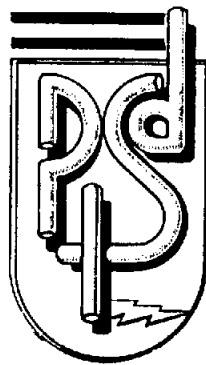


**REPUBLICA ARGENTINA**  
**Ministerio de Obras y Servicios Públicos**  
**Secretaría de Energía**  
**Subsecretaría de Energía Eléctrica**

**TECNOLOGIA**

# **ESTUDIO DE MODULOS DE TRANSFORMADORES**



**PROYECTO DE INGENIERIA**  
**SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

## RESUMEN

En este estudio se presenta una metodología para la determinación de los módulos de potencia de transformadores de distribución más económicos, asociados a bandas de densidades de carga (hasta un máximo de 20 MVA/km<sup>2</sup>).

Esta metodología se basa en la investigación de todas las combinaciones posibles de potencias de transformadores, densidades y factores de carga para obtener un radio de alcance para la red de distribución secundaria asociada. Esta red es verificada para una serie de factores de potencia y caídas de tensión.

Seguidamente se calculan las pérdidas de la red de distribución y las del correspondiente transformador.

Finalmente se comparan los costos finales de cada opción, obtenidos de la suma del valor presente de las pérdidas y las inversiones necesarias.

Se presentan por último los resultados obtenidos para distintas franjas de densidades de carga.

<u>PALABRAS CLAVE</u>	Módulos de Transformadores, Módulo Económico, Transformadores.
<u>DOCUMENTOS ASOCIADOS</u>	

NIVEL: 5

<u>TEMA:</u> Tecnología	<u>EMPRESA:</u> Todas	
<b>ESTUDIO DE MODULOS DE TRANSFORMADORES</b>		
<b>N5TE40D</b>	Documento Definitivo	05-12-90
<u>AUTOR:</u> Grupo Centros de Transformación Distrelec	<u>CANT. PAG.</u>	
	33	

## INDICE

	Página
OBJETIVOS DEL DOCUMENTO .....	4
VINCULACION DEL DOCUMENTO CON EL RESTO DE LA DOCUMENTACION ...	6
<b>1 METODOLOGIA .....</b>	<b>7</b>
1.1 Introducción .....	7
1.2 Red primaria de distribución y centros de distribución ...	7
1.3 Red secundaria .....	7
1.4 Estudios económicos .....	8
1.5 Programa de computación .....	8
<b>2 DESARROLLO DE LOS CALCULOS .....</b>	<b>9</b>
<b>3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>10</b>
3.1 General .....	10
3.2 Centros aéreos y líneas convencionales .....	10
3.3 Centros de transformación aéreos. Líneas aéreas preensambladas .....	11
3.4 Cámaras subterráneas y líneas subterráneas .....	12
<b>4 CONCLUSIONES .....</b>	<b>13</b>
<b>5 TABLAS Y GRAFICOS .....</b>	<b>15</b>
<b>ANEXO 1 DETERMINACION DEL MODULO ECONOMICO DE TRANSFORMACION</b>	<b>25</b>
A1.1 Introducción .....	25
A1.2 Metodología .....	25

A1.3 Cálculo del radio de alcance .....	25
A1.4 Longitud equivalente .....	26
A1.5 Corriente del transformador .....	26
A1.6 Cálculo de la sección del conductor .....	26
A1.7 Cálculo de las pérdidas .....	27
A1.7.1 Transformadores .....	27
A1.7.2 Líneas .....	27
A1.7.3 Evaluación económica .....	27
A1.7.4 Resultados .....	28
LISTA DE DIFUSION EN LA EMPRESA .....	32
ACTUALIZACION DEL DOCUMENTO .....	33

### OBJETIVOS DEL DOCUMENTO

Determinar los módulos de potencia de transformadores de distribución más económicos asociados a bandas de densidades de carga.

TEMA GENERAL		Alcance del Proyecto	Convenios	Documentación				
CAPACITACION		Comunicación	Magister	Biblioteca				
ASPECTOS SECTORIALES		Organización	Administrativo	Contable	Legal			
CALIDAD DE SERVICIO		Estabil. Tensión	Continuidad de Servicio	Valoriz. Ca- lid. Servic.	Automatiz. y Telecontrol.	Organiz. Explotac.	Recomend. Grales.	
PLANEAMIENTO		Demanda	Costos	Carto- graffa	Inven- tario	Métodos y Estudios	Grandes Opciones	Pérdi- das
		Gestión de Transform.	Aplicaciones Informáticas	Estudios Experimentales	Casos Piloto			
GESTION DE OBRAS	Gestión de Obras	Pedi- dos	Estudios Econom.	Reque- rim.	Asiento Reales	Gas- Lici- tac.	Inspecc. y Seguim.	Esta- dist. Presup
	Abasteci- mientos	Expresión Necesidades	Programación	Adquisi- ción	Control de Gestión	Custodia y Distribución de Stock		
TECNOLOGIA		Prog. Global de Calidad	Normali- zación	Relevam. y Análisis	Investigación de Mercado	Centros de Transform.	Líneas Aéreas	
		Redes Sub- terráneas	Telecon- trol	Protecciones Eléctricas	Telecomuni- caciones			
ATENCION CLIENTELA		Pedi- dos	Carga Atenc.	Carga Trabajo	Circul. Inform.	Calid. Atenc.	Tele- gest.	Orga- niz.
		Tele- fonía	Infor- mática	Teletrans- misión Dat.	Locales Atención	Cobran- za	Capaci- tación	Normas Comerc. Inter. Exter.
PROGRAMA DE MEDICION		Especif. de Registro	Equipos de Computación	Especif. Equipos de Computación	Determ. de Muestreo Pob. Fin.	Métodos Relev. y Recop. Datos de Carga		
		Confec. sis de Curvas	Interp. y Análi- sis de Carga	Uso Equipo de Medición para Fact. y Cont. Carga	Organización Campa- ñas de Medición			
ESTUDIOS TARIFARIOS	Nacional	Estudio Económico	Estudio Financiero	Determinación de la Tarifa Objeto	Implementación			
	Regional	Estudio Económico	Estudio Financiero	Determinación de la Tarifa Objeto	Implementación			
DISTRIBUCION REGIONAL								

## VINCULACION DEL DOCUMENTO CON EL RESTO DE LA DOCUMENTACION

Este documento se ubica en el nivel 5. Pertenece al tema Tecnología, subtema Centros de Transformación, como se indica por un recuadro en línea doble en el cuadro de la página 5.

## CAPITULO 1

### METODOLOGIA

#### 1.1 Introducción

El estudio siguió en forma casi estricta la metodología desarrollada en nuestro informe "Determinación del Módulo Económico de Transformación - Informe Preliminar" cuya copia se adjunta como Anexo 1. Los cambios introducidos son explicitados más adelante.

#### 1.2 Red primaria de distribución y centros de distribución

Se consideró que esta red ya estaba ejecutada y que no necesita modificación para agregar un Centro de Transformación Aéreo (CTA) o una Cámara Subterránea y su red de distribución secundaria.

#### 1.3 Red secundaria

El cálculo del módulo óptimo de los transformadores implica asociarles una red secundaria de distribución.

Para su definición trabajamos con redes simplificadas y típicas.

Se impuso como condición que la longitud mínima de la red debía ser mayor o igual a 100 m de manera de poder alimentar al menos 2 manzanas.

