

T. ULS
1504
MG72e
1998
Ej. 2

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRICA



**“Estudio de Factibilidad Técnico-Económica para la
Reconversión de Voltaje Primario (2.4KV/13.2KV) en la
Subestación San Rafael de Santa Ana”**

PRESENTADO POR:

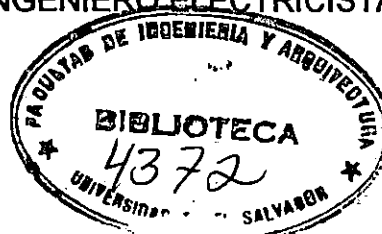
RONAL YOEL MIRANDA SANCHEZ
SAUL ANTONIO VALENCIA MARQUEZ
ERNESTO ANTONIO ZAMORA PEÑATE

15101333

15101333

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA



CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 1998.



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

DR. JOSE BENJAMIN LOPEZ GUILLEN

SECRETARIO GENERAL :

LIC. ENNIO ARTURO LUNA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. JOAQUIN ALBERTO VANEGAS AGUILAR

SECRETARIO :

ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR EN FUNCIONES:

ING. JOAQUIN ALBERTO VANEGAS AGUILAR



**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**

Trabajo de Graduación previo a la opción al grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**“Estudio de Factibilidad Técnico-Económica para la
Reconversión de Voltaje Primario (2.4KV/13.2KV) en la
Subestación San Rafael de Santa Ana”**

Presentado por :

**RONAL YOEL MIRANDA SANCHEZ
SAUL ANTONIO VALENCIA MARQUEZ
ERNESTO ANTONIO ZAMORA PEÑATE**

Trabajo de Graduación aprobado por:

Coordinador y Asesor:



ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

**ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
FACULTAD DE INGENIERIA
Y ARQUITECTURA
Universidad de El Salvador**

Asesor :



ING. DAVID RICARDO DELGADO MANCIA

San Salvador, Febrero de 1998.

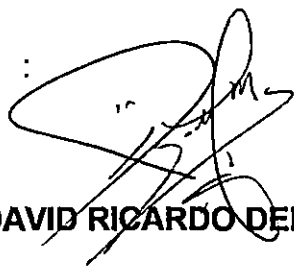
Trabajo de Graduación aprobado por:

Coordinador y Asesor:



ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

Asesor




ING. DAVID RICARDO DELGADO MANCIA

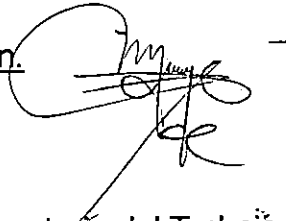
ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 13 de Febrero de 1998 en el local de la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las diecisiete horas, en presencia del Honorable Jurado de Evaluación integrado por las siguientes personas:

1-Ing. Verónica Margarita Ibarra Pérez



2-Ing. Armando Martínez Calderon.



Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:
"Estudio de Factibilidad Técnico-Económica para la Reconversión de Voltaje Primario (2.4KV/13.2KV) en la Subestación San Rafael de Santa Ana"

A cargo de los Bachilleres:

MIRANDA SANCHEZ, RONEL YOEL

VALENCIA MARQUEZ, SAUL ANTONIO

ZAMORA PEÑATE, ERNESTO ANTONIO

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de 8.1

(ocho punto uno)

DEDICATORIA

El presente Trabajo de Graduación lo dedico :

AL SEÑOR TODOPODEROSO:

Por que estoy seguro que en todo momento ha estado conmigo sobre todo en las situaciones más difíciles de mi carrera, impulsándome a continuar hacia adelante superando cualquier obstáculo. Bendito Dios, que se haga tu voluntad.

A MI MADRE:

Reina Vilma Sanchez: quien siempre ha estado conmigo, brindándome su apoyo económico y moral de manera incondicional a lo largo de mi formación profesional, y por que en sus oraciones ha pedido lo mejor para mi. Dios la bendiga mamá por que nunca he tenido ni tendré a una amiga mejor que usted.

