

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO
EN EL DIMENSIONAMIENTO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE
DISTRIBUCION AEREA CON MULTIPLES PUESTAS A TIERRA


GUSTAVO IVAN PADILLA TRUJILLO

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION
DE SISTEMAS DE POTENCIA

QUITO, JUNIO 1985



Certifico que la presente Tesis ha
sido realizada en su totalidad por
el señor Gustavo I. Padilla T.


Ing. Carlos Riofrío R.
DIRECTOR DE TESIS

A G R A D E C I M I E N T O

Al señor Ing. Carlos Riofrío R.
por su valiosa dirección y ayuda
en el desarrollo de este tr
bajo.

A los señores ingenieros: Fausto
Aviles, Paúl Ayora, Walter Brito
y Milton Toapanta, y a todas las
personas que de una u otra forma
me han brindado su colaboración.

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
INTRODUCCION	1
CAPITULO I: IMPORTANCIA DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DENTRO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.	
1.0.1 Sistema de Distribución	4
1.0.2 Alimentador	5
1.0.3 Puesta a tierra	5
1.1 CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION EN EL PAIS	6
1.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCION URBANA	7
1.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCION RURAL	10
CAPITULO II: EL USO DE TIERRA COMO REFERENCIA Y COMO CONDUCTOR DE RETORNO	
2.0.1 El uso de tierra como protección y referencia	16
2.0.2 El uso de tierra como conductor de retorno	17
2.1 VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO	18
2.1.1 Resistividad o Resistencia Específica	18
2.1.2 Tipos de suelo	20
2.1.3 Efecto de la Humedad, temperatura, Contenido Químico y Presión.	21
2.1.4 compactación y distribución del material	26

2.2	TIPOS DE PUESTA A TIERRA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION	27
2.3	CALCULO DE LOS PARAMETROS DE LINEAS EN LAS QUE SE INCLUYE EL EFECTO DE TIERRA	39

CAPITULO III: ANALISIS MATEMATICO DE LA DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE RETORNO Y DE CARGA Y LAS CAIDAS DE VOLTAJE.

3.1	CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS PRINCIPALES PARA EL ANALISIS	42
3.2	MODELACION DE LOS ELEMENTOS EN REDES DE DISTRIBUCION	44
3.3	ANALISIS EN SISTEMAS TRIFASICOS	45
3.4	ANALISIS EN SISTEMAS BIFASICOS	56
3.5	ANALISIS EN SISTEMAS MONOFASICOS	60
3.6	DETERMINACION DE LA CAIDA DE VOLTAJE EN EL PUNTO MAS ALEJADO DE LA RED	66

CAPITULO IV: EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

4.1	CONSIDERACIONES GENERALES	69
4.2	ASPECTOS QUE DEBEN TOMARSE EN CUENTA SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE LA RED	69
4.2.1	Consideraciones de corriente de carga	71
4.2.2	consideraciones de corriente de falla	71
4.3.	NUMERO Y TIPO DE PUESTAS A TIERRA POR KM.	73

	<u>PAGINA</u>
4.4 EFECTOS EN LA REGULACION	75
4.5 EFECTOS ECONOMICOS	78
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
ANEXO A: PROGRAMA DIGITAL DE APLICACION	
A.1 Descripción general del programa digital	98
A.2 Diagrama de bloques del programa principal	99
A.3 Descripción de subrutinas	102
ANEXO B: MANUAL DE USO DEL PROGRAMA	
B.1 Objetivo	107
B.2 Método de solución	108
B.3 Descripción del programa	109
B.4 Nomenclatura	109
B.5 Forma de proporcionar los datos al programa	109
B.6 Forma de utilizar el programa	113
B.7 Restricciones	113
B.8 Ejemplo de aplicación	115
ANEXO C: RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE REJILLAS EN SUBESTACIONES	117
ANEXO D: RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA EN POSTES Y ESTRUCTURAS EN GENERAL	120
BIBLIOGRAFIA	126

I N T R O D U C C I O N

El diseño de una red de distribución eléctrica requiere la consideración de factores técnicos y económicos. Dentro de los técnicos están, el análisis de las corrientes de carga, corrientes de falla, caídas de voltaje, etc. La parte económica comprende el escogitamiento del conductor que a más de satisfacer las condiciones técnicas, brinde un grado de confiabilidad aceptable, que las pérdidas sean mínimas, de manera que, los costos fijos de inversión y los costos variables de operación se encuentren dentro de límites adecuados para hacer posible su ejecución. En resumen, un buen diseño debe cumplir con los mínimos costos de construcción, operación y mantenimiento a la vez que cumpla con los requerimientos para satisfacer la carga. Además, el sistema debe ser flexible a una expansión futura en pequeños incrementos o a la adición de nuevas cargas al sistema.

Parte del diseño de un sistema de distribución es la selección del conductor neutro y el número de puestas a tierra del mismo, así como también la forma y tipo de electrodos de puesta a tierra de acuerdo con la resistividad del terreno para satisfacer las exigencias de carga en óptimas condiciones (calidad de servicio). El problema que se presenta, y de solución bastante compleja, es que la resistividad del suelo es muy variable.

El conductor utilizado como neutro debe tener la capacidad suficiente para poder llevar la corriente originada por la máxima condición de desequilibrio del sistema. Considerando que el neutro se encuentra en paralelo con tierra para llevar la corriente de retorno, los requerimientos de conductividad del conductor, particularmente para líneas trifásicas, son bajas comparadas con el conductor de fase.

La selección del conductor neutro requiere de un estudio detallado de todos los factores que deben considerarse, esto es: tipo de sistema, corriente de carga, corrientes de falla, resistividad del terreno por el que atravieza la línea, número de puestas a tierra por kilómetro, etc., a más de las consideraciones mecánicas.

En nuestro país se utilizan las recomendaciones realizadas por la RFA, en relación al dimensionamiento del neutro y el número de puestas a tierra por kilómetro de red, esto es factible de ser adecuado, para valores de resistividades del orden de 100 Ohms-m. Sin embargo; por un lado, esto no siempre se cumple. Por otro lado, nosotros desconocemos exactamente hasta que punto los diseños construidos a base de estas normas satisfacen las necesidades del país. Pues de hecho, estos funcionan, pero nunca ha sido probada la operación de una red en funcionamiento para averiguar la

calidad de servicio que ésta presta, o en su defecto, si el diseño se ha sobredimensionado elevando innecesariamente los costos de inversión.

Este trabajo, básicamente desarrolla un método de análisis matemática para la determinación de la distribución de corrientes entre el neutro y las puestas a tierra del mismo, así como también las corrientes de carga y las caídas de voltaje en alimentadores de distribución aérea primarios con neutro multiaterrado. Los alimentadores pueden ser modelados como: monofásicos, bifásicos y trifásicos, de uno o dos tramos (cargas), dentro de los cuales se hace un análisis completo de todas las corrientes que participan en ellos, particularmente se hace un estudio detallado del comportamiento de la regulación, como uno de los principales limitantes del diseño de sistemas de distribución, en función de la resistividad del suelo, y una comparación de ésta con los valores de regulación dados por las normas, en varios tipos de alimentadores.

El objetivo es averiguar si las normas son aplicables indiscriminadamente en cualquier región, sin considerar las variaciones que pueden haber con respecto a la resistividad del suelo y, poder crear alternativas para la selección del conductor neutro y el número de puestas a tierra adecuados que satisfagan los requerimientos de la red, con la observación de algunos planteamientos económicos.

C A P I T U L O I

IMPORTANCIA DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DENTRO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

La demanda de energía eléctrica crece continuamente y cada vez hacen falta más y mejores centros de generación, subestaciones, líneas de transmisión y SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

En la actualidad nadie puede prescindir de la energía eléctrica y es necesario que esta llegue hacia to dos los sectores de una nación. La única manera es a través de los sistemas de distribución.

Los sistemas de distribución juegan un papel muy importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia, son los encargados de entregar la energía eléctrica en condiciones de utilización a los usuarios.

- 1.0.1. SISTEMA DE DISTRIBUCION.- Es la parte del Sistema Eléctrico de Potencia comprendida entre las barras de alta tensión de las subestaciones de distribución y los puntos de suministro de energía a los consumidores. Está formado por: la subestación de distribución, el equipo de control y protección de la subestación, la red de distribución

en alta tensión (alimentadores primarios, ramales, sub ramales, etc.), el centro de transformación aéreo ó cámaras de transformación con sus respectivos equipos de protección, la red secundaria, el alumbrado público, las acometidas y el usuario.

Nuestro estudio lo centraremos particularmente sobre los alimentadores primarios de distribución y más concretamente sobre el conductor neutro y sus puestas a tierra.

- 1.0.2. ALIMENTADOR.- Es la línea al voltaje primario que partiendo desde el punto de alimentación alcanza las proximidades de las cargas concentradas equivalentes de mayor significación que, en general se localizan en los núcleos poblacionales de mayor desarrollo o concentración de habitantes.

Esta línea constituye el elementos principal para asegurar el suministro de energía al área de influencia del sistema, y para su dimensionamiento deberán considerarse particularmente los factores que determinan la evolución de la demanda (mayor información REF. 15), con el propósito de disponer de un margen adecuado de capacidad de reserva que permita mantener las condi - ciones de suministro al término del período de diseño (REF. 15).

- 1.0.3. PUESTA A TIERRA.- El conjunto de elementos destinados

a proveer una conexión permanente, entre un punto de la red o entre los terminales de un equipo y tierra (REF. 20).

1.1. CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION EN EL PAIS

Hoy en día, el Ecuador cuenta con un exceso de generación de energía eléctrica por falta de líneas de transmisión y sistemas de distribución, sobre todo en las zonas rurales.

En el país se utiliza para distribución de energía eléctrica, tanto en primarios como en secundarios, sistemas radiales vertebrados con neutro común a los dos y con múltiples puestas a tierra de acuerdo con las recomendaciones de la REA.

Los sistemas de distribución se diseñan y construyen en base a normas extranjeras, que de hecho funcionan, pero realmente desconocemos, si dadas las características de nuestro terreno, clima, tipo de carga, etc., éstas se ajustan a nuestras necesidades.

Desgraciadamente "para los ecuatorianos", no es motivo de mucha preocupación las condiciones de operación de un sistema mientras éste se mantenga en funcionamiento. No es un problema que la regulación exceda un poco los límites permitidos, ni que los equipos trabajen acortando su vida útil o que las pérdidas sean

excesivas. Cuando un equipo falla, inmediatamente es reemplazado por otro de igual o mayor capacidad que el deteriorado sin un previo estudio de su trabajo o de los requerimientos actuales.

1.2. SISTEMAS DE DISTRIBUCION URBANA

La carga eléctrica de las ciudades se caracteriza por ser de tipo concentrado, el índice de crecimiento de ésta es mucho mayor que la rural, razón por la cual el diseño de una red de distribución urbana requiere, de modo general, de soluciones especiales y particulares en relación con sus exigencias técnicas y urbanísticas.

La electrificación de las ciudades está regulada o normalizada por las empresas eléctricas encargadas de comercializar la energía. Para el desarrollo de este trabajo se ha tomado como referencia el sistema Quito, más directamente, las normas de distribución de la Empresa Eléctrica Quito que es la encargada de servir a esta ciudad.

Según las normas de la Empresa Eléctrica Quito (REF. 20), la configuración del sistema de distribución tiene las siguientes características: existen líneas primarias a 6.3 KV. entre fases, que son predominantemente a tres conductores, en general, asociadas con circuitos secundarios trifásicos (210/121 V.); eventual-

mente, en áreas periféricas con cargas dispersas, se derivan ramales con dos conductores de fase a 6.3 KV. asociados con circuitos monofásicos (240/120 V.). Las líneas primarias a 23 KV., están conformadas con uno, dos o tres conductores de fase y un conductor de neutro continuo sólidamente puesto a tierra a partir del punto neutro de la subestación de distribución y común con los circuitos secundarios. Los circuitos secundarios asociados con la red primaria a esta tensión son predominantemente monofásicos a tres conductores y eventualmente trifásicos.

En general, el área urbana de la ciudad está cubierta con la tensión, a nivel de primario, a 6.3 KV. y el área periférica de la ciudad, así como la zona rural, incluídas las poblaciones localizadas en ésta, son alimentadas a 23Y/13.2 KV.

Los conductores utilizados para las redes primarias son preferentemente de aleación de aluminio (AAAC), y alternativamente de tipo ACSR, con las siguientes secciones límites (REF. 20).

AAAC	ACSR
$\frac{\text{mm}^2}{\text{AWG o MCM}}$	$\frac{\text{mm}^2}{\text{AWG o MCM}}$

23 KV.	Máximo	177.35	350	198.3	336,4
	Mínimo	21.16	4	24.75	4

6.3 KV.	Máximo	177.35	350	198.3	336,4
	Mínimo	33.16	2	39.22	2

Red	Máximo	107.22	4/0		
Secundaria	Mínimo	21.16	4		

Alumbrado		21.16	4		
Público					

En redes trifásicas primarias y secundarias, y redes secundarias monofásicas a tres conductores, el neutro será de sección 50% de la fase, aproximadamente. En redes monofásicas a dos conductores, la sección del neutro sería igual al de la fase.

En cuanto a las conexiones a tierra, las normas de la Empresa Eléctrica Quito (REF. 20) dice: las conexiones a tierra del neutro se efectuarán por lo menos en los siguientes puntos del sistema, para redes de distribución en áreas urbanas, en los centros de transformación y en los dos terminales del circuito secundario más alejado del transformador. Para circuitos

primarios y líneas de distribución a 23 KV. con neutro continuo, a intervalos aproximadamente de 300 m. en toda su longitud y además en los puntos terminales. El proyectista deberá seleccionar una de las disposiciones tipo para la conexión a tierra (capítulo II, numeral 2.2 de esta tesis), de acuerdo con el valor de la resistividad del terreno, a fin de obtener un valor de resistencia de puesta a tierra inferior a 25 Ohms.

En lo que se refiere a la caída de voltaje, ésta según las normas puede variar desde el 2% hasta el 6% en el primario de acuerdo al tipo de usuario, (mayor información en la REF. 20).

Estos valores, tanto de regulación como de resistencia de puesta a tierra extraídos de las normas, han sido tomados como referencia en la elaboración de las curvas comparativas construidas a partir de los resultados obtenidos en el programa digital desarrollado y se presentan en los capítulos IV y V, dentro de los cuales se hacen los comentarios respectivos.

1.3. SISTEMAS DE DISTRIBUCION RURAL

La carga eléctrica de la zona rural se presenta como un grupo de pequeñas cargas aisladas unas de otras, por esta característica, este tipo de carga y el consumo propio de este sector, la electrificación rural

requiere de técnicas adecuadas para reducir los costos de inversión, (aún así el monto de estas inversiones debe ser cubierto no sólo por los usuarios de la zona, sino que es recargado en su mayor parte a los usuarios de la ciudad en favor de la gente del campo, que vive aislada y no puede por sus propios medios hacer frente a los elevados costos de la electrificación rural. Con esto se contraresta la huída del campo y se evita la concentración demográfica excesiva en las ciudades (REF. 10).

Una alternativa de solución para electrificación rural es el sistema SWER (Single Wire Earth Return), es to es, un sólo conductor de fase y el retorno en forma total a través de tierra. Esto permite un considerable ahorro tanto en conductor, como en estructuras y accesorios en general, pero requiere de puestas a tierra más elaboradas (de menor resistencia) y de un transformador de aislación como medida de seguridad para contrarrestar posibles efectos sobre seres humanos y animales y una eventual recuperación en los medios de telecomunicaciones (REF. 10).

La electrificación rural en el país en parte comprende a las empresas eléctricas que cubren determinada zona, pero por lo general, de la electrificación rural es responsable el INECEL y es el encargado de controlar y normalizar el diseño y construcción de las mismas. El objetivo es unificar en el país, la diver

sidad de criterios y prácticas que vienen empleándose, a fin de llegar a una normalización que permita simplificar el diseño de los sistemas eléctricos de distribución para facilitar y acelerar el proceso de la electrificación nacional y con ello el desarrollo socio-económico del país (REF. 21).

Las normas de INECEL cubren el campo de "líneas" y "redes" aéreas de distribución, entendiéndose por "líneas" los que partiendo de subestaciones de distribución alcanzan las diversas poblaciones que deben ser servidas desde aquellos y que a la vez permitan dar servicio a lo largo de su recorrido mediante transformadores o derivaciones y, por "redes", los que ya dentro de las poblaciones permitan distribuir la energía eléctrica a los usuarios, a través de circuitos primarios, transformadores de distribución y redes secundarias (REF. 21).

De acuerdo con las normas de INECEL (UNEPER) para electrificación rural (REF. 15). En general, las líneas que conforman la red primaria, constituyen extensiones de los sistemas existentes operados por las Empresas Eléctricas Regionales y pasan a formar parte de las mismas para su operación y mantenimiento.

La red primaria es proyectada para un período de diseño de 15 años y la configuración de la misma deberá

ser consistente con el planteamiento y la programación de las Empresas Operadoras.

Para circuitos primarios se adopta en todos los casos la disposición radial a partir de la subestación de reducción de voltaje de subtransmisión al voltaje nominal primario. En algunos casos, la red puede ser alimentada desde dos subestaciones localizadas convenientemente, pero operará normalmente seccionada en un punto intermedio para mantener la disposición radial.

Se considera el esquema a cuatro conductores; tres con ductores de fase y el conductor neutro continuo desde la subestación y conectado efectivamente a tierra en múltiples puntos; no se admite adoptar el retorno por tierra. En función de la magnitud de la carga, ciertos tramos y ramales pueden ser de dos y un conductor de fase.

Los voltajes normalizados para electrificación rural son 23/13.2 y 13.2/7.6 KV., de acuerdo con los valores nominales que correspondan al sistema existente desde el cual se alimentará el sistema.

Los conductores que se utilizan en los sistemas rurales de distribución, son de aluminio reforzado con núcleo de acero (ACSR), formación 6/1.

Los tamaños adoptados para líneas primarias son (REF. 15):

Tamaño AWG	Designación	Sección mm ² .
4(4)	SWAN	21,15
2(4)	SPARROW	33,62
1/0(4)	RAVEN	53,49
2/0(2)	QUAIL	67,43
4/0(1/0)	PENGUIN	107,20

El conductor neutro, en todos los casos, será el correspondiente al indicado entre paréntesis. Por consideraciones de carácter mecánico, no se utilizará para líneas, conductores de tamaño inferior al número 4 AWG (REF. 15).

El límite de diseño para el valor de caída máxima de voltaje (DVM), considerado a partir de las barras de la subestación de reducción, no deberá superar el SIE TE POR CIENTO.

A continuación presentamos un par de tablas tomadas de las normas de INECEI para electrificación rural (UNEPER), (REF. 15), sobre el CONDUCTOR ECONOMICO y el FACTOR FDV (KVA x Km. para 1% de caída de voltaje), en las cuales se basa el escogitamiento del conductor para el diseño de sistemas de distribución aérea (mayor información REF. 15).

CONDUCTOR ECONOMICO

INECEL

Resistencia ohmica 25°C y factor de potencia de carga 90%

VOLTAJE NOMINAL 7.62/13.2 KV

TAMAÑO DE CONDUCTOR AWG		NUMERO DE FASES		
		UNA	DOS	TRES
FASE	NEUTRO	KVA		KVA
4	4	---	170	---
2	4	171	260	321
1/0	4	261	530	521
2/0	2	531	710	
4/0	1/0			

VOLTAJE NOMINAL 13.2/22.8 KV

TAMAÑO DE CONDUCTOR AWG		NUMERO DE FASES		
		UNA	DOS	TRES
FASE	NEUTRO	KVA		KVA
4	4	---	280	---
2	4	281	450	561
1/0	4	451	880	901
2/0	2	881	1.280	
4/0	1/0			

FACTOR DE CAIDA DE VOLTAJE
(KVA x Km. para DV 1%)

INECEL

Resistencia ohmica 25° y factor de potencia de carga 90%

VOLTAJE NOMINAL 7.62/13.2

TAMAÑO DE CONDUCTOR AWG		FACTOR FDV (KVA x Km)		
		NUMERO DE FASES		
FASE	NEUTRO	TRES	DOS	UNO
4	4	1.185	660	330
2	4	1.738	902	451
1/0	4	2.471	1.174	587
2/0	2	2.884	1.344	672
4/0	1/0	3.924	1.706	853

VOLTAJE NOMINAL 13.2/22.8

TAMAÑO DE CONDUCTOR AWG		FACTOR FDV (KVA x Km)		
		NUMERO DE FASES		
FASE	NEUTRO	TRES	DOS	UNO
4	4	3.534	1.984	992
2	4	5.178	2.708	1.354
1/0	4	7.426	3.524	1.762
2/0	2	8.664	4.036	2.018
4/0	1/0	11.656	5.118	2.559

C A P I T U L O I I

EL USO DE TIERRA COMO REFERENCIA Y COMO CONDUCTOR DE RETORNO

La tierra ha sido usada en instalaciones eléctricas desde el comienzo de la ingeniería. Actualmente es una práctica común conectar un sistema eléctrico a tierra en puntos convenientes o estratégicos.

Los objetivos de esta modalidad son (REF. 2):

- a) Evitar voltajes peligrosos entre estructuras, equipos, etc., (en general elementos que pudieren adquirir algún potencial incontrolable) y el terreno, durante fallas o en condiciones normales de operación.

- b) Proporcionar una vía de baja impedancia de falla, lo más económico posible a un sistema, para lograr la operación rápida de los elementos de protección: relés, fusibles, etc. La idea es que en caso de una falla eventual, fluya la suficiente corriente a través del camino de falla de modo que el equipo protector pueda operar fácilmente y aislar el circuito falloso. Es por tanto esencial que la conexión a tierra tenga una resistencia suficientemente baja.

- c) Conducir a tierra las corrientes provenientes de descargas atmosféricas, limitando los voltajes producidos en las instalaciones eléctricas y evitando la producción de efectos secundarios tales como arcos que conducen a la desconexión de parte o la totalidad de estas instalaciones.
- d) Sirve como conductor de retorno a ciertas instalaciones, equipos o receptores. Por ejemplo la puesta a tierra del neutro en instalaciones de distribución.

Bajo estos objetivos, el uso de tierra como conductor de electricidad puede ser dividido en dos grandes grupos:

2.0.1. EL USO DE TIERRA COMO PROTECCION Y REFERENCIA.- Una eficiente instalación de tierra sigue siendo uno de los fundamentos de la seguridad. Teóricamente, no puede existir ninguna instalación, ni siquiera la más sencilla, sin una adecuada puesta a tierra, inclusive de aparatos receptores. Con el fin de evitar la aparición de tensiones peligrosas entre las partes de la instalación que normalmente están sin tensión y otras partes vecinas que pueden encontrarse al potencial local de tierra; es decir, la puesta a tierra de protección es aquella que se destina a la prevención de accidentes personales o nos garantiza un buen servicio li-

bre de peligros en instalaciones eléctricas (REF. 8).

2.0.2. EL USO DE TIERRA COMO CONDUCTOR DE RETORNO.- La tierra no es buen conductor. Sin embargo, por tratarse de un cuerpo en tres dimensiones de sección infinita, su resistencia puede ser pequeña y ser utilizada como conductor en una instalación eléctrica.

La mayoría de los suelos y de rocas, cuando están completamente secas son, no conductores de la electricidad, a excepción de ciertos cuerpos minerales, que son conductores a causa de su contenido metálico.

La conductividad eléctrica de los materiales constituyentes de la Tierra, es muy inferior comparada con la alta conductividad de los metales. Las arenas, arcillas, rocas y especialmente dos principales componentes de la Tierra, el óxido de silicio y el óxido de aluminio, son considerados excelentes aisladores, debido a su alta resistividad; y, la conductividad de dichos elementos y en sí de los suelos, se debe en gran medida a sales y humedad embebidas entre dichos aisladores; por lo tanto, la resistividad del suelo, será determinada por la cantidad de agua retenida en el mismo, y por la resistividad propia del agua. En otras palabras la conducción en el suelo se realiza a través del agua retenida, por lo tanto es una conducción de tipo electrolítica (REF. 5).

A causa de la alta resistividad, toda corriente que fluya a través de la Tierra, produce una considerable caída de voltaje; por tanto, debemos cambiar el popular concepto de que el potencial de la Tierra, es siempre cero (REF. 5).

El uso de tierra como conductor de retorno puede resultar significativamente económico sin desmejorar apreciablemente el desempeño eléctrico de la red o del sistema, y por el contrario permitiendo de esta manera, seguridad de la instalación, mejoramiento en la calidad de servicio y seguridad del personal.

Hoy en día la tierra es usada principalmente para fijar el punto neutro del sistema eléctrico, y en muchos casos la Tierra puede ser incluida como parte del sistema.

2.1. VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

2.1.1. RESISTIVIDAD O RESISTENCIA ESPECIFICA

Magnitud característica de toda materia que expresa su aptitud para la conducción de corrientes eléctricas. Representa la resistencia de una muestra de la materia considerada, cuyas dimensiones son la unidad, por ejemplo, un cubo de un metro de lado, dicho cubo se sitúa entre dos placas y se mide su resistencia que consecuentemente se expresará en Ohms-m. (REF. 8).

La resistividad es uno de los factores que determinan la resistencia de un electrodo de tierra, como lo veremos más adelante. La resistividad del suelo depende de muchos parámetros, internos y externos.

Externamente la resistividad es variable de acuerdo a los fenómenos de la naturaleza, como la lluvia, el sol, las estaciones del año, según se muestra en la FIG. 2.1 (REF. 4).

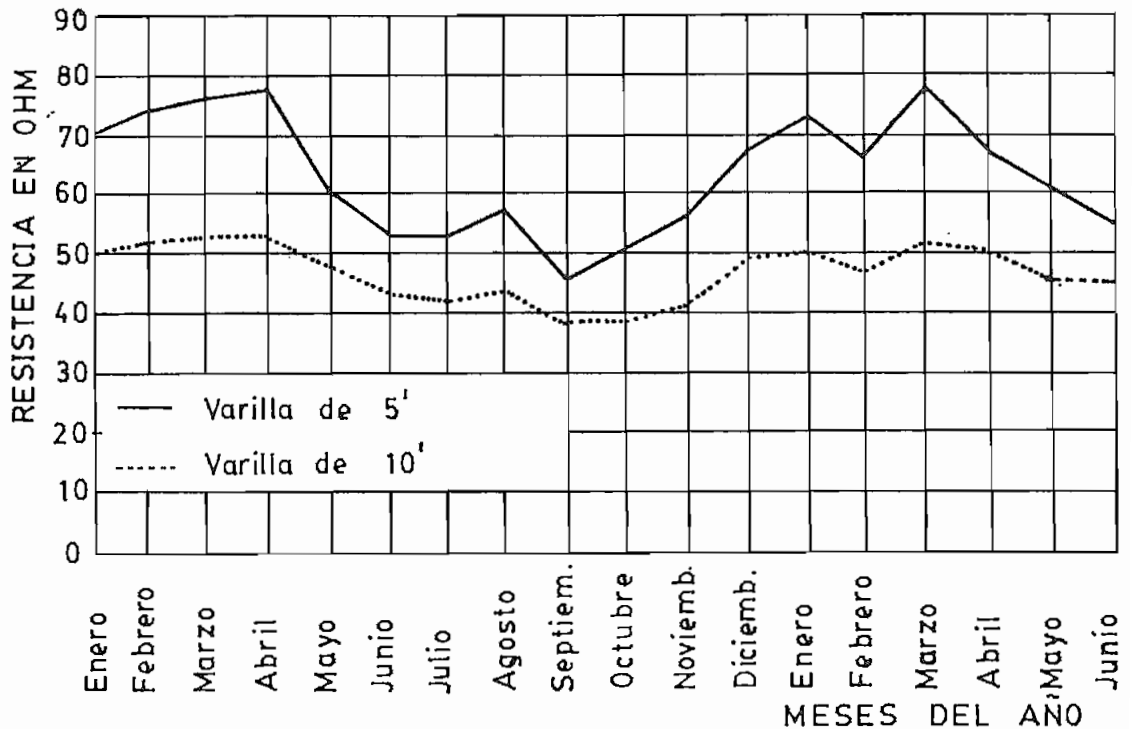


FIG. 2.1 VARIACION DE LA RESISTIVIDAD LOCAL EN DIFERENTES EPOCAS DEL AÑO

Internamente la resistividad puede variar de acuerdo a: tipo de suelo, composición y concentración química de las sales disueltas en el agua contenida, contenido de humedad, temperatura y presión, compactación y distribución del material, etc.

2.1.2. TIPO DE SUELO

Desafortunadamente los tipos de suelo no son claramente definidos, por esta razón es bastante difícil precisar para uno u otro tipo de suelo la resistividad tiene tantos Ohms-m. Puede ocurrir que el mismo tipo general de suelo tenga diferentes valores de resistividad en una localización que en otra (REF. 6).

Los terrenos de aluvión (formados por los depósitos de materiales transportados por ríos desbordados) ofrecen mejores condiciones para la realización de instalaciones de tierra de muy baja resistencia. Su humus (parte del terreno que contiene diversas sustancias orgánicas en descomposición) es, generalmente poco profundo.

T A B L A 2.1

VALORES DE RESISTIVIDAD PARA DIFERENTES
TIPOS DE TERRENO

TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD Ohms - metro
Orgánico húmedo	10 - 100
Orgánico no húmedo	100 - 200
Guijoso	400 - 800
Rocoso	1000 ó más

Las zonas ricas en vegetación o que acarrean aguas pluviales o residuales son apropiadas por la humedad del terreno. La resistividad de acuerdo con el tipo de terreno varía dentro rangos determinados, como se indica en la tabla 2.1 (REF. 8).

2.1.3. EFECTO DE LA HUMEDAD, TEMPERATURA, CONTENIDO QUIMICO Y PRESION

La variación de la resistividad del suelo, con el contenido de humedad tiene un rango definido, típico para cada clase de suelo. Como se indica en la tabla 2.2 (REF. 3).

T A B L A 2.2

EFECTO DEL CONTENIDO DE HUMEDAD EN LA RESISTIVIDAD DE LA TIERRA

Contenido de humedad Porcentaje por Peso	Resistividad (Ohmio-m.)	
	Suelo superior	Arena gredosa
0.0	1000x10 ⁴	1000x10 ⁴
2.5	2500	1500
5.0	1650	430
10.0	530	185
15.0	210	105
20.0	120	63
30.0	64	42

La conducción eléctrica en los suelos es esencialmente electrolítica, por esta razón, la resistividad de la mayoría de los suelos se eleva abruptamente, siempre que el contenido de humedad estimado es menor que el 15% del peso del suelo. La cantidad del agua depende del tamaño del grano, densidad y variabilidad de los tamaños del grano. Sin embargo, como se puede apreciar en la FIG. 2.2 (REF. 3), en la curva 1, la resistividad es ligeramente afectada una vez que la humedad contenida, excede el 22%.

Para suelos en áreas tropicales, el contenido de humedad prácticamente no ha afectado la resistividad en el rango más bajo (menor que 300 Ohmios-metro). Por otro lado en los rangos más altos (sobre 2000 Ohmios-metro), hay una fuerte variación de la resistividad con un ligero incremento en el contenido de la humedad.

Por lo anotado anteriormente, el sistema de electrodos deberá ser enterrado a suficiente profundidad, para asegurar un permanente contacto con la tierra húmeda. Recubrimientos de grava o roca triturada, de alrededor de 3 a 6 pulgadas de espesor, tal como las usadas en las subestaciones, son útiles para retardar la evaporación de la humedad y, de esta manera evitar el secado de la capa superior, durante prolongadas estaciones secas.

El efecto de la temperatura sobre la resistividad del

suelo es ligeramente insignificante, para temperaturas sobre el punto de congelamiento; en 0 grados centígrados el agua en el suelo comienza a congelarse y la resistividad aumenta rápidamente. La curva 2 de la FIG. 2.2, indica esta variación típica, para un suelo arcilloso conteniendo 15.2% de humedad por peso. Por lo tanto, el sistema de electrodos deberá ser colocado debajo de la línea de congelamiento, de ser posible. En algunos casos no usuales, con prolongadas corrientes pesadas, se podría alcanzar el punto de ebullición del agua en la vecindad del electrodo, y con la evaporación del agua se secaría el suelo, con lo cual su resistencia se incrementaría. En áreas tropicales, la resistividad no es aparentemente afectada por la temperatura ambiental en el rango de 15 a 35°C.

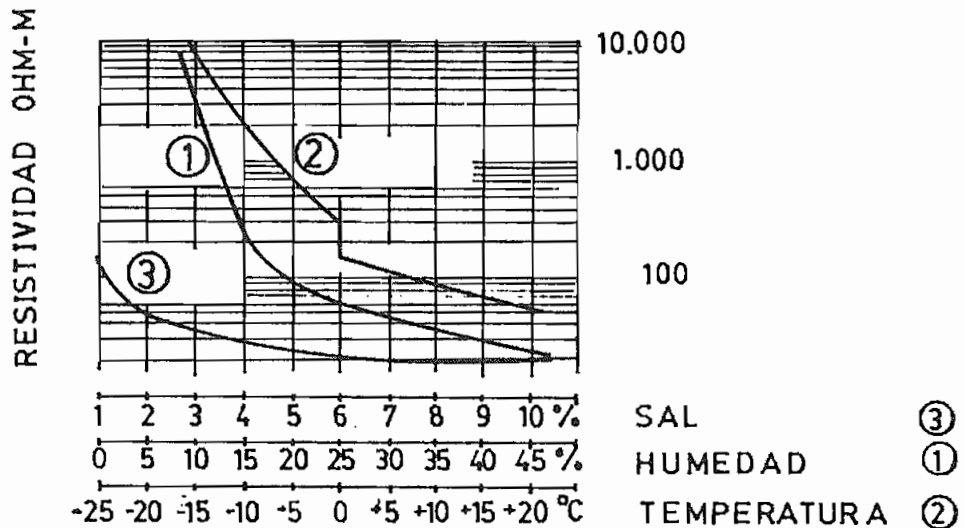


FIG 2.2 EFECTO DE LA HUMEDAD, TEMPERATURA, CONTENIDO QUIMICO Y PRESION, EN LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

La composición y cantidad de las sales solubles, ácidos y alcalinos presentes en el suelo, podrían considerablemente afectar su resistividad. La curva tres de la FIG. 2.2, indica el efecto de la sal (cloruro de sodio), sobre la resistividad de un suelo, conteniendo el 30% de humedad; en la tabla 2.3, también se da otro ejemplo (REF. 3).

T A B L A 2.3

EFEECTO DEL CONTENIDO DE SAL EN LA
RESISTIVIDAD DE LA TIERRA

Sal añadida Porcentaje por peso de humedad	Resistividad (Ohmio-m.)
0.0	107.0
0.1	18.0
1.0	4.6
5.0	1.9
10.0	1.3
20.0	1.0

Todos los suelos tienen ácido natural (pH, que en áreas tropicales varía de 3.5 a 6.5). En orden a detectar la tendencia de la relación del pH por resistividad,

fue necesario considerar rangos de humedad, de otra manera ninguna correlación puede ser establecida. Como se puede observar en la FIG. 2.3 (REF. 3), la resistividad es más afectada por el pH, en el rango de contenido de humedad desde 13% a 25.8%.

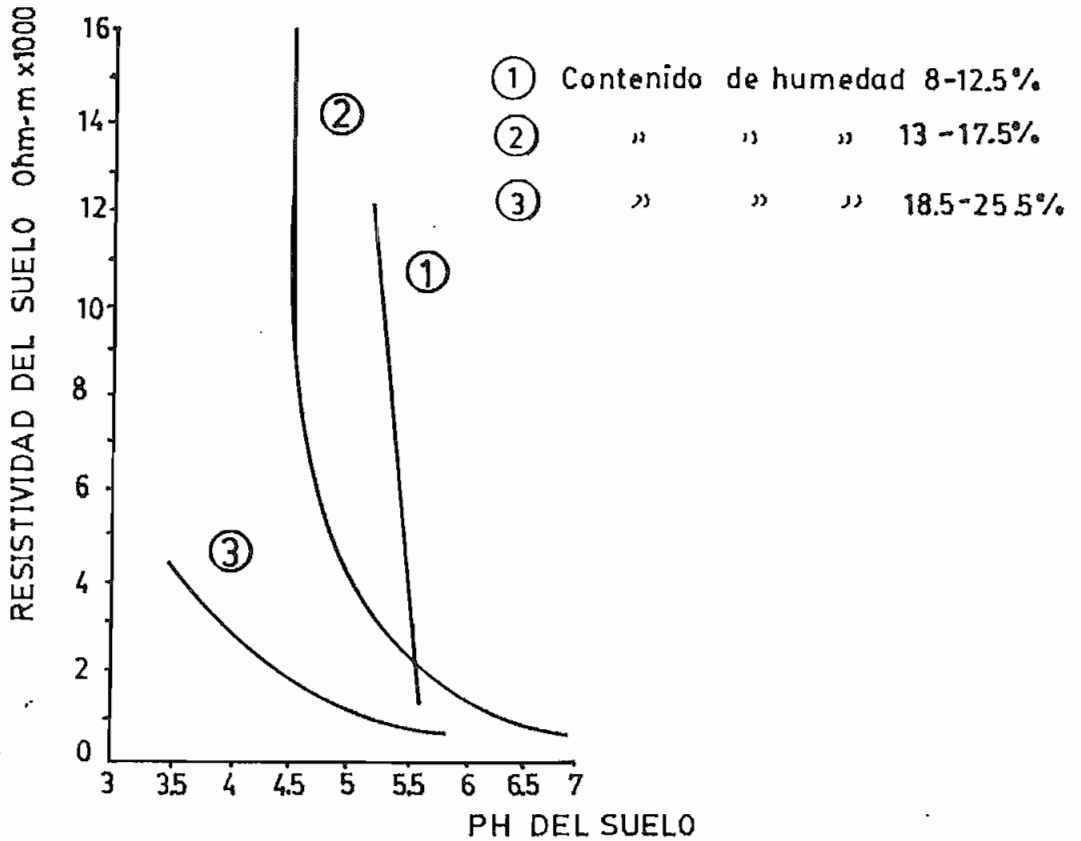
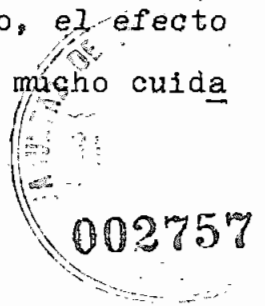


FIG. 2.3 VARIACION DE LA RESISTIVIDAD DE LA PRIMERA DEL SUELO CON EL PH

No hay mucha evidencia experimental sobre el efecto de la presión, pero es esperado que más altas presiones resulten en un cuerpo de tierra más compacto o más denso, lo cual resultará en valores de resistividad más bajos. La pequeña evidencia experimental disponible, sin embargo no soporta enteramente esta teoría y es probable que desde un punto de vista práctico, el efecto de la presión puede ser despreciado, pero mucho cuida



do debe ser tomado con los resultados obtenidos, en medidas llevadas a cabo en terraplenes (rellenos), ya que la resistividad es muy afectada por el estado de compactación del suelo.

2.1.4. COMPACTACION Y DISTRIBUCION DEL MATERIAL

La resistividad también depende del tamaño del grano del material y su distribución, mientras mayor es el grano es probable que exista menor superficie de contacto entre granos. Si se presentan granos de varios tamaños, los espacios entre los granos podrían ser llenados por pequeños y la resistividad se reduciría como resultado (REF. 6).

Por otro lado la resistividad del suelo puede variar incluso por efecto de las magnitudes de corriente que circulen a través de los electrodos de puesta a tierra. La resistividad del suelo en la vecindad de los electrodos podría ser afectada por los flujos de corrientes, desde los electrodos al suelo circundante. Las características térmicas y el contenido de humedad del suelo, determinarían si una corriente de una magnitud y duración dadas, causará un secado apreciable y de esta manera la elevación de la resistividad efectiva del suelo (REF. 3).

En resumen, por todo lo que hemos visto, es obvio que la resistividad del suelo es una cantidad muy varia -

ble y si se desea conocer su valor en una localización dada la única manera segura es medirla. Esto podría dar el valor al tiempo de la medida para las condiciones prevalcientes en ese instante. Existen dos razones por las que el valor de la resistividad puede ser requerida, la primera es el diseño de los electrodos de tierra de sistemas eléctricos de potencia donde la resistencia de puesta a tierra de cada electrodo es directamente proporcional a la resistividad del suelo. En este caso una medida razonablemente precisa es requerida. La segunda es concerniente con el conocimiento como esbozo general de la resistividad, aquí se usa el factor de la no homogeneidad del suelo que podría ser causa de cambios de la resistividad y podrían hacerse deducciones propias para esta variación. En este caso el valor absoluto no es tan importante como las variaciones (mayor información REF. 6).

2.2. TIPOS DE PUESTA A TIERRA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

El uso de tierra como conductor de retorno puede resultar significativamente económico, sin embargo, las características propias del suelo como conductor no siempre ofrecen las condiciones necesarias para satisfacer las exigencias de la carga, razón por la cual es necesario "crear" las condiciones adecuadas de manera que la resistencia de contacto sea la apropiada de acuerdo con el valor de la resistividad de la localización. En otras palabras, dada la resistividad del lu

gar, se ensayan varios tipos y formas de puestas a tierra con el fin de conseguir la resistencia de contacto más baja y económica posible.

Existen métodos para reducir la resistividad del terreno. Por ejemplo se puede recurrir a las sales minerales (cloruro de sodio, sulfato de magnesio y sulfato de cobre) disueltas en agua y vertidas sobre el terreno o en el electrodo si este es tubular. Sin embargo, los resultados no siempre se corresponden con lo previsto, y en algunos casos se producen fenómenos de corrosión. Es mucho mejor, siempre que ello sea posible hacer uso de un terreno que tenga un contenido orgánico (REF. 8).

Siguiendo con la idea de modificar la naturaleza química del terreno, se puede recurrir a la colocación de capas de carbón (o grafito en polvo) situados directamente en contacto con los electrodos. Este procedimiento de difícil aplicación cuando los electrodos tienen la forma de pica, puede ser utilizado siempre que se recurra a electrodos en forma de placa, anillo o malla (REF. 8).

De otra manera, se puede reducir la resistencia de contacto con el suelo variando la forma y tipo de electrodos. Electrodo, es un cuerpo metálico colocado en íntimo contacto con el terreno y destinado a dispersar en el mismo las corrientes eléctricas. Puede es-

tar constituido por un sólo elemento o por diversos elementos conectados entre sí mediante conductores en ter ra d o s no a i s l a d o s del ter re no (REF. 6).

Según las características del terreno (mayor o menor posibilidad de hundir profundamente los cuerpos metálicos puestos en íntimo contacto con el mismo) se dis po ne de va ri o s tip o s de elect ro d o s, por ej em pl o, pi ca s (varillas enterradas verticales) de diferentes for ma s, pl ac a s, an illo s, ma lla s o co m b i n a d o s i n cl u s i v e.

Por lo general, suelen emplearse las picas para co ne x i o n e s de ti er ra por ser una de las m á s con ve n i e n te s y eco n ó m i c a s for m a s de elect ro d o. La res is ten ci a de ti er ra de una p i c a de p e n e t r a d e mu ch o m á s de su lon g i t u d (profundidad de penetración) que las dim en s i o n e s tr an s ve r s a l e s. Si se alcanza la cap a fre á t i c a (capa de agua) la resistencia de tierra dis mi nu ye se n c i b l e m e n t e (REF. 8). Como lo indica la FIG. 2.4.

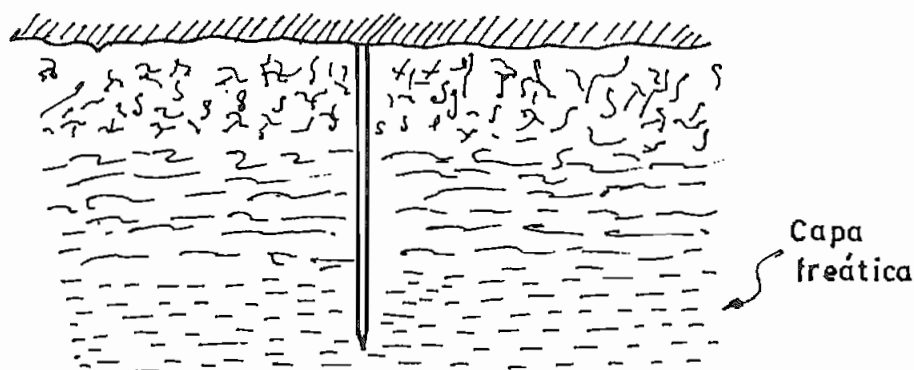


FIG. 2.4 VARILLA VERTICAL COMO ELECTRODO DE P.T.A. A TIERRA

A igualdad de características del terreno, se obtiene la misma resistencia de tierra con un electrodo hori-

zontal de longitud tres o cuatro veces mayor (REF. 8).
Como lo indica la FIG. 2.5.

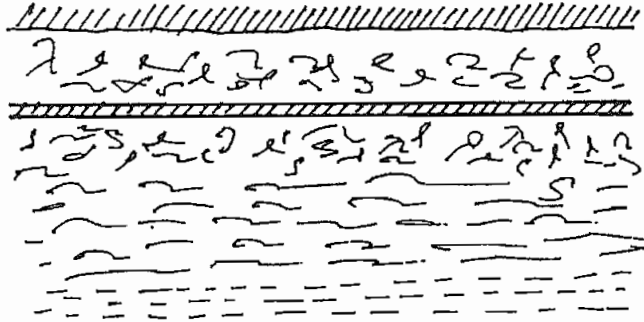


FIG. 2.5 CONDUCTOR ENTERRADO, COMO ELECTRODO DE PTA. A TIERRA

Para los electrodos en forma de placa, la resistencia de tierra depende de sus dimensiones; en electrodos en anillos, de su perímetro; para electrodos en forma de malla, de la longitud total de los conductores que la forman. Como lo veremos en detalle en el anexo D. Tó mese en cuenta que los electrodos en forma de placa son más susceptibles a la corrosión.

Para obtener valores bajos de resistencia de tierra puede colocarse picas en paralelo, pero debe tomarse en cuenta las respectivas áreas de influencia, es decir, la distancia de separación entre picas debe ser por lo menos igual en unas cinco veces la longitud de la pica mayor. La impedancia de los electrodos es con dición fundamental para el cálculo de sus respectivas resistencias de tierra (REF. 8). Como lo indica la FIG. 2.6.a y 2.6.b.

Tómese en cuenta de todos modos, que a partir de un

determinado número de electrodos dejan de obtenerse resultados económicamente apreciables.

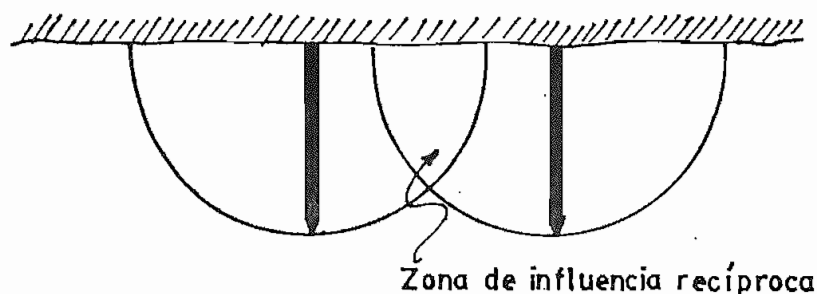


FIG. 2.6 a ELECTRODOS MUY UNIDOS

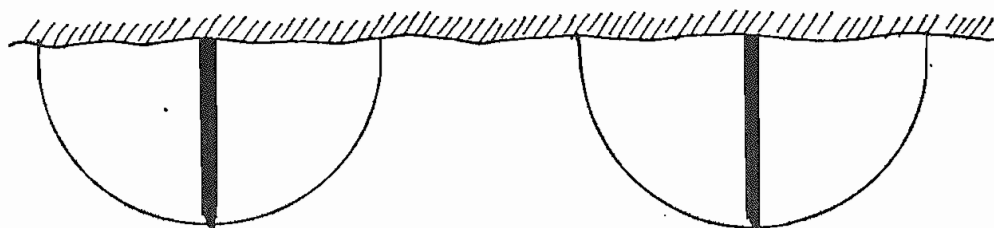


FIG. 2.6.b ELECTRODOS OPORTUNAMENTE DISTANCIADOS

Graficando el porcentaje de variación de la resistencia resultante, referidos de la resistencia de tierra del primer electrodo, con relación al número de electrodos y a la separación entre ellos. Fácilmente se puede comprobar los efectos del número de electrodos y la distancia de separación, FIG. 2.7. (Se han considerado constantes las características del terreno).

El tipo más conveniente será aquel que a juicio del profesional proyectista, se adecúe mejor a las condi-

ciones del terreno, cumpliendo las exigencias del proyecto y teniendo presente las máximas diferencias de tensión aceptables en una misma instalación de tierra.

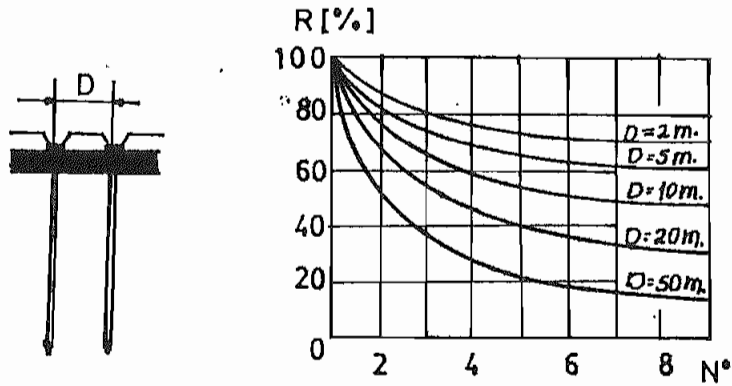


FIG 2.7 RESISTENCIA RESULTANTE (R) [%] EN FUNCION DEL NUMERO DE ELECTRODOS EN PARALELO (N°) PARA DIFERENTES DISTANCIAS DE SEPARACION

En el país se emplean los siguientes tipos y formas de puestas a tierra en sistemas de distribución, según las normas de INECEL y de la Empresa Eléctrica Quito. En el mismo orden que sigue el algoritmo del programa digital.

- 1) Varilla vertical enterrada (pica).- Es una de la más conveniente y económica forma de electrodo, pero éstas no pueden ser frecuentemente aplicadas por las condiciones del terreno. El INECEL emplea varillas en forma de ángulo para realizar este tipo de puesta a tierra, como lo demuestra la FIG. 2.8

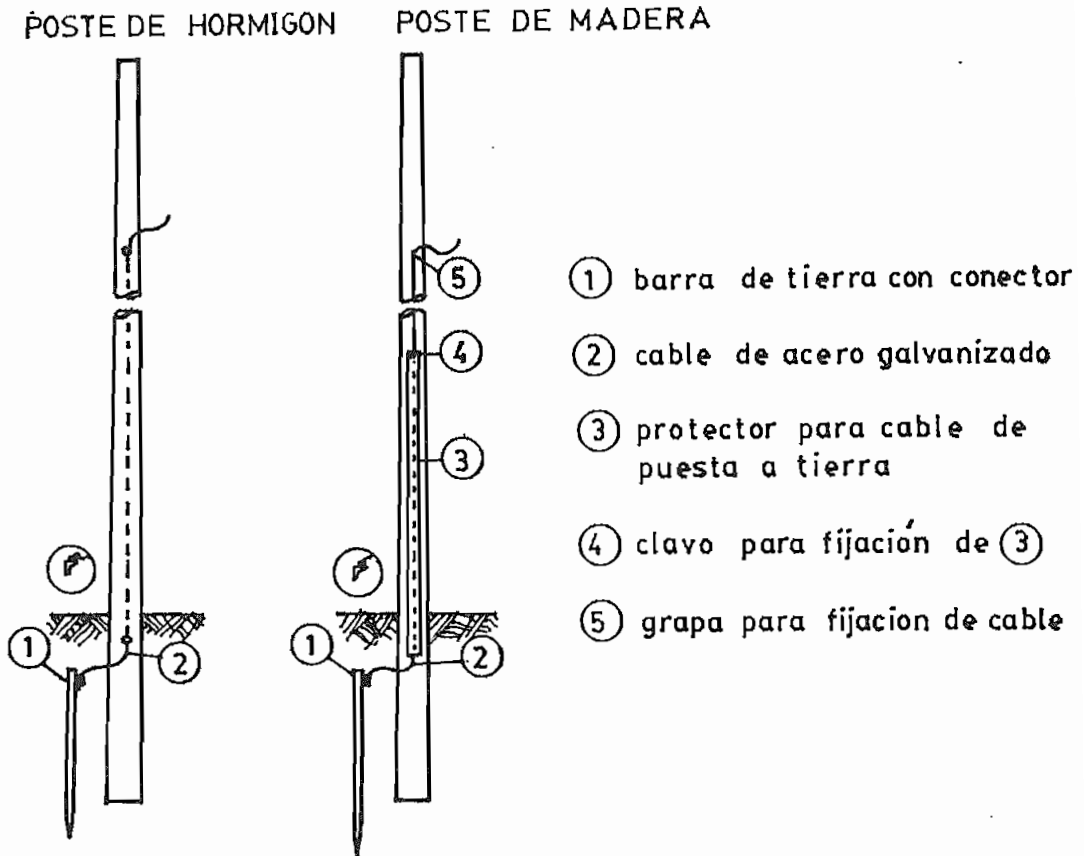


FIG. 2.8 VARILLA VERTICAL ENTERRADA

NOTA:

Bajantes alternativas del cable de tierra:

- Con tubo metálico y abrazadera.
- Con grapas de acero galvanizado (poste de madera).
- Con ataduras de alambre galvanizado.
- Orificio central.
- Canal protector.

2) Varilla vertical enterrada (pica) acompañada de un conductor horizontal (contrapeso).- A más de

la pica puede conectarse en el extremo superior de la misma, un conductor horizontal enterrado con la finalidad de reducir la resistencia de contacto de puesta a tierra. Norma empleada por la E.E.Q., como lo muestra la FIG. 2.9.

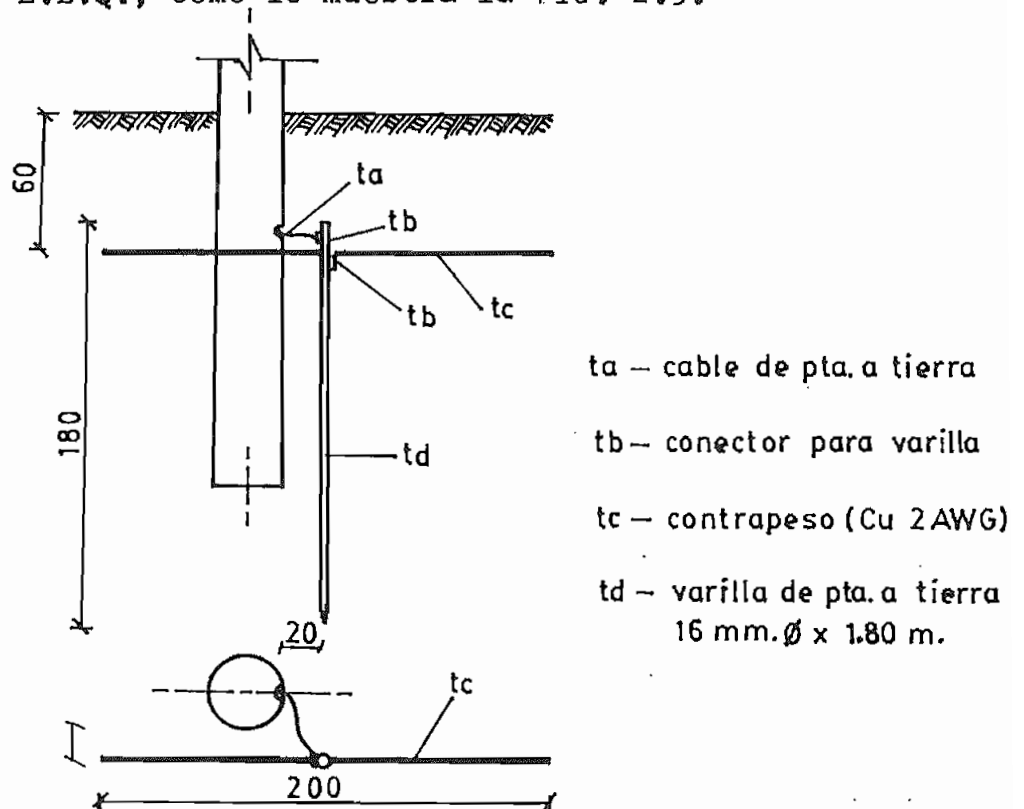


FIG. 2.9 VARILLA VERTICAL MAS CONTRAPESO

- 3) Doble pica conectada a través de un conductor (contrapeso).- Con el propósito de disminuir la resistencia de contacto de las puestas a tierra suele colocarse picas en paralelo, (FIG. 2.10). El efecto es mucho mejor mientras mayor es la distancia de separación entre electrodos. La E.E.Q., ha normalizado este tipo de puestas a tierra de picas en paralelo, de dos picas,

tres picas en línea recta y cuatro picas en cuadro, como lo veremos a continuación en la tabla 2.4, de acuerdo con los valores de la resistividad del suelo, con el propósito de conseguir una resistencia de puesta a tierra menor de 25 Ohmios (REF. 20)

T A B L A 2.4

NUMERO DE ELECTRODOS EN PARALELO DE ACUERDO A
LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

RESISTIVIDAD OHMS-m.	No. DE VARILLAS 16 mm. Ø 1.80 m.
100	1
130	2
200	3
RESISTENCIA MAXIMA	25 Ohms.

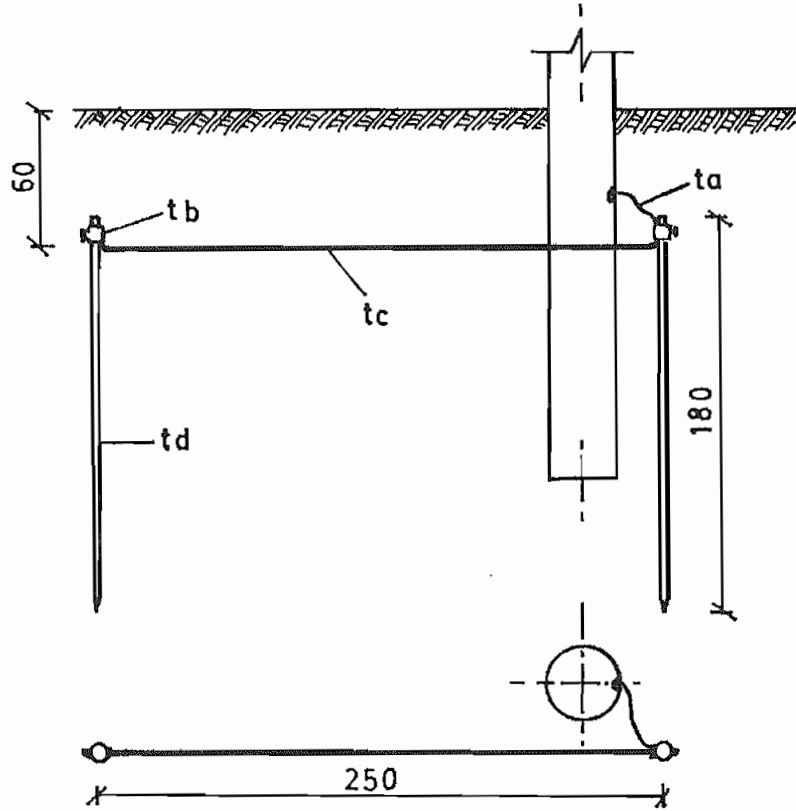


FIG. 2.10, DOS VARILLAS EN PARALELO

- 4) Tres varillas enterradas en línea recta unidas a través de un conductor (tres picas en paralelo unidas por un contrapeso en línea recta). Como lo muestra la FIG. 2.11.