Para los CTA y redes aéreas se consideraron cuatro salidas de líneas; para cámaras subterráneas ocho.

La sección se eligió verificando la caída de tensión, suponiendo que la línea estaba uniformemente cargada.

En un principio de los estudios se tomó una banda de caídas de tensión entre el 3% y el 7% con escalones cada 1%. Sin embargo, luego de las primeras corridas, se verificó que el mínimo económico estaba hacia las bajas caídas de tensión en la generalidad de los casos. Por ello para analizar este mínimo desplazamos la banda hacia abajo entre el 2% y el 6%. También se verificó la corriente admisible en todos los casos.



#### **1.4 Estudios económicos**

En el estudio se fijó como meta encontrar la solución técnica correcta al mínimo costo total posible.

Para ello se consideraron las inversiones totales necesarias y el valor presente de las pérdidas.

El costo de las inversiones fue determinado luego de consultar diversas fuentes, estudios realizados por Distrelec, manuales de costos de las empresas de energía y estudios de otros consultores.

Los valores utilizados como costos de inversión son mostrados en las Tablas 1 y 2 para líneas y centros de transformación respectivamente.

Las pérdidas fueron evaluadas a valor presente tomando un costo de u\$s 0,025 por kwh de pérdidas y una tasa anual de interés del 8%. El período de valorización de las pérdidas fue de 15 años.

#### **1.5 Programa de computación**

Se preparó un programa de computación en lenguaje FORTRAN cuyo diagrama de flujo se adjunta (Figura 1). El nombre original del programa es MODTRAF y con este nombre se ejecutaron los cálculos de centros de transformación aéreo (CTA) y líneas aéreas convencionales.

Posteriormente se corrió el programa con la variante CTA y líneas aéreas preensambladas (PRENSA) y el mismo fue modificado a tal efecto.

Se utilizó el mismo procedimiento para efectuar los cálculos de centros de transformación subterráneos y líneas subterráneas de cobre y aluminio. (SUBCOB y SUBALUM respectivamente).

## CAPITULO 2

### DESARROLLO DE LOS CALCULOS

Fueron simulados cuatro tipos diferentes de sistemas de distribución secundaria.

- Centros de transformación aéreos-Líneas aéreas convencionales.
- Centros de transformación aéreos-Líneas aéreas preensambladas.
- Cámaras subterráneas-Líneas subterráneas de aluminio.
- Cámaras subterráneas-Líneas subterráneas de cobre.

Los listados de salida, juntamente con los programas fuentes y archivos de datos de entrada, se encuentran archivados en un volumen aparte.

Además de las mencionadas fueron hechas muchas otras simulaciones de puesta a punto y ajustes del programa que no es necesario adjuntar. También se realizan corridas para estudiar la sensibilidad de algunos parámetros.

Las columnas de los listados significan lo siguiente:

- Factor de pérdidas.
- Caída de tensión admisible en punta de línea.
- Radio de alcance del transformador.
- Pérdidas por año en kWh en las líneas.
- Pérdidas por año en kWh en el transformador.
- Costo de la opción tecnológica que incluye: inversiones en 1 transformador y sus líneas asociadas más pérdidas totales en transformador y líneas en un período de 15 años.
- Número de transformadores y líneas asociadas para abastecer 1 km<sup>2</sup>.
- Costo total de inversiones y pérdidas a 15 años para abastecer 1 km<sup>2</sup>.

## CAPITULO 3

### ANALISIS DE LOS RESULTADOS

#### 3.1 General

El factor de pérdidas actúa aumentando la cantidad de pérdidas y por ello, a mayor factor, mayor es el costo total de la opción en estudio. Con el objeto de eliminar esta variable la comparación de los resultados fue realizada con un factor de pérdidas igual a 0,5.

Respecto de la caída de tensión, en el punto 1.3 fueron comentadas las modificaciones introducidas. En general, luego de analizar muchas corridas, se encontró que, para pequeñas densidades de carga (700 kVA/km<sup>2</sup>) y líneas convencionales, las opciones más económicas son aquellas que poseen una pobre calidad de tensión. A partir de densidades de 1000 kVA/km<sup>2</sup> se nota un cambio de esta tendencia, donde una buena tensión es conveniente desde el punto de vista económico. A los efectos del análisis de los resultados tomamos como parámetro una caída de tensión del 3%.

En un primer momento fue considerada una banda de factores de potencia. Sin embargo, luego de los primeros cálculos se comprobó que esta variable no afectaba casi en absoluto los resultados. Por ello se adoptó un factor de potencia igual a 0,8.

Los resultados fueron representados en gráficos para cada solución tecnológica. En el eje de abscisas se representan en escala las potencias normalizadas de transformadores. En ordenadas los costos totales para abastecer 1 km<sup>2</sup> incluidas las pérdidas a 15 años. El parámetro es la densidad de carga.

#### 3.2 Centros aéreos y líneas convencionales

Estos fueron los primeros cálculos efectuados y por ello no poseíamos sensibilidad. Para estos cálculos fueron considerados la totalidad de las densidades de carga y módulos de transformadores.

En la Figura 2 se muestran los resultados.

Las oscilaciones que se observan con densidades de carga baja (~ 1500 kVA/km<sup>2</sup>) se deben a la interacción de los costos de líneas y centros de transformación, debido a que no son funciones continuas. Debemos hacer notar que no se consideró ninguna tolerancia en la verificación de la caída de tensión, tomando la sección mayor de conductor en cuanto no se verifica  $\Delta V$ .

Las densidades de 300 y 500 kVA/km<sup>2</sup> tienen su módulo económico en 160 kVA.

Las de 700 y 1000 kVA/km<sup>2</sup> en 250 kVA.

Densidades  $> 1000$  kVA/km<sup>2</sup> y  $\leq 4000$  kVA/km<sup>2</sup> tienen su mínimo de costo en el módulo de 315 kVA. Particularmente, la densidad de 4000 kVA/km<sup>2</sup> presenta iguales costos para los módulos de 315 y 500 kVA, y marca el límite para el uso del transformador de 315 kVA.

Para las densidades  $> 4000$  kVA/km<sup>2</sup> el módulo económico es de 500 kVA en centros de transformación aéreos.

A partir de 7500 ~ 10000 kVA, por problemas de urbanismo y/o seguridad, se usan sistemas subterráneos y por ello no graficamos los resultados.

Para este tipo de instalaciones proponemos utilizar:

- Para densidades de carga menores o iguales de 500 kVA/km<sup>2</sup> módulos de 160 kVA.
- Para densidades comprendidas entre 700 y 1500 kVA/km<sup>2</sup> módulos de 250 kVA.
- Para densidades entre 1500 kVA y menores de 4000 kVA/km<sup>2</sup> módulos de 315 kVA.
- Para densidades iguales o mayores de 4000 kVA/km<sup>2</sup> y menores que 7500 kVA/km<sup>2</sup> módulos de 500 kVA.
- Para densidades mayores a 7500 ~ 10000 kVA/km<sup>2</sup> cámaras subterráneas.

### **3.3 Centros de transformación aéreos - Líneas aéreas preensambladas**

Para esta solución técnica fueron calculadas las potencias de transformadores hasta 500 kVA, debido a que consideramos que el próximo módulo es subterráneo. Los resultados se grafican en la Figura 3.