A MI PADRE:

Pablo Miranda: a quien le debo toda la ayuda económica para realizar mis estudios. Que aunque él ya no esté en este mundo, logró con su ejemplo, que yo tomara el camino correcto. Donde él se encuentre, estoy seguro que hay una sonrisa en su rostro por este alcance mío, pues era algo que él añoró toda su vida.

A MIS HERMANOS:

Any, Loly, Gilmar, Sandra, Daysi, René, Xenia, Néstor, Herbert, Nelson y Karen; quienes están orgullosos de este triunfo y los que de una forma u otra sacrificaron mucho para que yo haya alcanzado esta meta. Me siento honrado de ser vuestro hermano, gracias.

A MI NOVIA:

Carmen Patricia: por que me impulsó a seguir hacia adelante, absorbiendo todos aquellos problemas que me perturbaban, con el AMOR que solo ella puede darme. Te adoro mi Patío.

RONAL YOEL MIRANDA

DEDICATORIA

Trabajo dedicado a:

- DIOS :
Ese poder oculto y misterioso que rige la esencia de todo.
- MI MADRE :
María Marquez Meléndez: Por sus muchos sacrificios, por sus sueños truncados cuando joven, por su enorme apoyo en mis triunfos y pesares y porque en todo momento, me sirvió de inspiración para seguir adelante y concluir lo que me había propuesto.
- MI HERMANA :
Berta Isabel Rubio Márquez por su total y desinteresada ayuda en los momentos de mayor presión; porque confiaba más en mí que yo mismo y porque su cariño para conmigo merece especial dedicación.
- MI PADRE :
Porque su abandono y olvido me enseñó a comprender y tomar conciencia de mi situación, de todo el sufrimiento de mi madre, de la necesidad de ser alguien en la vida a pesar de no contar con su verdadero apoyo.

MI FAMILIA MATERNA:

- MI ABUELA :
María Bárbara Meléndez (QDDG)
- MIS TIOS :
Manuel (QDDG), Cheyo, Ismael, Mando, Elena, Blanca, Lina, Elsy.
- MIS PRIMOS :
Fran, Yanira, Martha, Alfredo, Lupe, Manuel, Elsy, Yuri.
Porque siempre me apoyaron e impulsaron a terminar mi carrera y nunca dudaron de mi capacidad.

MI FAMILIA PATERNA:

- MI ABUELA :
Emilia Coto (QDDG)
- MIS TIOS :
Julio, Romeo, Ana y Gloria.
- MIS PRIMAS :
Celina y Celia.
Porque aunque distantes siempre los tengo en mi mente y de una u otra manera ayudaron a formar mi carácter.

- MIS AMIGOS :
Que aunque pocos, han estado pendientes de cualquier necesidad ofreciéndome siempre su ayuda desinteresada.

SAUL VALENCIA

DEDICATORIA

AL MAESTRO, AL MAS GRANDE Y TODOPODEROSO :

Por iluminar y guiar momento a momento mis pasos por el camino trazado y obstaculizar aquellos senderos que no debí ni debo elegir. Porque a través de los años y ahora más que nunca estoy convencido que ha estado y estará por siempre con todos nosotros.

A MIS PADRES :

Jaime Ernesto Zamora y Rosa Lidia Peñate de Zamora, porque con sus ideales, con su amor, fe, esperanza y esfuerzo han sabido guiarnos a ser mejores día con día. Un millón de gracias.

A CECI Y NETÍO :

Ya que con su amor y paciencia han logrado esperarme cuando les he faltado, porque siempre confiaron en mí. Les debo mucho de mi tiempo y prometo compensárselos.

A MIS HERMANOS :

A **Toyí, Milton, Rosita, Yémil, y Nemy** , por su hermandad, por su valioso apoyo, porque los obstáculos individuales siempre se convirtieron en problemas de grupo. El triunfo es de todos.

A MIS FAMILIARES Y AMIGOS :

A todos, absolutamente a todos, por los momentos compartidos, porque siempre me alentaron, confiaron y creyeron en mí.

"El curso de la Historia no es un cauce ni una trayectoria definida, más bien se ha escrito y se seguirá escribiendo como tal , de acuerdo a las grandes decisiones asumidas y basadas en el sentido común".

ERNESTO ZAMORA.