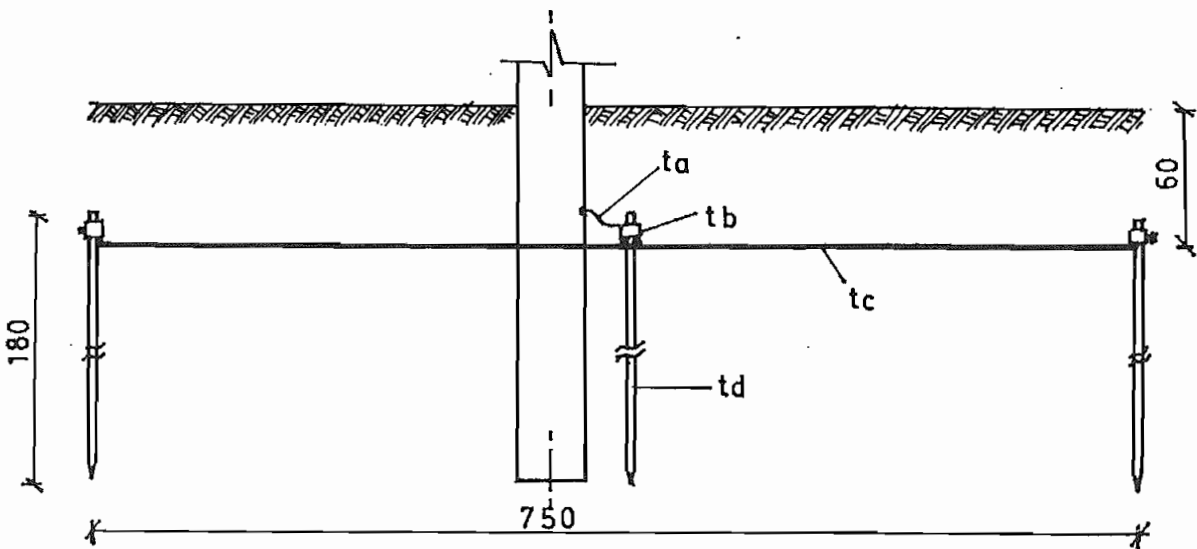


FIG. 2.11 TRES VARILLAS EN PARALELO, EN LINEA RECTA

- 5) Cuatro picas en paralelo, en forma de cuadro, unidas a través de contrapesos. Por lo general, este tipo de puesta a tierra es utilizado bajo aquellos postes, del sistema de distribución, sobre los cuales se ha instalado algún tipo de seccionador para operación con carga. Como lo podemos apreciar en la FIG. 2.12.

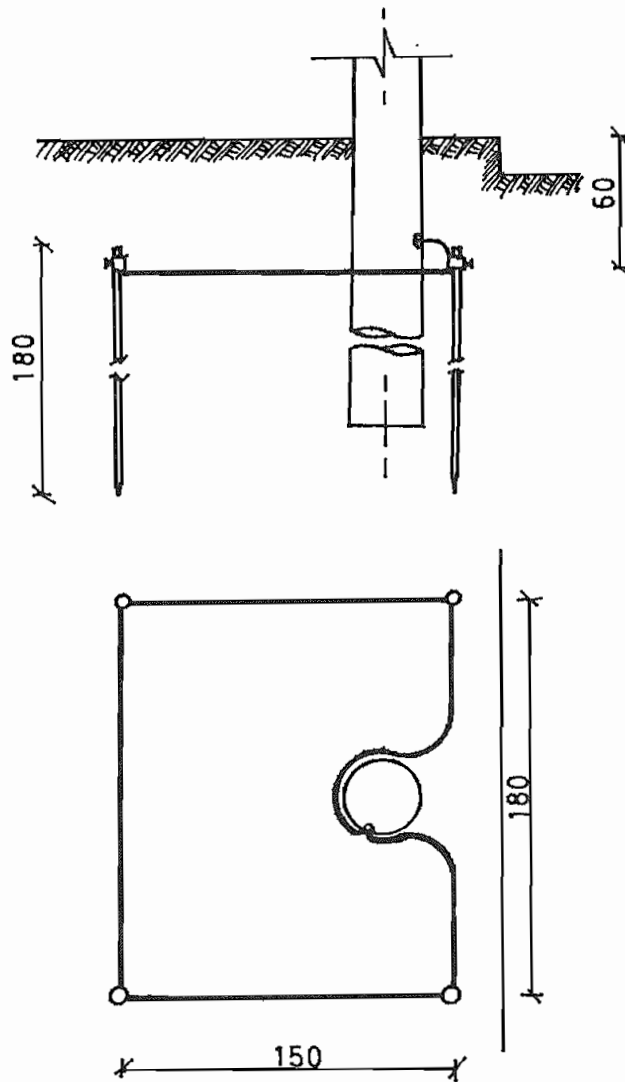


FIG. 2.12 CUATRO VARILLAS EN PARALELO EN CUADRO

6) Conductor enrollado en la base del poste. Otra de las formas de puesta a tierra empleada en sistemas de distribución es enrollar el mismo conductor de conexión de tierra del sistema en la base del poste. Es una manera muy simple de hacer una conexión de tierra, pues no requiere de excavaciones adicionales ni de conductores o varillas especiales. INECEL ha normalizado este tipo de puesta a tierra para la conexión del neutro en líneas de distribución, como lo indica la FIG. 2.13.

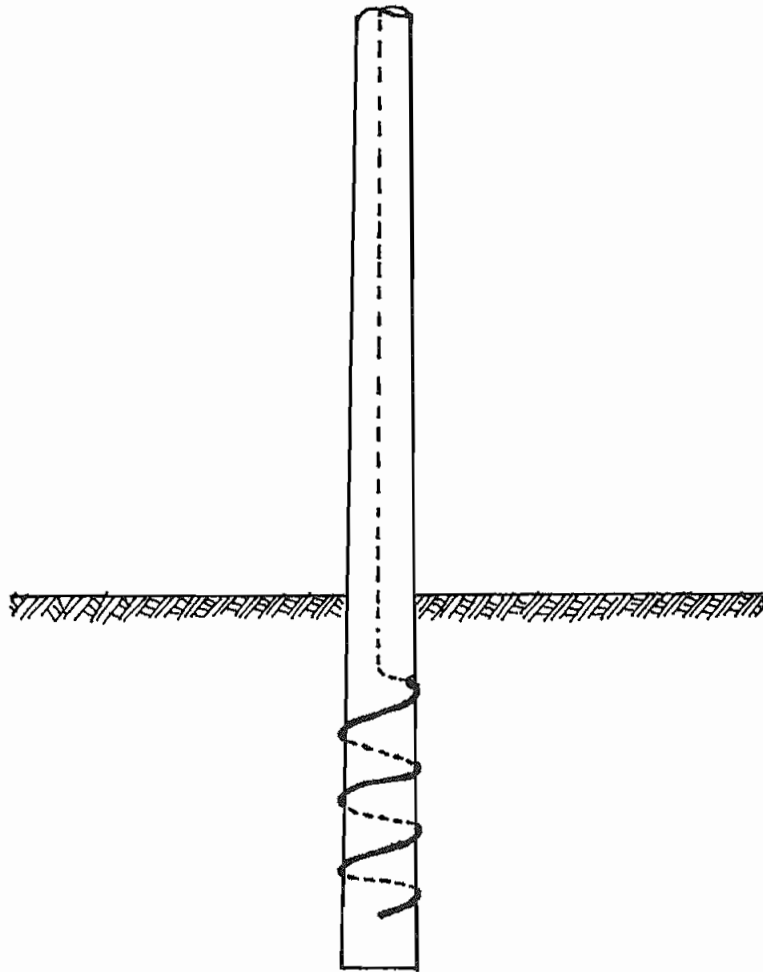


FIG. 2.13 CONDUCTOR ENROLLADO EN LA BASE DEL POSTE

2.3. CALCULO DE LOS PARAMETROS DE LINEAS EN LAS QUE SE INCLUYE EL EFECTO DE TIERRA.

Para un análisis de tipo general, hemos tomado una línea trifásica con un conductor puesto a tierra (neutro), como lo indica la FIG. 2.14 (REF. 9).

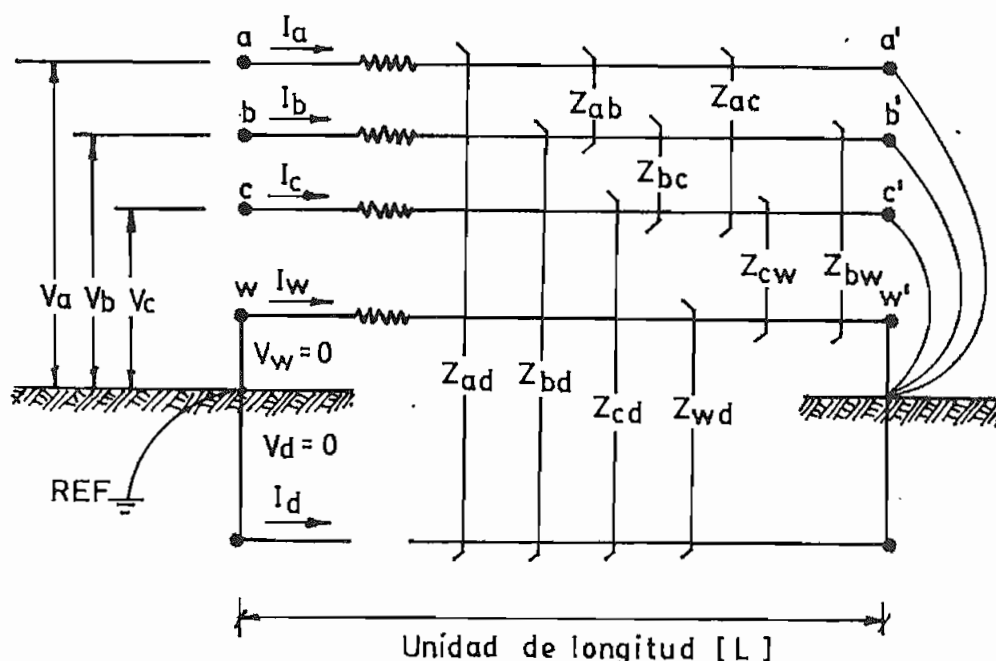


FIG. 2.14 LINEA TRIFASICA CON NEUTRO PTO. A TIERRA

El conductor "d" es un conductor ficticio, ideal, colocado bajo tierra a una distancia "De" de los conductores de la línea, que puede sustituir al circuito real a través de tierra, que es función de la resistividad del terreno y de la frecuencia de la red (REF. 1)

$$D_e = 658.36 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad \text{m.} \quad (2.0)$$

Las ecuaciones primitivas para la FIG. 2.14 son:

(REF. 9).

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \\ V_{ww'} \\ V_{dd'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_b - V_{b'} \\ V_c - V_{c'} \\ 0 - V_{w'} \\ 0 - V_{d'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{aw} & \bar{Z}_{ad} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bw} & \bar{Z}_{bd} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cw} & \bar{Z}_{cd} \\ \bar{Z}_{wa} & \bar{Z}_{wb} & \bar{Z}_{wc} & \bar{Z}_{ww} & \bar{Z}_{wd} \\ \bar{Z}_{da} & \bar{Z}_{db} & \bar{Z}_{dc} & \bar{Z}_{dw} & \bar{Z}_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_w \\ I_d \end{bmatrix} \quad (V/L) \quad (2.1)$$

La corriente de retorno circula a través del paralelo entre neutro (conductor w), y tierra (conductor d), por tanto:

$$-(I_d + I_w) = I_a + I_b + I_c$$

entonces:

$$I_d = -(I_a + I_b + I_c + I_w) \quad (2.2)$$

Sustituyendo el valor I_d de 2.2 en 2.1, obtenemos:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_w=0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{aw} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bw} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cw} \\ Z_{wa} & Z_{wb} & Z_{wc} & Z_{ww} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_w \end{bmatrix} \quad (V/L) \quad (2.3)$$

donde:

$$\begin{aligned} Z_{pq} &= \bar{Z}_{pq} - \bar{Z}_{pd} - \bar{Z}_{dq} + \bar{Z}_{dd} \\ p, q &= a, b, c, w \end{aligned} \quad (2.4)$$

Mótese que Z_{pq} es definida incluyendo r_a, r_b, r_c o r_w , cuando $p = q$; pero es puramente imaginaria cuando

$p \neq q$

$$Z_{pq} = (r_p + r_d) + jwk \ln \frac{De}{D_{pq}}, \quad p = q$$

$$Z_{pq} = r_d + jwk \ln \frac{De}{D_{pq}}, \quad p \neq q \quad (\text{OHMS/L}) \quad (2.5)$$

De acuerdo con la teoría simolificada de Carson:

(REF. 1)

$$Z_{pq} = (r_p + 0.000988f) + j(0.002892f \log \frac{De}{\text{RMG}}) \quad \Omega/\text{Km.}$$

para $p = q$

y:

$$Z_{pq} = 0.000988f + j(0.002892f \log \frac{De}{D_{pq}}) \quad \Omega/\text{Km.}$$

para $p \neq q$ (2.6)

donde:

De Distancia entre los conductores de la línea y un conductor ficticio bajo tierra, que es función de la resistividad del terreno y la frecuencia. Dada por la ecuación (2.0), en m.

RMG Radio medio geométrico de los conductores respectivos, en m.

r_p Resistencia del conductor, en $\Omega/\text{Km.}$

f Frecuencia de la red, en Hz.

C A P I T U L O I I I

ANALISIS MATEMATICO DE LA DISTRIBUCION DE
CORRIENTES DE RETORNO Y DE CARGA Y,
LAS CAIDAS DE VOLTAJE

3.1. CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS PRINCIPALES PARA
EL ANALISIS

En funcionamiento normal los Sistemas Eléctricos de potencia constituyen sistemas trifásicos, simétricos, equilibrados. Su estudio puede reducirse al de un sistema monofásico equivalente (REF. 7). No así para los sistemas de distribución en los que aparece un cierto desequilibrio en su operación normal, ya sea porque la carga conectada sea desequilibrada, o por efecto de alguna falla. Razón por la cual los sistemas de distribución monofásicos, bifásicos y trifásicos deben ser tratados por separado.

La modelación de un sistema de distribución radial vertebrado (con derivaciones) resulta sumamente complicada para el análisis de distribución de corrientes de retorno a través del paralelo de neutro y tierra. Se complica más aún para sistemas trifásicos en los que debe incluirse el efecto de las inductancias mutuas sobre los parámetros de las líneas, incluido el efecto

de tierra.

Para que el análisis sea práctico antes que complicado, en este trabajo, al sistema de distribución se lo trata a manera de alimentador de uno o dos tramos, es decir, se puede analizar un alimentador de hasta dos cargas conectadas a la fuente de alimentación. Se han hecho consideraciones y aproximaciones que no afectan significativamente los resultados obtenidos, tratando siempre de acercarnos lo más posible a la realidad.

Se ha considerado:

- Que la resistividad del terreno es una sola a lo largo de todo el alimentador. Pero existe la posibilidad de dividir el alimentador en dos tramos de distinta resistividad cuando la diferencia sea apreciable.
- Que el tipo de puesta a tierra es uno sólo a lo largo de toda la línea y, con la consideración anterior, se obtiene una misma resistencia de puesta a tierra en todo el trayecto.
- Que las longitudes de separación entre postes adyacentes es constante, lo que da lugar a una división de la línea en segmentos de iguales características con igual valor de impedancias.
- Este análisis se ha preparado única y exclusivamente para condiciones normales de operación de un sistema

tema de distribución. Se ha omitido el análisis de falla asumiendo que el aparato seccionador protector es lo suficientemente rápido para que el tiempo de duración de la corriente de falla haga que ésta no sea considerada.

3.2. MODELACION DE LOS ELEMENTOS EN REDES DE DISTRIBUCION

La modelación de la línea de un alimentador de distribución, se hace a través de su impedancia, dividida en segmentos de longitud igual a la distancia existente entre dos puestas a tierra adyacentes, tanto para las fases como para el neutro. El propósito de esta división es incluir en el análisis el efecto real de la corriente de neutro que no es igual a lo largo de toda la línea por efecto de las puestas a tierra.

Este estudio está dedicado exclusivamente al comportamiento de la línea que forma el alimentador, razón por la cual no se incluye en el modelo la impedancia del transformador de la subestación de distribución.

La carga es modelada como una impedancia de valor constante, determinada a partir de la potencia de la carga, el factor de potencia de la misma y, el desbalance en circuitos bifásicos y trifásicos. Las puestas a tierra son simuladas como elementos de resistencia pura ubicados a intervalos regulares a lo largo de toda la línea.

En los siguientes numerales se detalla la modelación de los elementos y parámetros que conforman el alimentador de distribución.

3.3. ANALISIS EN SISTEMAS TRIFASICOS

El circuito a analizarse se indica en la FIG. 3.1. Suponemos que el conductor neutro está puesto a tierra a intervalos regulares cada cierto número de postes del alimentador de distribución, esto nos permite subdividir la línea en n segmentos de línea con iguales características.

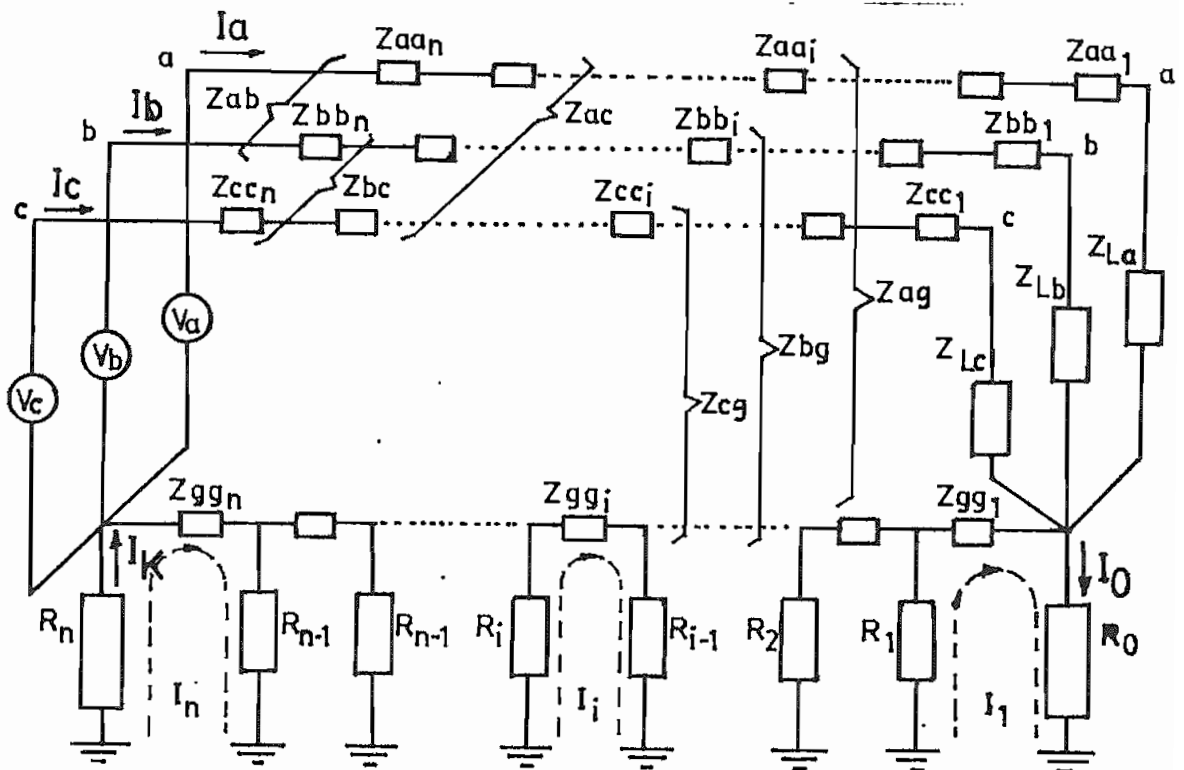


FIG. 3.1 IMPEDANCIAS DE UN ALIMENTADOR TRIFASICO DE UN SOLO TRAMO .

Según las leyes de Kirchoof; el sumatorio de las caídas de voltaje en una malla es igual a cero, o lo que es lo mismo, el voltaje de la fuente es igual a la suma de todas las caídas de voltaje de la malla.

Tomando en cuenta la fase "a":

$$V_a = v_a + v'_a + v_L + v_n + v'_n \quad (3.1)$$

donde:

- v_a es la caída de voltaje en el conductor de la fase "a" y está dada por:

$$v_a = I_a \sum_{i=1}^n Z_{aai} \quad (3.2)$$

Z_{aai} - es la impedancia propia del conductor de fase (de la fase "a") del segmento i ($i = 1, \dots, n$)

- v'_a es la caída de voltaje producida por el efecto mutuo, resultado de la circulación de corrientes en las otras dos fases y en el neutro, cuyo valor es:

$$v'_a = I_b \sum_{i=1}^n Z_{abi} + I_c \sum_{i=1}^n Z_{aci} + I_g \sum_{i=1}^n Z_{agi} + \sum_{i=1}^n I_i Z_{agi} \quad (3.3)$$

$$I_g = - (I_a + I_b + I_c) \quad (3.4)$$

Reemplazando 3.4 en 3.3:

$$v_a' = - I_a \sum_{i=1}^n Z_{agi} + I_b \sum_{i=1}^n (Z_{abi} - Z_{agi}) + \\ + I_c \sum_{i=1}^n (Z_{aci} - Z_{agi}) + \sum_{i=1}^n I_i Z_{agi} \quad (3.5)$$

Z_{abi} , Z_{aci} , Z_{agi} - impedancias mutuas del segmento \underline{i} , entre el conductor de la fase "a" y las otras líneas ($i = 1, \dots, n$)

- v_L caída de voltaje en la carga:

$$v_L = I_a Z_{La} \quad (3.6)$$

Z_{La} - impedancia de carga de la fase "a"

- v_n caída de voltaje en cada segmento del conductor neutro

$$v_n = - I_g \sum_{i=1}^n Z_{ggi} - \sum_{i=1}^n I_i Z_{ggi} \quad (3.7)$$

Reemplazando 3.4 en 3.7:

$$v_n = I_a \sum_{i=1}^n Z_{ggi} + I_b \sum_{i=1}^n Z_{ggi} + I_c \sum_{i=1}^n Z_{ggi} + \\ - \sum_{i=1}^n I_i Z_{ggi} \quad (3.8)$$

Z_{ggi} - impedancia propia del conductor neutro del segmento \underline{i} ($i = 1, \dots, n$)

- v_n' caída de voltaje producida por el efecto mutuo entre el neutro y las fases, resultado de la circulación de corriente en las mismas

$$v'_n = - I_a \sum_{i=1}^n Z_{agi} - I_b \sum_{i=1}^n Z_{bgi} + \\ - I_c \sum_{i=1}^n Z_{cgi} \quad (3.9)$$

Entonces: sumando 3.2 + 3.5 + 3.6 + 3.8 + 3.9

Por facilidad de notación omitiremos los límites de los sumatorios, sobreentendiéndose que estos van desde 1 hasta \underline{n} ($i = 1, \dots, n$)

$$V_a = I_a \sum Z_{aai} - I_a \sum Z_{agi} + I_b \sum (Z_{abi} - Z_{agi}) + \\ + I_c \sum (Z_{aci} - Z_{agi}) + \sum I_i Z_{agi} + I_a Z_{La} + \\ + I_a \sum Z_{ggi} + I_b \sum Z_{ggi} + I_c \sum Z_{ggi} + \\ - \sum I_i Z_{ggi} - I_a \sum Z_{agi} - I_b \sum Z_{bgi} + \\ - I_c \sum Z_{cgi} \quad (3.10)$$

Agrupando términos:

$$V_a = I_a \sum (Z_{aai} + Z_{ggi} - 2Z_{agi}) + Z_{La} + \\ + I_b \sum (Z_{bai} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{bgi}) + \\ + I_c \sum (Z_{cai} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{cgi}) + \\ - \sum I_i (Z_{ggi} - Z_{agi}) \quad (3.11)$$

Analogamente para las fases "b" y "c"

$$V_b = I_b \sum (Z_{bbi} + Z_{ggi} - 2Z_{bgi}) + Z_{Lb} +$$

$$\begin{aligned}
 &+ I_a \sum (Z_{abi} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{bgi}) + \\
 &+ I_c \sum (Z_{cbi} + Z_{ggi} - Z_{bgi} - Z_{cgi}) + \\
 &- \sum I_i (Z_{ggi} - Z_{bgi}) \quad (3.12)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_c = & I_c \sum (Z_{cci} + Z_{ggi} - 2Z_{cgi}) + Z_{Lc} + \\
 &+ I_a \sum (Z_{aci} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{cgi}) + \\
 &+ I_b \sum (Z_{cbi} + Z_{ggi} - Z_{bgi} - Z_{cgi}) + \\
 &- \sum I_i (Z_{ggi} - Z_{cgi}) \quad (3.13)
 \end{aligned}$$

Escribiendo en forma resumida:

$$\begin{aligned}
 V_a = & H_{aa} I_a + H_{ab} I_b + H_{ac} I_c - \sum I_i S_{ai} \\
 V_b = & H_{ba} I_a + H_{bb} I_b + H_{bc} I_c - \sum I_i S_{bi} \\
 V_c = & H_{ca} I_a + H_{cb} I_b + H_{cc} I_c - \sum I_i S_{ci} \quad (3.14)
 \end{aligned}$$

ECUACIONES DE LAZO

Para las tres fases, de 3.14, escribiendo en forma de matriz

$$(0) \quad \bar{V} = [H] I - \sum I_i \bar{S}_i$$

Para la malla 1

$$\begin{aligned}
 (1) \quad I_1 T_1 - (I_a + I_b + I_c) Z_{gg1} + I_a Z_{ag1} + I_b Z_{bg1} + \\
 + I_c Z_{cg1} - I_2 R_1 = 0
 \end{aligned}$$

Escribiendo como vector:

$$(1) \quad -\bar{S}_1 \bar{I} + I_1 T_1 - R_1 I_2 + R_0 (I_0 - I_1) = 0$$

Igualmente para el resto de mallas:

$$(2) \quad -\bar{S}_2 \bar{I} - R_1 I_1 + T_2 I_2 - R_2 I_3 = 0$$

$$(i) \quad -\bar{S}_i \bar{I} - R_{i-1} I_{i-1} + T_i I_i - R_i I_{i+1} = 0 \quad (3.15)$$

$$(n-1) \quad -\bar{S}_{n-1} \bar{I} - R_{n-2} I_{n-2} + T_{n-1} I_{n-1} - R_{n-1} I_n = 0$$

$$(n) \quad -\bar{S}_n \bar{I} - R_{n-1} I_{n-1} + T_n I_n + R_K (I_K - I_n) = 0$$

donde:

$$\bar{I} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad \bar{V} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$H = \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} & H_{ac} \\ H_{ba} & H_{bb} & H_{bc} \\ H_{ca} & H_{cb} & H_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$\begin{aligned} H_{aa} &= \sum (Z_{aai} + Z_{ggi} - 2Z_{agi}) + Z_{La} \\ H_{bb} &= \sum (Z_{bbi} + Z_{ggi} - 2Z_{bgi}) + Z_{Lb} \\ H_{cc} &= \sum (Z_{cc i} + Z_{ggi} - 2Z_{cgi}) + Z_{Lc} \\ H_{ab} = H_{ba} &= \sum (Z_{abi} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{bgi}) \\ H_{ac} = H_{ca} &= \sum (Z_{aci} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{cgi}) \\ H_{bc} = H_{cb} &= \sum (Z_{bci} + Z_{ggi} - Z_{bgi} - Z_{cgi}) \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\bar{S}_i = \begin{bmatrix} S_{ai} \\ S_{bi} \\ S_{ci} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\begin{aligned} S_{ai} &= Z_{ggi} - Z_{agi} \\ S_{bi} &= Z_{ggi} - Z_{bgi} \\ S_{ci} &= Z_{ggi} - Z_{cgi} \end{aligned} \quad (3.20)$$

$$T_i = R_{i-1} + Z_{ggi} + R_i \quad (3.21)$$

Aplicando el método de eliminación de doble lado
(REF. 1):

Del grupo de ecuaciones (3.1b), I_i puede escribirse co
mo:

$$\begin{aligned} I_i &= A_i I_{i-1} + B_i I_{i+1} + \bar{C}_i \bar{I} \\ &\text{para } i = 2, \dots, n-1 \end{aligned} \quad (3.22)$$

donde:

$$\begin{aligned} A_i &= R_{i-1} / T_i \\ B_i &= R_i / T_i \\ \bar{C}_i &= \bar{S}_i / T_i \end{aligned} \quad (3.23)$$

para $i = 2, \dots, n-1$

$$\bar{C}_i = \begin{bmatrix} C_{ai} \\ C_{bi} \\ C_{ci} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

$$\begin{aligned}
 C_{ai} &= S_{ai} / T_i \\
 C_{bi} &= S_{bi} / T_i \\
 C_{ci} &= S_{ci} / T_i
 \end{aligned}
 \tag{3.25}$$

De las ecuaciones de lazo (1) y (n) de (3.1b) se define:

$$\begin{aligned}
 A_1 &= - \frac{R_0}{T_1 - R_0} \quad ; \quad A_n = \frac{R_{n-1}}{T_n - R_n} \\
 A_2 &= \frac{R_1}{T_1 - R_0} \quad ; \quad B_n = \frac{- R_n}{T_n - R_n} \\
 \bar{C}_1 &= \frac{\bar{S}_1}{T_1 - R_0} \quad ; \quad \bar{C}_n = \frac{\bar{S}_n}{T_n - R_n}
 \end{aligned}
 \tag{3.26}$$

Con estos valores la ecuación (3.22) es válida para $i = 1, \dots, n$

De igual forma puede escribirse:

para $i = 2, \dots, n$

$$I_i = \delta_i I_{i-1} + \gamma_i I_K + \bar{\alpha}_i \bar{I} \tag{3.27}$$

$$I_{i+1} = \delta_{i+1} I_i + \gamma_{i+1} I_K + \bar{\alpha}_{i+1} \bar{I}$$

Reemplazando en (3.22):

$$I_i = \frac{1}{1 - B_i \delta_{i+1}} [A_i I_{i-1} + B_i \gamma_{i+1} I_K +$$

$$+ (B_i \bar{\alpha}_{i+1} + \bar{c}_i) \bar{I}] \quad (3.28)$$

Comparando las ecuaciones (3.28) y (3.27), se define:

$$\begin{aligned} \delta_i &= A_i / (1 - B_i \delta_{i+1}) \\ \gamma_i &= B_i \gamma_{i+1} / (1 - B_i \delta_{i+1}) \end{aligned} \quad (3.29)$$

$$\bar{\alpha}_i = (\bar{c}_i + B_i \bar{\alpha}_{i+1}) / (1 - B_i \delta_{i+1})$$

$$\begin{aligned} \text{y: } \delta_{n+1} &= 0 & ; & \quad \delta_n = A_n \\ \gamma_{n+1} &= 1 & ; & \quad \gamma_n = B_n \\ \bar{\alpha}_{n+1} &= 0 & ; & \quad \bar{\alpha}_n = \bar{c}_n \end{aligned} \quad (3.30)$$

para $i = 1, \dots, n - 1$

$$\begin{aligned} I_i &= \mathcal{E}_i I_{i+1} + \theta_i I_0 + \bar{\eta}_i \bar{I} \\ I_{i-1} &= \mathcal{E}_{i-1} I_i + \theta_{i-1} I_0 + \bar{\eta}_{i-1} \bar{I} \end{aligned} \quad (3.31)$$

Reemplazando en (3.22)

$$\begin{aligned} I_i &= \frac{1}{1 - A_i \mathcal{E}_{i-1}} [A_i \theta_{i-1} I_0 + B_i I_{i+1} + \\ &+ (A_i \bar{\eta}_{i-1} + \bar{c}_i) \bar{I}] \end{aligned} \quad (3.32)$$

Comparando las ecuaciones (3.32) y (3.31), se define:

$$\mathcal{E}_i = B_i / (1 - A_i \mathcal{E}_{i-1})$$

$$\theta_i = A_i \theta_{i-1} / (1 - A_i \varepsilon_{i-1}) \quad (3.33)$$

$$\bar{\eta}_i = (\bar{C}_i + A_i \bar{\eta}_{i-1}) / (1 - A_i \varepsilon_{i-1})$$

$$y: \quad \varepsilon_0 = 0 \quad ; \quad \varepsilon_1 = B_1$$

$$\theta_0 = 1 \quad ; \quad \theta_1 = A_1 \quad (3.34)$$

$$\bar{\eta}_0 = 0 \quad ; \quad \bar{\eta}_1 = C_1$$

De las ecuaciones (3.28) y (3.31) eliminamos I_{i-1} y I_{i+1} de la siguiente manera:

$$\text{De (3.31): } I_{i-1} = \varepsilon_{i-1} I_i + \theta_{i-1} I_0 + \bar{\eta}_{i-1} \bar{Y} \quad (3.35)$$

En (3.28):

$$I_i = \frac{1}{1 - \delta_i \varepsilon_{i-1}} [(\alpha_i + \delta_i \bar{\eta}_{i-1}) \bar{Y} + \gamma_i I_K + \delta_i \theta_{i-1} I_0] \quad (3.36)$$

Escribiendo en forma simplificada:

$$I_i = U_i \bar{Y} + V_i I_K + W_i I_0 \quad (3.37)$$

para $i = 2, \dots, n$

donde:

$$\begin{aligned} \bar{U}_i &= (\alpha_i + \delta_i \bar{\eta}_{i-1}) / (1 - \delta_i \varepsilon_{i-1}) \\ V_i &= \gamma_i / (1 - \delta_i \varepsilon_{i-1}) \\ W_i &= \delta_i \theta_{i-1} / (1 - \delta_i \varepsilon_{i-1}) \end{aligned} \quad (3.38)$$

para $i = 2, \dots, n$

De (3.27): $I_{i+1} = \delta_{i+1} I_i + \gamma_{i+1} I_K + \bar{\alpha}_{i+1} \bar{I}$

En (3.31):

$$I_i = \frac{1}{1 - \varepsilon_i \delta_{i+1}} [(\varepsilon_i \bar{\alpha}_{i+1} + \bar{\eta}_i) \bar{I} + \varepsilon_i \gamma_{i+1} I_K + \theta_i I_0]$$

$$I_i = \bar{u}_i \bar{I} + v_i I_K + w_i I_0 \quad (3.39)$$

para $i = 1, \dots, n - 1$

donde:

$$\begin{aligned} \bar{u}_i &= (\bar{\eta}_i + \varepsilon_i \bar{\alpha}_{i+1}) / (1 - \varepsilon_i \delta_{i+1}) \\ v_i &= \varepsilon_i \gamma_{i+1} / (1 - \varepsilon_i \delta_{i+1}) \\ w_i &= \theta_i / (1 - \varepsilon_i \delta_{i+1}) \end{aligned} \quad (3.40)$$

para $i = 1, \dots, n - 1$

Reemplazando el valor de I_i en las ecuaciones (0), (1) y (n) de (3.15)* tenemos:

$$\begin{aligned} (0) \quad & ([H] - \bar{S}_1 \bar{u}_1 - \sum_{i=2}^n \bar{S}_i \bar{u}_i) \bar{I} - \\ & (\bar{S}_1 v_1 + \sum_{i=2}^n \bar{S}_i v_i) I_K - \\ & (\bar{S}_1 w_1 + \sum_{i=2}^n \bar{S}_i w_i) I_0 = \bar{V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (1) \quad & (T_1 \bar{u}_1 - \bar{S}_1 - R_1 \bar{u}_2) \bar{I} + (T_1 v_1 - R_1 v_2) I_K + \\ & + (T_1 w_1 - R_1 w_2) I_0 = 0 \end{aligned} \quad (3.41)$$

$$\begin{aligned} (n) \quad & (T_n \bar{u}_n - \bar{S}_n - R_{n-1} \bar{u}_{n-1}) \bar{I} + (T_n v_n - R_{n-1} v_{n-1}) I_K + \\ & + (T_n w_n - R_{n-1} w_{n-1}) I_0 = 0 \end{aligned}$$

Resolviendo este sistema de cinco ecuaciones con cinco incógnitas, por cualquier método, obtenemos las corrientes de carga I_a , I_b , I_c , y las corrientes de puesta a tierra en la subestación y en la carga I_K e I_0 . Con estos valores podemos determinar directamente por sustitución las corrientes I_i ($i = 1, \dots, n$) de todas las mallas.

3.4. ANALISIS EN SISTEMAS BIFASICOS

En igual forma que en el caso anterior, subdividimos el sistema en "n" segmentos de iguales características, como lo indica la FIG. 3.2.

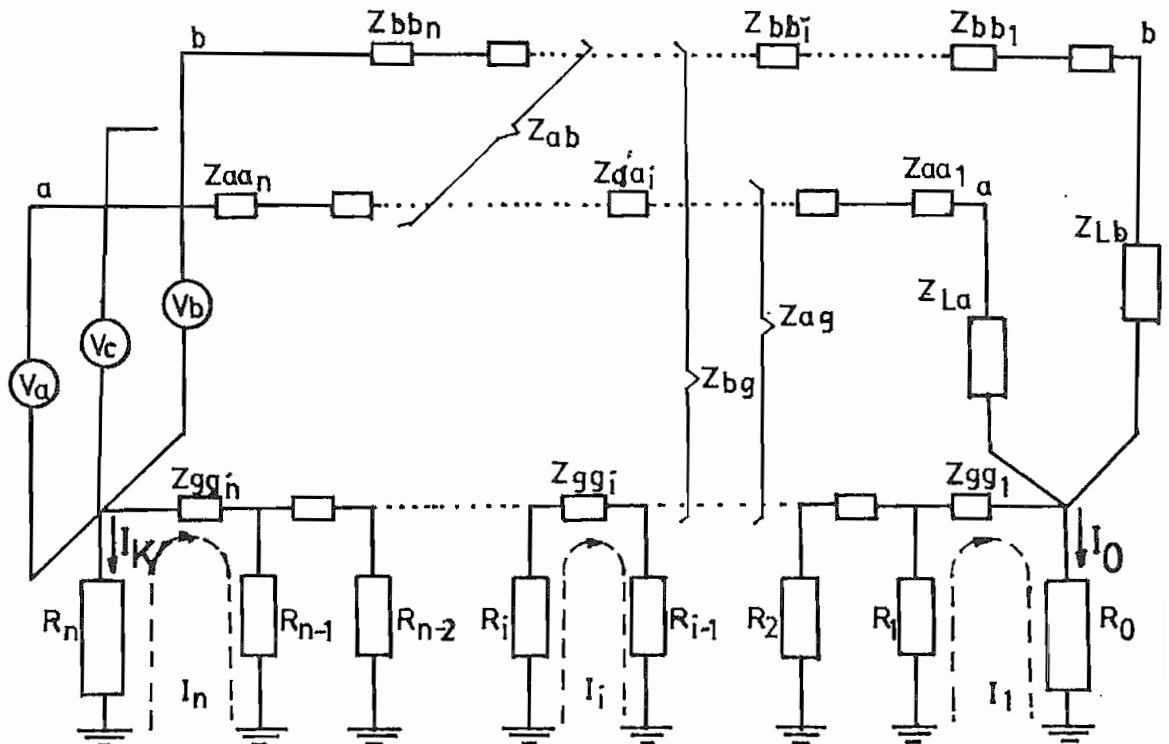


FIG. 3.2 IMPEDANCIAS DE UN ALIMENTADOR BIFASICO DE UN SOLO TRAMO

Según la ley de Kirchoof, tomando en cuenta la fase "a":

$$V_a = v_a + v'_a + v_L + v_n + v'_n \quad (3.42)$$

$$\text{donde: } v_a = I_a \sum_{i=1}^n Z_{aai}$$

$$v'_a = I_b \sum_{i=1}^n Z_{abi} - (I_a + I_b) \sum_{i=1}^n Z_{agi} + \sum_{i=1}^n I_i Z_{agi}$$

$$v_L = I_a Z_{La} \quad (3.43)$$

$$v_n = (I_a + I_b) \sum_{i=1}^n Z_{ggi} - \sum_{i=1}^n I_i Z_{ggi}$$

$$v'_n = - I_a \sum_{i=1}^n Z_{agi} - I_b \sum_{i=1}^n Z_{bgi}$$

Reemplazando (3.43) en (3.42):

$$\begin{aligned} V_a = & I_a \sum_{i=1}^n Z_{aai} - I_a \sum_{i=1}^n Z_{agi} - I_b \sum_{i=1}^n Z_{agi} + I_b \sum_{i=1}^n Z_{abi} \\ & + \sum_{i=1}^n I_i Z_{agi} + I_a Z_{La} + I_a \sum_{i=1}^n Z_{ggi} + I_b \sum_{i=1}^n Z_{ggi} \\ & - \sum_{i=1}^n I_i Z_{ggi} - I_a \sum_{i=1}^n Z_{agi} - I_b \sum_{i=1}^n Z_{bgi} \end{aligned}$$

Agrupando términos:

$$\begin{aligned} V_a = & I_a \sum_{i=1}^n (Z_{aai} + Z_{ggi} - 2Z_{agi}) + Z_{La} + \\ & + I_b \sum_{i=1}^n (Z_{bai} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{bgi}) + \\ & - \sum_{i=1}^n I_i (Z_{ggi} - Z_{agi}) \quad (3.44) \end{aligned}$$

En la misma forma para la fase "b"

$$V_b = I_b \sum_{i=1}^n (Z_{bbi} + Z_{ggi} - 2Z_{agi}) + Z_{La} +$$

$$\begin{aligned}
 &+ I_a \sum_{i=1}^n (Z_{abi} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{bgi}) + \\
 &- \sum_{i=1}^n I_i (Z_{ggi} - Z_{bgi})
 \end{aligned} \tag{3.45}$$

Escribiendo en forma resumida:

$$\begin{aligned}
 V_a &= H_{aa} I_a + H_{ab} I_b - \sum_{i=1}^n I_i S_{ai} \\
 V_b &= H_{ab} I_a + H_{bb} I_b - \sum_{i=1}^n I_i S_{bi}
 \end{aligned} \tag{3.46}$$

Ecuaciones de lazo:

$$\begin{aligned}
 (0) \quad \bar{V} &= [H] \bar{I} - \sum_{i=1}^n I_i \bar{S}_i \\
 (1) \quad -\bar{S}_1 \bar{I} + I_1 T_1 - R_1 I_2 + R_0 (I_0 - I_1) &= 0 \\
 (2) \quad -\bar{S}_2 \bar{I} - R_1 I_1 + T_2 I_2 - R_2 I_3 &= 0 \\
 (i) \quad -\bar{S}_i \bar{I} - R_{i-1} I_{i-1} + T_i I_i - R_i I_{i+1} &= 0 \\
 (n-1) \quad -\bar{S}_{n-1} \bar{I} - R_{n-2} I_{n-2} + T_{n-1} I_{n-1} - R_{n-1} I_n &= 0 \\
 (n) \quad -\bar{S}_n \bar{I} - R_{n-1} I_{n-1} + T_n I_n + R_K (I_K - I_n) &= 0
 \end{aligned} \tag{3.47}$$

En este caso:

$$\bar{I} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix} ; \quad \bar{V} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \end{bmatrix} ; \quad H = \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{bb} \end{bmatrix}$$

donde:

$$H_{aa} = \sum_{i=1}^n (Z_{aai} + Z_{ggi} - 2Z_{agi}) + Z_{La}$$

$$H_{bb} = \sum_{i=1}^n (Z_{bbi} + Z_{ggi} - 2Z_{bgi}) + Z_{Lb}$$

$$H_{ab} = H_{ba} = \sum_{i=1}^n (Z_{abi} + Z_{ggi} - Z_{agi} - Z_{bgi})$$

$$\bar{S}_i = \begin{bmatrix} S_{ai} \\ S_{bi} \end{bmatrix}$$

$$S_{ai} = Z_{ggi} - Z_{agi}$$

$$S_{bi} = Z_{ggi} - Z_{bgi}$$

$$T_i = R_{i-1} + Z_{ggi} + R_i$$

Aplicando el método de eliminación de doble lado, en forma similar al análisis anterior, llegamos a obtener un sistema de cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas, I_a , I_b , I_0 , I_K .

$$(0) \quad \left(H - \bar{S}_1 \bar{U}_1 - \sum_{i=2}^n \bar{S}_i \bar{U}_i \right) \bar{I} - \left(\bar{S}_1 v_1 + \sum_{i=2}^n \bar{S}_i v_i \right) I_K + \\ - \left(\bar{S}_1 w_1 + \sum_{i=2}^n \bar{S}_i w_i \right) I_0 = \bar{V}$$

$$(1) \quad \left(T_1 \bar{u}_1 - \bar{S}_1 - R_1 \bar{U}_2 \right) \bar{I} + \left(T_1 v_1 - R_1 v_2 \right) I_K + \\ + \left(T_1 w_1 - R_1 w_2 \right) I_0 = 0$$

$$(n) \quad \left(T_n \bar{U}_n - \bar{S}_n - R_{n-1} u_{n-1} \right) \bar{I} + \left(T_n v_n - R_{n-1} v_{n-1} \right) I_K + \\ + \left(T_n w_n - R_{n-1} w_{n-1} \right) I_0 = 0$$

3.5. ANALISIS EN SISTEMAS MONOFASICOS

El circuito a analizarse se presenta en la FIG. 3.3. Al igual que en los casos anteriores, partiendo de las ecuaciones de lazo y aplicando el método de eliminación de doble lado, llegamos a las mismas ecuaciones:

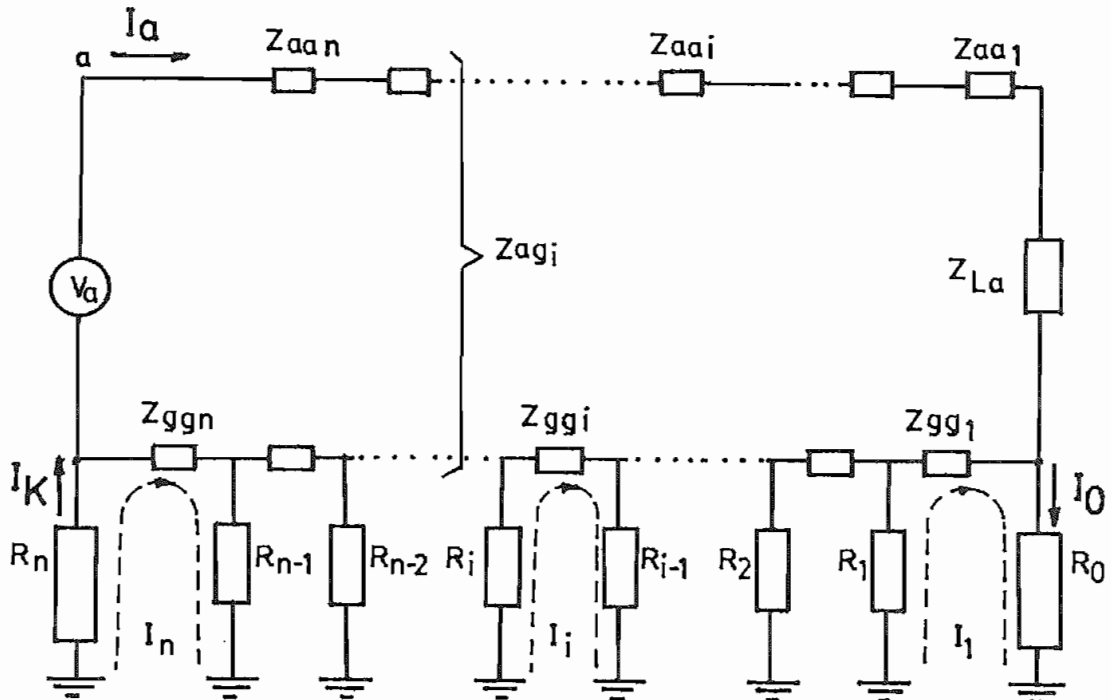


FIG. 3.3 IMPEDANCIAS DE UN ALIMENTADOR MONOFASICO DE UN SOLO TRAMO

$$(0) \quad (H - S_1 u_1 - \sum_{i=2}^n S_i U_i) I - (S_1 v_1 + \sum_{i=2}^n S_i V_i) I_K + \\ - (S_1 w_1 + \sum_{i=2}^n S_i W_i) I_0 = V$$

$$(1) \quad (T_1 u_1 - S_1 - R_1 U_2) I + (T_1 v_1 - R_1 V_2) I_K +$$

$$+ (T_1 w_1 - R_1 w_2) I_0 = 0$$

$$(n) \quad (T_n U_n - S_n - R_{n-1} u_{n-1}) I + (T_n V_n - R_{n-1} v_{n-1}) I_K + \\ + (T_n W_n - R_{n-1} w_{n-1}) I_0 = 0$$

En este caso:

$$H = \sum_{i=1}^n (Z_{aai} + Z_{ggi} - 2Z_{agi}) + Z_{La}$$

$$S_i = Z_{ggi} - Z_{agi}$$

$$T_i = R_{i-1} + Z_{ggi} + R_i$$

EN RESUMEN

Las ecuaciones son las mismas para los tres casos, la diferencia está en las dimensiones de la matriz H y los vectores \bar{S} , \bar{I} , \bar{V} , para cada caso.

Para un sistema trifásico, H es una matriz de dimensiones 3 x 3 como ya se la definió anteriormente, y los vectores son de magnitud 3 x 1, con lo cual el sistema de ecuaciones a resolver finalmente es de cinco ecuaciones con cinco incógnitas.

Para un sistema bifásico, H es una matriz 2 x 2 y los vectores de dimensiones 2 x 1, llegando finalmente a un sistema de ecuaciones 4 x 4.

En sistemas monofásicos H tiene un solo valor, así como también S, I, V, con lo que se llega a un sistema

final de ecuaciones 3×3 , esto es, tres ecuaciones con tres incógnitas de fácil solución.

En todos los casos se determinan las corrientes de carga y las corrientes en la puesta a tierra de la sub estación y de la carga, para luego por sustitución encontrar las corrientes de todas las mallas. Una vez determinadas las corrientes de todas las mallas, aplicando la ley de Kirchoof para nodos, se determinan las corrientes en cada segmento del neutro y en cada una de las puestas a tierra y así llegar a la solución final del problema.

ANALISIS MATEMATICO DE UN ALIMENTADOR DE DOS TRAMOS

Consideremos el sistema de la FIG. 3.4, en el que se presenta un alimentador trifásico de dos tramos o cargas.

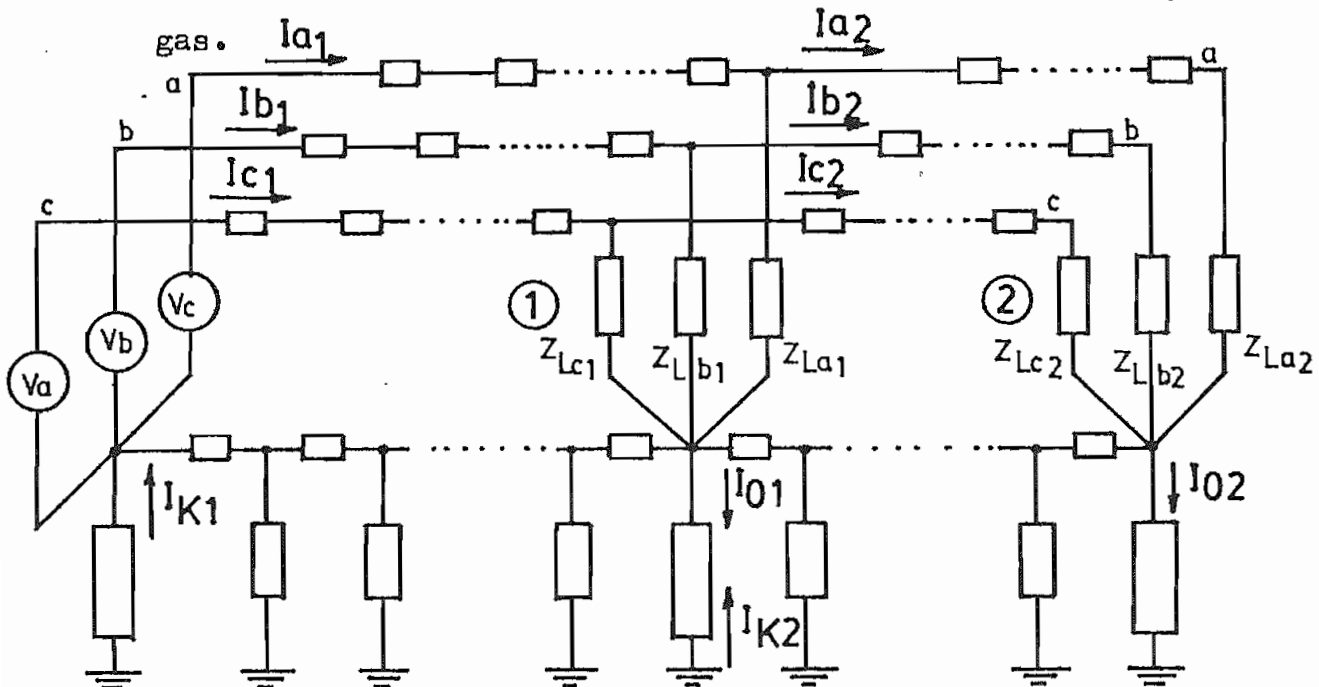


FIG. 3.4 ALIMENTADOR TRIFASICO DE DOS TRAMOS

Para un alimentador trifásico de un solo tramo llegamos a un sistema de cinco ecuaciones con cinco incógnitas. Escribiendo en forma resumida:

$$\begin{bmatrix} HL_{11} & HL_{12} & \dots & HL_{15} \\ HL_{21} & HL_{22} & \dots & HL_{25} \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ HL_{51} & HL_{52} & \dots & HL_{55} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{b1} \\ I_{c1} \\ I_{K1} \\ I_{O1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

donde: HL es la matriz de coeficientes del sistema de ecuaciones de un alimentador trifásico de un solo tramo.

I_{a1} , I_{b1} , I_{c1} , son las corrientes de malla de las fases del primer tramo.

I_{K1} , I_{O1} , son las corrientes de puesta a tierra de la subestación y de la carga del primer tramo.

Por un momento aislaremos los dos tramos y los analizaremos por separado. Si tratamos el segundo tramo como un problema independiente llegaríamos a una matriz de coeficientes similar al de un solo tramo, dada por:

$$\begin{bmatrix} HF_{11} & HF_{12} & \dots & HF_{15} \\ HF_{21} & HF_{22} & \dots & HF_{25} \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ HF_{51} & HF_{52} & \dots & HF_{55} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{a2} \\ I_{b2} \\ I_{c2} \\ I_{K2} \\ I_{02} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

donde: HF es la matriz de coeficientes del sistema de ecuaciones del segundo tramo, con la siguiente modificación:

$$Z_{La} = Z_{La1} + Z_{La2}$$

$$Z_{Lb} = Z_{Lb1} + Z_{Lb2}$$

$$Z_{Lc} = Z_{Lc1} + Z_{Lc2}$$

Agrupando los dos tramos, llegamos a una matriz de coeficientes formada por cuatro submatrices de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} HL & H' \\ H' & HF \end{bmatrix} = Z$$

donde:

$$H' = \begin{bmatrix} -Z_{La1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -Z_{Lb1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Z_{Lc1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Z es la matriz de coeficientes de un sistema de dos mallas, de orden 10 x 10.

Escribiendo el sistema de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix}
 Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1 \ 10} \\
 Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2 \ 10} \\
 \cdot & \cdot & & \cdot \\
 \cdot & \cdot & & \cdot \\
 \cdot & \cdot & & \cdot \\
 \cdot & \cdot & & \cdot \\
 \cdot & \cdot & & \cdot \\
 \cdot & \cdot & & \cdot \\
 Z_{10 \ 1} & Z_{10 \ 2} & \dots & Z_{10 \ 10}
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 I_{a1} \\
 I_{b1} \\
 I_{c1} \\
 I_{K1} \\
 I_{O1} \\
 I_{a2} \\
 I_{b2} \\
 I_{c2} \\
 I_{K2} \\
 I_{O2}
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 V_a \\
 V_b \\
 V_c \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0
 \end{bmatrix}$$

Por otro lado: $I_{O1} = - I_{K2}$

Sustituyendo I_{K2} por $- I_{O1}$ el sistema de ecuaciones se reduce en una incógnita y una ecuación. La matriz Z se modifica en su dimensión, así: Para un sistema trifásico de dos mallas se reduce a una matriz 9 x 9. Para un sistema bifásico de dos mallas, a una matriz 7 x 7. Y para un sistema monofásico de dos mallas, a una matriz 5 x 5.

3.6 DETERMINACION DE LA CAIDA DE VOLTAJE EN EL PUNTO MAS ALEJADO DE LA RED.

Cuando un sistema trifásico está desequilibrado ya no es posible expresar la caída de voltaje en cada fase como el producto de la corriente en esa fase por la impedancia equivalente por fase. La caída de voltaje en cada fase está dada por la suma del producto de la corriente que circula por el conductor por la impedancia propia del conductor, más los productos de las corrientes en los otros conductores por las impedancias mutuas correspondientes. Habrá que considerar también la corriente que circula por el conductor neutro y tierra (corriente de desequilibrio), para calcular la caída de voltaje en una de las fases, el producto de esta corriente por la impedancia mutua entre el circuito de neutro y/o tierra y el conductor correspondiente.

El programa digital desarrollado en esta tesis calcula la caída de voltaje total en módulo y en porcentaje con respecto al voltaje de carga (regulación), en el punto más alejado de la red y para la fase con mayor carga, de la siguiente manera:

Al programa se introduce como datos la potencia total conectada al alimentador trifásico en KVA. (S_T) y el desbalance de carga en porcentaje (d). Datos con los cuales determinamos la potencia conectada a cada una de las fases.

$$S_T = S_a + S_b + S_c$$

donde: S_a , S_b , S_c son las potencias conectadas a las fases "a", "b", "c", respectivamente.

$$S_b = S_c$$

$$S_a = S_b (1 + d/100)$$

Reemplazando:

$$S_T = S_b (1 + d/100) + 2S_b$$

Despejando:

$$S_b = \frac{S_T}{3 + d/100}$$

$$S_a = \left(\frac{S_T}{3 + d/100} \right) (1 + d/100)$$

Con la potencia de la fase "a", el voltaje de la red y el factor de potencia de la carga, calculamos la impedancia de carga de la fase "a" que es la que consideramos con sobrecarga.

$$V_c = I_a Z_{La}$$

donde: V_c es el voltaje de la carga.

I_a es la corriente de la fase "a"

Z_{La} es la carga conectada (impedancia) a la fase "a".

La regulación calculamos aplicando la fórmula:

$$R(\%) = \frac{V_F - V_C}{V_C} \times 100$$

donde: V_F es el valor absoluto del voltaje en la fuente.

V_C es el valor absoluto del voltaje de carga.

El programa también calcula la caída de voltaje en el conductor de fase, con la fórmula:

$$v_a = I_a Z_{aa} + I_b Z_{ab} + I_c Z_{ac} - I_n Z_{an}$$

La caída de voltaje en el retorno, neutro y tierra en paralelo, será:

$$v_n = v_T - v_a$$

donde: v_n es la caída de voltaje en el retorno (neutro y tierra)

v_T es la caída de voltaje total, dada por:

$$v_T = V_F - V_C$$

v_a es la caída de voltaje en el conductor de fase.

C A P I T U L O I V

EFEECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

4.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Si se utiliza la tierra como conductor de retorno, "hasta podría prescindirse del conductor neutro", pero como ya lo hemos visto, la resistividad del suelo, es muy variable y, esto lógicamente no ofrece ninguna seguridad sobre el diseño de una red de distribución, pero brinda la posibilidad de que el conductor neutro pueda ser de menor capacidad (sección) que el conductor de fase que puede resultar significativamente económico en la construcción de líneas de distribución con muy pequeña disminución del desempeño eléctrico de la red o del sistema. Sin embargo, siempre que una línea esté construida con conductores de fase y neutro de diferente sección, material o trenzado, se requiere necesariamente de la observación de ciertas precauciones en el sentido de que el neutro pueda satisfacer los requerimientos mínimos de la red (REF. 11).

4.2. ASPECTOS QUE DEBEN TOMARSE EN CUENTA SOBRE EL DIMEN - SIONAMIENTO DE LA RED.

En general, la potencia eléctrica máxima a transmitir

por una línea de distribución, está limitada por tres factores siguientes:

1.- La capacidad del conductor, determinada por el límite térmico. El factor de capacidad del conductor, en general, no es determinante para el dimensionamiento de una red de distribución, puesto que mayor incidencia tiene el conductor económico y más aún la caída de voltaje, dependiendo de las características de la línea.

2.- El conductor económico, determinado por el costo de operación de la línea. Dada la potencia a transmitir y su variación en función del tiempo, el costo inicial de la línea, los cargos financieros y el costo de la energía, es posible establecer en cada caso el número y tamaño de los conductores que determina el costo mínimo de operación.

3.- La caída de voltaje, que es una función de los parámetros característicos del conductor y de la distancia del punto de alimentación al punto de aplicación de la carga. La magnitud de la caída de voltaje está determinada por los parámetros de resistencia y reactancia inductiva del conductor y la longitud de la línea.