Para una densidad de carga de 300 kVA/km<sup>2</sup> la potencia de transformador más conveniente es de 160 kVA. Para las de 500 y 700 kVA/km<sup>2</sup> el módulo óptimo es de 200 kVA.

la densidad de carga de 1500 kVA/km<sup>2</sup> muestra una zona plana de costos entre los valores de potencia de 200 y 250 kVA. Es una transición.

El rango de densidades de carga comprendido entre 2000 y 4000 kVA/km<sup>2</sup> presenta un mínimo bien marcado en el módulo de 315 kVA.

A partir de la densidad de 5000 kVA/km<sup>2</sup> las curvas terminan en un mínimo a la potencia de 500 kVA. La solución siguiente, es decir cámara subterránea con líneas aéreas preensambladas, no fue considerada como utilizada.

Si bien no es motivo de nuestro estudio, cabe mencionar que para la banda de densidades de carga entre 2000 y 4000 kVA/km<sup>2</sup>, la diferencia de costos entre CCTAA + líneas convencionales y CCTAA + líneas preensambladas no es aquella de considerar la relación directa entre los costos de las líneas sino bastante menor.

A los efectos de una comparación más precisa sería necesario evaluar factores tales como costos de mantenimiento, costos de fallas por año, etc. y otros no fácilmente cuantificables, pero importantes, como seguridad, estética, etc.

Para este tipo de instalaciones proponemos:

- Para densidades menores 500 kVA/km<sup>2</sup> módulos de 160 kVA.
- Para densidades entre 500 y 1500 kVA/km<sup>2</sup> módulos de 250 kVA.
- Para densidades entre 2000 y 4000 kVA/km<sup>2</sup> módulos de 315 kVA.
- Para densidades mayores de 5000 kVA/km<sup>2</sup> módulos de 500 kVA.

### **3.4 Cámaras subterráneas y líneas subterráneas**

Los cálculos fueron efectuados a partir de una densidad de carga de 3000 kVA/km<sup>2</sup>. Consideramos que este tipo de solución no es aplicable a densidades menores.

Se tomaron potencias de transformador iguales y mayores de 315 kVA.

Los módulos de 315 y 500 kVA han sido supuestos aéreos, como en el resto de los estudios y fueron considerados con un propósito indicativo solamente.

A partir del transformador de 630 kVA, inclusive, las subestaciones son subterráneas y es el rango de validez de los cálculos.

Los resultados muestran que las distribuciones subterráneas son convenientes a partir de densidades mayores de 5000 7000 kVA/km<sup>2</sup>. También que a partir de 20000 kVA/km<sup>2</sup> el módulo a instalar debe ser estudiado en forma particular.

Hemos considerado dos tipos de material para los conductores: cobre y aluminio que analizamos a seguir:

- Aluminio. (ver Figura 4)

Para la banda de densidades comprendida entre 7500 y 10000 kVA/km<sup>2</sup> el módulo más conveniente es de 630 kVA.

En el rango entre 10000 y 12500 kVA/km<sup>2</sup> el módulo conveniente es de 800 kVA.

Para densidades mayores de 12500 kVA/km<sup>2</sup> el módulo de 1000 kVA es más económico.

- Cobre. (ver Figura 5)

En la banda de densidades comprendida entre 7500 y 12500 kVA/km<sup>2</sup> el módulo más económico es de 800 kVA.

Para densidades mayores de 12500 kVA/km<sup>2</sup> el módulo de 1000 kVA es el más económico.

## CAPITULO 4

### CONCLUSIONES

El estudio se mostró válido hasta densidades de 20000 kVA/km<sup>2</sup>.

Sin ser el motivo de nuestro estudio, podemos considerar que para densidades de hasta 2000 kVA/km<sup>2</sup> las líneas aéreas convencionales son los más convenientes.

En el rango de densidades comprendido entre 2000 y 4000 kVA/km<sup>2</sup> las líneas preensambladas presentan una solución óptima, considerando aspectos de seguridad, mantenimiento, hurto de energía, aspectos estéticos, etc.

A partir de densidades de 7500 kVA/km<sup>2</sup> las instalaciones subterráneas se muestran competitivas.

Resumiendo los resultados obtenidos los módulos óptimos de transformador tenemos:

#### - CTA y líneas aéreas convencionales

Densidades (kVA/km <sup>2</sup> )	Potencias (kVA)			
	160	250	315	500
Dc ≤ 500	*			
700 ≤ Dc < 1500		*		
1500 ≤ Dc ≤ 4000			*	
Dc > 4000				*

#### - CTA y líneas aéreas preensambladas

Densidades (kVA/km <sup>2</sup> )	Potencias (kVA)			
	160	250	315	500
Dc < 500	*			
500 ≤ Dc ≤ 1500		*		
2000 ≤ Dc ≤ 4000			*	
5000 ≤ Dc ≤ 7500				*

- Cámaras subterráneas y líneas subterráneas de aluminio

Densidades (kVA/km <sup>2</sup> )	Potencias (kVA)		
	630	800	1000
7500 < Dc ≤ 10000	*		
10000 < Dc ≤ 12500		*	
Dc > 12500			*

- Cámaras subterráneas y líneas subterráneas de cobre

Densidades (kVA/km <sup>2</sup> )	Potencias (kVA)		
	630	800	1000
7500 < Dc ≤ 12500		*	
Dc > 12500			*

Considerando todas las opciones planteadas, se observa que serían necesarios los módulos de 160, 250, 315, 500, 630, 800 y 1000 kVA para las densidades estudiadas.

**CAPITULO 5**

**TABLAS Y GRAFICOS**

**TABLA 1  
COSTOS DE LINEAS**

**Costos líneas aéreas convencionales**

	Sección (mm <sup>2</sup> )								
	16	25	35	50	70	95	120	150	185
Costo u\$s	8.330	9.040	10.180	12.110	14.200	15.900	18.500	21.000	24.300

**Costos líneas aéreas preensambladas**

	Sección (mm <sup>2</sup> )								
	35	50	70	95					
Costo u\$s	15.800	17.200	19.100	21.600					

**Costos líneas subterráneas aluminio**

	Sección (mm <sup>2</sup> )								
	95	120	150	185	240	300	400		
Costo u\$s	37.706	44.708	52.235	59.138	70.365	85.319	102.123		

**Costos líneas subterráneas cobre**

	Sección (mm <sup>2</sup> )								
	70	95	120	150	185	240	300	400	
Costo u\$s	37.744	46.800	56.316	66.067	79.878	96.721	121.321	147.658	



