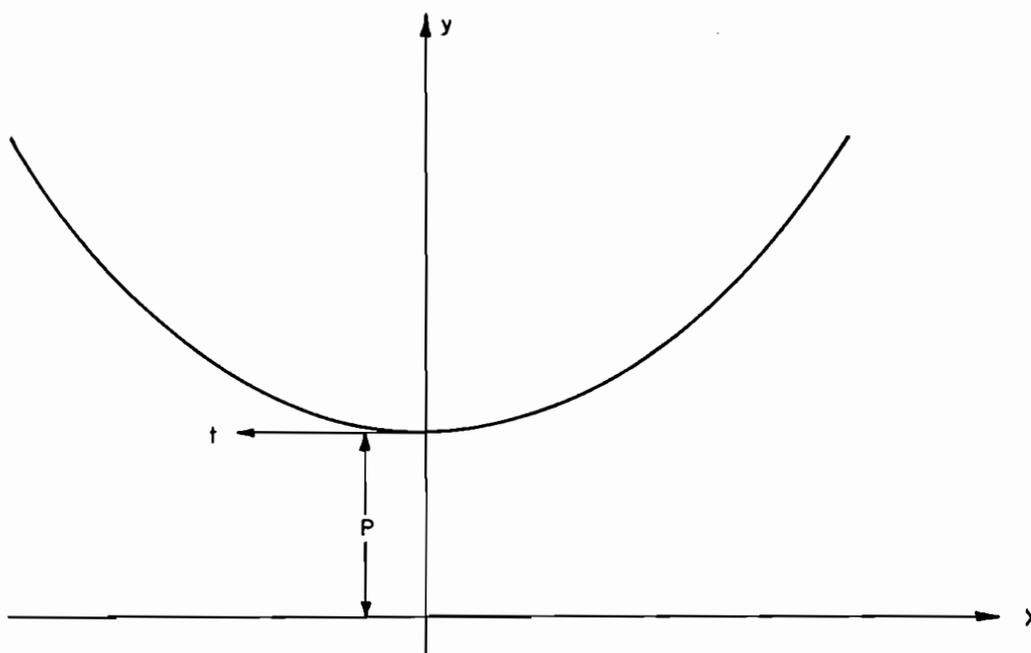
$$T.f. = G \frac{1}{2} \overline{CB} \quad (I)$$

Como la flecha es siempre pequeña con relación al vano AB, podemos aceptar que el arco AB = a y el arco NKB = N'B = $\frac{a}{2}$

CURVA DE EQUILIBRIO
GRAFICO N° 18



CURVA DE EQUILIBRIO EN BASE
AL PARAMETRO
GRAFICO N° 19



Bajo estas condiciones $\frac{A}{CB} = 4$, de donde:

$$T.f. = G \frac{a}{4} \times \frac{a}{4} = G \frac{A^2}{8} \text{ de donde:}$$

$$f. = G \frac{A^2}{8T} \quad \text{ó} \quad T = G \frac{A^2}{8f} \quad (II)$$

3.3. CALCULO A PARTIR DE LA NOCION DE PARAMETRO.

Por otra parte, también tenemos que seguir el principio de Bernoulli que establece que la curva de equilibrio de un -- hilo homogéneo de peso uniforme, flexible e inextensible, sus pendido por seis extremidades a dos puntos fijos situados al -- mismo nivel es una catenaria, en la cual:

- a) La componente horizontal de la tensión es constante e igual a t en todos los puntos.
- b) La comp. vertical de la tensión en cualquier punto es g.s. -- (siendo s la long. de cable considerado)
- c) La tensión total en un punto será la suma vectorial de los -- dos anteriores.

Tomando por ejes coordenados la directriz y el eje de simetría de la curva (como indica la figura) ^{Nº 19} la ecuación de la catenaria se escribe:

$$Y = P \operatorname{Ch} \frac{X}{P} \quad (1)$$

Ch = cosemo hiperbólico

P = parámetro

Desarrollando en serie $\operatorname{Ch} \frac{X}{P}$, la ecuación se transforma en:

$$Y = P \left(1 + \frac{X^2}{2P^2} + \frac{X^4}{4P^4} + \frac{X^6}{6P^6} + \dots \right) \quad (2)$$

Tomando sólo los dos miembros de (2) tenemos la ecuación de --

una parábola y si procedemos a transportar el origen de coordenadas al punto N haciendo:

$$Y = Y-P : x = X$$

la ecuación original de la parábola se transforma en:

$$Y + P = P + \frac{x^2}{2P^2} ; Y = \frac{x^2}{2P} \quad (3)$$

Se ha tomado la habitud de reemplazar la catenaria por la parábola que acabamos de definir, obteniendo como resultado cálculos más simples. Es evidente que tal aproximación resulta válida cuando las dos curvas permanecen suficientemente vecinas. En la sección 2.1 señalados amplios criterios sobre el asunto. Si la ecuación (3) reemplazamos el valor de x por la relación

$$A = 2x; \text{ ó } x = \frac{a}{2}$$

para comparar con la ecuación (II) tendremos:

$$Y = f = Y = \frac{A^2}{42P} = \frac{A^2}{8P}$$

$$f = \frac{A^2}{8P} \quad (III)$$

$$A = a$$

recordemos que antes

$$f = \frac{GA^2}{8T}$$

De las ecuaciones anteriores deducimos que P (parámetro) en la ecuación de la catenaria (I) tiene la siguiente significación:

$$P = \frac{T}{G} = \frac{t}{g} \quad (m) ;$$

P es la relación de la tensión unitaria (t) del conductor (Kg/mm^2) al peso unitario por unidad de sección del mismo (Kg/m/mm^2)

La longitud de la catenaria obedece a la fórmula:

$$L = a + \frac{8f^2}{3a} = a + \frac{62 a^3}{24 T^2} = a \left(1 + \frac{G^2}{T^2} \cdot \frac{A^2}{24} \right) = a \left(1 + \frac{g^2}{t^2} \cdot \frac{A^2}{24} \right)$$

$$\text{y cómo } \frac{T}{G} = P = \frac{t}{g} \quad L = a + \frac{A^3}{24} \cdot \frac{1}{P^2} \quad L = a \left(\frac{1+A^2}{24} \cdot \frac{1}{P^2} \right)$$

$$L = a \left(1 + \frac{g^2}{t^2} \frac{a^2}{24} \right) \quad (IV) \quad III$$

$$L = a \left(1 + P^2 \frac{a^2}{24} \right)$$

El valor del parámetro que define geoméricamente la curva de equilibrio de un conductor (catenaria o parábola) es:

$$P = \frac{t}{g} \quad t = \text{tensión unitaria al punto de tangencia horizontal.}$$

$g =$ peso unitario por unidad de sección.

La curva de equilibrio ^{que} tiene la mayor importancia, es la curva a temperaturas máxima sin viento, porque es bajo esta condición que las normas fijan la altura mínima de los conductores - sobre el suelo, vías férreas, carreteras, ríos, etc. Por lo tanto es conveniente fijar el parámetro a temperatura máxima sin viento (estado 1) para estudiar la repartición de los soportes de la línea en el perfil longitudinal del terreno.

Cuando se habla de un parámetro de 750 por ejemplo se sobreentiende que se refiere a temperatura máxima y sin viento. Sin embargo si interesa el parámetro para otras condiciones es necesario precisar expresamente las mismas.

Para la aplicación del método que acabamos de exponer, es conveniente tomar en cuenta un número restringido de parámetros; en lo práctico esto-s varían en 100 o en 50 dentro del campo de -- aplicación real de conductores para líneas aéreas.

"Seleccionar un parámetro equivale a fijarse la tensión del conductor en el estado 1".

3.4. CATENARIAS: Utilizando la ecuación (2) es posible construir punto por punto, la catenaria definida por un parámetro P.-En la práctica se limita el desarrollo de la serie a los cuatro primeros términos. Haciendo un transporte de ejes coordenados igual al que sirvió para la obtención de la ecuación (3) se tiene:

$$Y = \frac{0.2}{2P} + \frac{0.4}{24P^3} + \frac{0.6}{720P^5} \quad (4)$$

La curva obtenida de la fórmula anterior, puede dibujarse para un determinado parámetro sobre una hoja de material plástico a escalas adecuadas (1:2.500 horizontal; 1:500 vertical, por Ejem.) y de esta manera se dispone de una plantilla plástica para poder localizar las estructuras en el perfil transversal del terreno.

La catenaria de parametro P puede utilizarse para cualquier conductor sea cual fuere la constitución y naturaleza ya que la tensión unitaria y el peso específico no intervienen más que por su cociente. Por ejemplo si el peso específico es el doble, será suficiente que sea el doble la tensión para que la relación t/g sea igual y nos sirva la misma plantilla.

3.5. DISTANCIAS DE SEGURIDAD: La separación entre los conductores se fijará aplicando las fórmulas siguientes que la determinan en función de la tensión V de servicio, expresada en KV, y de la flecha máxima (f) medida en metros.

$$d = K \sqrt{f} + \frac{U^2}{20.000} \quad \text{para tensiones } > 66 \text{ KV}$$
$$d = K \sqrt{f} + \frac{U}{150} \quad \text{para tensiones } \leq 66 \text{ KV.}$$

d proporciona la distancia mínima, expresada en metros entre los conductores.

K es un coeficiente que vale 0,75 cuando se trata de conductores de cobre, acero o aluminio, reforzado y, 1,00 si se emplean conductores de aluminio aldreya u otras aleaciones ligeras. Cuando los conductores resulten colocados en un mismo plano -- vertical, la separación mínima obtenida por la fórmula anterior, deberá aumentarse en un 20 %.