PREFACIO

La subestación San Rafael, actualmente cuenta en su sistema de distribución primario con circuitos a un nivel de 2.4 kV, el cual ha estado vigente desde su construcción hasta la fecha. Un sistema como éste presenta la característica negativa de poseer un nivel considerable de pérdidas de potencia, el cual, se puede reducir cambiando a un nivel mucho mayor, en este caso 13,2kV debido a que CLESA mantiene un estandar a este nivel de voltaje.

Según las investigaciones, los componentes o equipos propios de la red han tenido una existencia de varias décadas sobrepasando así su vida útil, volviéndose impredecible el momento en el cual dejarán de funcionar; lo que implicaría una suspensión temporal e inesperada del servicio al abonado.

Además, los niveles de voltaje primario por debajo de 4.16 kV están tendiendo a desaparecer por lo que el nivel de tensión existente en esta subestación, ya se considera obsoleto. Por lo anterior, la Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA) pretende estandarizar el voltaje primario a 13.2kV para disminuir sus pérdidas .

Dentro de los objetivos a cumplir están: evaluar la factibilidad técnico-económica de realizar la reconversión de tensión de 2,400 a 13,200 Voltios para red primaria de la subestación San Rafael del departamento de Santa Ana; presentar una propuesta de rediseño que incluya un estudio de factibilidad técnico-económico del proyecto y el plan de construcción de obra; recopilar toda información de la subestación en cuanto a demanda, cantidad y capacidad de material y equipo instalado; determinar el nivel de pérdidas técnicas de potencia que actualmente sufre la red primaria de distribución a 2.4 kV servida por la subestación San Rafael mediante el auxilio del Simulador de Sistemas de Potencia (PSS/U).

Como parte de los alcances están: el estudio técnico-económico cubrirá específicamente la línea primaria de 2 circuitos (9 y 11) a 2.4 kV de la subestación San Rafael del departamento de Santa Ana; simular los circuitos de la red a 2.4 kV con los datos actuales para conocer sus pérdidas técnicas; estimar todo aquel equipo y material necesarios para que la red de la subestación opere a un nivel de voltaje de 13.2 kV; simular la misma red considerando el nuevo equipo y material para la operación a 13.2 kV de la subestación; conocer el monto de la inversión para llevar a cabo la reconversión de voltaje; si la reconversión es factible, se recomendará un plan para su implementación. Podemos enfatizar que tanto los objetivos como los alcances planteados se cubrieron e incluso se recurrió a ofrecer muchas más alternativas de las que se habían previsto.

RESUMEN

El mejor aprovechamiento de los recursos energéticos es la razón predominante que conlleva a realizar un estudio técnico económico de una red de distribución primaria, cuyo nivel de tensión primario está tendiendo a desaparecer, con esto, se pretende determinar el estado de la red desde el punto de vista técnico. Seguidamente se establecerán alternativas de solución a cualquier problema sean éstos de pérdidas técnicas o de nivel de voltaje considerando al final una evaluación económica para cada una de las alternativas planteadas.

El comienzo de nuestro estudio, consistió en determinar los parámetros eléctricos de la red, dicho de otra forma, el nivel de la red primaria (2400V); calibre del conductor (# 6 Cu, # 8 Cu, 5 ACSR, entre otros); la longitud de la línea, la separación entre las líneas de distribución, la capacidad nominal de los transformadores de distribución, etc.

Todos los parámetros anteriores fueron completados con información proporcionadas por la empresa distribuidora de Santa Ana (CLESA), excepto la demanda del usuario. Para determinar esta demanda tuvo que hacerse uso de instrumentos registradores de corriente (Loadlogger) proporcionados por la empresa E.S.Energía S.A. de C.V. y colocados en puntos estratégicos de la red por personal de CLESA.

Estos registradores de corriente se mantuvieron sensando por un período aproximado de tres semanas, de esta información se seleccionó un día típico del cual se extrajo el valor promedio de corriente para cada uno de los siete puntos de medición seleccionados.

Luego se procedió a modelar la red en estudio, esto significa bosquejar el diagrama unifilar de la red considerando una sola fuente con su respectivo nivel de tensión y capacidad nominal en KVA; la impedancia de la línea, su faseo y por último la ubicación de los transformadores de distribución y sus correspondientes capacidad nominales.