**COSTOS CENTROS DE TRANSFORMACION**

**TABLA 2**

**Aéreos monopostes**

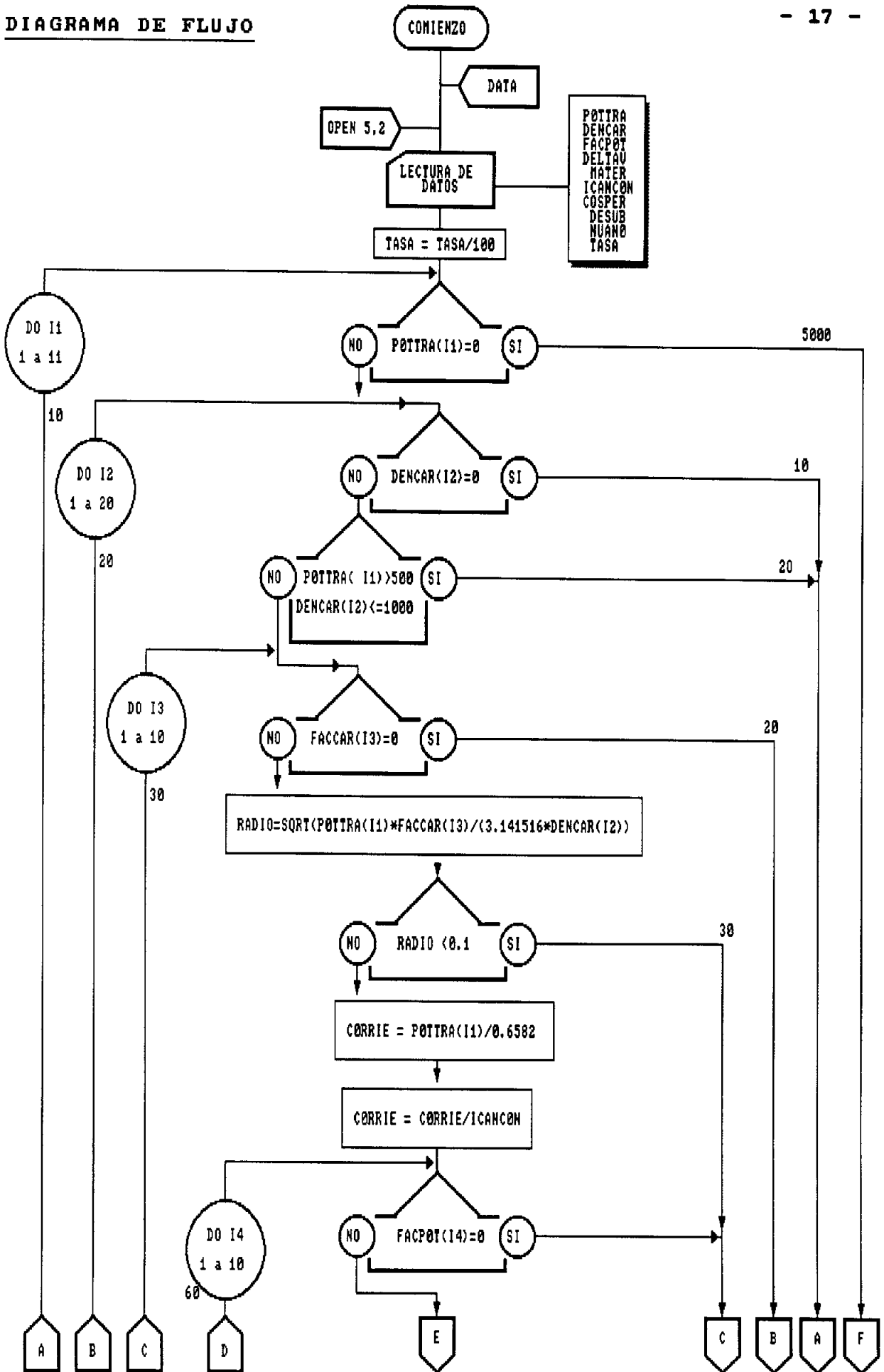
Potencia (kVA)	63
Costo u\$s	7.230

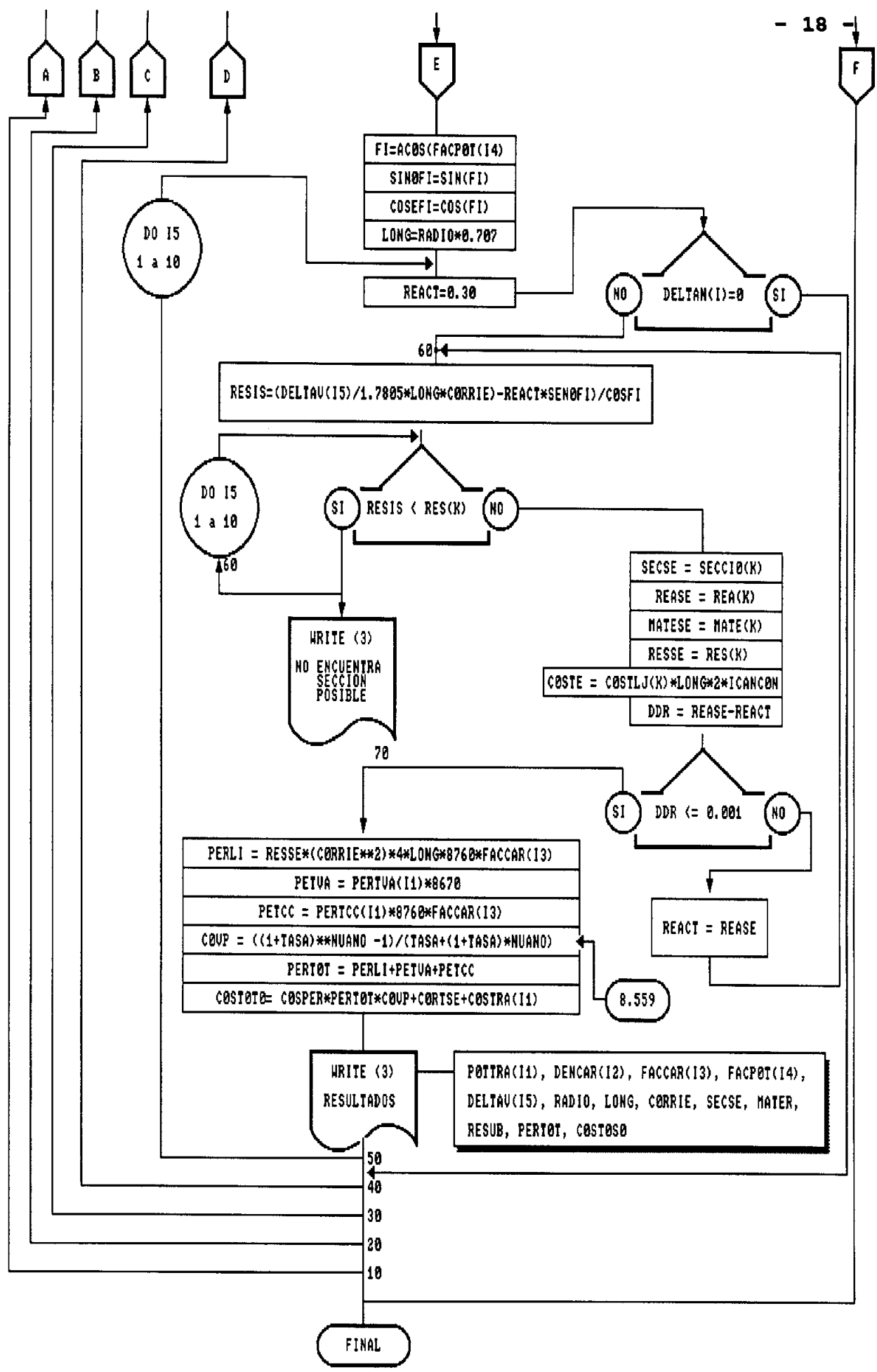
**Aéreos bipostes**

Potencia (kVA)	100	125	160	200	250	315	500
Costo u\$s	12.268	12.795	13.250	13.910	14.407	15.086	16.682

