

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**Selección Tecno - Económica de Conductores
en Líneas Aéreas en Alta Tensión**

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

REYNALDO ORTIZ URRUTIA

Promoción 1984 - I

Lima - Perú

1986

SELECCION TECNO-ECONOMICA DE CONDUCTORES EN LINEAS
AEREAS EN ALTA TENSION

AUTOR REYNALDO ORTIZ URRUTIA.

PROYECTO PROFESIONAL PARA OPTAR EL GRADO DE INGENIERO
ELECTRICISTA.

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA LIMA

1986

.- RESUMEN

El conductor óptimo, es aquel que produce la máxima economía en el costo global de una línea de Transmisión.

El objetivo del proyecto fué, el de desarrollar un método práctico que permitiera determinar el conductor que optimiza la Línea de Transmisión, tomando como base, la experiencia y la estadística de las líneas de Transmisión en el Perú.

El presente documento se ha dividido en cinco capítulos para la exposición del método propuesto:

-Capítulo I

En el se exponen las características, los

critérios utilizados, los requerimientos necesarios, para el uso del método, las limitaciones y el alcance de la filosofía planteada.

- Capítulo II

Es el sustento científico de la teoría planteada, mediante la documentación bibliográfica y estadística apropiada. Es la elaboración matemática del método propuesto.

Capítulo III

Es el archivamiento de las principales características de diseño de las Líneas de Transmisión, de los costos desagregados de las mismas con el fin utilizarlos en nuestra metodología propuesta.

- Capítulo IV

En él, se elaboran los procedimientos utilizados en el diseño de un programa digital en Fortran, de la elaboración matemática del método, y se confecciona un manual de uso del Programa.

Capítulo V

Se realiza un ejemplo de aplicación, en donde se realizan todos los pasos necesarios para la determinación del conductor óptimo.

TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción.	
	Generalidades.	
	Modelo de línea.	18
	Pre-selección de conductores.	19
1.3.-	Limitaciones y alcances del método.	24
1.4.	Objetivos.	24
2.	Desarrollo y análisis de la metodología.	
2.1.	Estudio y cálculo del número de estructuras.	34
	Cálculo del peso de la torre.	37
2.3.	Hipótesis de carga para el cálculo de estructuras.	40
	Ecuación de cambio de estado.	41
	Parámetros y relaciones mecánicas.	44
2.5.1.	Presión del viento.	44
2.5.2.	Cargas sobre el conductor.	45
2.5.3.	Presión del viento sobre las estructuras.	47
2.5.4.	Tiro del cable de guarda.	47
2.5.5.	Geometría de las estructuras.	47
2.5.6.	Cargas sobre las estructuras debido a los conductores.	49
2.5.7.	Momento de volteo sobre la torre. .	50

2.6.	Estimación del volumen de fundación de la torre.	51
2.7.	Criterios de selección del aislador. ...	54
2.8.	Evaluación económica del equipamiento de la línea.	55
2.8.1.	Costo de la torre vestida.	56
2.8.2.	Costo del conductor por Km.	58
2.8.3.	Costos comunes.	59
2.9.	Análisis técnico de las pérdidas de transmisión.	61
2.9.1.	Pérdidas por efecto Joule.	63
2.9.2.	Pérdidas por efecto Corona.	64
2.9.3.	Pérdidas anuales totales.	66
2.10.	Análisis económico de las pérdidas de transmisión.	68
2.10.1.	Costo de las pérdidas de potencia.	68
2.10.2.	Costo de las pérdidas de energía.	68
2.10.3.	Valor actualizado de las pérdidas.	69
3	Inventario de Modelos de línea.	
3.1.	Inventario de las características de los diseños de los Modelos de línea	70
3.2.	Costo de las líneas típicas en el Perú. .	78
4.	Diseño de un programa de optimización.	
4.1.	Descripción.	85
	Diagramas de flujo.	85
4.3.	Programas fuente en Fortran.	93

4.4.	Manual de uso.	104
4.4.1.	Manual de uso del Programa Auxiliar. .	105
4.4.1.1.	Nomenclatura.	105
4.4.1.2.	Ingreso de datos.	109
4.4.1.3.	Salida de resultados.	109
4.4.2.	Manual de uso del programa Principal. .	110
4.4.2.1.	Nomenclatura de los datos. ..	110
4.4.2.2.	Ingreso de datos.	118
4.4.2.3.	Impresión de resultados.	120
4.4.2.4.	Secuencias para la optimización del conductor.	120
5.	Ejemplo de aplicación.	
5.1.	Programa Auxiliar.	124
5.1.1.	Selección del Modelo de línea.	124
5.1.2.	Definición de los datos. Uso del Modelo de línea.	125
5.2.	Programa Principal.	128
5.2.1.	Definición de los datos.	128
5.3.	Análisis de los resultados.	137
5.3.1.	Programa Auxiliar.	137
5.3.1.	Programa Principal.	137
.	Conclusión.	
.	Bibliografía.	
.	Ánexo.	

INTRODUCCION

En nuestro medio, realizar un estudio en el cual se involucre la selección óptima del conductor de una línea de transmisión, presenta una gran dificultad debido a que se requiere como herramienta de trabajo, un programa de selección tecno-económica de conductores. Generalmente este programa no está a disposición de quienes en un determinado momento la necesitan, y realizar el diseño del programa es muchas veces más laborioso que el estudio que se pretende, por lo que en la mayoría de los casos, se busca la manera para que, quienes tengan este programa (son pocas las personas e instituciones que cuentan con este programa.), le realicen el cálculo del conductor óptimo. Para quienes necesiten el programa por las características del estudio que se realiza, representa un escollo insalvable si no se decide a diseñar su propio programa. La inexistencia de un estudio detallado ó un programa de selección tecno-económica de conductores en bibliotecas, bibliografías e instituciones accesibles a los profesionales y estudiantes de ingeniería, hacen más crítico el problema.

Como caso particular, se pretendió realizar un estudio sobre: "Estandarización de conductores de líneas de transmisión en el Perú", encontrándose con las dificultades descritas. Se pudo observar que este problema era

comun, para quienes estuviesen realizando estudios en donde se involucre la selección óptima del conductor. Razón por la cual, se tomó la decisión de diseñar un método de, selección tecno-económica de conductores en líneas aéreas en alta tensión incluyendo el programa respectivo, de esta manera, se podrá contar con una herramienta de trabajo en los estudios relacionados con el conductor.

Como aporte a los futuros estudios, en el cual se requiera esta herramienta de trabajo, se le presenta como proyecto de tesis para optar el título, de esta manera, se podrá hacer uso de él, en la biblioteca de la facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la UNI.

Los altos costos operacionales y de inversión de una línea de transmisión, justifican los esfuerzos que se realicen, para minimizarlos. De los factores que determinan el costo de una línea de alta tensión, el que posee mayor relevancia es la selección del conductor, ya que no solo incide el costo del conductor y de las pérdidas asociados a él, que de por sí son considerables, sino que además, el conductor seleccionado determina ó por lo menos ejerce influencia sobre casi todos los elementos constituyentes de la línea. Una variación de la sección del conductor establece tres direcciones de sensibilidad:

a) Fuerza del viento sobre los Conductores.

A mayor sección, se tendrá mayor fuerza del viento sobre los conductores, mayor momento de volteo y por tanto mayor peso de la torre.

tanto mayor peso de la torre.

b) Rotura de un conductor.

A mayor sección, tendremos mayor tiro de trabajo - del conductor, y ante la rotura de este, aparecerá mayor momento de volteo y por tanto mayor peso de la torre.

c) Flecha máxima.

El peso de la torre, es función directa de la altura total de la torre, la altura total es función de la flecha máxima. Esta flecha variará con la sección del conductor.

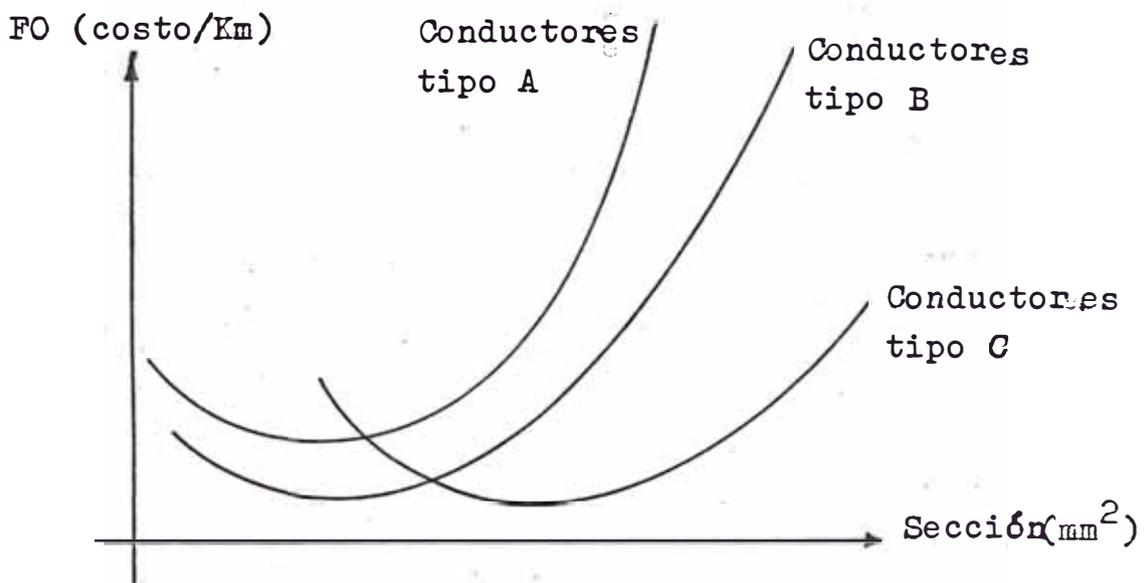
Por lo tanto, la selección del conductor no puede realizarse de una forma aislada, sino que debe hallarse la mejor combinación conductor - estructura, que es aquella que arroja el menor costo global de la línea.

El presente trabajo, es el diseño de una metodología para la selección tecno-económica del conductor en líneas aéreas en alta tensión, para regiones llanas ó ligeramente onduladas y para trabajos de planeamiento y anteproyecto.

La selección tecno-económica de conductores en una línea de transmisión, es el proceso de elegir a un conductor de una serie de conductores, que cumplen los requisitos técnicos y de seguridad establecidos, con la ventaja de obtener sobre el costo total de la línea, el menor costo.

La selección tecno-económica, se realiza mediante el diseño de una ecuación tecnico-económico denominado

tambien Función objetivo, que calcula costos en función de los parámetros de la línea. En el método propuesto, la Función objetivo, calcula los costos totales actualizados por Km. para el tiempo de operación (tiempo de vida de la línea) de la línea, por conductor. Los costos a medirse involucran, al material, mano de obra, transporte, operación y mantenimiento del equipamiento de la línea, y las pérdidas de transmisión.



El proceso de cálculo es tal, que procura determinar los posibles valores de diseño de la línea, con el objeto de expresarlos en terminos económicos y determinar el costo global de la línea, para las diferentes alternativas de conductor a seleccionar, para ello, es necesario realizar un pre-diseño de la línea en estudio para ingresar a la función objetivo. Es muy probable que no se tenga los datos necesarios para realizar el pre-diseño necesario (fase de planeamiento o anteproyecto), por lo que es un buen criterio, tomar como pre-diseño propio a una línea con características de diseño parecidas al estudiado, de

tal manera, que en el se obtengan los datos necesarios para el ingreso a la Función objetivo, a esta línea con características parecidas la denominamos "Modelo de línea". Este "Modelo de línea", nos permite determinar ecuaciones empíricas para el cálculo del peso de las torres, nos permite tener geometrías de las torres, tipos, diseños del número de aisladores, criterios y rangos de diseños, etc.

Para la realización del método, se procede a hacer un inventario de las características de diseño de las líneas aéreas en el Perú de 220 KV y 138 KV, con el objeto de contar con una variedad de "Modelo de línea", para una selección adecuada.

Debido a las complejas interrelaciones que se establecen, desde el punto de vista de costos entre el conductor y los demás elementos de la línea, se hace necesario el diseño de programas digitales. Un programa denominado "Principal", en base a la función objetivo, el cual permite determinar la sección y material mas conveniente para la línea y el vano que produce mayor economía. (vano económico). Un programa denominado "Auxiliar", el cual reproduce las cargas sobre las torres del "Modelo de línea", para correlacionarlos con las alturas y pesos de las torres, mediante un análisis de regresión lineal y formulas empíricas para el cálculo del peso de las torres, de esta manera se determina las constantes -

de la fórmula empírica, la cual es utilizado en el programa Principal, para la evaluación del peso de la torre.

El programa ofrece gran flexibilidad, para realizar los estudios de sensibilidad que permitan determinar la influencia, que tienen algunos parámetros de la línea sobre el costo total de la línea, parámetros que pueden variar en el futuro y permitan dar mayor confiabilidad a los resultados obtenidos.

El proyecto, fué realizado en la Sub-gerencia de Planeamiento de Transmisión de Electro-Perú. El programa se implemento en un computador IBM 360.

Agradesco de manera personal, al equipo de la oficina de la Sub-Gerencia de Planeamiento de Transmisión, por la amplia colaboración en la elaboración del presente trabajo y en especial al responsable de dicha oficina, Ing. Jose Koc Rueda y a los Ings. Juan Castro y Daniel Madrid. Agradesco tambien al Ing. Roger Albornoz G, por su valioso asesoramiento técnico y moral en mi persona.

CAPITULO I

1. GENERALIDADES

Para el desarrollo de la metodología, se necesitó diseñar un modelo matemático de la función objetivo, que tenga las siguientes características:

- Sea flexible y simple en su uso.
- Aproveche la experiencia estadística de nuestras líneas de transmisión.
- Que sea practico y apropiado para los trabajos de planeamiento y anteproyectos de líneas de transmisión.

Los criterios que se siguieron para la realización del método fueron:

Debido a que no existen normas nacionales para las líneas aéreas en alta tensión, generalmente cada especialista toma la norma de acuerdo a su experiencia, se tomó la tendencia existente en Electro-Perú, la cual es: Utilizar las normas del grupo Edison para los cálculos eléctricos y las normas Rumanas para los cálculos mecánicos.

Los documentos de trabajo elaborados por Electro-Perú para el estudio de las líneas de transmisión en el país, son muy buena referencia para cualquier estudio de este tipo.

- La experiencia estadística es muy utilizada en el mundo para el diseño de las líneas de transmisión.

- La selección tecno-económica de conductores, se realiza sobre un conjunto de alternativas que cumplen los requerimientos técnicos y de seguridad impuestos. Este conjunto de alternativas, se encuentra mediante una previa pre-selección de conductores que trata de examinar las limitaciones del conductor, a fin de reducir el universo posible de alternativas, hallando la sección mínima de cada material.

- El análisis se centra en diseñar la Función objetivo. Esta Función objetivo, tiene que estar en concordancia con la realidad de nuestras líneas de transmisión, por lo que es adecuado para cualquier estudio sobre líneas en el país, pero por ello, el programa no debe perder generalidad y debe ser tan simple ó tan complejo como el estudio para el cual se requiere lo exija.

La función objetivo, se diseña en función de los elementos de fuerte preponderancia sobre el costo total de la línea, con la finalidad simplificar su aplicación.

- Si un parámetro de diseño de influencia despreciable dificulta, una mejor aplicación y comprensión del método, por conveniencia se le deshecha ó se toma valores promedios según el caso.

- Utilizar el diseño de una línea de transmisión en operación, como pre-diseño de la línea en estudio, tiene validez práctica si consideramos que este, es solo utilizado para la selección tecno-económica del conductor, una ligera variación no va afectar en el costo total, además de ser un costo común para todas las alternativas.

El diseño de la función objetivo, se realizó tomando como base a la teoría expuesta por el "Grupo consultivo de transmisión de Electro-Perú" y por el Ing. Hernan Untiveros Zaldívar en su libro: " Diseño de líneas aéreas en alta tensión ".

Los programas se desarrollaron en lenguaje Fortran mediante la siguiente filosofía:

- Un programa Principal cuyo modelo matemático sea la función objetivo.
- Un programa Auxiliar que calcula una ecuación empírica del pre-diseño de línea elegido, para el cálculo del peso de las estructuras en el programa Principal.
- El programa entrega como resultado, el costo por Km de la línea actualizado por conductor y el vano óptimo, y selecciona el conductor óptimo por material.

El inventario de las características de los diseños de las líneas de transmisión en el Perú, se realizan según modelos utilizados en Electro-Perú.

1.1. Modelo de línea.

Al realizar el diseño de una línea aérea de características definidas, un buen criterio es compararlo con él de una línea aérea existente de características parecidas, si denominamos a esta línea, " Modelo de comparación ", estaremos concibiendo la idea de un "Modelo de línea".

Debido a las características de nuestro sistema de transmisión, podríamos obtener Modelos de líneas de las diferentes regiones del país, de regiones de otros países cuya naturaleza se parezca a la nuestra y cada línea futura pasaría a incrementar la variedad de Modelos de línea. Para efecto del proyecto se realiza un inventario de nuestras principales líneas a 220 Kv y 138 Kv.

Un Modelo de línea, viene a ser un archivo de datos de las principales características de diseño de una línea de transmisión determinada. El objetivo del modelo de línea es :

Proporcionar un pre-diseño de la línea en estudio, el cual sirve como base de datos inicial que necesita el Programa Principal.

Proporcionar una línea de características parecidas a la de estudio, al cual mediante análisis de regresión lineal se le puede obtener las constantes de la ecuación empírica, para el cálculo del peso de las torres.

Mostrar criterios y rangos de los valores de diseño promedio para cada caso.

1.2. Pre-selección de conductores.

El análisis técnico-económico que se propone, debe realizarse sobre un conjunto de conductores alternativos, El material y las secciones mínimas consideradas deben satisfacer los requerimientos siguientes:

a) Pre-selección del material.

Debe tenerse en cuenta que los materiales mayormente utilizados en el Perú, para líneas con tensión igual o mayor que 138KV son :

AAAC = Aleación de Aluminio.

ACAR = Aluminio reforzado con aleación de Aluminio.

ACSR = Aluminio reforzado con Acero.

Los conductores de AAAC, son mayormente utilizados en L.T. de 138 KV y en algunas de 220 KV, mientras los de ACAR son ampliamente utilizados en la costa a 220 KV, y el ACSR en la zona de sierra.

En zonas marinas, ambiente de fluor y de cemento atacan a la AAAC, ACAR, ACSR, y Aluminio puro. Puede reducirse el efecto engrasando al conductor. En zonas contaminadas con Sulfuros atacan al Cobre, pero este se adapta bien a los ambientes marinos, pero el Cobre aun en zonas no contaminadas, da costos mayores sobre la línea.

Debemos tener en cuenta que somos un país exportador de Cobre y el utilizar conductores importados, va en deterioro de la industria nacional, lo cual tie

ne un costo social muy alto que debía de ser evaluado.

b) Pre-selección por Capacidad Térmica.

Generalmente, la sección de los conductores es fijada a travez de un análisis económico que toma en cuenta los costos de instalación y las pérdidas de energía entre otros, que ocurren bajo determinada condición de operación deseada. Las restricciones impuestas por los sistemas, son de tal naturaleza que las densidades de corriente en los conductores se mantienen relativamente bajas, no habiendo por tanto, mayores problemas con el calentamiento excesivo de los conductores.

Bajo ciertas condiciones sin embargo, puede ser deseable una operación de líneas con densidades de corrientes mas elevadas, como en el caso de líneas relativamente cortas destinadas al transporte de potencias elevadas. En este caso el calentamiento de los conductores, en virtud de las pérdidas por efecto Joule, puede ser el factor limitante de mayor importancia.

La limitación de corriente en un conductor determinado, fin de que su temperatura no sobrepase determinados valores prefijados, es necesario en virtud a los siguientes factores:

Cualquier incremento imprevisto de la temperatura, hará que las flechas aumenten, reduciendo las altu

ras de seguridad impuesto por las normas.

Las deformaciones plasticas de los conductores y la pérdida acumulativa de resistencia mecánica, son tambien función de las temperaturas máximas.

Experiencias en laboratorios, han demostrado que esa pérdida (Creep) es relativamente pequeña (con menos del 3 % en 30 años) con temperaturas del orden de 75°C a 85°C, creciendo fuertemente con el aumento de temperatura y pudiendo ocurrir su rotura en poco tiempo en el caso de sometimiento de temperaturas excesivamente elevadas.

Equilibrio termico de los conductores.

Los conductores eléctricos de la líneas aéreas de transmisión, estan sujetos a un calentamiento adicional causado por la radiación solar, que se sobrepone al efecto térmico de la corriente. Por otro lado, la superficie de los conductores pierde calor de dos maneras: por radiación y por convección.

Bajo condiciones de régimen permanente de velocidad de viento, temperatura ambiente, radiación solar y corriente eléctrica, es valida la siguiente relación de equilibrio:

$$I^2R + W_I = W_R + W_C$$

Donde:

W_I , W_R y W_C son Calor ganado por radiación solar, Calor perdido por radiación y calor perdido por Conv.

R = resistencia del conductor.

Es de observar, que no existe un consenso total de la formulación del equilibrio termico de parte de los autores e instituciones, quedando a criterio personal el método a utilizar, pero resaltando que los métodos mas usados son :

Método Westinghose - Schurig and Frick.

- Metodo IEEE - IEE - Goldenberg.

c) Pre-selección por Corona.

0.6 Kw/terna a 0.8 Kw/terna como límite practico. (referencia 1) , esta restricción debe tomarse en forma referencial. Mayores pérdidas corona deben tenerse en cuenta en la evaluación económica del conductor.

Conductores por fase	1	2
Diámetro mínimo (mm)	$11.0 \frac{KV_2}{100 d^{1/2}}$	$8.0 \frac{KV_2}{100 d^{1/2}}$

Donde:

d = Densidad relativa del aire.

KV_2 = Tensión entre fases en KV.

d) Pre-selección por Caída de tensión.

Para la regulación de tensión debe tenerse en cuenta que :

- Los límites de regulación de tensión dependen de las restricciones oficiales, del uso de regulación automática en el transformador de llegada y la posibilidad de compensación al final de la línea.

En una línea de alta tensión, por lo general el análisis debe involucra a todo el sistema (Análisis de flujo de potencia, de estabilidad y de sobretensiones).

e) Pre-selección por efectos eléctricos.

Por lo general estos fenomenos solo se tienen en cuenta en líneas de alta y extra alta tensión que recorren zonas pobladas. Todos los métodos de evaluación conocidos hasta ahora son semiempíricos y cada Compañía de electricidad tiene sus propias ecuaciones. Estos fenomenos son:

- Radio interferencia (RI)
- Ruido audible (RA)
- Interferencia en TV (TVI)

Muchos especialistas opinan que estos efectos eléctricos debían de verificarse posterior a la selección tecno-economica, con el conductor seleccionado.

1.3. Limitaciones y alcances del método.

Debido a que la filosofía de este método, se basa en la experiencia estadística de otras líneas aéreas de alta tensión, con un diseño orientado a regiones llanas y ligeramente onduladas, y por considerar que esta experiencia estadística es muy extensa, se ha tomado como exposición la realidad peruana para líneas aéreas de 220 KV y 138 KV, pero puede ser ampliado según mantengan las siguientes consideraciones:

- Su uso es exclusivo para líneas aéreas cuyas torres sean de estructura de hierro o acero.
- Uso en regiones llanas o ligeramente onduladas.
 - Debido a su filosofía, este método puede ser constantemente fortalecido por las estadísticas futuras, así como la experiencia estadística de otros países cuyas regiones tengan características parecidas a la nuestra (por ejemplo, Brasil)
 - Los conductores involucrados, deben ser pre-seleccionados según la magnitud de la línea, el método por su filosofía es estrictamente económico.

1.4. Objetivo

El presente proyecto, tiene la finalidad de implementar un método de optimización de conductores en líneas aéreas en alta tensión, dinámico, flexible y adecuado - para cada región, utilizando la experiencia estadística de líneas existentes en nuestras regiones, y en el futuro la experiencia de otros países con características - parecidas a nuestras regiones.

Pretende presentar un método de aplicación sencillo, pero práctico, para una mejor comprensión de la selección tecno-económica de los conductores en líneas aéreas de alta tensión, para las instituciones que la necesitan.

CAPITULO II

DESARROLLO Y ANALISIS DE LA METODOLOGIA.

El desarrollo y análisis de la metodología, muestra todos los criterios técnicos utilizados para el diseño de la Función Objetivo. El ecuacionamiento técnico-económico, puede representarse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 FO = & \left[\begin{array}{l} \text{Costo del} \\ \text{conductor} \\ \text{por Km.} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Costo de la} \\ \text{torre vesti} \\ \text{da por Km.} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Costo de los} \\ \text{elementos co} \\ \text{munes por Km.} \end{array} \right] \\
 & + \left[\begin{array}{l} \text{Costo de las Pérdidas} \\ \text{Joule por Km.} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Costo de las pér} \\ \text{didias Corona por} \\ \text{Km.} \end{array} \right]
 \end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned}
 \text{Costo de la} \\
 \text{torre vestida} & = C_{\text{Torre}} + C_{\text{Aislador}} + C_{\text{Fundación}}.
 \end{aligned}$$

C = Representa costo.

Metodología.

La selección tecno-económica del conductor, se realiza mediante una ecuación denominado Función objetivo, el cual se diseña de tal manera que evalúe aproximadamente el dimensionamiento de los diferentes elementos que constituyen la línea, esta evaluación se realiza mediante los requerimientos técnico y de seguridad impuestos; para luego expresarlos en términos de costos.

La ecuación tecno-económica ó Función objetivo, determina el costo de la línea en función de la sección del conductor y el costo de la línea esta formado por:

- a) Costo actualizado del equipamiento por Km
- b) Costo actualizado de las pérdidas de transmisión por Km.
- a) Costo actualizado del equipamiento por Km.

Este posto debe incluir a todo aquel gasto que se realice en el proceso de equipamiento de la línea, Los gastos del equipamiento, se deben generalmente a la descripción siguiente:

- Estructuras
- Conductores.
- Aisladores.
- Fundaciones.

Ferretería, puestas a tierra, cable de guarda, servidumbre, compensación, caminos de acceso, etc.

Se diseña la función objetivo, en función a los elementos

que mantienen una fuerte dependencia con el conductor y sean representativos con relación al costo del equipamiento. Los costos comunes, ingresan a la función objetivo como una constante proporcional al costo del equipamiento.