Particularmente, la selección del conductor neutro requiere de ciertas consideraciones:

4.2.1. CONSIDERACIONES DE CORRIENTE DE CARGA

En una línea monofásica con neutro con múltiples puestas a tierra, toda la corriente de carga retorna hacia la fuente a través del paralelo formado por neutro y tierra, la distribución de corrientes entre estos dos caminos de retorno dependerá de las características del terreno, del número de puestas a tierra y de la forma de las mismas. En una línea bifásica (dos fases a 120°) la corriente de retorno es una gran parte de la corriente de carga.

En una línea trifásica con neutro multiterrado. El neutro y tierra en conjunto llevarán únicamente la corriente de desbalance de la carga del sistema. Al mismo tiempo, en condiciones normales, rara vez ésta podría exceder del 20% de la corriente de fase. En este caso bastaría con un neutro de capacidad igual al 20% de la corriente de fase, sin embargo, la combinación neutro-tierra podría ser forzada a llevar un gran porcentaje de la corriente de fase fuera de operación normal del sistema, cuando una o dos fases se abran y el desbalance se incremente significativamente. Por lo general, un sistema trifásico es balanceado y estas condiciones de desbalance son poco probables (REF. 11).

4.2.2. CONSIDERACIONES DE CORRIENTES DE FALLA

La magnitud de la corriente de falla debe también ser

considerada en la selección de la sección del conductor neutro. En una falla fase-tierra (la más común), el neutro por estar conectado a tierra se ve obligado a llevar de retorno hacia la fuente un buen porcentaje de la corriente de falla. Usualmente ésta podría ser significativa, únicamente donde la máxima corriente de falla línea-tierra exceda los 3.000 amperios y esté contemplado el uso de una sección de neutro mínima (# 4 o # 2 ACSR). Para condiciones semejantes debe chequearse también los límites de fusión del conductor y compararlo con la curva característica corriente-tiempo del elemento seccionalizador protector. Donde es posible el daño del conductor, puede ser necesario usar un neutro de mayor área para altas corrientes de falla, o un aparato de protección que pueda proveer protección.

La variación del valor de la resistividad del suelo en sistemas con neutro conectado a tierra tiene incidencia directa sobre la corriente de carga y de falla, como también, sobre las corrientes de neutro y de puesta a tierra y más concretamente sobre la regulación del sistema, como lo veremos más adelante. La selección del conductor neutro requiere de un estudio previo del valor y comportamiento de la resistividad del suelo, de la zona sobre la cual se extenderá la línea.

En los numerales siguientes de este capítulo veremos

algunos ejemplos, de cómo afecta el valor de la resistividad sobre algunos de los parámetros de diseño de un alimentador de distribución.

4.3. NUMERO Y TIPO DE PUESTAS A TIERRA POR KILOMETRO

En las figuras 4.1, 4.2 y 4.3, se presentan las curvas de los resultados obtenidos para la corriente de carga, máximas corrientes de neutro y de puesta a tierra y, regulación respectivamente, en un sistema monofásico con conductores de fase y neutro de diferente sección (2/0 y 2 ACSR), en función de la resistividad del suelo, para diferente número de puestas a tierra por Km. En ellas se observa que a partir de los 600 Ohms-m. en adelante la variación de estas corrientes es mínima, lo cual significa que la resistividad del suelo y la variación de la misma tiene importancia únicamente dentro del rango de 1 a 600 Ohms-m., hacemos notar que la variación de corrientes es más acentuada dentro del rango de 1 a 100 Ohms-m. de resistividad del suelo.

Por otro lado, en general, el número de puestas a tierra/Km., es importante dentro del rango de resistividades de 1 a 600 Ohms-m. Para resistividades mayores a los 600 Ohms-m. el efecto del número de puestas a tierra es mínimo. Para resistividades mayores a los 600 Ohms-m., el número de puestas a tierra/Km. no tiene efecto alguno sobre la distribución de corrientes

entre neutro y tierra (FIG. 4.2). En otras palabras, el número de puestas a tierra/Km. puede ser útil cuando la resistividad sea menor a 600 Ohms-m., por ejemplo, se obtiene el mismo efecto de corriente de carga (FIG. 4.1) y regulación (FIG. 4.3), si en una zona con una resistividad de 450 Ohms-m. se hacen 4 tomas a tierra/Km., que en una zona con una resistividad de 150 Ohms-m con 1 toma a tierra/Km. El efecto del número de puestas a tierra/Km. depende exclusivamente del valor de la resistividad.

En cuanto al tipo de puesta a tierra, mejor será el aprovechamiento del suelo como conductor mientras menor sea la resistencia de puesta a tierra. Lógicamente, menor resistencia se consigue con el tipo de puesta a tierra número 5 (cuatro varillas en paralelo en forma de cuadro), que es la toma de tierra más elaborada de todas y por tanto la más costosa. El tipo de puesta a tierra número 6 (conductor enrollado en la base del poste), es la más sencilla y menos costosa pero es la que tiene la mayor resistencia de contacto. Además, dentro de un mismo tipo de puesta a tierra, la resistencia de puesta a tierra varía si cambian las dimensiones de los componentes de la puesta a tierra y como consecuencia de esto cambia también los resultados dentro del sistema.

En las figuras 4.5.a y 4.5.b, se presenta la regulación en función de la resistividad (3 puestas a tie -

rra/Km), para diferentes tipos de puesta a tierra y la regulación en función del número de puestas a tierra (para una resistividad de 100 Ohms-m.), para diferentes tipos de puesta a tierra, respectivamente. Al igual que el número de puestas a tierra por Km., el efecto del tipo de puesta a tierra depende del valor de la resistividad, esto es, para resistividades del suelo mayores a los 600 Ohms-m., el tipo de puesta a tierra no tiene mayor incidencia sobre la regulación. Si observamos la FIG. 4.5.b., la regulación es menor, cuanto mayor el número de puestas a tierra, al igual que cuanto menor es la resistencia de puesta a tierra, así: en este ejemplo en particular (longitud 11 Km. y Resistividad media 100 Ohms-m.), la regulación puede disminuir del 8% al 7% para un mismo tipo de puesta a tierra con 1 puesta a tierra/Km. y con 4 puestas a tierra/Km., pero para valores de resistividad mayores a 600 Ohms-m. este efecto disminuye.

En resumen, el tipo de puesta a tierra tiene importancia en la medida en que se reduzca su resistencia de contacto, y al igual que el número de puestas a tierra/Km., para valores de resistividad menores a los 600 Ohms-m.

4.4. EFECTOS EN LA REGULACION

La regulación del voltaje es uno de los limitantes de mayor incidencia dentro del diseño de un sistema de

distribución de energía eléctrica.

En la FIG. 4.3 en la que se presenta la regulación en un sistema monofásico en función de la resistividad y el número de puestas a tierra por Km. Para resistividades de 1 Ohm-m. y de 4 puestas a tierra/Km., la regulación es baja pero crece rápidamente hasta los 600 Ohms-m. de resistividad. La diferencia en la regulación para 1 y 2 puestas a tierra/Km. es mayor que para 2 y 3 puestas a tierra/Km. y ésta a su vez es mayor que para 3 y 4 puestas a tierra/Km., esto significa que si incrementamos indefinidamente el número de puestas a tierra/Km., después de 4 puestas a tierra/Km. no se consigue mejoras de importancia para el sistema.

En la FIG. 4.4 se presenta la regulación para un sistema monofásico con conductores de fase y neutro de igual sección (2/O ACSR) en función de la resistividad, en este caso, la regulación es prácticamente constante para resistividades del suelo mayores a 100 Ohms-m. y 1 puesta a tierra/Km. Se presenta un cambio brusco en el intervalo de resistividad de 1 a 100 Ohms-m. Esto significa que en un alimentador de distribución con conductores de fase y neutro iguales, la regulación se mantiene constante indistintamente del valor de la resistividad después de 100 Ohms-m., igualmente, en este caso, el efecto del número de puestas a tierra por Km. es pequeño y existe únicamente en el rango de resistividad de 100 a 600 Ohms-m.

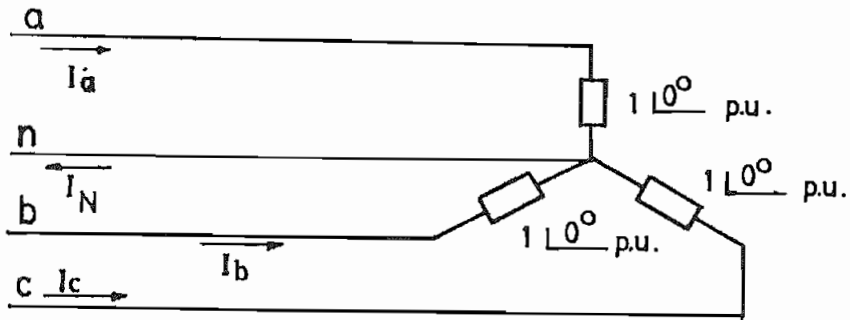
Si observamos las figuras 4.6.a y 4.6.b, regulación en un sistema monofásico en función de la resistividad, para diferentes longitudes y, la longitud de un alimentador monofásico en función de la resistividad, para diferentes valores de regulación respectivamente, podemos determinar el efecto de la variación de la resistividad sobre la longitud de un alimentador para una misma carga, es decir, la regulación, para una misma carga, depende directamente de la longitud, pero a su vez la regulación depende de la resistividad del suelo, por ejemplo, según la FIG. 4.6.b, una carga de 300 KVA ubicada a 23 Km. de la fuente de alimentación, para un 4% de regulación, podrá ser alimentada sin ningún problema por un alimentador monofásico con neutro conectado a tierra (3 puestas a tierra/Km.) si la resistividad del suelo es menor o igual a 100 Ohms-m., caso contrario, la caída de voltaje se incrementará según las curvas de la figura 4.6.a. Si se insiste en mantener la regulación en 4%, con una resistividad de 600 Ohms-m., para este mismo problema, habrá de reducirse la longitud a 16 Km. y, para una resistividad de 2.000 Ohms-m. a 15 Km. (FIG. 4.6.b). Esto representa una diferencia de 7 Km. en la longitud de un alimentador de distribución ubicado en una zona de 600 Ohms-m. con respecto a un alimentador ubicado en una zona de 100 Ohms-m., para este problema en particular (300 KVA., 3 puestas a tierra/Km. y 4% de regulación). El efecto de la resistividad sobre la re-

gulación e indirectamente sobre la longitud dependerá de las condiciones y características del problema a tratarse, e inclusive del mismo valor de resistividad.

4.5. EFECTOS ECONOMICOS

De no utilizar el suelo como conductor de retorno, el neutro deberá ser de la misma capacidad del conductor de fase, para un sistema monofásico. Para un sistema Bifásico (dos fases a 120° , parte de un sistema trifásico), considerando que se encuentra balanceado en su máxima capacidad de carga, la corriente de retorno será igual en módulo a la corriente de fase, como lo demostraremos más adelante. Para un sistema trifásico, suponiendo un desbalance del 20% en operación normal, bastaría un conductor neutro con una capacidad del 20% del conductor de fase, si solo se toma en cuenta la capacidad de los conductores, pero sin embargo, por efecto de caída de voltaje y pérdidas, el conductor necesariamente deberá ser mayor del 20%, y si consideramos el caso de una falla, como la posible apertura de una de las fases por ejemplo, la corriente de retorno será igual a la corriente de fase en módulo, y estaríamos en el caso anterior, de acuerdo con la siguiente demostración:

Un sistema trifásico conectado en estrella:



Voltajes de fase:

$$V_a = 1 \angle 0^\circ \text{ pu.}$$

$$V_b = 1 \angle 240^\circ \text{ pu.}$$

$$V_c = 1 \angle 120^\circ \text{ pu.}$$

Suponiendo una carga puramente resistiva y equilibrada:

$$I_a = 1 \angle 0^\circ \text{ pu.}$$

$$I_b = 1 \angle 240^\circ \text{ pu.}$$

$$I_c = 1 \angle 120^\circ \text{ pu.}$$

$$I_N = I_a + I_b + I_c = 0$$

Si se produce la apertura de una de las fases:

$$I_a = 0$$

$$I_N = I_a + I_b + I_c$$

$$I_N = I_b + I_c$$

$$I_N = 1 \angle 240^\circ + 1 \angle 120^\circ$$

$$I_N = -0.5 - 0.86603 - 0.5 + 0.86603$$

$$I_N = 1 \angle 180^\circ$$

En resumen, de no utilizar la tierra como conductor de retorno en paralelo con neutro, el conductor neutro deberá tener la misma capacidad del conductor de fase para cualquier tipo de sistema de distribución conectado en estrella, ya sea por exigencias de capacidad, ya sea por regulación o simplemente para cubrir las exigencias de la carga en caso de falla (apertura de una fase).

El uso de tierra como conductor de retorno, a más de mejorar las condiciones técnicas de la red (calidad de servicio) y brindar protección y seguridad a la instalación, puede representar también un ahorro económico significativo, por cuanto puede utilizarse conductores neutro de menor sección, lógicamente esto depende de la capacidad de conducción eléctrica del suelo, más concretamente, de su resistividad.

De acuerdo con las curvas, a las que se hace referencia en los literales anteriores y se presentan al final de este capítulo, se puede observar que resulta útil la aplicación del conductor tierra cuando su resistividad se encuentra en el rango de 1 a 600 Ohms-m. Para valores mayores a los 600 Ohms-m., las soluciones se presentan un tanto más complicadas y particulares.

Por ejemplo, consideramos un alimentador de distribución con conductores de fase y neutro iguales (2/O ACSR)

y sin conexión a tierra, y un alimentador con conductores de fase 2/0 ACSR y conductor neutro 2 ACSR conectado a tierra (3 puestas a tierra/Km. para una resistividad de 100 Ohms-m.) para determinar las ventajas económicas de utilizar la tierra como conductor.

En la tabla 4.1. presentamos el costo (abril de 1985) de los conductores de un alimentador de distribución sin el uso de tierra.

Gosto del conductor 2/0 ACSR	S/ 116,60	c/m.
Gosto del conductor 2 ACSR	S/ 60,42	c/m.

T A B L A 4.1

GOSTO DE LOS CONDUCTORES DE UN ALIMENTADOR
DE DISTRIBUCION SIN EL USO DE TIERRA

SISTEMA	COSTO DE FASES (S/ x Km.)	COSTO DE NEUTRO (S/ x Km.)	COSTO TOTAL (S/ x Km.)
MONOFASICO	116.600,00	116.600,00	233.200,00
BIFASICO	233.200,00	116.600,00	349.800,00
TRIFASICO	349.800,00	116.600,00	466.400,00

En la tabla 4.2 presentamos el costo de los conductores de un alimentador de distribución con neutro puesta a tierra. Para la toma de tierra se utiliza vari-

llas verticales de cooperweld de 5/8" x 6", alambre de cobre No. 2 AWG (12 m.) y dos conectores, por cada puesta a tierra (REF. 20).

Costo de cada varilla	S/ 800,30	c/u.
Costo de cada conector	S/ 147,34	c/u.
Costo del conductor No. 2 AWG de cobre para puesta a tierra	S/ 132,50	c/m.

Nota: Costos a abril de 1985.

T A B L A 4.2

COSTO DE CONDUCTORES DE UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCION CON NEUTRO PUESTO A TIERRA

SISTEMA	COSTO DE FASES (S/ x Km.)	COSTO DE NEUTRO (S/ x Km.)	COSTO DE PTA. TIERRA (S/ x Km)	COSTO TOTAL (S/ x Km.)
MONOFASICO	116.600,00	60.420,00	8.054,94	185.074,94
BIFASICO	233.200,00	60.420,00	8.054,94	301.674,94
TRIFASICO	349.800,00	60.420,00	8.054,94	418.274,94

En la tabla 4.3 determinamos el ahorro económico en conductores en S/ x Km. y en porcentaje con respecto al costo cuando se utiliza la tierra como conductor.

T A B L A 4.3

AHORRO ECONOMICO CON EL USO DE TIERRA

SISTEMA	COSTO SIN TIERRA (S/ x Km.)	COSTO CON TIERRA (S/ x Km.)	AHORRO (S/ x Km.)	AHORRO (%)
MONOFASICO	233.200,00	185.074,94	48.125,06	26,00
BIFASICO	349.800,00	301.674,94	48.125,06	15,95
TRIFASICO	466.400,00	418.274,94	48.125,06	11,51

El ahorro aproximado en conductores es del 26%, 16% y 11,5% para un alimentador monofásico, bifásico y trifásico, de estas características, respectivamente. Sin embargo, este ahorro no es definitivo, y para determinar el ahorro económico "neto" habría que hacer un análisis de los costos totales de construcción de las dos alternativas por separado, así como también, una evaluación del costo de operación de cada una, esto es, se debería calcular las pérdidas que se presentarían con el un tipo de conductor neutro y con el otro tipo de conductor, siempre y cuando éstos caigan fuera del conductor económico presentado en el capítulo I de esta tesis, cuyo estudio cae fuera del desarrollo de este tema.

En las figuras 4.7.a y 4.7.b, 4.8a y 4.8.b, hacemos una comparación del desempeño eléctrico entre un ali-

mentador monofásico con conductores de fase y neutro iguales (2/0 ACSR) y un alimentador que tiene conductor de fase número 2/0 ACSR y conductor neutro 2 ACSR conectado a tierra (3 puestas a tierra/Km. y una resistividad de 100 Ohms-m.), entre ellos, la diferencia en cuanto a regulación y a capacidad es mínima. Para longitudes menores a los 10 Km. el primero tiene una capacidad un tanto mayor para una misma regulación; para longitudes mayores a los 10 Km. el sistema con neutro de menor sección conectado a tierra resulta un tanto mejor que el primero, lo cual significa que eléctricamente el utilizar un alimentador de sección reducida conectado a tierra, con 3 puestas a tierra/Km. en donde la resistividad sea de 100 Ohms-m., equivale a utilizar un alimentador con conductores de fase y neutro iguales, sin usar tierra. Pero, aún con conductores de fase y neutro de igual sección, debe conectarse a tierra el neutro y el sistema en general, por razones de seguridad.

El efecto de las variaciones de la resistividad sobre el costo de un sistema de distribución depende del valor de la resistividad y del problema a tratarse, en algunos casos en particular puede obtenerse muy poca o ninguna economía, pero existirán ventajas en cuanto a protección y seguridad de la red, por ejemplo, un alimentador pequeño formado por conductores número 4 AWG en el que el neutro no puede ser de sección infe-

rior, por razones de carácter mecánico (REF. 11).

En las figuras 4.9.a, 4.9.b, 4.10.a y 4.10.b, se presenta la regulación y capacidad de un sistema monofásico con conductores de fase 2/O ACSR y neutro 2 ACSR y también con conductores de fase y neutro de igual sección (2/O ACSR) para una resistividad de 1.000 Ohms-m. Si establecemos una comparación entre estas curvas y las curvas de las figuras 4.7.a, 4.7.b, 4.8.a y 4.8.b, que son del mismo tipo, para el mismo alimentador, pero para una resistividad de 100 Ohms-m., se puede verificar que la capacidad (para un mismo valor de regulación) del alimentador ubicado sobre una zona de resistividad 100 Ohms-m., es mayor que la capacidad del alimentador ubicado sobre una zona de resistividad 1.000 Ohms-m., para las mismas condiciones (longitud 11 Km., 3 puestas a tierra por Km., etc.), inclusive para el caso de alimentadores con el mismo conductor de fase y neutro. Estas curvas representan la medida en que puede incrementarse la capacidad de un mismo tipo de alimentador, si la resistividad del suelo cambia de 1.000 Ohms-m. a 100 Ohms-m.

En general, la capacidad de un alimentador, por regulación, será mayor mientras menor sea la resistividad del suelo, dependiendo de las características del problema. Y esto puede ser traducido a ventajas económicas.

Por otro lado, dado un problema en particular, para

una determinada carga, longitud, resistividad del suelo, nivel de voltaje, regulación, etc. y después de haber hecho un diseño preliminar en el que esté contemplado el conductor neutro de sección inferior, y se haya determinado que éste no satisface las condiciones de carga, se presentan tres alternativas de solución al problema: Primero, se podría modificar el número o tipo de puesta a tierra para reducir el valor de la resistencia de contacto con el suelo y mejorar las condiciones de operación del sistema, con las siguientes repercusiones económicas en material, como lo muestra la tabla 4.4.

T A B L A 4.4

COSTO DE MATERIALES PARA DISTINTO
NUMERO Y TIPO DE PUESTAS A TIERRA

TIPO DE PUESTA A TIERRA	COSTO (S/ x Km.)			
	PUESTAS A TIERRA/KM.			
	1	2	3	4
1	2.684,98	5.369,96	8.054,94	10.739,92
2	3.097,32	6.194,64	9.291,96	12.389,28
3	4.111,21	8.222,42	12.333,63	16.444,84
4	5.321,35	11.442,70	17.164,05	22.885,40
5	6.337,74	12.675,48	19.013,22	25.350,96
6	2.277,34	4.534,68	6.802,02	9.069,36

Esto para los diferentes tipos de puesta a tierra detallados en el capítulo II de esta tesis, con picas de $5/8''$ x 6' y conductor de cobre No. 2 AWG para interconectarlas.

Nótese, que para el ejemplo analizado en la tabla 4.3, aún en el caso de decidir por el tipo de puesta a tierra No. 5 con cuatro puestas a tierra por Km., el costo en materiales sigue siendo menor que igualar la sección del conductor neutro a la sección de los conductores de fase, y de satisfacer las condiciones de carga, ésta "podría ser la solución más adecuada".

Una segunda alternativa de solución al problema es cambiar la sección del conductor neutro, por un conductor de mayor sección, pero no mayor que el conductor de fase, a pesar que el costo en materiales podría ser mayor, pero el costo de operación en este caso es menor, dependiendo de la diferencia entre estos dos costos, finalmente ésta podría ser la mejor solución.

Si aún después de analizar estas dos alternativas, los requerimientos de la carga no se satisfacen adecuadamente, se puede recurrir a una tercera alternativa, como es, el cambiar totalmente el diseño del alimentador por otro de conductores de mayor sección, en el cual pueden evaluarse nuevamente las tres alternativas.

El diseño final será aquel que satisfaga los requerimientos técnicos de la carga con un grado de seguridad

aceptable y una evaluación económica responsable.

Cabe mencionar, que el aspecto económico no es un factor preponderante dentro del diseño de un alimentador primario de distribución, ya que un incremento de costo se ve reflejado en un aumento de la capacidad de carga del alimentador primario. El aspecto económico es fundamental o tiene mayor incidencia en el diseño de redes de distribución secundaria.

Las curvas al final de este capítulo nos presentan una serie de alternativas para un tipo de alimentador (conductor de fase 2/O ACSR, conductor neutro 2 ACSR, voltaje nominal 13.2 KV), a partir de las cuales puede obtenerse la mejor solución tanto técnica como económica para algún problema en particular. Para tratar cualquier otro tipo de alimentadores, en general, puede utilizarse el programa digital desarrollado en esta tesis, cuyas características y manual de uso se presentan en los anexos A y B.

Uno de los objetivos de esta tesis es hacer una comparación de los resultados obtenidos con los valores dados por las normas. Tratando de cumplir con este objetivo, adicionalmente dentro de este mismo capítulo presentamos una familia de curvas sobre regulación y capacidad en varios tipos de alimentadores con las siguientes características: En las figuras 5.1.a, 5.2.a, 5.3.a, ..., 5.15.a, se presenta la regulación para alimentadores de distribución con conductores tipo ACSR desde el No. 4 hasta el No. 4/0 AWG, para sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos, en función de la longitud para diferentes valores de carga; a partir de las cuales se han construido las curvas de las figuras 5.1.b, 5.2.b, 5.3.b, ..., 5.15.b, en las que se presenta la capacidad de los mismos alimentadores en función de la longitud para diferentes valores de regulación. Todas estas curvas han sido construidas bajo las siguientes condiciones de cálculo: Voltaje nominal 13.2 KV.; factor de potencia de la carga 90%; resistividad media del terreno 100 Ohms-m.; 3 puestas a tierra por Km.; tipo de puesta a tierra No. 1 (una varilla vertical enterrada), con varillas de 5/8" x 10' enterradas a una profundidad de 0.60 m. y, además, para los alimentadores bifásicos y trifásicos se ha asumido un desbalance de carga del 20% en operación normal.

Nota: No se ha considerado el límite térmico por ser

muy superior al límite por regulación, más bien debe tomarse en cuenta el conductor económico, dado al final del capítulo I.

Como se puede observar, en todas estas curvas, no existe linealidad entre la regulación y la longitud para una misma carga, razón por la cual no se puede generalizar y hacer una tabla de KVA. x Km. para 1% de regulación, como lo hacen las normas; en otras palabras, de acuerdo con nuestros resultados la regulación varía con la longitud pero no linealmente como lo indican las normas.

Se ha llegado a determinar que mientras más largo es el alimentador, la regulación por unidad de longitud es menor, por efecto de las puestas a tierra. La justificación es la siguiente: para líneas cortas el número de puestas a tierra total que caben en esa longitud es pequeña, por tanto el efecto de éstas es mínimo, consecuentemente la regulación por unidad de longitud es mayor. Para alimentadores largos, el número total de puestas a tierra es mayor y el efecto de éstas es de tipo continuo, algo equivalente al fenómeno de parámetros concentrados y distribuidos aplicado al neutro y sus puestas a tierra.

Por otro lado, al incrementarse la longitud de un alimentador se incrementa la impedancia de los conductores en general, particularmente la impedancia del con

ductor neutro, esto no sucede con el conductor tierra que se mantiene constante, esto implica que mientras más largo sea el alimentador la impedancia equivalente del camino de retorno por unidad de longitud es menor, por tanto, la caída de voltaje en el retorno es menor y la regulación por unidad de longitud, también será menor.

Además, por ejemplo, si duplicamos la longitud de un alimentador para una misma carga, lo lógico es pensar que la regulación se duplique. Sin embargo, la impedancia vista desde los terminales de la fuente aumenta en la medida que aumente la longitud del alimentador, esto hace que la corriente, para la misma carga a una distancia mayor, sea menor, razón por la cual la regulación no es exactamente el doble sino un tanto menor.

Todos estos fenómenos son aditivos, lo que finalmente da lugar a que la regulación por unidad de longitud sea menor a medida que se incremente la longitud de un alimentador.

Bajo esta consideración nos hemos permitido graficar las curvas de las figuras 5.0.a y 5.0.b, en las que se presenta el error relativo de regulación y de carga respectivamente, entre los valores dados por las normas y los resultados obtenidos, para un alimentador monofásico a 13.2 KV. con un conductor de fase

2/0 ACSR y neutro 2 ACSR, para dos valores de resistividad 100 Ohms-m. y 1.000 Ohms-m. De acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$E_R = \frac{R_N - R_O}{R_N} \times 100 \quad (\%)$$

donde: E_R Error relativo de regulación, entre la regulación dada por las normas y la regula-ción obtenida.

R_N Regulación dada por las normas, en porcentaje.

R_O Regulación obtenida de nuestros resulta-dos, en porcentaje.

$$E_C = \frac{KVA_N - KVA_O}{KVA_N} \times 100 \quad (\%)$$

donde: E_C Error relativo de carga.

KVA_N Carga dada por las normas, en KVA.

KVA_O Carga obtenida de nuestros resultados, en KVA.

Estas curvas de error (Figuras 5.0.a y 5.0.b) permi-ten realizar las correcciones respectivas a los valo-res de regulación o carga dados por las normas, de ac-uerdo con la longitud del alimentador, únicamente.

Igualmente se podría determinar el error para cada tipó de alimentador, pero creemos que de mayor utilidad será el presentar los resultados obtenidos en forma de curvas, como lo hacemos al final de este capítulo.

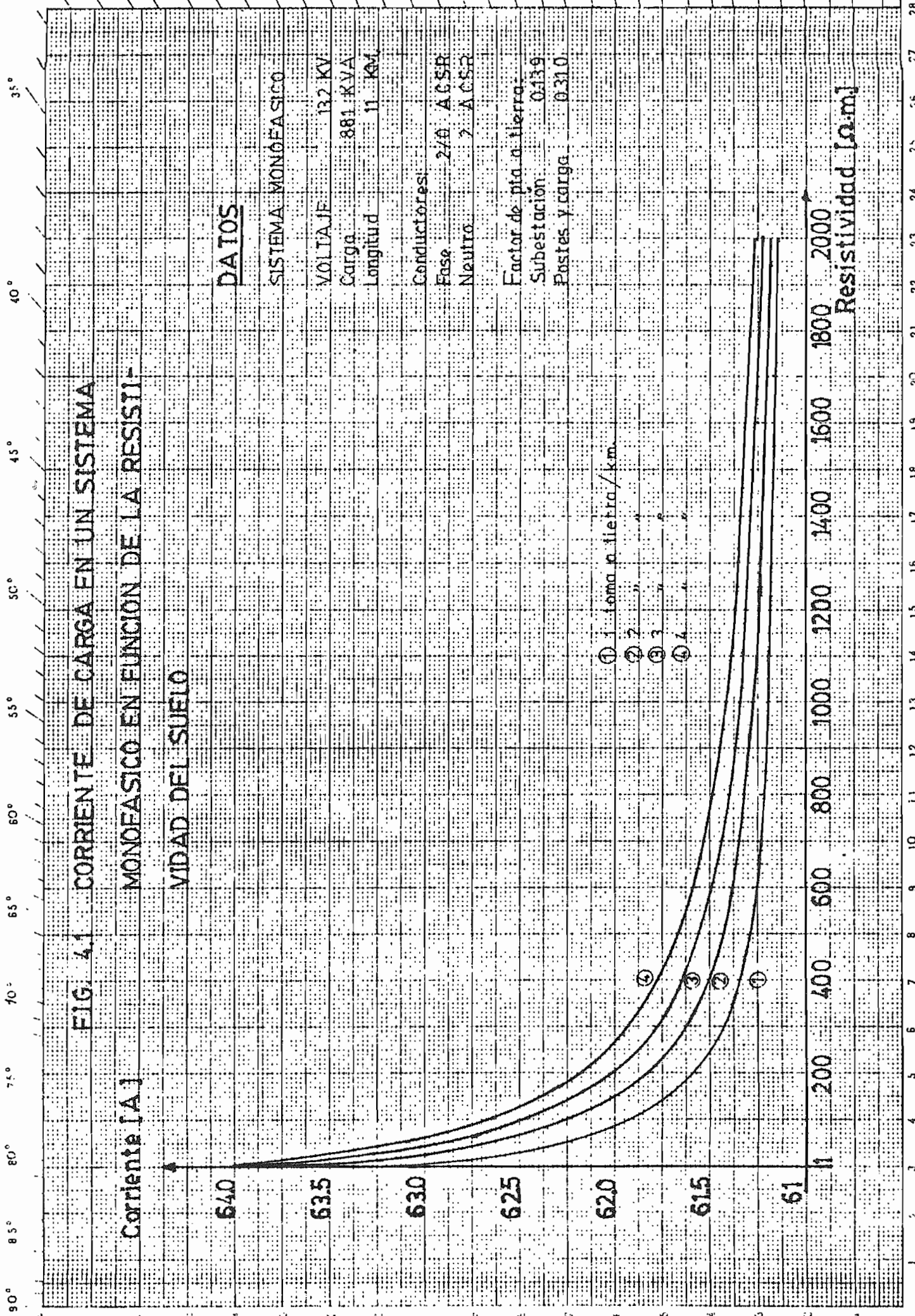


FIG. 4.1 CORRIENTE DE CARGA EN UN SISTEMA MONOFASICO EN FUNCION DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

DATOS

SISTEMA MONOFASICO
 VOLTAJE 132 KV
 Carga 881 KVA
 Longitud 11 KM
 Conductores:
 Fase 2/0 ACSR
 Neutro 2 ACSR
 Factor de pta a tierra:
 Subestacion 0.139
 Postes y carga 0.310

- ① 1 toma a tierra / km.
- ② 2 " " " "
- ③ 3 " " " "
- ④ 4 " " " "

Resistividad [Ω.m]

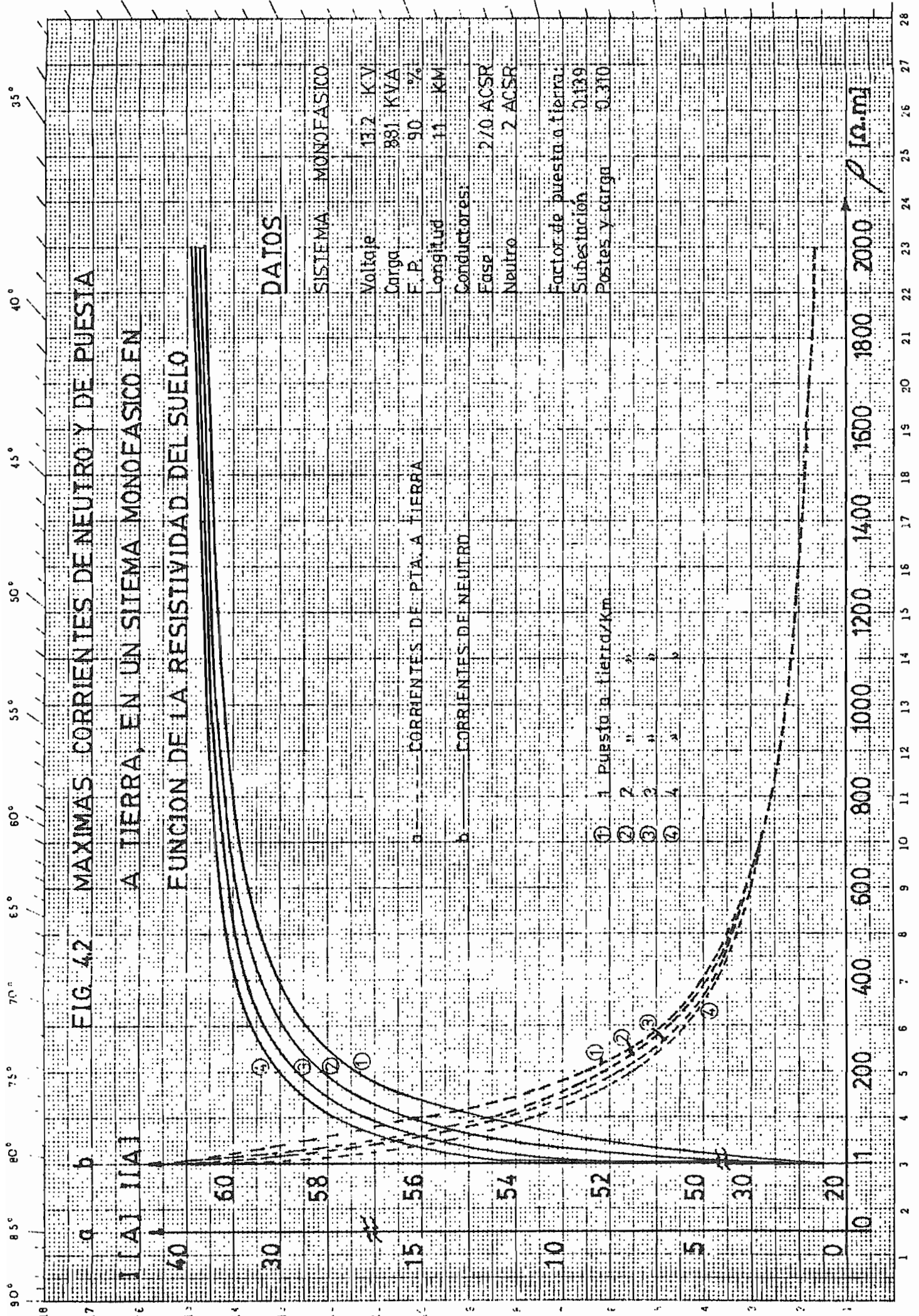


FIG. 4.2 MAXIMAS CORRIENTES DE NEUTRO Y DE PUESTA A TIERRA, EN UN SISTEMA MONOFASICO EN FUNCION DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

DATOS

SISTEMA MONOFASICO	
Voltaje	13.2 KV
Carga	381 KVA
F. P.	90 %
Longitud	11 KM
Conductores:	
Fase	2/0 ACSR
Neutro	2 ACSR
Factor de puesta a tierra:	
Subestacion	0.139
Postes y carga	0.310

a --- CORRIENTES DE PTA. A TIERRA

b --- CORRIENTES DE NEUTRO

① 1 Puesta a tierra/km.

② 2 " "

③ 3 " "

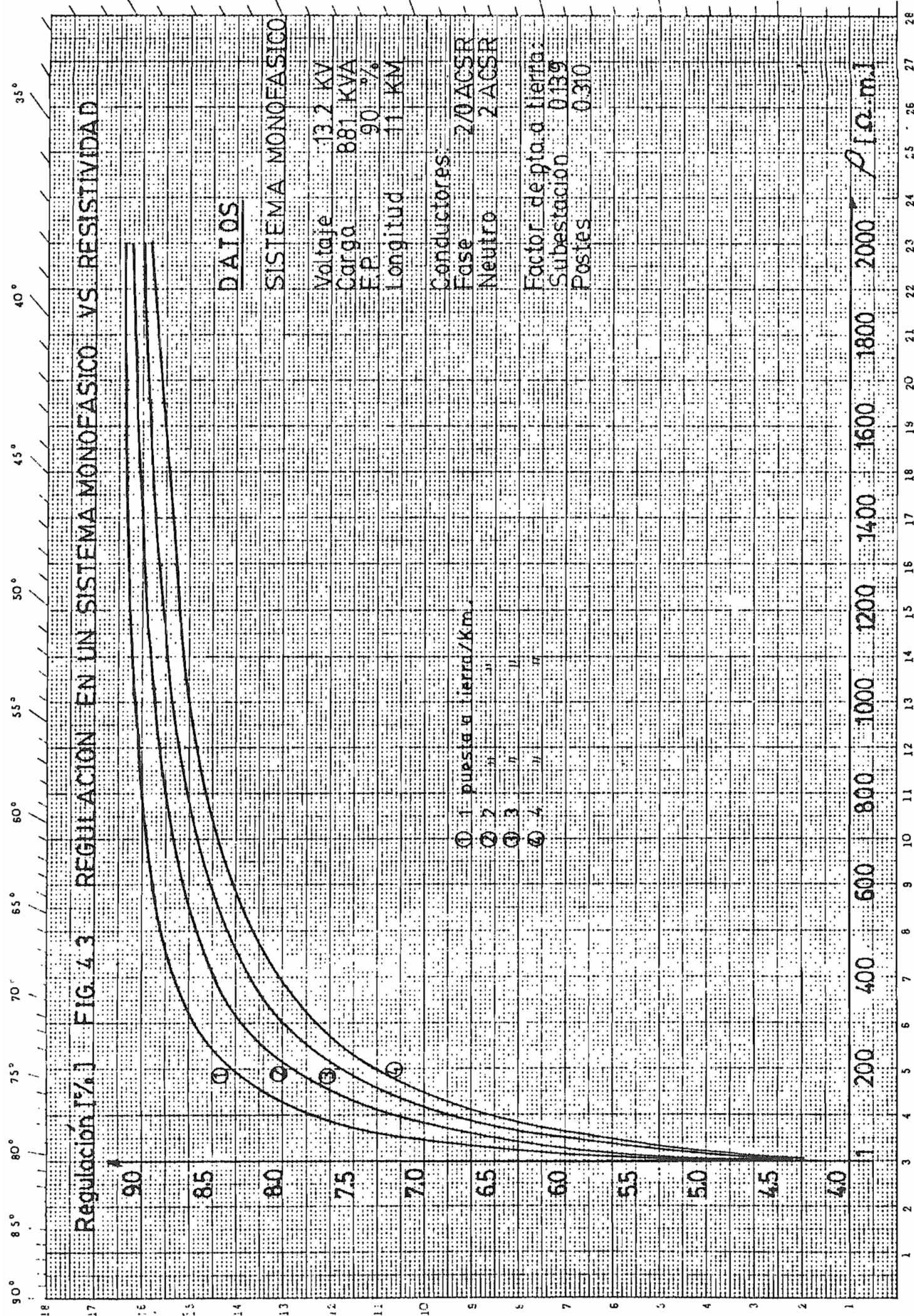
④ 4 " "

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28

1800 1600 1400 1200 1000 800 600 400 200 0

1800 2000

ρ [Ω·m]



Regulación [%] FIG. 4.3 REGULACION EN UN SISTEMA MONOFASICO VS RESISTIVIDAD

DATOS

SISTEMA MONOFASICO

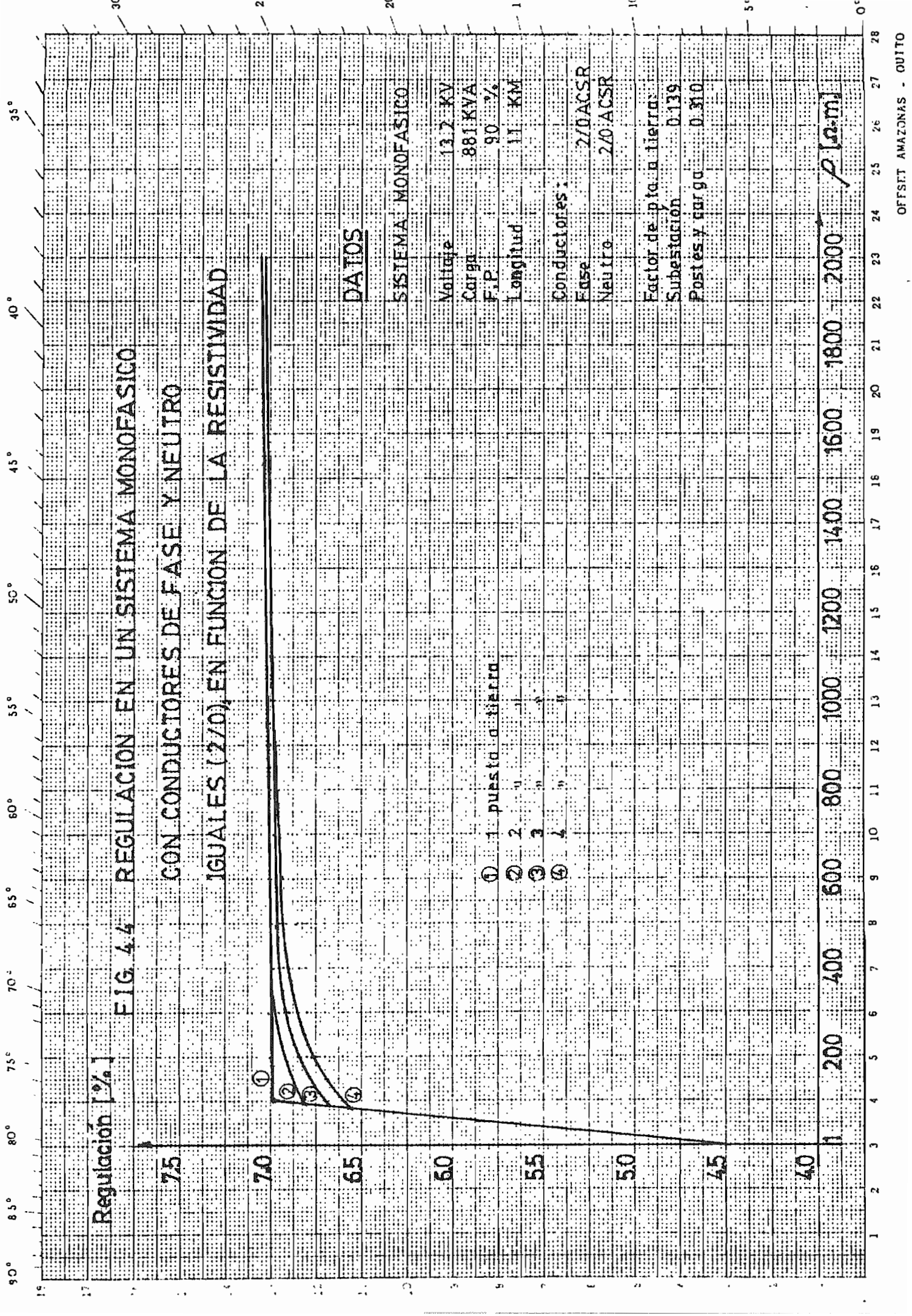
Voltaje 13.2 KV
 Carga 881 KVA
 FP 90 %
 Longitud 11 KM

Conductores:
 Fase 2/0ACSR
 Neutro 2 ACSR

Factor de pta. a tierra:
 Subestacion 0.139
 Postes 0.310

① 1 puesta a tierra/Km.
 ② 2 " "
 ③ 3 " "
 ④ 4 " "

1 200 400 600 800 1000 1200 1400 1600 1800 2000 2000 Ω



Regulación [%]

FIG. 4.4 REGULACION EN UN SISTEMA MONOFASICO

CON CONDUCTORES DE FASE Y NEUTRO IGUALES (2/0), EN FUNCION DE LA RESISTIVIDAD

75

70

65

60

55

50

45

40

1 200 400 600 800 1000 1200 1400 1600 1800 2000 P [Ω·m]

DATOS

SISTEMA MONOFASICO

Voltaje 13.2 KV

Carga 881 KVA

F.P. 90 %

Longitud 11 KM

Conductores:

Fase 2/0 ACSR

Neutro 2/0 ACSR

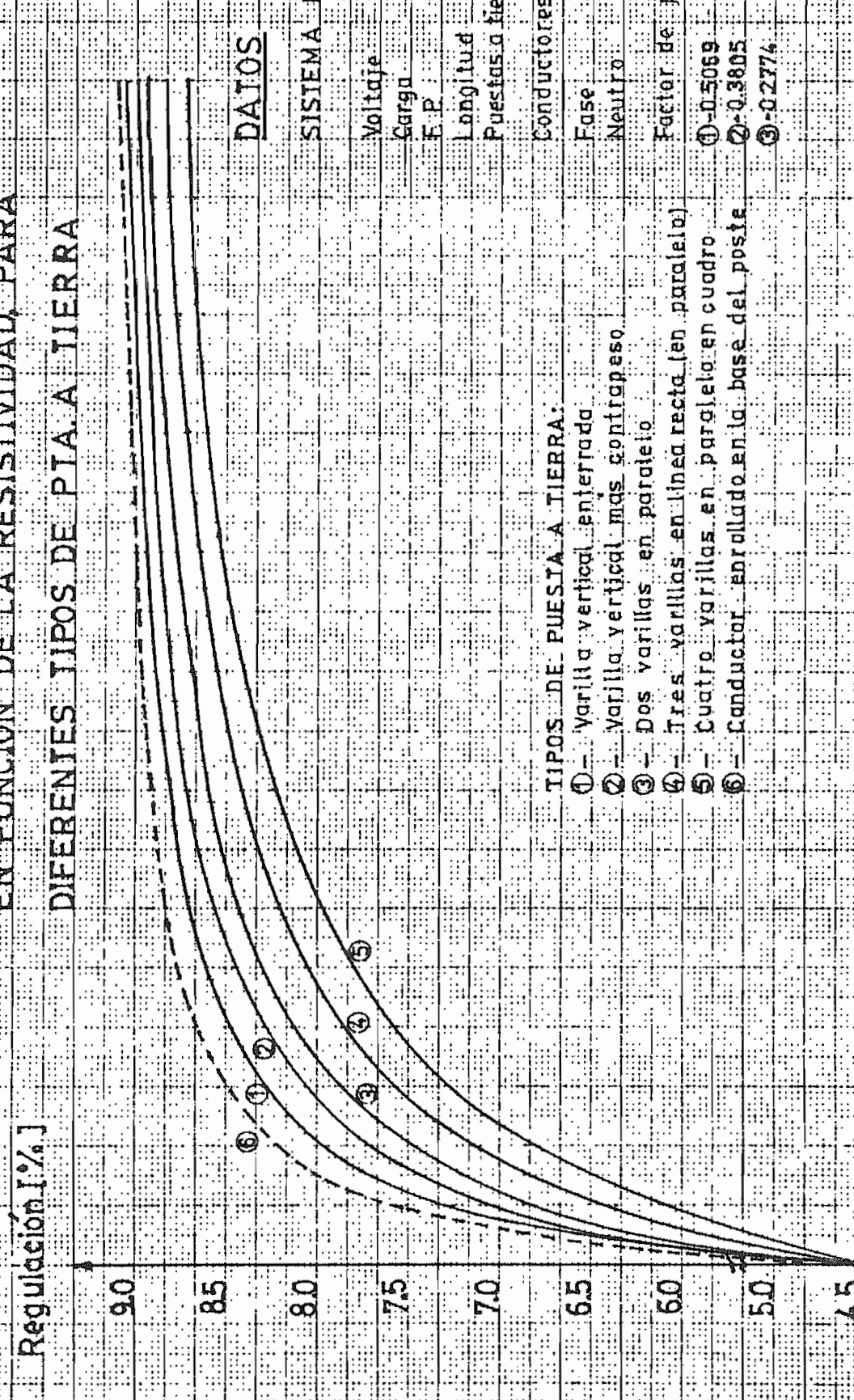
Factor de pta. a tierra

Subestacion 0.139

Postes y carga 0.310

90° 85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

FIG. 4.5.a REGULACION EN UN SISTEMA MONOFASICO
EN FUNCION DE LA RESISTIVIDAD, PARA
DIFERENTES TIPOS DE PTA. A TIERRA



DATOS

SISTEMA MONOFASICO

Voltaje 13.2 KV
Carga 881 KVA
F.P. 90 %
Longitud 11 KM.
Puestas a tierra/Km. 3

Conductores:

Fase 2/0 ACSR
Neutro 2 ACSR
Factor de pta. a tierra:

① - 0.5069 ④ - 0.19548
② - 0.3805 ⑤ - 0.12831
③ - 0.2774 ⑥ - 0.67291

TIPOS DE PUESTA A TIERRA:

- ① - Varilla vertical enterrada
- ② - Varilla vertical más contrapeso
- ③ - Dos varillas en paralelo
- ④ - Tres varillas en línea recta (en paralelo)
- ⑤ - Cuatro varillas en paralelo en cuadro
- ⑥ - Conductor enrollado en la base del poste

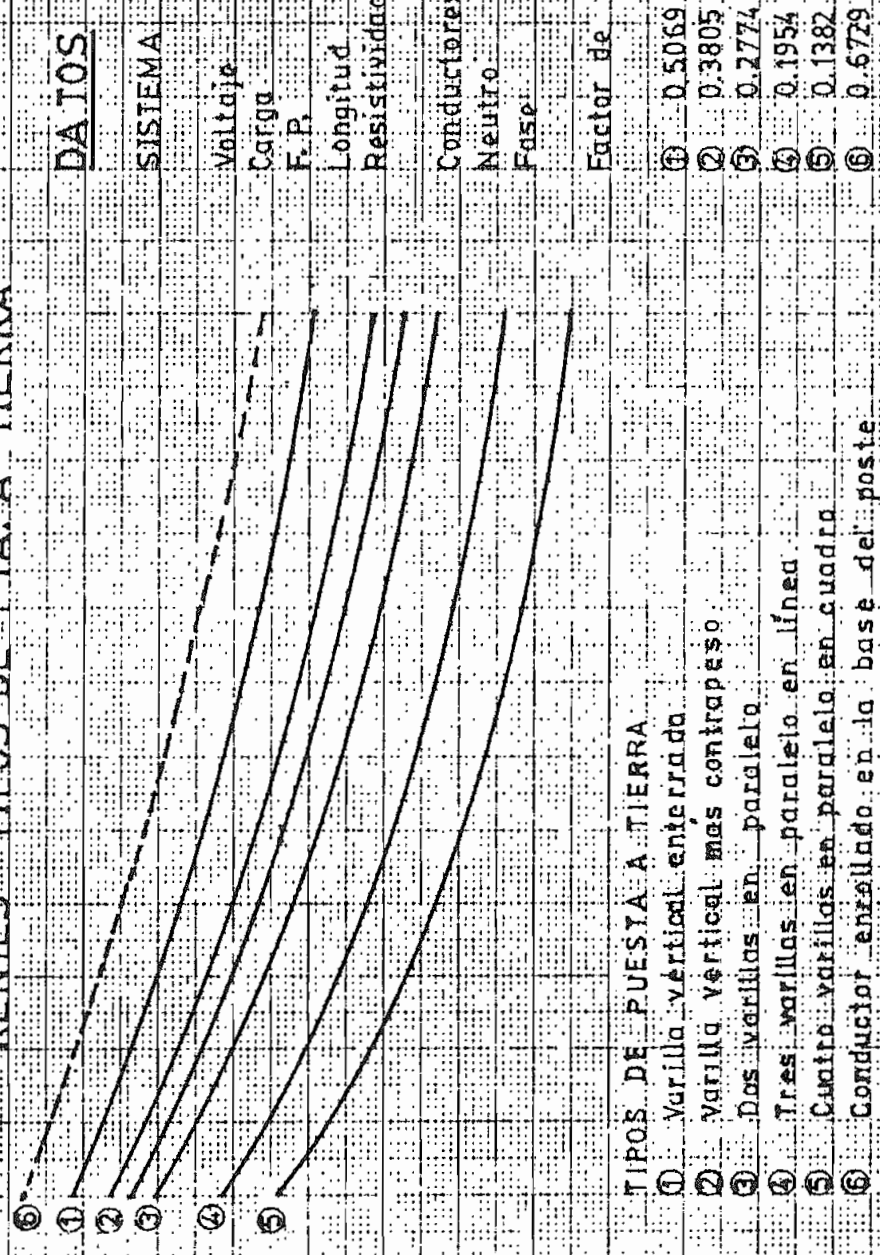
1 200 400 600 800 1000 1200 1400 1600 1800 2000 P[am]

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28

90° 85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

FIG. 4.5.b REGULACION EN FUNCION DEL NUMERO DE PUESTAS A TIERRA/KM, PARA DIFERENTES TIPOS DE PTA. A TIERRA

Regulación [%]



DAIOS

SISTEMA MONOFASICO

Voltaje 13.2 KV
 Carga 981 KVA
 F.P. 90 %
 Longitud 11 KM
 Resistividad 100 Ω-m

Conductores:

Neutro 2 ACSR
 Fase 2/0 ACSR

Factor de puesta a tierra:

- ① 0.5069
- ② 0.3805
- ③ 0.2774
- ④ 0.1954
- ⑤ 0.1382
- ⑥ 0.6729

TIPOS DE PUESTA A TIERRA

- ① Varilla vertical enterrada
- ② Varilla vertical mas contrapeso
- ③ Dos varillas en paralelo
- ④ Tres varillas en paralelo en línea
- ⑤ Cuatro varillas en paralelo en cuadro
- ⑥ Conductor entallado en la base del poste

1 2 3 4
 PIAS. A TIERRA/KM.

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

FIG. 4.6.a REGULACION EN UN SISTEMA MONOFASICO
EN FUNCION DE LA RESISTIVIDAD, PARA
DIFERENTES LONGITUDES

Regulación [%]

DATOS

SISTEMA MONOFA.