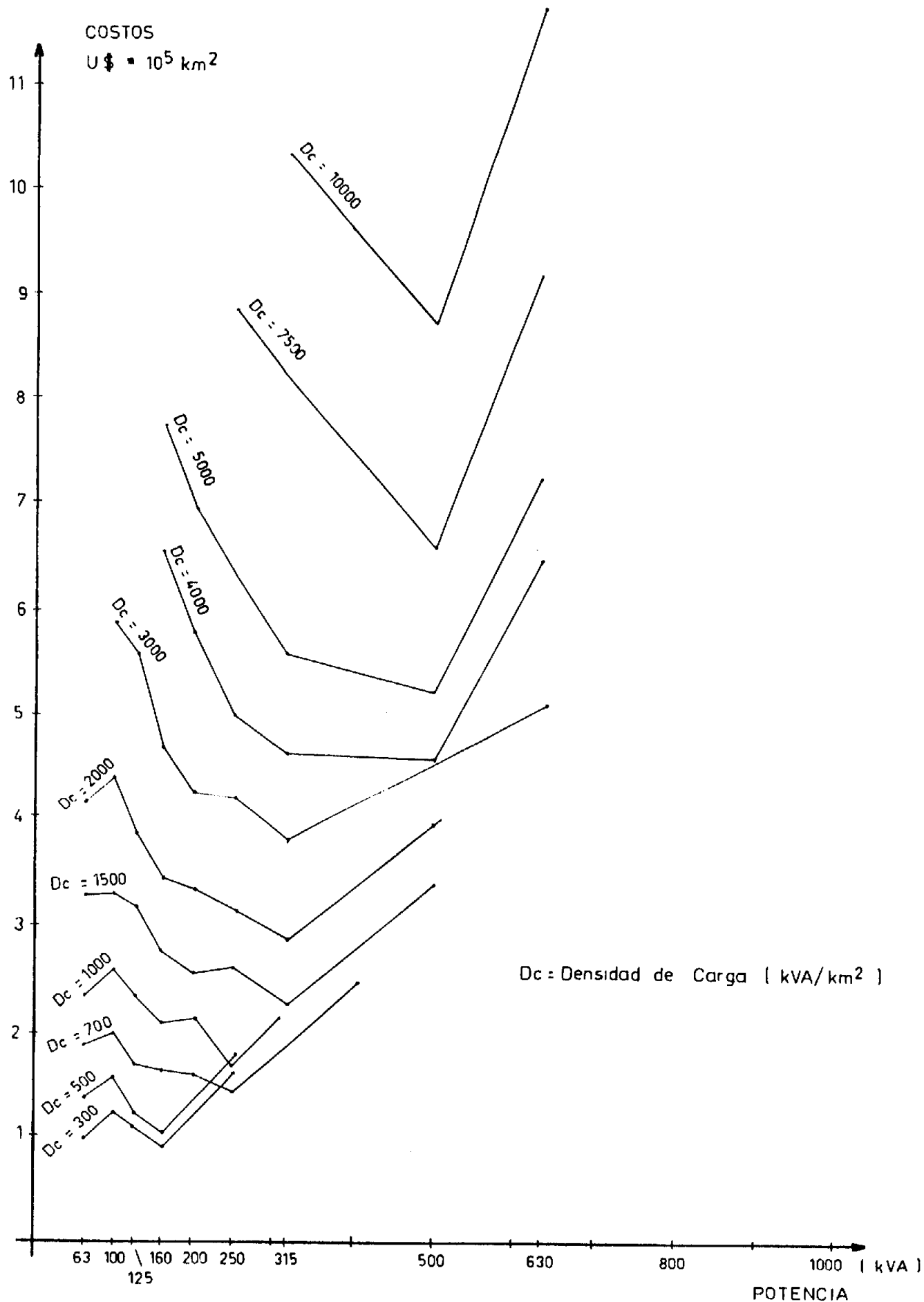
**Cámaras subterráneas**

Potencia (kVA)	630	800	1000
Costo u\$s	41.800	43.000	44.200





FINAL



CENTROS AEREOS - LINEAS CONVENCIONALES

FIGURA 2

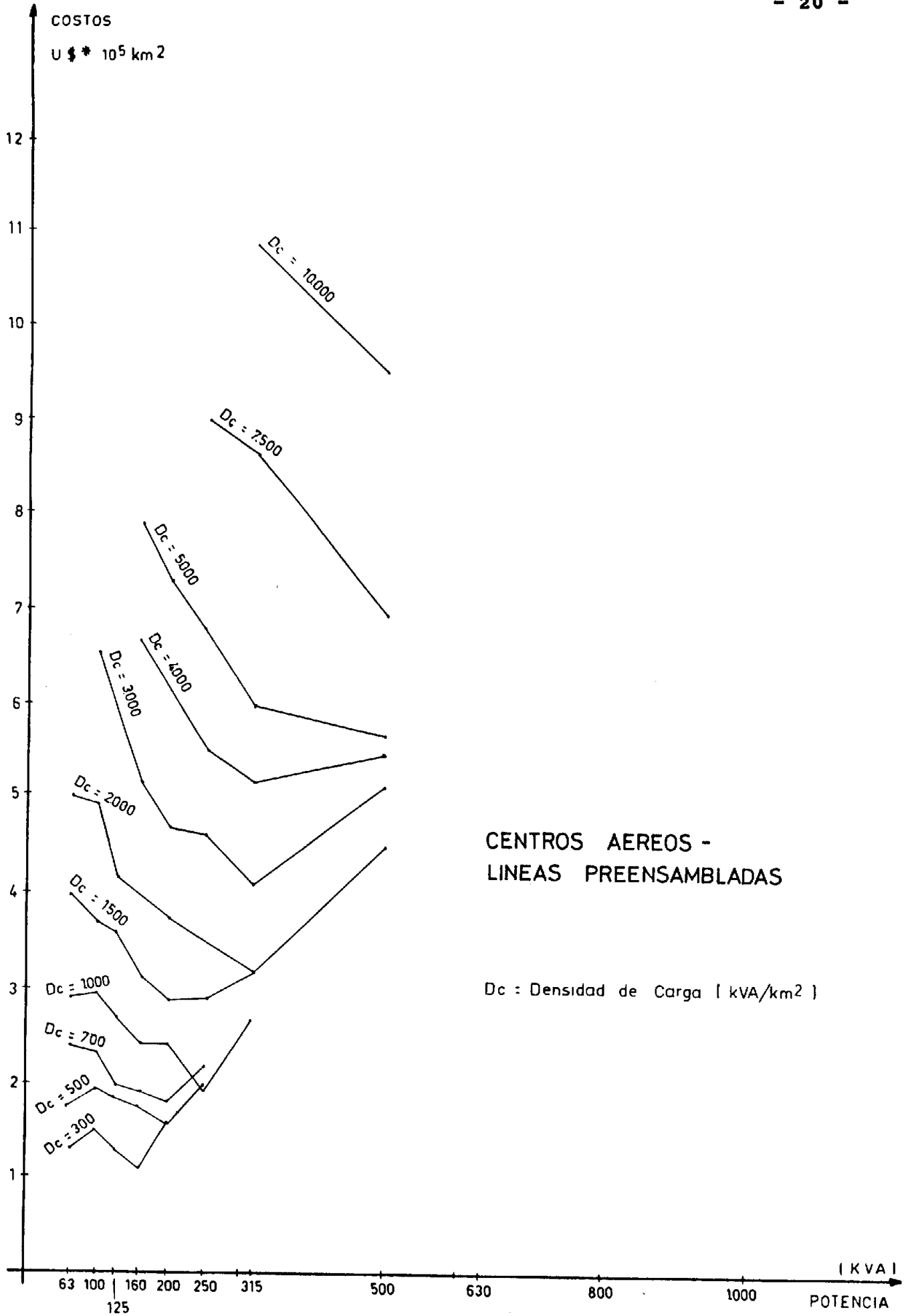