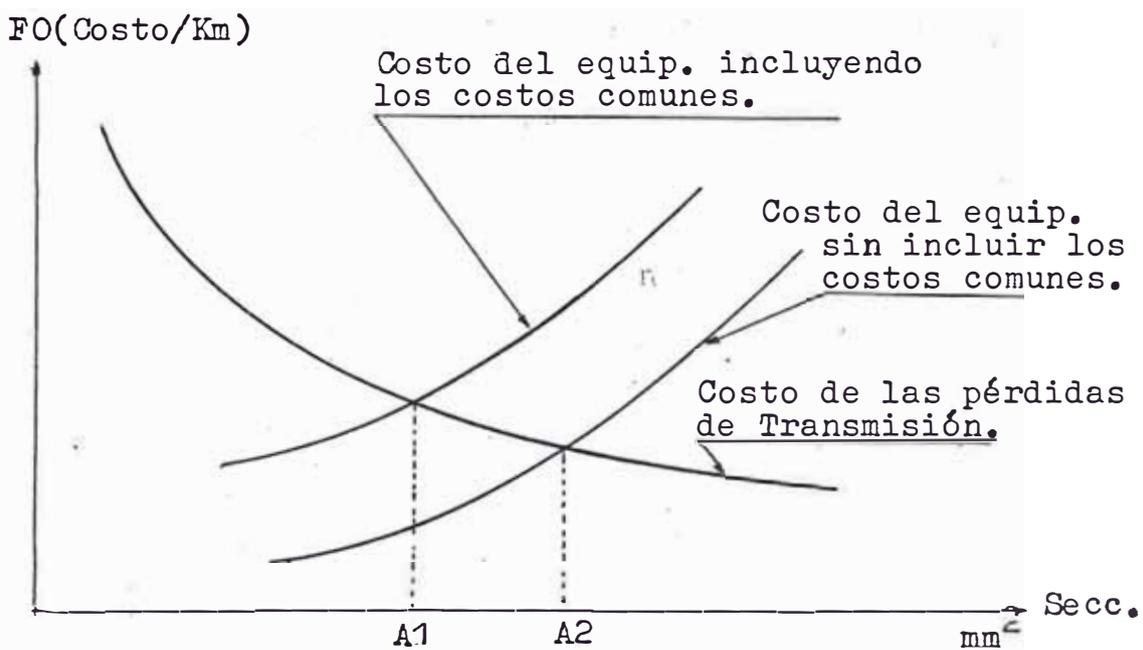
$$C_{\text{equip.}} = C_{\text{estruc.}} + C_{\text{aisl.}} + C_{\text{Fund.}} + C_{\text{Cond.}} + C_{\text{Comunes}}$$

Donde:

C " Representa costo.

C_{comunes} = Costo total de los elementos comunes a las diferentes alternativas. Están incluidas la ferrería, las puestas a tierra, cable de guarda, servidumbre, compensación, etc.

Es necesario incluir a los costos comunes, pues de lo contrario, corremos el riesgo de encontrar una solución errada y cara. Así observamos en el siguiente gráfico:



Segun observamos en el gráfico, si no introducimos los costos comunes, la elección del conductor sería A_2 y no A_1 , tal como debía de ser (vemos que A_1 es menor que A_2), lo cual encarece nuestra decisión.

Del costo total del equipamiento, el que representa mayor dificultad de calcular, es el costo de la torre vestida por Km (costo del conjunto estructura, aislador y fundación), pues debe hallarse el vano que representa el menor costo en las torres vestidas; para ello se realiza un cambio de estado para cada vano a variar, que puede oscilar entre 200 m. y 700 m. de 50 m. en 50 m. con el objeto de hallar:

Flecha máxima, que servirá para determinar la altura de la torre.

- El tiro de los conductores.

Con estos datos, para cada vano D en m. se procede a calcular las cargas máximas verticales, transversales y longitudinales, además la acción del viento sobre las estructuras. Valores necesarios para poder aproximar el peso de las estructuras mediante fórmulas empíricas, las características mecánicas del aislador y el volumen de la fundación, así para cada vano tendremos un costo de torre vestida por Km.

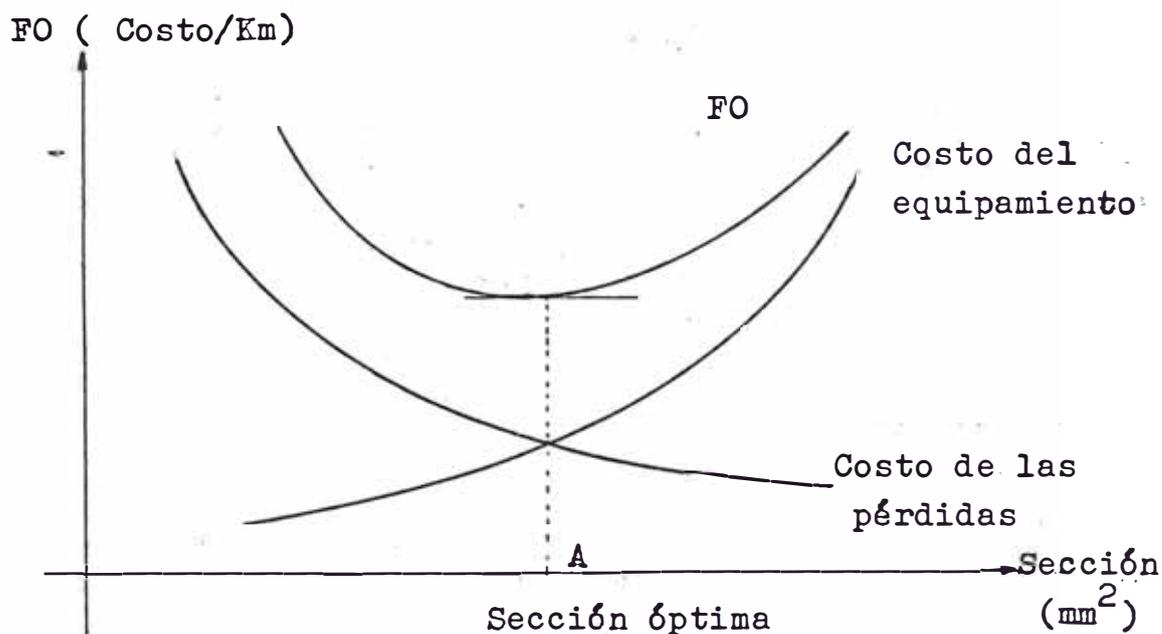
El costo del equipamiento de la línea, incluye el costo de la operación y mantenimiento de la línea en su tiempo de vida (Carrying Charge).

b) Costo actualizado de las pérdidas de transmisión por Km.

Para determinar este costo, es necesario una evaluación a lo largo de un periodo (vida de la línea) de las pérdidas Joule y Corona, considerando las pérdidas de potencia de generación nueva y las pérdidas de energía.

Luego la función objetivo se rige mediante la siguiente relación:

$$FO = \text{Costo equipamiento} + \text{Costo de Pérdidas de Trans.}$$



En el gráfico observamos, las tendencias que sigue un tipo de conductor al analizar sus diferentes secciones con la función objetivo.

Para ingresar a la ecuación tecno-económica, es necesario tener un pre-diseño de la línea, debido a que

se trabaja en la fase de planeamiento o anteproyecto, es muy posible que no se tenga, los datos de campo necesarios para el pre-diseño requerido, un criterio muy realista, es tomar como pre-diseño propio a una línea con características de diseño parecidas, de tal manera, que en él se obtengan los datos necesarios para ingresar

a la función objetivo; a esta línea con características parecidas a la de estudio se le denomina "Modelo de línea". Parte de la metodología es inventariar las principales líneas de transmisión en el Perú a 220KV y 138 KV, con el objeto de poder seleccionar un Modelo de línea adecuado y obtener resultados mas reales.

De lo expuesto se puede concluir de la siguiente manera:

La metodología se desarrolla en dos partes:

1^{ra} parte.

Seleccionar el Modelo de línea adecuado y de este modelo de línea, determinar las constantes de la fórmula empírica para el cálculo del peso de las torres en la función objetivo (2^{da} parte). Para determinar estas constantes, se diseña un programa en función al modelo de línea, denominado programa Auxiliar, de tal manera que pueda reconstruir las cargas sobre las estructuras. Mediante un análisis de regresión lineal de la formula de Ryle (formula empírica para el cálculo del peso de las torres), se correlaciona las cargas sobre las estructuras, las alturas de las torres y los pesos de las mismas, para cada tipo de torre.

2^{da} parte.

Es el desarrollo de la función objetivo ó ecuación tecnico-económica, conjuntamente con el diseño de un programa denominado Principal, de la función objetivo. Este programa es el que optimiza la selección del conductor.

Vano óptimo.

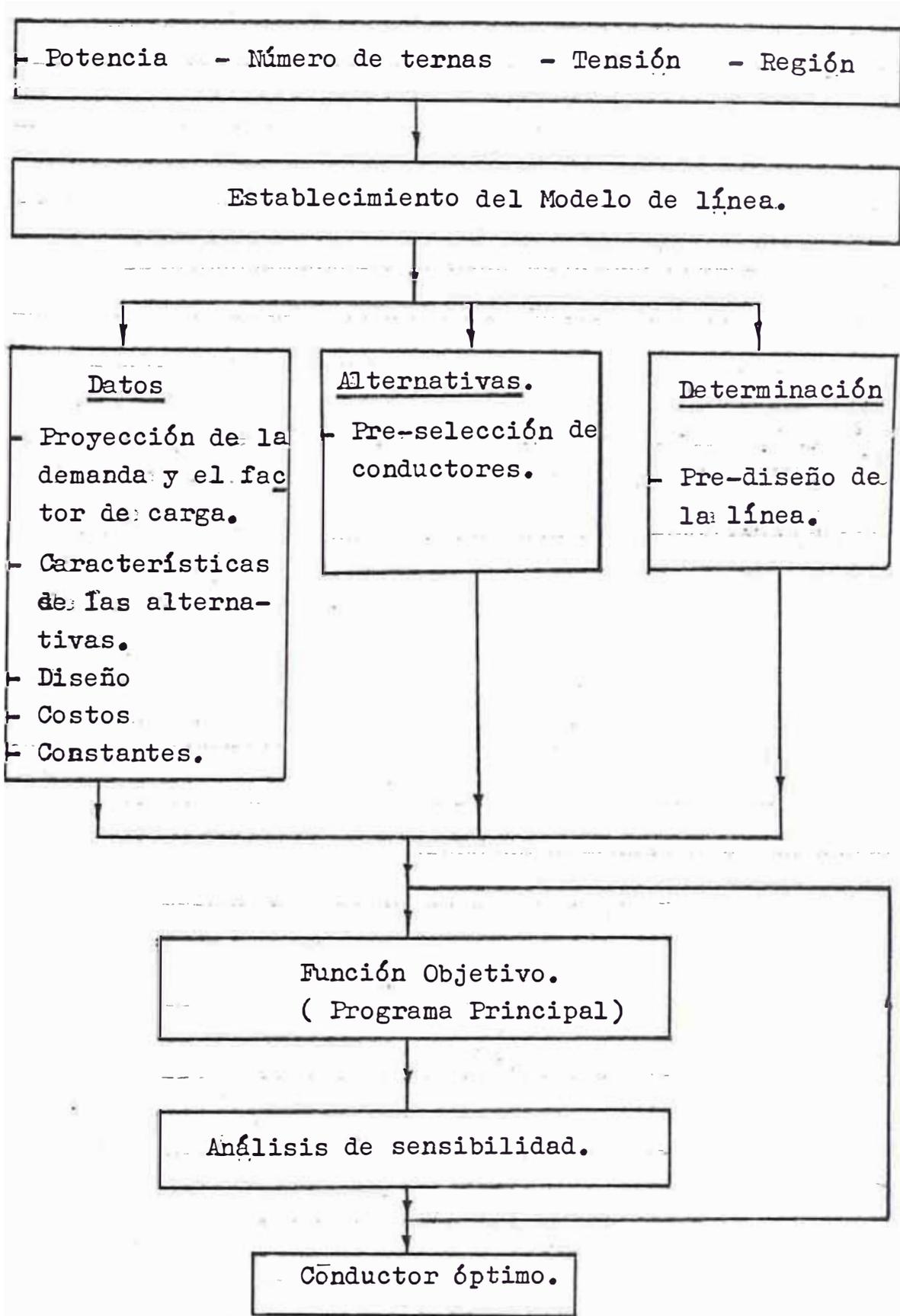
En el proceso del cálculo del costo total de la línea, se analiza una serie de vanos, con el objetivo de encontrar cual de ellos influye sobre el costo total de la línea de la manera mas conveniente económicamente; A este vano se le denomina vano economico ó vano óptimo.

El proceso del cálculo del vano óptimo exacto, se realiza de la siguiente manera:

- a) Se selecciona un rango de vano que puede estar entre los 200 m. y 700. m. se varia el rango de 50 m. en 50 m.
- b) se reduce el rango del vano a 100 m., y se varia el rango de 10m. en 10 m.
- c) Se reduce el rango del vano a una diferencia de 20 m. y se varia el rango de 1 m. en 1 m.

De esta manera se obtiene el vano óptimo.

Metodología



2.1. Estudio y cálculo del número de estructuras.

Dentro de la experiencia en el diseño de líneas de transmisión en el Perú, podemos afirmar que preponderantemente se utilizan cuatro tipos de torres.

Estos son :

- a) Torre de Suspensión: tipo S (i = 1)
- b) Torre de Suspensión reforzada: Tipo SR (i=2)
- c) Torre de Angulo y anclaje: tipo AN (i=3)
- d) Torre de Amarre: Tipo AR (i=4)

a) Número de torres de Suspensión Simple.

$$\text{Longitud real de la línea} = \sum_{i=1}^{i=4} XN(i) D(i)$$

$$L \cdot 10^3 \cdot FOT = XN(1)D(1) + XN(2)D(2) + XN(3)D(3) + XN(4)D(4) \dots I$$

Generalmente :

$$D(1) = D(3) = D(4) = V \dots \dots \dots II$$

$$\frac{D(2)}{D(1)} = \frac{D(2)}{V} = PPV \dots \dots \dots III$$

$$\frac{XN(2)}{XN(1)} = TK \dots \dots \dots IV$$

Haciendo intervenir; V, PPV y TK de II, III y IV en la ecuación I, obtenemos:

$$XN(1) = \left[FOT \cdot \frac{L \cdot 10^3}{V} - XN(3) - XN(4) \right] / (1 + TK \cdot PPV)$$

Donde:

XN(i) = Número de torres tipo "i".

D(i) = Vano de la torre tipo "i". en metros.

FOT = Factor de ondulación del terreno.

L = Longitud de la línea en Km.

TK = $\frac{\text{Cantidad de torres de suspensión reforzada.}}{\text{Cantidad de torres de suspensión simple.}}$

PPV = $\frac{\text{Vano promedio de la torre de suspensión reforzada.}}{\text{Vano promedio de la torre de suspensión simple.}}$

Para determinar los valores de TK y PPV, la cantidad y vanos promedios de las torres las tomamos del modelo de línea elegido.

V = Es el vano promedio de la línea en mt.

b) Torre de suspensión reforzada.

La experiencia de utilizar dos tipos de torres de suspensión es muy difundida en el país, pues este criterio optimiza la línea. Razón por la cual en este estudio, se tomara en cuenta las torres de suspensión reforzada. Las características de estas son:

- Puede considerarse como una de ángulo hasta 5° .

Puede tomar vanos mayores que la de suspensión simple.

- El número de ellas la podemos obtener mediante una relación estadística, deducida como fórmula la cual es :

$$XN(2) = TK \cdot XN(1)$$

De no considerarse torres de suspensión reforzada en determinado estudio, se elimina este, haciendo en el READ del programa, TK=0.0 y PPV = 0.0, de esta manera en la función objetivo XN(2) se hará igual a cero.

c) Torres de ángulo y anclaje.

El número de torres de ángulo, esta definido por la ruta que tome la línea en estudio. Para trabajos en la que no esté definida la ruta de la línea y no se tenga el número de torres de ángulo y anclaje a utilizarse, se puede acudir a la estadística del modelo de línea elegido, y de ahí, determinar el número de torres de ángulo y anclaje que se tiene por una determinada longitud de línea.

Un estudio estadístico de nuestras líneas a 220 KV y 138 KV, nos arrojó los siguientes resultados :

- 138 KV 1 torre tipo AN por cada 6 ó 7 Km.
- 220 KV 1 torre tipo AN por cada 4 ó 7 Km.

d) Torres de Amarre.

Segun especialistas, se debe considerar una torre de amarre cada 9 Km, por consideraciones de montaje y para evitar problemas de colapso.

Un estudio estadístico de nuestras líneas a 220 KV y 138 KV, nos arrojó los siguientes resultados:

- 138KV 1 torre de amarre por cada 5 ó 7 Km.
- 220KV 1 torre de amarre por cada 10-13 Km.

2.2. Cálculo del peso de la torre.

El peso de una torre, esta en función a las cargas que sobre ella se ejerzan, las condiciones topográficas, climaticas, de montaje y mantenimiento. Si bien el computo de estos esfuerzos es simple, por la gran cantidad de elementos de una estructura, resulta ser un cálculo muy laborioso. Un valor aceptable para el análisis se puede obtener mediante fórmulas estimativas dadas por especialistas en la materia, las cuales son:

- La fórmula de Peterson.

$$W = C.H_e'.P^{2/3}$$

- La fórmula de Alcan.

$$W = Ck.H (T^{2/3} + L^{2/3} + V^{1/2})$$

- La fórmula de Majerrison.

$$W = Ck'.H_e' (T^{2/3} + L^{2/3} + V^{1/2})$$

- La fórmula de Ryle.

$$W = Ck.H.M^{1/2}$$

Donde;

C, Ck, Ck' Son las constantes de un análisis de regresión lineal entre las cargas sobre la torre y los pesos reales con sus respectivas alturas de la misma.

W = Peso de la estructura en Kg.

H'_e = Es la altura del centro de gravedad de las cargas de los conductores, en mt.

H = Altura neta de la torre en mt.

T, L, V son las cargas sobre la torre: Transversal, Longitudinal y Vertical en Kg.

M = Es el momento de la torre en Kg-mt.

Ecuación a utilizarse.

Una variación de la sección, establece tres direcciones de sensibilidad:

a) Fuerza del viento sobre los conductores.

A mayor sección se tendrá mayor fuerza del viento sobre los conductores, mayor momento de volteo y por tanto mayor peso de la torre.

b) Rotura de un conductor.

A mayor sección, tendremos un mayor tiro de trabajo del conductor, y ante la rotura de este, aparecerá mayor momento de volteo y por tanto, mayor peso de la torre.

c) Flecha máxima.

El peso de la torre, es función directa de la altura total de la torre, la altura total es función directa de la flecha máxima. Esta flecha variará con la sección y tipo del conductor.

Tomando en consideración este análisis de sensibilidad de la sección sobre la línea, y considerando que la

la fórmula a elegirse, pueda ser utilizado para el cálculo de la cimentación, se eligió la fórmula de RYLE, el cual, nos da el peso aproximado de la torre en función del momento total de la torre, y la altura de la misma. Este momento total de volteo, es el que se utiliza mediante una adecuación en su profundidad de enterramiento de la fundación, en el diseño de la fundación.

Fórmula.

$$W = C_k \cdot H \cdot M^{1/2}$$

Debido a que se realiza un análisis de regresión lineal de la forma: $Y = a + b x^{1/2}$ en donde: $C_k = b$, generalmente "a" tiende a cero, para efecto del trabajo "a" no se desprecia, luego la fórmula de Ryle para una mayor precisión toma la siguiente forma:

$$W = X_c + C_k \cdot H \cdot M^{1/2}$$

$$M = (M_v^2 + M_r^2)^{1/2}$$

Donde:

C_k, X_c Constantes de la regresión usando la fórmula de Ryle.

M = Momento máximo de volteo de la torre en Kg-Mt

M_v = Momento debido al viento en los conductores

M_r = Momento de rotura del conductor ó cable de guarda.

Nota: Referencia en : "Diseño de Líneas aéreas en alta tensión". Ing. Hernan Untiveros Z . Pag. 65

"Selección del conductor para líneas de 138 Kv"

2.3. Hipótesis de carga para el cálculo de estructuras.

En la actualidad, no existe una norma nacional en líneas de transmisión. Existe una tendencia en Electro-Perú para los cálculos mecánicos, y es la de utilizar normas Rumanas, así:

Hipótesis de carga

Regimen normal

Suspensión $V_c + V_t + V_a + G_{th} + G_{ch} + G_{ah}$
Ángulo y anclaje $V_c + V_t + G_{th} + G_{ah} + Tr$
Terminal $T_a + T_p + V_a + V_c + V_t + G_{th} + G_{ch} + G_{ah}$

Regimen de falla

Suspensión $K_1.T_a$ (ó $K_2.T_p$) + $G_{ch} + G_{th} + G_{ah}$
Ángulo y anclaje T_a (ó T_d) + $G_{th} + G_{ah} + Tr$
Terminal $T_a - T_a$ (ó T_p) + $G_{ch} + G_{th} + G_{ah}$

Donde:

G_{ch} = Peso del conductor activo en Kg.

G_{ah} = Peso de los aisladores. en kg.

G_{th} = Peso de la torre en Kg.

V_t = Viento sobre la torre.

V_c = Viento sobre los conductores activos.

V_a = Viento sobre los aisladores.

T_p = Tracción sobre el conductor de protección.

tr = Tracción resultante angular de los conductores.

t_a = Tracción en el conductor activo.

$K_1 = 0.65$ (conductor activo) y $K_2 = 0.4$ (cond. Prot.)

V tiene el valor mas desfavorable.

T_r , T_a y T_p tienen los valores máximos.

Referencia : (7)

Criterios en las hipótesis de carga.

- La carga del viento sobre los aisladores comparado con la que ejerce sobre los conductores es despreciable, luego no es considerado en el diseño. Se desprecia el peso del cable de protección, por considerarse despreciable ante la de los conductores.

2.4. Ecuación de cambio de estado.

Un conductor al estar sostenido entre dos puntos en un estado inicial A (temperatura, presión, tiro mecánico, etc.), al pasar a un estado final B, experimenta una variación geométrica de su longitud y de la tensión mecánica a la que esta sometido. Así la ecuación para el estudio que se pretende es la siguiente:

$$P_2^2 \left(P_2 + E(t_2 + t_1) + \frac{W_1^2 D^2 E}{24 P_1^2 A^2} - P_1^2 \right) = \frac{W_2^2 D^2 E}{24 A^2}$$

Donde:

$P = \frac{T}{A}$, y es el esfuerzo al que esta sometido el conductor en Kg/mm^2 .

$A =$ Sección del conductor en mm^2 .

$T =$ Tiro horizontal del conductor en kg.

$W =$ Peso lineal total del conductor en Kg/m .

$$W = (W_v^2 + F_{Pv}^2)^{1/2}.$$

W_v = Peso lineal vertical total sobre el conductor en Kg/m.

F_{Pv} = Fuerza de presión del viento sobre el conductor en Kg/m.

α = $M\gamma$, es el coeficiente de dilatación lineal en $^{\circ}C^{-1}$.

E = Módulo de elasticidad en Kg/mm^2 .

1,2 : Son los estados inicial y final del conductor respectivamente.

t = Temperatura en $^{\circ}C$.

El objetivo de esta ecuación, es determinar el esfuerzo final a la que está sometido el conductor, dados esfuerzos iniciales conocidos.

Para la solución de la ecuación cúbica del cambio de estado, en este trabajo se utiliza el método analítico de Newton-Rapson :

Así en la ecuación, haciendo $P_i = X_i$, y la ecuación de cambio de estado en: $F(x_i) = 0.0$

Se procede de la siguiente manera:

$$X_{i+1} = X_i - F(x_i)/F'(x_i)$$

Hasta que $X_{i+1} - X_i = 0.001$ ó menor.

Referencia : (1) y (3)

Criterio de cálculo de cambio de estado.

Para la realización del presente trabajo, definiremos tres hipótesis de carga:

- a) HI = Hipótesis de máximos esfuerzos.
- b) HII = Hipótesis de esfuerzo medio.
- c) HIII = Hipótesis de mínimos esfuerzos.

En caso de existir mas de tres hipótesis de carga estas deben reducirse a tres, segun las tres hipótesis definidas.

Cuando HI, se divide en tres hipótesis HIA y HIB, se deberá identificar cual de ellas toma el menor esfuerzo de templado, tomando a uno de ellos como estado inicial y al otro de estado final en la ecuación de cambio de Estado. De esta manera, el factor de seguridad impuesto será respetado, de esta manera tambien definimos la hipótesis de máximos esfuerzos o' HI. Definida las tres hipótesis de carga, se procede de la siguiente manera:

Haciendo HI como estado inicial y HII como estado final, hallamos el tiro T_2 , este debe ser menor ó igual a la tensión de todos los días T_{EDS} impuesta; de no ser así, se toma como estado inicial a HII con un tiro T_1 igual al T_{EDS} impuesto, de donde pasamos al estado final (HI). De esta manera determinamos el tiro máximo y los requerimientos de seguridad impuesto.

Para la determinación de la flecha máxima, se toma como estado inicial a la HII, y se pasa al estado final que es la HIII, en donde se determina la su - puesta flecha máxima, que es comparada con las fle - chas de los otros estados, determinandose así la máxima flecha.

2.5. Parámetros y relaciones mecánicas.

2.5.1. Presión del viento.

La presión del viento es función de la ve - locidad del mismo, existen diferentes maneras de calcularlos según normas y experiencias de cada país. Los últimos resultados sobre el particular, se realizaron en Alemania mediante programas de prueba en Hornisgrinde, estable - ciendo la siguiente relación:

$$P_v = 0.2453 V$$

Relación experimental, que ha sido comprobado en Saratoga. USA. (Referencia: (2) y (12))

En tanto que una de las formas convencionales es la cuadrática, que data desde 1905. La cual es :

$$P_v = 0.00476 V^2$$

Referencia : (1) y (3)

Siendo en ambos casos :

$$V = V_{10} (H/40)^{1/7}$$

Debido a que la ecuación cuadrática es más conservadora y antigua, para nuestro trabajo tomaremos la ecuación de Hornisgrinde, o sea :

$$P_v = 0.2453 V$$

Donde:

P_v = Presión del viento en Kg/m^2

V = Velocidad del viento en Km/h .

H = Altura de acción del viento en m.

V_{10} = Velocidad del viento a 10 m. sobre el nivel del suelo, en Km/h .

2.5.2. Cargas sobre el conductor.

Sobre el conductor actúan fuerzas longitudinales y verticales, las cuales tienen las siguientes características:

a) Carga longitudinal.

Presión del viento sobre el conductor en forma perpendicular a la línea, esta se obtiene mediante la siguiente relación:

$$FP_v = P_v 10^{-3} (D_c + 2h)$$

donde:

FP_v = Fuerza de la presión del viento unitario en Kg/m .

P_v = Presión del viento en Kg/m^2

D_c = Diámetro del conductor en mm.

h = Espesor del manguito de hielo en mm.

b) Carga vertical.

Esta carga es debida a dos parámetros, estas son:

Carga debido al hielo sobre los conductores.

Carga debido al peso propio del conductor.

Una expresión práctica muy utilizada por los consultores en el país, es la siguiente:

$$P_h = 0.0029 (h^2 + 2hD_c)$$

$$W_v = w_o + P_h$$

Donde:

P_h = Peso lineal debido al hielo en Kg/m.

W_v = Peso vertical lineal del conductor en Kg/m.

h = Espesor de la costra de hielo sobre el conductor en mm.

D_c = Diámetro del conductor en mm.

w_o = Peso lineal del conductor en el catálogo en Kg/m.

Luego, la carga ó peso unitario total del conductor es :

$$W = (W_v^2 + P_v^2)^{1/2}.$$

Donde:

W = Peso unitario total del conductor en Kg/m.