Para poder simular la red modelada se utilizó un software llamado PSS/U (Power System Simulator for Utilization), el cual permite conocer las pérdidas técnicas, voltaje en todos los puntos, corrientes en los diferentes tramos de la línea, demanda de la fuente en KW y KVAR.

En la primera simulación se asumió que todos los transformadores de distribución se encontraban cargados al 100% de su capacidad nominal (KVA de placa) y se obtuvo resultados de corrientes en aquellos tramos equivalentes a los puntos en donde se encontraban colocados los registradores de corriente; comparándose los valores simulados y los valores medidos; y por supuesto existió discrepancia en esta comparación.

Para conocer la demanda real de la red se tomó el criterio de considerar que la carga necesita ser capaz de demandar una corriente igual a las mediciones hechas, para lograr ésto fue necesario ir variando el porcentaje de carga de los transformadores de distribución hasta que los valores simulados y medidos fuesen los más cercanos posibles.

Ahora sí podíamos conocer la carga real de la red y simulándolo conocer las pérdidas técnicas y el nivel de voltaje de todos los puntos de la red en estudio.

Seguidamente se plantearon tres alternativas, Reconvertir a 13200 V, Recalibrar la línea con 2/0 ACSR y la tercera como la mezcla de ambas. Estas alternativas fueron simuladas y proyectadas observándose una clara mejora en cuanto a pérdidas técnicas y voltaje en el punto más crítico, pero sólo una evaluación económica podría decir cual de todas sería la mejor alternativa.

TABLA DE CONTENIDOS

<u>Contenido</u>	<u>Pág.</u>
Capítulo I. GENERALIDADES.	1
1.1. Sistemas de Distribución.	2
1.2. Pérdidas inmersas en un Sistema de Distribución.	2
1.2.1. Tipos de Pérdidas.	3
1.2.2. Pérdidas por Histéresis y Corrientes de Eddy y su efecto en los transformadores.	4
1.2.3. Pérdidas por Efecto Joule.	5
1.2.4. Cálculo de pérdidas por Efecto Joule.	6
1.3. Aumento de voltaje igual menos pérdidas.	7
1.4. Instrumentos de medición Loadlogger.	8
1.4.1. Instrucciones de operación.	9
1.4.2. Método de Inicialización.	9
1.4.3. Instalación y Remoción.	10
1.4.4. Accesorios de los Loadlogger.	11
1.4.5. Manejo de los Loadlogger por software.	11
Conclusiones.	12
Referencias Bibliográficas	13
Capítulo II. SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.	14
2.1. Simulación con computadora por alternativa.	14
2.2. El programa PSS como alternativa de simulación.	15
2.2.1. Características del PSS/U.	16
2.2.2. Requerimientos previos de Hardware y Software para la instalación del PSS/U.	17
2.2.3. Ventajas en la capacidad de simulación.	17
2.2.3.1. Descripción funcional del PSS/U.	18
2.2.3.2. Descripción funcional de los programas de Milsoft Integrated Solutions.	20
Conclusiones.	24
Referencias Bibliográficas	25

Capítulo III.	ESTUDIO TECNICO DE LA RED ACTUAL Y CON EL NUEVO NIVEL DE VOLTAJE.	26
3.1.	Metodología de la recolección de datos.	27
3.1.1.	Ubicación cartográfica de la red de distribución primaria a 2.4 KV de la ciudad de Santa Ana.	28
3.1.2.	Información sobre postes y tramos primarios.	28
3.1.3.	Datos de transformadores de distribución.	28
3.1.4.	Descripción de la subestación San Rafael de Santa Ana.	28
3.1.5.	Demanda actual.	29
3.2.	Metodología para la determinación de pérdidas técnicas de la red.	30
3.2.1.	Criterios de modelaje de la red.	32
3.3.	Simulación de la red con carga promedio a 2.4 KV.	33
3.3.1.	Simulación de la red a 2.4 KV recalibrada con 2/0.	34
3.4.	Simulación de la red reconvertida a 13.2 KV.	34
3.4.1.	Simulación de la red reconvertida a 13.2 KV y recalibrada con 2/0 ACSR	35
	Conclusiones.	38
	Referencias Bibliográficas	39
Capítulo IV.	ESTUDIO ECONÓMICO.	40
4.1.	Valor presente neto.	42
4.2.	Tasa interna de rendimiento	42
	Conclusiones.	45
	Referencias Bibliográficas	46
	Anexos	47