Para tensiones de 3 KV o más la distancia entre conductores no será en ningún caso menor a 1 m. si son de aluminio o sus aleaciones

APOYOS A DISTINTO NIVEL
GRAFICO Nº 20

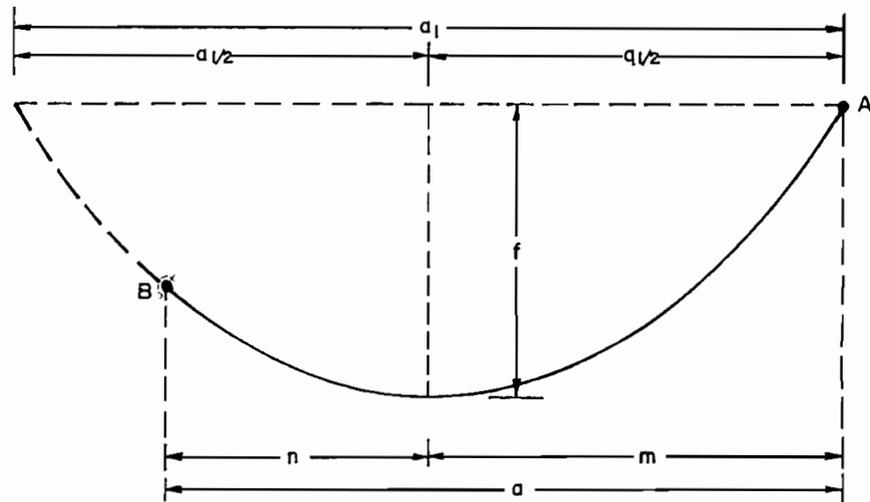
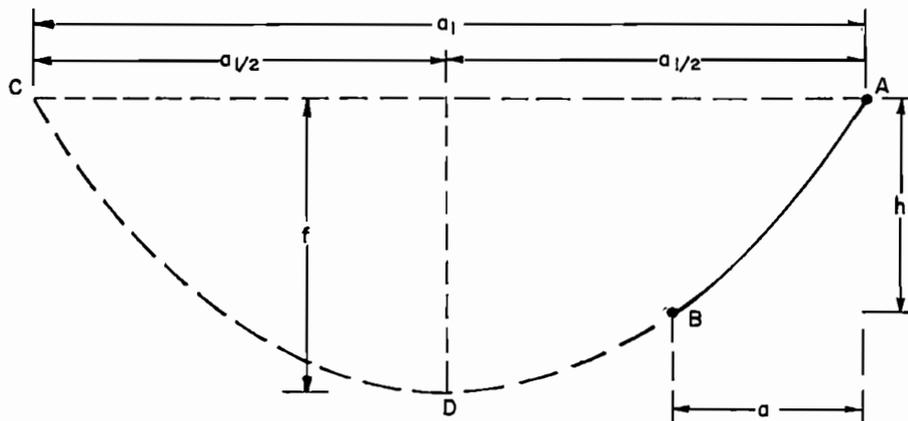


GRAFICO Nº 21



ni menor de 0,8m. si son de otros materiales.

La distancia mínima que debe existir entre los conductores y los postes o apoyos de sustentación (masa) vendra determinada por la fórmula:

$$d = 0,1 + \frac{U}{150}$$

representando de la distancia mínima a los apoyos, en metros y U la tensión compuesta en KV

Si los aisladores son del tipo de cadena, las distancias que se obtengan serán las mismas que deberán existir entre el apoyo y los conductores cuando las cadenas tomen la inclinación correspondiente al viento máximo.

3.6.APOYOS A DISTINTO NIVEL: Cuando los dos apoyos están a --

distinta altura (como en la figu-

^{Nº 20}ra) siendo h la diferencia de nivel, si prolongamos el arco de parábola que forma el hilo hasta el punto C tendremos el arco CBDA con sus extremos A y C a la misma altura. El vano será -- entonces a, llamado vano ficticio, con el cual podremos calcular el valor de f. porque se trataría del caso anterior(apoyos al mismo nivel). El vano ficticio se calcula por la fórmula:

$$a, = a + \frac{2Th}{aG}$$

cuyos valores son conocidos, y la flecha será por lo tanto:

$$f = \frac{a, 2G}{8 T}$$

que dista de los amarres las longitudes m y n que tienen por valor:

$$M = \frac{Ga^2 + 2Th}{2aG}$$

$$N = \frac{Ga^2 - 2Th}{2 aG}.$$

En el caso estudiado la flecha ficticia (f) está a la derecha del punto de suspensión B, pero puede ocurrir que esté a la izquierda como indica la siguiente figura:(# 21)

De ambas formas el cálculo es el mismo.

4. ECUACION DEL CAMBIO DE CONDICIONES: La tensión interna del conductor y su flecha no está determinada solamente por su peso y por las cargas -- extras, sino también por su temperatura que, durante el funcionamiento de la línea, será algo mayor que la del aire. Cada -- aumento de temperatura produce una dilatación del conductor -- que tendrá como consecuencia un aumento de la flecha (f) y una disminución de la tensión específica T. Es obvio que cada disminución de temperatura producirá consecuencias contrarias. Para poder expresar, matemáticamente la influencia de las -- cargas externas (viento y hielo) y de la temperatura sobre la tensión interna y la flecha de los conductores, hay que formar una ecuación en la que intervengan las dos magnitudes g y t simultáneamente.

Dicha ecuación es la llamada "ecuación del cambio de condiciones" en lo cual figuran: los valores de las tensiones inicial y final, debido esta a las sobrecargas y variaciones de temperatura; las temperaturas extremas a que se hallan sometidos los conductores, el coeficiente de alargamiento elástico del material de que está formado el conductor (por metro de longitud) y esfuerzo de 1 Kg/mm²) el coeficiente de dilatación del material considerado (por metro de longitud y un --- grado centígrado); los pesos por metro de conductores con sobrecarga y sin ello.

Veamos como podemos llegar a esta ecuación:

La longitud de un conductor tendido que está sujeto a cargas extras, representadas por g₁ y luego a otras indicadas por g₂, se puede expresar según la ecuación y referidas a las figuras siguientes (N^o 22)

$$L_1 = a \left(1 + \left(\frac{g_1}{t_1} \right)^2 \frac{a_2}{24} \right)$$

$$L_2 = a \left(1 + \left(\frac{g_2}{t_2} \right)^2 \frac{a_2}{24} \right)$$

habrá una diferencia L₁ - L₂

$$L_1 - L_2 = \frac{a^3}{24} \left(\left(\frac{g_1}{t_1} \right)^2 - \left(\frac{g_2}{t_2} \right)^2 \right)$$

Por lo tanto la diferencia de las longitudes respectivas - del conductor, también se puede expresar como una dilatación elástica, ocurrida como consecuencia del aumento de cargas mecánicas y suponiendo que $t_2 > t_1$, esto tiene que ser:

$$L_2 - L_1 = \Delta L_{el} = L_2 \frac{(t_2 - t_1)}{E}$$

siendo E en (Kg/mm^2) el módulo de elasticidad del material - considerado y poniendo $B = \frac{1}{E}$ resulta

$$\Delta L_{el} = B (t_2 - t_1) L_2$$

Suponiendo ahora que también la temperatura a variado de θ_1 a θ_2 , siendo $\theta_2 < \theta_1$, el conductor a consecuencia de esta - variación tiene que sufrir una contracción térmica definida por su coeficiente de dilatación térmica α y por la diferencia de las temperaturas. Para un conductor sin cargas mecánicas, esta dilatación sería:

$$\Delta L_{t\ddot{e}} = L_1 - L_2 = (\theta_1 - \theta_2) L_2$$

El cambio total de la longitud del conductor está definido - por la suma de las dilataciones (interpretando la contracción como una dilatación negativa) elástica y térmica.

$$\Delta L = \Delta L_{t\ddot{e}} - \Delta L_{el} = \alpha (\theta_1 - \theta_2) L_2 - B (t_2 - t_1) L_2.$$

Ahora bien, la diferencia de la longitud del conductor, calculada de este modo, tiene que ser igual a la diferencia calculada por medio de las ecuaciones de la longitud de arco, pues las magnitudes t_1 , g_1 , t_2 , g_2 , representan los valores de uno y otro estado del conductor. Entonces tiene que ser:

$$(\theta_1 - \theta_2) L_2 - B (t_2 - t_1) L_2 = \frac{a^3}{24} \left(\left(\frac{g_1}{t_1} \right)^2 - \left(\frac{g_2}{t_2} \right)^2 \right)$$

Introduciendo la aproximación $L_2 = a$, la ecuación puede escribirse así:

$$Bt_1 - \frac{(g_1)^2}{(t_1)^2} \cdot \frac{a^2}{24} = Bt_2 - \frac{(g_2)^2}{(t_2)^2} \frac{a^2}{24} - \alpha(\theta_1 - \theta_2)$$

o dividiendola ecuación por B:

$$t_1 - \frac{(g_1)^2}{(t_1)^2} \frac{a^2}{24B} = t_2 - \frac{(g_2)^2}{(t_2)^2} \frac{a^2}{24B} - \frac{\alpha}{B} (\theta_1 - \theta_2)$$

Esta ecuación es conocida bajo el nombre de "ecuación de estado del conductor" o "ecuación del cambio de condiciones" y con ella se puede calcular todas las tensiones específicas del conductor, para cualesquiera cargas mecánicas y temperaturas.

4.1. VANO CRITICO:

Con esta pueden ser deducidas unas conclusiones de valor general:

a) Para vanos muy pequeños, lo que matemáticamente se expresa por la condición extrema de que $a \rightarrow 0$, desaparecen de la ecuación de estado los términos medios y queda reducida a:

$$t_1 - t_2 = \frac{\alpha}{\beta} (\theta_2 - \theta_1)$$

de lo que se desprende que la tensión del conductor tendido en vanos muy pequeños depende casi totalmente solo de la temperatura. La consecuencia práctica de esta deducción es que en los conductores tendidos en vanos pequeños, los máximos esfuerzos se producirán con muy baja temperatura y no con sobrecargas de viento.

b) Para vanos grandes: para averiguar lo que pasa cuando se aumenta el vano, hay que dividir la ecuación de estado por a^2 con lo que resulta:

$$\frac{t_1}{a^2} - \frac{g_1^2}{24t_1^2 B} = \frac{t_2}{a^2} - \frac{g_2^2}{24t_2^2 B} - \frac{\alpha}{B} \frac{(\theta_1 - \theta_2)}{a^2}$$

Aumentando el vano en valores siempre mayores ($a \rightarrow \infty$):

desaparecen los términos $\frac{t_1}{a^2}$, $\frac{t_2}{a^2}$, $\frac{\alpha}{Ba^2}$ y la ecuación se

reduce a:

$$\frac{g_1^2}{t_1^2} = \frac{g_2^2}{t_2^2}$$

lo que indica que las tensiones de los conductores tendidos en vanos muy largos, están determinadas mayormente por las cargas exteriores que por la temperatura. La conclusión práctica es que las tensiones máximas de los conductores tendidos en vanos muy largos se producen por sobrecargas exteriores y no por temperaturas muy bajas.