Referencia : (1) y (3)

2.5.3. Presión del viento sobre las estructuras.

Se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$V_t = C \cdot P_v \cdot A_t$$

Donde:

V_t = Fuerza del viento sobre la estructura en Kg.

C = Constante, factor de área. Según normas Rumanas C= 2.6.

Referencia: (7)

A_t = Área lateral de la torre en m^2 .

2.5.4. Tiro del cable de guarda.

Se obtiene mediante la siguiente relación:

Tiro longitudinal = $XK_o \cdot TRP$ (Kg)

Torre terminal = TRP / f_{scp} .

Donde:

XK_o = 0.4 (constante), según normas Rumanas.

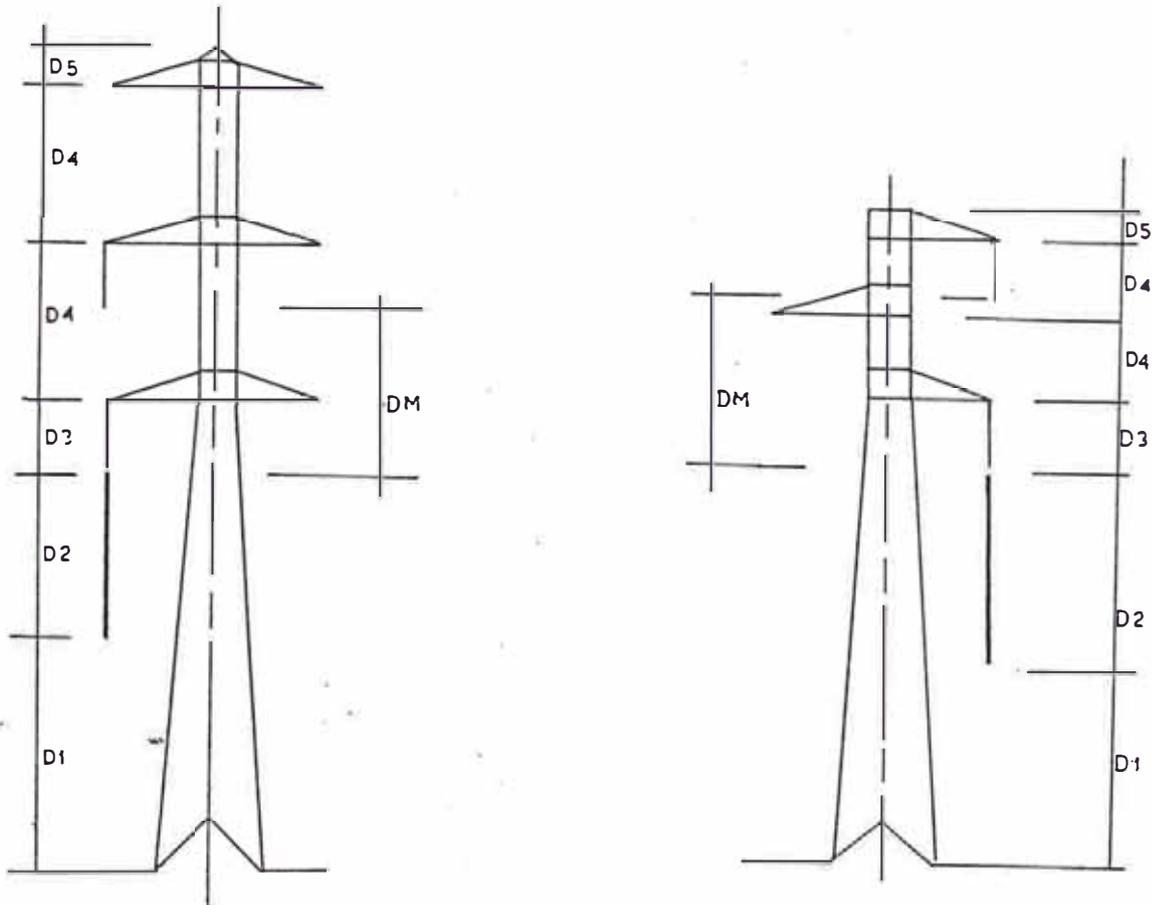
TRP = Tiro de rotura del cable de protección en Kg.

f_{scp} = Factor de seguridad del cable de protección.

2.5.5. Geometría de las estructuras.

Debido a las características de diseño del método, se hace necesario tener modelos de geometría de torres, las cuales nos deben entregar los distanciamientos de las torres para determinar el nivel de acción de las fuerzas sobre

la estructura. Asi, para cualquier modelo de línea, los distanciamientos y designaciones seran:



Donde:

- DM = Distanciamiento entre fases en cm.
- D1 = Distancia de seguridad en mt.
- D2 = Flecha máxima del modelo de línea.
- D3 = Longitud de la cadena de aisladores en mt.
- D4 = Distancia vertical entre fases en mt.
- D5 = Distancia vertical de la punta del poste al estribo mas alto, en mt.

Dm, D1, D2, D3, D4 y D5, se obtienen del modelo de línea.

2.5.6. Cargas sobre las estructuras debido a los conductores.

- Cargas transversales.

$$TTC = 3XNT(2Ta\text{Sen}(\alpha/2) + D.Pv.\text{Cos}^3(\alpha/2).Dc/1000)$$

Cargas longitudinales.

$$TRL = XKo.TRE.\text{Cos}(\alpha/2)$$

- Carga para una torre terminal.

$$TLT = 3XNT.Ta + XNCP.TRP/3.$$

Donde:

- TTC = Tiro transversal del conductor en Kg.
TRL = Tiro longitudinal del conductor en Kg.
TLT = Tiro longitudinal sobre una torre terminal.
= $\text{AN}(i)$ = Angulo de la torre "i".
Ta = Tiro máximo del conductor en Kg.
XNT = Número de ternas.
D = Vano (m)
Pv = Presión del viento en Kg/m^2 .
Dc = Diámetro del conductor en mm.
XKo = Factor de acción sobre la rotura del cable
XKo = K1 = 0.65 Para el conductor.
XKo = K2 = 0.4 , para el cable de guarda.
TRE = Tiro de rotura del conductor ó cable de guarda segun sea el caso en Kg.
XNCP = Número de conductores de protección.
TRP = Tiro de rotura del cable de protección.

2.5.7. Momento de volteo sobre la torre.

- Momento sobre la torre de suspensión, ó angulo debido a las carga longitudinales.

$$MSA = TTC(3(d1+d2+d4+DELTA) + 2/3. Pt) + 0.5V_t Ht.$$

- Momento debido a la rotura:

$$MTR = TRL (d1+d2+2d4 + DELTA + d5 + 2/3. Pt)$$

- Momento sobre una torre terminal:

$$MLT = TLT(3 (d1+d2+d4+DELTA) + 2/3.Pt) + 0.5V_t Ht.$$

Donde:

d1, d2, d3, d4, d5 , son los distanciamientos expuestos en geometría de las estructuras (2.5.5.), del modelo de línea elegido.

Pt = Profundidad de cimentación en m.

Ht = Altura neta de la torre en m.

V_t = Fuerza de acción del viento sobre la torre (2.5.3), en Kg.

DELTA = Variación constante de la altura de la torre. (de 2 en 2 mts , 3 en 3 mt, etc)

Momento total de volteo para las torres de susp. ó angulo.

$$MTSA = (MSA^2 + MTR^2)^{1/2}$$

Momento total de volteo para las torres Terminales.

$$MTTE = MLT$$

2.6. Estimación del volumen de fundación de la torre.

Determinar el volumen exacto de las fundaciones de las torres, es otro de los problemas que presentan una gran dificultad de seleccionar, especialmente a nivel de anteproyecto, que es donde se enmarca la selección del conductor. Si se deseara realizar el cálculo preciso de dichos volúmenes, se necesitaría una gran información acerca del suelo en que se va a ubicar a la torre, además de los esfuerzos que va a soportar. Lo que se hace generalmente, es realizar estudios geológicos en determinados sitios, y mediante procedimientos adecuados se estima la variación que puedan tener las propiedades del suelo en la trayectoria de la línea, en base a las características del terreno se realiza una estimación del volumen de fundación que requiere cada torre.

Los volúmenes que realmente se necesitan, solo se conocen en la fase de construcción, en donde esos volúmenes son ajustados en aquellos casos en que las características del suelo, difieran notablemente de las que se habían considerado en la estimación.

Por la incertidumbre mencionada, se debió elegir un método que permita estimar los volúmenes de fundación requerida por la línea. Como primer requisito, el método debe ser sencillo, dado que normalmente las fundaciones no representan una parte fundamental en el costo total de la línea.

Como segundo requisito, el método debe entregar resultados parecidos a los volúmenes normales en una línea para cada caso.

El volumen de la fundación viene dado por la presión ó fuerza de arrancamiento que ella soporta. El área de la fundación esta determinada fundamentalmente por la presión, y el momento estabilizante, determina la profundidad de la cimentación.

Para el pte trabajo, se utiliza el método de SULZBERG.

Método de Sulzberg.

$$M_y = \sum F_i (h_i + 2/3 P_t) 10^{-3} \dots\dots\dots I$$

$$M_{est} = M_v CSCI \dots\dots\dots II$$

$$M_{est} = 1.4142 b P_t^3 C_r \operatorname{tg} \theta + 0.4 P b \dots\dots III$$

$$P = W_{macizo} + W_{acero \text{ de la torre}} + W_{cond+aisl} \dots\dots IV$$

$$W_{macizo} = P_t b^2 P_e \dots\dots V$$

$$W_{acero \text{ de la torre}} = X_c + C_k M_v^{1/2} . H \dots\dots VI$$

$$W_{cond+aisl} = 3 X_{NT} W_v D + 3 X_{NT} X_{NA} P_A \dots\dots VII$$

El coeficiente de compresibilidad del terreno es directamente proporcional a la profundidad. Ref (1)

Luego:

$$\frac{C_r}{P_t} = \frac{C_{To}}{2}$$

Donde :

- F_i = Fuerza que actúa sobre la torre en Kg.
- M_v = Es el momento de volteo ó vuelco de la torre en Kg-mt.
- M_{est} = Es el momento estabilizante de la torre en Kg-mt.
- h_i = Altura de acción de las fuerzas en mt.
- P_t = Profundidad de la cimentación en mt.
- CSCI = Coeficiente de seguridad de la cimentación.
- b = Ancho de la cimentación en mt.
- C_r = Coeficiente de compresibilidad del terreno a P_t mt. en Tn/m^3 .
- θ = Ángulo de giro del macizo de la fundación.
- P = Fuerza vertical total en Kg.
- C_{Tb} = Coeficiente de compresibilidad del terreno a una profundidad de 2 mt.
- P_e = Peso específico del terreno en Tn/m^3 .
- XNT = Número de ternas de la línea.
- D = Vano máximo en mt.
- W_v = Peso resultante vertical del conductor lineal en Kg/m.
- XNA = Número de aisladores de la cadena de aisladores del modelo de línea elegido (suspensión)
- PA = Peso de cada aislador en kg.

Generalmente $Tg \theta = 0.01$, pues hasta este ángulo, el macizo puede girar sin que haya que tener en cuenta la variación de C_r .

Referencia : (3) y (1)

2.7. Criterios de selección del aislador.

El número de aisladores y el tipo de aislador a utilizar esta dado por :

- El medio ambiente.

Las sobretensiones de maniobra.

- Las sobretensiones de frecuencia industrial.

Las sobretensiones de origen atmosférico.

Pero, existiendo una línea ó Modelo de línea de características parecidas a la línea en estudio, se podría tomar este diseño como propio sin errar perceptiblemente.

Elegido el tipo de aislador y el número de aisladores por cadena, dentro de las variaciones de los parámetros en el proceso de optimización, las características eléctricas del aislador no variarán, pues a ninguno les afecta como material aislante, pero su característica mecánica si varia, pues el tiro máximo de rotura del aislador, esta en función del vano, la sección del conductor y el tipo de conductor a utilizarse.

Del estudio de catálogos, se pudo aproximar que la relación del precio del aislador con respecto al tiro de rotura del aislador es lineal. Asi, se determinó, que el tiro de rotura del aislador obedece aproximadamente a la siguiente relación:

$$ERA = 2.D.Wv.FSA$$

Donde:

ERA == Tiro de rotura del aislador en Kg.

W_v = Peso vertical resultante del conductor en Kg/Km.

FSA = Factor de seguridad del aislador.

El número de aisladores por cadena, será el que imponga la torre de suspensión.

Debemos tener en consideración, que los aisladores no representan un costo significativo en la línea, por lo que es posible las simplificaciones y aproximaciones que hagan del método, mas sencillo y aplicable.

2.8. Evaluación económica del equipamiento de la línea.

Para el cálculo de este costo, es necesario el establecimiento de los siguientes costos.

- Costo de la torre.

costo de la cimentación.

costo de los aisladores.

Costo del conductor.

Este costo debe comprender las debidas al material, mano de obra y transporte.

$$C_{\text{equipamiento}} = C_{\text{torre vestida}} + C_{\text{cond.}} + C_{\text{comunes}}$$

Donde la torre vestida viene a ser el conjunto estructura, aislador y fundación.

Se denomina costos comunes, a los costos de los elementos que no reflejan un cambio perceptible al variar el conductor ó el vano; por lo tanto representan una constante en costos para las diferentes alternativas,

están:

- Accesorios.
- Puestas a tierra.
- Caminos de acceso.

Cable de guarda.

Herramientas y repuestos.

Donde

C = significa costo.

2.8.1. Costo de la torre vestida

El costo de la torre vestida se puede aproximar mediante la siguiente relación:

$$CTV = C_{\text{estructura}} + C_{\text{aislador}} + C_{\text{cimentación}}.$$

Costo de la estructura

El costo de la estructura, debe incluir el material, transporte y mano de obra.

$$CH = W_{to}(i) (CHMA + CHT + CHMO)$$

Donde:

CH = Costo de una estructura.

$W_{to}(i)$ = Peso de la torre tipo "i" en Kg.

CHMA = Costo del acero de la torre.

CHT = Costo del transporte de la estructura.

CHMO = Costo de la mano de obra.

Costo de la cimentación

El costo de la cimentación debe incluir el material, transporte y la mano de obra.

$$CF = \text{Volmin} (CFM + CFT + CFMO)$$

Donde:

CF = Costo de la fundación de una estructura.

Volmin = Volumen de la fundación en m^3 .

CFM = Costo del material de la fundación.

CFT = Costo del transporte por Kg.

CFMO = Costo de la mano de obra.

Costo del aislador

El costo de los aisladores de una torre, debe incluir el material, el transporte y la mano de obra, así :

$$CAI = WA \cdot CAT + 3 \cdot XNT \cdot XNA \cdot ERA \cdot PAM \cdot CAPTR$$

Donde:

$$CAPTR = CAM / TRA$$

$$WA = 3 \cdot XNT \cdot XNA \cdot PA$$

CAI = Costo total de los aisladores de una torre.

WA = Peso total de los aisladores de una torre.
en Kg.

CAT = Costo del transporte del aislador por Kg.

XNT = Número de ternas.

ERA = Tiro de rotura del aislador en Kg.

PAM = Proporción sobre el costo del aislador para incluir la mano de obra. (1.1, 1.05, 1.15, etc).

CAPTR = Costo del aislador por tiro de rotura.

CAM = Costo del aislador del modelo de línea.

PA = Peso del aislador en Kg.

TRA = Tiro de rotura del aislador del Modelo de línea elegido en Kg.

Finalmente, el costo de la torre vestida por Km. puede determinarse mediante la siguiente relación:

$$CTV = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^{i=4} XN(i).CT(i)$$

Donde:

CTV = Costo de la torre vestida por Km.

L = Longitud de la línea por Km.

XN = Cantidad de torres.

CT = Costo de la torre vestida.

i = Tipo de torre.

2.8.2. Costo del conductor por Km.

El costo del conductor debe incluir el material, el transporte y la mano de obra.

$$CTCON = 3.XNT.Wo.10^3(CCM + CCT + CCMO)$$

Donde:

CTCON = Costo total del conductor por Km.

XNT = Número de ternas.

Wo = Peso del conductor en Kg/m.

CCM = Costo del conductor (como material) por Kg.

CCT = Costo del transporte por Kg.

CCMO = Costo del montaje por Kg.

2.8.3. Costo comunes

Los costos comunes a todas las alternativas de selección de conductor, se toman en cuenta, pues de no hacerlo estaríamos errando en calcular el costo total de las instalaciones, lo que nos traería como consecuencia un resultado errado. Dentro de los costos comunes, se pueden agrupar a los siguientes costos:

Costos debido a la ferretería, puestas a tierra, cable de guarda, servidumbre, compensación caminos de acceso, etc.

Los costos comunes, intervienen en la función objetivo, mediante un factor de corrección en el costo del equipamiento, denominado factor por elementos comunes (FPENC). Este factor se puede aproximar mediante el uso del modelo de línea (costos de líneas típicas en el Perú) de la siguiente manera:

$$FPENC = \frac{\text{Costo total del equipamiento}}{\text{Costo (torre+conductor+aislador+fund.)}}$$

Incluido material y mano de obra.

Costo total del equipamiento de la línea.

$$C_{\text{Instalaciones}} = (C_{\text{TCO}} + C_{\text{TV}}) FPENC$$

Ref (1)

Costo de operación y mantenimiento actualizado de la línea.

El mantenimiento y operación de una línea, corresponde a una anualidad que irá variando con el tiempo. se le acepta como un porcentaje respecto al costo de instalación ó equipamiento de la línea. La aplicación de este costo nos daría una anualidad equivalente de equipamiento hecho en el año cero. Se le denomina también Cargo fijo.

$$CPCC(i) = C_{Inst.} (1 + TI)^i \cdot CC$$

$$CTACC = \sum_{i=1}^{i=N} CPCC(i) FA(i)$$

$$FA(i) = \frac{1}{(1+TA)^i}$$

Donde:

CPCC(i) = Cargo anual por operación y mantenimiento por Km.

TI = Taza de escalamiento del costo de las instalaciones.

CC = Cargo fijo. (1.5 % en Eléctro-Perú).

FA = Factor de actualización.

N = Tiempo de vida de la línea en estudio en años.

CTACC = Costo total actualizado por cargo fijo ó operación y mantenimiento por Km.

i = Año

Entonces el costo real total del equipamiento será;

$$C_{Real} \text{ del equipamiento} = C_{Inst} + CTACC$$

2.9. Análisis técnico de las pérdidas de transmisión.

Las pérdidas eléctricas de un sistema deben penalizarse, tanto por demanda (Kw), como por energía (Kwh).

Las pérdidas serán las siguientes;

- Pérdidas de potencia de generación nueva.
- Pérdidas de energía por efecto Joule y Corona.

Para la evaluación de las pérdidas es necesario considerar los siguientes factores:

- a) Factor de reserva (FR).
- b) Factor de coincidencia de pico (FP).
- c) Factor de pérdidas permitidas (FPP).

Las pérdidas corona en tiempo bueno son insignificantes frente a las pérdidas Joule, pero en tiempo malo se incrementan notablemente, razón por la cual es considerado en el estudio.

Debemos tener presente, que dada la longitud de la línea, la presencia del tiempo malo está limitado a algunos tramos del recorrido de la línea; por lo tanto debemos considerar la proporción del tramo expuesto al mal tiempo, de igual manera, su presencia se dará en determinadas épocas del año, por lo tanto se debe cuantificar la proporción de buen tiempo en un año.

Las pérdidas corona ocurridas en un año, es la suma de las pérdidas en tiempo malo más en tiempo bueno.

Las pérdidas en tiempo malo, pueden alcanzar magnitudes bastante considerables, pero estas pérdidas son de corto periodo, por lo cual no pueden ser considera-

dos como pérdidas de potencia para la evaluación del costo de las pérdidas de potencia por efecto Corona.

Las pérdidas corona en tiempo bueno, pueden considerarse como constantes, luego es pérdida de potencia de la línea.

a) Factor de reserva (FR).

Este factor, se define como la relación entre la capacidad total de generación a la demanda total, incluyendo las pérdidas. Se considera este factor, por la necesidad de mantener invariable la capacidad de reserva del sistema, entre 5% y 20%.

b) Factor de coincidencia de pico. (FP)

Este factor, se considera a fin de medir la probabilidad de que la línea bajo estudio tenga un pico de demanda de todo el sistema, a fin de considerar la simultaneidad de la máxima pérdida de potencia con la máxima potencia del sistema. Para una línea de transmisión, es altamente probable que el pico de demanda sea impuesto por el pico de demanda de todo el sistema. Así para líneas de transmisión $FP=1$. mientras que para líneas de subtransmisión y distribución, este factor toma valores desde 0.4 hasta 0.9.

c) Factor de pérdidas permitidas. (FPP)

Este factor, toma en cuenta las pérdidas que ocurren en el sistema "detrás" de la línea en estudio, es decir, para líneas que transportan cargas desde las plantas de generación, este factor tenderá a ser

igual a uno, pero en estudios de líneas ubicados lejos de la generación, este factor deberá considerarse.

Referencia : (1), (6) y (2)

2.9.1. Pérdidas por efecto Joule.

a) Pérdidas de potencia .

$$P_{pj} = 3XNT \left(\frac{P(i) \cdot Pk}{1.73 VL \cdot \cos\theta \cdot XNT} \right)^2 R \cdot FR \cdot FP \cdot FPP \cdot 10^{-3}$$

$$R = R_0 (1 + (t_c - 20.))$$

Donde:

P_{pj} = Perdidas de potencia por efecto Joule en el año "i" en Kw/Km.

VL = Tensión de línea en KV.

$\cos\theta$ = Factor de potencia de la línea.

R_0 = Resistencia del conductor a 20°C en Ohm/Km.

$P(i)$ = Demanda de potencia en el año "i" en Kw.

t_c = Temperatura de trabajo del conductor.

Pk = Factor para variar la proyección de la demanda. Inicialmente $Pk=1.0$

b) Pérdidas de energía. (P_{ej})

$$P_{ej} = P_{pj}(i) fp(i) \cdot 8760.0$$

$$fp(i) = C \cdot Fc(i) + (1-C) \cdot Fc^2(i)$$

Donde:

$Fc(i)$ = Factor de carga en el año "i".

$f_p(i)$ = Factor de pérdidas en el año "i".

C = Constante, tiene los siguientes valores :

C= 0.3 , Para líneas de transmisión.

C= 0.15, Para líneas de distribución.

2.9.2. Perdidas por efecto Corona.

Son pérdidas difícilmente de ser calculadas y su valor depende principalmente, de los gradientes de potencial en la superficie de los conductores, y de las condiciones meteorológicas a lo largo de la línea, pudiendo ser casi nulas en tiempo bueno y de valores muy elevados en mal tiempo. Su evaluación requiere el conocimiento de las condiciones meteorológicas con datos horarios de muchos años. Para el presente trabajo se eligió el siguiente método:

Método de Carroll and Rockwell para tiempo bueno y malo. Referencia : (12) y (2).

Para un conductor por fase:

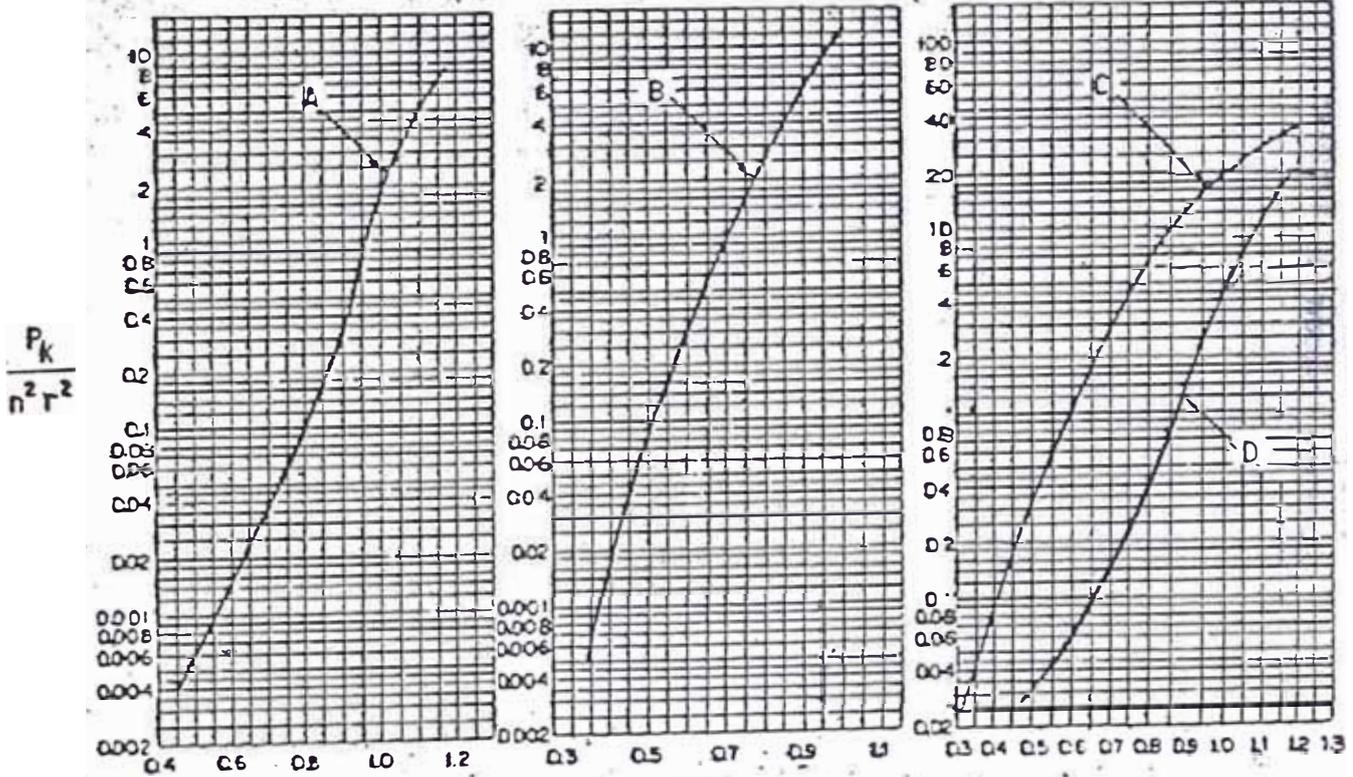
$$G = \frac{e}{r \ln(DM/r)} = \frac{11.55 VL}{Dc \ln(20DM/Dc)}$$

$$G_o = 21.1 X_m de^{1/2} \left(1 + \frac{0.301}{Dc^{1/2}} \right)$$

$$F\left(\frac{G}{G_o}\right) = \frac{PK}{n^2 r^2}$$

$$P_c = 3.6 PK$$

Gráficos empíricos para el cálculo de las pérdidas
 Corona en tiempo bueno y malo, según Carroll and Rockwell.



$$X = \frac{g}{g_0}$$

Características de cálculo
 de pérdidas.