LISTA DE TABLAS

<u>Tabla</u>		<u>Anexo</u>
1.1	Resumen de Especificaciones de los LOAD LOGGER	C
2.1	Resumen de Capacidades para la versión del PSS/U en Análisis trifásico	C
2.2	Resumen de Capacidades para la versión del PSS/U en Análisis monofásico	D
2.3	Requerimientos del PSS/U 7.3	D
2.4	Resumen de los posibles tipos de estudio que ofrecen los simuladores	D
3.1	Información sobre Postes y Tramos Primarios del circuito 9	E
3.2	Información sobre Postes y Tramos Primarios del circuito 11	E
3.3	Ubicación y Características de los transformadores a 2.4KV	F
3.4	Transformadores de Potencia Existentes	G
3.5	Bancos de Capacitores	G
3.6	Interruptor de Potencia para el Transformador de 1.5MVA	G
3.7	Lista de Conductores de la Red.	G
3.8	Puntos de Medición de acuerdo con nomenclatura de la Ciudad	I
3.9	Equivalencia de tramos de acuerdo a la Simulación	I
3.10	Rediseño de los nuevos Transformadores de Distribución a 13.2KV	M
3.11	Comparación de Corrientes Simuladas y Medidas en Tramos Principales	N
3.12	Alternativas de Solución Consideradas	Ñ
3.13	Estructura Tangente 2 Fases, B 1	O
3.14	Estructura Angular 2 Fases, B2-1	O
3.15	Estructura Angular 2 Fases, B3	O
3.16	Estructura Angular 2 Fases, B4	O
3.17	Estructura Remate 2 Fases, B7-4	O
3.18	Estructura Tangente 3 Fases, C1	O
3.19	Estructura Angular 3 Fases, C2-1	O
3.20	Estructura Angular 3 Fases, C3	O
3.21	Estructura Angular e Fases, C4	O
3.22	Estructura Remate 3 Fases, C7-4	O
3.23	Estructura de Doble Remate en Crucero 2 Fases, C8-4	O
3.24	Retenida Sencilla	O
3.25	Retenida Doble	O
3.26	Herraje y Accesorios Utilizados en Transformadores Trifásicos	O
3.27	Herraje y Accesorios Utilizados en Transformadores Monofásico	O
3.28	Resumen de Cambio de Estructuras Circuito 9	O
3.29	Resumen de Cambio de Estructuras Circuito 11	O
4.1	Costo Global del proyecto Recalibrado y Reconvertido	P
4.2	Análisis económico del Sistema Recalibrado	Q
4.3	Análisis económico del Sistema Reconvertido	R
4.4	Análisis económico del Sistema Recalibrado y Reconvertido	S
4.2	Análisis económico del Sistema Recalibrado en 1997 y Reconvertido en el 2001	T