Del análisis de estas dos condiciones extremas ($a=0$ y $a=\infty$) resulta acertado que tiene que existir un vano intermedio, en que la máxima tensión específica del conductor se producirá por sobrecargas y por baja temperatura, ambas a la vez. Este vano intermedio se denomina "vano crítico" $a = a_{cr.}$, y se puede expresar por medio de la ecuación de estado, tomando en consideración que: la carga máxima $g_{máx}$ que actúa con la temperatura $\theta_{g_{máx}}$ tiene que producir la misma tensión del conductor $t_{máx} = t_1 = t_2$, que produciría la temperatura θ_{min} , que se realiza con cargas $g_{\theta_{min}}$.

Aclarando para nuestro medio; en el caso de considerar las hipótesis para la Sierra, tendremos que la carga máxima (peso del conductor más presión del viento de 31 kg/m²) que actúa con 16° C de temperatura, tiene que producir la misma tensión del conductor que produciría la temperatura de 0° que se realiza con 9,54 Kg/m². Por tanto el vano crítico en nuestro caso tendría lugar entre los estados 2 y 3.- Introduciendo estas magnitudes en la ecuación de estado y llamando $\theta_{tmáx} = \theta_2$; $\theta_{min} = \theta_3$; $G_{máx} = g_2$; $G_{\theta_{min}} = g_3$ resulta:

$$T_{máx} - \frac{Acr \cdot G_2^2}{24Bt^2_{máx}} = t_{máx} - \frac{Acr \cdot G_3^2}{24B t^2_{máx}} - \frac{\alpha}{\beta} (\theta_2 - \theta_3)$$

$$Acr^2 \frac{G_2^2 - G_3^2}{24Bt^2_{máx}} = \frac{\alpha}{\beta} (\theta_2 - \theta_3)$$

y el vano crítico será:

$$Acr = t_{m\acute{a}x} \sqrt{\frac{24 \alpha (\theta_2 - \theta_3)}{(G_2^2 - G_3^2)}} = t_{m\acute{a}x} \sqrt{\frac{24 \alpha (\theta_{t_{m\acute{a}x}} - \theta_{t_{m\acute{a}n}})}{(G^2 t_{m\acute{a}x} - G^2 t_{m\acute{a}n})}}$$

Si el vano elegido para la construcción de la línea es menor que el crítico, la máxima tensión admisible en el conductor ($t_{m\acute{a}x}$) se manifestará con la temperatura mínima (θ_3) y la carga G_3 ; si el vano escogido es mayor del crítico -- la máxima tensión se producirá con la carga máxima (G_2) y la temperatura θ_2 .

Conociendo las condiciones en que se produce la tensión -- máxima del conductor para el vano elegido puede averiguarse bajo que condiciones se producirá la "flecha máxima". -- Esta se puede formar como consecuencia de las cargas máximas o de la máxima temperatura del aire. La sobretemperatura de los conductores puede determinarse según lo expuesto. (Sección 4 Cap.II).

Conociendo las tensiones y cargas para las dos condiciones fácilmente se puede calcular la flecha máxima por la ecuación.

$$f = \frac{g}{t} \cdot \frac{a^2}{8}$$

Podemos hacer otra consideración en base a la ecuación anotada: para un vano dado, la flecha máxima será la que tiene la relación g/t máxima.

La flecha máxima es importante porque determina la altura mínima de los soportes y las distancias de seguridad a tierra.

4.2. SOLUCION DE LA ECUACION DEL CAMBIO DE CONDICIONES :

Teníamos según lo deducido, la ecuación en la siguiente forma:

$$T_1 - \frac{(g_1)^2 a^2}{(t_1)^2 24B} = t_2 - \frac{(g_2)^2 a^2}{(t_2)^2 24B} - \frac{\alpha}{B} (\theta_1 - \theta_2)$$

haciendo $A = \frac{1}{24B}$; $B = \frac{\alpha}{B}$ quedará:

ESTUDIO DEL CAMBIO DE CONDICIONES.
CASOS DE AMARRES A DISTINTO NIVEL

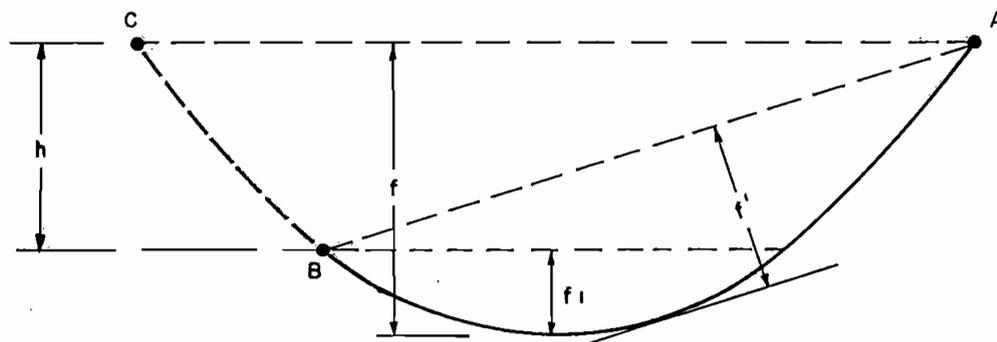


GRAFICO Nº 23

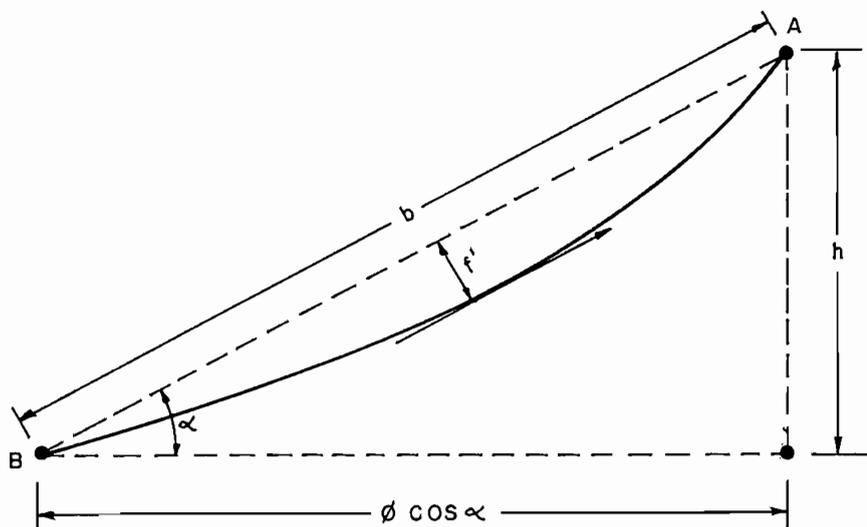


GRAFICO Nº 24

$$t_1 - \frac{(g_1)^2 a^2}{(z_1)^2} \cdot A = t_2 - \frac{(g_2)^2 a^2}{(t_2)^2} A - B (\theta_1 - \theta_2)$$

que puede ser escrita así:

$$\frac{t_1^3 - A a^2 g_1^2}{t_1^2} = t_2 - \frac{(g_2)^2 a^2 A}{(t_2)^2} - B (\theta_1 - \theta_2)$$

$$t_1^3 - A a^2 g_1^2 = t_1^2 \left(t_2 - A \frac{a^2 g_2^2}{t_2^2} - B (\theta_1 - \theta_2) \right)$$

$$t_1^3 - t_1^2 \left(t_2 - A \frac{a^2 g_2^2}{t_2^2} - B (\theta_1 - \theta_2) \right) = A a^2 g_1^2$$

$$t_1^2 \left(t_1 + A \frac{a^2 g_2^2}{t_2^2} + B (\theta_1 - \theta_2) - t_2 \right) = A a^2 g_1^2$$

que es una ecuación de tercer grado en t y en la cual son conocidos g_1 , g_2 , θ_1 , θ_2 , t_2 , A y B ; pudiendo ser calculado t en función del vano a .

Los subíndices 2 se deben reemplazar por los valores correspondientes al estado básico y se calculará entonces la tensión para cualquier otro estado.

Así, para el caso nuestro considerado antes, de las hipótesis determinadas para la Sierra y la Costa, los subíndices quedarían así, tomando en cuenta que el estado básico es el 3:-

$$t_i^2 \left(t + A \frac{a^2 g_3^2}{t_3^2} + B (\theta - \theta_3) - t_3 \right) = A a^2 g^2$$

En la cual bastará conocer los valores de θ y g para determinar la tensión en un estado cualquiera, en función del vano, puesto que todas las magnitudes del estado básico (el 3) son conocidas.

La ecuación así determinada puede ser resuelta por tanteo o por medio de la regla de cálculo usando un método especial, puesto que es definitiva la ecuación toma la forma: $t^2 (t + K) = K_1$

4.2.1. CASO DE APOYOS A DESNIVEL: Veamos cómo se procede cuando se presenta el cambio de condiciones en el caso de apoyos a distinto nivel, considerando primeramente que se trata de un vano en el que la flecha de la parábola ficticia está a la izquierda del amarre B.

La pendiente del vano (figura (23)) se mide por el ángulo siendo:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{h}{b \cos \alpha}$$

Generalmente, el ángulo es pequeño. Para un valor de 12° (que corresponde a una pendiente de 21%) resulta $\cos \alpha = 0,978$, es decir la diferencia entre los valores b y $b \cos \alpha$ es solamente de 2,2 % y por ello sin cometer error sensible, puede tomarse uno por otro valor. Así, pues, para determinar en cada caso de sobrecarga o variación de temperatura la tensión específica t , bastará substituir en la ecuación del cambio de condiciones la longitud del vano b por su proyección $b \cos \alpha$.

Si g es la carga específica del conductor (peso más sobre carga) y t la tensión específica, la flecha tendrá por valor:

$$f' = \frac{g}{t} \cdot \frac{b^2 \cos^2 \alpha}{8}$$

En el caso de la figura (24) donde f está a la derecha del punto B, puede aplicarse el mismo procedimiento de cálculo por la razón indicada de que el ángulo α tiene valor reducido y por consiguiente, que es despreciable el error cometido al considerar en la ecuación del cambio de condiciones la proyección $b \cos \alpha$, en vez de la longitud b del vano. La flecha tiene por valor $f = h + f_1$ obteniéndose f_1 por las fórmulas:

$$f_1 = \frac{1}{f'} \left(f' - \frac{h}{4} \right)^2 ; f' = \frac{G}{8 P_1} \frac{b^2 \cos^2 \alpha}{8}$$

Siendo g el peso propio del conductor más la sobrecarga y P_1 , la tensión que resulta por causa del cambio de condiciones.