Función de correlación

- | | | |
|-----------------|-------|------------------------------|
| A : Buen tiempo | | $Y_1 = 0.0000225 e^{10x}$ |
| B : Bajo lluvia | | $Y_2 = 0.00195 e^{8.536x}$ |
| C : Bajo helada | | $Y_3 = 0.0075 e^{7.53x}$ |
| D : Bajo nevada | | $Y_4 = 0.0001814 e^{9.788x}$ |

b) Pérdidas de energía. (P_{ec})

$$P_{ec} = (P_{cb} + P_{cm} \cdot \frac{N_{dm}}{365} \cdot \frac{N_{hm}}{24} \cdot \frac{I_m}{L}) fp(i) \cdot 8760.0$$

Donde

P_{cb} = Pérdidas corona en tiempo bueno

P_{cm} = Pérdidas corona en tiempo malo en Kw/Km.

N_{dm} = Número de días aproximado de tiempo malo en un año. (Con mas de 0.25 mm³/día de precipitaciones.)

= Número de horas por día aproximadamente de tiempo malo.

I_m = Tramo de línea aproximado con tiempo malo en Km.

L = Longitud de la línea en Km.

2.9.3. Pérdidas anuales totales.

a) Pérdidas de potencia. (P_{tap})

$$P_{tap}(i) = P_{pj} + P_{pc}$$

Donde:

$P_{tap}(i)$ = Pérdidas anuales totales de potencia en el año "i" en Kw/Km.

b) Pérdidas de energía. (P_{tae})

$$P_{tae}(i) = P_{ej} + P_{ec}$$

Donde:

$P_{tae}(i)$ = Pérdida de energía por efecto corona en el año "i" en Kwh/Km.

Donde:

G = Es el gradiente superficial media entre el promedio y el máximo en KV/cm.

G₀ = Gradiente superficial en el que se inicia el efecto corona en KV/cm.

P_c = Pérdidas corona en Kw/Km.

e = Voltaje de línea a tierra en Kv.

de = Factor de densidad del aire.

$$de = \frac{0.386 (760 - 0.086 h)}{273 + t}$$

h = Altitud media sobre el nivel del mar en mt . (m.s.n.m.)

t = Temperatura media anual de la región en °C.

n = Número de conductores por fase.

DM = Distancia vertical entre fases en cm.

D_c = Diametro del conductor en mm.

r = Radio del conductor en mm.

V_L = Tensión de Línea en KV.

X_m = Factor de superficie del conductor.

(puede asumirse como valor promedio 0.8).

a) Pérdida de potencia. (P_{pc})

$$P_{pc} = P_{cb} \cdot Fr$$

Donde:

P_{cb} = Pérdida de corona en tiempo bueno. Kw/Km

Fr = Factor de reserva de la línea.

P_{pc} = Pérdida de potencia por efecto corona en Kw/Km.

2.10. Análisis económico de las pérdidas de transmisión.

2.10.1. Costo de las pérdidas de potencia.

$$C_p(i) = C_{po} (1 + tp)^i$$

Si:

$$P_{tap}(i) \geq P_{tap}(i-1)$$

$$CD(i) = (P_{tap}(i) - P_{tap}(i-1)) \cdot C_p(i) \cdot CC.$$

Si :

$$P_{tap}(i) < P_{tap}(i-1)$$

$$CD(i) = 0.0$$

Donde:

$C_p(i)$ = Costo de equipamiento, generación y transformación en el año "i".

C_{po} = Costo de equipamiento, generación y transformación en el año "0".

tp = Tasa de esacalamiento de los costos de la generación y transformación.

$CD(i)$ = Costo por pérdidas de potencia en el año "i".

CC = Cargo fijo.

2.10.2. Costo de las pérdidas de energía.

$$C_e(i) = C_{eo} (1 + te)^i$$

$$CE(i) = P_{tae}(i) \cdot C_e(i)$$

Donde:

$C_e(i)$ = Costo promedio de la energía en el sistema en el año "i".

C_{e0} = Costo promedio de la energía en el año
cero.

te = Tasa de escalamiento de la energía.

$CE(i)$ = Costo por pérdidas de energía en el
año "i".

2.10.3. Valor actualizado de la pérdidas.

$$CPT(i) = CD(i) + CE(i)$$

$$CPTA = \sum_{i=1}^{i=n} CPT(i) \cdot ta(i)$$

$$ta(i) = \frac{1}{(1 + ta)^i}$$

Donde:

$CPT(i)$ = Costo total de las pérdidas anuales.

$CPTA$ == Gasto total actualizado de las pérdidas por Km.

ta = Tasa de actualización.

i = año.

CAPITULO III

INVENTARIO DE LOS MODELOS DE LINEA.

3.1. Inventario de las características de los diseños de los Modelos de Línea.

Modelo de línea Charcani V - Jesus - Socabaya - Cerro Verde.

Modelo de línea Mantaro- Pachachaca ó Sheque-Ca-llahuanca.

Modelo de línea Lima - Pisco (doble terna).

- Modelo de línea Lima - Pisco (simple terna).

Modelo de Línea Socabaya - Moquegua.

Modelo de Línea Lima - Chimbote.

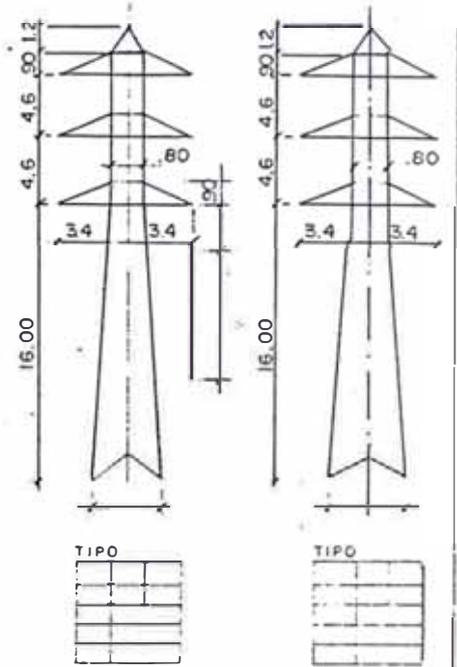
Modelo de línea Trujillo - Chiclayo - Piura.

CHARCANI V - JESUS - SOCABAYA - CERRO VERDE
 CHARCANI V - JESUS = 19 Km. JESUS - SOCABAYA = 9 Km.
 SOCABAYA - C° VERDE = 11.5 Km.

1. NOMBRE DE LA LINEA _____
2. SECCION _____
3. TENSION NOMINAL 138 kV.
4. LONGITUD 39 Km.
5. ALTITUD MAXIMA CHARCANI V - JESUS (2500 ± 3 400
6. NUMERO DE TERNAS 2
7. CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA _____

GEOMETRIA DE ESTRUCTURAS
 EXTENSION ± 0

TRAMO o ZONA	CONDUCTORES ACTIVOS		CABLE DE GUARDA
N° DE CONDUCTORES.	1 c/1	1 c/1	1
MATERIAL.	ALEAC - ALUM	ALEAC - ALUM	ACERO GALV.
TIPO.	240mm ² 37x2.85	400mm ²	70mm ² 19x2.10
SECCION TOTAL (mm ²)	235.9		65.82
PESO UNITARIO (Kg/Km.)	0.650		0.523
DIAMETRO EXTERIOR (mm.)	19.95		10.5
CARGA DE ROTURA (Kg)	6910		8380



8. AISLADORES.

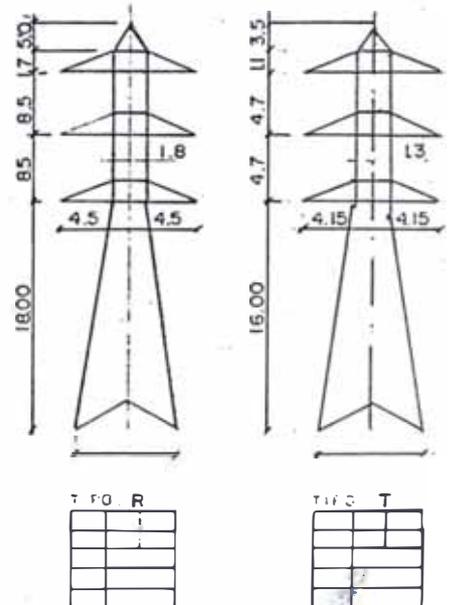
NUMERO DE AISLADORES /CADENA

TRAMO.	2600	2600	
SUSPENSION.	10	11	
ANCLAJE.	11	12	
TIPO AISL.	STANDARD	F12 - SEDIVER	

TIPO.	F12 - SEDIVER	
DIAMETRO DEL DISCO (mm.)	254	
PASO (mm.)	146	
LINEA DE FUGA (mm.)	292	
CARGA DE ROTURA. (Kg)	12,000	
ACOPLAMIENTO	IEC - 16 A	
DIAMETRO DEL PIN (mm.)	16	

9. CARACTERISTICAS BASICAS DE DISEÑO

PRESION DE VIENTO SOBRE:	TEMPERATURA °C	HIELO
ESTRUCTURAS.	MINIMA AMB. -20(SV)	2 Kg/m.
CONDUCTORES. 54 Kg/m ²	MEDIA AMB. 10°	
AISLADORES.	MAXIMA AMB. 40°	
	MAXIMA COND.	



10. CARACTERISTICAS DE TORRES

PESO UNITARIO DE TORRES (Kg)

TIPO	-2	+0	+2	+4	+6	+8	+10	+12
L	2588	2780	3064	3280	3594	3792	4208	4447
S	2777	2994	3308	3531	3872	4091	4564	4808
D		6300						
R		8987						
T	5896	6309	7147	7650	8553	9046		
TA		6660	7467	7910	8831			
DA		6848	7856	8099	9020			

UTILIZACION DE ESTRUCTURAS

TIPO	-2	+0	+2	+4	+6	+8	+10	+12	TOTAL
L	8	13	7	11	7	6	3	-	55
S	-	4	2	2	6	3	2	1	20
D		2							2
R		6							6
T	4	2	7	1	1				15
TA									
DA									
									98

VALOR PROMEDIO =	324 m.
TORRES / Km.	= 3.123
Kg ACERO / Km.	= 13,616
TOTAL	= 428 tn.

1. NOMBRE DE LA LINEA _____ LIMA - PISCO (DOBLE TERNA) _____
 2. SECCION _____
 3. TENSION NOMINAL _____ 220 kV _____
 4. LONGITUD _____ 216 km. _____
 5. ALTITUD MAXIMA _____ 1,000 masnm. _____
 6. NUMERO DE TERNAS _____ 2 _____
 7. CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA _____

TRAMO o ZONA	CONDUCTORES ACTIVOS		CABLE DE GUARDA
	TOTAL		
N° DE CONDUCTORES.	1 9/1		
MATERIAL.	ACAR		
TIPO.	30/37		
SECCION TOTAL (mm ²)	4 4 2.7		
PESO UNITARIO (Kg / Km.)	1 220.0		
DIAMETRO EXTERIOR (mm.)	2 7.36		
CARGA DE ROTURA (Kg)	1 0 900.0		

B. AISLADORES.

NUMERO DE AISLADORES / CADENA

TRAMO.	TOTAL		
SUSPENSION.	17		
ANCLAJE.	18		
TIPO AISL.	ANTIFOG. ST-280-V12		

TIPO	ANTIFOG. ST-280-V12	
DIAMETRO DEL DISCO (mm.)	280	
PASO (mm.)	146	
LINEA DE FUGA (mm.)	440	
CARGA DE ROTURA (Kg)	12,000	
ACOPLAMIENTO.	IEC-16 A.	
DIAMETRO DEL PIN (mm.)	16	

9. CARACTERISTICAS BASICAS DE DISEÑO

PRESION DE VIENTO SOBRE	TEMPERATURA °C		HIELO
ESTRUCTURAS.	MINIMA AMB	10°	
CONDUCTORES 30Kq/m ²	MEDIA AMB.	20°	
AISLAECRES.	MAXIMA AMB		
	MAXIMA COND.	40°	

10. CARACTERISTICAS DE TORRES

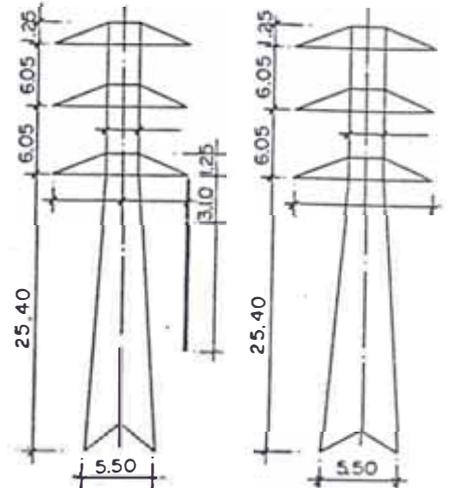
PESO UNITARIO DE TORRES (Kg)

TIP	- 6	- 3	+ 0	+ 3	+ 6	+ 9
CPS	-	3850	4450	4800	5300	6000
CPR	-	4210	4850	5220	5750	6350
CPA	-	9960	11,480	12,570	13,740	15,490
CPT	-	10,560	12,090	13,160	16,080	
CPX	-	11,700				

UTILIZACION DE ESTRUCTURAS

TIP	- 6	- 3	+ 0	+ 3	+ 6	+ 9	TOTAL
CPS	-	143	41	72	58	15	329
CPR	-	36	3	18	23	29	109
CPA	-	26	4	2	2	1	35
CPT	-	6	1	1	-	-	8
CPX	-	6	-	-	-	-	8
TOTAL	-	217	49	93	83	45	487

VANO PROMEDIO = 445 m.
 TORRES / KM = 2.254
 Kg ACERO / KM = 11,970
 tn. ACERO (TOTAL) = 2,585 tn.
 $K = 2585 / 487 \times 4.45 = 1.1928$
 TORRE : SADE - BRASIL

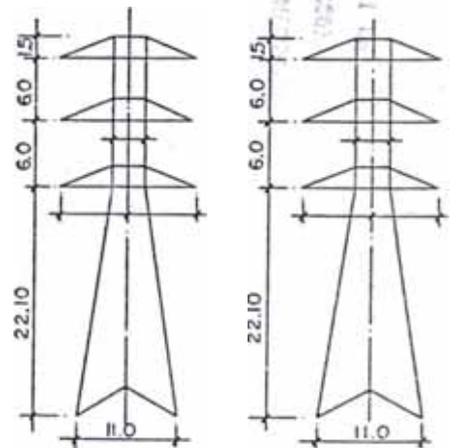


TIPO: CPS

Q	0	1
Q	475	420
Q	640	
Q	1030	

TIPO: CPR

Q	0	5
Q	670	415
Q	1000	
Q	1130	



TIPO: CPA

Q	20°	30°
Q	910	410
Q	1220	

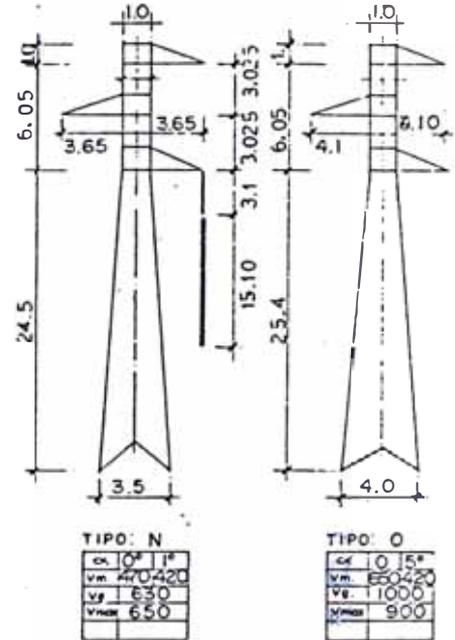
TIPO: CPT

Q	80°	90°
Q	1085	650
Q	1220	

1. NOMBRE DE LA LINEA. LIMA PISCO (SIMPLE TERNA)
 2. SECCION. _____
 3. TENSION NOMINAL. _____ 220 kV.
 4. LONGITUD. _____ 214 Km.
 5. ALTITUD MAXIMA. _____ 1000 msnm.
 6. NUMERO DE TERNAS. _____ 1
 7. CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA. _____

TRAMO o ZONA :	CONDUCTORES ACTIVOS		CABLE DE GUARDA
	TOTAL		
N° DE CONDUCTORES.	ACAR		
MATERIAL.	1 $\frac{1}{2}$		
TIPO	AL 30x3.04 ALEA 31x3.04		
SECCION TOTAL (mm ²)	442.7		
PESO UNITARIO (Kg/Km.)	1.22		
DIAMETRO EXTERIOR(mm.)	27.36		
CARGA DE ROTURA (Kg)	10500		
r 20° DG Ω /Km.	0.0711		

GEOMETRIA DE ESTRUCTURAS
EXTENSION ± 0



8. AISLADORES

NUMERO DE AISLADORES /CADENA	
TRAMO	TOTAL
SUSPENSION	17
ANCLAJE	18
TIPO AISL.	ANTIFOG CA-807MD-NGK

TIPO	ANTIFOG
DIAMETRO DEL DISCO(mm)	267
PASO (mm.)	165
LINEA DE FUGA (mm.)	419
CARGA DE ROTURA (Kg)	11,400
ACOPLAMIENTO	IEC - 16
DIAMETRO DEL PIN (mm.)	

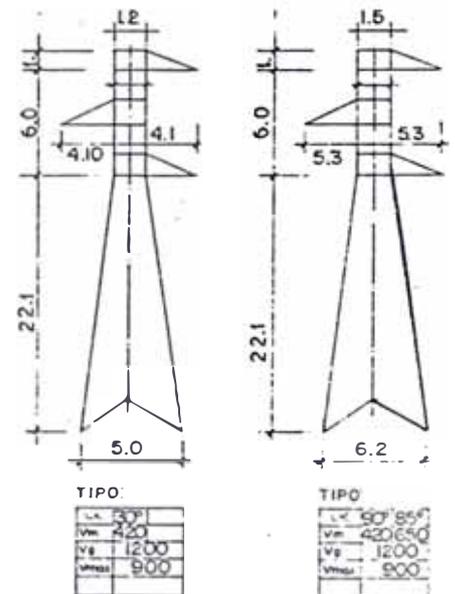
9. CARACTERISTICAS BASICAS DE DISEÑO

PRESION DE VIENTO SOBRE:	TEMPERATURA °C		HIELO
	MINIMA	AMB.	
ESTRUCTURAS		10°	
CONDUCTORES 30kg/m		20°	
AISLADORES		MAXIMA AMB.	
		MAXIMA COND.	40°

10. CARACTERISTICAS DE TORRES

PESO UNITARIO DE TORRES (Kg)

TIPO	-6	-3	± 0	+3	+6	+9
N	-	2462	2721	3077	3286	3784
O	-	2711	2987	3366	3778	4103
P	-	3404	3711	4290	4660	-
R	-	5051	5605	6410	6855	-



UTILIZACION DE ESTRUCTURAS

TIPO	-6	-3	± 0	+3	+6	+9	TOTAL
N	-	68	173	103	18	7	369
O	-	17	30	26	13	2	88
P	-	18	9	1	3	-	31
R	-	7	3	1	-	-	11
X	-	-	3	-	-	-	3
TOTAL		110	218	131	34	9	502

VANO PROMEDIO = 427 m.
TORRES / Km. = 2.35
Kg. ACERO / Km. = 7,000
tn ACERO (TOTAL) = 1,500
K = Protal / N° torres x Peso N° O = 1098
Torres : SAE - ITALIA

1. NOMBRE DE LA LINEA. SOCABAYA - MOQUEGUA
2. SECCION. S.E. SOCABAYA - S.E. MOQUEGUA
3. TENSION NOMINAL. 220 kV.
4. LONGITUD. 107 Km.
5. ALTITUD MAXIMA. 950 y 3250 msnm.
6. NUMERO DE TERNAS. 2
7. CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA.

TRAMO o ZONA :	CONDUCTORES ACTIVOS		CABLE DE GUARDA
	TOTAL		TOTAL
N° DE CONDUCTORES.	1	9/1	1
MATERIAL.	ALEAC - ALUM.		ACERO - GALV.
TIPO.	520mm - 6x3.3		60mm - 19x2.0
SECCION TOTAL (mm ²)	521.7		59.7
PESO UNITARIO (Kg/Km.)	1.441		0.483 /m.
DIAMETRO EXTERIOR (mm.)	29.70		10.0
CARGA DE ROTURA (Kg)	15,300		7,000
r 20°C DC Ω /Km.	0.063		
I max (90°C) Amp.	1.050		

8. AISLADORES.

NUMERO DE AISLADORES /CADENA

TRAMO.	≤ 2600msnm	2600-3400msnm		
SUSPENSION.	17	18		
ANCLAJE.	18	19		
TIPO AISL.	STANDARD	STANDARD		

TIPO	STANDARD	CAP - PIN		
DIAMETRO DEL DISCO (mm.)	254			
PASO (mm.)	146			
LINEA DE FUGA (mm.)	≥ 290			
CARGA DE ROTURA (Kg)	12,000			
ACOPLAMIENTO.	IEC-16			
DIAMETRO DEL PIN (mm.)	16			

9. CARACTERISTICAS BASICAS DE DISEÑO

PRESION DE VIENTO SOBRE :		TEMPERATURA °C		HIELO	
ESTRUCTURAS.	75kg/m ²	MINIMA AMB.	5°		
CONDUCTORES.	45kg/m ²	MEDIA AMB.	18°		
AISLADORES.		MAXIMA AMB.	30°		
		MAXIMA COND.			

10. CARACTERISTICAS DE TORRES

PESO UNITARIO DE TORRES (Kg)

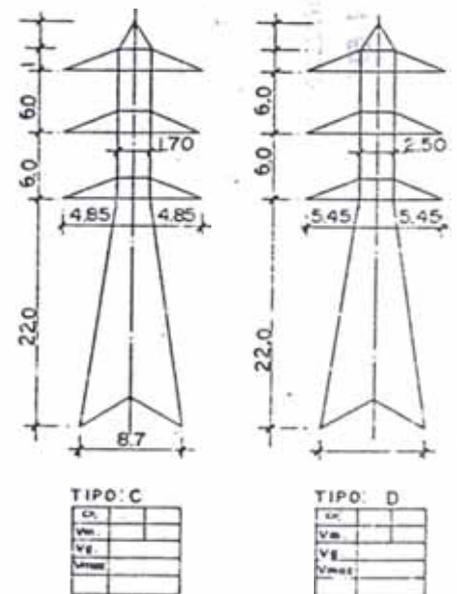
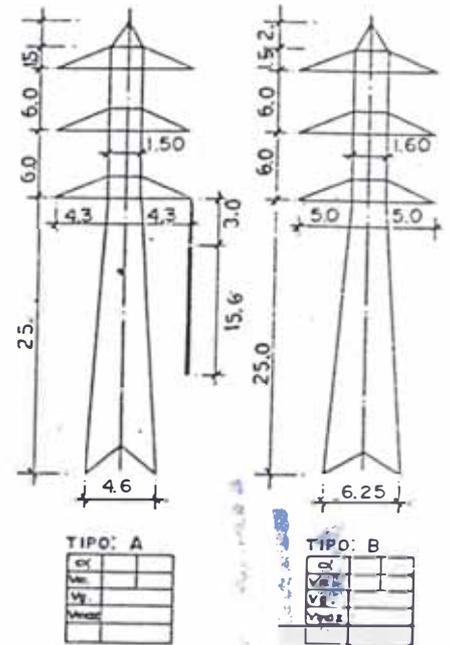
TIPO	-6	-3	+0	+3	+6	+9
A			6798			
B			8190			
C			10140			
D			19053			
DS			14687			

UTILIZACION DE ESTRUCTURAS

TIPO	-6	-3	+0	+3	+6	+9	TOTAL
A	32	33	24	23	12	-	124
B	15	15	12	13	13	-	68
C	12	7	10	1	1	-	31
D	3	-	3	-	-	-	6
DS	-	1	2	2	-	-	5
TOTAL	62	56	51	39	26	-	234

VANO PROMEDIO = 459m.
TORRES / Km. = 2.1669
Kg. ACERO/Km. =

GEOMETRIA DE ESTRUCTURAS
EXTENSION ± 0



1. NOMBRE DE LA LINEA LIMA - CHIMBOTE
2. SECCION SE. CHAVARRIA - SE. CHIMBOTE NUEVO
3. TENSION NOMINAL 220 KV.
4. LONGITUD 400 Km.
5. ALTITUD MAXIMA < 1000 msnm.
6. NUMERO DE TERNAS 2
7. CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA.

TRAMO O ZONA :	CONDUCTORES ACTIVOS		CABLE DE GUARDA
	TOTAL		TOTAL
Nº DE CONDUCTORES	1 c/f		-
MATERIAL	ACAR		!
TIPO (16+19)×37	400 mm ²		.
SECCION TOTAL (mm ²)	193.5 A/204.3 A		
PESO UNITARIO (KG/km)	1,097		
DIAMETRO EXTERIOR (mm)	25.9		
CARGA DE ROTURA (KG)	8,680		
RESISTENCIA A 20°C Ω/km	0.078		

.CORRIENTE MAXIMA 765 A /90°C

B. AISLADORES

NUMERO DE AISLADORES / CADENA

TRAMO	TOTAL			
SUSPENSION	21			
ANCLAJE	21			
TIPO AISL.				