LISTA DE FIGURAS

<u>Figura</u>		<u>Anexo</u>
1.1	Representación Unifilar de un sistema de Energía Eléctrica	A
1.2	Sistema de Distribución primario	A
1.3	Sistema de Distribución secundario	B
1.4	Diagrama de pérdidas	B
3.1	Diagrama unifilar de la Subestación San Rafael	H
3.2A	Ciclo Diario de Carga Real en P1	J
3.2B	Gráfico de Demanda según lecturas de medidores en P1	J
3.3A	Ciclo Diario de Carga Real en P2	J
3.3B	Gráfico de Demanda según lecturas de medidores en P2	J
3.4A	Ciclo Diario de Carga Real en P3	J
3.4B	Gráfico de Demanda según lecturas de medidores en P3	J
3.5A	Ciclo Diario de Carga Real en P4	J
3.5B	Gráfico de Demanda según lecturas de medidores en P4	J
3.6A	Ciclo Diario de Carga Real en P5	J
3.6B	Gráfico de Demanda según lecturas de medidores en P5	J
3.7A	Ciclo Diario de Carga Real en P6	J
3.7B	Gráfico de Demanda según lecturas de medidores en P6	J
3.8A	Ciclo Diario de Carga Real en P7	J
3.8B	Gráfico de Demanda según lecturas de medidores en P7	J
3.9	Rango de Voltaje especificado por normas ANSI estándar	K
3.10	Factor de Capacidad de transformadores de Distribución	K
3.11	Resultados Gráficos de las Simulaciones con carga promedio de la Red Actual. Diagrama de Construcción	L
3.12	Resultados Gráficos de las Simulaciones con carga promedio de la Red Actual. Diagrama de Corriente/Voltaje	L
3.13	Resultados Gráficos de las Simulaciones con carga promedio Sistema Recalibrado. Diagrama de Construcción	L
3.14	Resultados Gráficos de las Simulaciones con carga promedio Sistema Reconvertido. Diagrama de Corriente/ Voltaje	L
3.15	Resultados Gráficos de las Simulaciones con carga promedio Sistema Recalibrado y Reconvertido	L

CAPITULO I GENERALIDADES

Es indiscutible la importancia de las redes eléctricas en el desarrollo y progreso de los pueblos, porque no importa la fuente de energía que el hombre haya desarrollado hasta el momento: solar, nuclear, eólica, por combustión, etc., al final siempre se requiere, de una red eléctrica para su aprovechamiento. Su función radica en convertir y transportar energía logrando con ello solventar el rápido crecimiento industrial cuya densidad de carga demanda día a día, suministros confiables y de máxima eficiencia.

A través de un sistema de energía eléctrica se dan por lo menos tres cambios en los niveles de voltaje: de generación a transmisión, de transmisión a distribución y de distribución a puntos de consumo. Estos cambios son realizados por medio de subestaciones. Una red eléctrica como sistema, se puede dividir en cuatro partes principales¹:

Generación:

Incluye las Centrales Generadoras, la subestación elevadora de la planta de Potencia y sus transformadores (Step-up). El nivel de voltaje de generación² común es 13.8 KV.

Transmisión:

Involucra básicamente las líneas que sirven para transportar la energía desde la central de generación hasta la de distribución ó subestación reductora con sus transformadores (Step-down). Es frecuente transmitir a 115 y 230 KV. La ventaja de niveles superiores de tensión en la línea de transmisión se evidencia cuando se tiene en cuenta la capacidad de transmisión en megavoltamperios (MVA) de una línea, la cual varía con el cuadrado de la tensión.

Subtransmisión:

Incluye las líneas y los dispositivos que van desde la subestación de Transmisión hasta la subestación de Distribución. Aquí se trabaja con niveles de 34.5, 46 y 69 KV.

Distribución:

Involucra en general los alimentadores primarios, subestaciones de servicio para los centros de consumo y sus respectivos transformadores. Esta parte de la red conecta las cargas aisladas de una zona determinada con las líneas de transmisión.

¹ Ver Figura 1.1 del Anexo A.

²En lo posterior, se entenderá que los datos y parámetros en mención son los utilizados en el país.

1.1. LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

El propósito de los Sistemas de Distribución es reducir el voltaje primario a un nivel que pueda ser utilizado por el consumidor; a través de transformadores cuyas capacidades de potencia varían entre: 10 y 167.5 KVA .

La parte de distribución (que es la de nuestro interés) puede dividirse en:

Distribución Primaria:

Encierra directamente la subestación de distribución, el bus distribuidor y los transformadores reductores (Step-down). En el país, la distribución primaria se hace a un voltaje de 13.2 kV (generalmente con neutro corrido)³ y 23 KV, quedando valores como 2.4, 4.16, 34.5 y 46 kV en miras a desaparecer; estos niveles siempre han dependido de la demanda del usuario.

Distribución Secundaria:

Abarca los alimentadores primarios, los transformadores de distribución, equipos de medición, redes de tierra y cables para los consumidores o abonados. La distribución secundaria⁴ se hace de tres formas:

- Monofásica a tres hilos (240/120 V).
- Trifásica en Delta (240 V).
- Cargas industriales (480/240 V).