5.- VANO ECONOMICO: Cuando están ya elegidas la tensión y sección de una línea de transmisión, el factor que aún puede tener influencia sobre la inversión, es el vano de la línea. En casos especiales como por ejemplo, si la línea atraviesa topografía difícil, los vanos no se pueden elegir, sino que

están determinados por la topografía del terreno; pero en los casos mas frecuentes en que el trazado de la línea sigue un terreno llano o levemente ondulado, se puede realizar en toda la línea, vanos aproximadamente iguales y elegir su longitud.

El vano elegido determina el número de los soportes de la línea, y luego la altura y la estructura de estos, correspondiendo a mayores vanos menor número de soportes, pero mayor altura de estos y mayores esfuerzos actuantes sobre ellos.- Es claro que el mayor costo para cada soporte mas alto y -- más fuerte, se puede compensar hasta cierto límite, por el menor número de soportes necesario para la construcción de la línea.

El vano que corresponde al número de soportes que exige la mínima inversión, se denomina "vano económico" el cual se puede determinar construyendo un diagrama (figura 25) en que esten representados los gastos para aisladores y soportes -- como función del vano, Los costos para aisladores van disminuyendo constantemente con el aumento del vano, no así los gastos para los soportes.

De la suma de las dos curvas resulta una tercera que indica un mínimo, generalmente no muy marcado, y de la que se puede extraer, si no el vano económico exacto, el orden de magnitud -- de este.

Cuanto mayor es la tensión de línea, tanto mayores son los gastos para los aisladores, y, en consecuencia, a mayores tensiones corresponden mayores vanos económicos.

El vano económico depende también del material de los soportes. Simples soportes de hormigón centrifugado aguantan vanos del orden de 100 m. o más. Con estructuras portantes del mismo material se pueden realizar vanos mayores. Los máximos vanos promedio son realizables sólo con soportes de acero y alcanzan

unos 500 metros.

El cálculo del vano económico es más fácil para estructuras de acero, porque el precio de estas es proporcional a su -- peso, mientras que el precio de las estructuras de hormigón no está relacionado tan sencillamente ni con el peso ni con la altura de ellos.

De todas formas sea cual fuese el caso, haciendo un gráfico como el de la figura (25) se puede determinar el orden de -- magnitud del vano más favorable.

6.- CONCLUSIONES PRACTICAS.- Hemos determinado ya la forma -- en que se debe proceder para el cálculo mecánico de conductores, dando una idea general de -- como realizarlo en nuestro medio.

Sin embargo, vamos a detenernos un poco sacando conclusiones que puedan fácilmente ser aplicadas.--Analizaremos el vano -- crítico y la ecuación del cambio de condiciones.

Para esto recordemos que ya dejamos indicando las hipótesis -- de cálculo que se pueden usar en la sierra y en la costa.

Antes de comenzar ese análisis, recordemos que el vano máximo al que puede ser tendido un conductor, depende de la calidad -- de este y de las condiciones del clima; pero además entrando en el aspecto práctico, intervienen las estructuras y si bien el conductor podría soportar en un caso dado un cierto esfuerzo, puede que las estructuras no lo aguanten. Por tanto en el estudio del vano, deducamos que este depende, o está limitado por dos factores: conductor y estructuras.

Llegamos ya a la conclusión de que en nuestro País conviene -- mas que ninguno el uso del ACSR y por tanto en base a esto -- van nuestros criterios.

Las normas VDE que a continuación citamos nos dan los vanos -- máximos a los que pueden ser colocados los conductores, cuando se trata de líneas trifásicas.

TABLA N° 23

VANOS MAXIMOS ADMISIBLES PARA CONDUCTORES ACSR EN LINEAS TRIFASICAS.

D I N 48204

NORMAS VDE 0210/ 5. 62.

RELACION DE CABLEADO AC	RELACION DE SECCIONES - mm ²	RELACION APROXIMADA COND. ALCAN.	VANO MAXIMO ADMISIBLE - METROS.	CONDUCTOR EQUIVAL.
6 : 1	16/2,5	16,77/3,12	75	5 TRUSH
	25/4	24,75/3,5	105	4 SWAN
	35/6	33,62/5,6	145	2 SPARROW
	50/8	53,49/8,8	195	1/0 RAVEN
	70/12	67,43/11	285	2/0 QUAIL.
	95/15		400	
	120/20		560	
	150/25		750	

En cuanto a la limitación dada por las estructuras, dependerán del material que se escoja para ellas. Habrá necesidad -- de calcular los esfuerzos que van a soportar en todos los -- casos; para ello damos a continuación algunas pautas:

6.1. APOYOS: En las líneas eléctricas hay que considerar cinco clases de apoyos, los mismos que enumeramos:

- 1) Apoyos de alineación o tangencia, que sirven sólo para -- sostener los conductores, debiendo ser empleados solo en alineaciones rectas.
- 2) Apoyos de ángulo: que se utilizan para sostener los conductores y cables de tierra en los vértices de los ángulos que forman las alineaciones.
- 3) Apoyos de anclaje que deben soportar puntos firmes en la línea
- 4) Apoyos de final de línea (terminales) que deben resistir en sentido longitudinal de la línea a la sollicitación de todos los conductores.
- 5) Apoyos especiales: aquellos que tienen características -- distintas a todos los anteriores.

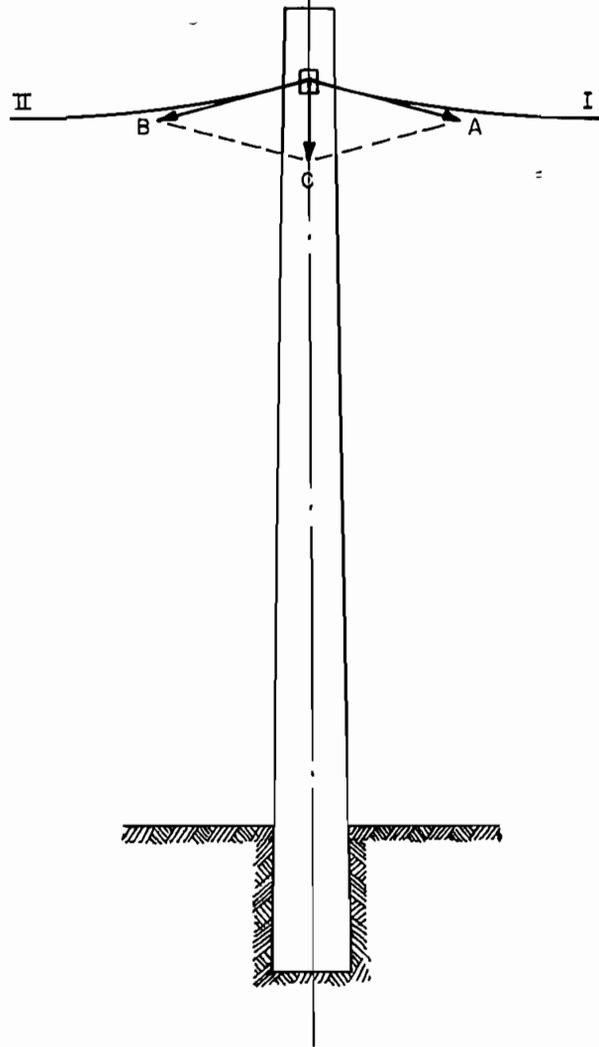
ESFUERZOS QUE SE DEBEN CONSIDERAR EN EL CALCULO DE LOS APOYOS:

Apoyos de alineación:

- a) esfuerzos verticales debidos al peso de los conductores, -- aisladores, herrajes, etc. y peso propio del apoyo(ver -- figura N°26)
- b) Presión del viento, normal a la dirección de los conductores sobre el apoyo, crucetas, aisladores, etc. y simultáneamente sobre los conductores, en la mitad de cada uno -- de los 2 vanos contiguos.
- c) presión del viento actuando en la dirección de los conductores, sobre el apoyo, crucetas y aisladores.
- d) esfuerzo horizontal igual a la máxima tensión que pueda --

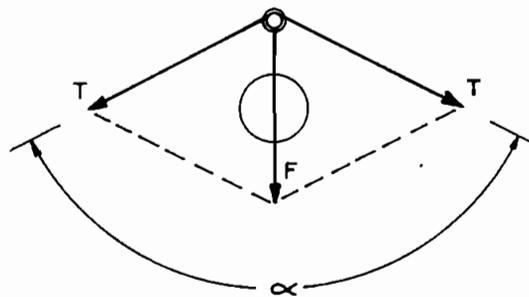
COMPRESION DE UN POSTE POR EFECTO DE LAS TENSIONES DE DOS VANOS CONTIGUOS

GRAFICO N° 26



FUERZAS EN UN APOYO DE ANGULO

GRAFICO N° 27



$$F = 2 \cdot T \cdot \cos \frac{\alpha}{2}$$

transmitir un conductor aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable, en cualquier elemento del apoyo, teniendo en cuenta la torsión, en el caso de que aquel esfuerzo sea exéntrico.

Previas las justificaciones pertinentes, podrán tenerse en cuenta, a los efectos del esfuerzo de los conductores, los dispositivos que se adopten para reducirlo, así como el que pueda ocasionar la desviación de la cadena de aisladores en el caso de rotura del conductor en un vano.

APOYOS DE ANGULO:

Se considerarán los esfuerzos determinados en a, b, y d según han sido definidos para los apoyos de alineación y,

- e) La resultante de los esfuerzos máximos producidos por el ángulo y transmitidos al apoyo (ver figura N°27). En dicha figura se puede ver que los dos ramales contiguos, cada uno con tensiones producen un esfuerzo resultante, dirigido según la bisectriz del ángulo α que forman las alineaciones y cuyo valor es:

$$F = 2T. \cos \frac{\alpha}{2}$$

APOYOS DE ANCLAJE:

Se considerará los a y b (no simultáneamente) según se ha definido

- f) igual a d, pero sin ninguna reducción en el esfuerzo máximo que pueda producir el conductor.
- g) dos tercios del esfuerzo máximo de todos los conductores de energía para las líneas de tres conductores y un medio para las que tengan más de tres (según el reglamento español).