VOLTAJE 13.2KV

CARGA 300 KVA

F.P. 90 %

PTAS. A TIERRA/Km

3

Conductores:

Fase 2/0 ACSR

Neutro 2 ACSR

Factor de potencia

Subestacion 0.139

Postes y carga 0.310

L=40 KM

L=35 KM

L=30 KM

L=25 KM

L=20 KM

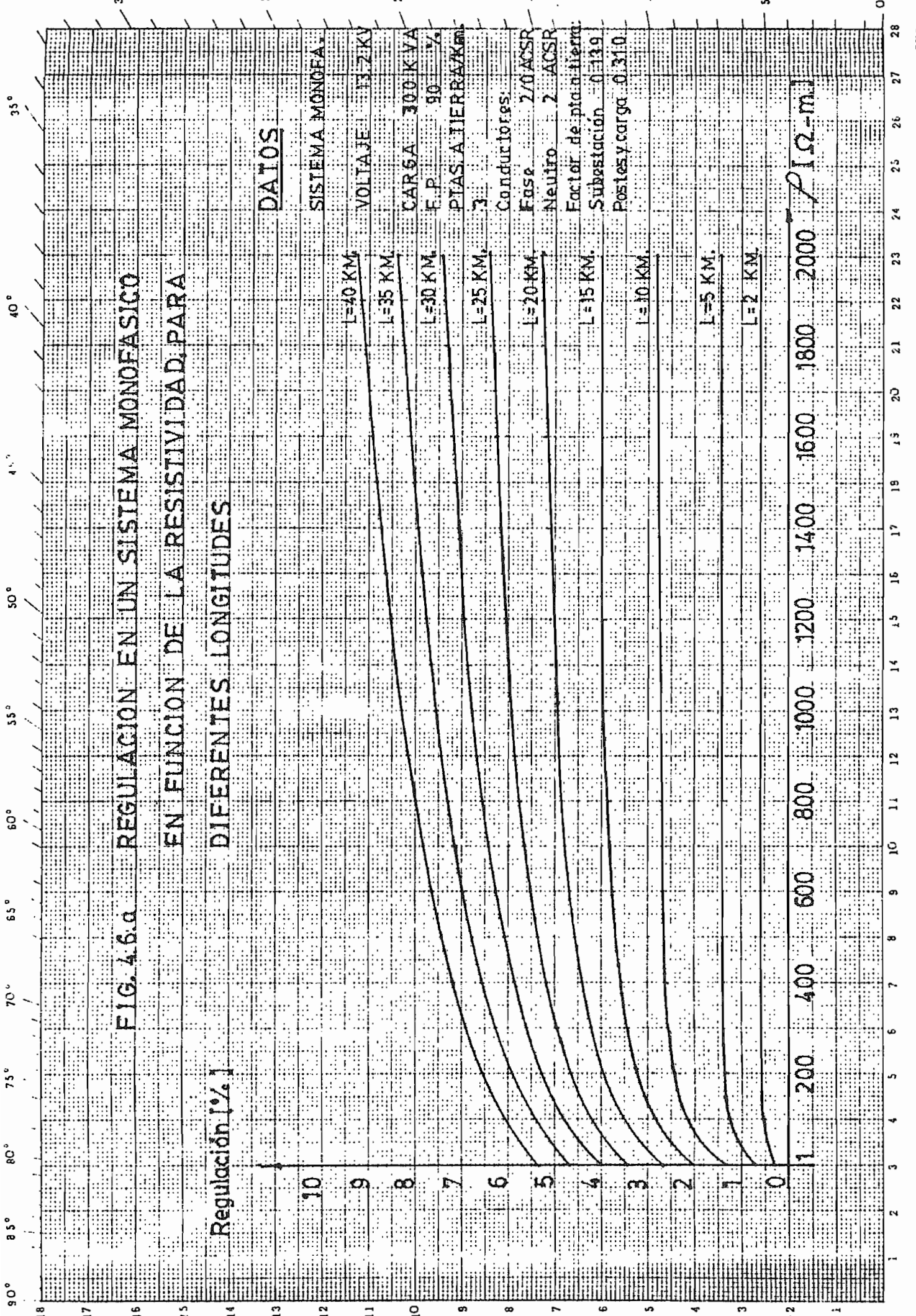
L=15 KM

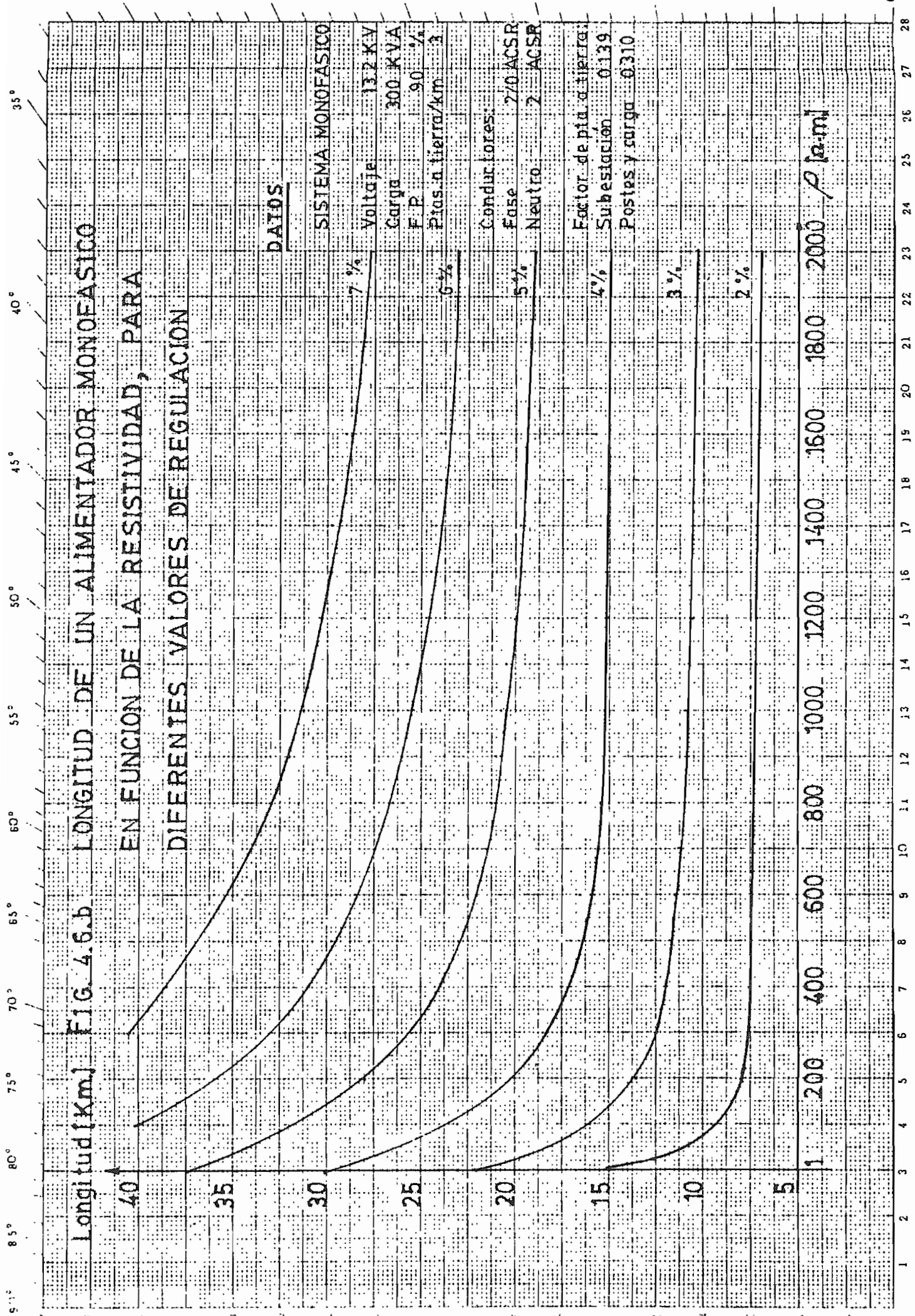
L=10 KM

L=5 KM

L=2 KM

1 200 400 600 800 1000 1200 1400 1600 1800 2000 ρ [Ω -m]





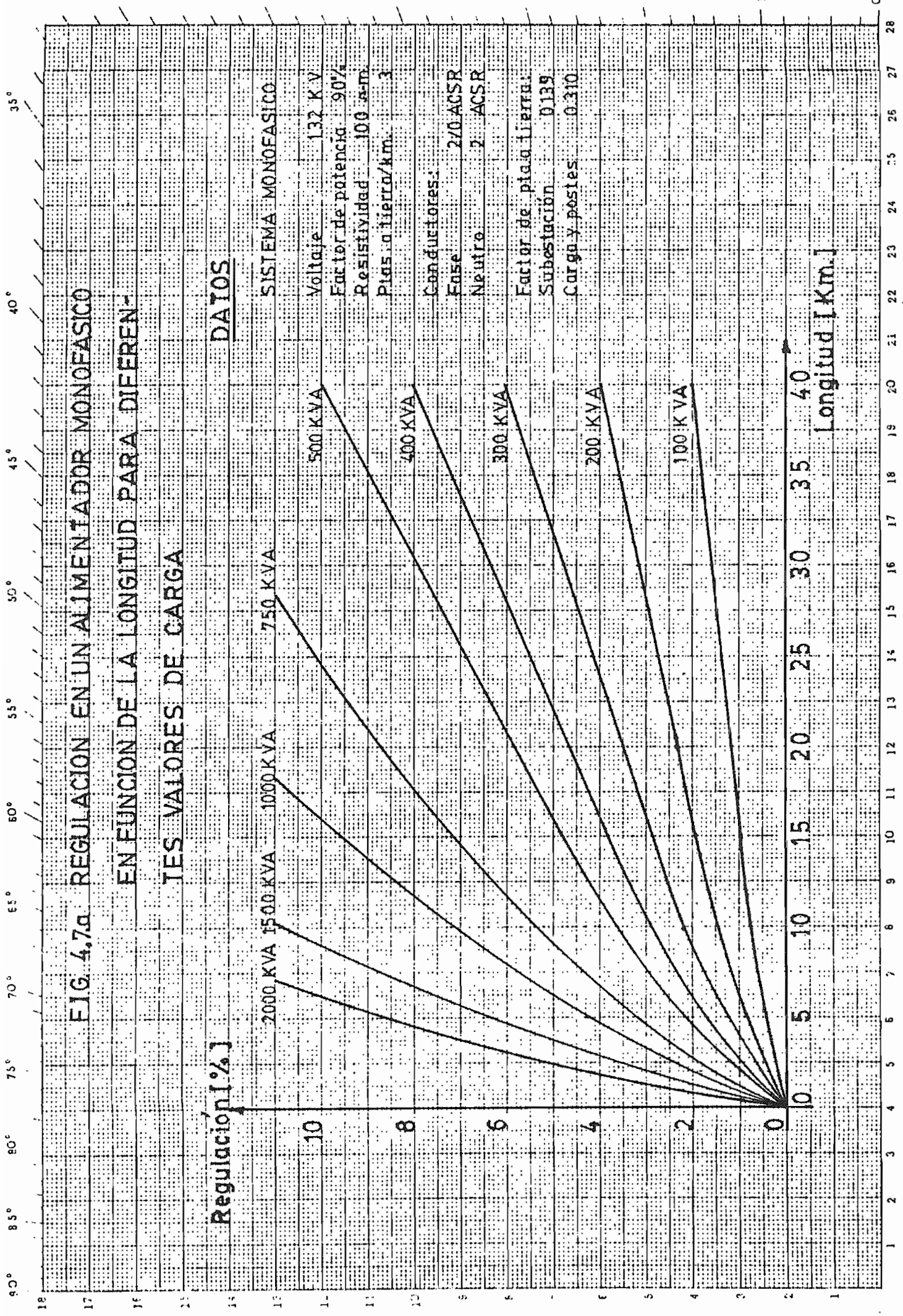


FIG. 4.7a REGULACION EN UN ALIMENTADOR MONOFASICO EN FUNCION DE LA LONGITUD PARA DIFERENTES VALORES DE CARGA

DAIOS

SISTEMA MONOFASICO
 Voltaje 132 K.V
 Factor de potencia 90%
 Resistividad 100 Ω -m
 Pistas a tierra/km. 3
 Conductores:
 Fase 2/0-ACSR
 Neutro 2 ACSR
 Factor de pista a tierra:
 Subestación 0.139
 Carga y postes 0.310

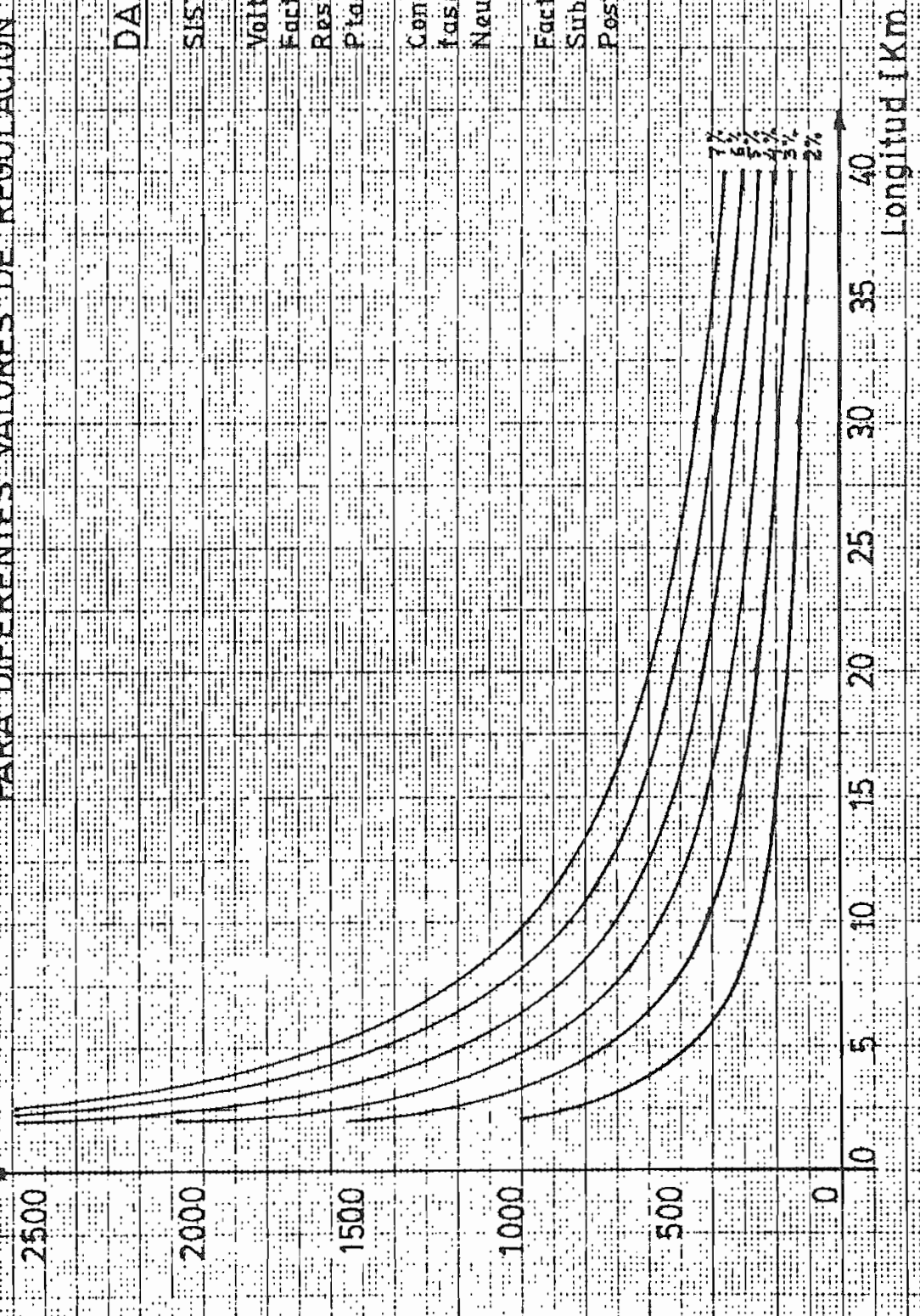
Regulación [%]

Longitud [Km.]

90° 85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

FIG 4.7b CAPACIDAD DE CARGA DE UN ALIMENTADOR MONOFASICO EN FUNCION DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES DE REGULACION

Carga [KVA]



DAIOS

SISTEMA MONOFASICO	
Voltaje	132 KV
Factor de potencia	90%
Resistividad	100 Ω·m
Ptas a tierra/Km	3
Conductores:	
fase	2/0 ACSR
Neutro	2 ACSR
Factor de pta a tierra:	
Subestacion	0.139
Postes y carga	0.310

Longitud [Km]

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28

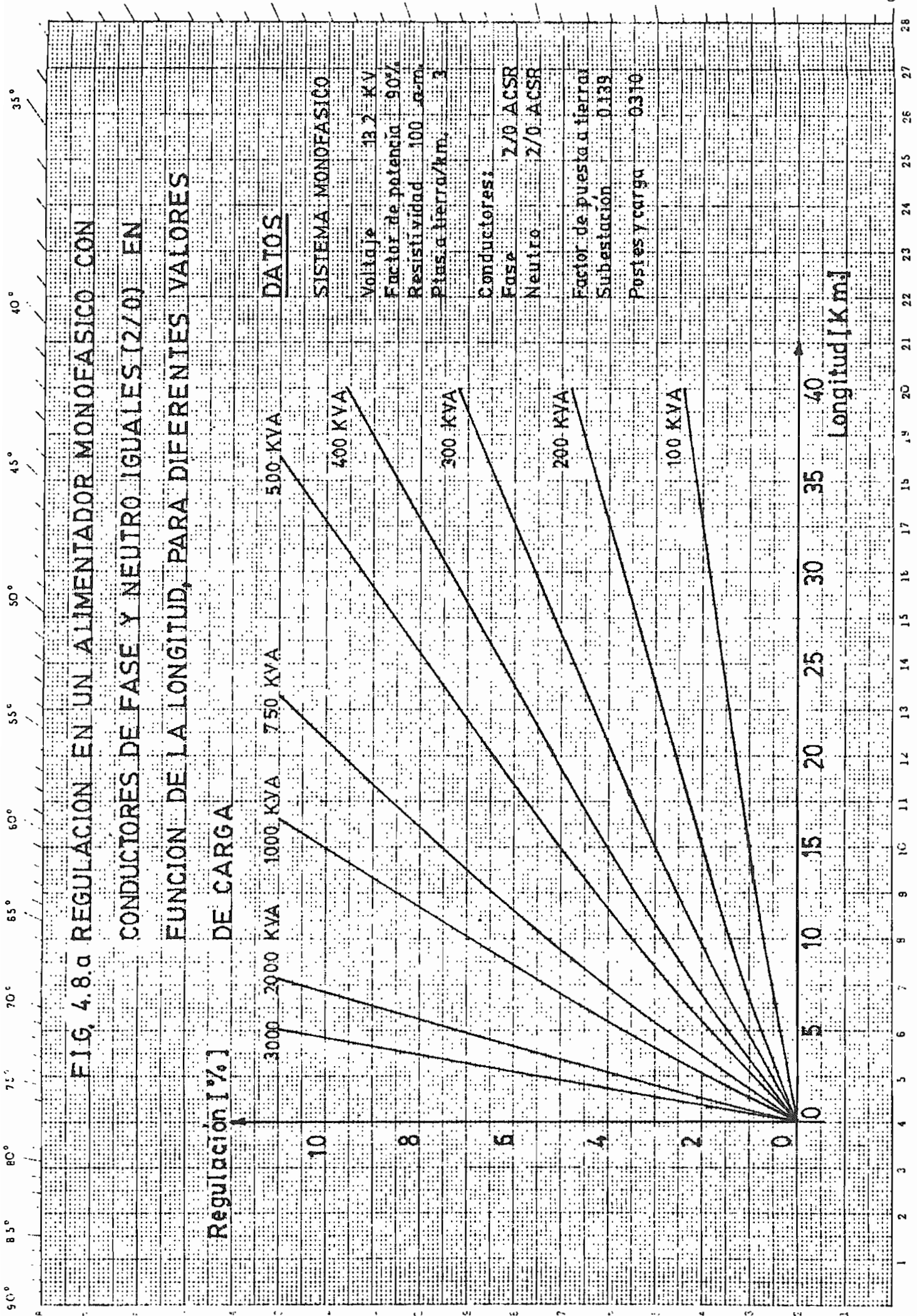


FIG. 4.8.a REGULACION EN UN ALIMENTADOR MONOFASICO CON CONDUCTORES DE FASE Y NEUTRO IGUALES (2/0) EN FUNCION DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES DE CARGA

DATOS

SISTEMA MONOFASICO
 Voltaje 13.2 KV
 Factor de potencia 90%
 Resistividad 100 Ω .cm
 Ptas. a tierra/km. 3
 Conductores:
 Fase 2/0 ACSR
 Neutro 2/0 ACSR
 Factor de puesta a tierra Subestacion 0.139
 Postes y carga 0310

Regulacion [%]

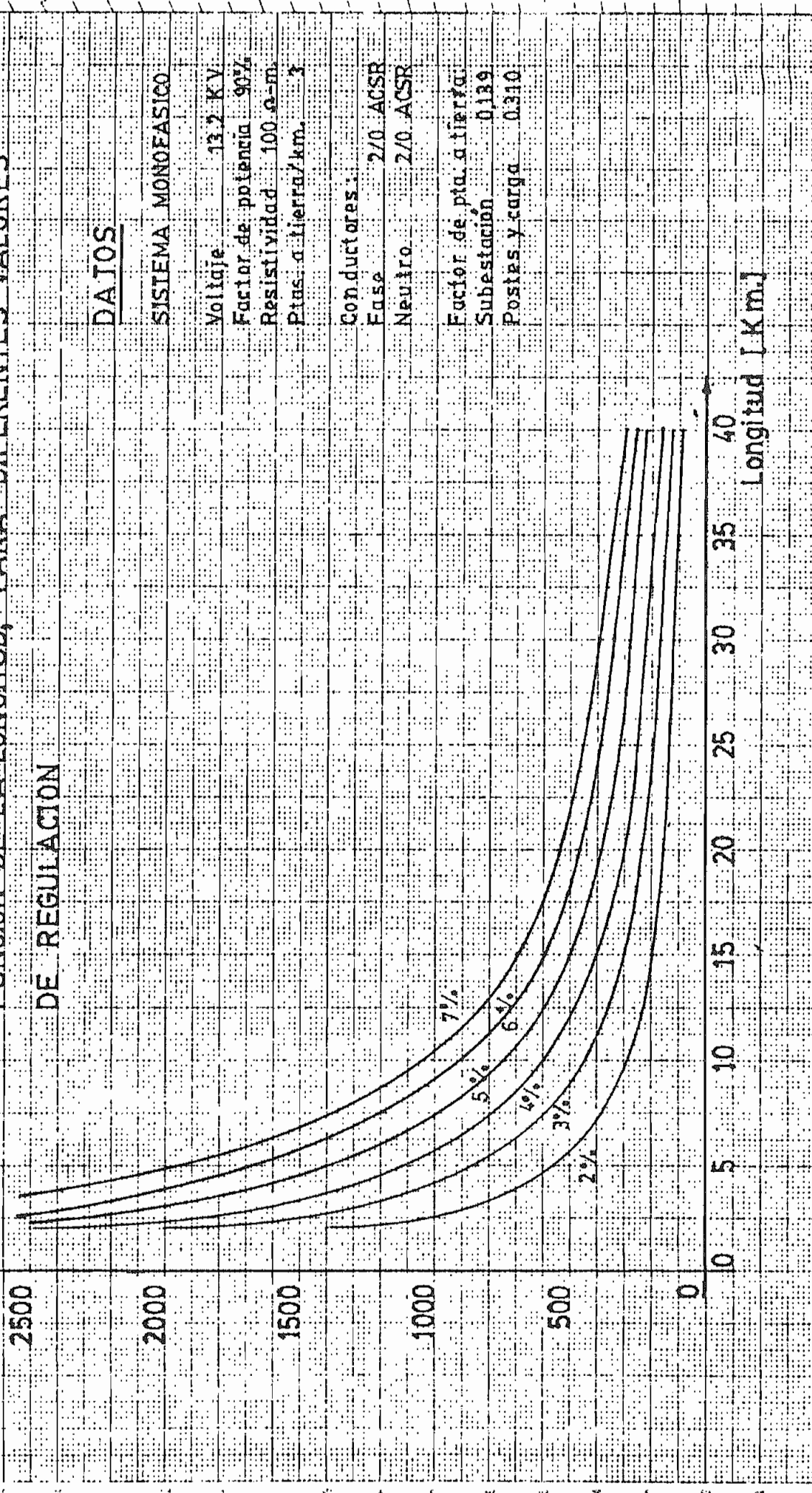
Longitud [K.m.]

30
25
20
15
10
5
0

90° 85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28

FIG. 4.8.b CAPACIDAD DE CARGA DE UN ALIMENTADOR MONOFASICO CON CONDUCTORES DE FASE Y NEUTRO IGUALES (2/0) EN FUNCION DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES DE REGULACION



DATOS

SISTEMA MONOFASICO

Voltaje 13.2 KV
 Factor de potencia 90%
 Resistividad 100 Ω -m.
 Ptas a tierra/km. 1

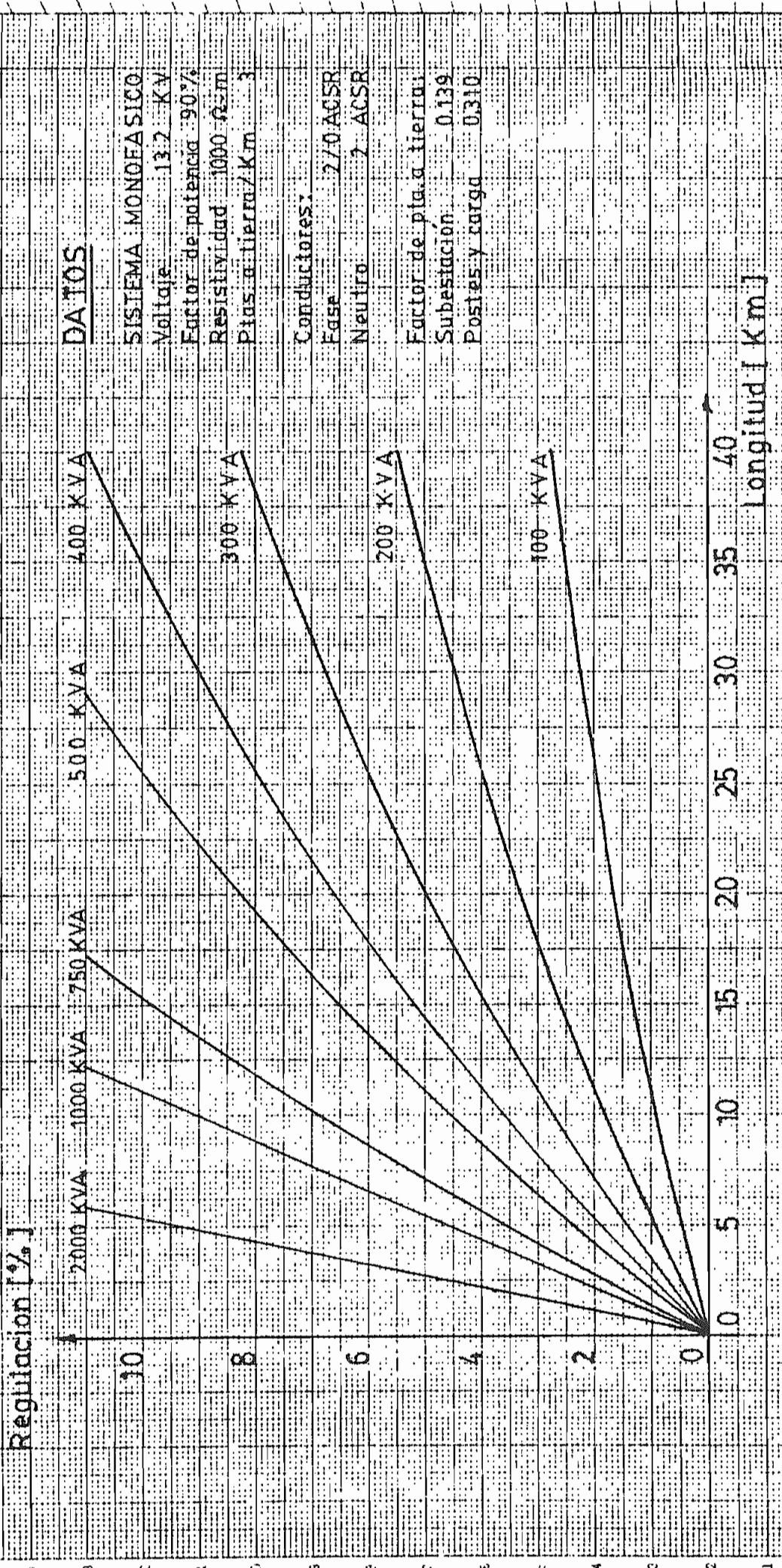
Conductores:

Fase 2/0 ACSR
 Neutro 2/0 ACSR

Factor de pta. a tierra:
 Subestacion 0.139
 Postes y carga 0.310

Longitud [K.m.]

FIG 4.9.a REGULACION EN UN ALIMENTADOR MONOFASICO EN FUNCION DE LA LONGITUD PARA DIFERENTES VALORES DE CARGA, $r = 1000 \Omega \cdot m$



DATOS

SISTEMA MONOFASICO
 Voltaje 132 KV
 Factor de potencia 90%
 Resistividad 1000 $\Omega \cdot m$
 Ptas. a tierra/Km 3

Conductores:

Fase 2/0 ACSR
 Neutro 2 ACSR

Factor de pta. a tierra
 Subestacion 0.139
 Postes y carga 0.310

Longitud [km]

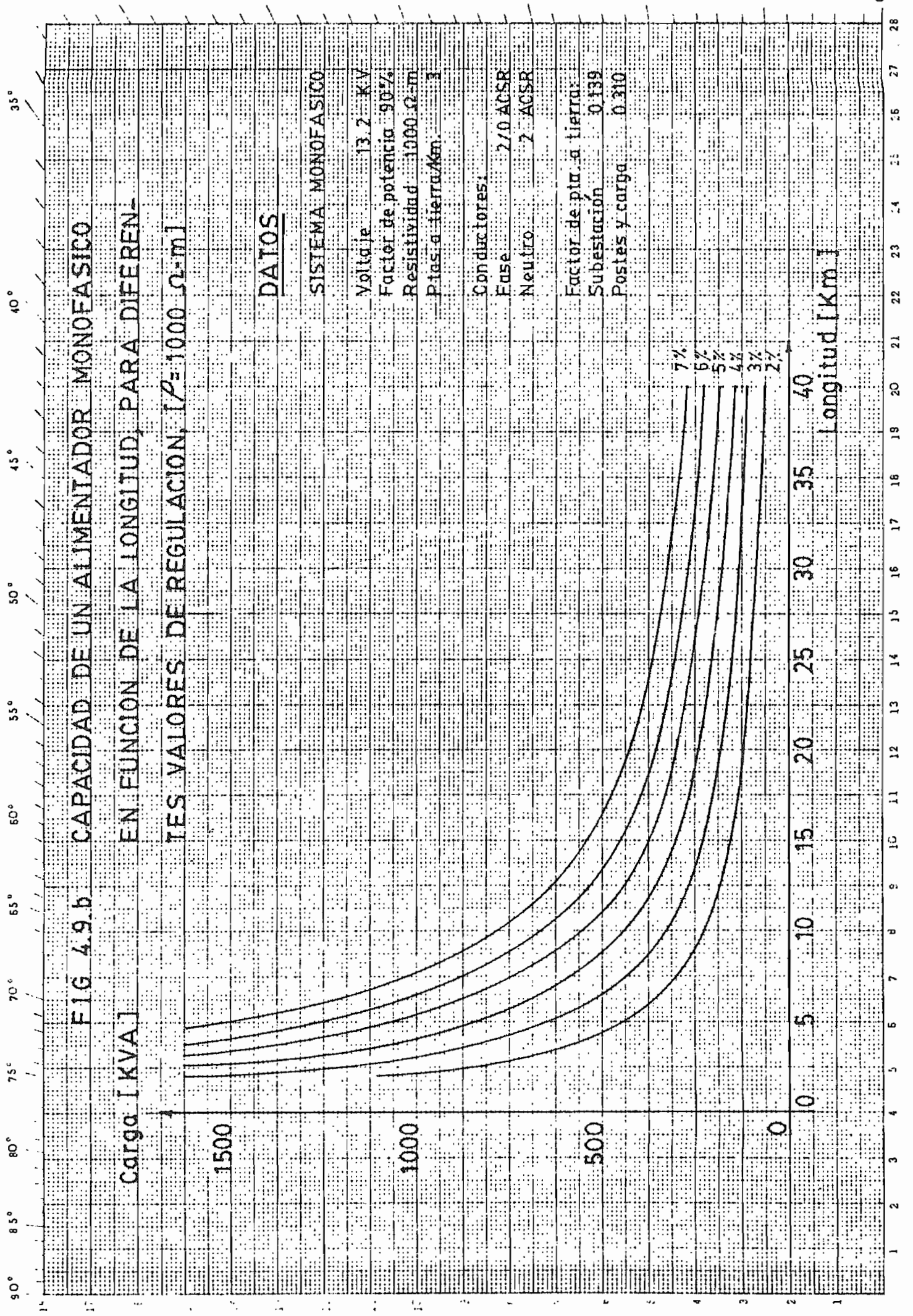
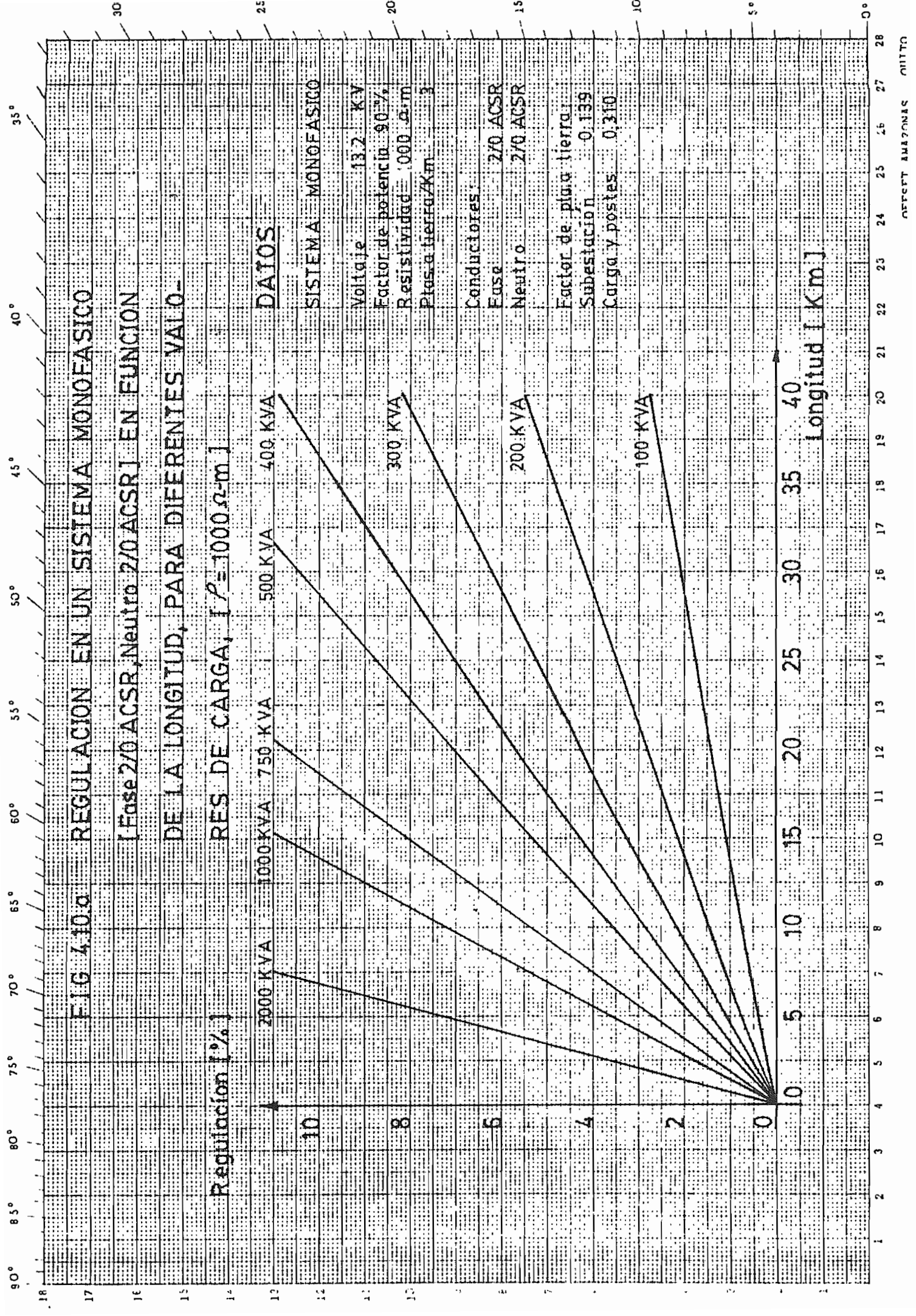


FIG 4.9.b CAPACIDAD DE UN ALIMENTADOR MONOFASICO EN FUNCION DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES DE REGULACION, [$\rho = 1000 \Omega \cdot m$]

DATOS

SISTEMA MONOFASICO
 Voltaje 13.2 KV
 Factor de potencia 90%
 Resistividad 1000 $\Omega \cdot m$
 Pies a tierra/Km. 3
 Conductores:
 Fase 2/0 ACSR
 Neutro 2 ACSR
 Factor de pla. a tierra:
 Subestacion 0.139
 Postes y carga 0.310

Longitud [Km]



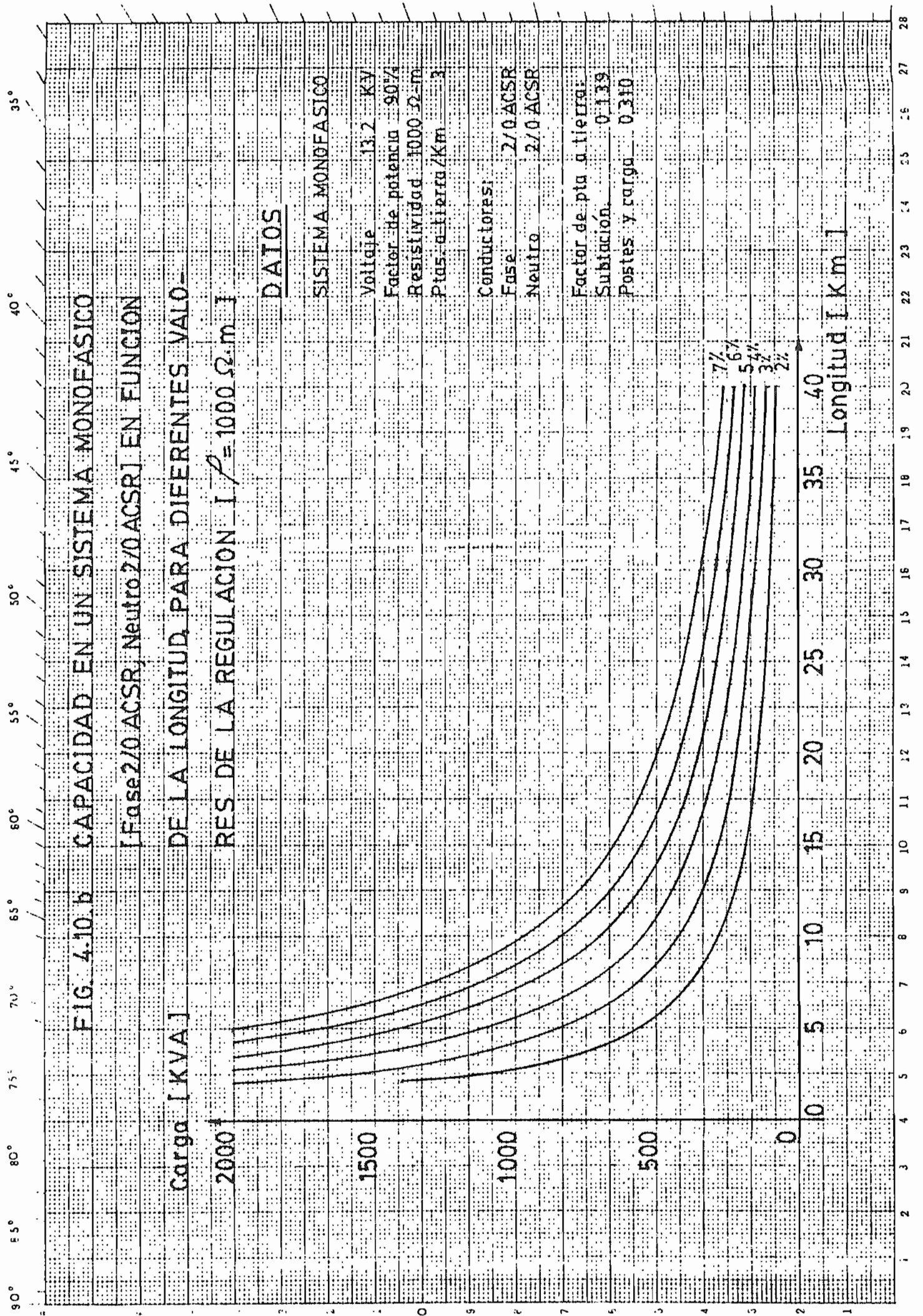


FIG. 4.10.b CAPACIDAD EN UN SISTEMA MONOFASICO

[Fase 2/0 ACSR, Neutro 2/0 ACSR] EN FUNCION

Carga [KVA] DE LA LONGITUD PARA DIFERENTES VALO-

RES DE LA REGULACION $I^2 R = 1000 \Omega \cdot m$

DATOS

SISTEMA MONOFASICO

Voltaje 13.2 KV
 Factor de potencia 90%
 Resistividad 1000 $\Omega \cdot m$
 Ptas. a tierra/Km 3

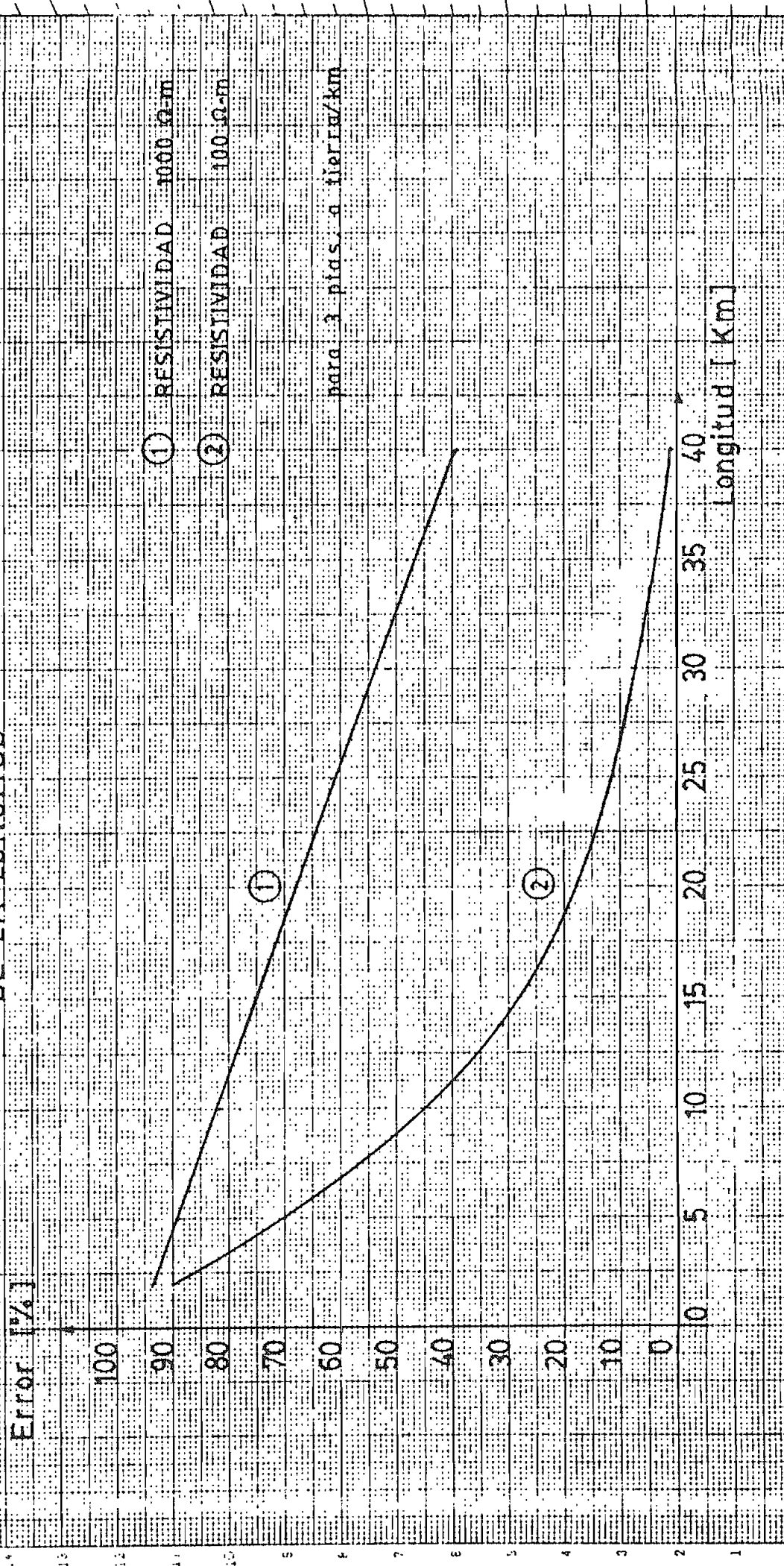
Conductores:

Fase 2/0 ACSR
 Neutro 2/0 ACSR

Factor de pta a tierra:
 Substación 0.139
 Postes y carga 0.310

Longitud [Km]

FIG. 5.0.a ERROR RELATIVO DE REGULACION ENTRE LOS RESULTADOS OBTENIDOS Y LOS VALORES DADOS POR LAS NORMAS EN FUNCION DE LA LONGITUD



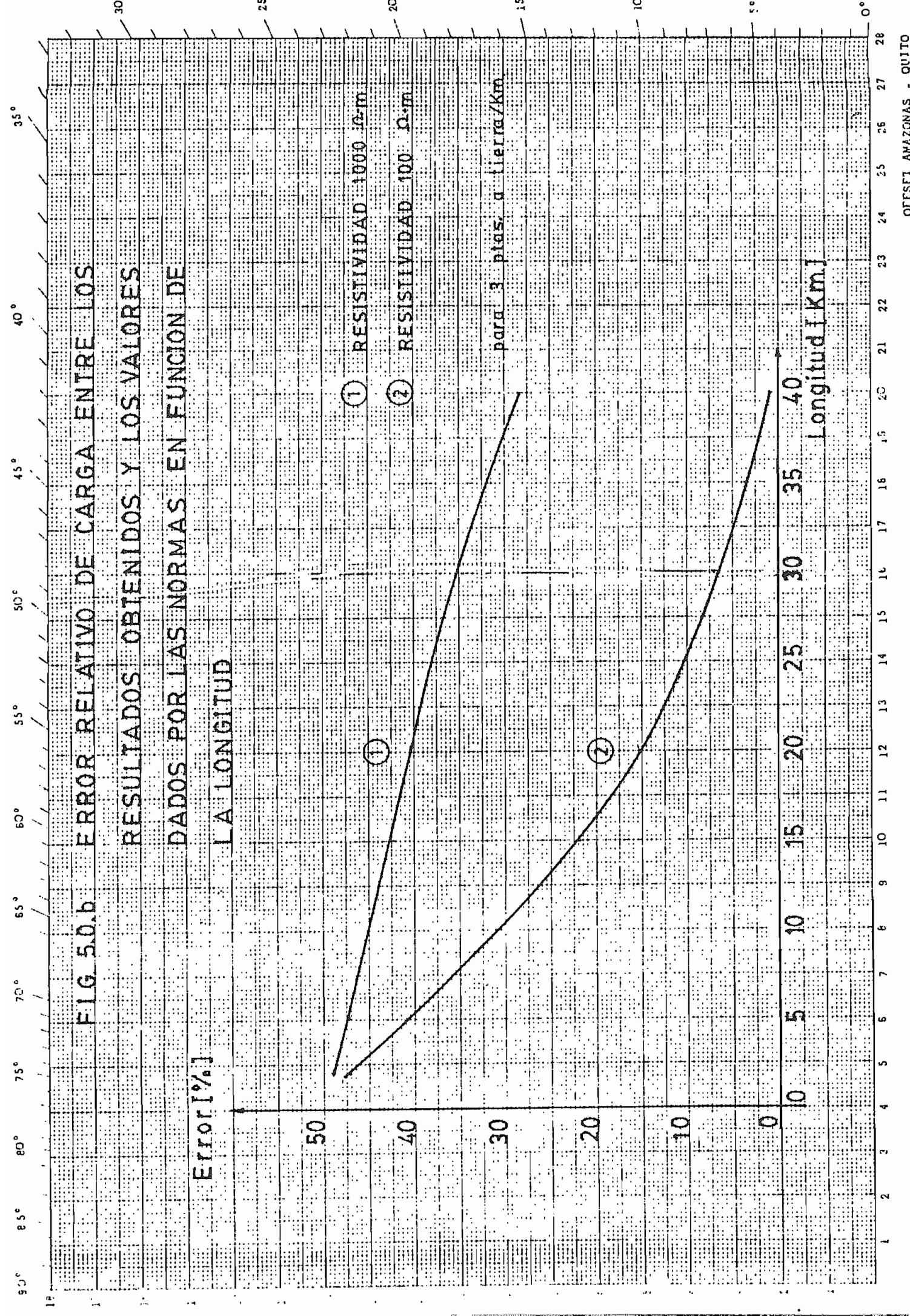
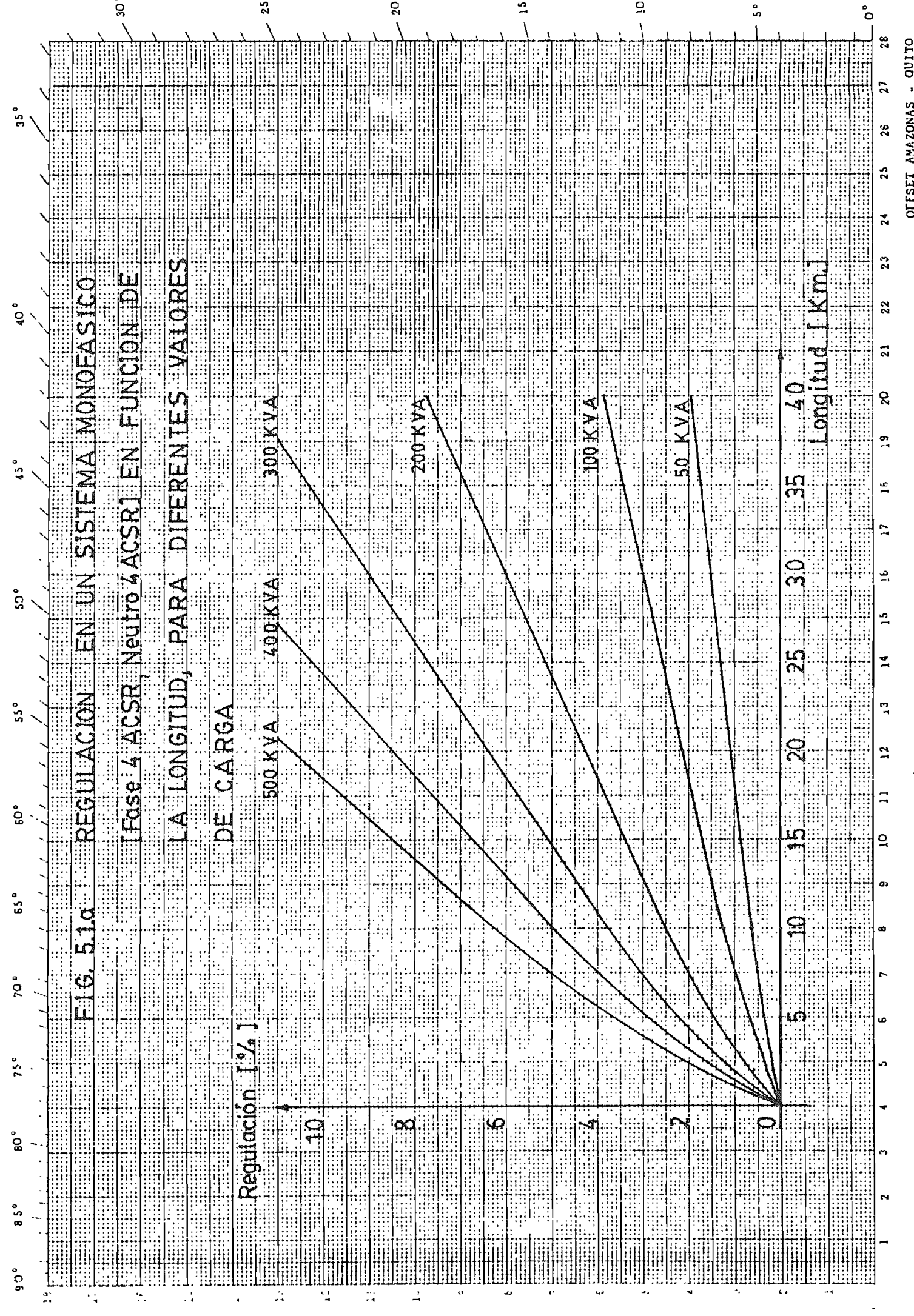


FIG 5.0.b ERROR RELATIVO DE CARGA ENTRE LOS RESULTADOS OBIENIDOS Y LOS VALORES DADOS POR LAS NORMAS EN FUNCION DE LA LONGITUD

(1) RESISTIVIDAD 1000 Ω·m
 (2) RESISTIVIDAD 100 Ω·m

para 3 plas, a tierra/km



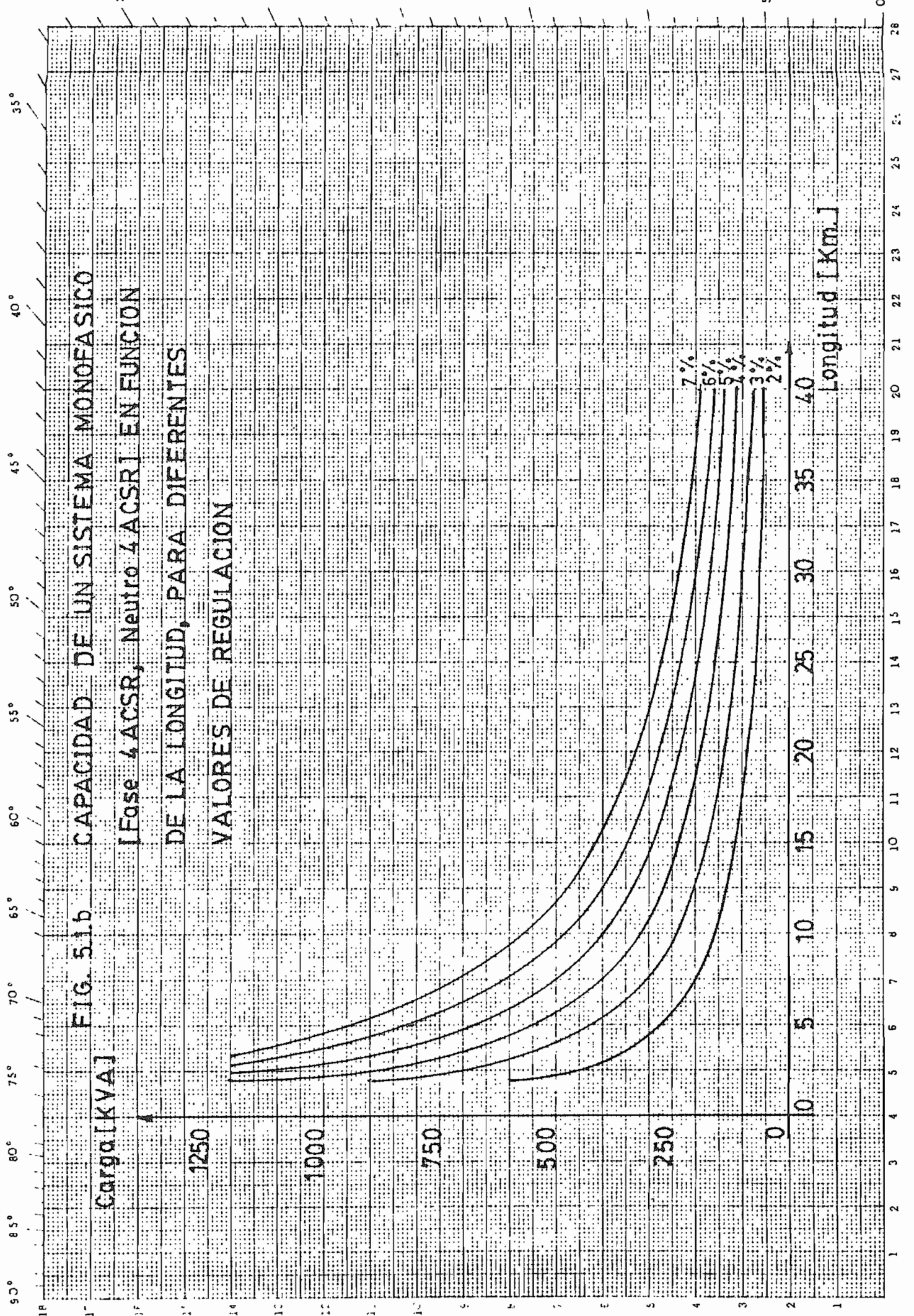


FIG. 5.1b CAPACIDAD DE UN SISTEMA MONOFASICO
 [Fase 4ACSR, Neutro 4ACSR] EN FUNCION
 DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
 VALORES DE REGULACION

Carga [KVA]

Longitud [Km.]

85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28

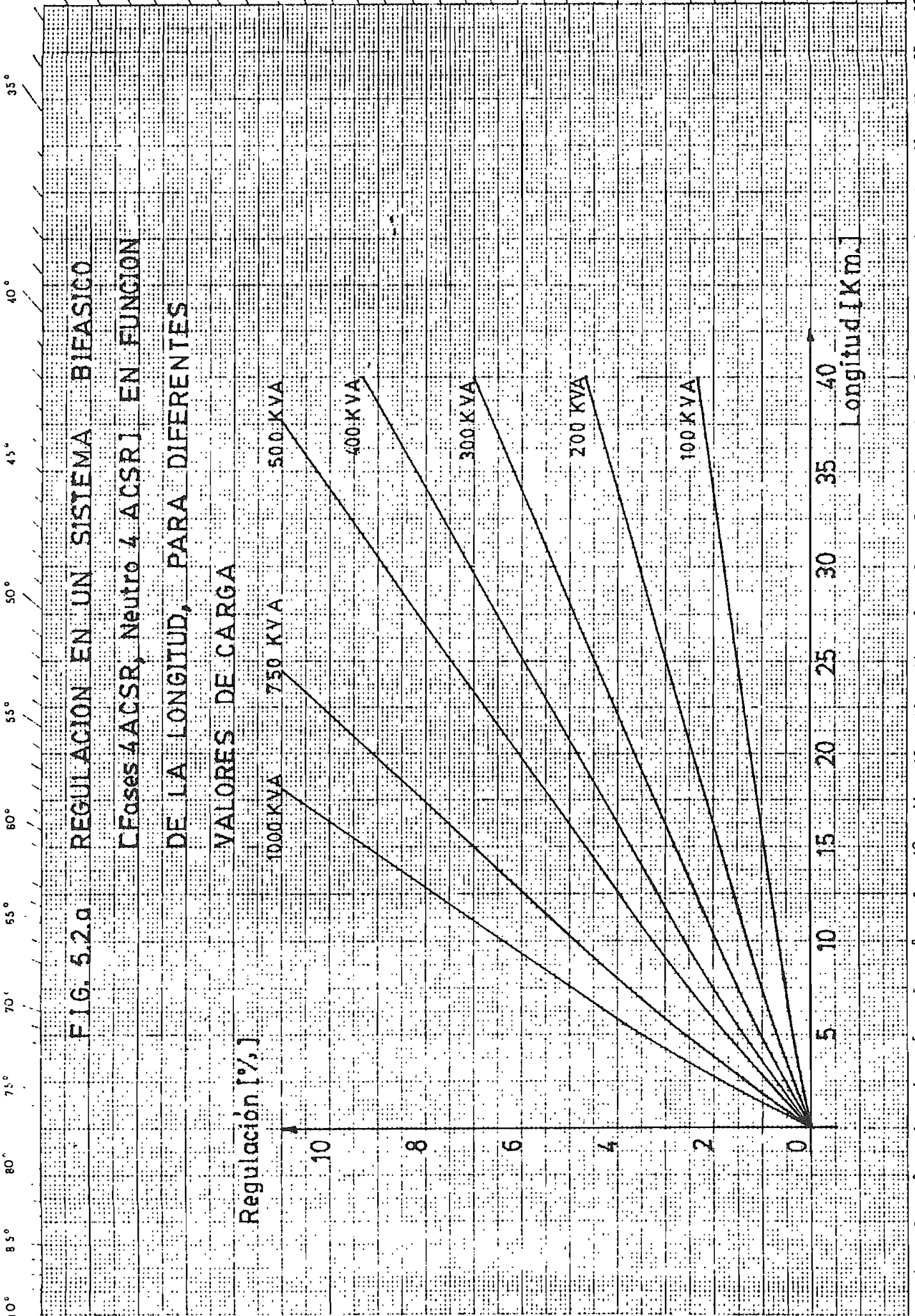


FIG. 5.2.a REGULACION EN UN SISTEMA BIFASICO
 CFases 4ACSR, Neutro 4 ACSRI EN FUNCION
 DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES

VALORES DE CARGA

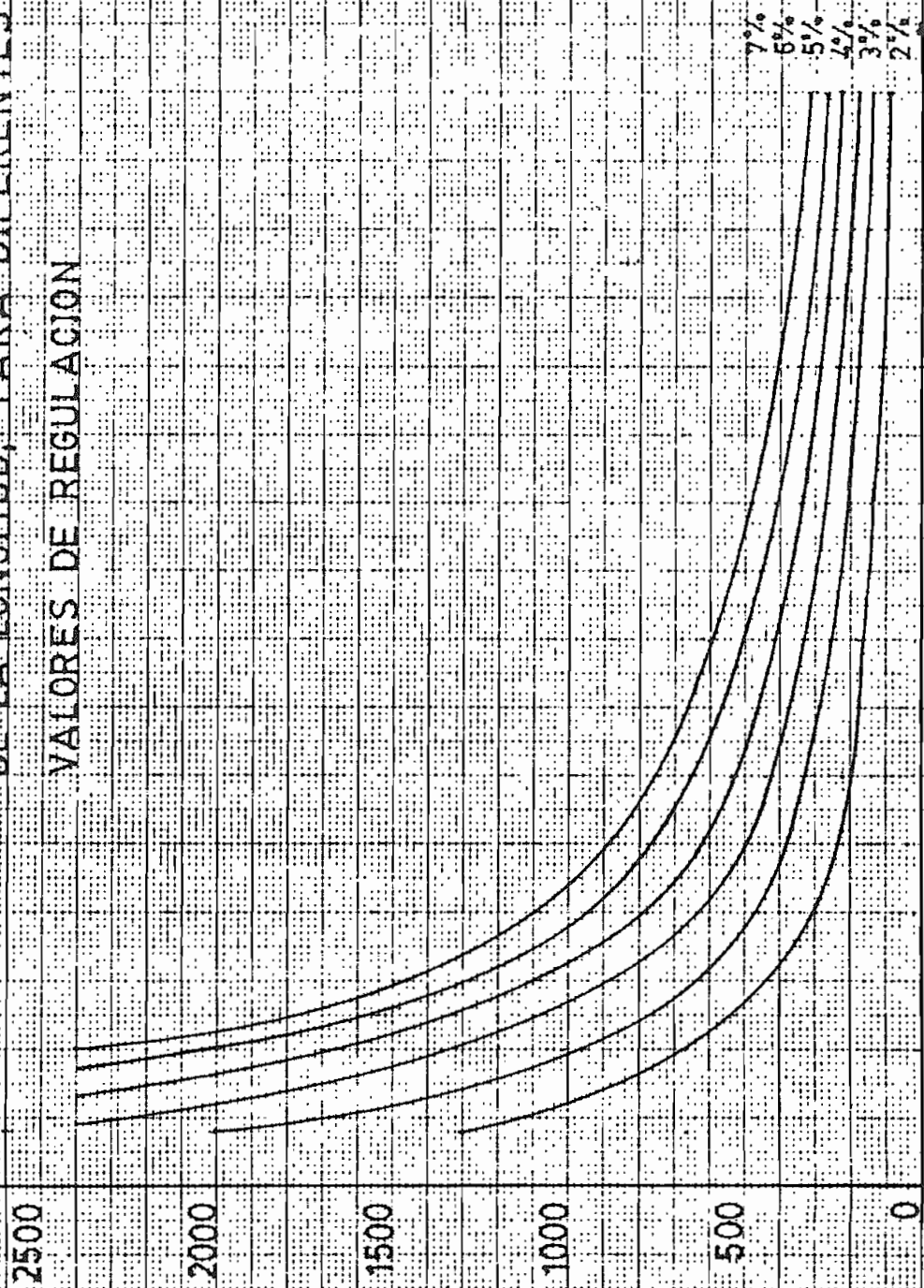
Regulación [%]

Longitud [K.m.]