TIPO	ANTINEBLINA		
DIAMETRO DEL DISCO (mm)	254		
PASO (mm)	146		
LINEA DE FUGA (mm)	430		
CARGA DE ROTURA (KG)	12,000		
ACOPLAMIENTO	BALL. SOCKET		
DIAMETRO DEL PIN (mm)			

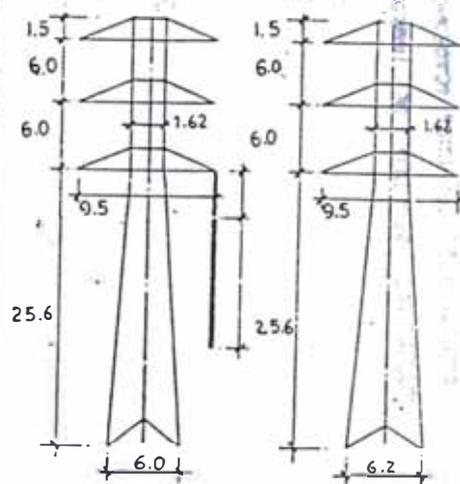
I. CARACTERISTICAS BASICAS DE DISEÑO

PRESION DE VIENTO SOBRE :		TEMPERATURAS °C		HIELO
ESTRUCTURAS	80 kg/m ²	MINIMA AMB.	0°	-
CONDUCTORES	40 kg/m ²	MEDIA AMB.	20°	
AISLADORES	2.0 kg/aisl	MAXIMA AMB.		
		MAXIMA COND.	60°	

1. NOMBRE DE LA LINEA. TRUJILLO - CHICLAYO - PIURA
2. SECCION. _____
3. TENSION NOMINAL 220 KV.
4. LONGITUD. _____
5. ALTITUD MAXIMA. _____
6. NUMERO DE TERNAS. 2
7. CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA. _____

GEOMETRIA DE ESTRUCTURAS
EXTENSION ± 0

TRAMO o ZONA :	CONDUCTORES ACTIVOS		CABLE DE GUARDA
	TOTAL		TOTAL
N° DE CONDUCTORES.	A	1 C F	
MATERIAL.	2.	ACAR	
TIPO.		30/7	
SECCION TOTAL (mm ²)		400	
PESO UNITARIO (Kg/Km.)		1097	
DIAMETRO EXTERIOR (mm.)		25.9	
CARGA DE ROTURA (Kg)		7500.	
R 20 C° (Ω KM)		0.078	



TIPO: S

Cx	
Vx	
Vy	
Vmax	

TIPO: R

Cx	
Vx	
Vy	
Vmax	

8. AISLADORES.

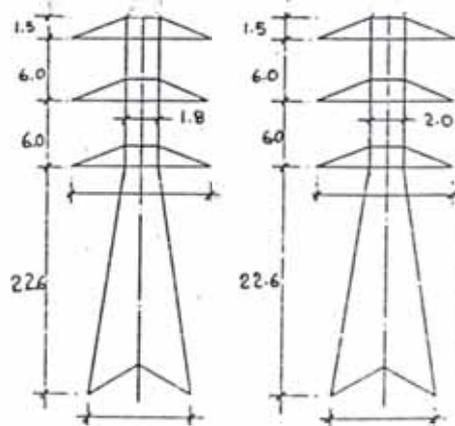
NUMERO DE AISLADORES /CADENA

TRAMO.	TOTAL			
SUSPENSION.	17			
ANCLAJE.	18			
TIPO AISL.	E-120-PP 146			

TIPO	E-120-P		
DIAMETRO DEL DISCO (mm.)	280.		
PASO (mm.)	146.		
LINEA DE FUGA (mm.)	445.		
CARGA DE ROTURA (Kg)	1200.		
ACOPAMIENTO.	IEC-16		
DIAMETRO DEL PIN (mm.)	16		

9. CARACTERISTICAS BASICAS DE DISEÑO

PRESION DE VIENTO SOBRE:	TEMPERATURA °C		HIELO	
ESTRUCTURAS.		MINIMA AMB.	0	
CONDUCTORES.	30 Kg/cm ²	MEDIA AMB.	20	
AISLADORES.		MAXIMA AMB.		
		MAXIMA COND.	50	



TIPO: A

Cx	
Vx	
Vy	
Vmax	

TIPO: AT

Cx	
Vx	
Vy	
Vmax	

10. CARACTERISTICAS DE TORRES

PESO UNITARIO DE TORRES (Kg)

TIPO	-6	-3	± 0	+3	+6	+9
S	4160	4737	5225	5900	6445	7017
SR	4402	—	5543	6002	6854	7462
A	5555	6298	7242	7973	9390	—
AT	8846	—	11355	12460	14589	15804

UTILIZACION DE ESTRUCTURAS

TIPO	-6	-3	± 0	+3	+6	+9	TOTAL
S	49	58	34	80	117	10	348
SR	6		5	4	17	3	45
A	11	3	1	3	3		21
AT	13	1	2	3	1		21
TOTAL							435

VANO PROMEDIO =	
TORRES / Km.	*
Kg. ACERO/Km.	*

3.2. Costos de las líneas típicas en el Perú.

En él, se da los costos desagregados de las líneas aéreas en el Perú, estas son:

- Modelo de línea en la costa, doble terna y a 220 KV.
- Modelo de línea en la costa, simple terna y a 220 KV.
- Modelo de línea en la costa, simple terna y a 138 KV.

Modelo de línea en la sierra, doble terna y a 220 KV.

Modelo de línea en la sierra, simple terna y a 220 Kv.

Modelo de línea en la sierra, simple terna y a 138 KV.

COSTO PARA LINEA TIPICA

REGION Costa
 TENSION : 220 kv.
 TIPO : Doble Terna

(DOLARES AMERICANOS POR KM.) ENERO 8

S U M I N I S T R O			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	---	34,030.0	34,030.0
Soportes	---	23,716.4	23,716.4
Aisladores	---	7,250.8	7,250.8
Puesta a Tierra	---	453.0	453.0
Accesorios	---	5,048.5	5,048.5
Fundaciones	---	6,624.5	6,624.5
Herramientas y Rep.	---	6,815.0	6,815.0
			83,938.2

M O N T A J E			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	6,214.3	3,039.7	9,254.0
Soportes y Aislad.	3,303.2	1,032.1	4,335.3
Puesta a Tierra	3,640.4	1,890.4	5,530.8
Fundaciones	5,516.9	---	5,516.9
Camino de Acceso	6,330.7	---	6,330.7
Activ. Previas	550.0	---	550.0
Rev. Final y Pruebas	98.5	51.3	149.8
			31,567.5

COSTO POR KM. DE LINEA : USA \$ 115,505.7

COSTO PARA LINEA TIPICA

REGION Costa
 TENSION 220 kV.
 TIPO Simple Terna

(DOLARES AMERICANOS POR KM.) MARZO 78

S U M I N I S T R O			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductor	---	11,186.8	11,186.8
Soportes	---	18,845.3	18,845.3
Aisladores	---	4,692.4	4,692.4
Puesta a Tierra	---	226.1	226.1
Accesorios	---	582.8	582.8
Varios	---	2,147.0	2,147.0
			37,680.4

M O N T A J E			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductor	1,887.9	---	1,887.9
Soportes	2,516.3	---	2,516.3
Aisladores	147.1	---	147.1
Puesta a Tierra	375.0	---	375.0
Fundaciones	5,218.9	---	5,218.9
Varios	951.0	---	951.0
			11,096.2

TOTAL SUMINISTRO + MONTAJE USA \$ 48,776.6/Km.

COSTO PARA LINEA TIPICA

REGION : Costa
 TENSION : 138 kV.
 TIPO : Simple Terna

(DOLARES AMERICANOS POR KM.) MARZO 78

S U M I N I S T R O			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	---	7,865.5	7,865.5
Soportes	---	9,506.1	9,506.1
Aisladores	---	5,862.8	5,862.8
Puesta a Tierra	---	493.7	493.7
Accesorios	---	579.5	579.5
Material de Rep.	---	1,438.6	1,438.6
Varios	---	284.0	284.0
			26,030.2

M O N T A J E			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	1,098.9	---	1,098.9
Soportes	891.1	---	891.1
Aisladores	152.9	---	152.9
Puesta a Tierra y Varios	523.8	---	523.8
Cimentación	2,831.7	---	2,831.7
			5,498.4

COSTO POR KM. DE LINEA USA \$ 31,528.6

COSTO PARA LINEA TIPICA

REGION : Sierra
 TENSION 220 kV.
 TIPO : Doble Terna

(DOLARES AMERICANOS POR KM.) JUNIO 80

S U M I N I S T R O			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	---	31,042.36	31,042.36
Soportes	---	30,336.77	30,336.77
Aisladores	---	3,634.72	3,634.72
Cable de Tierra	---	2,125.92	2,125.92
Puesta a Tierra	---	1,364.63	1,364.63
Repuestos	---	2,107.32	2,107.32
Accesorios	---	6,625.10	6,625.10
			77,236.80

M O N T A J E			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	7,226.54	5,508.16	12,734.7
Soportes	6,961.21	1,928.19	8,889.4
Aisladores	265.50	---	265.5
Cable de Tierra	1,803.56	440.64	2,244.2
Puesta a Tierra	369.10	---	369.1
Campamentos	1,937.30	---	1,937.3
Camino de Acceso	4,460.50	---	4,460.5
Inst. Campamentos	6,939.10	---	6,939.1
Enraz. y Escav.	5,302.60	---	5,302.6
Fundaciones	1,713.40	---	1,713.4
			44,855.8

COSTO POR KM. DE LINEA USA \$ 122,092.6

COSTO PARA LINEA TIPICA

REGION : Sierra
 TENSION : 220 kv.
 TIPO : Simple Terna

(DOLARES AMERICANOS POR KM.) ENERO 82

S U M I N I S T R O			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$
Conductores	770.9	18,739.4	19,510.3
Cable de Tierra	136.96	2,970.5	3,107.5
Aisladores	129.4	2,619.9	2,749.3
Accesorios	39.0	3,885.2	3,924.2
Puesta a Tierra	23.1	943.1	966.2
Torres	2,297.9	27,444.4	29,742.3
Fundaciones	279.2	3,388.8	3,688.0
			63,687.8

M O N T A J E			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	4,672.5	2,435.4	7,107.9
Cable de Tierra	2,266.7	1,181.4	3,448.1
Aisladores	152.8	79.7	238.5
Accesorios	316.7	165.0	481.7
Puesta a Tierra	1,341.2	699.1	2,040.3
Torres	6,903.9	3,598.4	10,502.3
Fundaciones	779.2	406.1	1,185.3
			24,998.1

TOTAL SUMINISTRO + MONTAJE USA \$ 88,665.9/Km.

COSTO PARA LINEA TIPICA

REGION Sierra
 TENSION 138 kV.
 TIPO : Simple Terna

(DOLARES AMERICANOS POR KM.) AGOSTO 80

S U M I N I S T R O			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	---	11,812.5	11,812.5
Soportes	---	19,581.2	19,581.2
Aisladores	---	1,909.2	1,909.2
Cable de Guarda	---	956.7	956.7
Puesta a Tierra	---	2,280.8	2,280.8
Fundaciones	---	3,164.8	3,164.8
Accesorios	---	1,913.8	1,913.8
Repuestos	---	625.5	625.5
			42,314.5

M O N T A J E			
DESCRIPCION	MN	ME	ME (TOTAL) \$ USA
Conductores	2,526.9	1,907.1	4,434.0
Soportes	3,436.9	5,187.0	8,623.9
Cable de Guarda	477.5	1,122.8	1,600.3
Puesta a Tierra	1,832.3	2,637.6	4,469.9
Accesorios	300.9	344.2	645.1
Fundaciones	6,376.9	8,878.9	15,255.8
			35,029.0

COSTO POR KM. DE LINEA USA \$ 77,343.5

CAPITULO IV

4. DISEÑO DE UN PROGRAMA DE OPTIMIZACION.

4.1. Descripción.

El método se realiza mediante el diseño de dos programas, de esta manera se logra una gran simplificación y flexibilidad de uso. Inicialmente se utiliza el programa auxiliar, quien calcula parámetros a utilizar en el programa principal.

a) Programa Auxiliar.

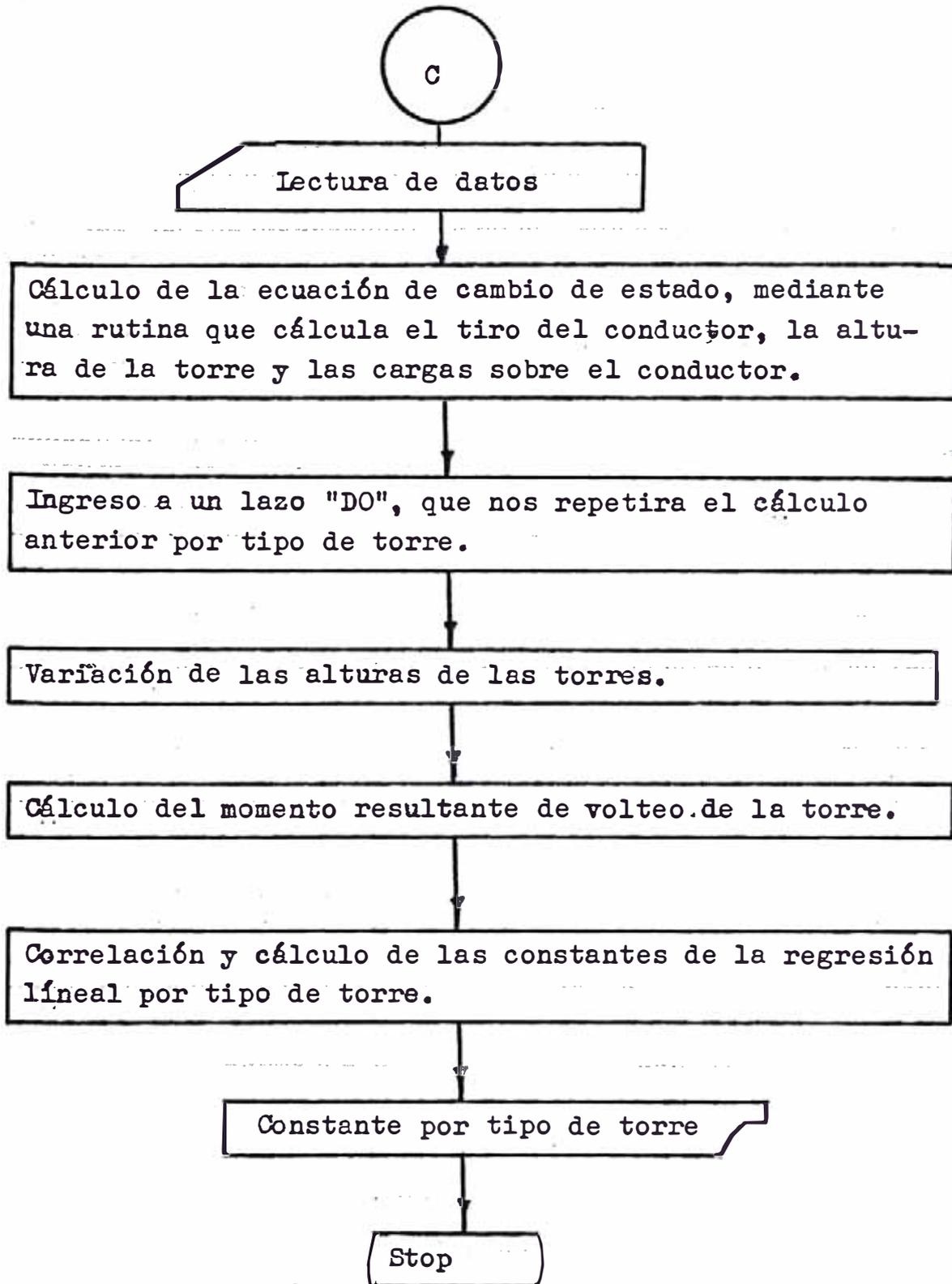
Este programa reconstruye las cargas de diseño de las torres del modelo de línea elegido, para luego correlacionarlas con el peso y la altura de la torre del modelo de línea. Entregando las constantes empíricas de la correlación usando la fórmula de Ryle. Esto lo realiza para cada tipo de torre.

b) Programa Principal

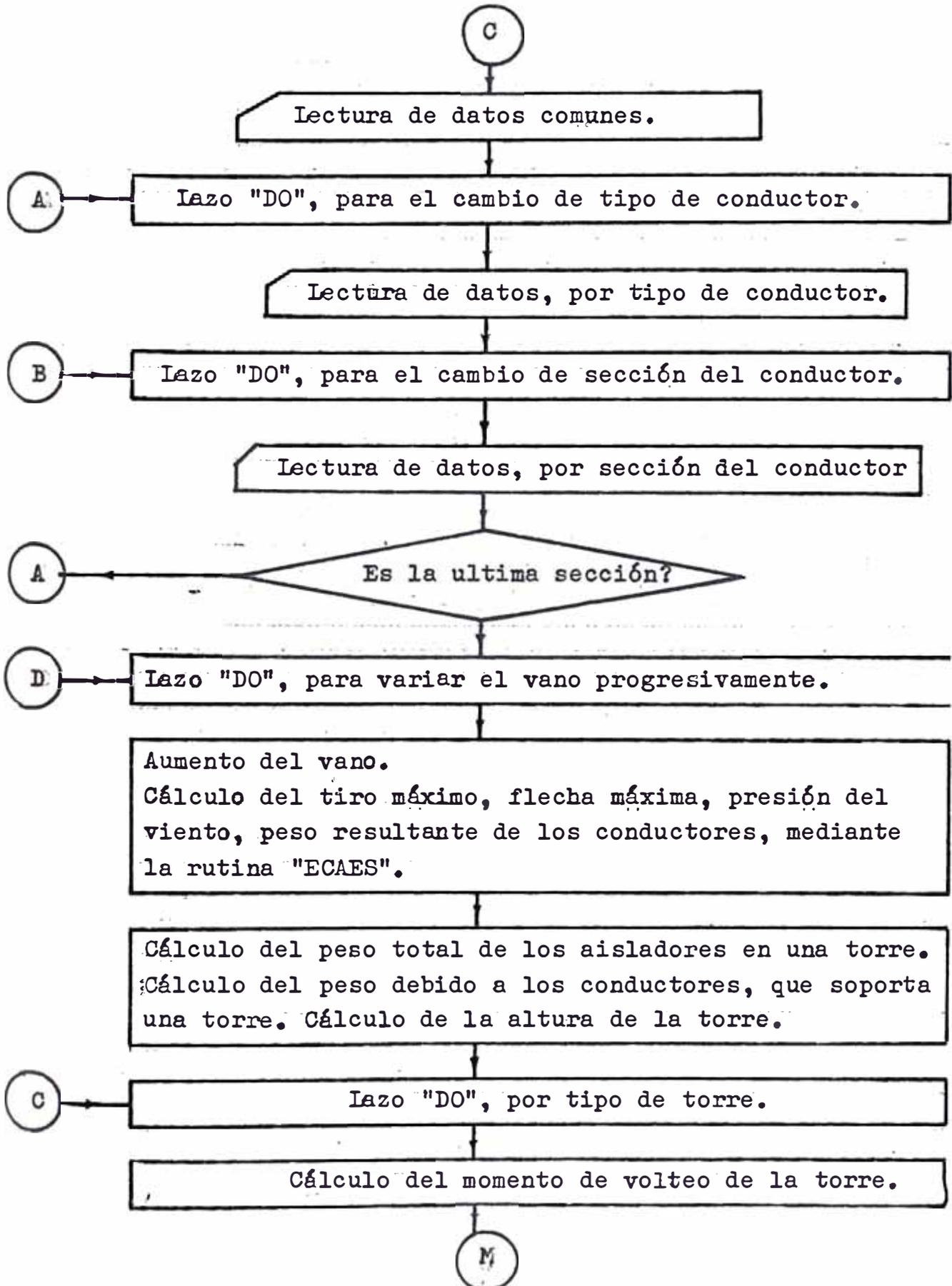
Este programa, se cimienta en el ecuacionamiento técnico-económico de la función objetivo analizado. Analiza una serie de conductores, para determinar el conductor cuya sección imponga el mínimo costo en la línea de transmisión en estudio.

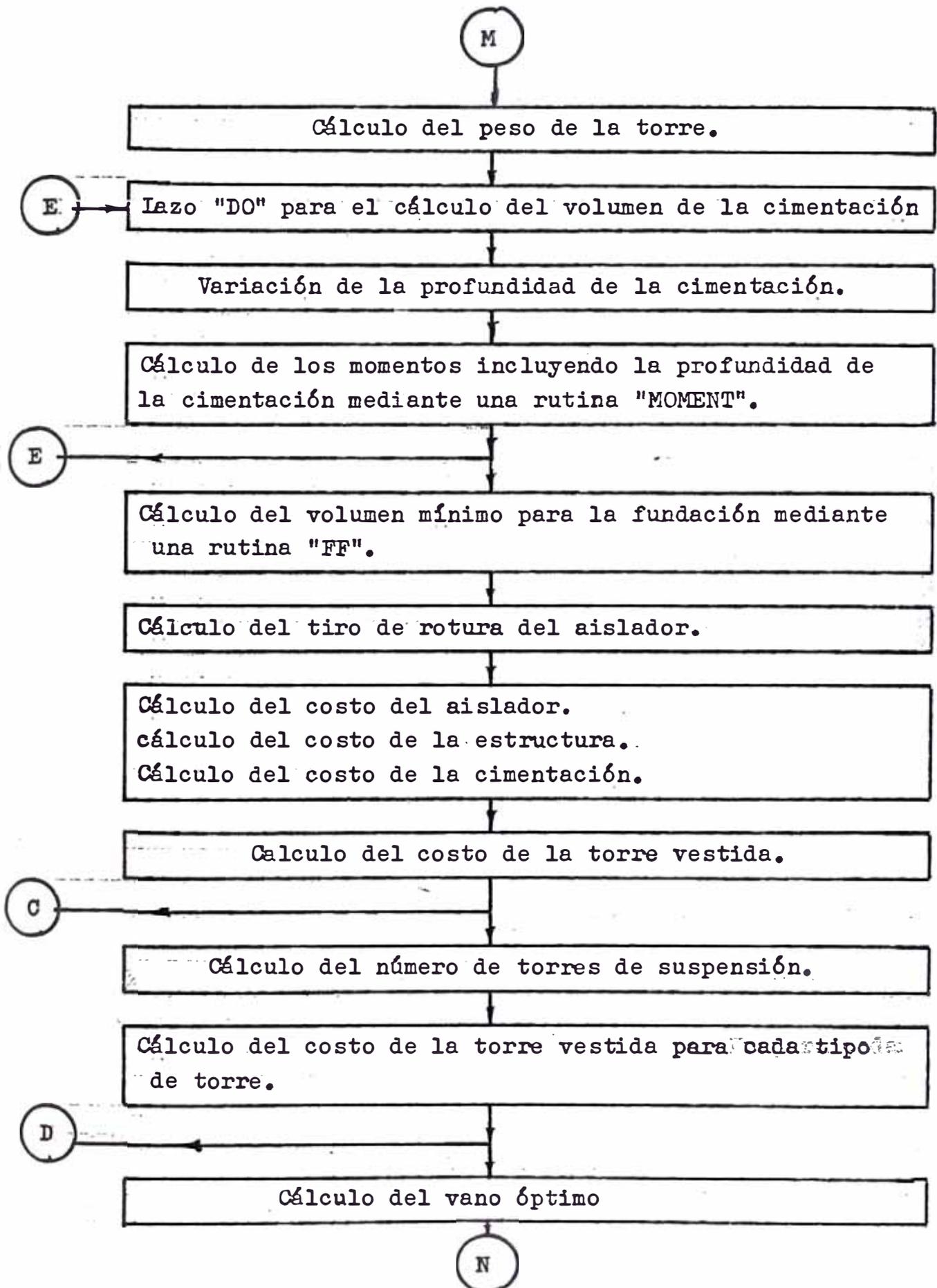
4.2. Diagrama de flujo.

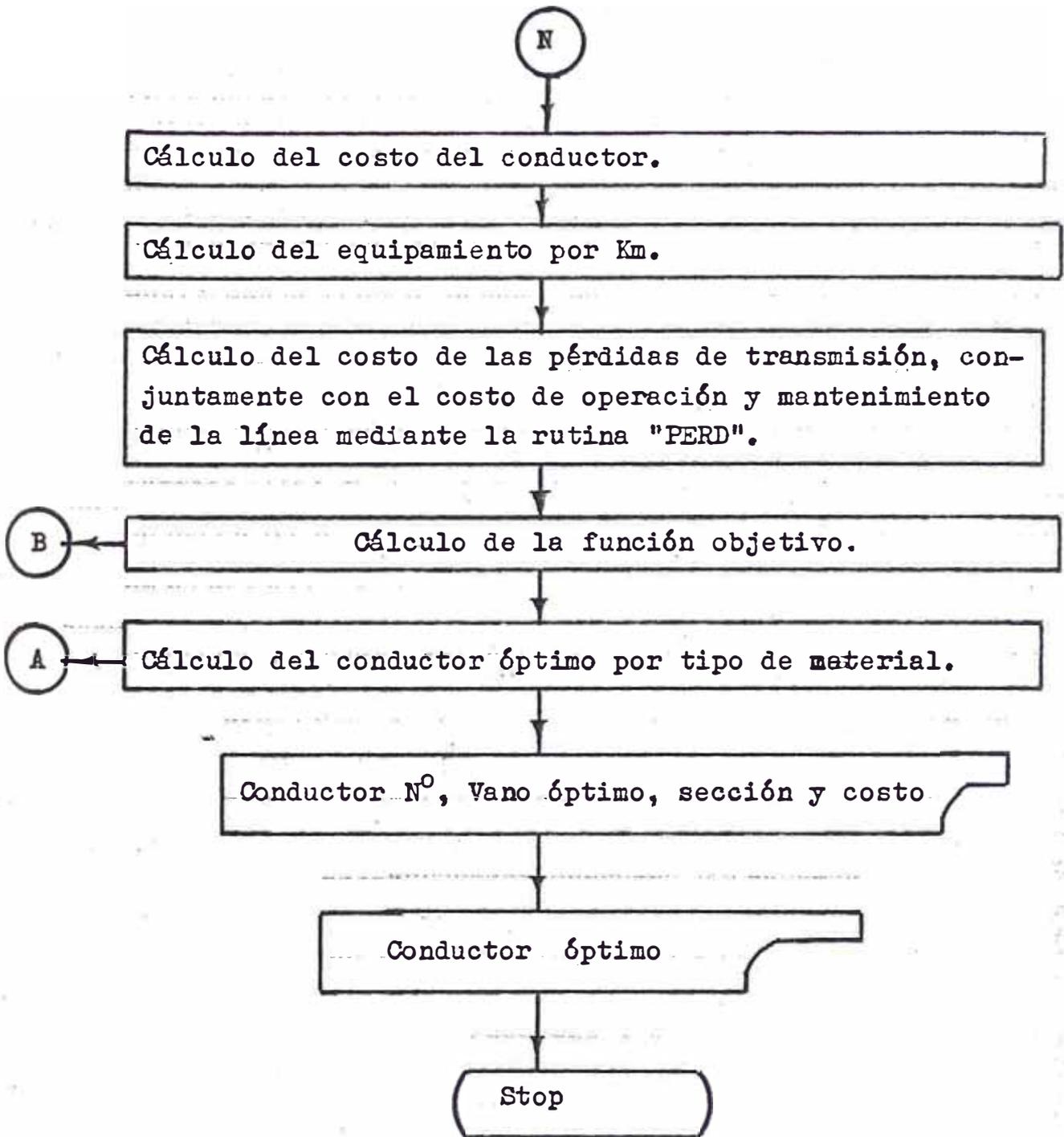
Programa Auxiliar



Programa Principal.