APOYOS TERMINALES:

Deberán resistir en sentido de la línea el tiro máximo de todos los conductores, coincidentes con el peso propio de todos los elementos que integren el apoyo, el de los conductores y sobrecarga.

APOYOS ESPECIALES:

Se justificarán las hipótesis a que estarán sometidos, según el empleo a que se destinen.

De todas formas, una vez que escojamos el calibre del conductor que mas convenga, sabemos como calcular la catenaria y dibujar la plantilla del parámetro correspondiente. Con este dispositivo podemos distribuir los apoyos sobre el perfil transversal del terreno, cuidando no sobrepasar el vano máximo, y siempre teniendo en cuenta las distancias de seguridad (ver figura 28).

Conocida esa distribución podemos calcular los esfuerzos sobre los apoyos y diseñar estos.

Económicamente hablando, la solución mejor será la que nos determine el menor costo de estructuras y conductores asegurándonos la suficiente seguridad mecánica y eléctrica. Sabemos como determinar el vano más económico, pero anotemos que es necesario conocer los perfiles transversales, los materiales disponibles y tomar las seguridades necesarias.

6.2. VANO CRITICO.- Habíamos llegado a determinar que el vano crítico valía:

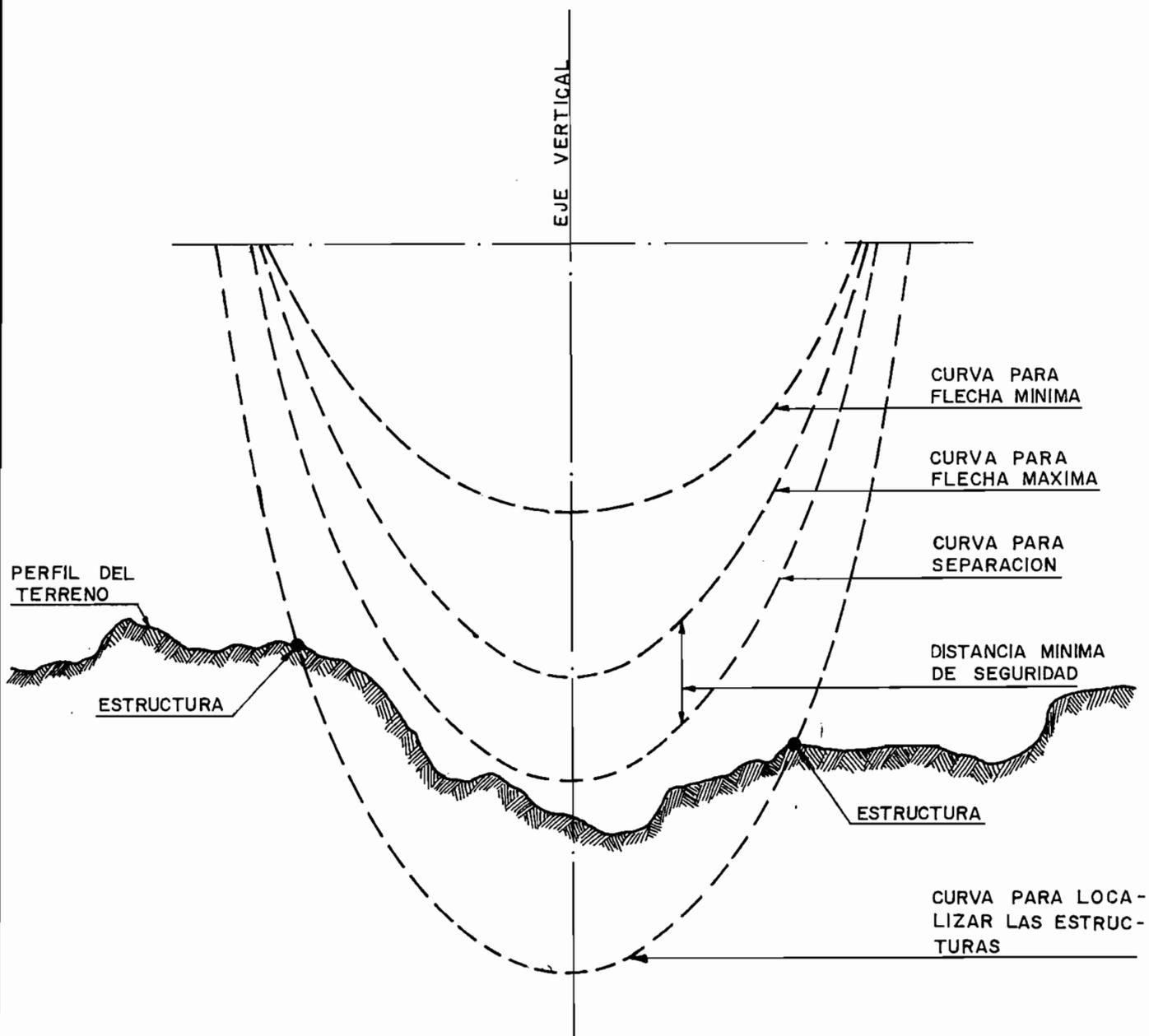
$$Acr = T_{\text{máx}} \sqrt{\frac{24\alpha(\theta_{\text{g máx}} - \theta_{\text{g mín}})}{G_{\text{máx}}^2 - G_{\text{mín}}^2}}$$

Si tomamos en consideración las deducciones que hemos ido sacando a lo largo del trabajo, para aplicar al País, podemos calcular facilmente el vano crítico.

Se dedujo ya que el uso del conductor de ACSR era el más conveniente para líneas de transmisión en el Ecuador y por tanto podremos conocer el valor del coeficiente de dilatación térmica α y el valor de la tensión máxima ($T_{\text{máx}}$) que puede soportar el conductor, pues dijimos ya que aceptamos el coeficiente de seguridad de 3; por tanto conociendo la carga

MANERA DE USAR LA PLANTILLA PARA
LOCALIZAR LAS ESTRUCTURAS EN EL
PERFIL LONGITUDINAL DEL TERRENO

GRAFICO Nº 28



de rotura del conductor, y su sección total, tendremos la carga específica $t_{m\acute{a}x}$. Se acepta en INECEL para $t_{m\acute{a}x}$ el valor de 11 Kg/mm² en todos los casos pues de ese modo siempre tendremos una seguridad de 3 o m\acute{a}s.

Para determinar $G_{m\acute{a}x}$ y G_{Emin} ser\acute{a} conveniente conocer la carga debido al peso del conductor y la correspondiente al viento. $G_{m\acute{a}x} = \sqrt{G_p^2 + G_v^2}$, donde las g_p es la carga debido al peso del cond., g_v la debida al viento, todas en Kg/mm²/m. Se puede demostrar facilmente que g_p no interviene en la determinaci\o{n} del vano cr\i{t}ico y este queda:

$$Acr = t_{m\acute{a}x} \sqrt{\frac{24 \alpha (\theta_{G_{m\acute{a}x}} - \theta_{\text{Emin}})}{G_{v_{m\acute{a}x}}^2 - G_{\text{Emin}}^2}}$$

La tabla siguiente nos da las diferentes datos que necesitamos conocer, de los conductores de ACSR m\acute{a}s utilizados por INECEL para lineas de transmisi\o{n}:

Fueron se\~{n}aladas las hip\o{t}esis de carga para la sierra y para la costa; vamos a llegar a formulas pr\acute{a}cticas del vano cr\i{t}ico para los 2 casos:

1\o) CASO DE LA SIERRA:

$$\text{viento de } 31 \text{ Kg/m}^2 \left\{ \begin{array}{l} \theta_{G_{m\acute{a}x}} = \theta_2 = 16^\circ\text{C} ; \theta_{\text{Emin}} = 0^\circ\text{C} = \theta_3 \\ G_{m\acute{a}x} = G_2 ; \quad G_{\text{Emin}} = G_3 \end{array} \right. \left. \begin{array}{l} \text{viento de} \\ 9,5 \text{ Kg/m}^2. \end{array} \right.$$

$$Acr. = t_{m\acute{a}x} \sqrt{\frac{24 \alpha (\theta_2 - \theta_3)}{G_{v_2}^2 - G_{v_3}^2}}$$

$$\text{como } G_2 = \sqrt{g_p^2 + g_v^2} \quad \text{y } G_3 = \sqrt{g_p^2 + g_v^2}$$

$$Acr. = t_{m\acute{a}x} \sqrt{\frac{24 \alpha (\theta_2 - \theta_3)}{G_{v_2}^2 - G_{v_3}^2}}$$

La carga espec\i{f}ica, debida al viento se puede determinar por mm². de secci\o{n} total de conductor y actuando perpendicularmente a \e{l}; tomando en cuenta 1 metro de longitud y el di\ame{t}ro total, luego:

$$g_v = \frac{31 \times 1 \times \phi \text{ TOT}}{S_{TOT}} \times 10^{-3} \text{ (kg/m/mm}^2\text{)} \quad \phi = \text{di\ame{t}ro en mm.}$$

S = secci\o{n} en mm².

$$Gv3 = \frac{9.5 \times 1 \times \phi \text{ TOT}}{S \text{ TOT}} \times 10^{-3} \text{ Kg/m/mm}^2.$$