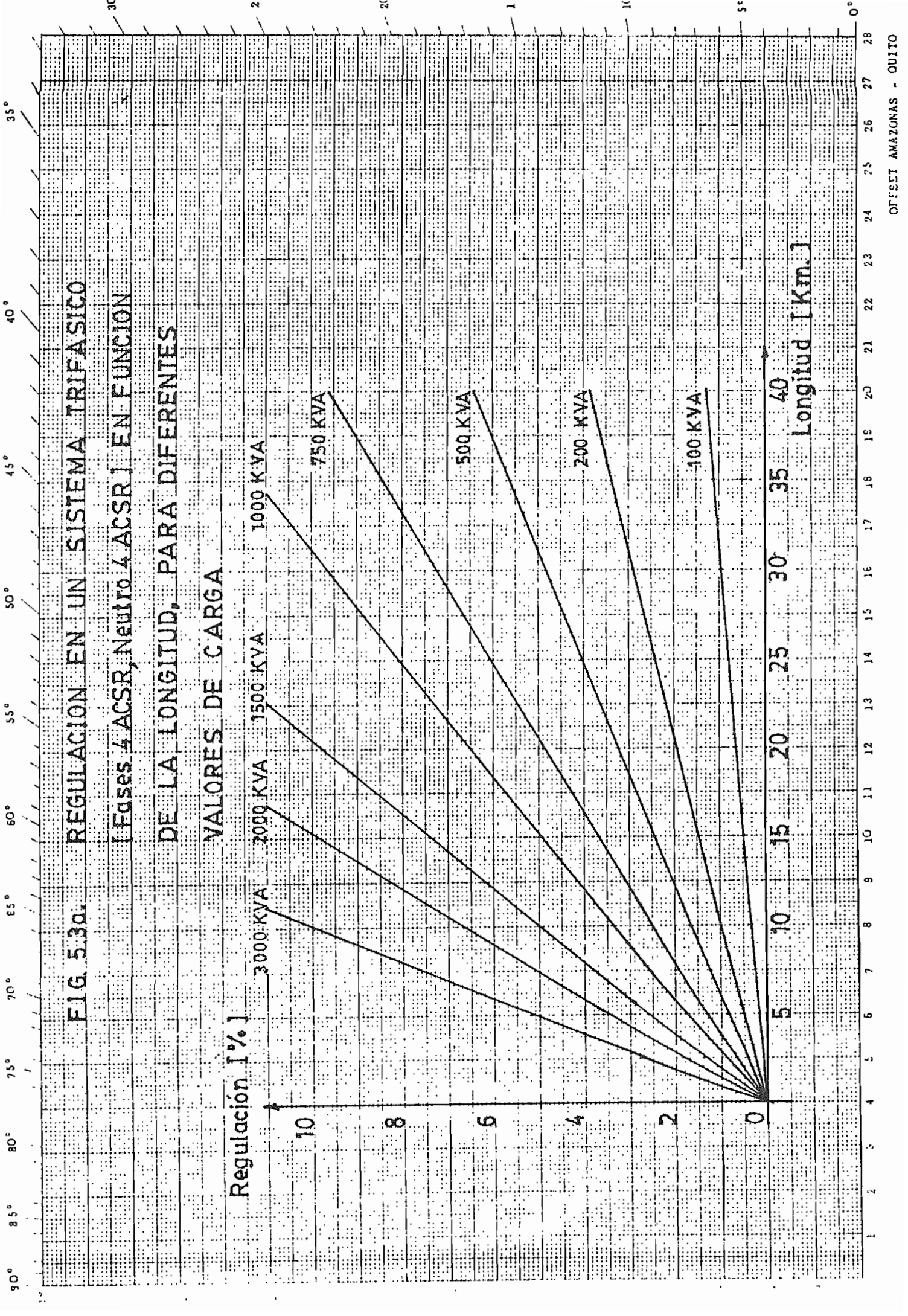
FIG. 5.2.b CAPACIDAD DE UN SISTEMA BIFASICO
 [Fases 4-ACSR, Neutro 4-ACSR] EN FUNCION

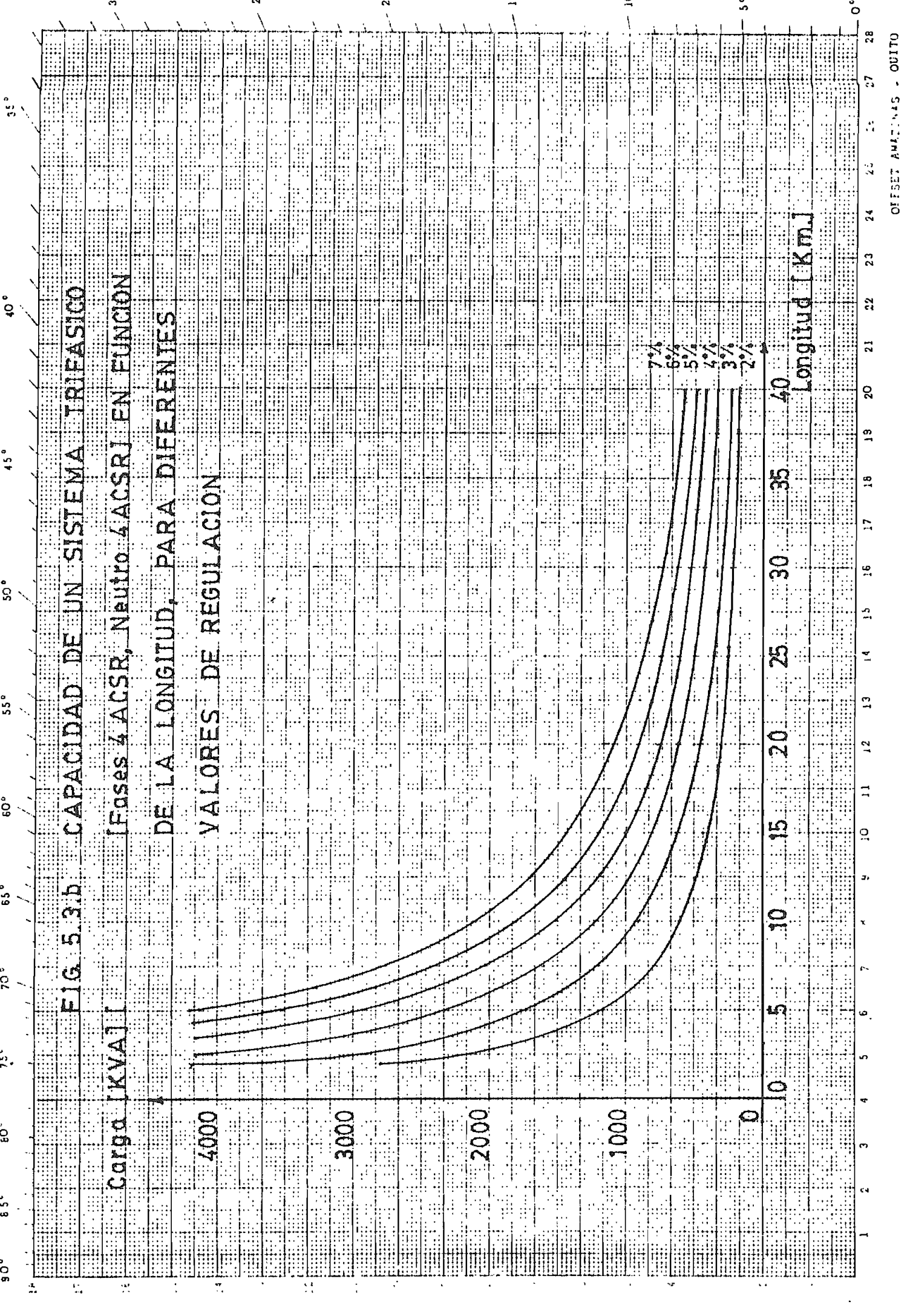
Carga [KVA]

DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
 VALORES DE REGULACION



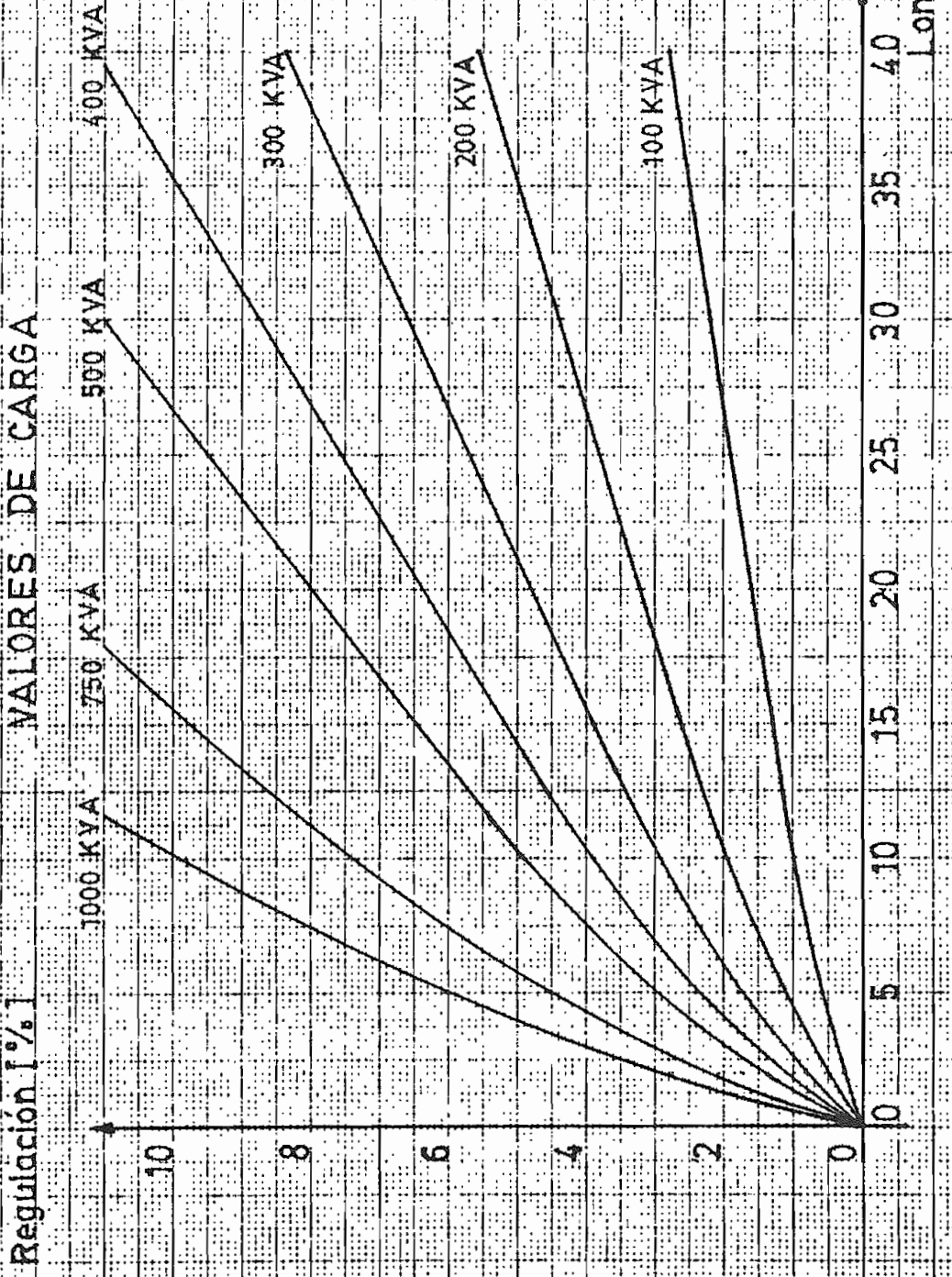
Longitud [Km]





83° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

FIG. 5.4.a REGULACION EN UN SISTEMA MONOFASICO
[Fase 2 ACSR, Neutro 4 ACSR] EN FUNCION
DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
VALORES DE CARGA



Longitud [Km]

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30

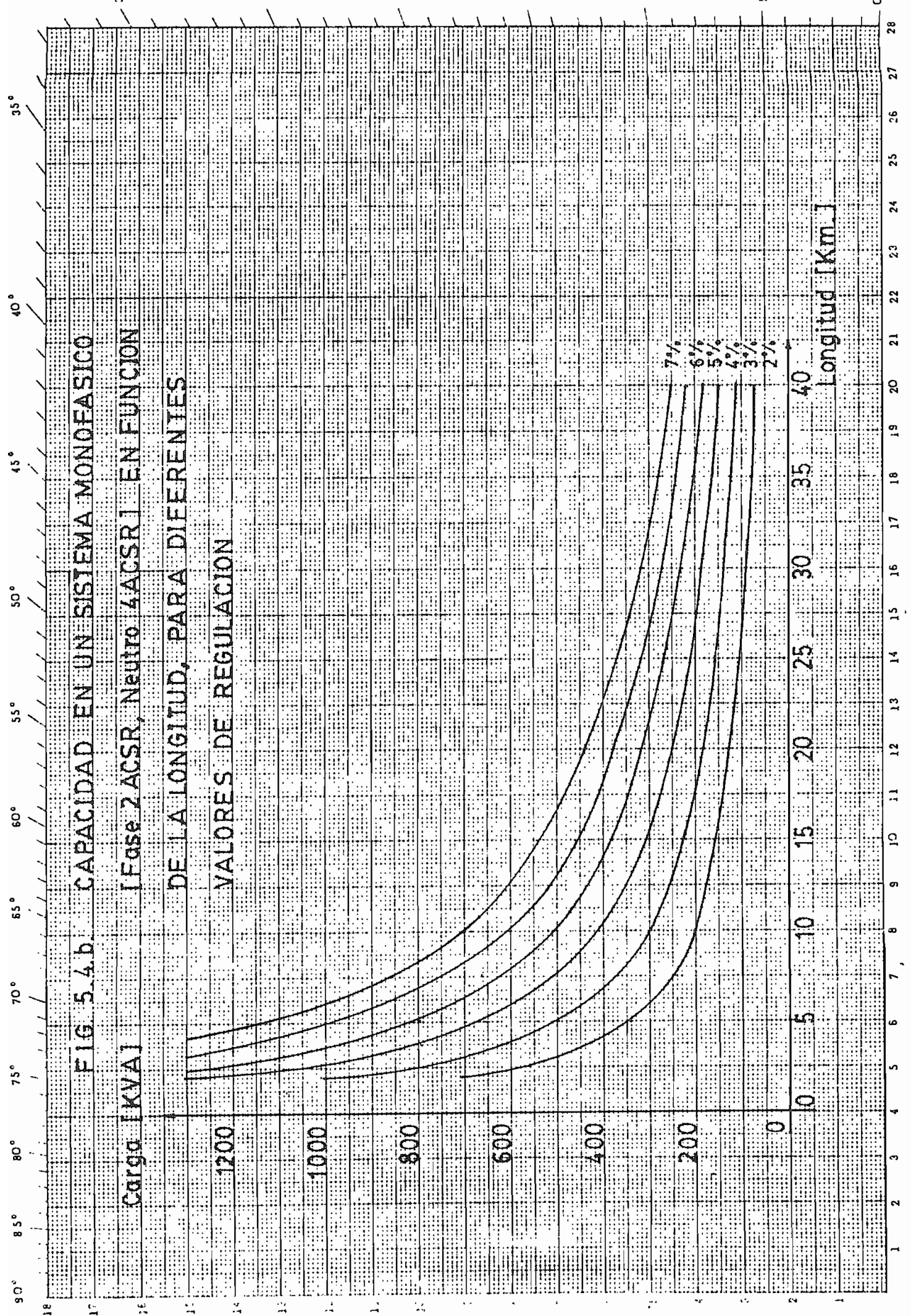


FIG 5.4.b. CAPACIDAD EN UN SISTEMA MONOFASICO
 [Fase 2 ACSR, Neutro 4 ACSR] EN FUNCION
 DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
 VALORES DE REGULACION

Carga [KVA]

Longitud [Km.]

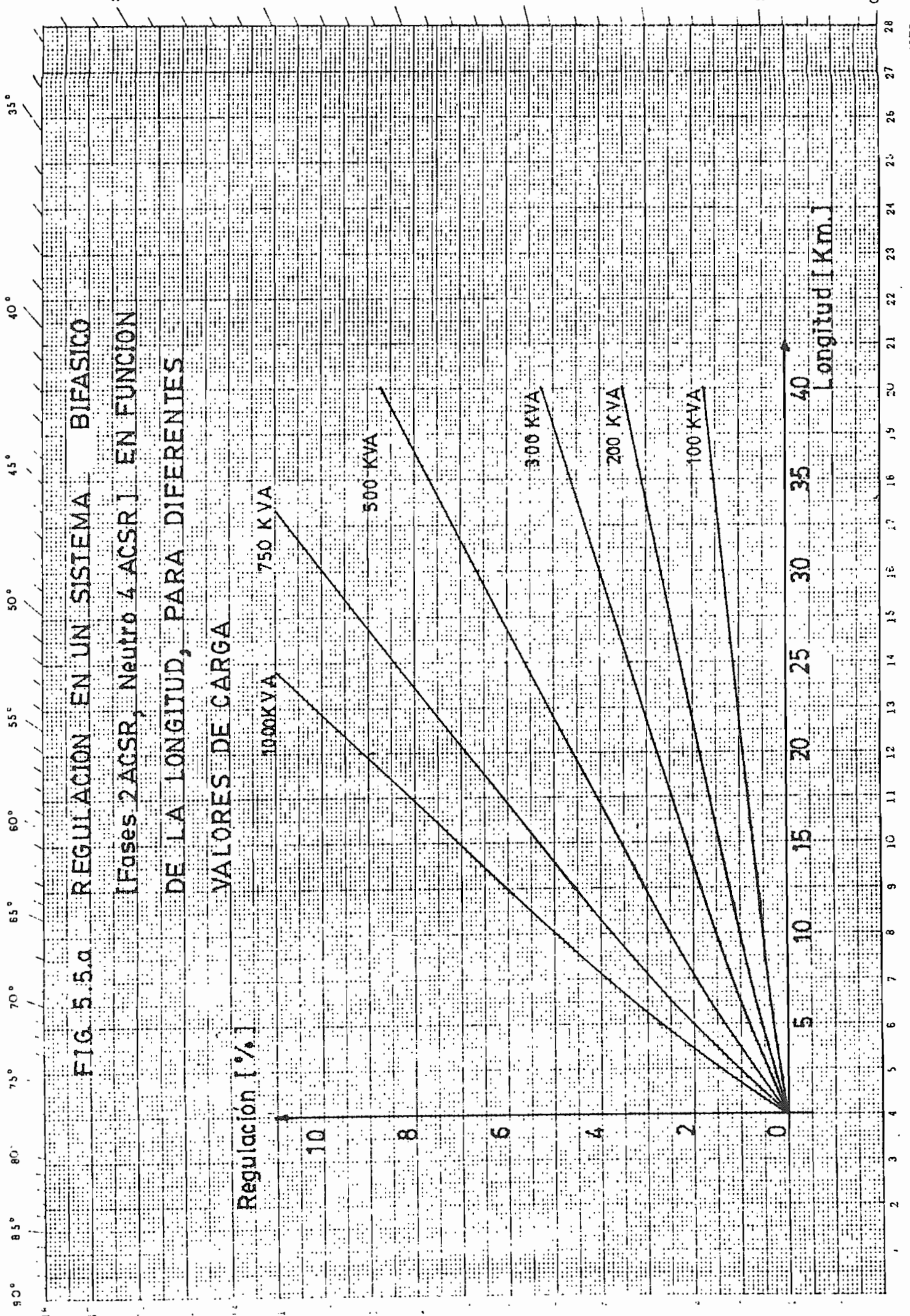
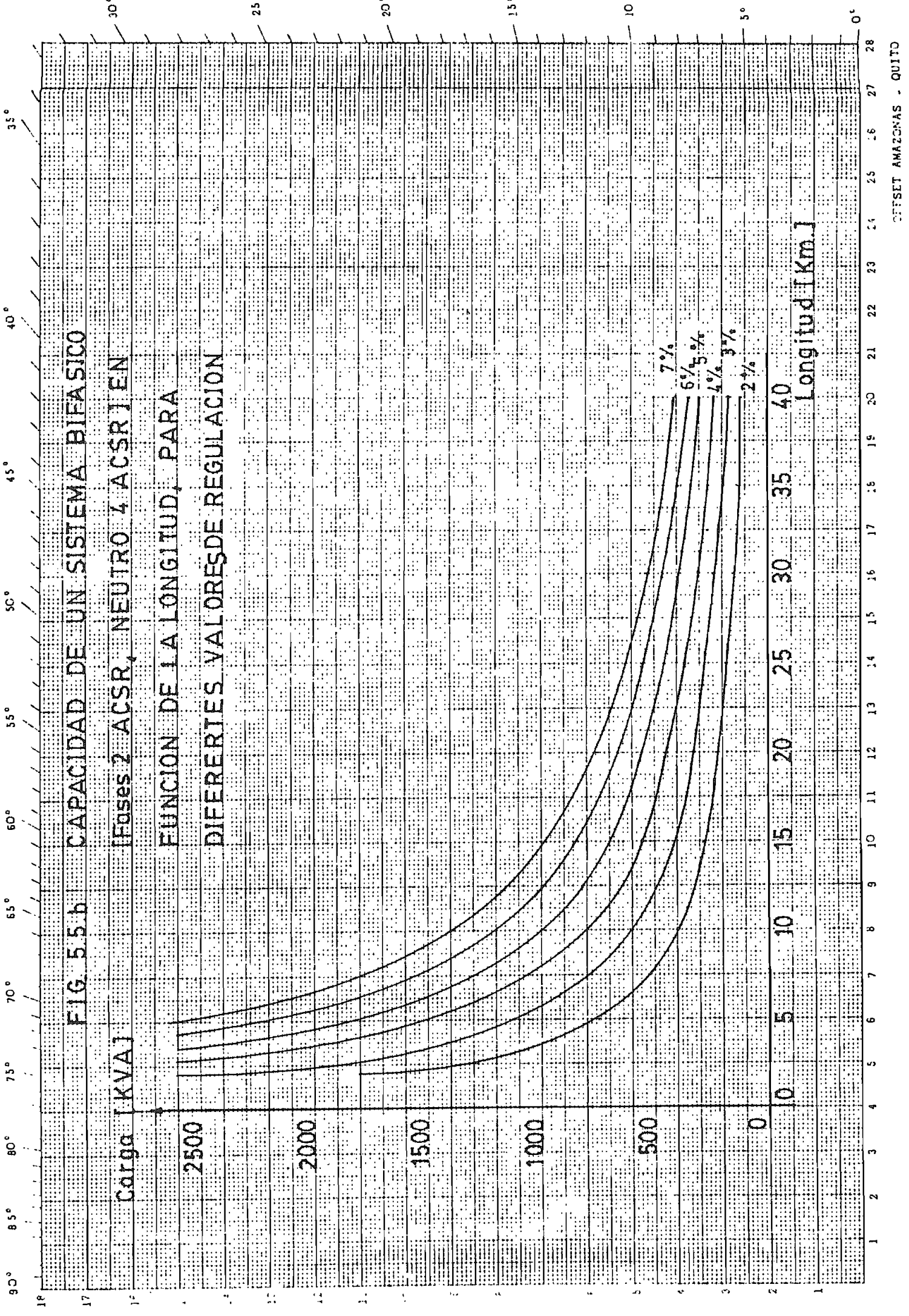
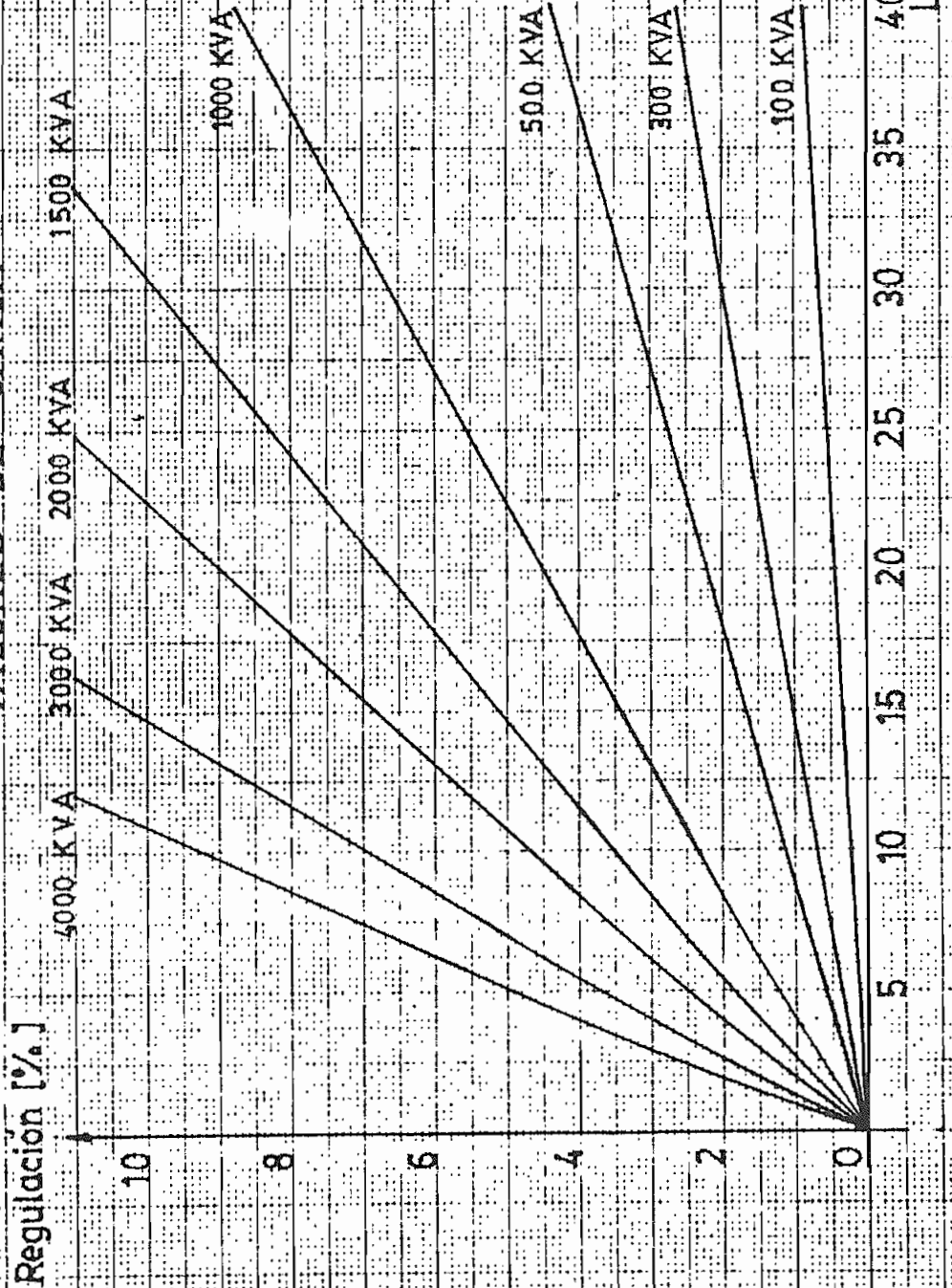


FIG. 5.5.a REGULACION EN UN SISTEMA BIFASICO
 [Fases 2 ACSR, Neutro 4 ACSR] EN FUNCION
 DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
 VALORES DE CARGA



**FIG. 5.6.a REGULACION EN UN SISTEMA TRIFASICO
[Fases 2ACSR, Neutro 4ACSR] EN FUNCION
DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
VALORES DE CARGA**



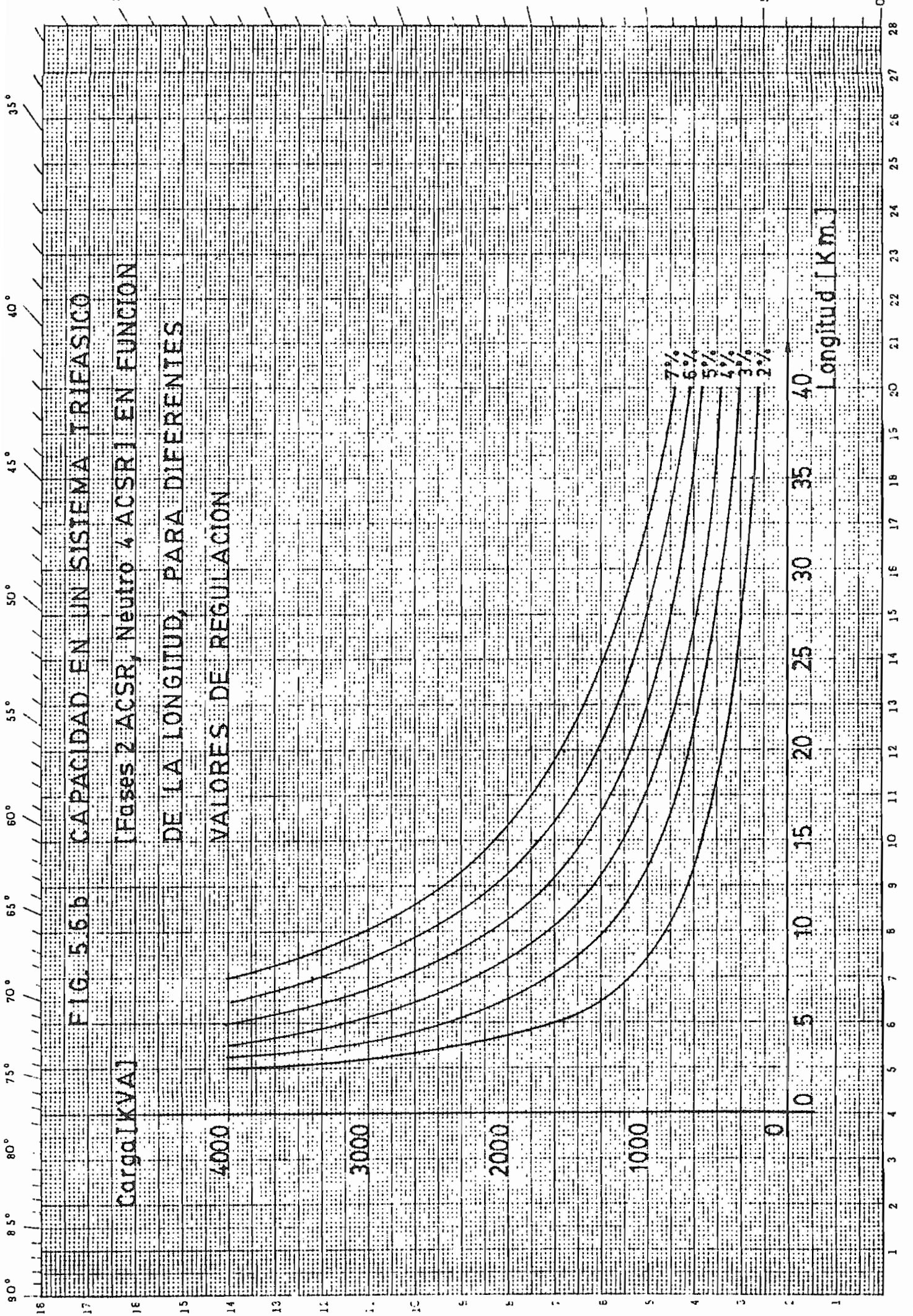


FIG. 5.6.b CAPACIDAD EN UN SISTEMA TRIFASICO
 [Fases 2 ACSR, Neutro 4 ACSR] EN FUNCION
 DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
 VALORES DE REGULACION

**FIG. 5.7.a REGULACION EN UN SISTEMA MONOFASICO
[Fase 1/0 ACSR, Neutro 4 ACSR] EN FUNCION
DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
VALORES DE CARGA**

Regulacion [%]

1000 KVA 750 KVA

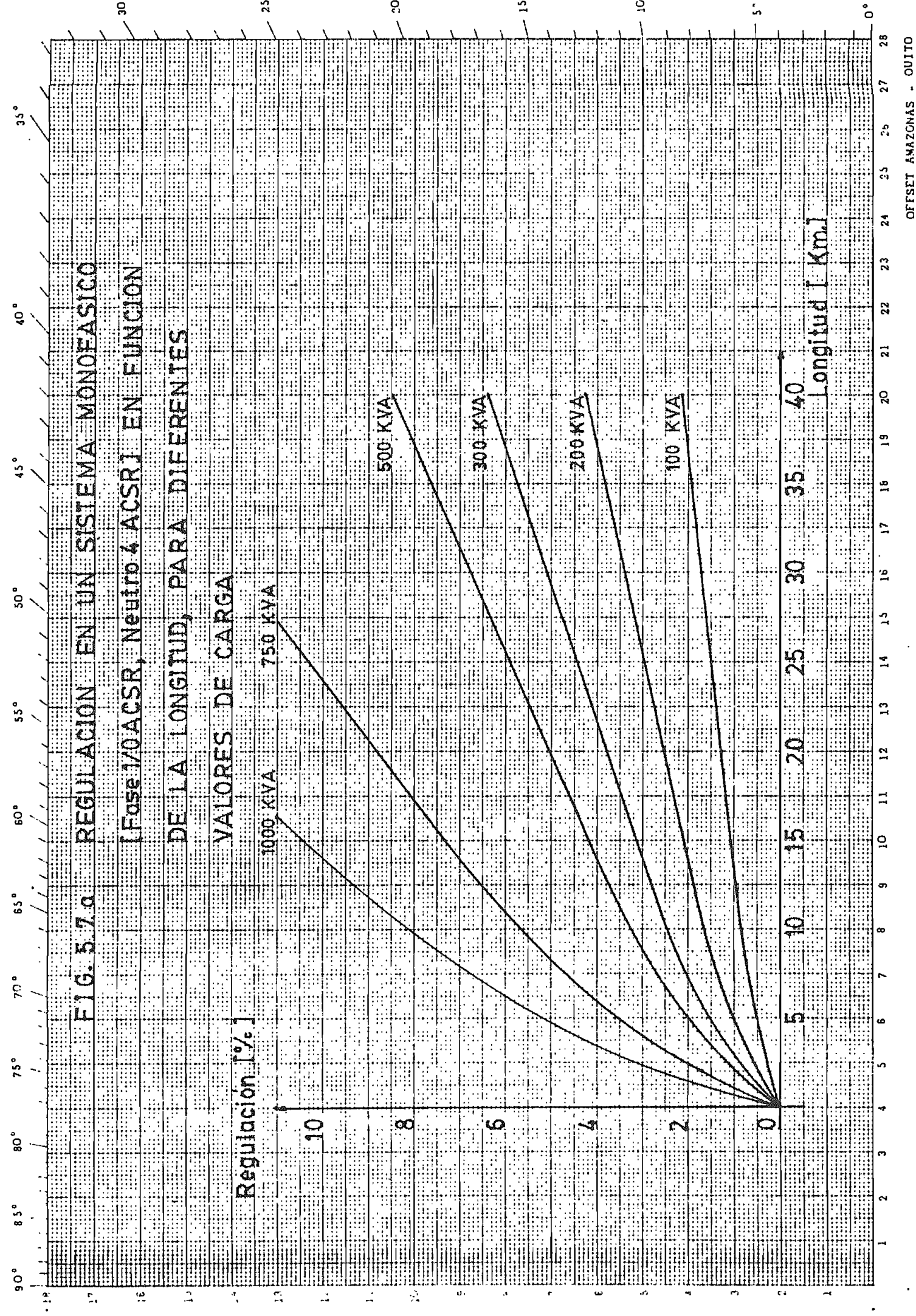
500 KVA

300 KVA

200 KVA

100 KVA

Longitud [Km.]



90° 85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

FIG 5.7.b CAPACIDAD DE UN SISTEMA MONOFASICO
[Ease 1/0 ACSR, Neutro 4 ACSR] EN FUNCION
DE LA LONGITUD. PARA DIFERENTES
VAIORES DE REGULACION

Carga [KVA]

1500

1000

500

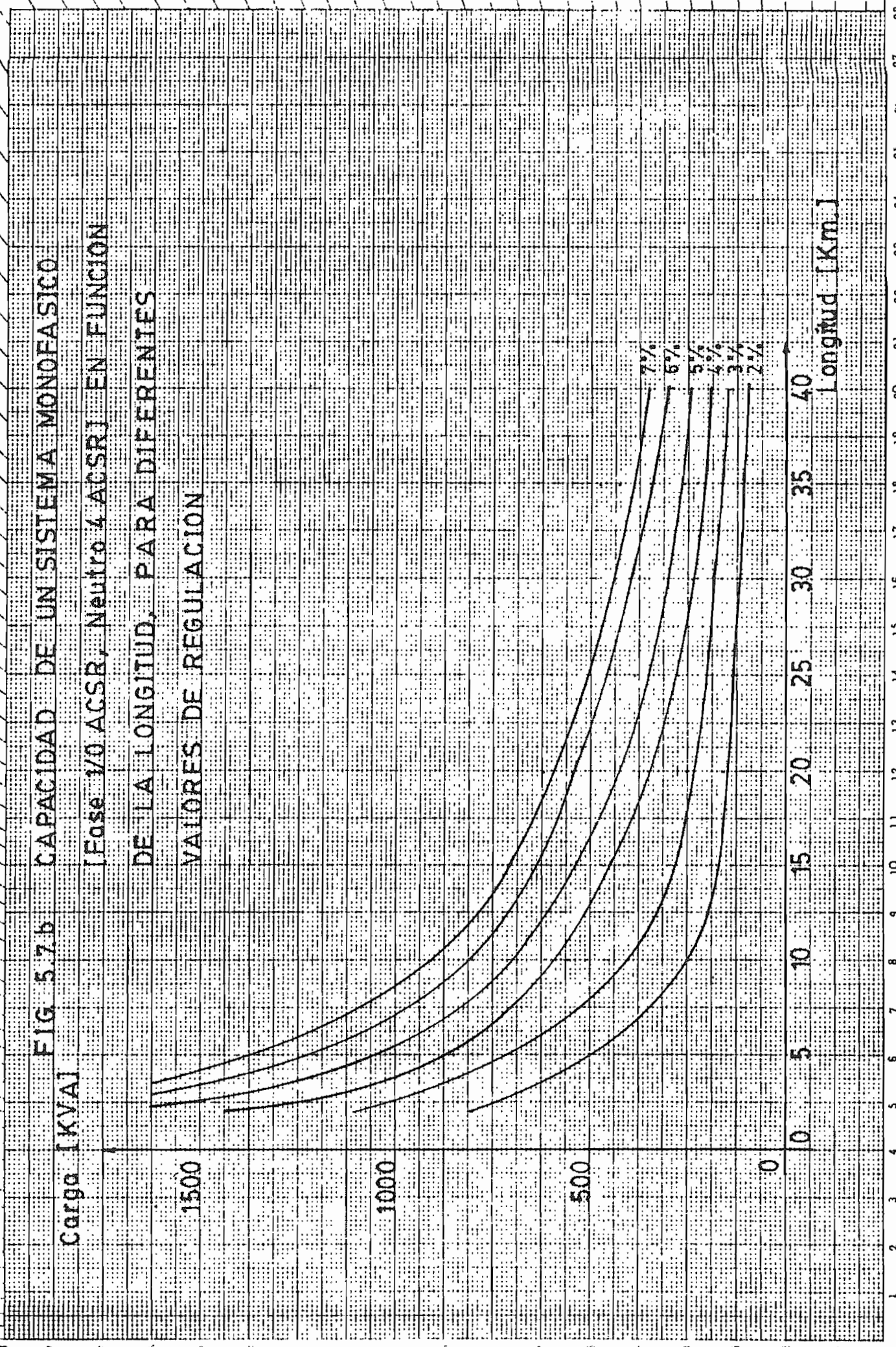
0

7%
6%
5%
4%
3%
2%

0 5 10 15 20 25 30 35 40

Longitud [Km.]

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28



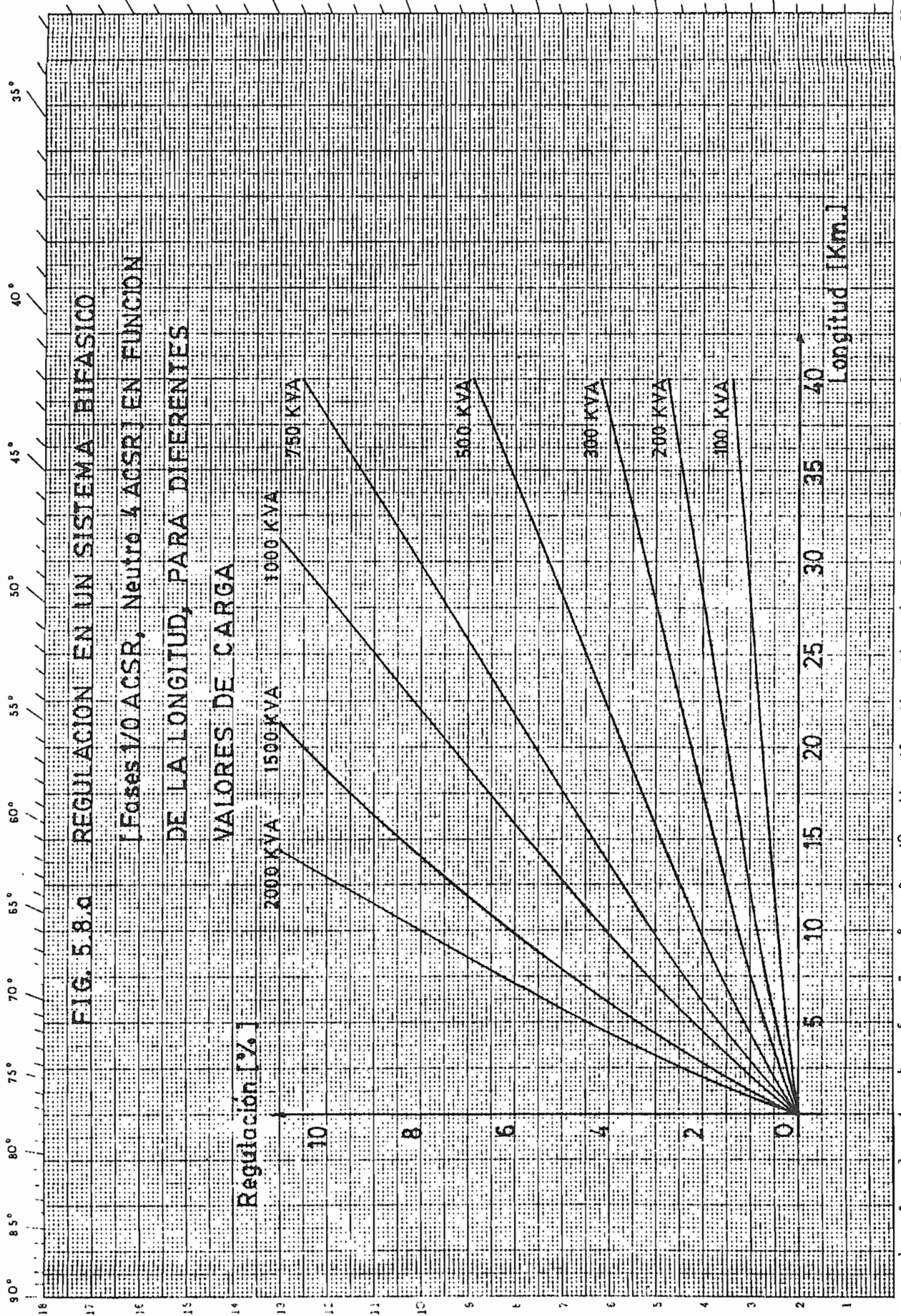


FIG. 5.8.a REGULACION EN UN SISTEMA BIFASICO

[Fases 1/0 ACSR, Neutro 4 ACSR] EN FUNCION DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES

VALORES DE CARGA

Regulación [%]

Longitud [Km.]

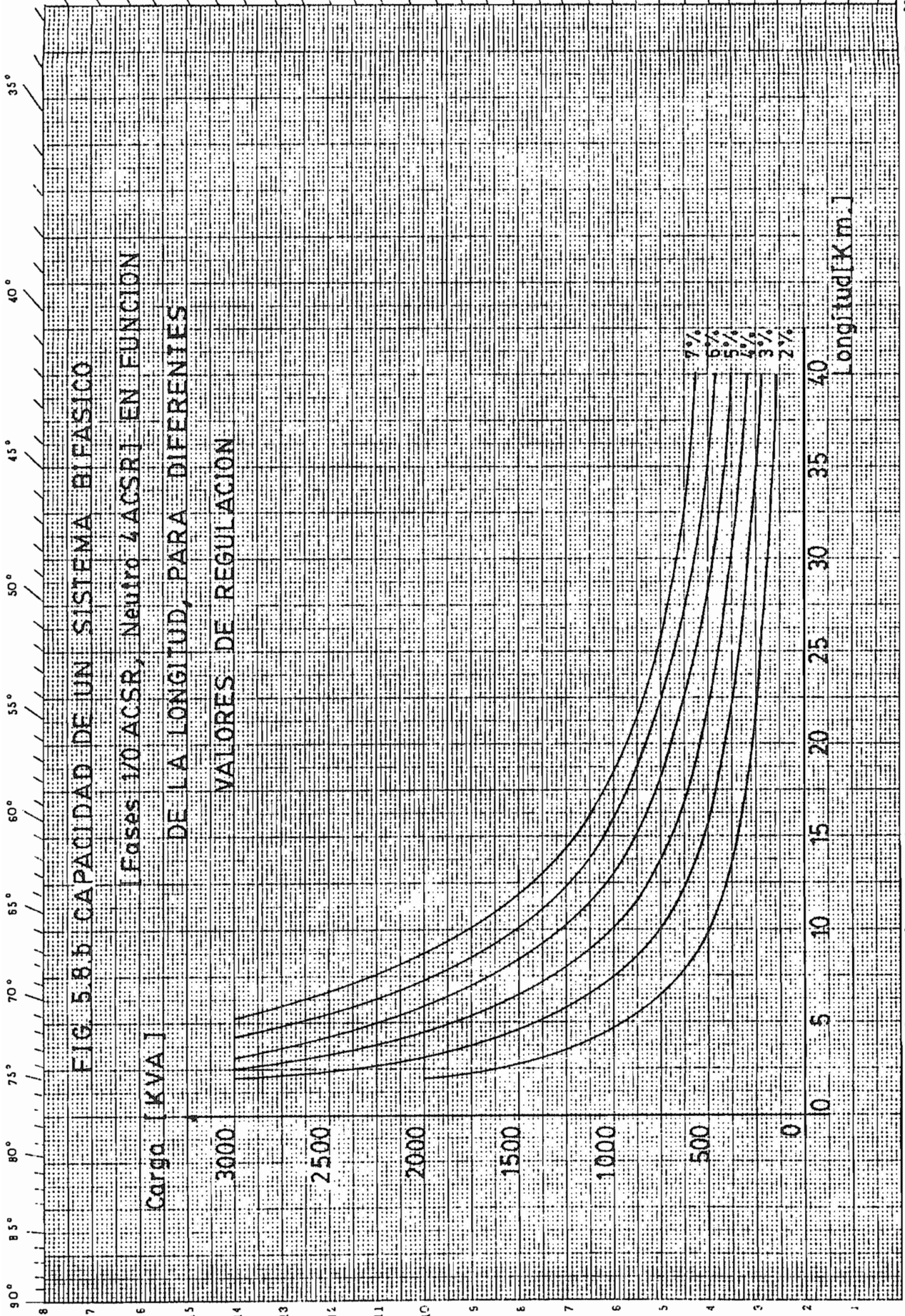


FIG 5.8.b CAPACIDAD DE UN SISTEMA BIFASICO

[Fases 1/0 ACSR, Neutro 4 ACSR] EN FUNCION

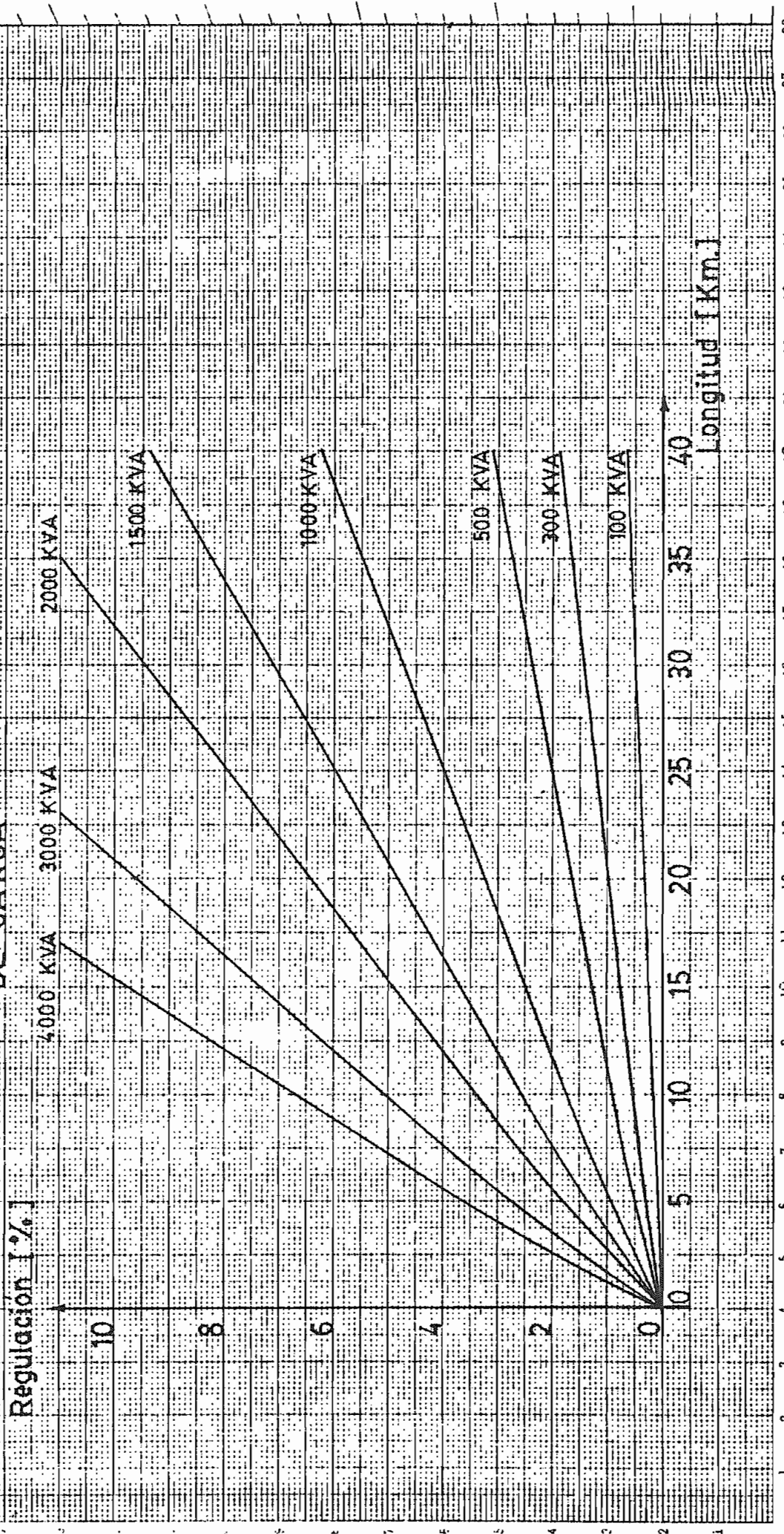
DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES

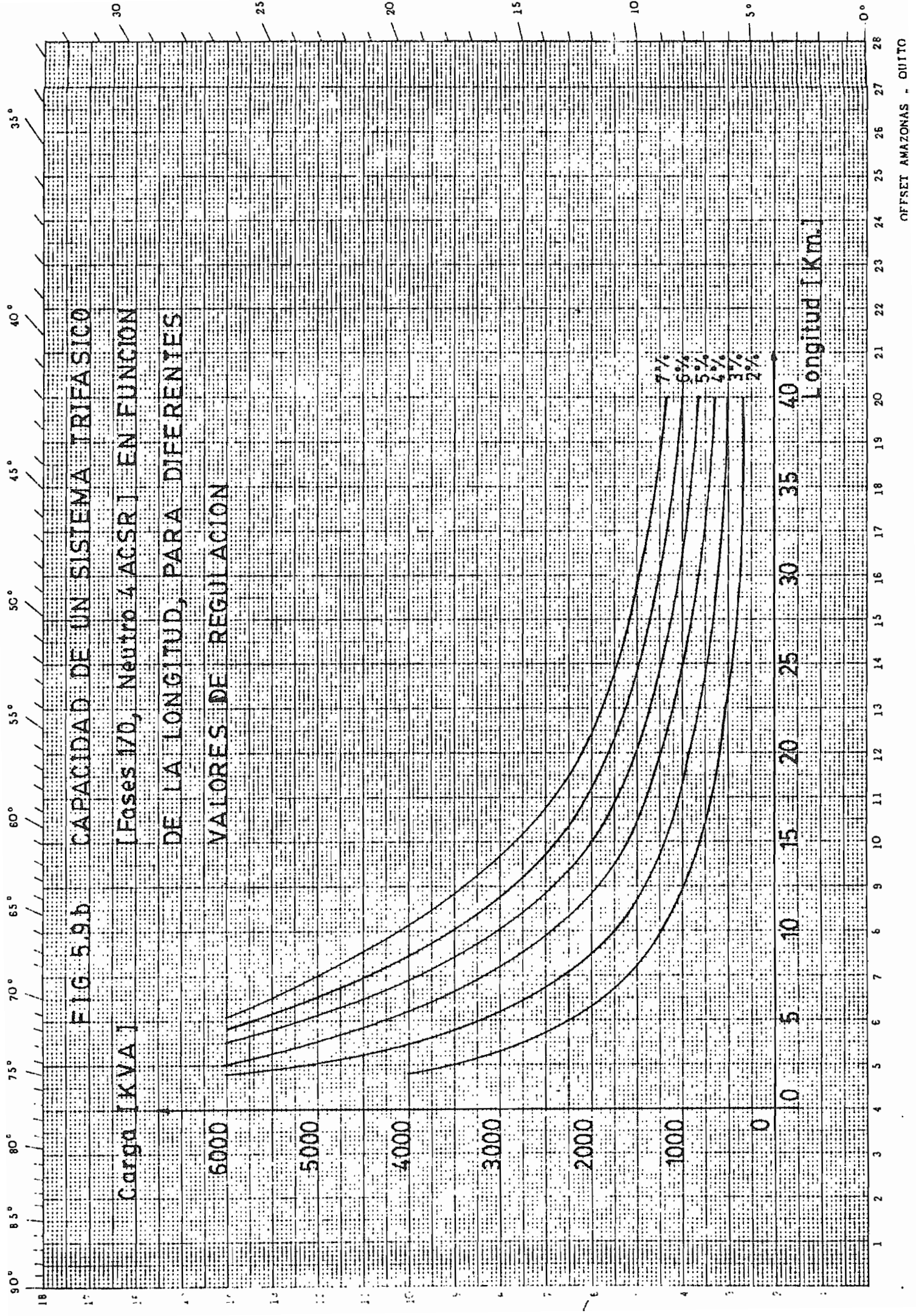
VALORES DE REGULACION

Carga [KVA]

Longitud [K.m.]

FIG. 5.9.a REGULACION EN UN SISTEMA TRIFASICO
 [Fases 1/0, Neutro 4ACSR] EN FUNCION DE
 LA LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES
 DE CARGA





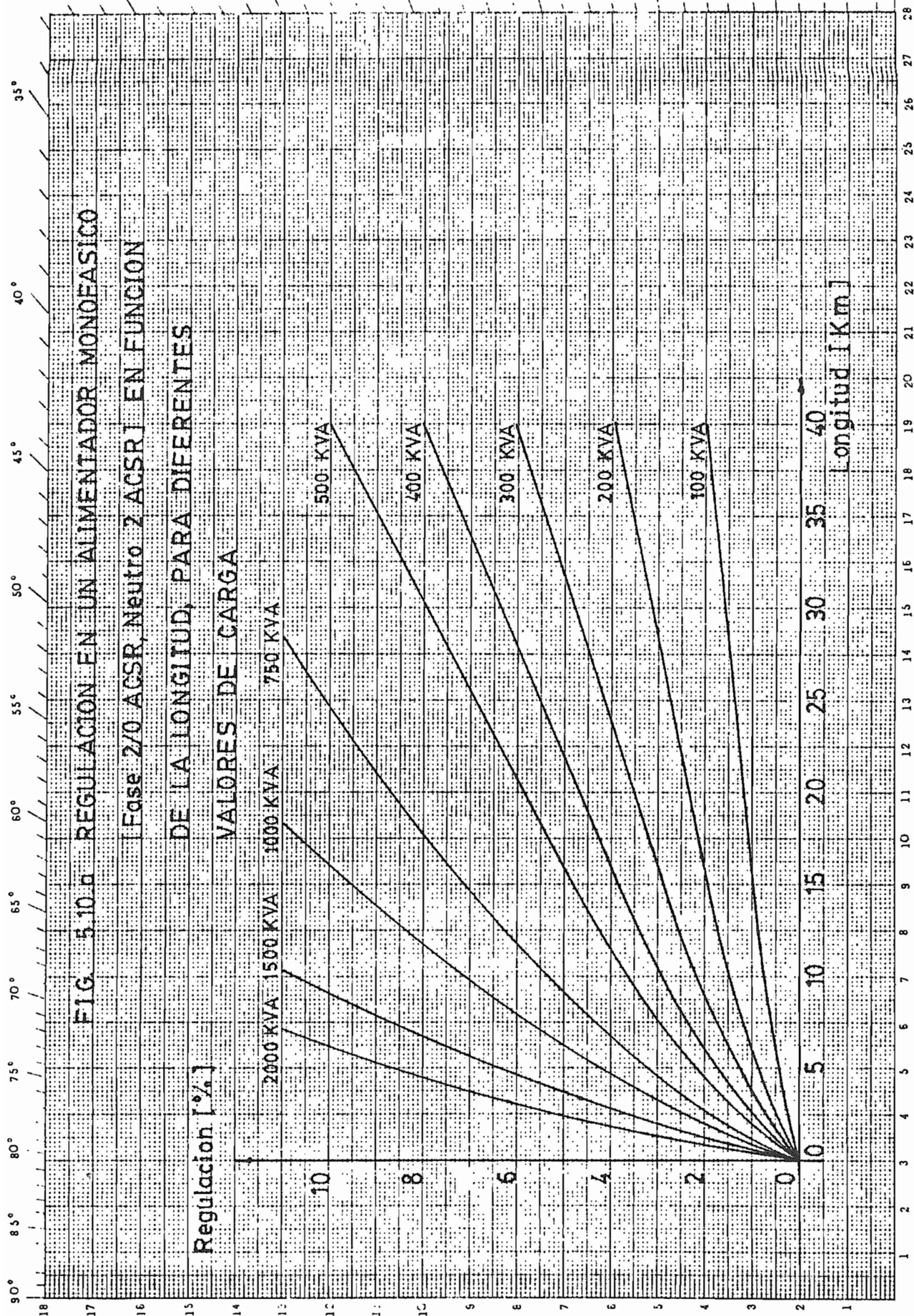


FIG. 5.10.a REGULACION EN UN ALIMENTADOR MONOFASICO
[Fase 2/0 ACSR, Neutro 2 ACSR] EN FUNCION
DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
VALORES DE CARGA

Regulacion [%]

Longitud [Km]

80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28

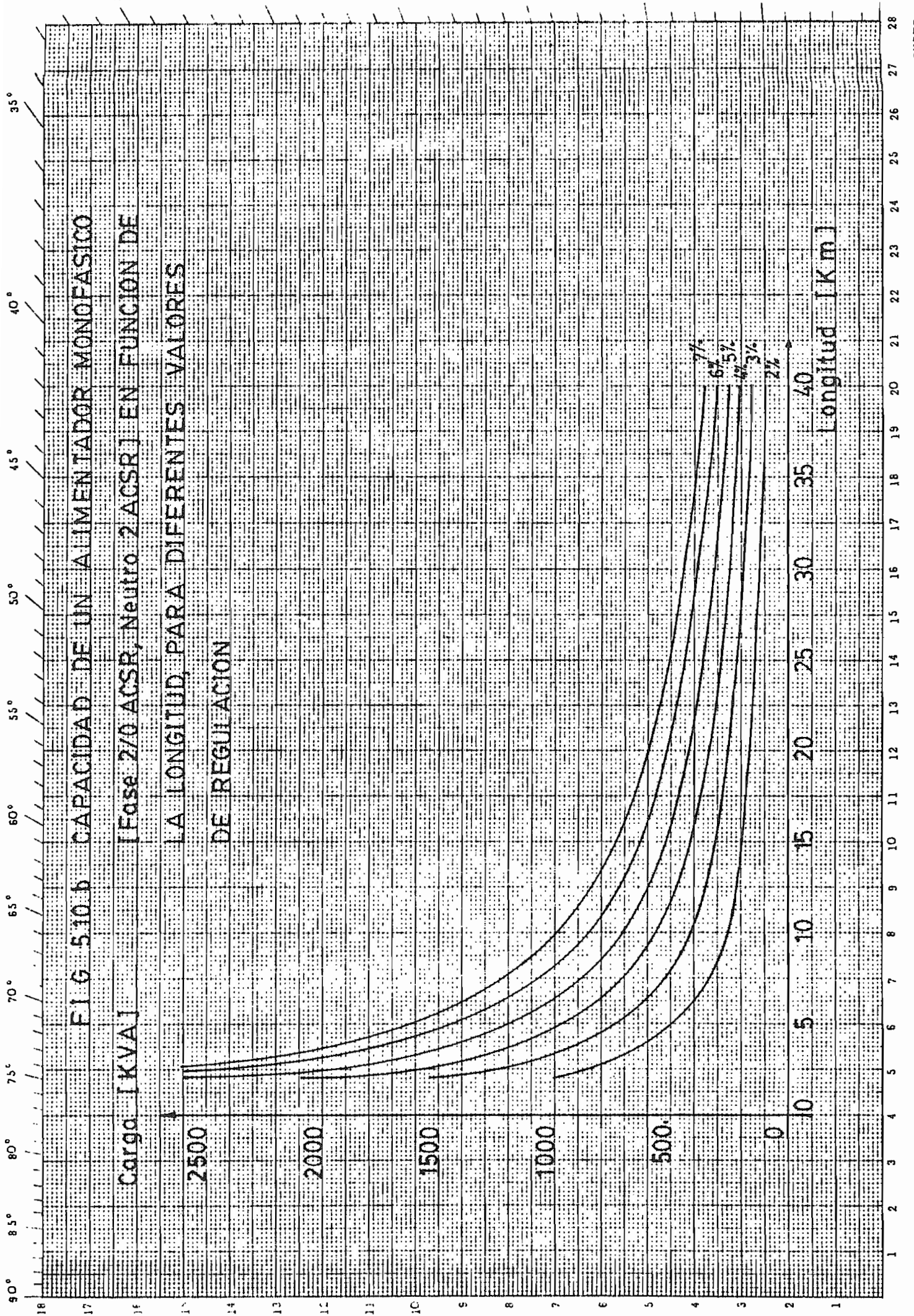


FIG 5.10.b CAPACIDAD DE UN ALIMENTADOR MONOFASICO [Fase 2/0 ACSR, Neutro 2 ACSR] EN FUNCION DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES DE REGULACION

Carga [KVA]

Longitud [KM]

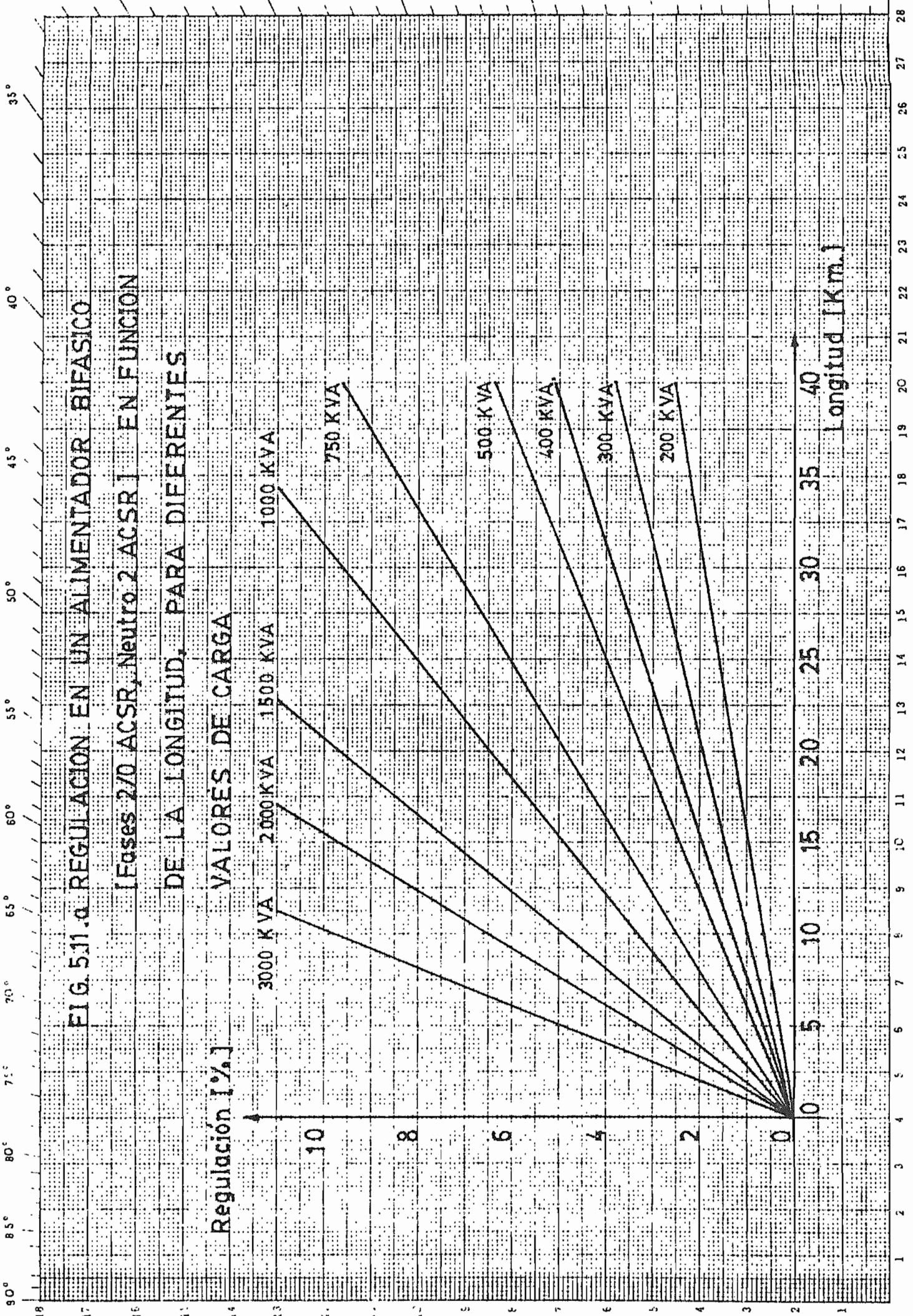


FIG. 5.11.a REGULACION EN UN ALIMENTADOR BIFASICO
 [Fases 2/0 ACSR, Neutro 2 ACSR] EN FUNCION
 DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
 VALORES DE CARGA

Regulación [%]

Longitud [K.m.]