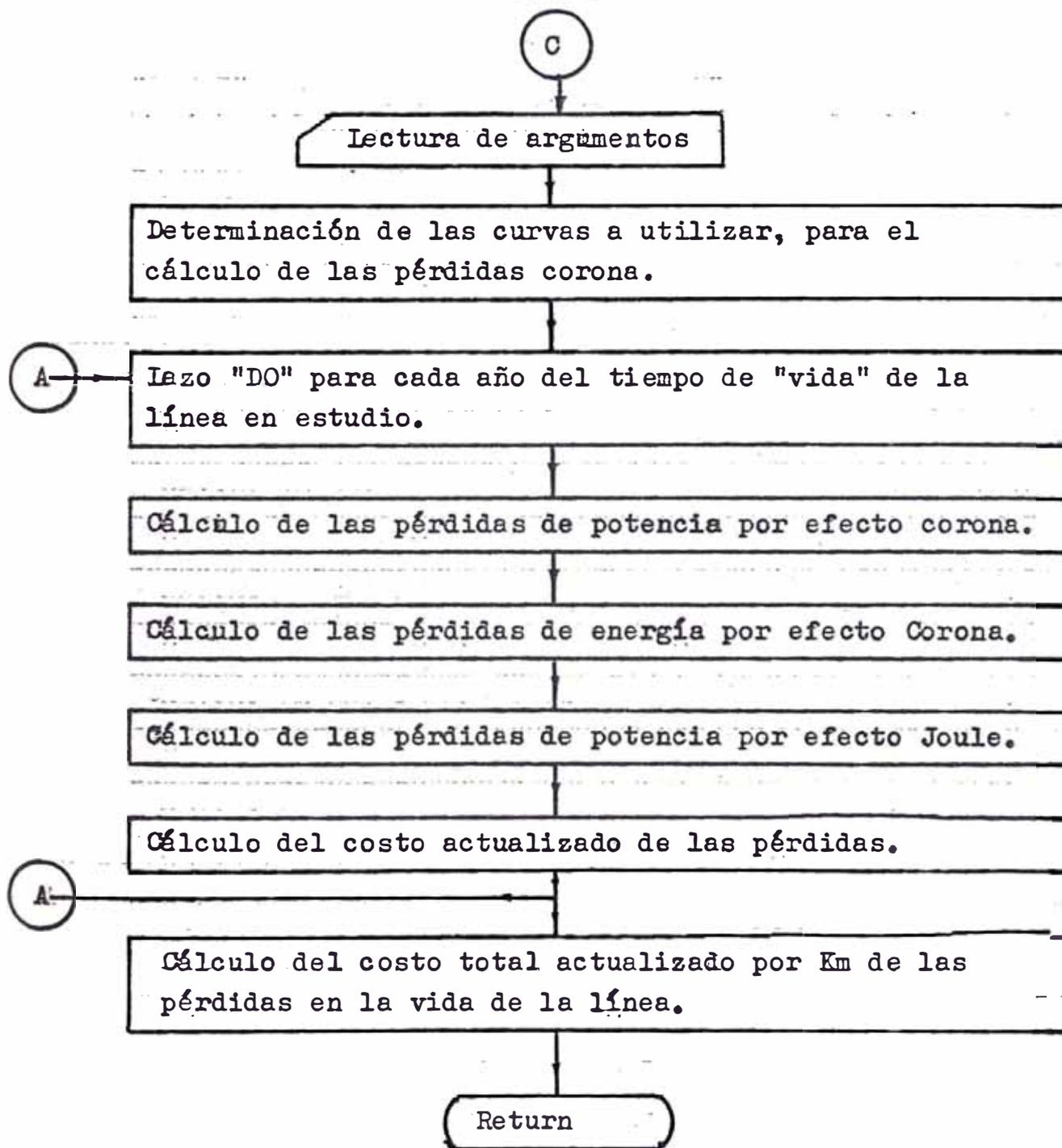




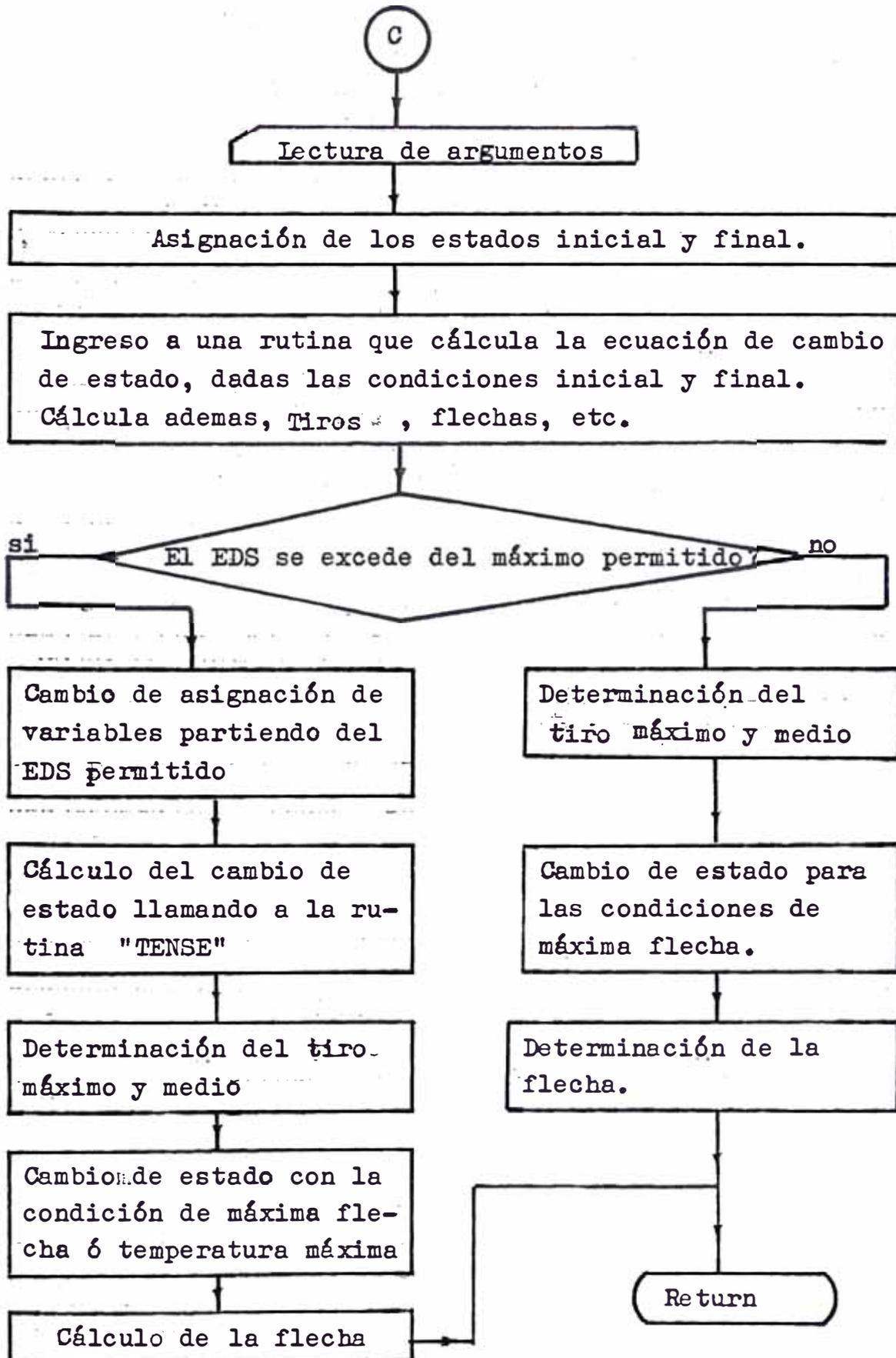


Sub-programa que calcula el costo de las pérdidas

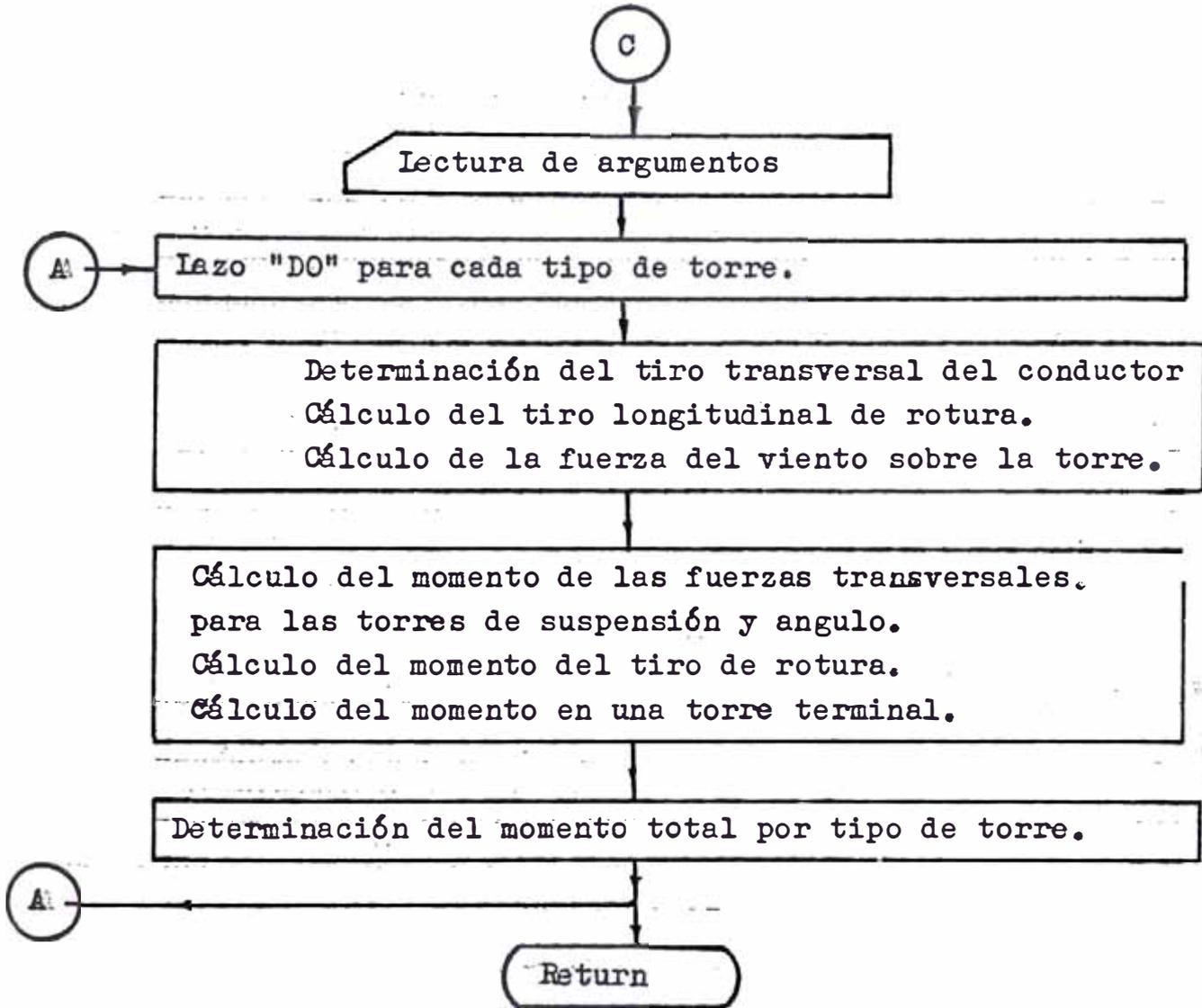
"PERD"



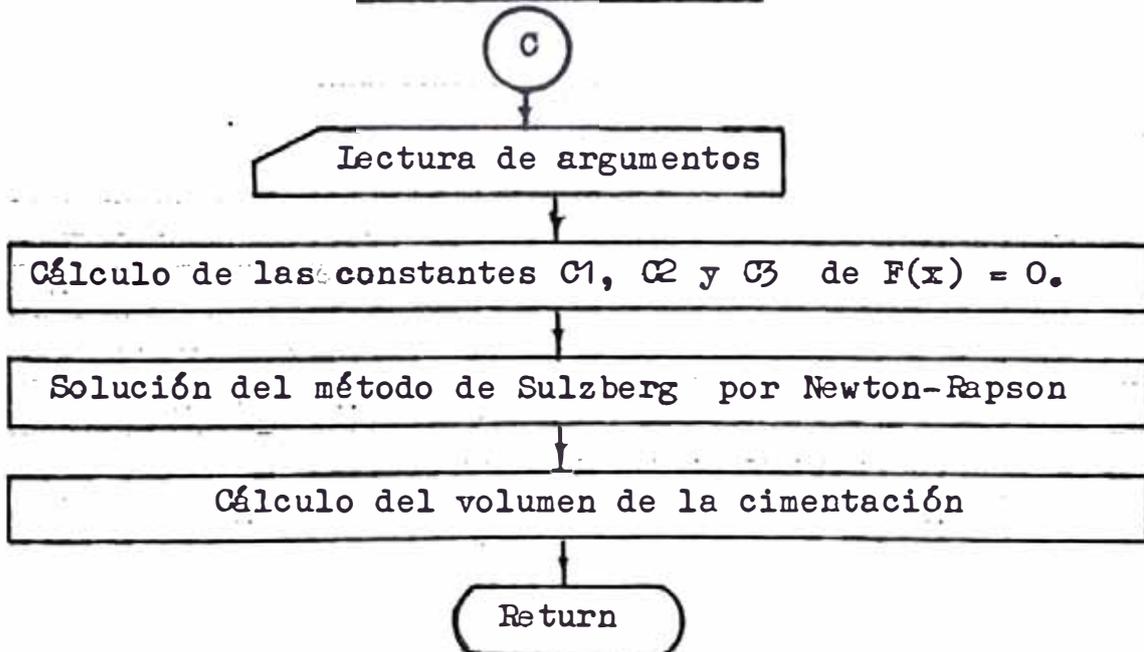
Sub-programa de cambio de estado "ECAES".



Sub-programa "MOMENT".



Sub-programa "CIMEN"



4.3. Programa fuente en Fortran.

PROGRAMA AUXILIAR

```
Real AN(4),V(3),T(3),H(3),K(4),XN(4),Ck(4),VOLU(20),CTV(4),
VD(4),DV(10),WTo(4),MY,XHT(50),X(50),W(50);BX(10),AX(10),RX(10)
READ (5,*) MY,A,DC,Wo,FSCO,TRC,T,V,H,TEDS,VD,HT,N,(XHT(I),
I=1,N),AN,D1,D2,D3,D4,D5,XPT,XKo,XNT,TRP,XNCP,AT,DATO
WRITE (6,60)
60 FORMAT ('1','TIPO DE TORRE',2X,'CONSTANTE 'A',5X,'CONSTAN
TE B',5X,'CORRELACION R' )
DO 15 I=1,4
READ (5,*) N, ( W(L),L=1,N )
AM=AN(I)*3.141516/180.
D=VD(I)
CALL TENSE (T,V,H,MY,E,A,DC,Wo,FSCO,TRC,TEDS,D,HT,EA,TM,
PV,DF,WR)
AM = AN(I)*3.141516/180.
DO 20 J=1,N
XPT = 0.
HT = XHT(J)
H1 = HT
DELTA = ( J-1 ) * DATO
CALL MOMENT ( TA,AM,TRC,PV,D,DC,D1,D2,D3,D4,D5,XPT,XKo,
XNT,TRP,XNCP,HT,H1,AT,XMV,I,DELTA )
X(J) = HT * XMV * 0.5
20 CONTINUE
CALL CORR ( W,X,N,BY,AY,SX,SY,RL, )
BX(I) = BY
AX(I) = AY
RX(I) = RL
WRITE (6,70) I,BX(I),AX(I),RX(I)
70 FORMAT ('1',7X,I2,15X,F6.3,10X,F8.3,10X,F6.3 )
15 CONTINUE
STOP
END
```

```
SUBROUTINE TENSE ( T,V,H,MY,E,A,DC,WO,FSCO,TRC,TEDS,D,HT,  
TA, TM,PV,D2,WR )  
REAL T(3),V(3),H(3),TO(2),FLE(2),PV1(2),WC(2),HT,MY,HE(2),  
VE(2),TE(2)  
HE(1) = H(1)  
HE(1) = H(2)  
VE(1) = V(1)  
VE(2) = V(2)  
TE(1) = T(1)  
TE(2) = T(2)  
TO(1) = TRC/FSCO  
CALL ECAES ( TO,TE,VE,PV1,A,E,D,DC,WO,WC,HT,MY,F )  
TA = TO(1)  
TM = TO(2)  
WR = WC(1)  
PV3 = PV1(1)  
FLE(1) = F  
XX = TRC*TEDS  
IF ( TO(2).LE.XX ) GOTO 11  
TO(1) = TEDS*TRC  
TA = TO(2)  
TM = TO(1)  
HE(1) = H(2)  
HE(2) = H(3)  
VE(1) = V(2)  
VE(2) = V(3)  
TE(1) = T(2)  
TE(2) = T(3)  
CALL ECAES ( TO,TE,VE,PV1,A,E,D,DC,WO,WC,HT,MY,F )  
FLE(2) = F  
GO TO 12  
11 TO(1) = TO(2)  
HE(1) = H(2)  
HE(2) = H(3)  
VE(1) = V(2)  
VE(2) = V(3)  
TE(1) = T(2)  
TE(2) = T(3)
```

```

CALL ECAES ( TO,TE,VE,HE,PV1,A,E,D,DC,WO,WC,HT,MY,F )
FLE(2) = F
12  PV4 = PV1(2)
    PV = AMAX1 ( PV3,PV4 )
    D2 = AMAX1 ( FLE(2),FLE(1) )
    RETURN
    END
SUBROUTINE ECAES ( TO,TE,VE,HE,PV1,A,E,D,DC,WO,WC,HT,MY,F )
REAL VE(2),HE(2),PV1(2),WC(2),TO(2),FL(2),PH(2),TE(2),MY
PO1 = TO(1)/A
DO 10 I = 1,2
PV1(I) = 0.2453E-3*( DC+2*HE(I)*VE(I)*(HT/10.)*(1/%) )
PH(I) = 0.0029*(HE(I)**2 + PV1(I)**2 )*(1/2.)
10  CONTINUE
C1 = MY*E*(TE(2)-TE(1))+(WC(1)*D)*E/(24*(A*PO1)**2)-PO1
C2 = (-1)*(WC(2)*D)**2*E/(24*A**2)
X = PO1
DO 20 K = 1,100
F = X**3 + C1*X**2 + C2
F1 = 3*X**2 + 2*C1*X
B = X - F/F1
IF ( ABS(B-X).LE.0.01 ) GO TO 36
X = B
20  CONTINUE
36  TO(2) = B*A
    DO 40 N=1,2
    FL(N) = WC(N)*D**2/(8*TO(N))
40  CONTINUE
F = AMAX1 ( FL(1),FL(2) )
RETURN
END
SUBROUTINE MOMENT ( TA,AM,TRC,PV,D,DC,D1,D2,D3,D4,D5,XPT,
XKO,XNT,TRP,XNCP,HT,H1,AT,XMV,I,DELTA )
TTC = XNT*(2*TA*SIN(AM)+D*PV*COS(AM))*3*DC*1E-3)
TRE = TRP/3
VT = 2.355*PV*AT
IF ( TRP.EQ.0.0 ) TRE = TRC

```

```
TRL = XKO*TRP/COS(AM)
TLTP = XNCP*TRP/3
TLTC = XNT*TA
XMSA = TTC*( 3*(D1+D2+D4+DELTA) + 2/3.*XPT ) + 0.5*VT*HT
XMTR = TRL*( D1+D2+D5+2*D4+DELTA + 2/3.*XPT )
XMTTE = TLTC*( 3*(D1+D2+D4+DELTA) + 2/3.*XPT ) + TLTP*( H1
+ 2/3.*XPT ) + 0.5*VT*H1
XMTSA = ( XMSA**2 + XMTR**2 )**0.5
XMV = XMTSA
IF ( I.EQ.4.) XMV = XMTTE
RETURN
END
```

RUTINA QUE CORRELACIONA LINEALMENTE
SUBROUTINE CORR (Y,X,N,B,A,SX,SY,R)

REAL Y(N),X(N)

DATA SUMX,SUMY,SUMXY,SUMX2,SUMY2,SUMDX,SUMDXY /8*0.0/

DO 10 I =1,N

SUMX = SUMX + X(I)

SUMY = SUMY + Y(I)

SUMXY = SUMXY + X(I)*Y(I)

SUMX2 = SUMX2 + X(I)**2

SUMY2 = SUMY2 + Y(I)**2

10 CONTINUE

XP = SUMX/N

YP = SUMY/N

B = (SUMXY - N*XP*YP)/(SUMX2 - N*XP**2)

A = YP - B*XP

DO 20 J=1,N

SUMDX = SUMDX + (X(J) - XP)**2

SUMDY = SUMDY + (Y(J) - YP)**2

SUMDXY = SUMDXY + (X(J) - XP)*(Y(j) - YP)

20 CONTINUE

SX = (SUMDX/N) **0.5

SY = (SUMDY/N) **0.5

R = SUMDXY/(N*SX*SY)

RETURN

END

PROGRAMA PRINCIPAL

```
REAL Y(4),FC(40),P(40),FP(40),PPJ(40),PEJ(40),PEC(40),
CEN(40),PTAP(40),PTAE(40),CP(40),CE(40),FA(40),CD(40),
PPC(40),AN(4),V(3),T(3),K(4),XN(4),VOLU(20),CTV(4),CTOA(10),
DV(10),CTVC(10),FO(20),S(20),WTO(4),CK(4),XC(4)
READ(5,*) MW,MZ,L1,AD,DOO,TI
READ(5,*) CEO,CPO,T1E,TP,T1A,CC,FR,FCP,FPP,HM,C,FPL,CDM,
CHM,CLM,K,XM,PK
READ(5,*) XNT,VL,CL,XNCP,TRP,FPENC,FOT
READ(5,*) CHMA,CHT,CHMO,DM,D1,D2,D3,D4,D5,HT,AT,AN,CK,XC,
XN(3),XN(4),PPV,TK
READ(5,*) CAM,CAT,PAM,TRA,XNA,PA,FSA
READ(5,*) CFM,CFT,CFMO,FSCI,CTO,PE,XKO,VMIN,VMAX
READ(5,*) V,H,T
READ(5,*) NP,( P(I), I=1,NP )
READ(5,*) (FC(I), I=1,NP)
DO 75 M6= 1,MW
READ (5,*) XMY,E,FSCO,TEDS,TC,CCM,CR,CCT,CCMO
WRITE (6,150)
150 FORMAT ( ' ', 'NÚMERO',2x, 'VANO ÓPTIMO',2x, 'SECCION',2x,
'FUNCION OBJETIVO',9x, 'C. PERD',9x, 'C. INSTALACIONES' )
DO 65 M7=1, MZ
READ (5,*) NUM,A,DC,WO,TRC,TRC,RO
IF ( A.EQ.1.0 ) GOTO 85
DO 15 L=1,L1
D = DOO + L*AD
CALL TENSE ( T,V,H,XMY,E,A,DC,WO,FSCO,TRC,TEDS,D,HT,TA,
TM,PV,D2,WR )
WC = 3*XNT*WR*D
WA = 3*XNT*XNA*PA
DO 25 I= 1, 4
H1 = D1 + D2 + D3 + 2*D4 + D5
IF ( I.EQ.4 ) H1 = D1+D2+2*D4+D5
AM = AN(I)*3.141516/180.
XPT = 0.0
CAL MOMENT ( TA,AM,TRC,PV,D,DC,D1,D2,D3,D4,D5,XPT,XKO,
```

```
XNT, TRP, XNCP, HT, H1, AT, XMV, I )
WTO(I) = XC(I) + CK(I)*H1*XMV*0.5
WT = WTO(I)
DO 35 IK=1,10
XPT = 2.0 + LK*0.1
CALL MOMENT ( TA, AM, TRC, PV, D, DC, D1, D2, D3, D4, D5, XPT, XKO,
XNT, TRP, XNCP, HT, H1, AT, XMV, I )
CALL FF ( XMV, FSCI, CTO, WT, WC, WA, PE, XPT, VOL )
VOLU(LK) = VOL
CONTINUE
CALL MINIMX ( 20, LK, VOLU, JC, VOLMIN )
IF ( VOLMIN.LE.4.0 ) VOLMIN = VMIN
IF ( VOLMIN.GE.25.0 ) VOLMIN = VMAX
ERA = 2*D*WR*FSA
CAI = WA*CAT + 3*XNT*XNA*ERA*CAM/TRA*PAM
CH = WTO(I)*(CHMA + CHT + CHMO)
CF = VOLMIN*(CFM + CFT + CFMO)
CTV(I) = CAI + CH + CF
25 CONTINUE
XN(1) = ( (FOT*CL*1E+3)/D - ( XN(3) + XN(4)) )/(1+TK*FPV)
XN(2) = TK*XN(1)
CTOT = 0.0
DO 45 I4 = 1, 4
CTOT = CTOT + XN(I4)*CTV(I4)
45 CONTINUE
CTOA(L) = CTOT/L
DV(L) = D
IF ( AD.EQ.0.0 ) GO TO 55
15 CONTINUE
55 M = L
CALL MINIMX ( 10, M, CTOA, JC, CTOMIN )
DOP = DV(JC)
CTCON = 3*XNT*WO*( CCM + CCT + CCMO )*1E+3
CTVC(M7) = ( CTOMIN + CTCON ) * FPENC
CINST = CTVC(M7)
CALL PERD ( CEO, CPO, T1E, TP, T1A, CC, FR, FCP, FPP, CR, HM, XNT,
VL, FPL, TC, C, XM, DM, RO, DC, CL, CDM, CHM, CLM, K, P, FC, PK, NP, CPTA,
CPTOT, TI, CINST, CTACC )
```

```
CINST = CTACC + CINST
FO(M7) = CINST + CPTOT
S(M7) = A
WRITE (6,151) NUM,DOP,S(M7),FO(M7)
151  FORMAT ( ' ',3x,I3,5x,F5.0,5x,F6.0,10x,F10.0,10x,F10.0,
15x,F10.0 )
65  CONTINUE
85  CONTINUE
    NM = M7 - 1
    CALL MINIMX ( 20,NM,FO,LI,FOMIN )
    WRITE ( 6,17 ) LI,FOMIN
17  FORMAT ( ' ','XXXXXXXXXXXXX''//' ', 'CONDUCTOR OPTIMO'//'. ',
I4,3x, 'ES EL CONDUCTOR OPTIMO CUYO COST MINIMO ES',F10.0,
/' ','XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX'!)
75  CONTINUE
    STOP
    END
C  RUTINA QUE DETERMINA EL VALOR MINIMO DE UN CONJUNTO.
    SUBROUTINE MINIMX ( N1,N2,X,J,MIN )
    REAL X(N1),MIN
    J = 1
    MIN = X(1)
    IF ( N2.EQ.1 ) GO TO 7
    DO 6 I = 2, N2
    IF ( X(I).GT.MIN ) GO TO 6
    MIN = X(I)
    J=I
6  CONTINUE
7  CONTINUE
    RETURN
    END
```

```
SUBROUTINE TENSE ( T,V,H,MY,E,A,DC,WO,FSCO,TRC,TEDS,D,HT,  
TA, TM, PV, D2, WR )  
REAL T(3),V(3),H(3),TO(2),FLE(2),PV1(2),WC(2),HT,MY,HE(2),  
VE(2),TE(2)  
HE(1) = H(1)  
HE(1) = H(2)  
VE(1) = V(1)  
VE(2) = V(2)  
TE(1) = T(1)  
TE(2) = T(2)  
TO(1) = TRC/FSCO  
CALL ECAES ( TO,TE,VE,PV1,A,E,D,DC,WO,WC,HT,MY,F )  
TA = TO(1)  
TM = TO(2)  
WR = WC(1)  
PV3 = PV1(1)  
FLE(1) = F  
XX = TRCTEDS  
IF ( TO(2).LE.XX ) GOTO 11  
TO(1) = TEDSTRC  
TA = TO(2)  
TM = TO(1)  
HE(1) = H(2)  
HE(2) = H(3)  
VE(1) = V(2)  
VE(2) = V(3)  
TE(1) = T(2)  
TE(2) = T(3)  
CALL ECAES ( TO,TE,VE,PV1,A,E,D,DC,WO,WC,HT,MY,F )  
FLE(2) = F  
GO TO 12  
11 TO(1) = TO(2)  
HE(1) = H(2)  
HE(2) = H(3)  
VE(1) = V(2)  
VE(2) = V(3)  
TE(1) = T(2)  
TE(2) = T(3)
```

```
CALL ECAES ( TO,TE,VE,HE,PV1,A,E,D,DC,WO,WC,HT,MY,F )
FILE(2) = F
12  PV4 = PV1(2)
    PV = AMAX1 ( PV3,PV4 )
    D2 = AMAX1 ( FILE(2),FILE(1) )
    RETURN
    END
SUBROUTINE ECAES ( TO,TE,VE,HE,PV1,A,E,D,DC,WO,WC,HT,MY,F )
REAL VE(2),HE(2),PV1(2),WC(2),TO(2),FL(2),PH(2),TE(2),MY
PO1 = TO(1)/A
DO 10 I = 1,2
PV1(I) = 0.2453E-3 * ( DC+2*HE(I)*VE(I)*(HT/10.))**(1/7.)
PH(I) = 0.0029*(HE(I)**2 + PV1(I)**2 )**(1/2.)
10  CONTINUE
C1 = MY*E*(TE(2)-TE(1))+(WC(1)*D)**2*E/(24*(A*PO1)**2)-PO1
C2 = (-1)*(WC(2)*D)**2*E/(24*A**2)
X = PO1
DO 20 K = 1,100
F = X**3 + C1*X**2 + C2
F1 = 3*X**2 + 2*C1*X
B = X - F/F1
IF ( ABS(B-X).LE.0.01 ) GO TO 36
X = B
20  CONTINUE
36  TO(2) = B*A
    DO 40 N=1,2
        FL(N) = WC(N)*D**2/(8*TO(N))
40  CONTINUE
    F = AMAX1 ( FL(1),FL(2) )
    RETURN
    END
SUBROUTINE MOMENT ( TA,AM,TRC,PV,D,DC,D1,D2,D3,D4,D5,XPT,
XKO,XNT,TRP,XNCP,HT,H1,AT,XMV,I )
TTC = XNT*(2*TA*SIN(AM)+D*PV*COS(AM))**3*DC*1E-3)
TRE = TRP/3
VT = 2.355*PV*AT
IF ( TRP.EQ.0.0 ) TRE = TRC
```

```
TRL = XKO*TRE*COS(AM)
TLTP = XNCP*TRP/3
TLTC = XNT*TA
XMSA = TTC*( 3*(D1+D2+D4) + 2/3.*XPT ) + 0.5*VT*H1
XMTR = TRL*( D1+D2+2*D4+D5+2/3.*XPT )
XMTTE = TLTC*( 3*(D1+D2+D4) + 2/3.*XPT ) + TLTP*( H1 +
2/3.*XPT ) + 0.5*VT*H1
XMTSA = ( XMSA**2 + XMTR**2 )**0.5
XMV = XMTSA
IF ( I.EQ.4 ) XMV = XMTTE
RETURN
END
```

RUTINA QUE CALCULA EL VOLUMEN MINIMO DE LA FUNDACION
SUBROUTINE FF (XMV,FSCI,CTO,WT,WC,WA,PE,XPT,VOL)

```
C1 = 0.4*PE*XPT
C2 = 0.4E-3*( WT+WC+WA ) + (1.4142*CTO*0.01*XPT**4)/72.
C3 = -FSCI*XMV*1E-3
X = -C3
DO 30 J = 1, 100
F = C1*X**3 + C2*X + C3
F1 = 3*C1*X**2 + C2
B = X - F/F1
IF ( ABS(B-X).LE.0.01 ) GO TO 49
X = B
30 CONTINUE
49 VOL = XPT*B**2
RETURN
END
```

RUTINA QUE CALCULA LAS PERDIDAS DE ENERGIA Y EL COSTO
DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE LA LINEA.