Según lo visto en el Cap.I de esta segunda parte de la tesis, $\phi \text{ TOT}$ y $S \text{ TOT}$ dependen del tipo de cableado del conductor a usarse:

$$\phi \text{ TOT} = \Sigma \phi \text{ del número de capas}$$

$$S \text{ TOT} = \frac{\Pi}{4} \Sigma \phi^2 \text{ del número de cables.}$$

la relación $\frac{\sum \phi}{\sum \phi^2}$ la llamaremos k , de donde:

$$g v_2 = \frac{31 \times 1 \times k \times 10^{-3}}{\pi/4} = 39,3 \times k \times 10^{-3} \text{ Kg/m/mm}^2$$

$$g v_3 = \frac{9,5 \times 1 \times k \times 10^{-3}}{\pi/4} = 12,1 \times k \times 10^{-3} \text{ Kg/m/mm}^2$$

por tanto, reemplazando todos los valores conocidos:

$$acr = tma'x \sqrt{\frac{24 \times \alpha \times (16)}{(39,3^2 - 12,1^2) k \times 10^{-6}}} = \frac{tma'x \sqrt{384 \times \alpha \times 10^6}}{\sqrt{1398 k}}$$

$$acr = 524 \frac{tma'x}{k} \sqrt{\alpha}$$

aceptando $t = 11 \text{ Kg/mm}^2$

$$acr = 5.764 \frac{\sqrt{\alpha}}{k}$$

2) CASO DE LA COSTA:

$$\begin{cases} \theta_{gma}'x = \theta^2 = 30^\circ \text{ C} & \theta_{min}' = 5^\circ \text{ C} = \theta^3 \\ 44 \text{ Kg/m}^2 & \begin{cases} Q_{ma}'x = G^2 & G_{amin} = \hat{g}^3 \end{cases} \end{cases} \begin{cases} \text{Viento de} \\ 18 \text{ Kg/m}^2. \end{cases}$$

$$g v_2 = \frac{44 \times 1 \times 4 \times k \times 10^{-3}}{\pi} = 56 k \times 10^{-3} \text{ Kg/m/mm}^2.$$

$$g v_3 = \frac{18 \times 1 \times 4 \times k \times 10^{-3}}{\pi} = 22,9 k \times 10^{-2} \text{ Kg/m/mm}^2$$

$$acr = tma'x \sqrt{\frac{24 \times \alpha \times 25}{(56^2 - 22,9^2) k^2 \times 10^6}} = tma'x \sqrt{\frac{0,23 \alpha \times 10^6}{k^2}}$$

$$acr = 480 tma'x \frac{\sqrt{\alpha}}{k}$$

1.

aceptando $t_{ma}'x = 11 \text{ Kg/mm}^2$

$$acr = 5280 \frac{\sqrt{\alpha}}{k}$$

Para los 2 casos, de sierra y costa, podremos fácilmente calcular el vano crítico, si conocemos el valor de $\frac{\sqrt{\alpha}}{k}$; en la tabla siguiente, damos el modo de calcularlo:

TABLA N° 254 VALORES DE k y $\frac{\sqrt{\alpha}}{k}$.

CABLEADO Alum Acero	FORMULA DE k	CONDUCTOR Calib	ϕ / plum (mm)	ϕ acero (mm)	VALOR DE k	α	$\sqrt{\alpha}$	$\frac{\sqrt{\alpha}}{k}$	
6	1	$\frac{3}{7 \phi}$	1/0 Raven	3,37	3,37	0,127		0,0344	
			2/0 Quail	3,78	3,78	0,162		0,027	
			3/0 Pigeon	4,25	4,25	0,182	$19,1 \times 10^{-6}$	$4,36, 10^{-3}$	0,024
			4/0 Penguin	4,77	4,77	0,205		0,0213	
26	7	$\frac{4 \phi Al \times 3 \phi AC}{7 \phi AC \times 26 \phi Al^2}$	266800 Partrid	2,57	2	0,0815		$\frac{0,0534}{-3}$	
			300000 Ostrich	2,73	2,12	0,0768	$18,9 \times 10^{-6}$	$4,35 \times 10^{-3}$	0,0567
			336400 Linnet	2,89	2,25	0,0723		0,06	
30	7	$\frac{7}{37 \phi}$	300000 Piper	2,54	2,54	0,0745		0,0567	
			336400 Oriole	2,69	2,69	0,0704	$17,8 \times 10^{-6}$	$4,22 \times 10^{-3}$	0,06

Con esos valores de $\frac{\sqrt{\alpha}}{k}$ están determinados los valores de los diferentes vanos críticos, tanto para la sierra, como para la costa.

T A B L A N ° 2 5 ^b

VALORES DE VANOS CRITICOS SEGUN EL CONDUCTOR

CONDUCTOR		VANO CRITICO PARA	VANO CRITICO PARA
Calibre	Clave	LA SIERRA	LA COSTA
	1/0 Raven	198 m	176 m
	2/0 Quail	155	142
	3/0 Pigeon	138	126
	4/0 Penguin	123	112
266.800	Patridge	307	272
300.000	Ostrich	326	300
336.400	Linnet	345	314
300.000	Piper	326	300
336.400	Orloge	345	314

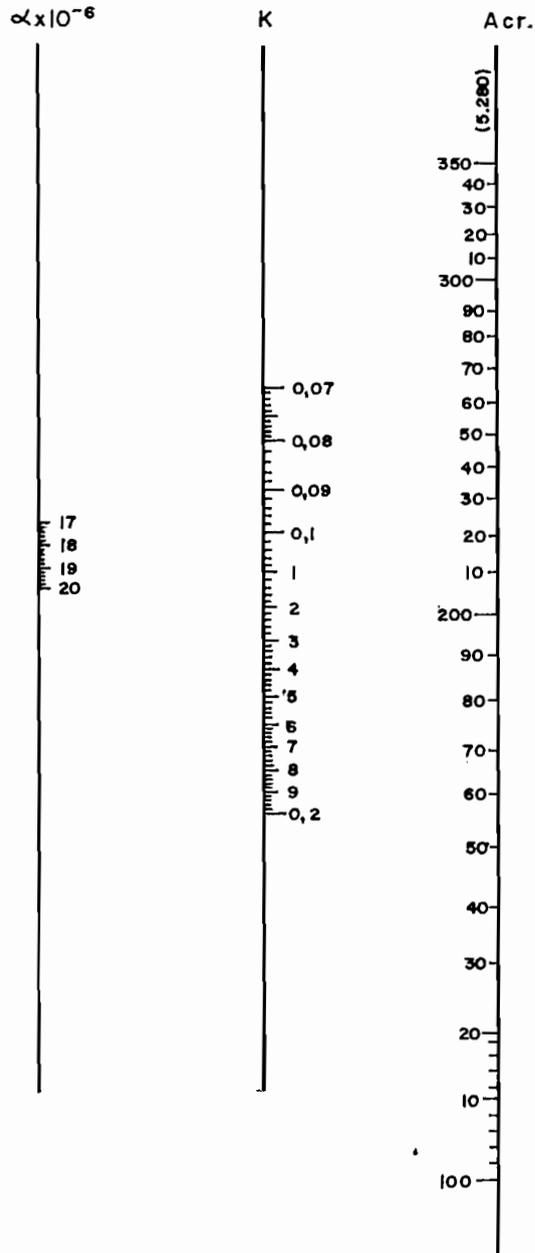
Se han preparado, además, nomogramas que dan directamente el vano crítico conocidos h y α (gráficos Nos. 29 y 30).

De lo analizado, podemos sacar las conclusiones si-

NOMOGRAMA DEL VANO CRITICO PARA LA COSTA

GRAFICO N° 29

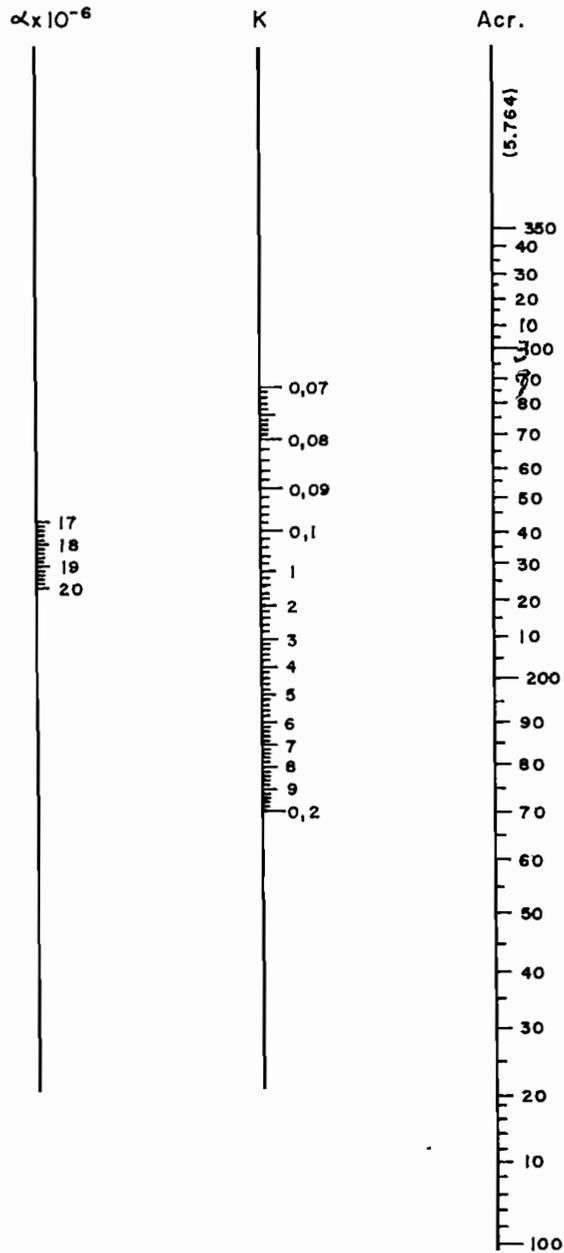
FORMULA $Acr = 5280 \frac{\sqrt{\alpha}}{K}$



NOMOGRAMA DEL VANO CRITICO PARA LA SIERRA

GRAFICO N° 30

FORMULA $Acr = 5.764 \frac{\sqrt{\alpha}}{K}$



guientes:

- a) El vano crítico no depende del peso del conductor, sino únicamente de las sobrecargas;
- b) El vano crítico es una función que depende de la constitución misma del conductor;
- c) Por experiencia, los vanos escogidos para construcción son menores que los valores críticos calculados, por tanto el estado básico de cálculo será el 3;-y,
- d) El conductor mientras más bien formado está mecánicamente (26/7) (30/7), más largos vanos puede soportar.

6.3. ECUACION DEL CAMBIO DE CONDICIONES.

Considerando que el estado básico es el tres e introduciendo en la ecuación:

$$t_2 \left(t \neq Aa^2 \frac{g_3^2}{t_3^2} \neq B (\theta - \theta_3) - t_3 \right) = Aa^2 g^2$$

los valores conocidos:

$$A = \frac{1}{B} = \frac{E}{24} ; \quad B = \frac{\alpha}{B} = E \times \alpha$$

$$g_3 = \sqrt{\frac{2}{g_p} \times \frac{2}{g_v^3}} \quad \text{donde } g_p \text{ vale generalmente } 3,46 \times 10^{-3} \text{ kg/mm.}$$

$$g_3 = \sqrt{(3,46 \times 10^{-3})^2 \times (g_v^3)^2} \quad g_v^3 = 12,1 \text{ kg} \times 10^{-3}, \text{ para la sierra}$$

$$22,9 \text{ kg} \times 10^{-3}, \text{ para la costa.}$$

$$t_3 = 11 \text{ Kg/mm.}$$

$$\theta_3 = 0^\circ\text{C, para la sierra y } 5^\circ\text{C, para la costa}$$

Todos esos valores conocidos nos permiten reducir la ecuación quedándonos en función del vano. Si introducimos por G y θ , los valores correspondientes a los demás estados de cálculo, tendremos el valor de la tensión máxima que se presentará en cada uno de ellos.