3000 KVA 2000 KVA 1500 KVA 1000 KVA 750 KVA 200 KVA

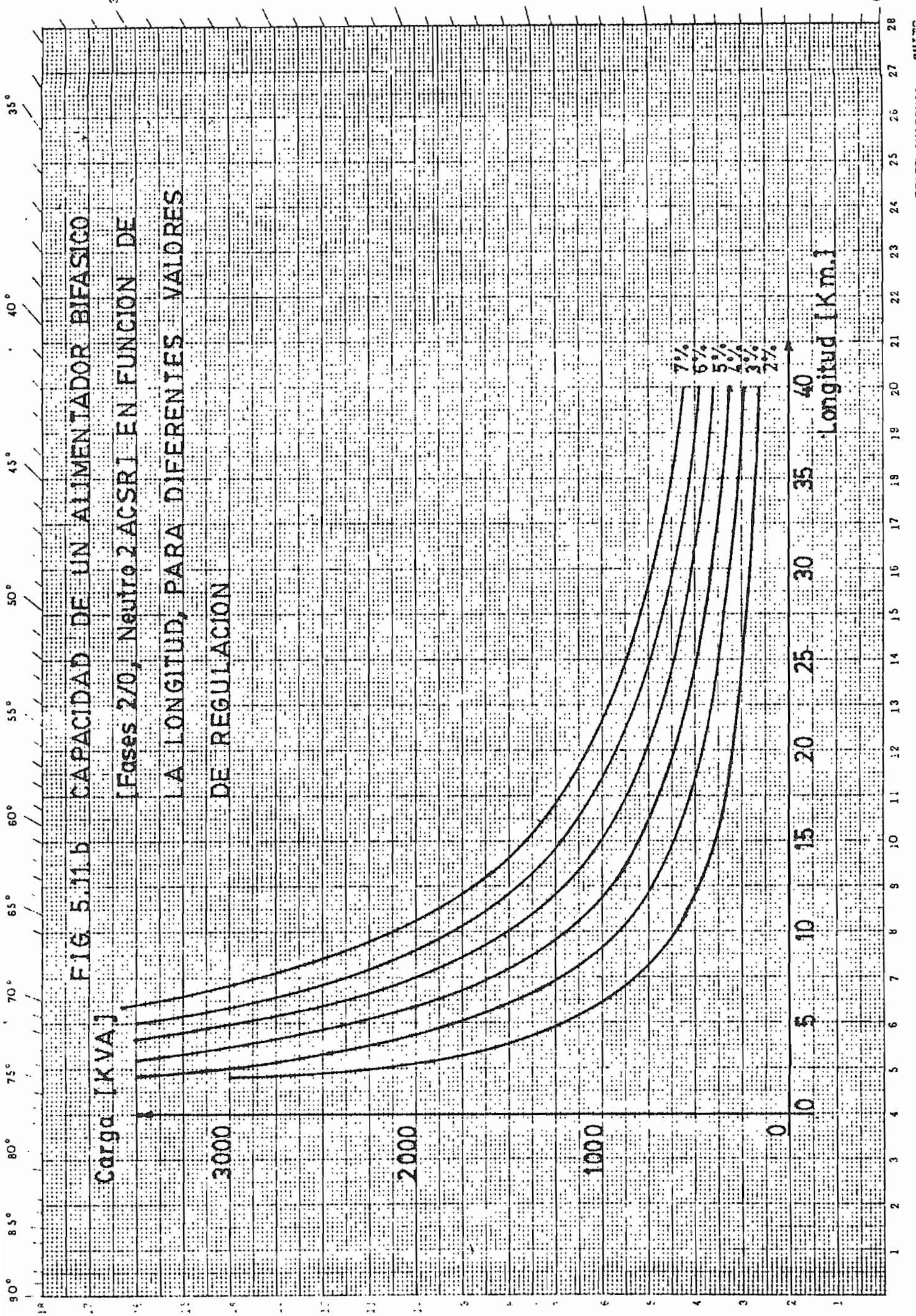


FIG. 5.11.b CAPACIDAD DE UN ALIMENTADOR BIFASICO
 [Fases 2/0, Neutro 2 ACSRI EN FUNCION DE
 LA LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES
 DE REGULACION

Carga [KVA]

3000

2000

1000

0

7%
6%
5%
4%
3%
2%

Longitud [K.m.]

90° 85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

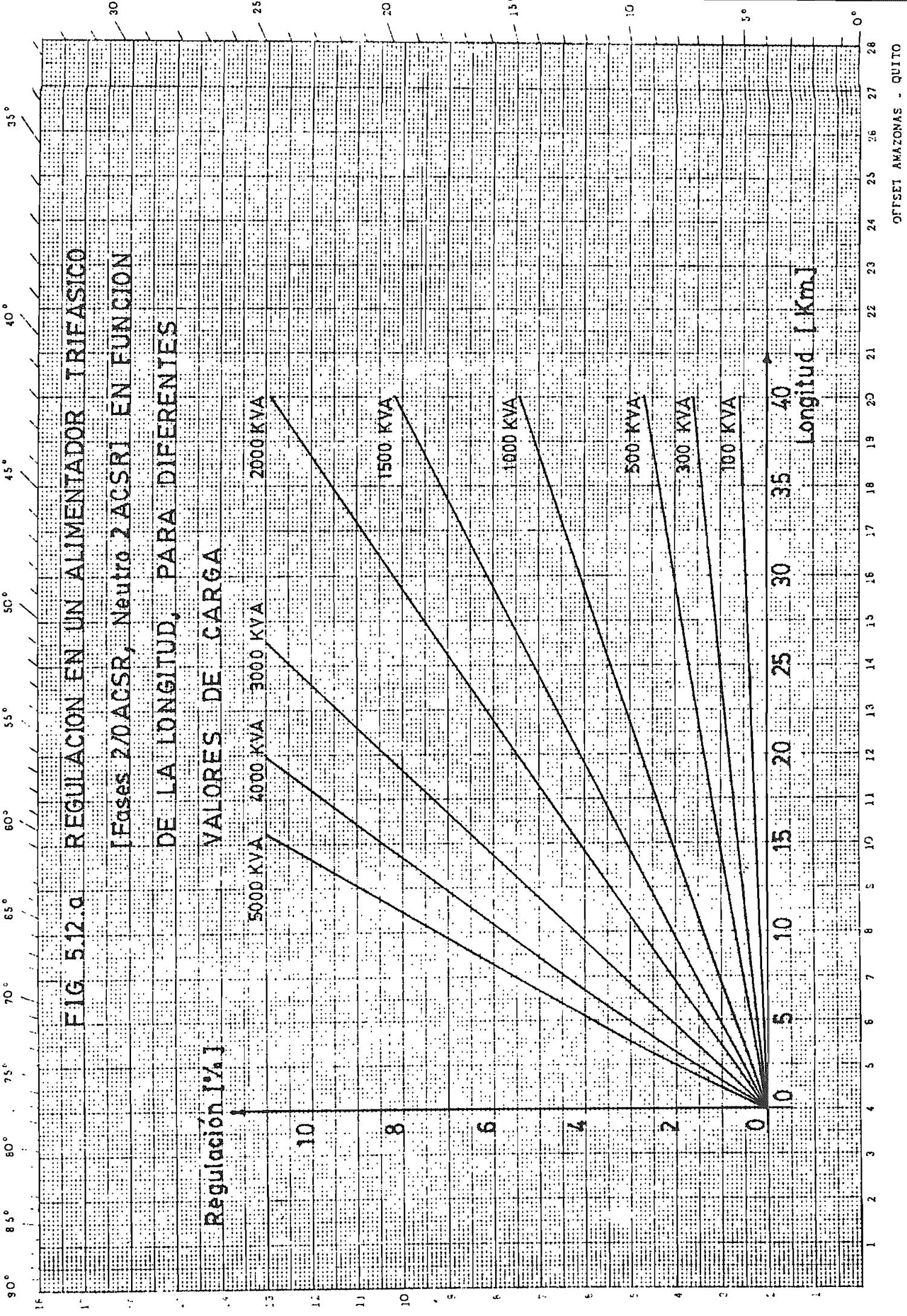
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28

FIG 5.12.a REGULACION EN UN ALIMENTADOR TRIFASICO
[Fases 2/0 ACSR, Neutro 2 ACSRI EN FUNCION
DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES

Regulación [%]

5000 KVA 4000 KVA 3000 KVA 2000 KVA
1500 KVA
1000 KVA
500 KVA
300 KVA
100 KVA

Longitud [Km.]



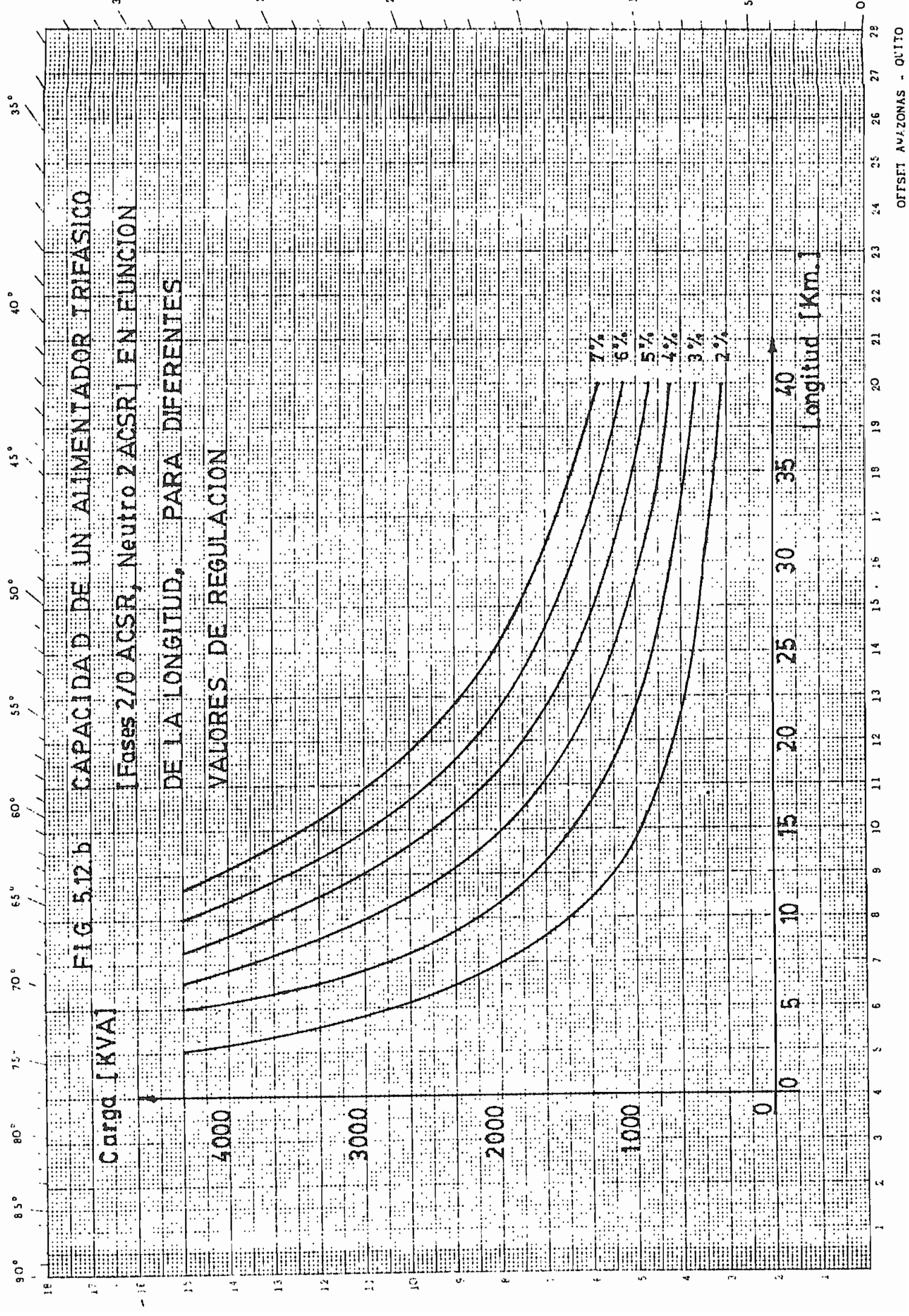
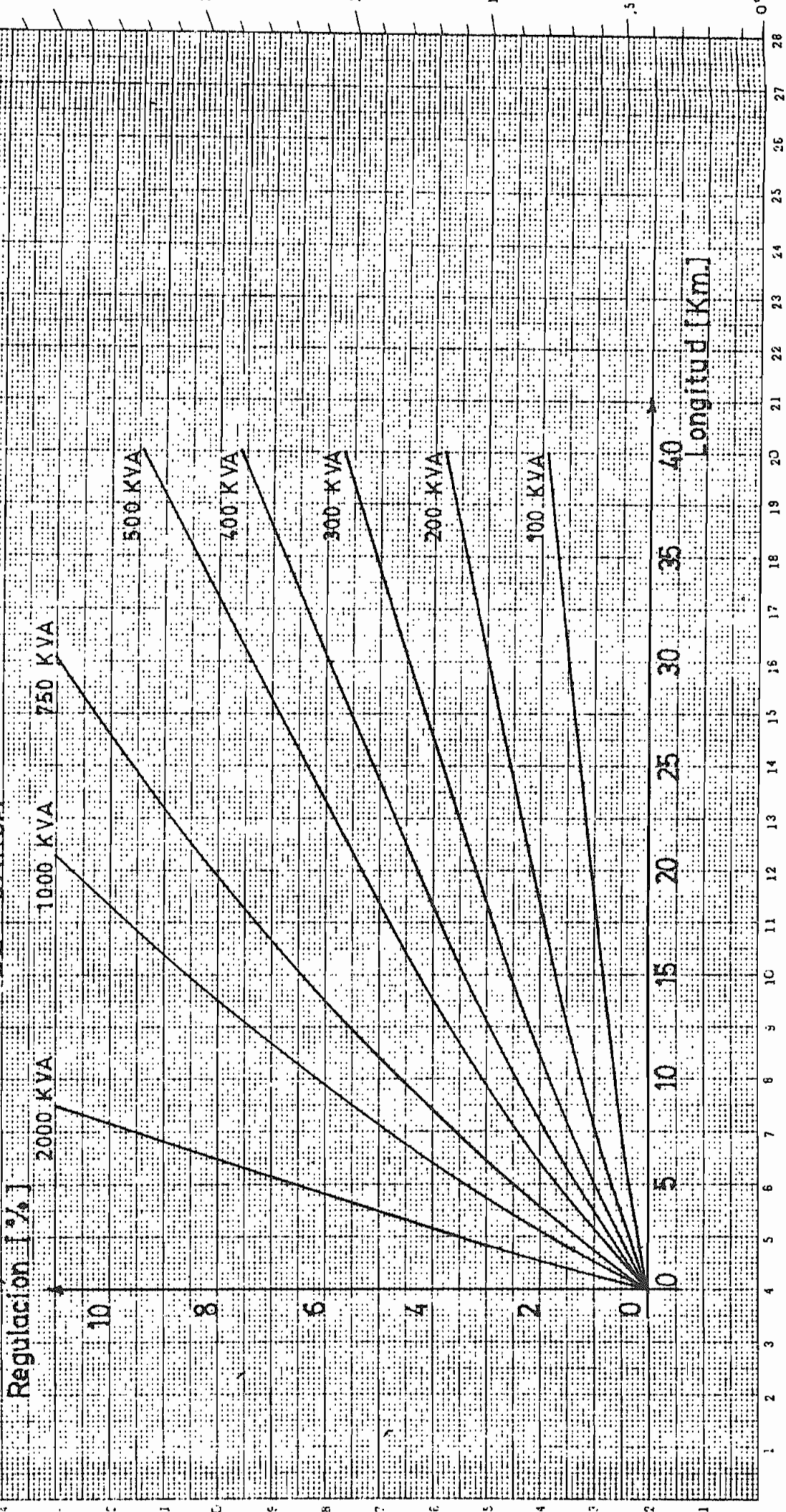


FIG. 5.13.a REGULACION EN UN ALIMENTADOR MONOFASICO
[Fase 4/0 ACSR, Neutro 1/0 ACSR] EN FUNCION DE
LA LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES
DE CARGA



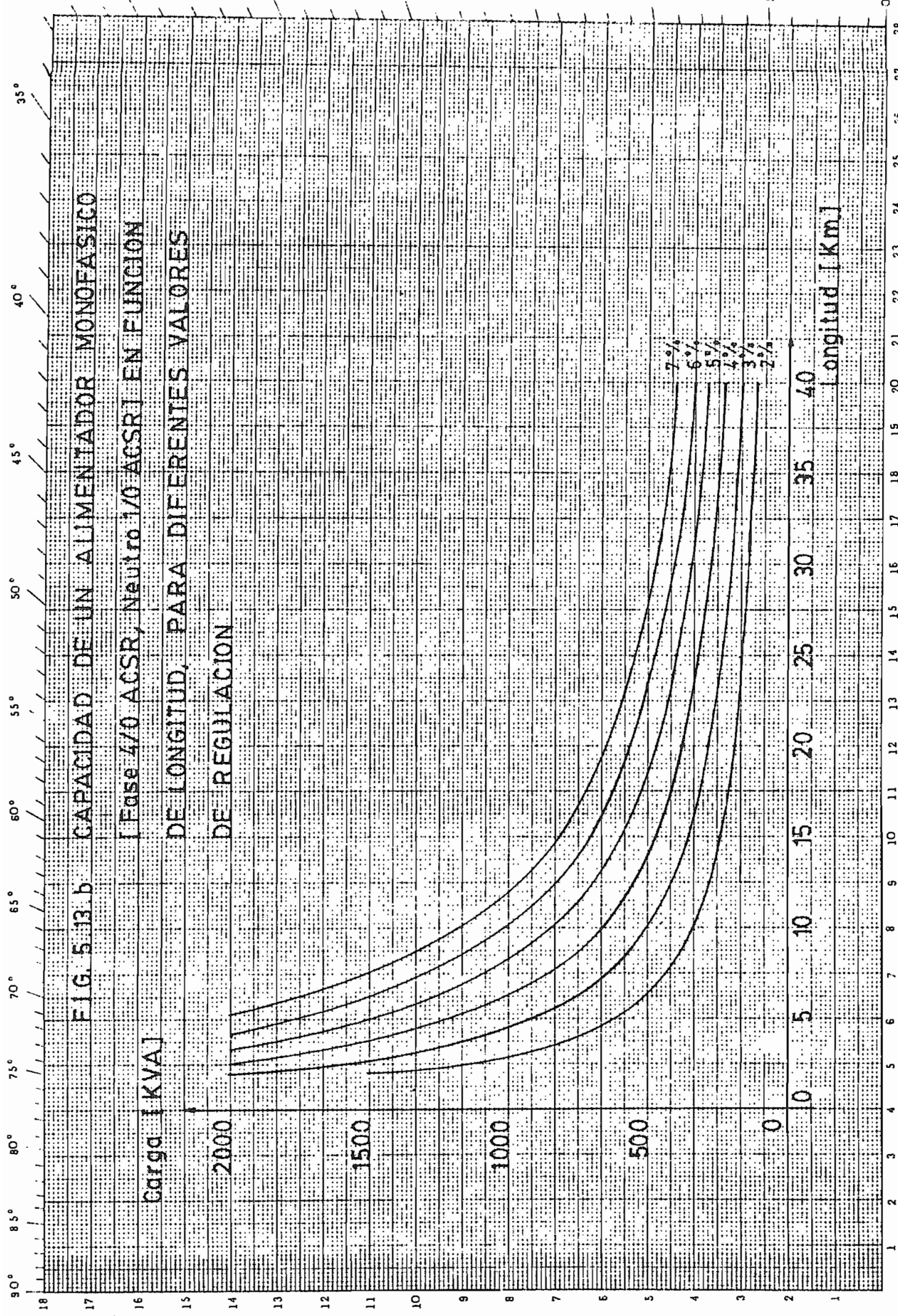


FIG. 5.13.b CAPACIDAD DE UN ALIMENTADOR MONOFASICO

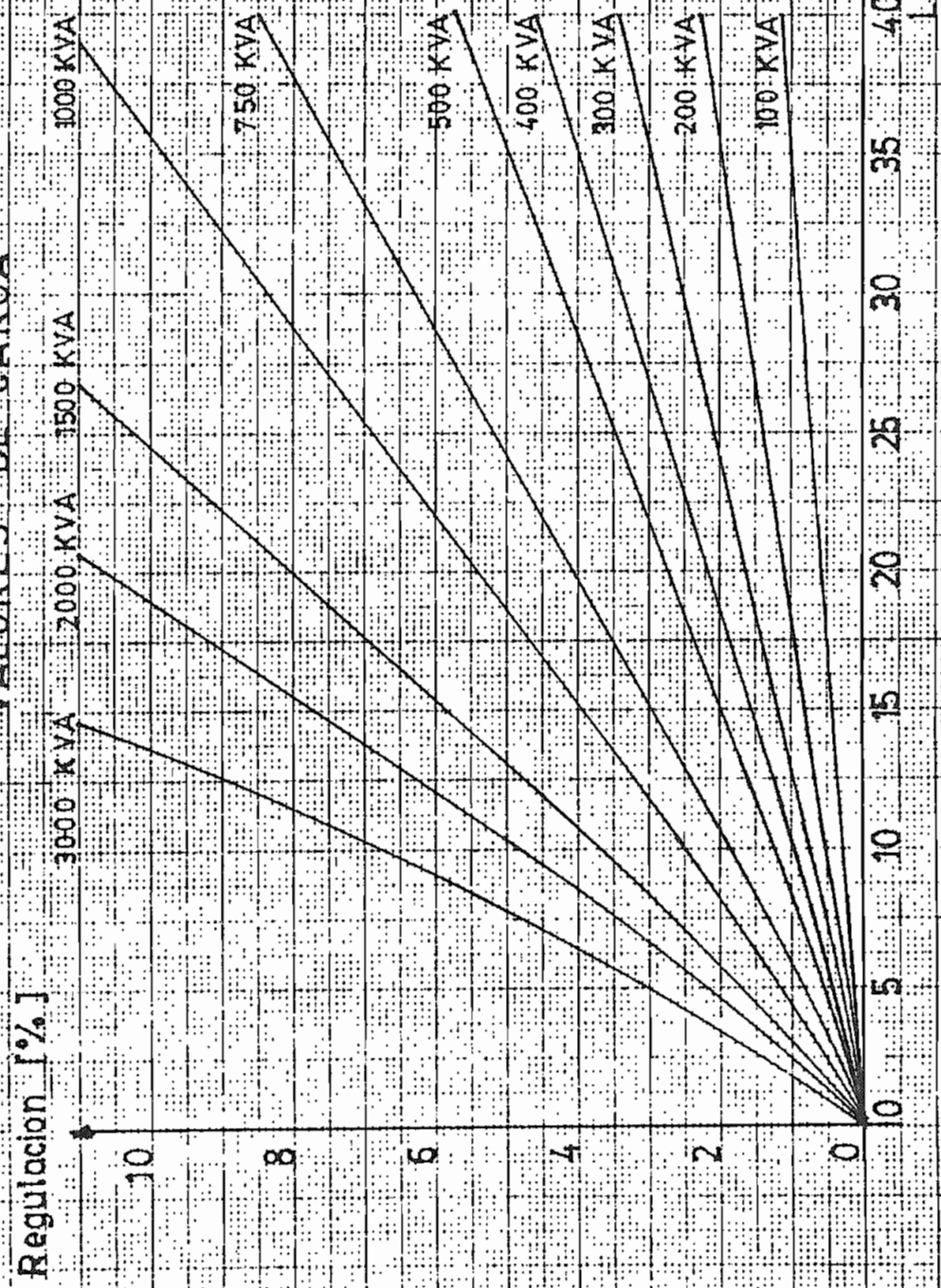
[Fase 4/0 ACSR, Neutro 1/0 ACSR] EN FUNCION DE LONGITUD, PARA DIFERENTES VALORES DE REGULACION

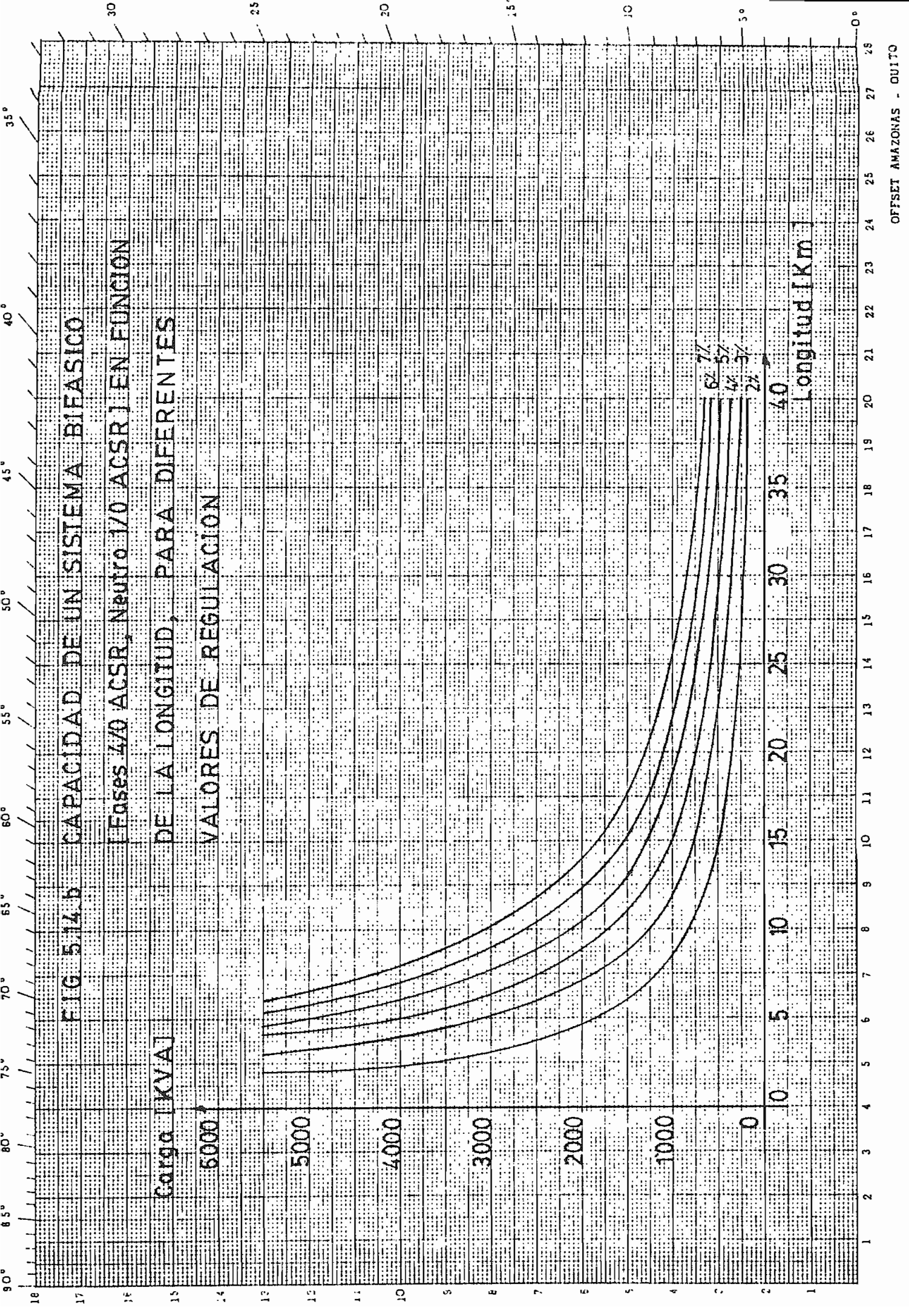
Carga [KVA]

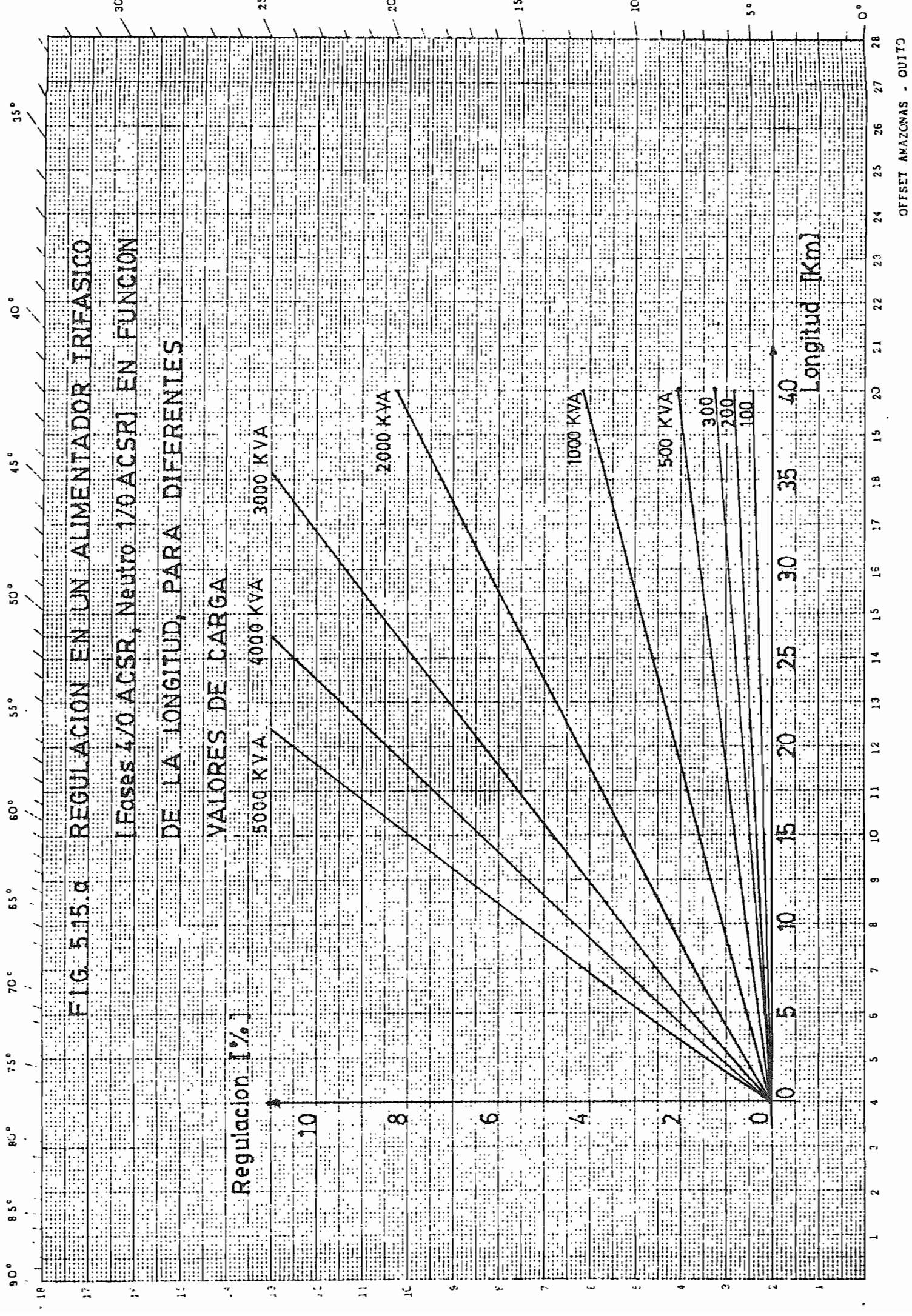
Longitud [Km.]

FIG 5.14.a REGULACION EN UN ALIMENTADOR BIFASICO
[Fases 4/0 ACSR, NEUTRO 1/0 ACSR] EN FUNCION
DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES

VALORES DE CARGA







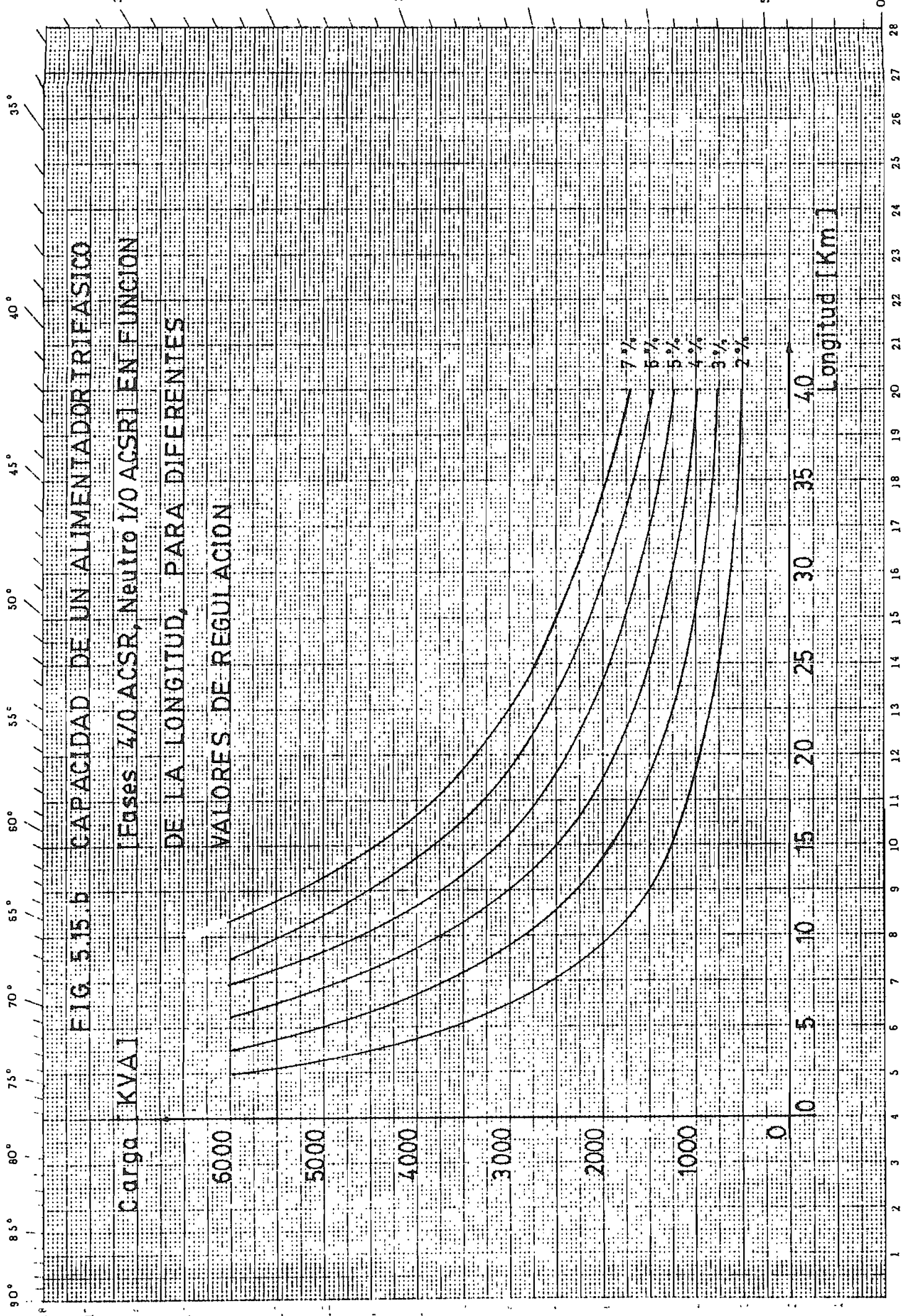


FIG. 5.15.b CAPACIDAD DE UN ALIMENTADOR TRIFASICO
 [Fases 4/0 ACSR, Neutro 1/0 ACSR] EN FUNCION
 DE LA LONGITUD, PARA DIFERENTES
 VALORES DE REGULACION

Carga [KVA]

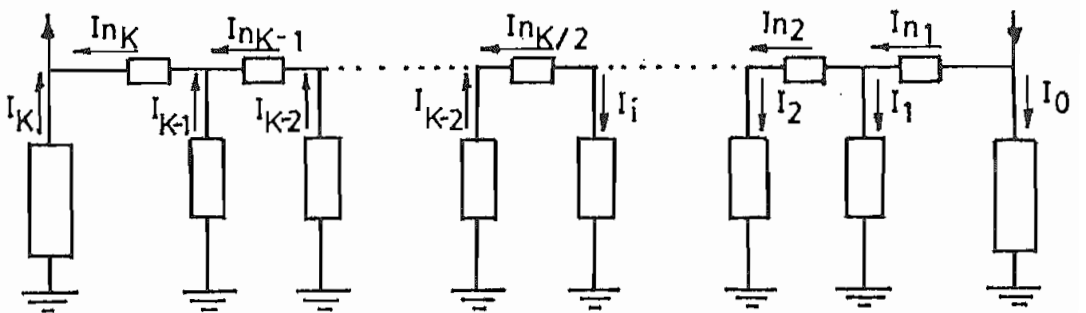
Longitud [Km]

C A P I T U L O V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los resultados obtenidos de la distribución de corrientes de retorno entre neutro y tierra en alimentadores de distribución primarios; se desprende la siguiente conclusión:

- Para cualquier tipo de sistema de distribución, resistividad, número de puestas a tierra, etc., en general, las puestas a tierra de los extremos del alimentador son los que llevan la mayor cantidad de corriente y a medida que se aproximan al centro de la red, estas corrientes decrecen hasta prácticamente ser depreciables en la mitad de la línea, dependiendo de la longitud de la misma.



$$I_K > I_{K-1} > I_{K-2} > \dots > I_{K/2}$$

$$I_1 > I_2 > I_3 > \dots > I_{K/2}$$

Caso parecido, pero con una diferencia menos pronunciada, sucede con el conductor neutro, en el cual los segmentos ubicados en los extremos tanto de la carga como de la subestación los que soportan la mayor corriente de retorno.

$$I_{n1} > I_{n2} > I_{n3} > \dots > I_{nK/2}$$

$$I_{nK} > I_{nK-1} > I_{nK-2} > \dots > I_{nK/2}$$

La máxima corriente de neutro (además de la regulación y el conductor económico) es la que determina la sección del conductor a utilizarse como neutro. Esto hace pensar que las puestas a tierra intermedias de un alimentador de distribución pueden ser eliminadas, ya que no desempeñan una función muy importante en la operación normal del sistema e incluso en caso de falla al extremos del alimentador (en el lugar de la carga). Sin embargo, de eliminarse las puestas a tierra intermedias, en caso de una falla fase-neutro en el punto intermedio del alimentador, el conductor neutro estaría obligado a llevar él solo toda la corriente de falla y posiblemente esto produciría la fusión del conductor. Una falla fase-tierra, en estas condiciones, no tendría importancia en cuanto a magnitud de corriente, pero podría ser peligrosa la elevación de voltajes de tierra como consecuencia de esta falla.

A manera de recomendación al respecto, por seguridad y para cubrir los efectos de alguna falla debe mantenerse la conexión a tierra a lo largo de todo el ali-

mentador, pero podría ser menor el número de puestas a tierra por Km. en los puntos intermedios del alimentador. Utilizando el programa de esta tesis, se obtiene como resultado una tabla de la distribución de las corrientes de neutro y puestas a tierra que podría servir como guía en la aplicación de este sistema.

- La resistividad del suelo presenta características muy particulares para el valor de 1 Ohm-m., en el cual se consiguen importantes mejoras para la red. De existir este valor de resistividad (1 Ohm-m.) las ventajas técnico-económicas para una red conectada a tierra serían considerables. El efecto del número y tipo de puestas a tierra para este valor de resistividad no tiene influencia alguna.

En el rango de resistividades de 1 a 100 Ohms-m. la variación de los parámetros de la red es pronunciada, en general, en el rango de resistividad de 1 a 600 Ohms-m. la variación es considerable y el efecto del número y tipo de puestas a tierra tiene influencia sobre los resultados.

Para resistividades mayores a los 600 Ohms-m. los cambios son mínimos, la resistividad deja de ser importante y no tienen mayor incidencia el número y tipo de puesta a tierra, esto significa que no debería utilizarse el suelo como conductor si su resistividad es mayor a 600 Ohms-m., porque no se consiguen mejoras

significativas para la red.

Se puede decir que el valor de 100 Ohms-m. de resistividad tiene un efecto promedio en el rango de resistividades de 1 y 600 Ohms-m. Es un valor bajo que hace posible mejorar el sistema.

Se ha demostrado que para una resistividad de 100 Ohms-m., 3 puestas a tierra/Fm., y el tipo de puesta a tierra número 1 (una varilla vertical enterrada), un alimentador con neutro de sección reducida conectado a tierra, comparado con un alimentador con conductores de fase y neutro de igual sección, el primero resulta más económico y seguro que el segundo sin disminución alguna del desempeño eléctrico del alimentador o del sistema (calidad de servicio). Por todo esto, desde todo punto de vista, es necesario y recomendable que se use la tierra como conductor de retorno en paralelo con el neutro del sistema para llevar las corrientes de retorno.

En general, el uso de tierra como conductor y las ventajas que de ello se deriven depende única y exclusivamente del valor de su resistividad, y del problema a tratar. El programa digital desarrollado en esta tesis, permite hacer un estudio completo del efecto del valor y comportamiento de la resistividad del suelo para cada caso.

Las normas tanto de INECEL como de la Empresa Eléctrica Quito, únicamente dan recomendaciones de tipo general en cuanto al número y tipo de puestas a tierra por Km. sin prestar la debida atención al valor de la resistividad en el diseño de sistemas de distribución. Pues se ha demostrado que las normas no funcionan para todos los casos ni para cualquier valor de resistividad. Valores bajos de resistividad pueden representar grandes ventajas tanto técnicas como económicas en general, inclusive para sistemas de distribución monofásicos, por tanto, las normas de la Empresa Eléctrica Quito hacen mal en generalizar el uso de conductores de fase y neutro de igual sección en sistemas de distribución monofásicos, esto implica una elevación de costos innecesaria en zonas de baja resistividad.

En general, el diseño de un alimentador de distribución primario con neutro corrido y múltiples puestas a tierra, requiere previamente de un análisis del valor y comportamiento de la resistividad del suelo. Esperamos que las curvas y resultados aquí presentados puedan ser utilizados como una guía en la elección de la alternativa de solución más conveniente en el diseño de un alimentador primario de distribución aérea con neutro multiaterrado en función de la resistividad del suelo.

A N E X O A

PROGRAMA DIGITAL DE APLICACION

A.1. DESCRIPCION GENERAL DEL PROGRAMA DIGITAL

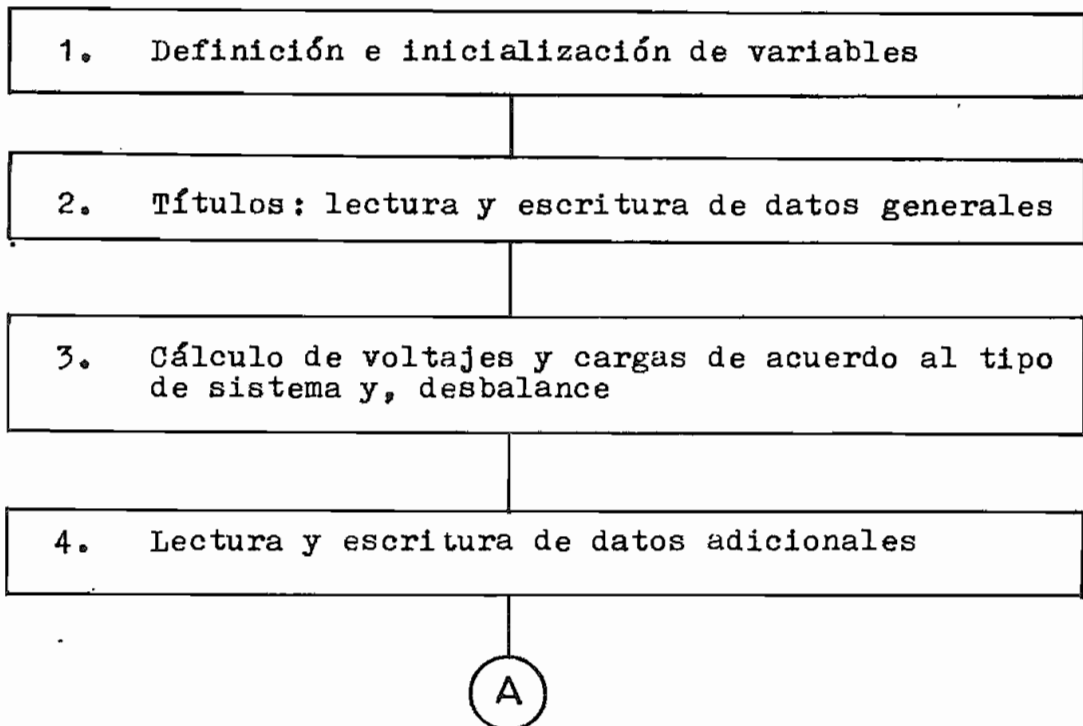
El programa de computador implementado en lenguaje FO
TRAN IV, realiza los cálculos teóricos tratados en los
capítulos II y III de esta tesis. Fundamentalmente se
obtiene como resultado la distribución de corrientes
de retorno entre el paralelo formado por neutro y tie
rra y, las caídas de voltaje para una determinada lon
gitud, voltaje, resistividad, número y tipo de pues -
tas a tierra. Adicionalmente, para un alimentador de
un solo tramo, puede obtenerse como salida una tabla
de valores máximos de corriente de carga, de neutro,
de puesta a tierra y regulación para distintos valo -
res de resistividad comprendidos entre 1 y 2.000 Ω -m.
y número de puestas a tierra por kilómetro entre 1 y
4. El objetivo principal del programa es analizar el
efecto de la variación de la resistividad y el número
de puestas a tierra sobre la distribución de corrien -
tes de retorno para el dimensionamiento del conductor
neutro en alimentadores primarios de distribución.

El programa se encarga de calcular los elementos y pa
rámetros que conforman la línea, anotando que son fun
ciones de la resistividad del terreno.

El método empleado para el desarrollo del programa es la aplicación de las leyes de Kirchoof tanto para mallas como para nodos, a lo que se suma la simplificación de mallas de doble lado que consiste en eliminar una malla intermedia poniendo su valor de corriente en función de las mallas o corrientes ubicadas a los costados.

El tiempo de ejecución del programa está directamente relacionado con la longitud del alimentador y el número de puestas a tierra por kilómetro del neutro, de ello depende el número de mallas que intervienen en la solución.

A.2. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROGRAMA PRINCIPAL



A

5. Formación de la matriz de distancias, empleada para el cálculo de los parámetros de las líneas

6. Cálculo del factor de resistencia de puesta a tierra en la rejilla de la subestación (Ap. C)

7. Cálculo del factor de resistencia de puesta a tierra en postes y estructuras en general (Ap. D).

8. Inicio del proceso repetitivo según los valores de resistividad y número de puestas a tierra

9. Cálculo de los parámetros de las líneas

10. Formación de los coeficientes empleados en el algoritmo

11. Agrupación de los coeficientes en submatrices

12. Formación de la matriz de coeficientes

13. Eliminación de una incógnita y una ecuación. Formación del sistema de ecuaciones a resolver

B

B

14. Resolución del sistema de ecuaciones: inversión de la matriz de coeficientes

15. Formación del vector voltaje y cálculo de las corrientes principales

16. Cálculo de las corrientes de lazo

17. Cálculo de las corrientes de puesta a tierra

18. Cálculo de las corrientes en el neutro

19. Cálculo de las caídas de voltaje

20. Impresión de resultados

21. Fin del proceso repetitivo iniciado en 8

22. Formatos de lectura y escritura de datos
Formatos de salida

F I N

A.3. DESCRIPCION DE LAS SUBRUTINAS

El programa principal emplea las siguientes subrutinas.

SUBROUTINA DATO1

Calcula el factor de resistencia de puesta a tierra de una rejilla en una subestación o estación terminal, para luego, este valor, retornar al programa principal y al multiplicarse por la resistividad del suelo obtener la resistencia de puesta a tierra de la rejilla (Ver apéndice C).

La sentencia de llamada es:

CALL DATO1 (RK,A1,B1,D1,D2,H1,DM)

donde: A1,B1,D1,D2,H1,DM son variables de entrada que describen la configuración de la rejilla, tal como se detalla en el anexo B y,
RK- variable de salida, es el factor de resistencia de puesta a tierra de la rejilla calculado.

El método de cálculo y las fórmulas empleadas están descritas en el anexo C.

SUBROUTINA DATO2

Esta subrutina calcula el factor de resistencia de puesta a tierra de los postes de acuerdo con el tipo de toma de tierra elegido entre seis alternativas, pre

sentadas en el capítulo II y cuyas fórmulas de cálculo se detallan en el anexo D.

La sentencia de llamada es:

CALL DATO2 (RESIS, IERROR)

donde: RESIS - es la variable de salida que indica el factor de resistencia de puesta a tierra. Este valor al retornar al programa principal y multiplicarse por la resistividad del suelo se obtendrá la respectiva resistencia de puesta a tierra.

IERROR - indica si los datos de entrada son erróneos. Las variables de entrada son: IND3, AL, DA1, DA2, S, HS, MA, que se definen en el apéndice B, son leídas dentro de la subrutina.

SUBROUTINA DATO3

Esta subrutina acomoda dentro de un arreglo matricial los datos de distancias entre líneas leídos por el programa, para al retornar al programa principal, calcular fácilmente las impedancias propias y mutuas de los conductores de fase y neutro incluido el efecto de tierra.

Las fórmulas de cálculo de los parámetros de líneas son de fácil aplicación en un algoritmo si las variables son tratadas como arreglos.

La sentencia de llamada es:

CALL DATO3 (IND1,RF,RN,DIST,IERROR)

donde: IND1 - variable de entrada que indica el tipo de sistema.

RF, RN - variables de salida, respectivamente, resistencia del conductor de fase y resistencia del conductor neutro. Retornan como variables de salida al programa principal, después de ser leídas dentro de la subrutina, porque son empleadas más adelante dentro del programa principal.

DIST - es un arreglo matricial de salida de dimensiones 4 x 4 en el que se acomoda las distancias entre líneas leídas.

IERROR - indica si existe o no error en datos de entrada

SUBROUTINA VOLTA

Esta subrutina se emplea para calcular la caída de voltaje tanto en el conductor de fase como en el retorno y, la caída de voltaje total, a su vez determina la regulación, en porcentaje, al extremo más alejado de la red para la fase con mayor carga.

La sentencia de llamada es:

CALL VOLTA (ZL,AIL,IND1,IND2,VF,ZPQT,MCONT,PVOL)

donde: ZL, AIL, IND1, IND2, VF, ZPQT, MCONT - son variables de entrada, respectivamente, impedancia de carga, corrientes de carga, tipo de sistema

tema, número de tramos, voltaje de la fuente, matriz de impedancias de la línea y, contador para impresión.

PVOL - variable de salida, regulación en porcentaje.

SUBROUTINA INVER

Esta subrutina invierte una matriz compleja de orden hasta 10.

La sentencia de llamada es:

CALL INVER (HF,M2,AINV)

donde: HF - variable de entrada, es un arreglo matricial de los coeficientes del sistema de ecuaciones.

M2 - es el orden de la matriz HF.

AINV - es la matriz invertida de HF (variable de salida).

SUBROUTINA MULT

Esta subrutina se utiliza para multiplicar dos matrices complejas, el orden máximo de cada matriz es 10.

La sentencia de llamada es:

CALL MULT (AINV,Y,X,M2,M2,1)

donde: AINV - matriz de entrada (matriz de coeficientes).

Y - matriz de entrada (vector voltaje).

X - matriz de salida, es el producto AINV x Y.

M2 - número de filas de la matriz AINV.

M2 - número de columnas de la matriz AINV,
igual al número de filas de la matriz Y.

1 - número de columnas de la matriz Y (vec-
tor).

SUBROUTINA ORDER

Esta subrutina se emplea para determinar el valor má-
ximo entre números complejos.

SUBROUTINA CONTRI

Esta subrutina se encarga de verificar la validez de
los datos de entrada emitiendo un mensaje de error
cuando los datos no son válidos. Indica exactamente
en que grupo de datos se encuentra el error.

NOTA: A continuación se adjunta el listado del pro -
grama, siendo innecesario detallar el diagrama
de flujo.

USER: CENTRO -AT

PROGRAMA


```
WWW  WWWWW  W  W  WWWWW  WWWW  WWW
W  W  W  WW  W  W  W  W  W  W
W  W  W  W  W  W  W  W  W  W
W  WWWW  W  W  W  W  WWWW  W  W
W  W  W  W  W  W  W  W  W  W
W  W  W  W  WW  W  W  W  W  W
WWW  WWWWW  W  W  W  W  W  WWW
```

```
WWW  WWW  WWW  WWW  WWW  WWW  W  W  WWW
W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W
W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W
WWW  WWW  W  W  W  WWW  WWWW  W  W  WWWW
W  W  W  W  W  W  WW  W  W  W  W  W  W
W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W  W
W  W  W  WWW  WWWW  W  W  W  W  W  W
```


LABEL: PRT001 -FORM XXXXXX

SPOOLED: 85-04-11.17:33
STARTED: 85-04-11.17:34, ON: PRO BY: PRO

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION - PLANIFICACION

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

TESIS DE GRADO

TEMA: EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA
RESISTIVIDAD DEL SUELO EN EL DIMEN-
SIONAMIENTO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE
DISTRIBUCION AEREA CON MULTIPLES PUESTAS
A TIERRA

REALIZADO POR: GUSTAVO I. PADILLA T.
DIRIGIDO POR: ING. CARLOS RIOFRIO
FECHA: OCTUBRE DE 1984

OBJETIVO: DETERMINAR LA DISTRIBUCION DE
CORRIENTES DE RETORNO A TRA-
VES DEL PARALELO DE NEUTRO Y TIERRA, EN
ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION
AEREA TRIFASICA, BIFASICA DESVALANCEADOS
Y MONOFASICA, CON NEUTRO CON MULTIPLES
PUESTA A TIERRA, CON MIRAS A CREAR ALTER-
NATIVAS PARA LA SELECCION DEL CONDUCTOR
NEUTRO Y EL NUMERO DE PUESTAS A TIERRA
ADECUADOS QUE SATISFAGAN LOS REQUERIMIEN-
TOS DE LA RED Y A LA VEZ CONSTITUYAN EL
DISEÑO MAS ECONOMICO

METODO: APLICACION DE LAS LEYES DE KIRCHHOOF
Y SIMPLIFICACION POR ELIMINACION DE
MALLAS DE DOBLE LADO

*** DESCRIPCION DE VARIABLES ***

VARIABLES DE ENTRADA

INDO : SELECCIONA LA SALIDA DE RESULTADOS
(0-TABLA DE DISTRIBUCION DE CORRIENTES
PARA VALORES DE RESISTIVIDAD Y NUMERO DE
PUESTAS A TIERRA DADOS, 1-ADICIONALMENTE
TABLA DE CORRIENTES MAXIMAS PARA DISTINTOS
VALORES DE RESISTIVIDAD Y NUMERO DE PUESTAS
TIERRA PARA ALIMENTADORES DE UN SOLO TRAMO)
IND1 : INDICA EL TIPO DE ALIMENTADOR DE DISTRIBUCION
(1-MONOFASICO, 2-BIFASICO, 3-TRIFASICO)
IND2 : INDICA EL NUMERO DE TRAMOS DEL ALIMENTADOR
(1 - UNA TRAMO, 2 - DOS TRAMOS)
COTA : LONGITUD TOTAL DEL ALIMENTADOR, EN KM.
VANO : LONGITUD ENTRE POSTES ADYACENTES, EN M.
IFRE : FRECUENCIA DE LA RED, EN HZ.
COT(I) : LONGITUD DE CADA TRAMO, EN KM.
NP(I) : NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM. DE CADA TRAMO
ROM(I) : RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO DE CADA TRAMO,
EN OHMS/KM.
VOLTE : VOLTAJE DE FASE DE LA RED, EN KV.