SUBROUTINE PERD (CEO,CPO,T1E,TP,T1A,CC,FR,FCP,FPP,CR,HM,
XNT,VL,FPL,TC,C,XM,DM,RO,DC,CL,CDM,CHM,CLM,K,P,FC,PK,NP,
CPTA,CPTOT,TI,CINST,CTACC)

```
REAL Y(4),FC(4),P(40),FP(40),PPJ(40),PEJ(40),PEC(40),GEN(40)  
,K(4),PTAP(40),PTAE(40),CP(40),CE(40),FA(40),CD(40),CPTA(40)  
,PPC(40),CPCC(40)
```

```
DE = 0.386*(760.0 - 0.086*HM)/(273. + TC )
G = 11.55*VL/(DC*ALOG(20*DM/DC))
GO = 21.1*XM*DE**0.5*( 1. + 0.425/DC**0.5)
X = G/GO.
Y(1) = 2.25E-5*EXP(10.*X)*K(1)
Y(2) = 1.959E-3*EXP(8.536*X)*K(2)
Y(3) = 7.5E-3*EXP(7.53*X)*K(3)
Y(4) = 1.814E-4*EXP(9.788*X)*K(4)
YM = AMAX1 ( Y(2),Y(3),Y(4) )
PCB = 9E-3*Y(1)*DC**2
PCM = 9E-3*YM*DC**2
R = RO*(1 + CR*( TC-20. ) )
CTACC = 0.0
CPTOT = 0.0.
DO 95 I = 2, NP
PTAP(1) = 0.0
FP(I) = C*FC(I) + (1.-C)*FC(I)**2
PPJ(I) = 3*XNT*( P(I)*PK/( 1.73*XNT*FPI*VL ) )**2*R*1E-3
PEJ(I) = PPJ(I)*FP(I)*8760
PPC(I) = PCB*FR
PEC(I) = ( PCB+PCM*CDM*CHM*CLM/(8760*CL) )**8760*FP(I)
PTAP(I) = PPJ(I) + PPC(I)
PTAE(I) = PEJ(I) + PEC(I)
CP(I) = CPO*(1 + TP)**I
CE(I) = CEO*( 1 + TE )**I
FA(I) = 1/(1+T1A)**I
CD(I) = ( PTAP(I) - PTAP(I-1) )**CP(I)
CD(I) = CD(I)*(1.0 + CC)
IF ( PTAP(I).LE.PTAP(I-1) ) CD(I) = 0.0
CEN(I) = PTAP(I)*CE(I)
CPTA(I) = ( CD(I) + CEN(I) )**FA(I)
CPTOT = CPTOT + CPTA(I)
COST DEL CARGO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO ANUAL DE LA
LINEA
CPCC(I) = CINST*CC*( 1 + TI )**I
CTACC = CPCC(I)*FA(I) + CTACC
```

95 CONTINUE

RETURN

END

4.4 Manual de uso .

Debido a la existencia de dos programas, se tendrá un manual respectivo para cada programa. Como consideraciones generales tenemos:

El ingreso de datos, es mediante formato libre y de acuerdo al "READ" del programa.

- Los datos deben de tomar valores numéricos, de acuerdo a la nomenclatura en orden y definición, así - la posibilidad de equivocación es menor.

- Los procedimientos involucrados son generales, luego para las particularidades, de no existir algún elemento como premisa de diseño, debe colocarse cero. Ejemplo;

En la costa, no se considera hielo ni cable de protección, luego:

- $H(1)=H(2)=H(3)= 0.0$, espesor del manguito de hielo en los conductores.

- $XNCP = 0.0$, número de conductores de protección.

- $TRP = 0.0$, tiro de rotura del conductor de protección.

La designación : (M.L.) , significa que el dato mencionado, se le halla en el Modelo de línea elegido.

4.4.1. Manual de uso del Programa Auxiliar.

4.4.1.1. Nomenclatura de los datos.

- 1) MY = Coeficiente de dilatación lineal en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.
 - 2) A = Área del conductor del modelo de línea en mm.
 - 3) E = Módulo de elasticidad en Kg/mm^2 .
 - 4) DC = Diámetro del conductor del modelo de línea en mm.
 - 5) WO = Peso lineal del conductor del modelo de línea en Kg/m .
 - 6) FSCO = Factor de seguridad del conductor.
 - 7) TRC = Tiro de rotura del conductor del modelo de línea en Kg.
 - 8) T(1) = Temperatura de la hipótesis HI.
 - 9) T(2) = Temperatura de la hipótesis HII.
 - 10) T(3) = Temperatura de la hipótesis HIII.
 - 11) V(1) = Viento de la hipótesis HI en Km/h .
 - 12) V(2) = Viento de la hipótesis HII en Km/h .
 - 13) V(3) = Viento de la hipótesis HIII en Km/h .
- Los valores de las hipótesis de estado se obtienen del modelo de línea elegido, de faltar algunos valores estos se deben adecuar a los criterios de diseño establecidos.
- 14) H(1) = Espesor del manguito de hielo de la hipótesis HI en mm.
 - 15) H(2) = Espesor del manguito de hielo en HII.
 - 16) H(3) = Espesor del manguito de hielo en HIII.

- 17) TEDS = Fracción del tiro máximo de rotura según normas.
- 18) VD(1) = Vano máximo de la torre de suspensión simple del Modelo de Línea en mt.
- 19) VD(2) = Vano máximo de la torre de suspensión reforzada del Modelo de Línea en mt.
- 20) VD(3) = Vano máximo de la torre de ángulo o anclaje del Modelo de Línea en mt.
- 21) VD(4) = Vano máximo de la torre terminal del Modelo de Línea en mt.
- 22) HT = Altura de acción de los conductores sobre la torre en mt. del Modelo de Línea.
- 23) N = Número máximo de alturas diferentes por tipo de torre.
- 24) XHT(1) = Alturas netas en metros de la torre de suspensión simple (N alturas).
- 25) AN(1) = Ángulo de la torre de suspensión (M.L.)
- 26) AN(2) = Ángulo de la torre de suspensión reforzada (M.L.)
- 27) AN(3) = Ángulo de la torre de ángulo ó anclaje (M.L.)
- 28) AN(4) = Ángulo de la torre terminal (M.L.)
- 29) D1 = Distancia mínima del conductor al suelo en mt. (M.L.)
- 30) D2 = Flecha máxima en mt. (M.L.)
- 31) D3 = Longitud de la cadena de aisladores

en mt. (M.L.)

- 32) D4 = Distancia Vertical entre fases en
mt. (M.L.)
- 33) D5 = Distancia Vertical de la punta del
poste al estribo más alto. (M.L.)
- 34) XPT = Profundidad de la cimentación en mt.
(Para esta parte XPT=0.0)
- 35) XKO = Factor de la rotura del conductor ó
cable de guarda:
XKO=0.6 (conductor)
XKO=0.4 (cable de guarda)
- 36) XNT = Número de ternas de la Línea. (M.L.)
- 37) TRP = Tiro de rotura del cable de guarda
en Kg. (M.L.)
- 38) XNCP= Número de conductores de protección.
(M.L.)
- 39) AT = Área de una cara de la torre en mt.
aproximado. (M.L.)
- 40) DATO= Es el delta de altura que se le au-
menta a la torre de menor altura.
Ejem:
Para un tipo de torre observamos
en el modelo de línea las siguientes
alturas:
27, 30, 33, 36 y 39 mts.
luego :
HT= 27 y DATO= 3mt.
- 41) N = Tantas alturas diferentes como halla,

por tipo de torre. (M.L.)

42) HT = Altura mínima del tipo de torre -
en mt. (M.L.)

43) W(L), L = 1, N : Peso de la torre por al-
tura de cada tipo de torre.

Ejem:

La torre tipo suspensión (I = 1), esta conformada por torres con cinco alturas diferentes:

-3	+0	+3	+6	+9
W(1)	W(2)	W(3)	W(4)	W(5)

Con una HT_{Standard} igual a 30 mt.

Vemos que N, HT y W(L), se van a repetir consecutivamente y en cada fila 4 veces, por existir, cuatro tipos de torres.

- La designación (M.L.), significa que los valores numéricos son obtenidos del modelo de línea elegido.
- De no existir los valores máximos solicitados, es posible utilizar los valores promedios.
- El modelo de línea debe ser aprovechado en su máxima amplitud, de no existir algunos datos necesarios en el modelo de línea elegido, se puede utilizar otro modelo de línea de características parecidas, para determinar el dato requerido.

4.4.1.2. Ingreso de datos.

MY	A	E	DC	FSCO	TRC	T(1)	T(2)
T(3)	V(1)	V(2)	V(3)	H(1)	FH(2)	H(3)	TEDS
VD(1)	VD(2)	VD(3)	VD(4)	HT	N	XHT(1)	.
.	.	XHT(N)	AN(1)	AN(2)	AN(3)	AN(4)	D1
D2	D3	D4	D5	XPT	XKO	TRP	XNCP
AT	DATO						
N	HT	W(1)	W(2)	.	.	.	W(N)
N	HT	W(1)	W(2)	.	.	.	W(N)
N	HT	W(1)	W(2)	.	.	.	W(N)
N	HT	W(1)	W(2)	.	.	.	W(N)

El ingreso de datos es mediante formato libre, se propone en esta parte, mediante el formato descrito para una fácil verificación, el ingreso de datos.

4.4.1.3. Salida de resultados.

Tipo de torre	Const.	const.	correlación
	"A"	"B"	"r"
1	A1	B1	r1
2	A2	B2	r2
3	A3	B3	r3
4	A4	B4	r4

Las constantes "A" y "B", son las constantes de Ryle XC y CK respectivamente y "r" el coeficiente de correlación. 1, 2, 3 y 4, son los tipos de torres de acuerdo a la teoría explicada en 2.2.1.

4.4.2. Manual de uso del programa Principal.

4.4.2.1. Nomenclatura de los datos.

a) Datos de control.

- MW = Número de tipos de conductor con material diferente a considerar.
- MZ = Un número entero mayor que la cantidad de secciones, de cuyo tipo de conductor se considere la mayor cantidad de secciones, en el análisis.
- LN = Cantidad de veces que varía el vano progresivamente para determinar el rango del vano económico.
- AD = Delta de vano, para la variación progresiva del vano, en mt.
- DOO = Vano inicial a considerar, en el proceso de determinar el rango del vano económico.
- TI = Tasa de escalamiento del costo de las instalaciones.

b) Datos de las pérdidas de transmisión.

- CEO = Costo promedio de la energía en el sistema, en el año cero en Kwh.
- CPO = Costo de equipamiento y generación en el año cero, por Kw.
- TME = Tasa de escalamiento del costo de la energía.

- T_p = Tasa de escalamiento de los costos de generación y transformación.
- T_A = Tasa de actualización.
- CC = "Carring charge", Tasa de operación y mantenimiento (0.015 del costo (1.5%) según Planeamiento de Transmisión de Electro-Perú.)
- FR = Factor de reserva, comprendido entre (1.1 - 1.23)
- FCP = Factor de coincidencia de pico.
 $FCP = 1.0$, línea de transmisión
 $FCP = 0.4-0.95$, línea de sub-transmisión ó distribución.
- FPP = Factor de pérdidas permitidas: 1.0-1.1
- HM = Altitud sobre el nivel del mar.
 (m.s.n.m.)
- C = Constante: Para LT $C = 0.3$
 Para distrib ... $C = 0.15$
- FPL = Factor de potencia de la línea.
- CDM = Cantidad de días malos por año, por donde atravieza la línea.
- CHM = Cantidad de horas malas (con mal tiempo) por día, por donde atravieza la línea.
- CLM = Longitud de la línea, por donde existe mal tiempo.
- $K(I)$, $I=1, 4$: Factor auxiliar, para seleccionar la curva adecuada (2.9.2.)

de las pérdidas corona. Así:

$$Y1 = K(1).F(\text{Curva de tiempo bueno})$$

$$Y2 = K(2).F(\text{Tiempo bajo lluvia})$$

$$Y3 = K(3).F(\text{Tiempo bajo helada})$$

$$Y4 = K(4).F(\text{Tiempo bajo nevada})$$

Si se toma por ejemplo, tiempo bueno y tiempo bajo lluvia, los valores de $K(I)$ tomarán los siguientes valores:

$$K(1) = K(2) = 1$$

$$K(3) = K(4) = 0.0$$

XM = Constante igual a 0.8 para IT .

- PK = Coeficiente que varía la demanda, normalmente PK es igual a uno, para un aumento de la demanda en el análisis de sensibilidad en un 10%, hacemos:

$$PK = 1.1$$

c) Datos característicos de la línea.

XNT = Número de ternas.

VL = Tensión de la línea en KV.

CL = Longitud de la línea en Km.

- $XNCP$ = Número de conductores de protección.

- TRP = Tiro de rotura del cable de protección en Kg.

$FPENC$ = Factor por elementos comunes.

FOT = Factor de ondulación del terreno.

puede tomar los siguientes valores comprendidos entre (1.0 - 0.8)

d) Datos característicos de la torre.

- CHMA = Costo del acero, de la torre por Kg.

- CHT = Costo del transporte del acero por Kg.

- CHMO = Costo de la mano de obra, del montaje de las torres por Kg.

DM = Distancia mínima entre fase en cm. (M.L.)

D1 = Distancia de seguridad al suelo en mt. (M.L.)

D2 = Flecha máxima en mt. (M.L.)

- D3 = Longitud de la cadena de aisladores en mt, (M.L.)

- D4 = Distancia vertical entre fases en mt. (M.L.)

- D5 = Distancia de la cruceta mas alta a la punta de la torre en mt. (M.L.)

DM, D1, D2, D3, D4 y D5 se ha graficado en la teoría. (2.5.5.)

- HT = Altura promedio de la torre modelo de suspensión simple en mt. (M.L.)

- AT = Área lateral de la cara frontal de la torre en m^2 . (M.L.)

- AN(I), I=1, 4 : Angulos de las torres por tipo . (M.L.)

-CK(I), XC(I), I=1, 4 : Son las constantes de la regresión calculadas en el programa auxiliar, tal que :

$$CK(I) = B(I)$$

$$XC(I) = A(I)$$

XN(3) = Número de estructuras de ángulo y anclaje. (M.L.)

- XN(4) = Número de torres terminales. (M.L.)

PPV = Proporción del vano de la torre de suspensión reforzada con respecto a la simple.

- TK = Relación estadística entre el número de torres de suspensión reforzada con respecto a la de suspensión simple.
(M.L.)

g) Datos relacionados al aislador.

- CAM = Costo del aislador del modelo de línea.

- CAT = Costo del transporte del aislador por Kg.

- TRA = Tiro de rotura del aislador en Kg.
(M.L.)

- XNA = Número de aisladores de suspensión.
(M.L.)

- PA = Peso del aislador en Kg.

- FSA = Factor de seguridad del aislador.
(segun normas)

- Pam = Porcentaje que se le aumenta a los costos de material y transporte por concepto de montaje .

$$PAM = 1 + \frac{\text{Costo del montaje } (\$/\text{Km})}{\text{Costo del aislador } (\$/\text{Km})}$$

Los costos del montaje del aislador así como su costo como material, se obtiene según (3.3) los costos de líneas típicas.

f) Datos relacionados al cálculo de la fundación.

CFM = Costo del material de la fundación por m^3 .

- CFT = Costo del transporte para la fundación por m^3 .

CFMO = Costo de la mano de obra de la fundación por m^3 .

- FSCI = Factor de seguridad de la fundación.

- CTO = Coeficiente de compresibilidad del suelo a 2.0 mt. de profundidad en Tn/m^3 .

PE = Peso específico del concreto en Tn/m^3

- XKO = Factor de acción de las fuerzas del tiro de rotura sobre la torre, al romperse un conductor.

VMIN = Volumen mínimo, de las fundaciones de las torres según criterios prácticos, en m^3 .

- VMAX = Volumen máximo, de las fundaciones de las torres según criterios reales, en m^3 .

g) Datos relacionados a la hipótesis de carga.

- V(I), I=1, 3 : Velocidad del viento a 10 mt. sobre el nivel del suelo, en Km/h.

$H(I)$, $I=1,3$: Espesor del manguito de hielo
en mm.

- $T(I)$, $I=1,3$: Temperatura en $^{\circ}C$.

donde:

$I=1$, Estado de máximos esfuerzos.

$I=2$, estado de esfuerzos medios.

$I=3$, estado de mínimos esfuerzos.

h) Datos de la proyección de la demanda y el factor de carga de la línea.

Para el ingreso al programa es necesario haber hecho una proyección de la demanda y el factor de carga de la línea, se recomienda obtener estos datos en la división de mercado de Electro-Perú.

NP = Número de años de "vida" de la línea.

$P(I)$, $I = 1, NP$: Proyección de la demanda anuales hasta "NP" años.

$F(I)$, $I = 1, NP$: Proyección del factor de carga hasta "NP" años.

i) Datos característicos por material de conductor.

XMY = Coeficiente de dilatación lineal en $^{\circ}C^{-1}$.

E = Módulo de elasticidad en Kg/mm^2 .

- FSCO = Factor de seguridad del conductor.

- TEDS = Fracción del tense de todos los días respecto al tiro máximo de rotura.

- TC = Temperatura de trabajo del conductor en $^{\circ}C$.

- CCM = Costo del conductor como material

por Kg.

- CR = Coeficiente de resistencia térmica en $^{\circ}\text{C}^{-1}$
- CCT = Costo del transporte del conductor por Kg.
- CCMO = Costo del montaje del conductor por Kg.

j) Datos característicos por sección del conductor.

- NUM = Numero de orden de la sección.
 - A = Sección del conductor en mm^2
 - DC = Diámetro exterior del conductor en mm.
- WO = Peso lineal del conductor en Kg/m.
- TRC = Tiro de rotura del conductor en Kg.
- RO = Resistencia a 20°C en A.C.

4.4.2.2. Ingreso de datos.

MW	MZ	L1	AD	DOO	TI	.	.	.
CEO	CPO	T1E	T1P	T1A	CC	FR	FCP	FPP
HM	C	FPL	CDM	CHM	CIM	K(1)	K(2)	K(3)
K(4)	XM	PK
XNT	VL	CL	XNCP	TRP	FPENC	FOT	.	.
CHMA	CHT	CHMO	DM	D1	D2	D3	D4	D5
HT	AT	AN(1)	AN(2)	AN(3)	AN(4)	CK(1)	CK(2)	CK(3)
CK(4)	XC(1)	XC(2)	XC(3)	XC(4)	XN(3)	XN(4)	PPV	TK
CAM	CAT	PAM	TRA	XNA	PA	FSA	.	.
CFM	CFT	CFMO	FSCI	CTO	PE	XKO	VMIN	VMAX
V(1)	V(2)	V(3)	H(1)	H(2)	H(3)	T(1)	T(2)	T(3)
NP	P(1)	P(2)	P(3)	P(4)	P(5)	P(6)	P(7)	P(8)
	P(9)	P(16)

	P(NP)
	FC(1)	FC(2)	FC(3)	FC(4)	FC(5)	FC(6)	FC(7)	FC(8)
	FC(9)
	FC(NP)
XMY	E	FSCO	TEDS	TC	CCM	CR	CCT	CCMO
1	A	DC	WO	TRC	RO			
2	A	DC	WO	TRC	RO			
3	A	DC	WO	TRC	RO			
.			
.			
.			
.			
.			
1 ^{er}								
Conductor								
de								
determinado								
material								
r	1.0			

	XMY	E	FSCO	TEDS	TC	CCM	CR	CCT	CCMO
	1	A	DC	WO	TRC	RO			
2 ^{do}	2	A	DC	WO	TRC	RO			
material	3			
			
3 ^{er}	r'	1.0			
material	.								
	.								
M ^{avo}	.								
material	.								

Características.

- r, r', r'', etc representan el número de secciones a analizar por material de conductor, estos deben ser menor ó igual a MZ, por característica de diseño del programa.
- La última sección a analizar por material debe tener el valor de uno (1), así el computador entenderá que debe analizar otro material.
- Cada número representa una sección con sus características propias.
- El ingreso de datos es mediante formato libre, luego puede ser diferente al expuesto, pero respetando las características del lenguaje Fortran.

4.4.2.3. Impresion de resultados.

La impresión de resultados tiene la siguiente forma:

Numero	Vano óptimo	Sección	función Objetivo
1	D1	A1	F01
2	D2	A2	F02
3	D3	A3	F03
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
r-1	D _(r-1)	A _(r-1)	F0 _(r-1)

..(Numero)..... es el conductor óptimo cuyo costo mínimo es ...FOi.....

4.4.2.4. Secuencias para la optimización del conductor.

a) Cálculo del rango del vano económico.

Primer paso.

Se procede a ubicar el entorno, dentro del cual se debe encontrar el vano económico, para ello es necesario determinar un gran rango, dentro del cual esteen incluidos los rangos esperados para el tipo de línea en estudio. Tomando el mínimo vano de este rango, se le hace variar aumentando de 50. en 50. mt, hasta el máximo vano del rango. De este análisis, se puede deducir el rango de

de ubicación del vano económico para cada conductor. En esta etapa puede descartarse los conductores que siguen tendencias costosas.

Segundo Paso.

Se reduce el valor del incremento del vano para determinar el vano económico aproximado, se utilizan los datos anteriores acerca del rango de ubicación de dicho vano para cada conductor. Tomando el valor mínimo indicado y evaluando mediante el programa, los costos de la línea e intervalos determinados por el nuevo incremento hasta llegar o sobrepasar el máximo vano correspondiente.

El paso primero y segundo se logra variando en el archivo de datos de los siguientes parámetros:

- AD : Incremento del vano.
- DOO : Vano mínimo del intervalo.
- LI El número de veces que se ha de incrementar.
- MV Cantidad de conductores de diferente material.

b) Análisis de Sensibilidad.

Variando un solo parámetro a la vez, se realiza un análisis de sensibilidad para evaluar las consecuencias del cambio de los parámetros de diseño en el futuro, sobre el conductor óptimo.

Así tenemos que se puede realizar un análisis de sensibilidad muy extenso. Entre los principales parámetros a analizar tenemos:

- El costo del conductor.
- El costo de la estructura.
- El costo de la energía y la potencia.
- La variación de la proyección de la carga.
- El factor de carga.
- La variación de la ondulación del terreno.
- etc.

El porcentaje de variación esta de acuerdo a los criterios de la empresa de Servicio. (Electro-Perú, Electrolima , etc.)

Para cada análisis de sensibilidad, los parámetros variados deben volver a tomar el valor inicial, de esta manera solo se variará el parámetro que se desea manteniendose el resto invariable.

En esta parte se elige el tipo de conductor óptimo deshechándose el resto. También se vislumbra la sección óptima y el vano óptimo aproximado.

c) Determinación exacta del Vano económico.

En este paso se reduce el incremento del vano una ó dos veces, como se realizó inicialmente pero solo al conductor elegido, de tal manera que el rango se irá reduciendo hasta determinar el vano económico, luego, la selección óptima del conductor. Esto se realiza variando los siguien-

tes datos:

AD Incremento de vano.

DOO : Vano mínimo del intervalo anterior.

LI : Número de veces que se ha de incrementar.

MW : 1.0

CAPÍTULO V

EJEMPLO DE APLICACION.

En este capítulo, se procederá a emplear el método, con el fin de complementar la teoría expuesta y el manual de uso. El método tiene dos fases:

- Determinación de las constantes empíricas de la regresión lineal, utilizando el programa Auxiliar.

Determinación del conductor óptimo, utilizando el programa principal.

5.1. Programa Auxiliar.

5.1.1. Selección del modelo de línea.

Como ejemplo de aplicación, haremos la selección Tecno-Económica de la línea Trujillo-Chiclayo, línea que se construirá en el futuro.