Hagamos una aplicación para la sierra y considerando el conductor N° 2/0 ACSR.

$$A = \frac{8000}{24} = 333; \quad B = 19,1 \times 10^{-6} \times 8000 = 0,153$$

$$24$$

$$k = 0,162.$$

$$t^2 \left(t \pm \frac{333}{II} a^2 \sqrt{(3,46 \pm (12,1 \times 0,162)^2)} \cdot 10^{-3} \times 0,153(\theta) - 11 \right) = 333a^2g$$

$$t^2 \left(t \pm 0,01 a^2 \times 0,153(\theta) - 11 \right) = 333a^2g.$$

De aquí podemos considerar un estado de las hipótesis de cálculo y la única incógnita que quedará será el vano a . Entonces calcularemos la tensión para cada vano y de allí pasaremos a determinar el valor de la flecha para cada estado y para cada vano.-

$$f = \frac{a^2 g}{8 t}$$

Entonces conoceremos la máxima flecha en cada caso y determinaremos la altura de los soportes.

C A P I T U L O I V

CAPITULO IV

LA SECCION MAS ECONOMICA.

Cuando queremos construir una línea de longitud l km. con la tensión U , de modo que al final de la línea se reciba una potencia P KW, debemos tomar en cuenta consideraciones económicas. Si la línea se construye de pequeña sección, resultará barata y el costo anual que tiene que convertirse en intereses y en amortización del capital de instalación, resulta pequeño. Las pérdidas en línea resultarán, por el contrario, elevadas, además la central tendría que construirse mayor en correspondencia con la cuantía de esas pérdidas y ambas cosas traen consigo mayores gastos. Recíprocamente, si la línea se tiende con gran sección, los costos por renta del capital, por amortización de línea, etc., se hacen grandes, pero entonces el costo de las pérdidas resultan pequeños. Existe, pues, seguramente, una sección para la cual los gastos totales anuales resultan los más favorables. Vamos a encontrar esta sección en lo que sigue:

1.. DETERMINACION DE LA SECCION MAS ECONOMICA.

Analizamos ya la forma en que pueden ser representados los costos anuales de una línea de transmisión en función de la tensión, de la sección y de las pérdidas. Habíamos lle

gado a determinar un valor de la sección más favorable, cuando la tensión se conoce, esa fórmula era $S = \frac{P}{U} \sqrt{\frac{k_3}{k_2}}$, indicamos que ésto correspondía a la conocida ley de la densidad constante de corriente, en este capítulo vamos a llegar nuevamente a éso.

A pesar de que tenemos ya la fórmula aproximada, para determinar la sección más económica, vamos a detenernos en un nuevo estudio que desmenuza más los factores y elementos que intervienen en el costo da una línea, y que además capitaliza los distintos valores de sucres, pues incluye el valor de los intereses que deben ganar todos los gastos, para que una empresa que vaya a explotar la línea, pueda financiarlo y más aún, obtener ganancias. Este nuevo estudio se lo conoce como ley de Kelvin.

1.1.- LEY DE KELVIN: Se lo enuncia en la siguiente forma:

"La sección del conductor más económico, es aquella sección para la cual los cargos fijos de inversión igualan al costo de potencia y energía perdidas durante el año" (1). Para determinar en fórmula lo que éste enunciado, quiere decir, será necesario expresar cada uno de los costos de la línea, paso a paso:

1.- La línea tendrá ciertas inversiones iniciales, que son constantes, debidas a estructuras, accesorios, crucetas,

(1) Copiados de clases de Economía Eléctrica, del Ing. Guido Soria. 1964-65.-

etc. Esto podemos decir que vale f.G.l. (1).

donde f_1 = cargas fijas anuales en %, sobre esta inversión.

G = Inversión por unidad de longitud.

l = longitud de la línea (Km).

2.- La línea tendrá inversiones iniciales que dependerán del número de conductores que tenga, pudiendo expresarlo como: $f_2 \cdot n \cdot l$ a (2)

en la cual: f_2 = cargos fijos anuales en % de esta inversión.

n = número de conductores de la línea.

a = inversiones por unidad de longitud.

l = longitud.

3.- La línea tendrá inversiones iniciales que dependerán de la sección de los conductores y del material de éstos, o sea, $f_3 \cdot n \cdot s \cdot b \cdot l \cdot w$ (3)

donde: f_3 = cargos fijos anuales en % debidos al material.

b = costo del conductor por unidad de peso.

n = N° de conductores

l = longitud

w = peso específico.

4.- La línea en operación tendrá pérdidas de potencia, cuyo costo hay que determinar: $N.B. \frac{I^2 R}{1000}$

donde: B = cargo por demanda (S/kw).

$I_{máx}$ = intensidad de corriente de la demanda máxima

R = resistencia de un conductor.

N = N° de conductores

1000, como dividendo porque I está en amperios.

Ahora bien: $R = \frac{P. l}{S}$

de donde los cargos debidos a la pérdida de potencia, serán:

$$\frac{N. B. I_{máx}^2 P. l}{1000 \times S} \quad (4)$$

5.- La línea en operación, tendrá pérdidas de energía, dependiendo éstas de la curva de carga del sistema y cuyos cargos pueden ser expresados por:

$$\frac{n. C. I_{máx}^2 Te. R.}{1000}$$

donde: C = cargo por energía (S/kwh)

$I_{máx}$ = corriente máxima

n = N° de conductores

R = Resistencia.

Te = tiempo equivalente (ver Cáp. II N° 4)

Te = 8760. α ; R = $\frac{P. l}{S}$

S

luego los cargos por pérdidas de energía valdrán:

$$\frac{n. C. I_{\text{máx.}}^2 P. l. 8760.}{1.000 S.} \quad (5)$$

Sumando las ecuaciones 1, 2, 3, 4 y 5, tendremos el costo anual de operación de la línea.

$$(6). \text{ Costo Total de Operación} = f_1. G. l + F_2 n. l. a + f_3 n. S. b. l. w + \frac{W. B. I_{\text{máx.}}^2 P. l.}{1000 S} + \frac{n. C. I_{\text{máx.}}^2 P. l. 8760 \alpha}{1000 S}$$

Observamos que esta ecuación es la misma que la que nos sirvió para analizar la tensión más económica, esa ecuación era $C_r = k_1 U + k_2 S + k_3 \frac{I^2}{S}$

o sea que los costos totales dependían de tres partes (dos de ellas debidas a la inversión inicial), una independiente de la sección, otra dependiente de ella y una tercera, debida a las pérdidas.

En la ecuación del costo total de operación, observamos lo mismo, pero con un poco más de detalle.

Inversión inicial: $f_1 G. l + f_2 n. l. a + f_3 n. S. b. l.$, no dependiendo de la sección $f_1 G. l + f_2 n. l. a$ y dependiendo de

ella f 3.n.S.b.l.

La inversión debida a las pérdidas se ha dividido en pérdidas de potencia y pérdidas de energía, lo que da con mayor detalle el comportamiento de la línea. Hay que indicar sin embargo, que las pérdidas de potencia redundan en mayores inversiones iniciales.

La variable en la ecuación (6) es S pues es la sección la que queremos determinar. Según Kelvin podríamos obtener S igualando la suma de 1, 2 y 3, a la suma de 4 y 5, pero hagamos la analíticamente, usando derivadas.

Derivando la ec. (6), respecto a S e igualando a cero, obtendremos el valor de S, para el cual C.T.O., es mínima. (C.T.O. = costo total de operación).

$$0 = \frac{d(C.T.O)}{dS} = 0 \neq 0 \neq \frac{f3nb1w \cdot nBI_{\max}^2 \cdot l}{1000 S} - \frac{nCI_{\max}^2 \cdot 8760 \cdot l \cdot \alpha}{1000 S^2}$$

de donde deducimos que:

$$S = I_{\max} \sqrt{\frac{(B \neq CTe)l}{1000 f3bw}} \quad (7)$$

Esta ecuación, es la misma que ya la analizamos; de:

$$S = \frac{P}{U} \sqrt{\frac{h_3}{h_2}} \quad (8)$$

pero en este caso se presenta más clara y da lugar a una me-

por visión del problema.

Si se quiere más exactitud en el problema, se puede determinar el valor de las pérdidas mediante el método que ya expusimos en el Cap. II.

De la ecuación (7), podemos sacar las siguientes conclusiones:

- 1) La sección depende directamente de la intensidad de corriente correspondiente a la máxima demanda.
- 2) La sección económica, es una función del material empleado, pues varía con la raíz cuadrada de la resistencia específica (ρ), y con la inversa de la raíz cuadrada del peso específico (ω).
- 3) La sección económica no depende de las cargas debidas a las inversiones iniciales, independientes de la sección.
- 4) La sección económica depende de las cargas debidas a las pérdidas anuales de energía y a las pérdidas de potencia.

2.- DENSIDAD DE CORRIENTE MAS ECONOMICA PARA LOS CONDUCTORES MAS COMUNES.

$$\text{Partiendo de la fórmula (7): } S = I_{\text{máx}} \frac{\sqrt{(B \pm CTe)}}{\sqrt{1000 \cdot f \cdot 3 \cdot b \cdot w}} \quad (\text{mm}^2)$$

vamos a simplificar en lo posible, pero antes dejemos bien sentado el significado de cada uno de los factores:

$I_{\text{máx}}$ = Intensidad de corriente, correspondiente a la máxima

demanda (en amperios)

ρ = resistibilidad en ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$).