FIGURA 3

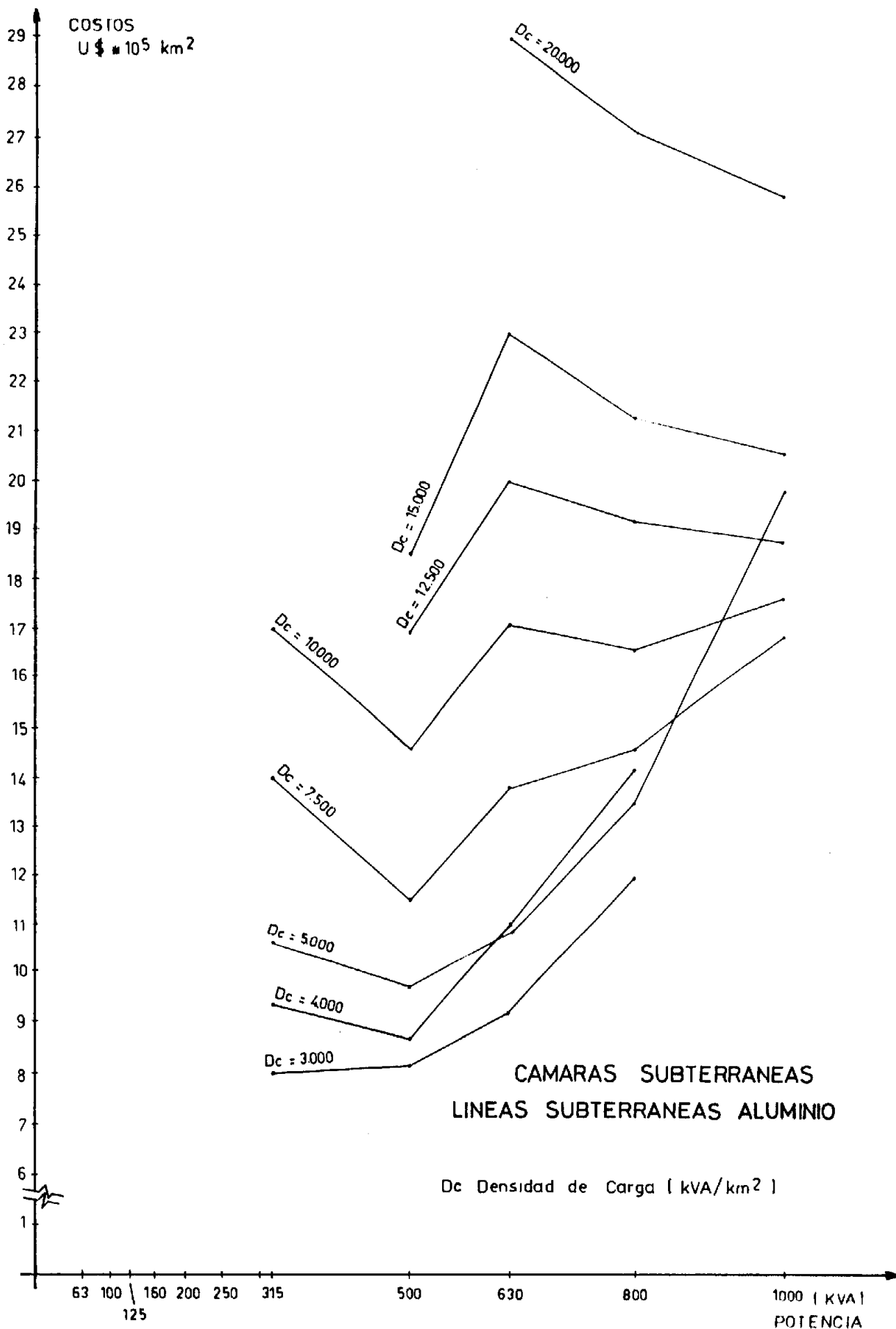


FIGURA 4

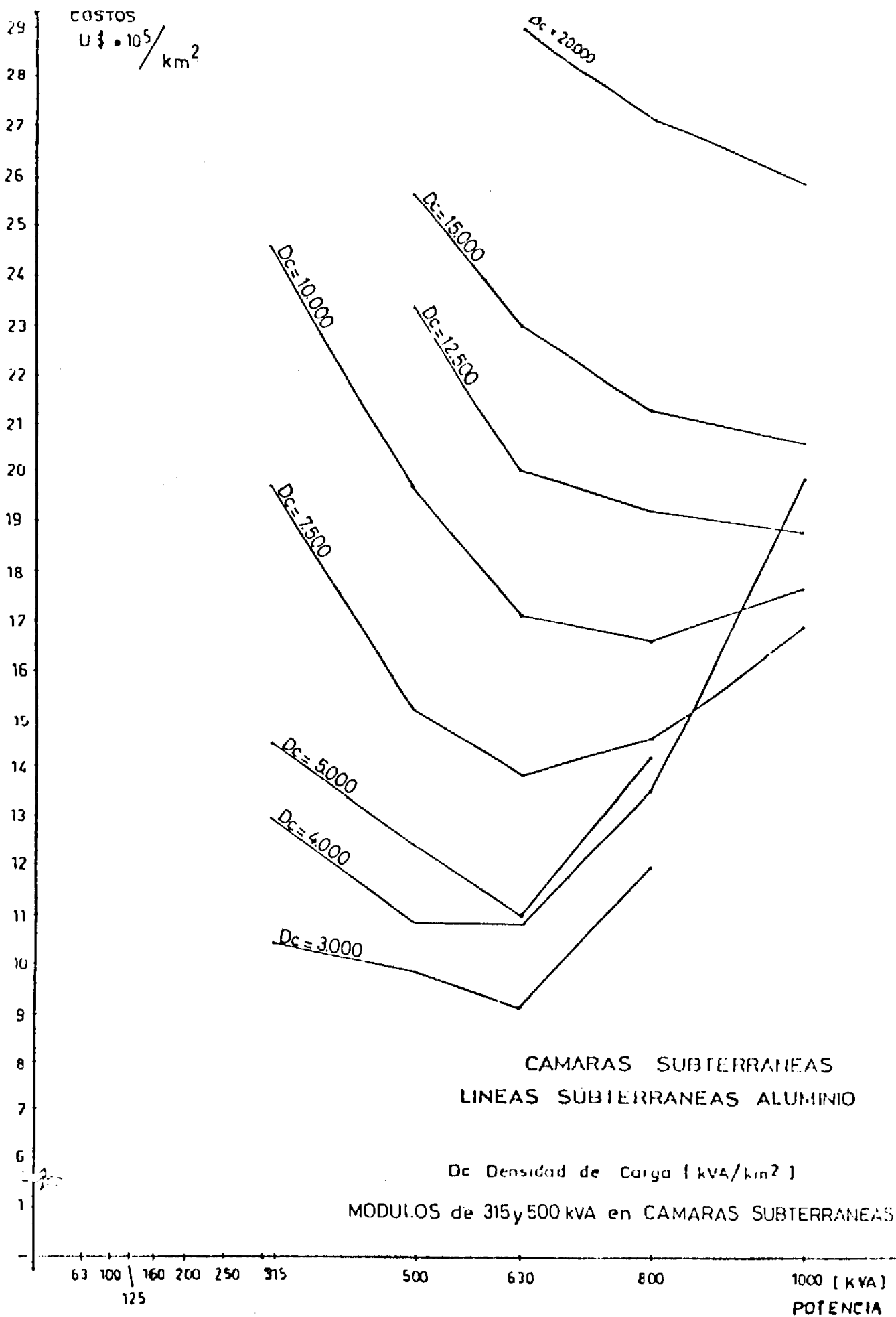


FIGURA 4/1

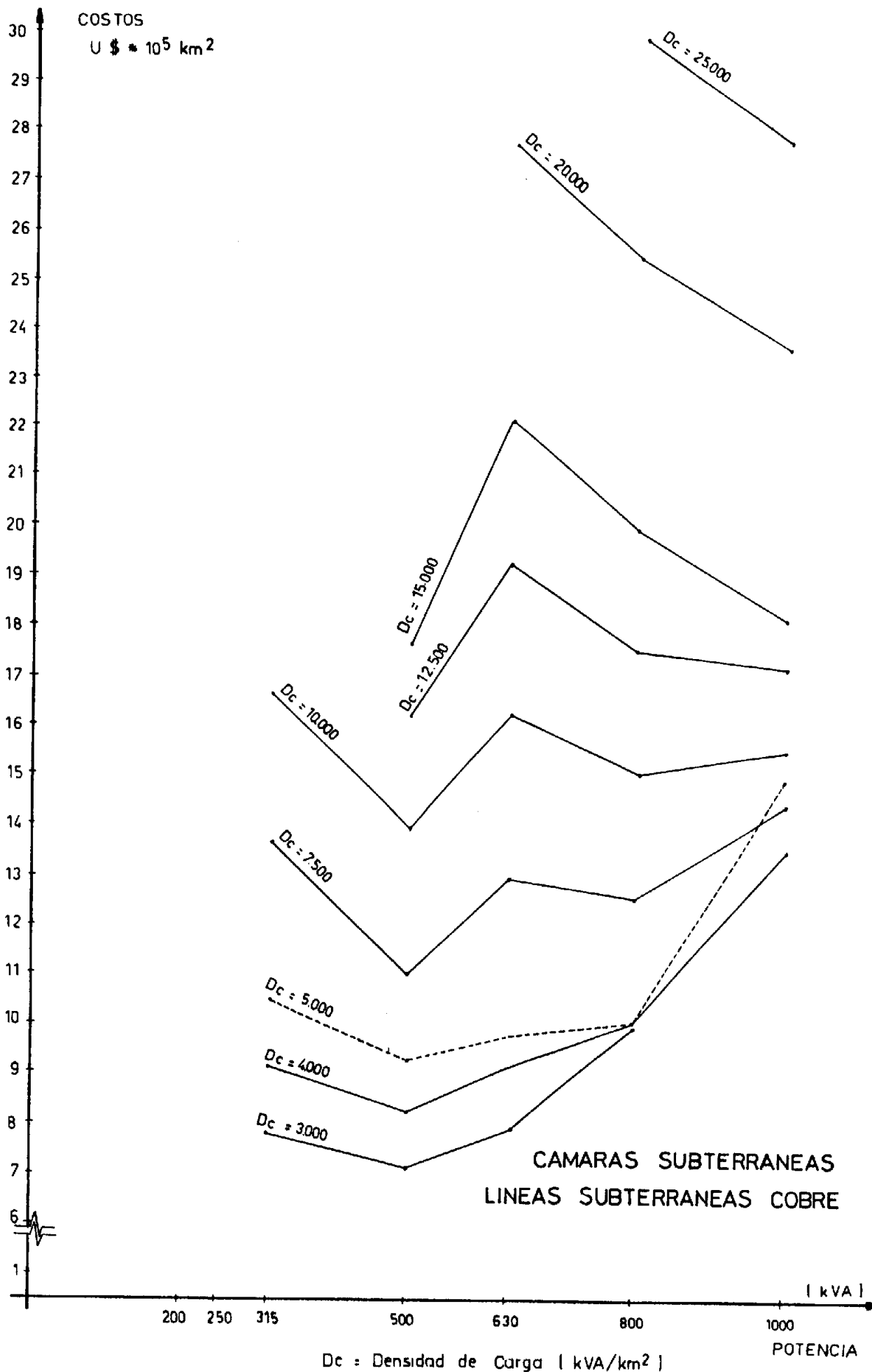


FIGURA 5



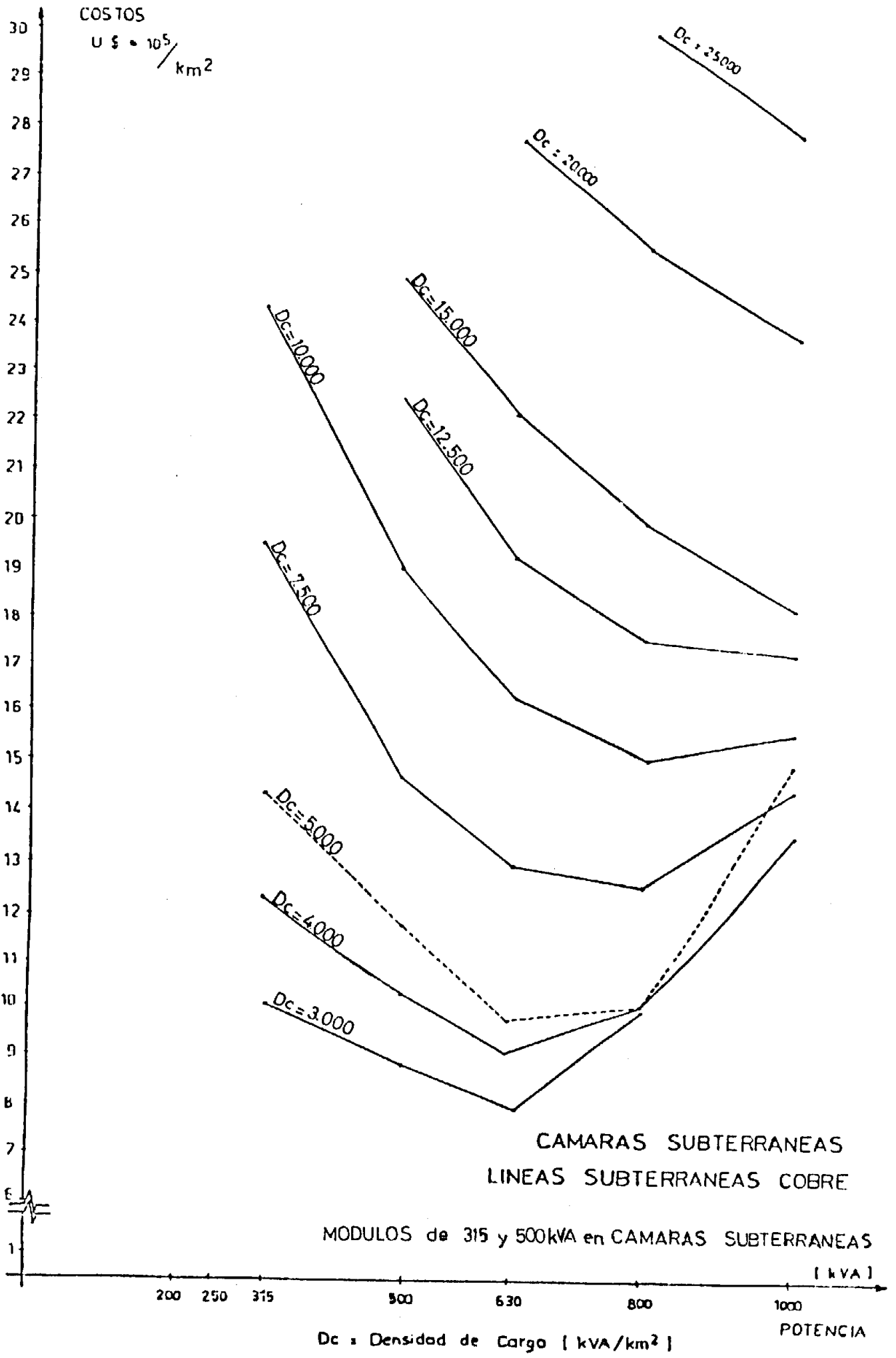


FIGURA 5/1

## ANEXO 1

### DETERMINACION DEL MODULO ECONOMICO DE TRANSFORMACION

#### A1.1 Introducción

Se describirá en forma breve el estado de los estudios para la determinación del módulo económico de transformador asociado a una red de distribución aérea.