C CARGA : CARGA TOTAL CONECTADA A LA RED EN EL PRIMER TRAMO,
 C EN KVA
 C FPA : FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA, EN POR-
 C CENTAJE
 C DESVA : DESVALANCE DE CARGA, SOBRECARGA DE UNA DE LAS
 C FASES CON RESPECTO A LA(S) OTRA(S) PARA SISTEMAS
 C BIFASICOS Y TRIFASICOS DESVALANCEADOS, EN PORCENTAJE
 C CARGB : CARGA TOTAL CONECTADA A LA RED EN EL SEGUNDO TRAMO
 C (SI LO HAY), EN KVA
 C FPB : FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA DEL SEGUN-
 C DO TRAMO, EN PORCENTAJE
 C DESVB : DESVALANCE DE CARGA, DEL SEGUNDO TRAMO, SOBRECARGA
 C DE UNA DE LAS FASES CON RESPECTO A LA(S) OTRA(S)
 C PARA SISTEMAS BIFASICOS Y TRIFASICOS, EN PORCENTAJE
 C RF : RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE FASE, EN OHMS/KM.
 C RN : RESISTENCIA DEL CONDUCTOR NEUTRO, EN OHMS/KM.
 C RMGF : RADIO MEDIO GEOMETRICO DEL CONDUCTOR DE FASE, EN M.
 C RMGN : RADIO MEDIO GEOMETRICO DEL CONDUCTOR NEUTRO, EN M.
 C D(I) : VECTOR DE DISTANCIAS ENTRE LOS CONDUCTORES
 C ***** : PARA UN SISTEMA TRIFASICO *****
 C D(1) : DISTANCIA ENTRE LA FASE A Y LA FASE B, EN M.
 C D(2) : DISTANCIA ENTRE LA FASE A Y LA FASE C, EN M.
 C D(3) : DISTANCIA ENTRE LA FASE A Y EL NEUTRO, EN M.
 C D(4) : DISTANCIA ENTRE LA FASE B Y LA FASE C, EN M.
 C D(5) : DISTANCIA ENTRE LA FASE B Y EL NEUTRO, EN M.
 C D(6) : DISTANCIA ENTRE LA FASE C Y EL NEUTRO, EN M.
 C ***** : PARA UN SISTEMA BIFASICO:: *****
 C D(1) : DISTANCIA ENTRE LA FASE A Y LA FASE B, EN M.
 C D(2) : DISTANCIA ENTRE LA FASE A Y EL NEUTRO, EN M.
 C D(3) : DISTANCIA ENTRE LA FASE B Y EL NEUTRO, EN M.
 C ***** : PARA UN SISTEMA MONOFASICO: *****
 C D(1) : DISTANCIA ENTRE FASE Y NEUTRO, EN M.
 C A1 : LONGITUD DEL LADO MAS CORTO DE UNA REJILLA DE
 C PUESTA A TIERRA, EN M.
 C B1 : LONGITUD DEL LADO MAS LARGO DE UNA REJILLA DE
 C PUESTA A TIERRA, EN M.
 C D1 : SEPARACION ENTRE CONDUCTORES PRINCIPALES, DE UNA
 C REJILLA DE PUESTA A TIERRA, EN M.
 C D2 : SEPARACION ENTRE CONDUCTORES SECUNDARIOS, DE UNA
 C REJILLA DE PUESTA A TIERRA, EN M.
 C H1 : PROFUNDIDAD DE ENTIERRO DE UNA REJILLA DE
 C PUESTA A TIERRA, EN M.
 C DM : DIAMETRO DEL CONDUCTOR UTILIZADO PARA LA REJILLA
 C DE PUESTA A TIERRA, EN MM.
 C IND3 : INDICADOR DEL TIPO DE PUESTA A TIERRA EN LOS POSTES
 C (1-UNA PICA, 2-PICA + CONTRAPESO, 3-DOS PICAS, 4-TRES
 C PICAS, 5-CUATRO PICAS, 6-CONDUCTOR ENROLLADO EN LA
 C BASE DEL POSTE)
 C AL : LONGITUD DE UNA VARILLA DE PUESTA A TIERRA, EN M.
 C DA1 : DIAMETRO DE LA VARILLA DE PUESTA A TIERRA, EN MM.
 C DA2 : DIAMETRO DEL CONTRAPESO (SI LO HAY), (DIAMETRO DEL
 C POSTE PARA LA PUESTA A TIERRA #6)
 C MA : INDICA EL NUMERO DE VUELTAS DEL CONDUCTOR ENROLLADO
 C EN EL POSTE, PARA EL TIPO DE PUESTA A TIERRA NUMERO
 C SEIS
 C S : SEPARACION ENTRE DOS VARILLAS DE PUESTA A TIERRA,
 C EN M. (LONGITUD DEL CONTRAPESO)
 C HS : PROFUNDIDAD DE ENTIERRO DE UNA VARILLA DE PUESTA
 C A TIERRA, EN M.
 C
 C


```
COMPLEX DIL(2,160)
DATA AINV/100*(0.,0.)/
DATA FVOL/6*(0.,0.)/
```

C
C
C

LECTURA DE DATOS GENERALES

```
NCONT=1
MCONT=1
IJQ=0
RESIS=0.
WRITE(6,100)
WRITE(6,2)
READ(5,103)IND0, IND1,IND2,COTA,VANO,IFRE
CALL CONTRI(1,IND1,IND2,IFRE,COTA,VANO,0.,0.,0.,0.,
*IERROR)
IF(IERROR.EQ.1)GO TO 1000
READ(5,153)COT(1),ROM(1),NP(1)
IF(IND2.EQ.2)READ(5,153) COT(2),ROM(2),NP(2)
READ(5,4)VOLTE,CARGA,FPA,DESV A
IF(IND2.EQ.2)READ(5,601)CARGB,FPB,DESVB
CALL CONTRI(2,0,NP(1),NP(2),COT(1),COT(2),VOLTE,ROM(1)
*,ROM(2),0.,IERROR)
IF(IERROR.EQ.1)GO TO 1000
MAX=IND1*IND2
MAS=3*IND2
```

C
C
C
C

CALCULO DE LOS VOLTAJES Y CARGAS DE ACUERDO AL TIPO DE SISTEMA

```
VOLTI=VOLTE*1000.
VREAL=(-0.5)*VOLTI
VIMAG=(0.866)*VOLTI
VF(1)=CMPLX(VOLTI,0.)
VF(2)=CMPLX(VREAL,VIMAG)
VF(3)=CMPLX(VREAL,-VIMAG)
CARG=CARGA/(IND1+DESV A/100.)
ZMOD=((VOLTE**2)/CARG)*1000.
ZLAR=ZMOD*(FPA/100.)
ZLAI=SQRT((ZMOD**2)-(ZLAR**2))
SBA=1.+DESV A/100.
ZL(2)=CMPLX(ZLAR,ZLAI)
ZL(3)=ZL(2)
ZMOD=ZMOD/SBA
ZLAR=ZMOD*(FPA/100.)
ZLAI=SQRT((ZMOD**2)-(ZLAR**2))
ZL(1)=CMPLX(ZLAR,ZLAI)
IF (IND2.EQ.1)GO TO 602
CARG=CARGB/(IND1+DESVB/100.)
ZMOD=((VOLTE**2)/CARG)*1000.
ZLBR=ZMOD*(FPB/100)
ZLBI=SQRT((ZMOD**2)-(ZLBR**2))
SBB=1.+DESVB/100.
ZL(5)=CMPLX(ZLBR,ZLBI)
ZL(6)=ZL(5)
ZMOD=ZMOD/SBB
ZLBR=ZMOD*(FPB/100.)
ZLBI=SQRT((ZMOD**2)-(ZLBR**2))
ZL(4)=CMPLX(ZLBR,ZLBI)
```

C
C
C

LECTURA Y ESCRITURA DE DATOS DE ENTRADA

```

602  WRITE(6,3)
      IF(IND1-2)105,106,107
105  WRITE(6,5)
      GO TO 8
106  WRITE(6,6)
      GO TO 8
107  WRITE(6,7)
8    IF(IND2.EQ.2)WRITE(6,503)
      WRITE(6,603)VOLTE,CARGA,FPA,DESVA
      DO 301 I=1,IND1
301  WRITE(6,302)I,VF(I)
      DO 303 I=1,IND1
303  WRITE(6,304)I,ZL(I)
      IF(IND2.EQ.2)GO TO 305
      GO TO 306
305  WRITE(6,307)
      WRITE(6,604)CARGB,FPB,DESVB
      MAT=IND1+3
      DO 308 I=4,MAT
      IP=I-3
308  WRITE(6,304)IP,ZL(I)
306  DO 508 I=1,IND2
      N(2) =0
508  N(I)=NP(I)*COT(I)
      ND=N(1)+N(2)+1
      NT=ND+MAX-1
      DO 511 I=1,IND2
511  WRITE(6,509) I,COT(I),NP(I),ROM(I)
      WRITE(6,9)COTA,VANO,IFRE,ND,NT
C
C      FORMACION DE LA MATRIZ DE DISTANCIAS
C
      CALL DATO3(IND1,RF,RN,DIST,IERROR)
      IF(IERROR.EQ.1)GO TO 1000
      READ(5,630)A1,B1,D1,D2,H1,DM
      CALL CONTRI(5,0,0,0,A1,B1,D1,D2,H1,DM,IERROR)
      IF(IERROR.EQ.1)GO TO 1000
      WRITE(6,11)
C
C      CALCULO DEL FACTOR DE PUESTA A TIERRA DE UNA
C      REJILLA
C
      CALL DATO1(RK,A1,B1,D1,D2,H1,DM)
C
C      CALCULO DEL FACTOR DE PUESTA A TIERRA DE LOS
C      POSTES, DE ACUERDO AL TIPO DE PUESTA A TIERRA
C
      CALL DATO2(RESIS,IERROR)
      IF(IERROR.EQ.1)GO TO 1000
C
C      INICIO DEL PROCESO REPETITIVO
C
650  IJQ=IJQ+1
      IJP=0
640  IJP=IJP+1
      N(1)=NP(1)*COT(1)
      R(1,N(1))=RK*ROM(1)
      DO 5000 M=1,IND2
      NA =N(M)-1
      DO 21 I=1,NA
21   R(M,I)=RESIS*ROM(M)

```

```

IF(IND2.EQ.2)GO TO 181
RO=ROM(1)*RESIS
GO TO 180
181 R(2,N(2))=(ROM(1)+ROM(2))*RESIS/2
IF(M.EQ.1)RO=R(2,N(2))
IF(M.EQ.2)RO=ROM(2)*RESIS
180 NUM=IND1+1
C
C      CALCULO DE LOS PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES
C      INCLUIDO EL EFECTO DE TIERRA, POR SEGMENTOS
C
DE=658.36*SQRT(ROM(M)/IFRE)
DO 23 I=1,NUM
DO 23 J=1,NUM
ZPQ(M,I,J)=(0.,0.)
E=0.000988*IFRE
IF(I.EQ.J.AND.I.EQ.NUM)GO TO 25
IF(I.EQ.J)E=E+RF
GO TO 26
25 E=E+RN
26 F=0.002892*IFRE*ALOG10(DE/DIST(I,J))
ZPQ(M,I,J)=CMPLX(E,F)
ZPQI(M,I,J)=ZPQ(M,I,J)/NP(M)
23 ZPQT(M,I,J)=ZPQ(M,I,J)*COT(M)
C
C      FORMACION DE LOS COEFICIENTES A UTILIZAR
C
C
C
C
DO 22 I=1,IND1
DO 22 J=1,IND1
H(M,I,J)=(0.,0.)
IF(I.EQ.J)GO TO 24
H(M,I,J)=ZPQT(M,I,J)+ZPQT(M,NUM,NUM)-ZPQT(M,I,NUM)
*-ZPQT(M,J,NUM)
GO TO 22
24 H(M,I,J)=ZPQT(M,I,J)+ZPQT(M,NUM,NUM)-2*ZPQT(M,I,NUM)
22 CONTINUE
DO 140 L=1,IND1
S(L,M)=0
140 S(L,M)=ZPQI(M,NUM,NUM)-ZPQI(M,L,NUM)
L1=N(M)
DO 28 I=1,L1
I2=I-1
IF(I2.EQ.0)GO TO 30
T(M,I)=R(M,I2)+ZPQI(M,NUM,NUM)+R(M,I)
GO TO 28
30 T(M,I)=RO+ZPQI(M,NUM,NUM)+R(M,I)
A(M,I)=(0.,0.)
B(M,I)=(0.,0.)
DEL(M,I)=(0.,0.)
GAM(M,I)=(0.,0.)
EP(M,I)=(0.,0.)
TE(M,I)=(0.,0.)
DO 29 L=1,IND1
C(M,L,I)=(0.,0.)
AL(M,L,I)=(0.,0.)
29 NU(M,L,I)=(0.,0.)
28 CONTINUE
A(M,1)=-RO/(T(M,1)-RO)
B(M,1)=R(M,1)/(T(M,1)-RO)

```

```

DO 32 I=1,IND1
32 C(M,I,1)=S(I,M)/(T(M,1)-R0)
N1=L1-1
DO 34 I=2,N1
I3=I-1
A(M,I)=R(M,I3)/T(M,I)
B(M,I)=R(M,I)/T(M,I)
DO 36 L=1,IND1
36 C(M,L,I)=S(L,M)/T(M,I)
34 CONTINUE
N2=L1
A(M,N2)=R(M,N1)/(T(M,N2)-R(M,N2))
B(M,N2)=-R(M,N2)/(T(M,N2)-R(M,N2))
DO 38 L=1,IND1
38 C(M,L,N2)=S(L,M)/(T(M,N2)-R(M,N2))
N3=L1+1
DEL(M,N3)=(0.,0.)
DO 40 L=1,IND1
40 AL(M,L,N3)=(0.,0.)
GAM(M,N3)=(1.,0.)
I=N3
42 I=I-1
I2=I+1
IF(I.LT.2)GO TO 44
DEN1=1.-B(M,I)*DEL(M,I2)
DEL(M,I)=A(M,I)/DEN1
DO 46 L=1,IND1
46 AL(M,L,I)=(C(M,L,I)+B(M,I)*AL(M,L,I2))/DEN1
IF(CABS(GAM(M,I2)).LE.1.0E-10)GO TO 48
GAM(M,I)=B(M,I)*GAM(M,I2)/DEN1
GO TO 42
48 GAM(M,I)=(0.,0.)
GO TO 42
44 DO 50 I=1,N1
I3=I-1
IF(I3.EQ.0)GO TO 52
DEN2=1.-A(M,I)*EP(M,I3)
EP(M,I)=B(M,I)/DEN2
DO 53 L=1,IND1
53 NU(M,L,I)=(C(M,L,I)+A(M,I)*NU(M,L,I3))/DEN2
IF(CABS(TE(M,I3)).LE.1.0E-10)GO TO 54
TE(M,I)=A(M,I)*TE(M,I3)/DEN2
GO TO 50
54 TE(M,I)=(0.,0.)
GO TO 50
52 EP(M,1)=B(M,1)
TE(M,1)=A(M,1)
DO 123 L=1,IND1
123 NU(M,L,1)=C(M,L,1)
50 CONTINUE
DO 58 I=2,N2
I3=I-1
DEN3=1.-DEL(M,I)*EP(M,I3)
DO 60 L=1,IND1
60 U(M,L,I)=(AL(M,L,I)+DEL(M,I)*NU(M,L,I3))/DEN3
V(M,I)=GAM(M,I)/DEN3
58 W(M,1)=(DEL(M,I)*TE(M,I3))/DEN3
DEN4=1.-EP(M,1)*DEL(M,2)
DO 62 L=1,IND1
62 U(M,L,1)=(EP(M,1)*AL(M,L,2)+NU(M,L,1))/DEN4
V(M,1)=(EP(M,1)*GAM(M,2))/DEN4

```



```

M1=IND1+3
M2=NUN*IND2
M3=M2-2
IF(IND2.EQ.1)GO TO 5001
DO 192 I=M1,M2
DO 192 J=M1,M2
IP=I-NUN
JP=J-NUN
IF(I.EQ.J.AND.I.LE.M3)GO TO 193
HF(I,J)=HL(2,IP,JP)
GO TO 192
193 HF(I,J)=HL(2,IP,JP)+ZL(IP)+ZL(IP+3)
192 CONTINUE
DO 160 I=1,IND1
DO 160 J=M1,M3
IF((J-NUN).EQ.I)HF(I,J)=-ZL(I+3)
160 CONTINUE
DO 194 I=M1,M3
DO 194 J=1,IND1
IF((I-NUN).EQ.J) HF(I,J)=-ZL(J)
194 CONTINUE
C
C      ELIMINACION DE UNA INCOGNITA Y UNA ECUACION
C      Y FORMACION DEL SISTEMA DE ECUACIONES
C
M4=M2-1
DO 320 I=M1,M2
320 HF(I,NUN)=-HF(I,M4)
DO 321 I=M1,M3
HF(M4,I)=HF(M2,I)
321 HF(I,M4)=HF(I,M2)
HF(M4,M4)=HF(M2,M2)
M2=M4
C
C      INVERSION DE LA MATRIZ DE COEFICIENTES
C
5001 CALL INVER(HF,M2,AINV)
C
C      FORMACION DEL VECTOR VOLTAJE
C
DO 82 I=1,M2
Y(I,1)=(0.,0.)
IF(I.GT.IND1)GO TO 82
Y(I,1)=VF(I)
82 CONTINUE
C
C      CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CARGA
C
CALL MULT(AINV,Y,X,M2,M2,1)
IF(IND2.EQ.1)GO TO 381
M5=M4+1
X(M5,1)=X(M4,1)
X(M4,1)=-X(NUN,1)
381 DO 5002 M=1,IND2
DO 84 I=1,NUN
IF(M.EQ.2) GO TO 85
AIL(M,I)=X(I,1)
GO TO 84
85 J=NUN+I
AIL(M,I)=X(J,1)
84 CONTINUE

```

```

5002  CONTINUE
      AIL1=CABS(AIL(1,1))
      CALL ORDER(AIL1,0.,FASE)
C
C      CALCULO DE LAS CORRIENTES DE LAZO
C
      DO 5005 M=1,IND2
      L2=N(M)
      DO 202 I=1,L2
      SU(M,I)=(0.,0.)
      DO 203 L=1,IND1
203   SU(M,I)=SU(M,I)+U(M,L,I)*AIL(M,L)
202   SU(M,I)=SU(M,I)+V(M,I)*AIL(M,NUM)+W(M,I)*AIL(M,NUN)
5005  CONTINUE
C
C      CALCULO DE LAS CORRIENTES DE PUESTA A TIERRA
C
      DO 5006 M=1,IND2
      L3=N(M)-1
      DO 209 I=1,L3
      L4=I+1
      DIL(M,I)=(0.,0.)
209   DIL(M,I)=SU(M,L4)-SU(M,I)
      DIL(M,N(M))=AIL(M,NUM)
5006  CONTINUE
      AIL2=CABS(AIL(1,NUM))
      AIL3=CABS(AIL(1,NUN))
      CALL ORDER(AIL2,AIL3,TIERRA)
C
C      CALCULO DE LAS CORRIENTES EN EL NEUTRO
C
      DO 5007 M=1,IND2
      AIN(M)=(0.,0.)
      DO 223 I=1,IND1
223   AIN(M)=AIN(M)+AIL(M,I)
5007  CONTINUE
      M=IND2
      EIL(M,1)=AIN(M)-AIL(M,NUN)
224   L5=N(M)
      DO 228 I=2,L5
      L6=I-1
228   EIL(M,I)=EIL(M,L6)-DIL(M,L6)
      IF(M.EQ.1)GO TO 225
      M=1
      EIL(M,I)=AIN(M)+EIL(2,L5)-AIL(M,NUN)
      GO TO 224
225   EIL1=CABS(EIL(1,1))
      EIL2=CABS(EIL(1,N(1)))
      CALL ORDER(EIL1,EIL2,ANEUT)
C
C      IMPRESION DE RESULTADOS
C
      IF(NCONT.NE.1)GO TO 450
      NCONT=NCONT+1
      WRITE(6,279)
      DO 440 M=1,IND2
      WRITE(6,430) M
      DO 431 I=1,IND1
      AAI=CABS(AIL(M,I))
      EAAI=ATAN(AIMAG(AIL(M,I))/REAL(AIL(M,I)))*57.29578

```



```

431  WRITE(6,432) I,AAI,EAAM
      AAM=CABS(AIL(M,NUN))
      EAAM=ATAN(AIMAG(AIL(M,NUN))/REAL(AIL(M,NUN)))*57.29578
438  WRITE(6,433) AAM,EAAM
      L6=N(M)
      DO 434 I=1,L6
      AAS=CABS(SU(M,I))
      AAD=CABS(DIL(M,I))
      AAE=CABS(EIL(M,I))
      IF(REAL(SU(M,I)).LE.1.0E-10)GO TO 490
      EAAS=ATAN(AIMAG(SU(M,I))/REAL(SU(M,I)))*57.29578
      GO TO 491
490  EAAS=90
491  IF(REAL(DIL(M,I)).LE.1.0E-10)GO TO 492
      EAAD=ATAN(AIMAG(DIL(M,I))/REAL(DIL(M,I)))*57.29578
      GO TO 493
492  EAAD=90
493  IF(REAL(EIL(M,I)).LE.1.0E-10)GO TO 494
      EAAE=ATAN(AIMAG(EIL(M,I))/REAL(EIL(M,I)))*57.29578
      GO TO 434
494  EAAE=90
434  WRITE(6,435) I,AAS,EAAS,AAD,EAAD,AAE,EAAE
440  CONTINUE
450  CALL VOLTA(ZL,AIL,IND1,IND2,VF,ZPQT,MCONT,PVOL)
      IF(IND2.EQ.2)GO TO 1000
      IF(IND0.EQ.0)GO TO 1000
      IF(IJQ.EQ.1.AND.IJP.EQ.1)WRITE(6,660)
      WRITE(6,670)ROM(1),NP(1),FASE,ANEUT,TIERRA,PVOL(1)
      IF(NP(1).EQ.4)WRITE(6,680)
      IF(IJQ.EQ.1)GO TO 641
      ROM(1)=(IJQ-1)*100
      NP(1)=IJP
      IF(IJP.EQ.4)GO TO 650
      IF(IJQ.EQ.22)GO TO 1000
      GO TO 640
641  ROM(1)=1
      NP(1)=IJP
      IF(IJP.EQ.4)GO TO 650
      GO TO 640

```

C
C
C

FORMATOS DE LECTURA Y ESCRITURA DE DATOS

```

100  FORMAT(*1*,120(*-*))
2    FORMAT(*1*,5(/),2X,*E S C U E L A   P O L I T E C N I O
*,1X,*C A   N A C I O N A L*,/2X,55(*-*),//14X*FACULTAD*
*,X,*DE INGENIERIA ELECTRICA*,/14X,32(*-*),//,18X,
*DEPARTAMENTO DE POTENCIA*,/,18X,24(*-*),//23X,*TESIS*,X
*,*DE GRADO*,/,23X,14(*-*)//,*EFECTO DE LAS VARIACIONES*,
*,*DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO EN EL*,/,
*DIMENSIONAMIENTO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE*,X,
*DISTRIBUCION*,/*AEREA CON MULTIPLES PUESTAS A TIERRA*,/
*//,*REALIZADO POR:*,3X,
*GUSTAVO I. PADILLA TRUJILLO*,//,*DIRIGIDO POR:   ING.*
*,1X,*CARLOS RIOFRIO*,//,*,O   C   T   U   B   R   E*,6X,
*1   9   8   4*,//,*,OBJETIVO: DETERMINAR LA*,X,
*DE DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE RETORNO*,/*A TRAVES*,X,
*DEL PARALELO DE NEUTRO Y TIERRA, EN ALIMENTADORES*,/,
*PRIMARIOS DE DISTRIBUCION AEREA CON NEUTRO*,X,
*MULTIATERRADO*,//,*METODO:*,
*,X,*PARA LA DETERMINACION DE CORRIENTES SE EMPLEAN LAS*,
*/,*LEYES DE KIRCHHOOF Y LA SIMPLIFICACION DE MALLAS*,X

```

```

*,*DE DOBLE LADO*,/////,120(*-*)////////)
103  FORMAT(3I1,2F5.2,I3)
153  FORMAT(F6.3,F8.3,I1)
4    FORMAT(F6.3,F9.3,2F6.3)
601  FORMAT(F9.3,2F6.3)
3    FORMAT(/,15X,*D A T O S   D E   E N T R A D A*,/15X,
*33(*=*),//)
5    FORMAT(/,*SISTEMA DE DISTRIBUCION MONOFASICO*,/,35(**))
6    FORMAT(/,*SISTEMA DE DISTRIBUCION BIFASICO*,/,33(**))
7    FORMAT(/,*SISTEMA DE DISTRIBUCION TRIFASICO*,/,34(**))
503  FORMAT(//,*EL SISTEMA TIENE DOS TRAMOS*,/,27(**),//)
603  FORMAT(/,*VOLTAJE FASE NEUTRO DE LA RED (KV)*,21X,
*F7.3,/,*CARGA CONECTADA A LA RED (KVA)*,23X,F9.3,/
*,*FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA (X)*,10X,
*F8.3,/,*SOBRECARGA DE UNA DE LAS FASES (X)*,20X,F8.3,/)
604  FORMAT(/,*CARGA CONECTADA A LA RED (KVA)*,23X,F9.3,/,
*FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA (X)*,10X,F8.3
*,/,*SOBRECARGA DE UNA DE LAS FASES (X)*,20X,F8.3,/)
502  FORMAT(/,*VOLTAJE DE LA FASE*,I3,1X,* (VOLTS)*,9X,F10.3,
*2X,*+J*,F10.3)
304  FORMAT(/,*CARGA CONECTADA A LA FASE*,I3,1X,* (OHMS)*,3X
*,F10.3,2X,*+J*,F10.3)
307  FORMAT(//,*CARGAS DEL SEGUNDO TRAMO*,/,23(*-*))
509  FORMAT(//,*PARA EL TRAMO*,I3,/20(*-*),/,*LONGITUD*,X,
* (KM)*,43X,F6.3,/,*NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM.*
*,27X,I1,/,*RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO (OHMS/M.)*,
*14X,F8.3)
9    FORMAT(/,*LONGITUD TOTAL DE LA LINEA (KM.)*,24X,F6.3,/,
*DISTANCIA ENTRE POSTES ADYASCENTES (M.)*,16X,F7.3,/,
*FRECUENCIA DE LA RED (HZ)*,34X,I3,/,*NUMERO TOTAL DE*,
*X,*PUESTAS A TIERRA*,27X,I3,/,*NUMERO TOTAL DE*,X,
*MALLAS A RESOLVER*,26X,I3)
630  FORMAT(6F6.3)
11   FORMAT(//,*PARAMETROS DE LA REJILLA DE PUESTA A TIERRA*,
*X,*DE LA SUBESTACION*,/62(*-*),/)
C
C    FORMATOS DE SALIDA
C
?79  FORMAT(///,21X,*R E S U L T A D O S*,/,21X,19(*=*),//)
430  FORMAT(/,25X,*CORRIENTES PARA EL TRAMO*,I2,
*//,X,*LAZO*,3X,*CORRIENTE DE LAZO*,3X,*CORRIENTE EN*
*,X,*LA*,4X,*CORRIENTE EN EL*,
*/,28X,*PUESTA A TIERRA*,4X,
*NEUTRO*,//,5X,3(4X,*MODULO*,3X,
*ANGULO*),/,5X,3(4X,6(*-*),3X,6(*-*))
432  FORMAT(*FASE*,I2,2X,F7.2,3X,F6.2,/)
433  FORMAT(/2X,*0*,24X,F7.2,3X,F6.2,/)
475  FORMAT(I3,2X,3(3X,F7.2,3X,F6.2))
660  FORMAT(//,*EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD*
*,X,*DEL SUELO*,/,62(*-*),/,*Y EL NUMERO DE PUESTAS A*,X,
*TIERRA POR KM*,/62(*-*),///,*RESIS*,3X,*NUMERO*,7X,
*V A L O R E S   M A X I M O S   D E*,/,*TIVI*,6X,*DE*,
*/,*DAD*,4X,*PUESTAS*,2X,*CORRIENTE*,3X,*CORRIENTE*,3X,
*CORRIENTE*,4X,*CAIDA DE*,/,10X,*A*,5X,*DE CARGA*,4X,
*DE NEUTRO*,3X,*DE PUESTA*,4X,*VOLTAJE*,/,8X,*TIERRA*,
*27X,*A TIERRA*,3X,*REGULACION*,//OHMS-M*,2X,*POR-KM*,
*3(2X,*MODULO (V)*),5X,* (X)*,//)
670  FORMAT(F6.1,5X,I1,4(4X,F8.3))
680  FORMAT(62(*-*),/)
1000 CALL EXIT
END

```

C
C
C
C

SUBROUTINA PARA CALCULAR EL FACTOR DE RESISTENCIA
DE UNA REJILLA DE PUESTA A TIERRA

```
SUBROUTINE DATO1(R1,A1,B1,D1,D2,H1,DM)
DM=DM/1000.
N1=A1/D1+1
M1=B1/D2+1
LT=N1*B1+M1*A1
A2=A1**2+B1**2
A3=(A1+SQRT(A2))/B1
A4=(B1+SQRT(A2))/A1
A5=ALOG(A3)/A1+ALOG(A4)/B1+A1/(3.*B1**2)+B1/(3.*A1**2)
*(A2/(3.*A1**2*B1**2))*SQRT(A2)
K1=(SQRT(A1+B1)*1.84*A5)/2
A6=A1**2+(B1**2)/4.
A7=(A1+SQRT(A6))/(B1/2.)
A8=((B1/2.)+SQRT(A6))/(SQRT(A6)-(B1/2.))
K2=ALOG((A1+B1)*4.)/B1+2.*K1*(A1+B1)/SQRT(A1+B1)
*-ALOG(A7)-ALOG(A8)/2.
R1=(ALOG(2.*LT/SQRT(DM*H1))+K1*LT/SQRT(A1+B1)-K2)
*/(3.1416*LT)
WRITE(6,2) A1,B1,D1,D2,H1,DM,R1
2  FORMAT(/%LONGITUD DEL LADO MAS CORTO DE LA REJILLA (M)%,
*6X,F10.5,/%LONGITUD DEL LADO MAS LARGO DE LA REJILLA%,X,
*%(M)%,6X,F10.5,/%ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES%,X,
*%PRINCIPALES (M)%,4X,F10.5,/%ESPACIAMIENTO ENTRE%,X,
*%CONDUCTORES SECUNDARIOS (M)%,4X,F10.5,/,
*%PROFUNDIDAD DE ENTIERRO DE LA REJILLA (M)%,10X,F10.5,
*/%DIAMETRO DEL CONDUCTOR (M)%,25X,F10.5,/,
*%FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)%,14X,F10.5,/)
RETURN
END
```

C
C
C
C
C

SUBROUTINA PARA CALCULAR EL FACTOR DE RESISTENCIA DE
DE PUESTA A TIERRA DE POSTES Y ESTRUCTURAS EN GENERAL

```
SUBROUTINE DATO2(RESIS,IERROR)
READ(5,10) IND3,AL,DA1,DA2,S,HS,MA
WRITE(6,20) IND3,AL,DA1,S,DA2,HS,MA
CALL CONTRI(6,IND3,MA,0,AL,DA1,DA2,S,HS,0.,IERROR)
DA1=DA1/1000.
DA2=DA2/1000.
IF(IERROR.EQ.1)GO TO 15
HK=(4.*(HS+(AL/2.))+AL)/(4.*(HS+(AL/2))-AL)
R1=(ALOG(2.*AL/DA1)+(0.5*ALOG(HK)))/(2.*3.1416*AL)
R=AL/(ALOG(8.*AL/DA1)-1)
GO TO(1,2,3,4,5,6),IND3
1  RESIS=R1
GO TO 15
2  R2=(ALOG(S**2/(HS*DA2)))/(2.*3.1416*S)
RESIS=(R1*R2)/(R1+R2)
GO TO 15
3  AF=R/S
RESIS=((1+AF)/2)*R1
GO TO 15
4  AF=R/S
RESIS=((2+AF-4*(AF**2))/(6-7*AF))*R1
GO TO 15
5  AF=R/S
```

```

RESIS=((2.-3*AF**2)/(4.*(2.-2*AF)))*R1
GO TO 15
6 DA2=DA2*M1
RESIS=(ALCG(4.*3.1416*(S**2)/(CA2*HS)))
*/(2.*(3.1416**2)*S)
10 FORMAT(I1,5F6.3,I2)
20 FORMAT(/,PARAMETROS DE LA PUESTA A TIERRA DE LOS°,X,
*POSTES°,/,46(°-°),//TIPO DE PUESTA A TIERRA (#)°,
*34X,I1,/,LONGITUD DE LA PICA (M)°,29X,F10.5,/
*,DIAMETRO DE LA PICA (MM)°,28X,F10.5/LONGITUD DEL°,X,
*CONTRAPESO (M)°,25X,F10.5,/,DIAMETRO DEL CONTRAPESO°,
*X,°(MM)°,24X,F10.5,/,PROFUNDIDAD DE LA PUESTA A°,X,
*TIERRA (M)°,15X,F10.5,/,NUMERO DE VUELTAS (TIPO 6)°,
*34X,I2,/)
15 WRITE(6,21)RESIS
21 FORMAT(/,FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)°,
*15X,F10.5,/)
RETURN
END

```

C
C
C

SUBROUTINA PARA FORMAR LA MATRIZ DE DISTANCIAS

```

SUBROUTINE DATO3(IND1,RF,RN,DIST,IERROR)
DIMENSION DIST(4,4),D(6)
READ(5,1) RF,RMGF,RN,RMGN
CALL CONTRI(3,0,0,0,RF,RMGF,RN,RMGN,0.,0.,IERROR)
WRITE(6,2) RF,RMGF,RN,RMGN
IF(IERROR.EQ.1) RETURN
READ(5,3)(D(I),I=1,6)
CALL CONTRI(4,IND1,0,0,D(1),D(2),D(3),D(4),D(5),D(6),
*IERROR)
IF(IND1-2)5,6,7
5 WRITE(6,4) D(1)
GO TO 8
6 WRITE(6,9)(D(I),I=1,3)
GO TO 8
7 WRITE(6,10)(D(I),I=1,6)
IF(IERROR.EQ.1)RETURN
3 NUM=IND1+1
DO 18 I=1,NUM
DO 18 J=1,NUM
DIST(I,J)=0.
IF(I.EQ.J) DIST(I,J)=RMGF
18 IF(I.EQ.NUM.AND.J.EQ.NUM)DIST(I,J)=RMGN
DO 19 J=2,NUM
JP=J-1
19 DIST(I,J)=D(JP)
IF(NUM-3)20,21,22
20 GO TO 23
21 DIST(2,3)=D(3)
GO TO 23
22 DIST(2,3)=D(4)
DIST(2,4)=D(5)
DIST(3,4)=D(6)
23 DO 12 I=1,NUM
DO 12 J=1,NUM
12 DIST(J,I)=DIST(I,J)
1 FORMAT(4F10.7)
2 FORMAT(/,PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES°,/,29(°-°),/,
*CONDUCTOR°,15X,RESISTENCIA°,5X,°RADIO MEDIO GEOMETRICO°
*°,26X,°(OHMS)°,14X,°(METROS)°

```

```

*,//°FASE°,19X,F11.7,9X,F11.7,/,°NEUTRO°,17X,F11.7,9X,
*F11.7)
2   FORMAT(6F6.3)
4   FORMAT(//,°DISTANCIAS ENTRE LINEAS°,/,23(°-°),/
3   *°DISTANCIA FASE NEUTRO (M)°,26X,F11.7)
   FORMAT(//°DISTANCIAS ENTRE LINEAS°,/23(°-°),/°DISTANCIA°
*,X,°(FASE "A" - FASE "B")°,20X,F11.7,/°DISTANCIA (FASE°
*,X,°"A" - NEUTRO)°,22X,F11.7,/,°DISTANCIA (FASE°,X,
*°"B" - NEUTRO)°,22X,F11.7)
10  FORMAT(//°DISTANCIAS ENTRE LINEAS°,/23(°-°),/°DISTANCIA°
*,X,°(FASE "A" - FASE "B")°,20X,F11.7,/°DISTANCIA°,X,
*°(FASE "A" - FASE "C")°,20X,F11.7/°DISTANCIA (FASE "A"°
*,X,°- NEUTRO)°,22X,F11.7,/,°DISTANCIA (FASE "B" - FASE°
*,X,°"C")°,20X,F11.7,/°DISTANCIA (FASE "B" - NEUTRO)°,22X
*,F11.7,/°DISTANCIA (FASE "C" - NEUTRO)°,22X,F11.7,/)
   RETURN
   END

```

C
C
C

SUBROUTINA PARA INVERTIR UNA MATRIZ

```

SUBROUTINE INVER(ZDATOS,NFILA,AUX)
COMPLEX AUX(10,10),ZDATOS(10,10)
DO 10 I=1,NFILA
DO 10 J=1,NFILA
10  AUX(I,J)=ZDATOS(I,J)
DO 40 I=1,NFILA
DO 30 J=1,NFILA
IF(J.EQ.I)GO TO 30
AUX(I,J)=AUX(I,J)/AUX(I,I)
30  CONTINUE
AUX(I,I)=1./AUX(I,I)
DO 20 K=1,NFILA
IF(K.EQ.I)GO TO 20
DO 25 L=1,NFILA
IF(L.EQ.I)GO TO 25
AUX(K,L)=AUX(K,L)-AUX(I,L)*AUX(K,I)
25  CONTINUE
20  CONTINUE
DO 40 M=1,NFILA
IF(M.EQ.I)GO TO 40
AUX(M,I)=-AUX(M,I)*AUX(I,I)
40  CONTINUE
RETURN
END

```

C
C
C

SUBROUTINA PARA MULTIPLICAR DOS MATRICES

```

SUBROUTINE MULT(P,Q,Z,NF1,NC,NC2)
COMPLEX P(10,10),Q(10,1),Z(10,1)
DO 10 I=1,NF1
DO 10 J=1,NC2
Z(I,J)=(0.,0.)
DO 10 K=1,NC
10  Z(I,J)=Z(I,J)+P(I,K)*Q(K,J)
RETURN
END

```

C
C
C
C
C

SUBROUTINA PARA DETERMINAR EL VALOR MAXIMO

```

SUBROUTINE ORDER(AMAX,AMIN,CAUX)
IF(AMAX.GT.AMIN)GO TO 1
AMAX=AMIN
1 CAUX=AMAX
RETURN
END

C
C
C SUBROUTINA PARA CALCULAR LA CAIDA DE VOLTAJE
C Y LA REGULACION EN EL EXTREMO MAS ALEJADO DE
C LA RED

SUBROUTINE VOLTA(ZL,AIL,IND1,IND2,VF,ZPQT,MCONT,PVOL)
COMPLEX ZL(6),AIL(2,5),VF(3),VOL(3),AVOL(3),EVOL(3)
DIMENSION PVOL(3),TVOLT(3),DVOL(3),BVOL(3),OVOL(3)
DIMENSION GVOL(3),CVOL(3)
COMPLEX FVOL(2,3),SVOL(3),ZPQT(2,4,4)
DO 2 I=1,IND1
IF(IND2.EQ.2)GO TO 1
VOL(I)=AIL(1,I)*ZL(I)
GO TO 5
1 VOL(I)=AIL(2,I)*ZL(I+3)
5 AVOL(I)=VF(I)-VOL(I)
BVOL(I)=CABS(AVOL(I))
DVOL(I)=CABS(VF(I))-CABS(VOL(I))
2 PVOL(I)=(DVOL(I)/CABS(VOL(I)))*100
DO 10 M=1,IND2
FVOL(M,1)=AIL(M,1)*ZPQT(M,1,1)-AIL(M,1)*ZPQT(M,2,1)
IF(IND1.EQ.1) GO TO 10
FVOL(M,1)=AIL(M,1)*ZPQT(M,1,1)+AIL(M,2)*ZPQT(M,2,1)
FVOL(M,2)=AIL(M,2)*ZPQT(M,2,2)+AIL(M,1)*ZPQT(M,1,2)
IF(IND1.EQ.2)GO TO 10
FVOL(M,1)=AIL(M,1)*ZPQT(M,1,1)+AIL(M,2)*ZPQT(M,2,1)
**AIL(M,3)*ZPQT(M,3,1)
FVOL(M,2)=AIL(M,2)*ZPQT(M,2,2)+AIL(M,1)*ZPQT(M,1,2)
**AIL(M,3)*ZPQT(M,2,3)
FVOL(M,3)=AIL(M,3)*ZPQT(M,3,3)+AIL(M,1)*ZPQT(M,1,3)
**AIL(M,2)*ZPQT(M,2,3)
10 CONTINUE
DO 11 I=1,IND1
SVOL(I)=FVOL(1,I)+FVOL(2,I)
OVOL(I)=CABS(SVOL(I))
TVOLT(I)=(OVOL(I)/BVOL(I))*100
EVOL(I)=VF(I)-(VOL(I)+SVOL(I))
GVOL(I)=CABS(FVOL(I))
11 CVOL(I)=(GVOL(I)/BVOL(I))*100
IF(MCONT.NE.1)GO TO 434
MCONT=MCONT+1
WRITE(6,15)
DO 432 I=1,1
432 WRITE(6,433)OVOL(I),GVOL(I),DVOL(I),PVOL(I)
433 FORMAT(/,52X,'MODULO (V)',/52X,10(' '),//'%CAIDA DE',X,
*'VOLTAJE EN EL CONDUCTOR DE FASE',12X,F10.5,//
*'%CAIDA DE VOLTAJE EN EL RETORNO (NEUTRO Y TIERRA)',
*4X,F10.5,//'%CAIDA DE VOLTAJE TOTAL',30X,F10.5,//,
*'%REGULACION (EN PORCENTAJE)',26X,F10.5,//)
15 FORMAT(///,'%CAIDAS DE VOLTAJE Y REGULACION',/30(' '),//)
434 RETURN
END

C
C SUBROUTINA PARA CHEQUEAR DATOS

```

```

C
SUBROUTINE CONTRI(N,I1,I2,I3,A1,A2,A3,A4,A5,A6,IERROR)
IERROR=0
GO TO (1,2,3,4,5,6),N
1 IF(I1.LE.0.OR.I1.GT.3)GO TO 10
IF(I2.LE.0.OR.I2.GT.2)GO TO 10
IF(I3.LE.0.OR.I3.GT.100)GO TO 10
IF(A1.LE.1..OR.A1.GT.40.)GO TO 10
IF(A2.LE.0..OR.A2.GT.250)GO TO 10
RETURN
10 IERROR=IERROR+1
WRITE(6,20)
20 FORMAT(*1%,///,*EXISTE ERROR EN DATOS GENERALES DE*,X,
*ENTRADA*,/
*,*REVICE VALORES DE IND1,IND2,IFRE,COTA,VANO(FUERA DE*,X
*,*LIMITES ESPACIFICADOS*,///)
RETURN
2 IF(A3.LE.0..OR.A3.GE.50000.)GO TO 30
IF(I2.LE.0..OR.I2.GT.4.)GO TO 30
IF(I3.LT.0..OR.I3.GT.4.)GO TO 30
IF(A1.LE.1..OR.A1.GT.40.)GO TO 30
IF(A2.LT.0..OR.A2.GT.40.)GO TO 30
IF(A4.LE.0..OR.A4.GT.2000)GO TO 30
IF(A5.LT.0..OR.A5.GT.2000)GO TO 30
RETURN
30 IERROR=IERROR+1
WRITE(6,40)
40 FORMAT(*1%,///,*EXISTE ERROR EN DATOS DE ENTRADA*,/,
*REVICE VALORES DE LONGITUDES,NUMERO DE PUESTAS A*,X,
*TIERRA,VOLTAJE Y RESISTIVIDAD*,////)
RETURN
3 IF(A3.GE.3..OR.A1.LE.0.)GO TO 50
IF(A2.GE.3..OR.A2.LE.0.)GO TO 50
IF(A3.GE.3..OR.A3.LE.0.)GO TO 50
IF(A4.GE.3..OR.A4.LE.0.)GO TO 50
RETURN
50 IERROR=IERROR+1
WRITE(6,60)
60 FORMAT(*1%,///,*EXISTE ERROR EN DATOS DE PARAMETROS DE*,X
*,*LINEAS*,//)
RETURN
4 IF(I1.EQ.1.AND.A1.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.2.AND.A1.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.2.AND.A2.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.2.AND.A3.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.3.AND.A1.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.3.AND.A2.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.3.AND.A3.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.3.AND.A4.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.3.AND.A5.LE.0.)GO TO 70
IF(I1.EQ.3.AND.A6.LE.0.)GO TO 70
RETURN
70 IERROR=IERROR+1
WRITE(6,80)
80 FORMAT(*1%,///,*EXISTE ERROR EN DATOS DE ENTRADA*,//,
*DISTANCIAS ENTRE LINEAS NO CORRESPONDEN CON TIPO*
* DE SISTEMA*,//)
RETURN
5 IF(A1.LE.0.OR.A2.LE.0.)GO TO 90
IF(A3.LE.0..OR.A4.LE.0.)GO TO 90
IF(A5.LE.0..OR.A6.LE.0.)GO TO 90

```

```
      RETURN
90      IERROR=IERROR+1
      WRITE(6,100)
100     FORMAT(*1%,///,*EXISTE ERROR EN LOS PARAMETROS DE LA *
      *REGILLA*,//)
6      IF(I1.GT.6.OR.I1.LE.0) GO TO 110
      IF(I2.LT.0.OR.A1.LE.0.)GO TO 110
      IF(A2.LE.0..OR.A3.LT.0.)GO TO 110
      IF(A4.LT.0..OR.A5.LT.0.)GO TO 110
      RETURN
110     IERROR=IERROR+1
      WRITE(6,120)
120     FORMAT(*1%,///,*EXISTE ERROR EN DATOS DE PUESTA A*,X,
      *TIERRA EN LOS POSTES*,//)
      RETURN
      END
```


A N E X O B

MANUAL DE USO DEL PROGRAMA DIGITAL

B.1. OBJETIVO

Calcular la magnitud de las corrientes de carga y la distribución de corrientes de retorno a través del paralelo de neutro y tierra en condiciones normales de operación de alimentadores primarios de distribución para distintos valores de resistividad y número de puestas a tierra por kilómetro. Adicionalmente, calcula las caídas de voltaje y la regulación para determinar los efectos de la resistividad y el número de puestas a tierra por kilómetro sobre la regulación.

Se pueden considerar, sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos para cualquier valor de desbalance entre fases, igualmente se puede seleccionar entre un ali - mentador de uno o dos tramos (una o dos cargas) para simular un alimentador sobre una zona con diferente valor de resistividad.

Otra de las alternativas que puede escogerse, es el tipo de puesta a tierra en sistemas de distribución, que de acuerdo con las normas de INECEL y la Empresa Eléctrica Quito existen seis tipos o formas de hacer una conexión a tierra, con lo que se podría determi - nar la influencia del tipo de puesta a tierra sobre

la magnitud y distribución de corrientes y la regulación.

El programa permite escoger entre:

- Forma de presentación de resultados.
- Tipo de alimentador (monofásico, bifásico y trifásico).
- Tramos del alimentador (1 o 2)
- Longitud (2 a 40 Km.).
- Frecuencia (0 a 100 Hz.)
- Resistividad media del terreno (según el número de tramos).
- Número de puestas a tierra por kilómetro (1 a 4)
- Nivel de voltaje fase-neutro (1 a 50.000 voltios)
- Parámetros de los conductores (fase y neutro)
- Distancias entre conductores
- Parámetros de la rejilla de la subestación
- Tipo y forma de puesta a tierra (6 tipos).

B.2. METODO DE SOLUCION

El método empleado en el análisis de redes de puesta a tierra se denomina de Eliminación de Doble Lado que se basa en la aplicación de las leyes de Kirchoof, partiendo del planteamiento de las ecuaciones que conforman la red, y siguiendo un proceso inductivo de tal manera de poner las corrientes de lazo en función de las corrientes de carga y de las corrientes de los extremos (corrientes de puesta a tierra en la subesta -

ción y en la carga), de esta manera se llega a plantear un sistema de ecuaciones relativamente pequeño, capaz de ser resuelto fácilmente por medio del computador por el método de inversión de una matriz, para luego en forma inversa, por sustitución, determinar todas las corrientes de lazo de la red (REF. 1).

B.3. DESCRIPCION DEL PROGRAMA

El programa digital consta de su parte principal y de ocho subrutinas y fue detallado en el anexo anterior.

B.4. NOMENCLATURA

VARIABLES DE ENTRADA Y VARIABLES DE SALIDA

La descripción de variables tanto de entrada como de salida, se encuentra detallada en el listado del programa presentado en el anexo anterior.

B.5. FORMA DE PROPORCIONAR LOS DATOS AL PROGRAMA

BLOQUE 1: Datos generales (1 tarjeta)
Variables: INDO, IND1, IND2, COTAVANO, IFRE.

Formato: 3I1, 2F5.2, I3.

BLOQUE 2: Datos de la longitud, la resistividad media, y el número de puestas a tierra de cada tramo.

- a) Si IND2 = 1 Datos de longitud, resistividad y número de puestas a tierra del primer tramo (una tarjeta).

Variables: COT(1), ROM(1), NP(1)

Formato: F6.3, F8.3, I1

- b) Si IND2 = 2 Datos de longitud, resistividad y número de puestas a tierra del segundo tramo (una tarjeta adicional).

Variables: COT(2), ROM(2), NP(2)

Formato: F6.3, F8.3, I1

BLOQUE 3:

Datos de voltaje, carga, factor de potencia y desbalance del alimentador.

- a) Si IND2 = 1 Datos del voltaje de la fuente, carga, factor de potencia de la carga y desbalance del primer tramo. (una tarjeta).

Variables: VOLTE, CARGA, FPA, DESVA

Formato: F6.3, F8.3, 2F6.3

- b) Si IND2 = 2 Datos de carga, factor de potencia y desbalance de

la carga del segundo tramo
(una tarjeta adicional).

Variables: CARGB, FPB, DESVB

Formato: F8.3, 2F6.3

BLOQUE 4:

Datos de los parámetros de los
conductores (una tarjeta)

Variables: RF, RN, RMGF, RMGN

Formato: 4F10.7

BLOQUE 5:

Datos de distancia (s) entre con-
ductores de la red (una tarjeta).

- a) Si IND1 = 1: Dato de la dis-
tancia fase-neutro, para un
alimentador monofásico.

Variable: D(1)

- b) Si IND1 = 2: Datos de distan-
cias fase "A" - fase "B", fa-
se "A" - neutro, fase "B" -
neutro, para un alimentador
bifásico.

Variables: D(1), D(2), D(3)

- c) Si IND1 = 3: Datos de dis-
tancias fase "A" - fase "B",
fase "A" - fase "C", fase "A"

- neutro, fase "B" - fase "C",
fase "B" - neutro, fase "C" - neutro.
tro.

Variables: D(1), D(2), D(3), D(4),
D(5), D(6).

Para este bloque de datos se utiliza un sólo formato de seis espacios iguales, en caso de no existir todos los datos los espacios restantes son tomados como ceros.

Formato: 6F6.3

BLOQUE 6:

Datos de la rejilla de puesta a tierra de la subestación (una tarjeta).

Variables: A1, B1, D1, D2, H, DM

Formato: F6.3

BLOQUE 7:

Datos del tipo de puesta a tierra de los postes (una tarjeta).

Variables: IND3, AL, DA1, DA2, S,
HS, MA

Formato: I1, 5F6.3, I2

NOTA: A continuación se presenta la forma de proporcionar los datos al programa en hojas de codificación para su mejor comprensión.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE

DEPARTAMENTO DE

PROGRAMADO POR

VERIFICADO POR

HOJA DE CODIFICACION

PROGRAMA

PAGINA

FECHA

DE

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75

FORMA DE PROPORCIONAR LOS DATOS AL PROGRAMA

1. Datos generales (1 tarjeta)

IND0, IND1, IND2, COTA (Km), VANO (m.), IERE (Hz)

I1 I1 I1	F 5.2	I 3	
----------	-------	-----	--

2. Datos de longitud, resistividad y ptas. a tierra/Km, de cada tramo

a) Si IND2 = 1 (1 tarjeta)

COT(1) [Km], ROM(1) [Ω -m], NP(1)

F 6.3	F 8.3	I 1	
-------	-------	-----	--

b) Si IND2 = 2 (1 tarjeta adicional)

COT(2) [Km], ROM(2) [Ω -m], NP(2)

F 6.3	F 8.3	I 1	
-------	-------	-----	--

3. Datos de voltaje: carga, FP y desbalance de carga, de cada tramo

a) Si IND2 = 1 (1 tarjeta)

VOLTE [K.V.], CARGA [KVA], EPA [%], DESVA [%]

F 6.3	F 9.3	F 6.3	F 6.3
-------	-------	-------	-------

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE

DEPARTAMENTO DE

PROGRAMADO POR

VERIFICADO POR

PAGINA DE

FECHA

HOJA DE CODIFICACION

PROGRAMA

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
b) Si IND2 = 2 (1 Tarjeta adicional)																																																																										
CARGB [KVA], FPB [%], DESVB [%]																																																																										
F 9.3 F 6.3 F 6.3																																																																										
4. Datos de los parametros de Los conductores (1 Tarjeta)																																																																										
RE [K.m], RMGF (m), RN [K.m], RMGN (m)																																																																										
F 10.7 F 10.7 F 10.7																																																																										
5. Datos de distancia (s) entre conductores (1 tarjeta)																																																																										
D (1) [m], D (2) [m], D (3) [m], D (4) [m], D (5) [m], D (6) [m]																																																																										
F 6.3 F 6.8 F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3																																																																										
6. Datos de la rejilla de pta. a tierra de la subestación (1 tarjeta)																																																																										
A1 [m], B1 [m], D1 [m], D2 [m], H [m], DM [m]																																																																										
F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3																																																																										
7. Datos del tipo de puesta a tierra de los postes (1 tarjeta)																																																																										
IND1, AL [m], DA1 [m], DA2 [m], S [m], HS [m], MA																																																																										
F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3 F 6.3																																																																										

B.6. FORMA DE UTILIZAR EL PROGRAMA

El programa digital utilizado en esta tesis fue desarrollado y probado en el computador de INECCEL, puede ser utilizado por cualquier persona interesada en hacerlo.

FORMA DE OPERAR

Se supone que se ha ingresado al sistema con la cinta del programa colocada en el computador. El programa se encuentra en el archivo "PROGRAMA", el cual debe ser compilado, cargado y ejecutado, pero previamente debe abrirse un archivo de datos. Las instrucciones del manejo del terminal las da el operador.

B.7. RESTRICCIONES

- a) Se analiza un alimentador de distribución monofásico, bifásico o trifásico de máximo dos cargas o tramos.
- b) Por efecto de dimensionamiento de variables, la longitud total máxima de un alimentador de un solo tramo puede ser de 40 Km., de existir dos tramos, o de ser necesaria la subdivisión del alimentador en dos tramos, para efecto de simular dos zonas de distinta resistividad, es necesario también que la longitud de cada tramo máximo sea de 40 Km., es decir, con dos tramos, se podría alcanzar una longitud total máxima de 80 Km. pero con

un máximo de 40 Km. por tramo.

- c) El número de puestas a tierra es de 4 como máximo. En la realidad, un número mayor de puestas a tierra no se justifica ni técnica ni económicamente ya que la resistividad del suelo tiene un valor elevado y además es variable.
- d) Se calcula una tabla de valores máximos de corrientes de carga, de neutro, de tierra y regulación para distintos valores de resistividad y número de puestas a tierra, únicamente para alimentadores de un solo tramo.
- e) Si bien es cierto el programa puede resolver un alimentador de distribución de dos tramos o dividido en dos tramos. El tipo de sistema, monofásico, bifásico o trifásico; el calibre de los conductores y las distancias entre ellos se mantienen constantes. El programa da opción a diferenciar, entre los dos tramos, el valor de resistividad media del terreno, longitud, y número de puestas a tierra por Km., ya que el objetivo primordial de este trabajo es analizar los efectos de la variación de la resistividad del suelo y el número de puestas a tierra por Km. sobre la magnitud y distribución de corrientes y, regulación, en alimentadores primarios de distribución.

En general, los valores de las variables del programa

se han limitado dentro del rango de mayor utilización y promedios de acuerdo con las normas establecidas en el país.

B.8. EJEMPLO DE APLICACION

CARACTERISTICAS

Sistema de distribución monofásico, un solo tramo (una sola resistividad).

- Voltaje fase neutro de la red	13.2 KV.
- Carga conectada a la red	881.0 KVA
- Factor de potencia inductivo de la carga	90.0 %
- Longitud del alimentador	11.0 Km.
- Número de puestas a tierra por Km.	3
- Resistividad media del terreno	100.0
- Vano medio	40.0 m.
- Conductor de fase: 2/0, ACSR	
- Conductor neutro: 2, ACSR	
- Distancia fase neutro	2.0 m.