Observamos en el mapa, que la línea mencionada se desplaza paralela a la costa norte Peruana, entre las ciudades de Trujillo y Chiclayo. Existen dos líneas que podrían utilizarse como modelos para nuestra línea en estudio: la línea Lima-Chimbote y la línea Lima-Pisco. Según se pudo constatar, la línea Trujillo-Chiclayo, tiene las siguientes características de diseño;

$$T_{\min} = 10^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{med}} = 25^{\circ}\text{C}$$

$T_{\text{máx ambiente}} = 38^{\circ}\text{C}$

La velocidad del viento es de 45 Km/h, en un período de ocurrencia de 10 años y a 10 mts. sobre la superficie.

El Modelo Lima-Chimbote, es una línea de características especiales, por su gran contaminación ambiental, de torres muy altas. Actualmente en ella se han registrado grandes pérdidas y se considera una línea de muy bajo performance, razón por la cual no la consideraremos como modelo para nuestra línea.

Criterios de especialistas de Electroperú han manifestado que no existe diferencia en el modelo de las dos líneas mencionadas, salvo por la gran contaminación de la línea Lima-Chimbote; la línea Lima-Pisco se la considera con buen performance, razón por la cual, la tomaremos como "Modelo de línea" para nuestro estudio.

5.1.2. Definición de los datos. Uso del Modelo de línea.

En esta parte se da valores numéricos a las variables. Gran parte de ella se encuentra en el Modelo de línea elegido. En el desarrollo de esta parte debe entenderse al mencionar (M.L.), que el dato adjunto a él, se ha obtenido del Modelo de línea elegido.

- 1) $MY = 0.000023^{\circ}\text{C}^{-1}$ características del conductor.
- 2) $A = 442.7 \text{ mm.}^2$ (M.L.) Acar.

- 3) E = 6000.0 Kg/mm² (Tablas).
- 4) DC = 27.36 (M.L.) Acar 30/31.
- 5) WO = 1.22 (M.L.) Acar 30/31.
- 6) FSCO = 3.0 (Criterio de diseño).
- 7) TRC = 10500.0 Kg. (M.L.)
- 8) T(1) = 10. °C (M.L.)
- 9) T(2) = 20. °C (M.L.)
- 10) T(3) = 30. °C (M.L.)
- 11) V(1) = 50.0 Km/h.
- 12) V(2) = 0.0 Km/h.
- 13) V(3) = 0.0 Km/h.
- 14) H(1) = 0.0 mm.
- 15) H(2) = 0.0 mm.
- 16) H(3) = 0.0 mm.
- 17) TEDS = 0.25 (Norma. con antivibrador).
- 18) VD(1) = 1030.0 (M.L.)
- 19) VD(2) = 1150.0 (M.L.)
- 20) VD(3) = 1150.0 (M.L.)
- 21) VD(4) = 1150.0 (M.L.)
- 22) HT = 38.0 (M.L.)
- 23) N = 5 (M.L.)
- 24) XHT(1) = 32.0 (M.L.)
- 25) XHT(2) = 35.0 (M.L.)
- 26) XHT(3) = 38.0 (M.L.)
- 27) XHT(4) = 41.0 (M.L.)
- 28) XHT(5) = 44.0 (M.L.)
- 29) AN(1) = 0°C (M.L.)

- 30) AN(2) = 5°C (M.L.)
- 31) AN(3) = 30°C (M.L.)
- 32) AN(4) = 0°C (M.L.)
- 33) D1 = 7.0 mts. (M.L.)
- 34) D2 = 15.0 mts.(M.L.)
- 35) D3 = 3.0 mts. (M.L.)
- 36) D4 = 6.0 mts.(M.L.)
- 37) D5 = 1.15 mts.(M.L.)
- 38) XPT = 0.0 mt. Se tomara los momentos a nivel
del suelo.
- 39) XKO = 0.65, no existe cable de protección.
- 40) XNT = 2., característica de diseño.
- 41) TRP = 0.0 Kg. , no existe cable de protección.
- 42) XNCP = 0.0 , no existe cable de protección.
- 43) AT = 200.0 m², aproximado (M.L.)
- 44) DATO = 3.0 mt. (M.L.)
- 45) N = 5 (M.L.)
- 46) W(1) = 3850.0 Kg (M.L.)
- 47) W(2) = 4450.0 Kg (M.L.)
- 48) W(3) = 4800.0 Kg (M.L.)
- 49) W(4) = 5300.0 Kg (M.L.)
- 50) W(5) = 6000.0 Kg (M.L.)
- 51) N = 5 (M.L.)
- 52) W(1) = 4210.0 Kg (M.L.)
- 53) W(2) = 4850.0 Kg (M.L.)
- 54) W(3) = 5220.0 Kg (M.L.)
- 55) W(4) = 5750.0 Kg (M.L.)

- 56) N = 5 (M.L.)
- 57) W(1) = 9960.0 Kg (M.L.)
- 58) W(2) = 11,480.0 Kr (M.L.)
- 59) W(3) = 12,570.0 Kg (M.L.)
- 60) W(4) = 13,740.0 Kg (M.L.)
- 61) W(5) = 15,490.0 Kg (M.L.)
- 62) N = 5 (M.L.)
- 63) W(1) = 10,560.0 Kg (M.L.)
- 64) W(2) = 12,090.0 Kg (M.L.)
- 65) W(3) = 13,160.0 Kg (M.L.)
- 66) W(4) = 16,080.0 Kg (M.L.)

5.2. Programa Principal.

5.2.1. Definición de los datos.

a) Datos de control.

- MW = 4 (Se analizarán cuatro conductores de diferente material.)
- MZ = 13 (el conductor que tiene más secciones a considerar, es el ACSR con doce secciones y MZ debe ser siempre mayor o igual a este número.
- L1 = 10 (Se va ha considerar diez vanos diferentes, para la determinación del vano óptimo.
- AD = 50, 25, 5, 1 (El vano variará inicialmente te de 50. en 50. metros, buscando el rango -

del vano económico, posteriormente se tiene que afinar AD en 25, 5, 1 mt. dentro del rango del vano económico encontrado. De esta manera obtenemos el vano óptimo.

- D00 = 200.0 mt. (Considerando que los vanos para este nivel de tensión y terreno plano estan en el rango de 300mt-700mt, tomaremos como 200.0 mt el menor vano para el análisis.

TI = 0.05 (Considerando una tasa de interés del 5% del costo de escalamiento de las instalaciones.

b) Datos de las pérdidas de transmisión.

- CEO = 0.48 (Costo utilizado en la Unidad de Planeamiento de Transmisión de Electroperú.

CPO = 2,000.0 Idem.

TME = 0.05 (Tasa de escalamiento del costo de la energía.)

- TP = 0.05 (Tasa de escalamiento de los costos de generación y transformación.)

- TMA = 0.05 (Tasa de actualización)

- CC = 0.015(Es el 1.5%, según criterios de Electroperú.)

- FR = 1.1 (Considerando un 10% de factor de reserva)

- FCP = 1.0 (Se trata de una Línea de Transmisión)

- FPP = 1.0 (Para este ejemplo lo consideraremos así)

- HM = 1000.0 (Altura máxima es 1,000.0 mt. m.s.n.m.)
- C = 0.3 (Se trata de una Línea de Transmisión)
- FPL = 0.8 (Se considerará el Factor de Potencia Inductivo)
- CDM = 60. (Se ha considerado 60 días de mal tiempo en un año.)
- CHM = 8.0 (De los días, 8 horas son de mal tiempo.)
- CLM = 60.0 (El mal tiempo se da en 60.0 Km. de la Línea)
- K(1)= 1 (Se considera la curva de buen tiempo.)
- K(2)= 1 (Se considera la curva de mal tiempo.)
- K(3)= 0 (No se considera la curva de helada.)
- K(4)= 0 (No se considera la curva bajo nevada.)
- XM = 0.8 (Se trata de una L.T. (manuales).)
- PK = 1. (Inicialmente igual a 1.0, en el análisis de sensibilidad variará un 10%.)

c) Datos característicos de la Línea.

- XNT = 2. (Es una Línea de doble terna.)
- VL = 220. (Tensión de la Línea en KV.)
- CL = 200. (Se ha considerado 200 Km. la longitud de la Línea.)
- XNCP= 0. (No tiene cable de guarda.)
- TRP = 0. (Por no existir cable de guarda.)
- FPENC= 1.2 (Se ha considerado un 20% del costo de la Línea, según el Modelo de Línea.)

- FOT = 1.0 (Consideraremos un terreno totalmente llano)

d) Datos característicos de la torre.

- CHM = 2.0 \$/Kg. (De proyectos de 1983.)
- CHT = 0.05 \$/Kg. Idem.
- CHMO = 0.36 \$/Kg. Idem.
- DM = 600.0 cm. (M.L.)
- Ø1 = 7.0 mt. (M.L.)
- D2 = 15.0 mt. (M.L.)
- D3 = 3.0 mt. (M.L.)
- D4 = 6.0 mt. (M.L.)
- D5 = 1.0 mt. (M.L.)
- HT = 38.0 mt. (M.L.)
- AT = 200.0 mt. (M.L.)
- AN(1) = 0.0 °C (M.L.)
- AN(2) = 5.0 °C (M.L.)
- AN(3) = 30.0 °C (M.L.)
- AN(4) = 0.0 °C (M.L.)
- CK(1) = BX(1) (Resultado del programa Auxiliar).
- CK(2) = BX(2) Idem.
- CK(3) = BX(3) Idem.
- CK(4) = BX(4) Idem.
- XC(1) = AX(1) Idem.
- XC(2) = AX(2) Idem.
- XC(3) = AX(3) Idem.
- XC(4) = AX(4) Idem.
- XN(3) = 28.0 (M.L.)

- XN(4) = 15.0 Considerando una Torre de amarre por cada 13 Km.
- PPV = 1.25 , Segun (M.L.)
- TK = 0.33 , Segun (M.L.)

e) Datos relacionados al aislador.

- CAM = 35. (Segun proyectos 1,983)
- CAT = 0.2 Idem.
- PAM = 1.1. (Debido a la mano de obra.) (M.L.)
- TRA = 7,500 (Del (M.L.), Aislador cuyo costo es CAM.)
- XNA = 17. (M.L.)
- PA = 10. (Segun catálogos.)
- FSA = 3.5 (Criterios de diseño.)

f) Datos relacionados al cálculo de la fundación.

- CFM = 100. (Segun (M.L.))
- CFT = 5. , (Segun transporte.)
- CFMO = 100. (Segun (M.L.))
- FSCI = 1.5 (Segun norma rumana)
- CTO = 8,000 (Características del terreno.)
- PE = 2.2 (Segun información del concreto.)
- XKO = 0.65 (No existe cable de guarda.)
- VMIN = 4. (Considerando un volumen mínimo de 1m^3 por pata de la torre.)
- VMAX = 25. (Considerando el máximo volumen lógico de una torre segun contratistas nacionales.)

g) Datos relacionados a la hipótesis de carga.

- V(1) = 45.0 (característica de diseño)
- V(2) = 0.0 Idem.
- V(3) = 0.0 Idem.
- H(1) = 0.0 Idem.
- H(2) = 0.0 Idem.
- H(3) = 0.0 Idem.
- T(1) = 10.0 Idem.
- T(2) = 25.0 Idem.
- T(3) = 38.0 Idem.

h) Datos de la proyección de la demanda.

Datos obtenidos en la sección de Mercado de Electro-Perú.

- NP = 30.0
- P(1) = 23500.
- P(2) = 24900.
- P(3) = 28500.
- P(4) = 32600.
- P(5) = 34800.
- P(6) = 37400.
- P(7) = 40400.
- P(8) = 43600.
- P(9) = 47900.
- P(10) = 51500.
- P(11) = 57336.
- P(12) = 62596.
- P(16) = 88925.
- P(17) = 97083.
- P(18) = 105989.
- P(19) = 115713.
- P(20) = 126328.
- P(21) = 137917.
- P(22) = 150570.
- P(23) = 164383.
- P(24) = 179463.
- P(25) = 195927.
- P(26) = 213901.
- P(27) = 233525.

- P(13) = 68339.
- P(14) = 74608.
- P(15) = 81453.
- P(28) = 254948.
- P(29) = 278336.
- P(30) = 300000.

i) Datos de la proyección del factor de carga.

Datos obtenidos en la sección de Mercado de Electro-Perú.

- FC(1) = 0.488
- FC(2) = 0.488
- FC(3) = 0.48
- FC(4) = 0.46
- FC(5) = 0.464
- FC(6) = 0.469
- FC(7) = 0.470
- FC(8) = 0.466
- FC(9) = 0.469
- FC(10) = 0.562
- FC(11) = 0.558
- FC(12) = 0.552
- FC(13) = 0.548
- FC(14) = 0.548
- FC(15) = 0.546
- FC(16) = 0.556
- FC(17) = 0.544
- FC(18) = 0.542
- FC(19) = 0.543
- FC(20) = 0.54
- FC(21) = 0.542
- FC(22) = 0.55
- FC(23) = 0.548
- FC(24) = 0.548
- FC(25) = 0.548
- FC(26) = 0.554
- FC(27) = 0.555
- FC(28) = 0.556
- FC(29) = 0.557
- FC(30) = 0.567

j) Datos de los conductores.

Los presentes datos, son obtenidos de catálogos y del libro del Ing. Hernan Untiveros Zaldivar cuyo titulo es: " Diseño de líneas aéreas en alta tensión".

El ultimo valor de la sección, de cada tipo de conductor, debe tener el valor de 1.0, así el computador pasará a analizar otro tipo de conductor.

23.1E-6	6000.	3.0	0.25	50.0	4.06	0.0042	0.5	1.5
1	298.	22.35	0.836	6100.	0.1056			
2	330.	23.6	0.909	7773.	0.095			
3	404.	26.11	1.115	9227.	0.077			
4	433.	27.02	1.195	10095.	0.0726			
5	455.	27.7	1.256	10319.	0.069	Acar	18/19	
6	469.	28.14	1.285	10636.	0.067			
7	507.	29.6	1.4	11454.	0.0614			
8	520.	29.61	1.434	11727.	0.0605			
9	547.4	30.38	1.55	12363.	0.057			
10	1.0	30.38	1.55	12363.	0.057			
23.1E-6	6000.	3.0	0.25	50.0	4.773	0.0042	0.5	1.26
1	298.	22.35	0.836	6100.	0.1056			
2	330.	23.6	0.909	6682.	0.0885			
3	404.	26.11	1.115	7380.	0.0722			
4	433.	27.02	1.195	7740.	0.06745			
5	455.	27.7	1.256	8147.	0.0641	Acar	30/31	
6	469.	28.14	1.285	8395.	0.0622			
7	507.	29.26	1.40	9077.	0.05765			
8	520.	29.61	1.434	9795.	0.0543			
9	547.	30.38	1.55	9955.	0.05343			
10	1.0	30.38	1.58	12000.	0.0575			

23.1E-6	6000.	3.0	0.25	50.0	4.17	0.0042	0.5	1.12
1	300.	21.79	0.781	8530.	0.12			
2	326.	23.55	0.912	9940.	0.103			
3	370.	25.15	1.034	11050.	0.0908			
4	476.	28.14	1.295	13830.	0.0725		AAAC	6201
5	506.	29.23	1.391	14750.	0.066			
6	521.	29.7	1.441	15300.	0.063			
7	1.0	29.7	1.441	15300.	0.063			
19.1E-6	7000.	3.0	0.25	50.0	3.87	0.0042	0.51	1.0
1	300.	24.55	1.24	10932.	0.0913			
2	318.	25.15	1.302	11340.	0.0870			
3	356.5	26.68	1.456	12746.	0.0777			
4	397.5	28.14	1.628	14152.	0.0696			
5	450.0	29.51	1.725	14655.	0.0622			
6	477.0	30.38	1.829	15513.	0.0587		ACSR	
7	516.7	31.65	1.982	16828.	0.0541			
8	556.5	32.84	2.130	18234.	0.0503			
9	596.0	33.99	2.282	19550.	0.0441			
10	636.0	35.36	2.429	20321.	0.0392			
11	715.0	37.21	2.738	22861.	0.0342			
12	1.0	37.21	2.738	22861.	0.0342			

Para el ejemplo se ha considerado cuatro conductores de diferente material ó tipo, antes de enumerar las secciones con sus características respectivas, se da como datos, las características propias de cada tipo de material.

5.3. Análisis de los resultados.

5.3.1. Programa Auxiliar.

Se obtuvo los siguientes resultados:

Tipo de torre	Constante B	Constante A	Correlación R
1	0.262	985.3	0.995
2	0.338	-83.46	0.998
3	0.418	559.47	0.999
4	0.471	434.64	0.995

Luego, las constantes de la formula empírica de Ryle, tomarán los siguientes valores:

- XC(1) = 985.3	- CK(1) = 0.262
- XC(2) = -83.46	- CK(2) = 0.338
- XC(3) = 559.47	- CK(3) = 0.418
- XC(4) = 434.64	- CK(4) = 0.471

Estas constantes calculadas, deben ser introducidos como datos en el Programa Principal.

5.3.2. Programa Principal.

A) Variación del vano, de 50. 2n 50. metros.

Se obtuvo el siguiente rango económico:

Conductor	Rango (mt)
-ACAR 18/19 400. - 500.
- ACAR 30/7 400. - 500.
- AAAC 6210 450. - 550.
- ACSR 400. - 500.

Observamos que el vano mínimo a analizar, es 400.0 mt. Para el afinamiento del rango del vano, debemos hacer el vano inicial igual a 400.0 mt, e incrementar el vano de 25.0 en 25.0 metros, hasta 650.0 metros.

B) Variación del vano de 25.0 m. en 25.0 m.

Modificación en el banco de datos del programa:

$$AD = 25.0$$

$$DOO = 400.0$$

El resto de los datos permanece invariable, corrido el programa se obtuvieron los siguientes resultados:

Conductor	Rango (mt.)
-ACAR 18/19 450. - 500.
- AGAR 30/7 400. - 450.
- AAAC 6210 475. - 525.
- ACSR 425. - 475.

C) Análisis de sensibilidad.

Se procede de la siguiente manera:

- Se varía el parámetro a analizar, manteniendo el resto de los datos invariable.
- Al variar otro parámetro, el parámetro anterior variado toma el valor inicial, de tal manera que para cada análisis de sensibilidad, el banco de datos permanece invariable y solo se varía, el parámetro a analizar.

Haciendo en el banco de datos:

DOO = 425.0

AD = 25.0

Parámetro variado	Nombre del conductor	Sección mm ²	Vano Anterior	Vano nuevo	Costo \$	% de variación
Aumento del costo de los conductores en un +15%	ACAR 18/19 ACAR 30/7 AAAC ACSR	404. 330. 370. 300.	475. 425. 500. 450.	475. 450. 500. 475.	179304 181299. 182142. 193587.	+4.07 +4.08 +3.35 +4.02
Disminución del costo de los conducto res un -15%	ACAR 18/19 ACAR 30/7 AAAC ACSR	404. 404. 476. 318.	475. 425. 500. 450.	475. 425. 475. 450.	165249. 165916. 168411. 178161.	-4.08 -4.74 -3.31 -4.26
Aumento del costo del acero de las torres. +15%	ACAR 18/19 ACAR 30/7 AAAC ACSR	404. 404. 370. 318.	474. 425. 500. 450.	450. 425. 500. 450.	175005. 176860. 178028. 188744.	+1.58 +1.54 +1.49 +2.34
Disminución del costo del acero de las torres en un -15%	ACAR 18/19 ACAR 30/7 AAAC ACSR	404. 404. 370. 318.	475. 425. 500. 450.	475. 450. 500. 475.	169543. 171309. 172795. 183169.	-15 -1.6 -1.5 -1.57
Aumento de la proyección de la demanda	ACAR 18/19 ACAR 30/7 AAAC	404. 404. 507.	475. 425. 500.	475. 450. 475.	193014. 193542. 195706.	+12.1 +11.1 +11.6

en un +15%	ACSR	450.	450.	425.	207684.	+11.6
Disminución	ACAR 18/19	330.	475.	475.	153248.	-11.04
de la proyec-	ACAR 30/7	330.	425.	450.	154025.	-11.56
ción de la de-	AAAC	370.	500.	500.	154367.	-12.0
manda. -15%	ACSR.	300.	450.	475.	164996.	-11.34
Aumento del	ACAR 18/19	404.	475.	475.	185295.	+7.5
costo de la	ACAR 30/7	404.	425.	450.	186610.	+7.13
Energía y la	AAAC	476.	500.	475.	189149.	+7.83
Demanda. +15%	ACSR	318.	450.	475.	200528.	+7.75
Disminución	ACAR 18/19	330.	475.	500.	164598.	-4.4
del costo de	ACAR 30/7	330.	425.	475.	164730.	-5.4
la energía y	AAAC	500.	500.	500.	165730.	-5.5
la demanda -15%	ACSR	300.	450.	475.	176511.	-5.15

Conclusiones del análisis de sensibilidad.

- El conductor ACAR 18/19, presenta en todo el análisis de sensibilidad ante los demás conductores, el mínimo costo.
- La sección óptima es 404.0 .
- El rango del vano económico, se encuentra entre los 450.0 metros y 500.0 metros.

D) Determinación del vano económico.

Variando el vano de 5.0 en 5.0 metros.

Haciendo en el banco de datos:

AD = 5.0 y DOO = 450.0 , obtenemos:

Sección (mm ²)	Rango (m)	Costo (\$/Km)
404.0	470.0 - 480.0	174975.0

Variando el vano de 1.0 en 1.0 metros.

Haciendo en el banco de datos:

AD = 470.0 y DOO = 1.0 obtenemos:

Sección (mm ²)	Rango (m)	Costo (\$/Km)
404.0	473.0	174975.0

Para el análisis, solo se toma en cuenta al conductor ACAR 18/19, pues el resto de los conductores han sido eliminados en el análisis de sensibilidad.

E) Conclusión.

El conductor seleccionado, es el ACAR 18/19 de 404.0 mm², y el vano económico es de 473.0 mt.

CONCLUSIONES

La selección del conductor óptimo, es una de las etapas mas importantes en el diseño de una línea de transmisión, dado que esta es determinante en el costo total, no solo por su propio costo y el costo de las pérdidas de transmisión asociado a él, sino que además el conductor seleccionado ejerce fuerte influencia sobre casi todos los elementos constituyentes a la línea, en consecuencia la selección del conductor no puede realizarse aisladamente, sino que se debe hallar la mejor combinación conductor - estructura, que es aquella en donde se obtiene el mejor costo global.

Para determinar esta combinación óptima, se deben considerar una gran cantidad de elementos que se interrelacionan entre si en forma bastante compleja, desde el punto de vista del costo total de la línea. Existe además otra variable que entra en la combinación, que es la del vano ó distancia entre estructuras, en el cual solo en uno (Vano económico) los costos se minimizan.

El modelo de línea, simplifica grandemente a la función objetivo, nos permite desacoplar el cálculo de las formulas empíricas que determinan el peso de las torres, hace que la combinación conductor - estructura se mas realista y le da mayor flexibilidad al método.

Recomendaciones.

- Este trabajo se realizó a razón de no tener un programa de optimización, en el estudio sobre "Estandarización de conductores de las líneas de transmisión en el Perú". Este estudio debe realizarse por ser muy importante para el país como una continuación del presente trabajo.

Los estudios de este tipo (programas auxiliares), deberían de encontrarse en bibliotecas accesibles a los profesionales y estudiantes de ingeniería.

Se debería implementar este programa, como otros de naturaleza parecida (Programas auxiliares), en la computadora de la Facultad y realizar un inventario de estos programas para su adecuado uso, en los diferentes estudios que se requiera.

Sería de mucho provecho para la ingeniería eléctrica en el Perú, si se realizase un archivamiento ordenado de las características físicas y de diseño de las líneas de transmisión en el Perú, a disposición de quienes realicen estudios benéficos para el país.

Es necesaria la selección cuidadosa de los datos que ingresan al "READ" del programa, los resultados obtenidos están en función de ellos.

Se cumple todos los objetivos trazados, pues el método contiene los datos necesarios, para la optimización del conductor a 220KV y 138KV, haciendo así mas facil su estudio y aplicación. Presenta un estudio detallado de la selección tecno-económica de los conductores en líneas de transmisión, muestra un programa para su aplicación y se condiciona a cualquier estudio, en el cual se deba optimizar el conductor.

El presente trabajo, por la magnitud de su contenido, puede ser utilizado para otros fines, pues muestra un inventario de las características físicas y de diseño de nuestras líneas, utiles para cualquier estudio de ingeniería, muestra rutinas que pueden servir para el cálculo de esfuerzos sobre la torre, hipotesis de cambio de estado, etc.

El grado de complejidad que se presenta es tal, que se hace necesario el uso de un computador digital. El programa de optimización (Programa Principal) es independiente del programa auxiliar, este puede ser obviado si se tiene las constantes de la fórmula empírica de Ryle.

BIBLIOGRAFIA

1. DISEÑO DE LINEAS AEREAS EN ALTA TENSION.
Curso de actualización. AEP. Ing. Hernan Untiveros Zaldivar.
2. CRITERIOS DE DISEÑO DE L.T. EN EL PERU.
Estudios del Grupo Consultivo de Transmisión de Electro-Perú. Oficina de Planeamiento de Transmisión.
3. COPIAS DEL CURSO DE LINEAS DE TRANSMISION DE POTENCIA.
UNI. Ing. Miguel Angel Becerra Fernandez.
4. CODIGO ELECTRICO DEL PERU. AEP. 1974.
5. SELECCION DEL CONDUCTOR PARA LINEAS DE 138 KV.
Conimera 1976. Ing. Juan Añaños Galindo.
6. CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION EN EL PERU. Informe l grupo consultor de Lineas de Transmisión de Electro-Perú de parte de la Sub-Gerencia de Ingeniería de Electro-Perú.
7. PROBLEMAS QUE SON TRATADOS EN NORMAS DE DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION EN OTROS PAISE QUE PUEDAN SERVIR EN LA ELABORACION DE UNA NORMA NACIONAL.
Conimera 1976. Ing. Stefan Visan e Ing. Hernan Untiveros.
8. POSIBILIDADES DE UTILIZACION DE CONDUCTORES MULTIPLES PARA UNA LINEA DE TRANSMISION MANTARO-COBRIZA-MARCONA A 220 KV.
Conimera 1976. Ing. Roger Albornoz G.
9. CALCULO Y DISEÑO DE TORRES DE ACERO PARA L.T.
Conimera 1976. Ing. Eduardo Zolezzi C.
10. MAPAS DE UBICACION GEOGRAFICA DE LOS SISTEMAS INTER - CONECTADOS EN EL PERU. Documento de la Sub-Gerencia de Planeamiento de Electro-Perú.

11. COSTOS DE L.T. EN EL PERU.
Documento de Trabajo de la Sub-Gerencia de Planeamiento de Electro-Perú.
12. LOADING AND STRENGTH OF TRANSMISION LINES SYSTEMS.
IEEE. January 30. 1977.
13. TRANSMISSION LINE REFERENCE BOOK 345 KV. AND ABOVE
Electric Power Research Institute (EPRI)
14. FORTRAN IV LANGUAGE.
15. MANUAL IBM.