#### A1.2 Metodología

Se investigarán todas las combinaciones posibles de potencias de transformadores, densidades y factores de carga con los que obtendremos un radio de alcance para la red de distribución secundaria asociada. Esta red será verificada para una banda de factores de potencia y caídas de tensión.

Seguidamente serán calculadas las pérdidas en kWh para la red de distribución y la del correspondiente transformador.

El costo final de cada opción tecnológica surgirá de sumar el valor presente de las pérdidas totales y las inversiones necesarias.

Los cálculos serán efectuados con la ayuda de un computador.

#### A1.3 Cálculo del radio de alcance

Para cada potencia normalizada de transformadores de distribución (Tabla 1) se calculan los radios de alcance del mismo para una gama de densidades de carga (Tabla 2) y otra de factores de carga (Tabla 3) mediante la siguiente fórmula:

$$r = \left[ \frac{P_T * F_c}{\pi * D_i} \right]^{\frac{1}{2}}$$

donde:

PT = Potencia transformador en kVA.

Fc = Factor de carga.

Di = Densidad de carga en kVA/km<sup>2</sup>.

r = Radio de alcance en km.

#### **A1.4 Longitud equivalente**

Se considera que las cargas de cada distribuidor secundario están uniformemente repartidas y que la red se desarrolla sobre una urbanización rectangular, por ello, la distancia equivalente a llevar la corriente será:

$$l = \frac{r \sqrt{2}}{2} \text{ (km)}$$

#### **A1.5 Corriente del transformador**

Para redes de distribución aéreas se considera que la corriente sale por cuatro distribuidores y que para redes subterráneas se utilizan 8 salidas. La corriente de cada distribuidor será:

$$I = \frac{P_T}{\sqrt{3} \ 380 \ * \ 4} \text{ para redes aéreas}$$

$$I = \frac{P_T}{\sqrt{3} \ 380 \ * \ 8} \text{ para redes subterráneas}$$

#### **A1.6 Cálculo de la sección del conductor**

Con la corriente I y la distancia l se calcula la sección necesaria de la red asociada para una gama de caídas de tensión (Tabla 4) y factores de potencia (Tabla 5), según la siguiente fórmula:

$$\Delta = \sqrt{3} \ l \ I \ (R \ \cos \varphi + X \ \text{sen} \varphi)$$

$\Delta$  = caída de tensión en [volts].

l = distancia en [m].

I = corriente en [A] del distribuidor.

R = resistencia de la línea en [ $\Omega$ /km] Tabla 6.

X = reactancia de la línea en [ $\Omega$ /km] Tabla 6.

## **A1.7 Cálculo de las pérdidas**

### **A1.7.1 Transformadores**

Las pérdidas en vacío y cortocircuito de los transformadores, con tensión primaria 13,2 kV, se muestran en la tabla 6 y fueron extraídas de la norma IRAM 2250.

Se considera que el transformador estará energizado a tensión nominal durante todo el año. Para las pérdidas en el cobre se toma en cuenta el factor de carga.

Las pérdidas totales serán:

$$P_r = P_{va} + P_{cc} = (P_{va} * 8760 + P_{cc} * 8760 * F_c) * 10^{-3} \quad (\text{kWh})$$

### **A1.7.2 Líneas**

Las pérdidas por efecto joule de las líneas se calculan de la siguiente manera:

$$P_l = 3 * R * l * I^2 * 4 * 8760 * F_c * 10^{-3} \quad (\text{kWh})$$

Pérdidas totales:  $P_{ro} = P_r + P_l$

### **A1.7.3 Evaluación económica**

El costo total comparativo de las diversas soluciones será la suma de la inversión inicial de la subestación transformadora -red asociada más el valor presente de las pérdidas suponiendo una vida útil de 15 años-.

Esto es:

- Costo de las instalaciones.
- Costo total del puesto de transformación.
- Costo total de la red de distribución secundaria troncal asociada.
- Valor de pérdidas.

Valor presente durante 15 años a una tasa del 8% anual (se supone moneda constante)

Costo: 0,025 u\$s/kWh (su equivalente en australes)

Coficiente: (8% - 15 años) = 8,559

Costo de pérdidas:  $P_{\text{to}} * 0,025 * 8,559$

#### A1.7.4 Resultados

Las combinaciones a analizar son muy numerosas debido a que cada solución es función de 5 parámetros (algunos parámetros tienen hasta 20 posiciones). Para ello se preparará un programa de computación y los resultados presentados numéricamente.

Para obtener el/los módulo/s óptimos graficaremos:

$$\text{Costos} = f(\text{módulo})_{D_i; F_c; R}$$

donde:

$D_i$  = densidad de carga.

$F_c$  = factor de carga.

$R$  = red BT asociada.

**TABLA 1**  
**POTENCIA DE TRANSFORMADORES**

PT	kVA
1	63
2	100
3	125
4	160
5	200
6	250
7	315
8	500
9	630
10	800
11	1.000

**TABLA 2**  
**DENSIDADES DE CARGA**

Di	(kVA/km <sup>2</sup> )
D1	300
D2	500
D3	700
D4	1.000
D5	1.500
D6	2.000
D7	3.000
D8	4.000
D9	5.000
D10	7.500
D11	10.000
D12	12.500
D13	15.000
D14	20.000
D15	25.000
D16	30.000
D17	50.000
D18	100.000
D19	150.000
D20	200.000

**TABLA 3**  
**FACTORES DE CARGA**

Fcl	
1	0,3
2	0,4
3	0,45
4	0,50
5	0,55
6	0,6
7	0,65
8	0,7
9	0,8

**TABLA 4**  
**CAIDAS DE TENSION**

V(%380)	Volts
3	11,4
4	15,2
5	19
6	22,6
7	26,6

**TABLA 5**  
**FACTOR DE POTENCIA**

FP	COS
1	0,7
2	0,75
3	0,8
4	0,85
5	0,90

**TABLA 6**  
**PERDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES**

Potencia (kVA)	Pérdida Vacío (W)	Pérdidas en c.c. (W)
63	270	1.350
100	350	1.750
125	420	2.100
160	500	2.500
200	600	3.000
250	700	3.500
315	850	4.250
600	1.200	6.000
630	1.450	7.250
800	1.750	8.750
1000	2.100	10.500



**LISTA DE DIFUSION  
EN LA EMPRESA**

**Nombre y Apellido**

**Función**