B = costo del ~~kW~~ generado (S/ /kW)

C = costo del ~~kWh~~ generado (S/ /Kwh)

Te = tiempo equivalente anual (horas), que puede determinarse a más de la fórmula dada mediante: $Te = (9 \times 0,8459 \text{fc})^2$, o mediante el gráfico N° 31

f3 = cargos fijos anuales, debidos al material expresados en porcentajes, o tasa anual (%), a aplicar sobre las inversiones para tener en cuenta el interés del capital, mantenimiento y depreciación

b = costo del conductor por unidad de peso (S/ /kg)

w = peso específico del conductor en Kg/Km/mm².

Si expresamos f3 como un número porcentual introduciendo el factor 1 en ^{no}determinados de la raíz, la fórmula

100

la de la sección económica quedaría:

$$S = \frac{I_{\max}}{\sqrt{10}} \sqrt{\frac{\rho}{W} \frac{(B \times CTe)}{f3 \cdot b}}$$

luego:
$$S = 0,316 I_{\max} \sqrt{\frac{\rho}{W} \frac{(B \times CTe)}{f3 \cdot b}} \quad (9)$$

De esta fórmula podemos obtener otra que nos de la densidad económica en Amp./mm².- En efecto, dividiendo la corriente máxima para la Sección obtendremos:

$$\text{DENSIDAD ECONOMICA} \left\{ \begin{array}{l} \frac{I_{\max}}{S} = 3,16 \sqrt{\frac{W}{\rho}} \frac{(f.3). b'}{(B \neq CTe)} \end{array} \right. \quad (10)$$

Como W y ρ dependen del material que se utilice, la densidad económica, puede quedar expresada del modo siguiente:

$$d = k \sqrt{\frac{f3 b}{(B \neq CTe)}} \quad (11)$$

en la cual:

$$k = 3,16 \sqrt{\frac{W}{\rho}}$$

esta constante nos facilita llegar a simplificación mayor, aún para los conductores cableados más comunes, así veamos como quedaría esta fórmula para cobre, aleación de aluminio, aluminio y ACSR especialmente:

Los valores necesarios para el cálculo damos a continuación (1)

Cobre: $W = 8,89 \text{ Kg/Km.mm}^2$

$\rho = 18,8 \text{ a 'hm mm}^2/\text{Km.}$

(1)-Boletín de la asociación de ingenieros de Inecel (Mayo 1966). Artículo del Ing. León Gazia.-

$$\begin{aligned} \text{ALEACION ALUMINIO: } W &= 2,703 \text{ Kg/Km mm}^2 \\ \rho &= 28,6 \text{ ohm mm}^2/\text{km}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{A.C.S.R. (1/6): } W &= 3,46 \text{ Kg/Km mm}^2 \\ \rho &= 33,3 \text{ ohm mm}^2/\text{Km}. \end{aligned}$$

De aquí que obtenemos las siguientes fórmulas de densidad económica:

$$\text{COBRE: } d = 2,17 \sqrt{\frac{f_3 b}{(B \cdot C T_e)}} \quad (12)$$

$$\text{ALEACION ALUMINIO: } d = 0,90 \sqrt{\frac{f_3 b}{(B \cdot C T_e)}} \quad (13)$$

$$\text{ALUMINIO: } d = 0,970 \sqrt{\frac{f_3 b}{B \cdot C T_e}} \quad (14)$$

$$\text{ACSR (1/6): } d = 1,004 \sqrt{\frac{f_3 b}{(B \cdot C T_e)}} \quad (15)$$

Los valores que se obtengan con estas fórmulas no pretenden ser más que una guía y deben ser controlados posteriormente considerando regulación de tensión, pérdidas de corona y tensión mecánica.

Vamos a detenernos un poco más en lo referente al conductor de aluminio con alma de acero (ACSR); Los valores dados para ρ y W son promediales y sólo para cuando la relación

de secciones sea 6 de aluminio y 1 de acero.- Veamos el valor de la promedio, cuando hay otra relación de secciones:

Cuando la relación es 7 acero/26 aluminio	= 1,015
7 acero/ 6 aluminio	= 1,01
7 acero/30 aluminio	= 1,019
1 acero/18 aluminio	= 0,950

Una vez calculada la densidad económica, bastará calcular la corriente máxima, para encontrar rápidamente la sección económica. La corriente se calculará en base a la potencia y a la tensión de transmisión.

3.- APLICACION PRACTICA:

Para dejar aclarada cualquier duda y para tener un mecanismo de cálculo práctico y claro en lo deducido antes, vamos a exponer un ejemplo de una línea a contruirse en el País: LINEA DE TRANSMISION PORTOVIEJO-ROCAFUERTE-TOSAGUA.

DATOS DEL PROYECTO:

Potencia de diseño:	3.900 Kw.
Tensión recomendada:	$19 \sqrt{3,9} \approx 345$ Kv
Costo de energía en Portoviejo:	S/ 0,32/Kwh.
Factor de potencia:	0,8
Régimen económico a aplicar:	
- Interés del capital :	8 %
- Mantenimiento:	2 %

- Depreciación: $\frac{3\%}{}$
f3 = 13%.

Factor de carga en

Tosagua: 38 %

Cálculo de la Densidad Económica.-

DATOS: ACSR (1:6) K = 1.004
f3 = 13 %
b = 14,12 S/ /Kg.
C = 0,32 S/ /Kwh.
Te = (9 x 0,8459 fc)² = 1.693 horas. (ver gráfico
N° 31).

Aclaremos aquí que por no disponer de los costos del KW y considerando que dentro de los factores b, C y f3, ya está involucrado, vamos a prescindir de él, luego:

$$d = 1,004 \sqrt{\frac{13 \times 14,2}{0,32 \times 1,392}} = 1,004 \times 0,582$$

$$d = 0,583 \text{ Amp/mm}^2$$

conductor:

$$S = \frac{I}{d}$$

$$I_{\max} = \frac{3.900}{3 \times 34,5 \times 0,8} = 81,68 \text{ Amp.}$$

$$S = \frac{81,68}{0,583} = 140,1 \text{ mm}^2$$

que correspondería al conductor Partridge.

Comparación de conductores:

Para comprobar la bondad de la fórmula, aplicada, a continuación se calculan los costos de operación anuales, para tres conductores, (ver la tabla No. 27).

En este caso se nota la ventaja del conductor Partridge, porque tanto la inversión inicial como el costo anual de operación, resultan mínimos. En todo proyecto hay que ver la conveniencia de acuerdo a las circunstancias, pues se da el caso en que el costo anual de operación es mínimo, pero la inversión es elevada.

CONCLUSIONES FINALES

Luego de haber concluído el presente trabajo, vemos la conveniencia de sacar unas pocas conclusiones generales.

Se ha visto las razones por las cuales en nuestro país es conveniente la adopción de ciertas características de las líneas de transmisión y que en rasgos generales son las siguientes:

Conviene que las líneas sean aéreas, que conduzcan corrientes trifásicas y que se construya usando conductores de Aluminio con alma de acero (ACSR).

Se dejan determinadas varias fórmulas simples para cálculos prácticos, como por ejemplo la que nos da la tensión más económica y la densidad de corriente más económica.

A lo largo de este estudio se trató siempre de buscar el lado práctico de los problemas, utilizando para ello datos reales y obras o proyectos que se están llevando a efecto dentro del Plan del Instituto Ecuatoriano de Electrificacón.

Nuestro país necesita realizar muchas construcciones y como los capitales de que disponemos son escasos, la economía debe ser factor de fundamental importancia.

Es por ello que se ha dedicado en varios capítulos de este, estudios analíticos prácticos que nos han dado so-

luciones fáciles y aplicables.

Quizás esta tesis sea de utilidad práctica.

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

LIBROS Y TEXTOS

- 1.- LUIS MARIA CHECA : Líneas Aéreas de transporte de Energía Eléctrica; Madrid 1948.
- 2.- P. MARCELIC : Líneas y Redes Eléctricas; Buenos Aires, 1945.
- 3.- TH. BUCHHOLD y H. HAPPOLDT : Centrales y Redes Eléctricas, Barcelona, 1.959.
- 4.- ARCHER E. KNOWLTON: Manual Standard del Ingeniero Electricista, Editorial Labor S.A.,1962 Tomo II.
- 6.- CHESTER L. DAWES: Tratado de Electricidad, Editorial Gustavo Gili, 1949, Tomo II.
- 7.- THE SWEDISH 380 KV SYSTEM, The Swedish State Power Board, Stockholm, 1960.
- 8.- ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK, Westinghouse Electric Corporation, Pittsburgh, 1950.
- 9.- GAUDENCIO ZOPPETI JUDEZ: Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión, Editorial G. Gili S.A., 1952.
- 10.- FRANCIS W. SEARS y MAR W. ZEMANZKY: Física General, Aguilar, 1952.
- 11.- A. DALLA VERDE: Cálculos eléctricos de grandes líneas de Transmisión, Editorial Alcina, 1953.

12.- SISTEMA DE TRANSMISION EL CHOCON - Buenos Aires
Estudios y Anteproyecto, Tomos I, II y III; SEPE,
(Sociedad de Estudios y proyectos de Electrificación,
Buenos Aires); Agua y Energía Eléctrica, Empresa
del Estado.

REVISTAS Y FOLLETOS

- (1) PLAN GENERAL DE DESARROLLO ECONOMICO Y SOCIAL.- Versión Preliminar; Tomo IV, Libro II; Energía (Junta Nacional de Planificación).
- (2) Plan Nacional de Electrificación INECEL, División de Planificación, 1965.-
- (3) Revista Electrotécnica de la Asociación Argentina de Electrotécnicos:
 - Febrero 1962 Vol. XLVIII, No. 2
 - Julio 1960 Vol. XLVI, No. 7
 - Mayo 1957 Vol. XLIII, No. 5
 - Abril 1957 Vol XLIII, No. 4
 - Noviembre 1962 Vol XLVIII, No. 11.
 - Febrero 1962 Vol. XLVIII; No. 2
- (4) SPIN, Revista de la Asociación Escuela Politécnica, Julio 1.965, No. 4. (Comentarios acerca de Programación).
- (5) ALCAN: Catálogo de productos eléctricos de aluminio: 1966.
- (6) Normas VDE (Verbandes Deutscher Elektrotechniker)
O,210/5.62
- (7) COPIADOS DE CLASES.
 - Transmisión y Distribución I, 1963 - 1964 y 1.964-65, del Ing. Honorato Placencia.
 - Transmisión y Distribución II, 1963-64 y 1964-65, del Ing. Vicente Jácome
 - Economía Eléctrica, 1964-65 del Ing. Guido Soria