Parámetros de la rejilla de puesta a tierra de la sub-estación

- Longitud del lado más corto de la <u>re</u> jilla	4.0 m.
- Longitud del lado más largo de la <u>re</u> jilla	4.0 m.
- Espaciamiento entre conductores prin <u>ci</u> pales	2.0 m.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE _____

DEPARTAMENTO DE _____

PROGRAMADO POR _____

VERIFICADO POR _____

HOJA DE CODIFICACION _____

PROGRAMA _____

PAGINA _____ DE _____

FECHA _____

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
DATOS DEL EJEMPLO DE APLICACION																																																																										
1.-																																																																										
111111.	40.	60																																																																								
2.-																																																																										
11.	100.	3																																																																								
3.-																																																																										
13.2.	811.	90.																																																																								
4.-																																																																										
.43878	.0015548	.87632	.0012743																																																																							
5.-																																																																										
2.																																																																										
6.-																																																																										
4.	4.	2.	.6	8.25																																																																						
7.-																																																																										
1	3.28	15.875	.6																																																																							

USER: CENTRO -AT

SALIDA

WWW WWWW W W WWW WWW WWW
W W W W W W W W W
W W W W W W W W W
W WWW W W W W WWW W W
W W W W W W W W W
W W W W W W W W W
WWW WWWW W W W W WWW

WWW WWW W WWW WWW WWW
W W W W W W W W W
W W W W W W W W W
WWW WWWWW W W W WWWWWW
W W W W W W W W W
W W W W W W W W W
WWW W W WWWWWW WWW WWW W

LABEL: PPT001 -FORM XXXXXX

SPOOLED: 85-04-02.19:05
STARTED: 85-04-02.19:05, ON: PRG PY: PRU

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION - PLANIFICACION

1
1

E S C U E L A P O L I T E C N I C A N A C I O N A L

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

DEPARTAMENTO DE POTENCIA

TFISIS DE GRADO

EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO EN EL
DIMENSIONAMIENTO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION
AEREA CON MULTIPLES FUESTAS A TIERRA

REALIZADO POR: GUSTAVO I. PADILLA TRUJILLO

DIRIGIDO POR: ING. CARLOS RIVERA

O C T U B R E 1 9 8 4

OBJETIVO: DETERMINAR LA DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE RETORNO
A TRAVES DEL PARALELO DE NEUTRO Y TIERRA, EN ALIMENTADORES
PRIMARIOS DE DISTRIBUCION AEREA CON NEUTRO MULTIATERRADO

METODO: PARA LA DETERMINACION DE CORRIENTES SE EMPLEAN LAS
LEYES DE KIRCHHOFF Y LA SIMPLIFICACION DE MALLAS DE DOBLE LADO

D A T O S D E E N T R A D A
=====

SISTEMA DE DISTRIBUCION MONOFASICO

VOLTAJE FASE NEUTRO DE LA RED (KV)	13.200
CARGA CONECTADA A LA RED (KVA)	981.000
FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA (%)	90.000
SOBRECARGA DE UNA DE LAS FASES (%)	0.000

VOLTAJE DE LA FASE 1 (VOLTS)	13199.998	+J	0.000
CARGA CONECTADA A LA FASE 1 (OHMS)	177.998	+J	26.218

PARA EL TPAMO 1

LONGITUD (KM)	11.000
NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM.	3
RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO (OHMS/M.)	190.000
LONGITUD TOTAL DE LA LINEA (KM.)	11.000
DISTANCIA ENTRE POSTES ADYACENTES (M.)	40.000
FRECUENCIA DE LA PFD (HZ)	60
NUMERO TOTAL DE PUESTAS A TIERRA	34
NUMERO TOTAL DE MALLAS A RESOLVER	34

PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (METROS)
FASE	0.4387800	0.0015548
NEUTRO	0.8763199	0.0012743

DISTANCIAS ENTRE LINEAS

DISTANCIA FASE NEUTRO (M)	2.0000000
---------------------------	-----------

PARAMETROS DE LA REJILLA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACION

LONGITUD DEL LADO MAS CORTO DE LA REJILLA (M)	4.00000
LONGITUD DEL LADO MAS LARGO DE LA REJILLA (M)	4.00000
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES PRINCIPALES (M)	2.00000
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES SECUNDARIOS (M)	2.00000
PROFUNDIDAD DE ENTIERRO DE LA REJILLA (M)	0.60000
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (M)	0.00825
FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)	0.14969

PARAMETROS DE LA PUESTA A TIERRA DE LOS POSTES

TIPO DE PUESTA A TIERRA (N)	1
LONGITUD DE LA PICA (M)	3.28000
DIAMETRO DE LA PICA (MM)	15.87500
LONGITUD DEL CONTRAFECHO (M)	0.00000
DIAMETRO DEL CONTRAFECHO (MM)	0.00000
PROFUNDIDAD DE LA PUESTA A TIERRA (M)	0.60000
NUMERO DE VUELTAS (TIPO F)	0
FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)	0.31003

R E S U L T A D O S

=====

CORRIENTES PARA EL TRAMO 1

LAZO	CORRIENTE DE LAZO		CORRIENTE EN LA PUESTA A TIERRA		CORRIENTE EN EL NEUTRO	
	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
FASE 1	62.46	-25.98				
0			6.17	3.57		
1	6.22	10.56	5.60	11.77	57.17	-29.04
2	11.82	11.13	4.98	7.83	53.07	-32.99
3	16.80	10.15	4.45	7.13	49.40	-36.77
4	21.24	9.52	3.97	6.49	46.30	-40.59
5	25.21	9.04	3.53	5.91	43.69	-44.41
6	28.73	8.66	3.12	5.38	41.53	-48.15
7	31.85	8.34	2.75	4.92	39.75	-51.77
8	34.59	8.07	2.40	4.51	38.31	-55.21
9	36.98	7.83	2.08	4.15	37.16	-58.40
10	39.05	7.64	1.77	3.86	36.25	-61.32
11	40.83	7.47	1.49	3.62	35.54	-63.91
12	42.31	7.34	1.22	3.45	35.00	-66.17
13	43.53	7.23	0.97	3.36	34.59	-68.07
14	44.50	7.15	0.72	3.39	34.30	-69.59
15	45.21	7.09	0.48	3.64	34.09	-70.75
16	45.69	7.05	0.24	4.62	33.97	-71.53
17	45.93	7.04	0.01	40.80	33.91	-71.33
18	45.95	7.05	0.22	90.00	33.92	-71.95
19	45.73	7.08	0.46	90.00	33.98	-71.60
20	45.27	7.14	0.69	90.00	34.12	-70.86
21	44.58	7.22	0.94	90.00	34.33	-69.76
22	43.64	7.32	1.20	90.00	34.63	-68.27
23	42.45	7.45	1.46	90.00	35.04	-66.43
24	40.99	7.61	1.75	90.00	35.58	-64.22
25	39.25	7.80	2.05	90.00	36.28	-61.67
26	37.21	8.02	2.37	90.00	37.18	-58.80
27	34.85	8.27	2.71	90.00	38.31	-55.64
28	32.15	8.56	3.08	90.00	39.71	-52.24
29	29.07	8.90	3.49	90.00	41.45	-48.54
30	25.59	9.30	3.92	90.00	43.56	-44.30
31	21.67	9.77	4.40	90.00	46.10	-41.07
32	17.27	10.37	4.96	90.00	49.13	-37.22
33	12.31	9.79	12.21	2.91	52.51	-33.13

CAIDAS DE VOLTAJE Y REGULACION

	MODULO (V)

CAIDA DE VOLTAJE EN EL CONDUCTOR DE FASE	477.82916
CAIDA DE VOLTAJE EN EL RETORNO (NEUTRO Y TIERRA)	446.84973

CAIDA DE VOLTAJE TOTAL

847.09383

REGULACION (EN PORCENTAJE)

4.85007

EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

Y EL NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM

RESIS TIVI DAD	NUMERO DE PUESTAS A TIERRA	V A L O R E S M A X I M O S			D E:
OHMS-M	POR-KM	CORRIENTE DE CARGA MOELLE (A)	CORRIENTE DE NEUTRO MODULO (A)	CORRIENTE DE PUESTA A TIERRA MODULO (A)	CAIDA DE VOLTAJE REGULACION (%)
100.0	3	62.463	57.174	12.210	6.851
1.0	1	63.827	22.613	41.400	4.568
1.0	2	63.885	27.881	39.461	4.473
1.0	3	63.938	30.839	39.199	4.386
1.0	4	63.981	32.856	39.096	4.316
100.0	1	61.919	54.586	15.194	7.789
100.0	2	62.242	56.174	13.587	7.231
100.0	3	62.463	57.174	12.210	6.851
100.0	4	62.624	57.886	11.132	6.576
200.0	1	61.577	57.325	9.096	6.343
200.0	2	61.825	58.121	8.670	7.053
200.0	3	62.018	58.671	7.982	7.618
200.0	4	62.173	59.096	7.451	7.350
300.0	1	61.436	58.430	6.489	8.638
300.0	2	61.632	58.948	6.287	8.092
300.0	3	61.754	59.319	5.969	8.108
300.0	4	61.830	59.620	5.660	7.770
400.0	1	61.358	59.032	5.044	8.775
400.0	2	61.519	59.411	4.965	8.490
400.0	3	61.657	59.689	4.775	8.247
400.0	4	61.777	59.920	4.576	8.037
500.0	1	61.309	59.410	4.125	8.963
500.0	2	61.446	59.708	4.103	8.620
500.0	3	61.565	59.930	3.981	8.409
500.0	4	61.672	60.117	3.844	8.202
600.0	1	61.274	59.671	3.489	8.954
600.0	2	61.393	59.915	3.497	8.713
600.0	3	61.499	60.099	3.415	8.526
600.0	4	61.594	60.250	3.316	8.359
700.0	1	61.249	59.661	3.025	8.968
700.0	2	61.354	60.068	3.047	8.782
700.0	3	61.449	60.225	2.990	8.615
700.0	4	61.535	60.360	2.916	8.463

800.0	1	61.239	60.007	2.667	9.002
800.0	2	61.324	60.186	2.699	8.835
800.0	3	61.409	60.322	2.659	8.684
800.0	4	61.486	60.440	2.602	8.546

900.0	1	61.215	60.121	2.386	9.029
900.0	2	61.300	60.270	2.423	8.878
900.0	3	61.378	60.399	2.394	8.740
900.0	4	61.450	60.505	2.350	8.613

1000.0	1	61.203	60.213	2.159	9.051
1000.0	2	61.280	60.354	2.198	8.913
1000.0	3	61.352	60.462	2.178	8.786
1000.0	4	61.419	60.558	2.142	8.668

1100.0	1	61.193	60.290	1.971	9.069
1100.0	2	61.264	60.417	2.011	8.942
1100.0	3	61.330	60.515	1.997	8.825
1100.0	4	61.392	60.602	1.968	8.715

1200.0	1	61.184	60.354	1.813	9.085
1200.0	2	61.250	60.470	1.854	8.967
1200.0	3	61.312	60.559	1.844	8.857
1200.0	4	61.370	60.639	1.821	8.755

1300.0	1	61.177	60.408	1.679	9.097
1300.0	2	61.239	60.515	1.719	8.988
1300.0	3	61.296	60.597	1.713	8.886
1300.0	4	61.350	60.670	1.693	8.789

1400.0	1	61.171	60.455	1.563	9.109
1400.0	2	61.228	60.554	1.603	9.006
1400.0	3	61.282	60.630	1.599	8.910
1400.0	4	61.333	60.698	1.583	8.819

1500.0	1	61.165	60.496	1.462	9.118
1500.0	2	61.219	60.588	1.501	9.022
1500.0	3	61.270	60.659	1.499	8.931
1500.0	4	61.318	60.722	1.486	8.846

1600.0	1	61.160	60.532	1.373	9.127
1600.0	2	61.211	60.618	1.412	9.036
1600.0	3	61.259	60.684	1.411	8.950
1600.0	4	61.305	60.744	1.400	8.869

1700.0	1	61.156	60.564	1.295	9.134
1700.0	2	61.204	60.644	1.333	9.048
1700.0	3	61.250	60.706	1.333	8.967
1700.0	4	61.293	60.763	1.324	8.890

1800.0	1	61.152	60.592	1.225	9.141
1800.0	2	61.198	60.668	1.262	9.059
1800.0	3	61.241	60.727	1.263	8.982
1800.0	4	61.283	60.779	1.256	8.909

1900.0	1	61.149	60.617	1.162	9.147
1900.0	2	61.193	60.689	1.198	9.070
1900.0	3	61.234	60.745	1.200	8.996
1900.0	4	61.273	60.795	1.194	8.926

2000.0	1	61.146	60.640	1.105	9.153

E S C U E L A P O L I T E C N I C A N A C I O N A L

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

DEPARTAMENTO DE POTENCIA

TESIS DE GRADO

EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUFLO EN EL
DIMENSIONAMIENTO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION
AEREA CON MULTIPLES PUESTAS A TIERRA

REALIZADO POR: GUSTAVO I. PADILLA TRUJILLO

DIRIGIDO POR: ING. CARLOS RIOFRIO

O C T U B R E 1 9 8 4

OBJETIVO: DETERMINAR LA DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE RETORNO
A TRAVES DEL PARAFILO DE NEUTRO Y TIERRA, EN ALIMENTADORES
PRIMARIOS DE DISTRIBUCION AEREA CON NEUTRO MULTIATERRADO

METODO: PARA LA DETERMINACION DE CORRIENTES SE EMPLEAN LAS
LEYES DE KIRCHHOFF Y LA SIMPLIFICACION DE MALLAS DE DOBLE LADO

D A T O S D E E N T R A D A
=====

SISTEMA DE DISTRIBUCION : IFASICO

VOLTAJE FASE NEUTRO DE LA RED (KV)	13.200
CARGA CONECTADA A LA RED (KVA)	2000.000
FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA (%)	90.000
SOBRECARGA DE UNA DE LAS FASES (%)	20.000

VOLTAJE DE LA FASE 1 (VOLTS)	13199.998	+J	0.000
VOLTAJE DE LA FASE 2 (VOLTS)	-6600.000	+J	11431.197
CARGA CONECTADA A LA FASE 1 (OHMS)	143.748	+J	69.620
CARGA CONECTADA A LA FASE 2 (OHMS)	172.498	+J	83.544

PARA EL TRAMO 1

LONGITUD (KM)	11.000
NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM.	3
RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO (OHMS/M.)	100.000
LONGITUD TOTAL DE LA LINEA (KM.)	11.000
DISTANCIA ENTRE POSTES ADYACENTES (M.)	40.000
FRECUENCIA DE LA RED (HZ)	60
NUMERO TOTAL DE PUESTAS A TIERRA	34
NUMERO TOTAL DE MALLAS A RESOLVER	35

PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	DIAMETRO MEDIO GEOMETRICO (METROS)
FASE	0.4387800	0.0015548
NEUTRO	0.8763159	0.0012743

DISTANCIAS ENTRE LINEAS

DISTANCIA (FASE "A" - FASE "B")	0.5999999
DISTANCIA (FASE "A" - NEUTRO)	2.0000000
DISTANCIA (FASE "B" - NEUTRO)	2.0000000

PARAMETROS DE LA REJILLA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACION

LONGITUD DEL LADO MAS CORTO DE LA REJILLA (M)	4.00000
LONGITUD DEL LADO MAS LARGO DE LA REJILLA (M)	4.00000
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES PRINCIPALES (M)	2.00000
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES SECUNDARIOS (M)	2.00000
PROFUNDIDAD DE ENTIERRO DE LA REJILLA (M)	0.60000
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (M)	0.00825
FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)	0.13959

PARAMETROS DE LA PUESTA A TIERRA DE LOS POSTES

TIPO DE PUESTA A TIERRA (#)	1
LONGITUD DE LA FICHA (M)	3.28000
DIAMETRO DE LA FICHA (MM)	15.87500
LONGITUD DEL CONTRAPESO (M)	0.00000
DIAMETRO DEL CONTRAPESO (MM)	0.00000
PROFUNDIDAD DE LA PUESTA A TIERRA (M)	0.60000
NUMERO DE VUELTAS (TIPO 6)	0

R E S U L T A D O S
 =====

CORRIENTES PARA EL TRAMO 1

LAZO	CORRIENTE DE LAZO		CORRIENTE EN LA PUESTA A TIERRA		CORRIENTE EN EL NEUTRO	
	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
FASE 1	77.04	-28.00				
FASE 2	66.34	-84.36				
0			6.76	55.44		
1	6.81	62.42	6.12	63.64	62.58	22.83
2	12.94	63.00	5.45	59.70	58.09	18.88
3	18.38	62.02	4.87	59.00	54.08	15.10
4	23.25	61.39	4.35	58.36	50.68	11.28
5	27.59	60.91	3.86	57.77	47.82	7.46
6	31.45	60.52	3.42	57.25	45.45	3.71
7	34.86	60.20	3.01	56.79	43.51	0.10
8	37.86	59.93	2.63	56.38	41.94	-3.34
9	40.48	59.70	2.27	56.02	40.68	-6.53
10	42.75	59.51	1.94	55.72	39.68	-9.45
11	44.69	59.34	1.63	55.49	38.90	-12.05
12	46.32	59.21	1.34	55.32	38.31	-14.30
13	47.65	59.10	1.06	55.23	37.86	-16.20
14	48.70	59.01	0.79	55.26	37.54	-17.73
15	49.49	58.95	0.52	55.51	37.32	-18.88
16	50.01	58.92	0.27	56.48	37.18	-19.66
17	50.28	58.91	0.02	90.00	37.12	-20.06
18	50.29	58.92	0.24	90.00	37.12	-20.08
19	50.05	58.95	0.50	90.00	37.20	-19.73
20	49.56	59.00	0.76	90.00	37.35	-19.00
21	48.80	59.09	1.03	90.00	37.58	-17.89
22	47.77	59.19	1.31	90.00	37.91	-16.41
23	46.47	59.32	1.60	90.00	38.36	-14.56
24	44.87	59.48	1.91	90.00	38.95	-12.35
25	42.97	59.67	2.24	90.00	39.71	-9.80
26	40.73	59.88	2.59	90.00	40.69	-6.93
27	38.15	60.14	2.97	90.00	41.93	-3.77
28	35.19	60.43	3.37	90.00	43.47	-0.37
29	31.82	60.77	3.82	90.00	45.37	3.23
30	28.01	61.16	4.30	90.00	47.68	6.97
31	23.72	61.64	4.82	90.00	50.46	10.80
32	18.90	62.23	5.43	90.00	53.77	14.65
33	13.48	61.65	13.37	54.78	57.48	18.74

CAIDAS DE VOLTAJE Y REGULACION

	MODULO (V)
CAIDA DE VOLTAJE EN EL CONDUCTOR DE FASE	662.07092
CAIDA DE VOLTAJE EN EL RETORNO (NEUTRO Y TIERRA)	542.97009
CAIDA DE VOLTAJE TOTAL	894.55273
REGULACION (EN PORCENTAJE)	7.26957

EFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO
 Y EL NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM

RESISTIVIDAD	NUMERO DE PUESTAS A TIERRA	VALORES MAXIMOS DE:			CAIDA DE VOLTAJE REGULACION
OHMS-M	FOR-KM	MODULO (A)	MODULO (A)	MODULO (A)	(%)
100.0	3	77.044	62.583	13.365	7.270
1.0	1	79.377	25.398	46.499	4.117
1.0	2	79.176	31.353	44.394	4.381
1.0	3	79.003	34.716	44.105	4.610
1.0	4	78.859	37.018	44.027	4.800
100.0	1	76.982	59.152	16.465	7.355
100.0	2	77.018	61.236	14.811	7.305
100.0	3	77.044	62.583	13.365	7.270
100.0	4	77.059	63.551	12.222	7.248
200.0	1	77.043	61.729	9.794	7.270
200.0	2	77.058	62.874	9.280	7.250
200.0	3	77.067	63.696	8.665	7.237
200.0	4	77.073	64.341	8.112	7.229
300.0	1	77.078	62.755	6.969	7.222
300.0	2	77.087	63.540	6.777	7.210
300.0	3	77.091	64.133	6.454	7.204
300.0	4	77.093	64.620	6.135	7.201
400.0	1	77.098	63.309	5.409	7.194
400.0	2	77.105	63.906	5.341	7.185
400.0	3	77.107	64.370	5.149	7.181
400.0	4	77.108	64.762	4.946	7.180
500.0	1	77.111	63.657	4.420	7.177
500.0	2	77.117	64.138	4.408	7.169
500.0	3	77.118	64.519	4.286	7.166
500.0	4	77.118	64.846	4.147	7.166
600.0	1	77.119	63.895	3.736	7.164
600.0	2	77.125	64.298	3.753	7.157
600.0	3	77.126	64.621	3.672	7.156

600.0	4	77.126	64.904	3.572	7.156
700.0	1	77.126	64.069	3.236	7.156
700.0	2	77.130	64.415	3.267	7.149
700.0	3	77.132	64.696	3.212	7.148
700.0	4	77.131	64.945	3.137	7.148
800.0	1	77.131	64.202	2.854	7.149
800.0	2	77.135	64.505	2.893	7.143
800.0	3	77.136	64.754	2.854	7.142
800.0	4	77.136	64.975	2.798	7.142
900.0	1	77.134	64.306	2.552	7.144
900.0	2	77.138	64.576	2.596	7.138
900.0	3	77.139	64.799	2.569	7.137
900.0	4	77.139	64.999	2.524	7.137
1000.0	1	77.138	64.390	2.308	7.139
1000.0	2	77.141	64.634	2.354	7.134
1000.0	3	77.142	64.835	2.335	7.133
1000.0	4	77.142	65.017	2.300	7.133
1100.0	1	77.140	64.459	2.107	7.136
1100.0	2	77.143	64.681	2.153	7.131
1100.0	3	77.144	64.865	2.140	7.130
1100.0	4	77.144	65.033	2.112	7.130
1200.0	1	77.142	64.518	1.938	7.133
1200.0	2	77.145	64.721	1.984	7.128
1200.0	3	77.146	64.891	1.976	7.127
1200.0	4	77.146	65.045	1.953	7.127
1300.0	1	77.144	64.567	1.794	7.130
1300.0	2	77.147	64.755	1.840	7.126
1300.0	3	77.148	64.912	1.835	7.125
1300.0	4	77.148	65.056	1.816	7.125
1400.0	1	77.146	64.610	1.670	7.128
1400.0	2	77.148	64.784	1.715	7.124
1400.0	3	77.149	64.931	1.712	7.123
1400.0	4	77.149	65.065	1.697	7.123
1500.0	1	77.147	64.647	1.562	7.126
1500.0	2	77.150	64.810	1.606	7.123
1500.0	3	77.150	64.947	1.605	7.122
1500.0	4	77.150	65.073	1.593	7.122
1600.0	1	77.148	64.679	1.467	7.125
1600.0	2	77.151	64.832	1.510	7.121
1600.0	3	77.151	64.961	1.511	7.120
1600.0	4	77.151	65.080	1.500	7.120
1700.0	1	77.149	64.708	1.383	7.123
1700.0	2	77.152	64.852	1.425	7.120
1700.0	3	77.152	64.974	1.427	7.119
1700.0	4	77.152	65.086	1.418	7.119
1800.0	1	77.151	64.734	1.308	7.122
1800.0	2	77.152	64.870	1.349	7.119
1800.0	3	77.153	64.985	1.352	7.118
1800.0	4	77.153	65.092	1.345	7.118

=====

SISTEMA DE DISTRIBUCION TRIFASICO

VOLTAJE FASE NEUTRO DE LA RED (KV)			13.200
CARGA CONECTADA A LA RED (KVA)			5000.000
FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA (%)			90.000
SORRECARGA DE UNA DE LAS FASES (%)			20.000
VOLTAJE DE LA FASE 1 (VOLTS)	13199.998	+J	0.000
VOLTAJE DE LA FASE 2 (VOLTS)	-6600.000	+J	11431.197
VOLTAJE DE LA FASE 3 (VOLTS)	-6600.000	+J	-11431.197
CARGA CONECTADA A LA FASE 1 (OHMS)	83.635	+J	40.506
CARGA CONECTADA A LA FASE 2 (OHMS)	100.362	+J	48.608
CARGA CONECTADA A LA FASE 3 (OHMS)	100.362	+J	48.608

PARA EL TRAMO 1

LONGITUD (KM)			11.000
NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM.			3
RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO (OHMS/M.)			100.000
LONGITUD TOTAL DE LA LINEA (KM.)			11.000
DISTANCIA ENTRE POSTES ADYACENTES (M.)			40.000
FRECUENCIA DE LA RED (HZ)			60
NUMERO TOTAL DE PUESTAS A TIERRA			34
NUMERO TOTAL DE MALLAS A RESOLVER			36

PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (METROS)
FASE	0.4387800	0.0015548
NEUTRO	0.8763100	0.0012743

DISTANCIAS ENTRE LINEAS

DISTANCIA (FASE "A" - FASE "B")	0.5999999
DISTANCIA (FASE "A" - FASE "C")	0.5999999
DISTANCIA (FASE "A" - NEUTRO)	1.5109999
DISTANCIA (FASE "B" - FASE "C")	0.5999999
DISTANCIA (FASE "B" - NEUTRO)	2.0000000
DISTANCIA (FASE "C" - NEUTRO)	1.5109999

PARAMETROS DE LA REJILLA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACION

LONGITUD DEL LADO MAS CORTO DE LA REJILLA (M)	4.00000
---	---------

LONGITUD DEL LADO MAS LARGO DE LA REJILLA (M)	4.00000
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES PRINCIPALES (M)	2.00000
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES SECUNDARIOS (M)	2.00000
PROFUNDIDAD DE ENTIERRO DE LA REJILLA (M)	0.60000
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (M)	0.00825

FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)	0.13959
---------------------------------------	---------

PARAMETROS DE LA PUESTA A TIERRA DE LOS POSTES

TIPO DE PUESTA A TIERRA (#)	1
LONGITUD DE LA FICA (M)	3.28000
DIAMETRO DE LA FICA (MM)	15.87500
LONGITUD DEL CONTRAPESO (M)	0.00000
DIAMETRO DEL CONTRAPESO (MM)	0.00000
PROFUNDIDAD DE LA PUESTA A TIERRA (M)	0.60000
NUMERO DE VUELTAS (TIPO 6)	0

FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)	0.31093
---------------------------------------	---------

R E S U L T A D O S
=====

CORRIENTES PARA EL TRAMO 1

LAZO	CORRIENTE DE LAZO		CORRIENTE EN LA PUESTA A TIERRA		CORRIENTE EN EL NEUTRO	
	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
FASE 1	131.65	-27.06				
FASE 2	112.50	-86.63				
FASE 3	112.07	32.55				
0			1.53	2.79		
1	1.54	9.78	1.39	10.99	16.65	-28.59
2	2.93	10.35	1.24	7.05	15.61	-31.84
3	4.17	9.37	1.10	6.35	14.66	-34.87
4	5.27	8.74	0.98	5.71	13.85	-37.88
5	6.25	8.26	0.87	5.13	13.16	-40.84
6	7.13	7.86	0.77	4.61	12.56	-43.71
7	7.90	7.56	0.68	4.14	12.06	-46.45
8	8.58	7.29	0.59	3.73	11.64	-49.04
9	9.17	7.06	0.51	3.38	11.29	-51.44
10	9.69	6.86	0.44	3.07	11.00	-53.64
11	10.12	6.70	0.37	2.84	10.77	-55.59
12	10.49	6.56	0.30	2.67	10.58	-57.30
13	10.80	6.45	0.24	2.58	10.43	-58.74
14	11.03	6.37	0.18	2.61	10.32	-59.91
15	11.21	6.31	0.12	2.85	10.24	-60.79
16	11.33	6.27	0.06	3.84	10.19	-61.39
17	11.39	6.26	0.00	39.96	10.16	-61.70
18	11.39	6.27	0.05	90.00	10.16	-61.72
19	11.34	6.30	0.11	90.00	10.19	-61.45
20	11.23	6.36	0.17	90.00	10.24	-60.89

21	11.06	6.44	0.23	90.00	10.32	-60.05
22	10.82	6.54	0.30	90.00	10.44	-58.92
23	10.53	6.67	0.36	90.00	10.58	-57.52
24	10.17	6.83	0.43	90.00	10.77	-55.85
25	9.73	7.02	0.51	90.00	11.00	-53.93
26	9.23	7.24	0.59	90.00	11.29	-51.77
27	8.64	7.49	0.67	90.00	11.63	-49.39
28	7.97	7.78	0.76	90.00	12.05	-46.83
29	7.21	8.12	0.86	90.00	12.54	-44.09
30	6.35	8.52	0.97	90.00	13.12	-41.23
31	5.37	8.99	1.09	90.00	13.80	-38.27
32	4.28	9.59	1.23	90.00	14.59	-35.24
33	3.05	9.01	3.03	2.13	15.47	-31.94

CAIDAS DE VOLTAJE Y REGULACION

	MODULO (V)
CAIDA DE VOLTAJE EN EL CONDUCTOR DE FASE	995.58606
CAIDA DE VOLTAJE EN EL RETORNO (NEUTRO Y TIERRA)	131.17581
CAIDA DE VOLTAJE TOTAL	966.35547
REGULACION (EN PORCENTAJE)	7.89916

EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

Y EL NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM

RESIS TIVI DAD	NUMERO DE PUESTAS A TIERRA	VALORES MAXIMOS DE:			CAIDA DE VOLTAJE REGULACION
OHMS-M	POR-KM	MODULO (A) CORRIENTE DE CARGA	MODULO (A) CORRIENTE DE NEUTRO	MODULO (A) CORRIENTE DE PUESTA A TIERRA	(%)
100.0	3	131.646	16.649	3.028	7.899
1.0	1	132.256	8.536	11.144	7.402
1.0	2	132.303	9.538	10.667	7.363
1.0	3	132.343	10.764	10.646	7.332
1.0	4	132.372	11.344	10.654	7.308

100.0	1	131.414	15.563	3.649	8.090
100.0	2	131.551	16.213	3.325	7.978
100.0	3	131.646	16.649	3.028	7.899
100.0	4	131.717	16.969	2.787	7.841

200.0	1	131.270	15.951	2.141	8.209
200.0	2	131.373	16.344	2.049	8.124
200.0	3	131.455	16.640	1.928	8.057

DISTANCIAS ENTRE LINEAS

DISTANCIA (FASE "A" - FASE "B")	0.4999999
DISTANCIA (FASE "A" - FASE "C")	0.5999999
DISTANCIA (FASE "A" - NEUTRO)	1.5109999
DISTANCIA (FASE "B" - FASE "C")	0.5999999
DISTANCIA (FASE "B" - NEUTRO)	2.0000000
DISTANCIA (FASE "C" - NEUTRO)	1.5109999

PARAMETROS DE LA REJILLA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACION

LONGITUD DEL LADO MAS CORTO DE LA REJILLA (M)	4.00000
LONGITUD DEL LADO MAS LARGO DE LA REJILLA (M)	4.00000
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES PRINCIPALES (M)	2.00000
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES SECUNDARIOS (M)	2.00000
PROFUNDIDAD DE ENTIERRO DE LA REJILLA (M)	0.60000
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (M)	0.00825
FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)	0.13959

PARAMETROS DE LA PUESTA A TIERRA DE LOS POSTES

TIPO DE PUESTA A TIERRA (#)	1
LONGITUD DE LA PICA (M)	3.28000
DIAMETRO DE LA PICA (MM)	15.87500
LONGITUD DEL CONTRAPESO (M)	0.00000
DIAMETRO DEL CONTRAPESO (MM)	0.00000
PROFUNDIDAD DE LA PUESTA A TIERRA (M)	0.60000
NUMERO DE VUELTAS (TIPO 6)	0
FACTOR DE PUESTA A TIERRA (CALCULADO)	0.31093

R E S U L T A D O S
=====

CORRIENTES PARA EL TRAMO 1

LAZO	CORRIENTE DE LAZO		CORRIENTE EN LA PUESTA A TIERRA		CORRIENTE EN EL NEUTRO	
	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO
FASE 1	54.44	-28.62				
FASE 2	46.14	-85.97				
FASE 3	46.25	33.21				
0			0.66	-0.44		
1	0.66	6.55	0.60	7.76	8.83	-25.14
2	1.26	7.12	0.53	3.82	8.33	-27.37
3	1.79	6.14	0.47	3.12	7.88	-29.37
4	2.26	5.51	0.42	2.48	7.49	-31.32
5	2.69	5.03	0.38	1.90	7.14	-33.21

6	3.06	4.65	0.33	1.38	6.83	-35.02
7	3.39	4.33	0.29	0.91	6.57	-30.74
8	3.69	4.06	0.26	0.58	6.34	-38.36
9	3.94	3.83	0.22	0.15	6.14	-39.86
10	4.16	3.63	0.19	-0.15	5.98	-41.22
11	4.35	3.47	0.16	-0.39	5.83	-42.44
12	4.51	3.33	0.13	-0.56	5.72	-43.50
13	4.64	3.22	0.10	-0.65	5.62	-44.41
14	4.74	3.14	0.08	-0.62	5.55	-45.14
15	4.82	3.08	0.05	-0.37	5.50	-45.70
16	4.87	3.04	0.03	0.61	5.46	-46.08
17	4.89	3.03	0.00	36.96	5.44	-46.28
18	4.90	3.04	0.02	90.00	5.44	-46.30
19	4.87	3.07	0.05	90.00	5.46	-46.13
20	4.82	3.13	0.07	90.00	5.49	-45.76
21	4.75	3.21	0.10	90.00	5.55	-45.25
22	4.65	3.31	0.13	90.00	5.62	-44.55
23	4.52	3.44	0.16	90.00	5.71	-43.67
24	4.37	3.60	0.19	90.00	5.83	-42.64
25	4.18	3.79	0.22	90.00	5.97	-41.44
26	3.97	4.01	0.25	90.00	6.14	-40.10
27	3.71	4.26	0.29	90.00	6.33	-38.62
28	3.43	4.55	0.33	90.00	6.55	-37.02
29	3.10	4.89	0.37	90.00	6.82	-35.30
30	2.73	5.29	0.42	90.00	7.11	-33.49
31	2.31	5.76	0.47	90.00	7.46	-31.59
32	1.84	6.36	0.53	90.00	7.85	-29.63
33	1.31	6.77	1.30	-1.10	8.27	-27.40

CORRIENTES PARA EL TRAMO 2

LAZO	CORRIENTE DE LAZO		CORRIENTE EN LA PUESTA A TIERRA		CORRIENTE EN EL NEUTRO	
	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO	MODULO	ANGULO
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
FASE 1	26.90	-26.92				
FASE 2	22.94	-85.76				
FASE 3	23.10	32.92				
0			0.39	0.34		
1	1.01	90.00	0.36	6.59	3.11	-36.62
2	0.66	90.00	0.31	3.97	2.87	-41.49
3	0.35	90.00	0.28	3.49	2.66	-46.32
4	0.13	90.00	0.24	3.07	2.49	-51.22
5	0.22	-29.11	0.21	2.71	2.35	-56.06
6	0.42	-13.58	0.18	2.42	2.25	-60.72
7	0.60	-8.71	0.16	2.19	2.17	-65.08
8	0.76	-6.44	0.13	2.05	2.11	-69.03
9	0.89	-5.17	0.11	2.04	2.08	-72.51
10	1.00	-4.38	0.09	2.17	2.05	-75.46
11	1.08	-3.86	0.07	2.59	2.03	-77.65
12	1.15	-3.49	0.04	3.63	2.02	-79.67
13	1.19	-3.23	0.02	6.76	2.02	-80.91
14	1.21	-3.04	0.00	44.55	2.02	-81.58
15	1.22	-2.90	0.02	90.00	2.02	-81.67
16	1.20	-2.80	0.04	90.00	2.02	-81.15
17	1.16	-2.73	0.06	90.00	2.03	-80.15
18	1.10	-2.70	0.08	90.00	2.05	-78.54
19	1.02	-2.72	0.10	90.00	2.07	-76.37
20	0.92	-2.81	0.13	90.00	2.10	-73.67

21	0.79	-3.00	0.15	90.00	2.14	-70.45
22	0.64	-3.42	0.18	90.00	2.20	-66.77
23	0.47	-4.38	0.21	90.00	2.28	-62.70
24	0.26	-7.35	0.24	90.00	2.38	-58.34
25	0.04	-54.02	0.27	90.00	2.51	-53.78
26	0.25	50.00	0.30	90.00	2.68	-49.15
27	0.55	50.00	0.34	90.00	2.88	-44.57
28	0.89	50.00	0.38	90.00	3.13	-40.13
29	1.27	50.00	0.43	90.00	3.43	-35.91
30	1.70	50.00	0.48	90.00	3.78	-31.95
31	2.18	90.00	0.53	90.00	4.18	-28.28
32	2.71	90.00	0.60	90.00	4.65	-24.91
33	3.31	90.00	0.66	-0.44	5.18	-21.69

CAIDAS DE VOLTAJE Y REGULACION

	MODULO (V)
CAIDA DE VOLTAJE EN EL CONDUCTOR DE FASE	617.92273
CAIDA DE VOLTAJE EN EL RETORNO (NEUTRO Y TIERRA)	133.92838
CAIDA DE VOLTAJE TOTAL	702.60352
REGULACION (EN PORCENTAJE)	5.62200

200.0	4	131.521	16.877	1.816	8.002
300.0	1	131.210	16.098	1.514	8.258
300.0	2	131.291	16.382	1.484	8.191
300.0	3	131.359	16.607	1.423	8.135
300.0	4	131.417	16.796	1.360	8.088
400.0	1	131.177	16.176	1.172	8.285
400.0	2	131.244	16.398	1.164	8.230
400.0	3	131.301	16.580	1.129	8.183
400.0	4	131.352	16.737	1.090	8.141
500.0	1	131.157	16.224	0.955	8.302
500.0	2	131.213	16.407	0.958	8.256
500.0	3	131.263	16.559	0.936	8.215
500.0	4	131.307	16.694	0.910	8.178
600.0	1	131.142	16.257	0.807	8.314
600.0	2	131.191	16.412	0.814	8.274
600.0	3	131.235	16.544	0.800	8.238
600.0	4	131.274	16.661	0.781	8.205
700.0	1	131.132	16.281	0.698	8.323
700.0	2	131.175	16.416	0.708	8.287
700.0	3	131.214	16.531	0.698	8.255
700.0	4	131.249	16.636	0.684	8.226
800.0	1	131.124	16.299	0.615	8.329
800.0	2	131.162	16.418	0.626	8.298
800.0	3	131.197	16.521	0.620	8.269
800.0	4	131.230	16.615	0.609	8.242
900.0	1	131.117	16.313	0.550	8.335
900.0	2	131.152	16.420	0.561	8.306
900.0	3	131.184	16.513	0.557	8.280
900.0	4	131.214	16.598	0.549	8.255
1000.0	1	131.112	16.324	0.497	8.339
1000.0	2	131.144	16.421	0.508	8.313
1000.0	3	131.173	16.506	0.506	8.288
1000.0	4	131.201	16.584	0.499	8.266
1100.0	1	131.108	16.334	0.453	8.342
1100.0	2	131.137	16.422	0.465	8.318
1100.0	3	131.164	16.500	0.463	8.296
1100.0	4	131.190	16.572	0.458	8.275
1200.0	1	131.104	16.342	0.417	8.345
1200.0	2	131.131	16.423	0.428	8.323
1200.0	3	131.157	16.495	0.427	8.302
1200.0	4	131.180	16.562	0.423	8.283
1300.0	1	131.101	16.348	0.386	8.348
1300.0	2	131.126	16.424	0.397	8.327
1300.0	3	131.150	16.491	0.396	8.308
1300.0	4	131.172	16.553	0.393	8.289
1400.0	1	131.099	16.354	0.359	8.350
1400.0	2	131.122	16.424	0.370	8.331
1400.0	3	131.144	16.487	0.370	8.312
1400.0	4	131.165	16.546	0.367	8.295

1
1

E S C U E L A P O L I T E C N I C A N A C I O N A L

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

DEPARTAMENTO DE POTENCIA

TESIS DE GRADO

EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO EN EL
DIMENSIONAMIENTO DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION
AEREA CON MULTIPLES PUESTAS A TIERRA

REALIZADO POR: GUSTAVO I. PADILLA TRUJILLO

DIRIGIDO POR: ING. CARLOS RIOFRIO

O C T U B R E 1 9 8 4

OBJETIVO: DETERMINAR LA DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE RETORNO
A TRAVES DEL PARALELO DE NEUTRO Y TIERRA, EN ALIMENTADORES
PRIMARIOS DE DISTRIBUCION AEREA CON NEUTRO MULTIATERRADO

METODO: PARA LA DETERMINACION DE CORRIENTES SE EMPLEAN LAS
LEYES DE KIRCHCOFF Y LA SIMPLIFICACION DE MALLAS DE DOBLE LADO

D A T O S D E E N T R A D A
=====

SISTEMA DE DISTRIBUCION TRIFASICO

EL SISTEMA TIENE DOS TRAMOS

VOLTAJE FASE NEUTRO DE LA RED (KV)			13.200
CARGA CONECTADA A LA RED (KVA)			1000.000
FACTOR DE PCTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA (%)			90.000
SOBRECARGA DE UNA DE LAS FASES (%)			20.000

VOLTAJE DE LA FASE 1 (VOLTS)	13199.998	+J	0.000
VOLTAJE DE LA FASE 2 (VOLTS)	-6600.000	+J	11431.197
VOLTAJE DE LA FASE 3 (VOLTS)	-6600.000	+J	-11431.197
CARGA CONECTADA A LA FASE 1 (OHMS)	418.176	+J	202.532
CARGA CONECTADA A LA FASE 2 (OHMS)	501.811	+J	243.038
CARGA CONECTADA A LA FASE 3 (OHMS)	501.811	+J	243.038

CARGAS DEL SEGUNDO TRAMO

CARGA CONECTADA A LA RED (KVA)			1000.000
FACTOR DE PCTENCIA INDUCTIVO DE LA CARGA (%)			90.000
SOBRECARGA DE UNA DE LAS FASES (%)			20.000

CARGA CONECTADA A LA FASE 1 (OHMS)	418.176	+J	202.532
CARGA CONECTADA A LA FASE 2 (OHMS)	501.811	+J	243.038
CARGA CONECTADA A LA FASE 3 (OHMS)	501.811	+J	243.038

PARA EL TRAMO 1

LONGITUD (KM)			11.000
NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM.			3
RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO (OHMS/M.)			100.000

PARA EL TRAMO 2

LONGITUD (KM)			11.000
NUMERO DE PUESTAS A TIERRA POR KM.			3
RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO (OHMS/M.)			100.000

LONGITUD TOTAL DE LA LINEA (KM.)			11.000
DISTANCIA ENTRE POSTES ADYASCENTES (M.)			40.000
FRECUENCIA DE LA RED (HZ)			60
NUMERO TOTAL DE PUESTAS A TIERRA			67
NUMERO TOTAL DE MALLAS A RESOLVER			72

PARAMETROS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR	RESISTENCIA (OHMS)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (METROS)
FASE	0.4387800	0.0015548
NEUTRO	0.8763199	0.0012743

A N E X O C

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE REJILLAS EN
SUBESTACIONES

Tomado de REF. 1:

La resistencia total de una rejilla de puesta a tierra es:

$$R = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - R_{12}} \quad (C.1)$$

donde: R_1 es la resistencia de los conductores de la rejilla.

R_2 es la resistencia de todas las varillas de tierra.

R_{12} Representa la resistencia mutua.

Sin embargo, no se comete mayor error, si no se toma en cuenta a la resistencia de las varillas y, por lo tanto a la resistencia mutua.

Schwartz desarrolló fórmulas que definen R_1 , R_2 y R_{12} , en los términos de los parámetros básicos de diseño asumiendo condiciones de suelo uniforme. En nuestro estudio se considerará la resistencia de puesta a tierra total igual a la resistencia de los conductores de la rejilla ($R = R_1$).

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2L}{\sqrt{zd}} + K_1 \frac{L}{\sqrt{A}} - K_2 \right) \quad \Omega \quad (C.2)$$

- donde: ρ Resistividad del suelo en el cual están enterrados los conductores de la rejilla, en ohm-m.
- L Longitud de los conductores de la rejilla, en m.
- Z Profundidad de entierro de la rejilla, en m.
- d Diámetro del conductor de la rejilla, en m.
- A Area cubierta por la rejilla, de dimensiones axb , en m^2 .
- a Longitud del lado más corto de la rejilla, en m.
- b Longitud del lado más largo de la rejilla, en m.
- K_1, K_2 Constantes relacionadas con la geometría del sistema, las cuales fueron derivadas por Kerckel, como se indican a continuación.

$$K_1 = \frac{\sqrt{ab}}{2} 1.84 \left(\frac{1}{a} \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 + b^2}}{b} \right) + \frac{1}{b} \ln \left(\frac{b + \sqrt{a^2 + b^2}}{a} \right) + \frac{a}{3b^2} + \frac{b}{3a^2} - \frac{a^2 + b^2}{3a^2 b^2} \sqrt{a^2 + b^2} \right) \quad (C.3)$$

$$K_2 = \ln \frac{4(a+b)}{b} + 2 K_1 \frac{(a+b)}{\sqrt{ab}} - \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 + (b/2)^2}}{(b/2)} \right) - \frac{1}{2} \ln \left(\frac{(b/2) + \sqrt{a^2 + (b/2)^2}}{-(b/2) + \sqrt{a^2 + (b/2)^2}} \right) \quad (C.4)$$

De acuerdo con la Ecuación C.1., la resistencia de puesta a tierra de rejillas en subestaciones o estaciones terminales, varía linealmente con la resistividad del suelo.

$$R = K \rho \quad (C.5)$$

En donde K es un factor de proporcionalidad.

Dentro del programa digital de aplicación se emplea la subrutina DATO1 para encontrar el factor de proporcionalidad y ésta no es más que la aplicación de las fórmulas C.2, C.3 y C.4.

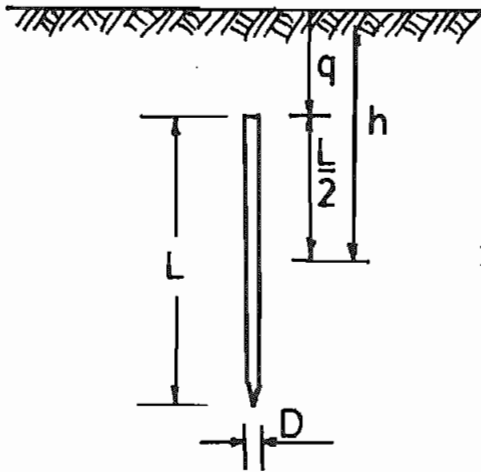
A N E X O D

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA EN
POSTES Y ESTRUCTURAS EN GENERAL

De acuerdo con las normas de INECEL y la E.E.Q., existen seis tipos o formas de hacer una puesta a tierra en sistemas de distribución como se vio en el capítulo II. Las fórmulas para el cálculo de resistencia de puesta a tierra correspondientes son las siguientes:

1.- Varilla vertical enterrada (pica)

De acuerdo con la REF. 2



$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{2L}{D} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h + L}{4h - L} \right) \quad (D.1)$$

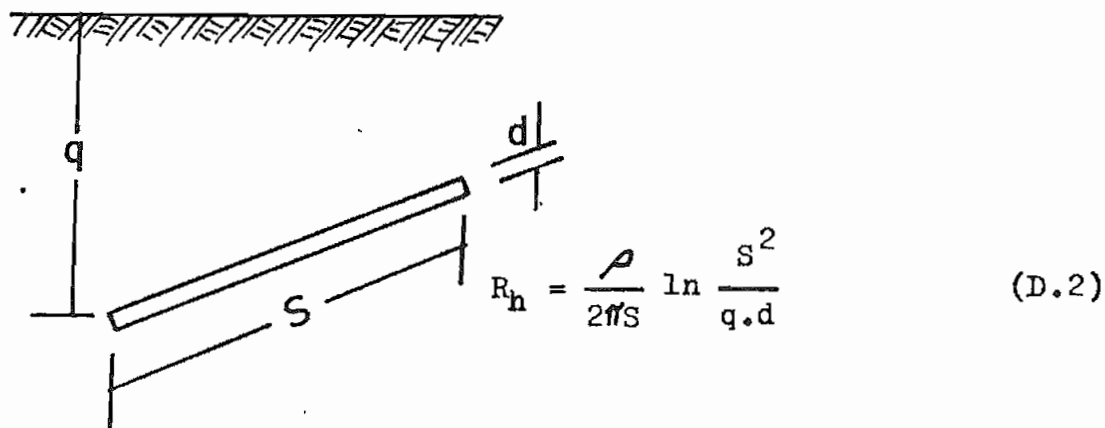
2.- Varilla vertical con contrapeso (pica + contrapeso)

Analizando por separado:

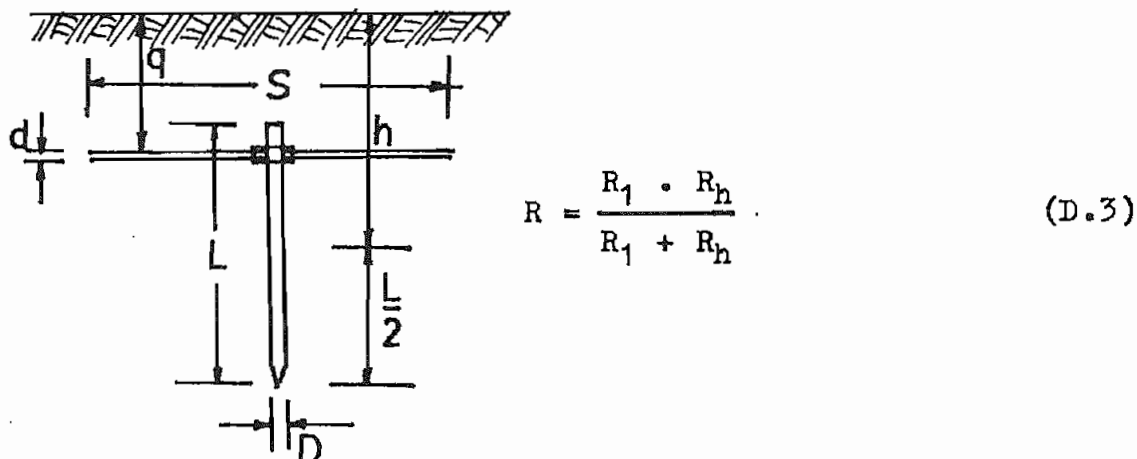
La resistencia de una pica está dada por D.1

La resistencia de un conductor horizontal enterrado es:

De acuerdo con la REF. 2



La resistencia equivalente, para este tipo de puesta a tierra, es la combinación de D.1 y D.2



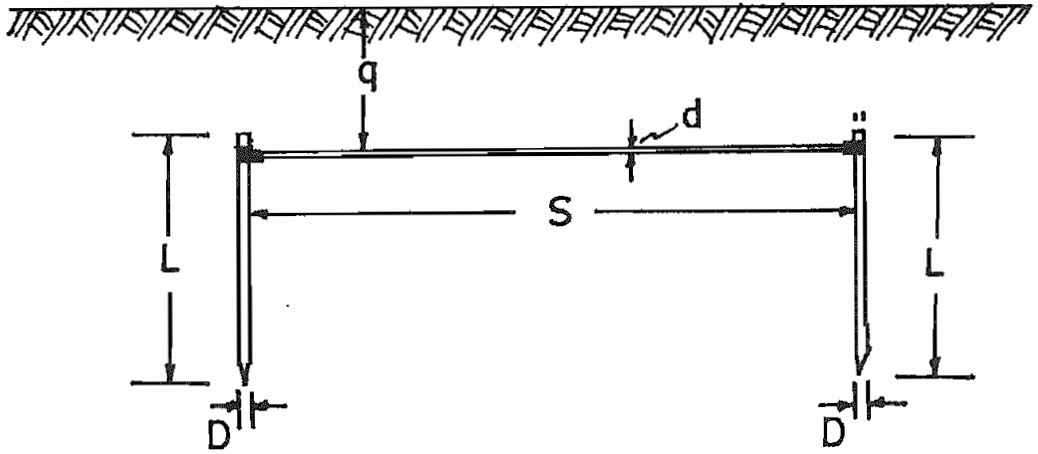
3.- Dos picas iguales unidas a través de un contrapeso

La resistencia de puesta a tierra de dos picas en paralelo, de acuerdo con la REF. 6, está dada por:

$$\frac{\text{Resistencia de 2 picas en paralelo}}{\text{Resistencia de 1 sola pica}} = \frac{1 + \alpha}{2} \quad (D.4)$$

donde: $\alpha = r/S$ (D.5)

a su vez: $r = \frac{L}{\ln \left(\frac{8L}{D} \right) - 1}$ (D.6)



S distancia de separación

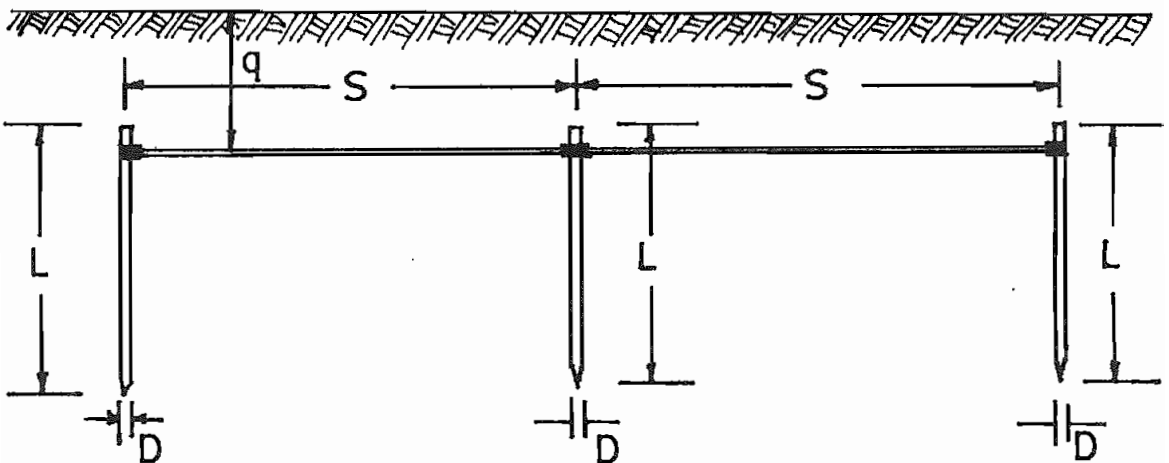
despejando de D.4:

$$R_2 = \frac{1 + \alpha}{2} R_1 \quad (D.7)$$

donde: R_1 es la resistencia de puesta a tierra de una pica, dada por la ecuación (D.1).

R_2 es la resistencia de puesta a tierra de las dos picas en paralelo.

4.- Tres picas en paralelo colocadas en línea recta



La resistencia de puesta a tierra de tres varillas ver
 ticales en paralelo colocadas en línea recta, está da-
 da por (REF. 6)

$$R_3 = \frac{2 + \alpha - 4\alpha^2}{6 - 7\alpha} R_1 \quad (D.8)$$

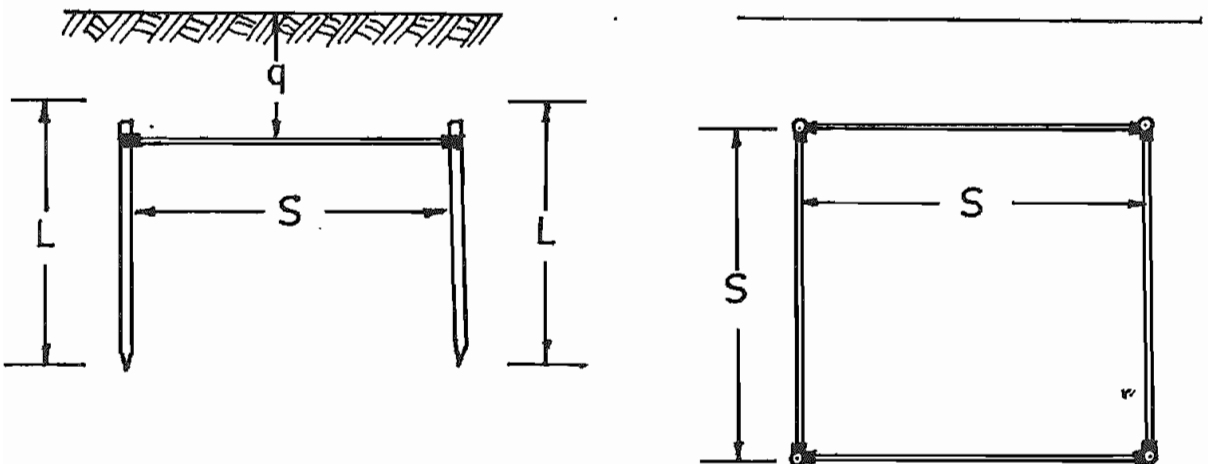
dónde: α factor dado por (D.5)

r factor dado por la ecuación (D.6)

R_1 resistencia de una varilla de puesta a tie-
 rra, dada por la ecuación (D.1).

R_3 resistencia de puesta a tierra de tres vari-
 llas en paralelo.

5.- Cuatro picas en paralelo colocadas en cuadro



De acuerdo con la REF. 6:

$$R_4 = \frac{1 + K\alpha}{4} R_1 \quad (D.9)$$

dónde: $K = \frac{1 - 3\alpha/2}{1 - \alpha} \quad (D.10)$

Reemplazando D.10 en D.9:

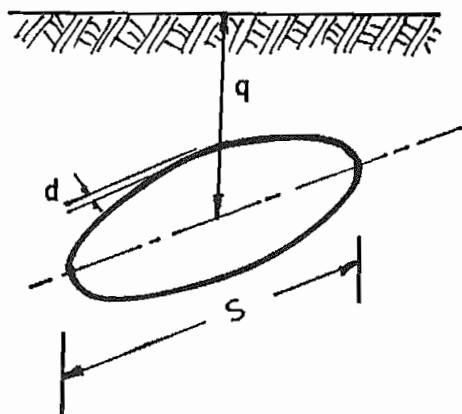
$$R_4 = \frac{(2 - 3\alpha^2)}{4(2 - 2\alpha)} R_1 \quad (D.11)$$

donde: R_4 es la resistencia de puesta a tierra de las cuatro varillas en paralelo.

R_1 Definido por la ecuación (D.1).

6.- Conductor enrollado en la base del poste

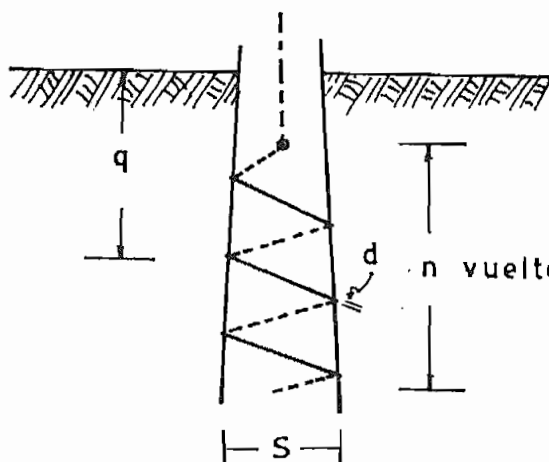
La resistencia de un aro circular enterrado a una profundidad q está dado por (REF. 2).



$$R_0 = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{4L^2}{dq} \quad (D.12)$$

$$L = \pi S \quad (D.13)$$

Para n vueltas:



$$L = n\pi S \quad (D.14)$$

$$R = 2 R_0 \quad (D.15)$$

Dentro del programa digital de aplicación se emplea la subrutina DATO2 para encontrar el factor de proporcionalidad de puesta a tierra en postes y estructuras en general. Dentro de ésta, se leen las variables IND3, AL, DA1, DA2, S, HS, MA. IND3 - es el indicador del tipo de puesta a tierra, según el valor de éste se aplican las fórmulas de acuerdo con la siguiente tabla:

IND3	FORMULAS
1	D.1
2	D.1, D.2 y D.3
3	D.1, D.5, D.6 y D.7
4	D.1 y D.8
5	D.1, D.9, D.10 y D.11
6	D.12 y D.13

Con la siguiente correspondencia entre variables:

PROGRAMA	FORMULAS
AL	L
DA1	D
DA2	d
S	S
HS	q
MA	n

B I B L I O G R A F Í A

1. CALDERON J. MARCELO, "Método de Monte Carlo aplicado al análisis de redes de puesta a tierra de un S.E.P.", Tesis de Grado 1984, E.P.N.
2. MORA U. CARLOS, "Medidas de seguridad en sistemas eléctricos industriales", Tesis de Grado 1983, E.P.N.
3. CARGUAYTONGO P. BOLIVAR, "Nuevo estudio de voltajes peligrosos en sistemas de puesta a tierra", Tesis de Grado 1983, E.P.N.
4. FREIRE A. JAIME, "Experimentación de suelos para el diseño de mallas de tierra".
5. IEEE, "Guide por safety in substation grounding", No. 80, marzo de 1961.
6. G.F. TAGG, "Earth Resistances", book, Londres 1964.
7. VIQUEIRA L. JACINTO, "Redes Eléctricas", libro, Representaciones y servicios de Ingeniería S.A, Vol. 2, México D.F., 1970.
8. VITTORIO RE, "Instalaciones de puesta a tierra", libro, El instalador cualificado, Marcombo S.A., 1979.
9. ANDERSON M. FAUL, "Analysis of Faulted Power Systems", book, The Iowa State University Press/Ames, 1973.
10. WALTER SIMON, "El sistema Sweer-Un interesante método

para la electrificación rural", Revista Electrónica Argentina, octubre 1971.

11. REA BULLETIN 61 - 4, "Reduced Size Neutral Conductors for Overhead Distribution Lines", folleto, UNEPER, noviembre 30, 1973.
- ✓ 12. R.P. WEBB, "Analysis of Grounding Systems", IEEE Trans., Vol. PAS-100, No. 3, March 1981.
- ✓ 13. J. CARR MEMBER, "Detection of High Impedance Faults on Multi-Grounded Primary Distribution Systems", IEEE Trans., Vol. PAS-100, No. 4, abril 1981.
14. R. VERMA AND D. MVKHEDKAR, "Ground Fault Current Distribution in Sub-Station, Towers and Ground Wire", IEEE Trans., Vol. PAS-98, No. 3, may/june 1979.
15. INECEL, "Líneas Primarias; Cargas de Diseño y Dimensionamiento", folleto, UNEPER, julio 1980.
16. REA BULLETIN 45-1, "Guide for Marking Voltage Drop Calculations", folleto, UNEPER, july 1978.
- ✓ 17. REA BULLETIN 160-1, "Engineering and Operations Manual for Rural Electric Systems", folleto, january, 1968.
- ✓ 18. INECEL, "Guía de Diseño, folleto, UNEPER, julio 1980.
19. UNEPER, "Normas para Distribución Rural", Publicaciones Técnicas, Universidad de Cuenca, Cuenca-Ecuador, 1983.

20. E.E.Q., "Disposiciones, recomendaciones y normas" y, "Guía para diseño, Normas para sistemas de distribución, partes A y B, Quito, 1979.
21. INECEL, "Estructuras tipo", Normas para Distribución, Quito, 1974.
22. REA BULLETIN 61-2, "Rural Electric Distribution System", folleto, UNEPER, 1973.
23. INECEL, "Protección y Seccionamiento de Líneas de Distribución: Guía de aplicación", Boletín DG/04, UNEPER, octubre 1980.