1.2. PÉRDIDAS INMERSAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Para la obtención de un beneficio sobre el capital invertido en un sistema de Potencia eléctrico, la solución es un funcionamiento adecuado y eficiente del mismo. Además, las tarifas fijadas tanto por los organismos reguladores como la misma competencia⁵ entre las empresas, ejercen una gran presión sobre las compañías distribuidoras que han de lograr una eficiencia máxima de explotación y mejoramiento continuo para mantener una relación razonable entre lo que paga el consumidor por kilovatio-hora y lo que le cuesta a la compañía su suministro, frente a los precios constantemente crecientes de materiales, combustible y mantenimiento.

³Remitirse al Anexo A, Figura 1.2.

⁴ Ver Figura 1.3 del Anexo B.

⁵Pese a que las Compañías Distribuidoras operan en zonas no servidas por otras, les toca competir y lo hacen atrayendo industrias nuevas a las zonas que sirven, por lo que deben ofrecer buen servicio.

Las pérdidas de energía en Kilowatts por año así como el porcentaje de ventas en la subestación distribuidora son dos de los puntos que siempre deberán ser determinados para confrontar con la facturación de la empresa generadora y estimar la efectividad del sistema.

En caso de existir fallas que originen fuertes pérdidas se deben considerar sus orígenes. Algunas de éstas razones en países como el nuestro son:

- El uso de viejas tecnologías, al igual que los diseños planificados con datos comprobados únicamente por la experiencia. Esto se demuestra con la existencia de redes como la de San Rafael, Barrio Nuevo, Centro de San Salvador que operan a niveles de voltaje bajos (menores o iguales a 4.16 KV) y con conductores de diámetros pequeños (N° 8 de cobre: $A = 13.287 \text{ mm}^2$,16500cmils).
- El incremento del costo de suministro va unido al incremento del costo del petróleo y el precio de venta de la energía eléctrica no está en proporción a él, no corresponde con esa relación provocando una reducción en las inversiones de nuevos proyectos, de operación y mantenimiento; por lo que no es frecuente que las compañías tengan metodologías permanentes para la determinación de energía consumida (demanda y pérdidas).

El análisis de los diferentes tipos de pérdidas en un sistema de distribución (o transmisión) , es siempre necesario cuando se pretende dar el mayor rendimiento de éste. La existencia de pérdidas equivale a un incremento monetario, al que debe buscársele solución. Las disposiciones y criterios que se tomen para reducirlas, compensarán de alguna manera, un porcentaje del costo que sufre la compañía para poder suministrar energía.

1.2.1 TIPOS DE PÉRDIDAS:

Un sistema posee en general dos tipos de pérdidas⁶ :

PÉRDIDAS TÉCNICAS:

Estas pérdidas las constituyen las de cobre tanto de los equipos como de las líneas por efecto Joule, y las de transformación por Histéresis y corrientes de Eddy (o parásitas).

⁶ Ver Figura 1.4 del Anexo B.

PÉRDIDAS NO-TÉCNICAS:

Aquí se consideran las debidas al robo y a errores administrativos del personal de servicio. Las causas de este tipo de pérdidas pueden ser : mal sellado y/o lectura de medidores, alteración de medidores mediante el uso de imanes, inversión en su conexión, desconexión de la bobina de voltaje, conexiones sin pasar por el medidor, etc.

1.2.2. PÉRDIDAS POR HISTERESIS Y CORRIENTES DE EDDY Y SU EFECTO EN LOS TRANSFORMADORES⁷ .

El proceso de magnetización y desmagnetización de un material ferromagnético (p.e. el núcleo del transformador) implica el almacenamiento y la descarga de energía en un proceso llamado *ciclo de histéresis* el cual es la variación de la densidad del flujo en función de la intensidad del campo magnético en un material sujeto a una condición simétrica (o cíclica) de magnetización; dicho proceso no es completamente reversible.

Es decir, cuando el material se magnetiza durante cada medio ciclo, se encuentra que la cantidad de energía almacenada en el campo magnético excede a la que se descarga durante la desmagnetización. En otras palabras, la energía que un transformador almacena no es la misma que descarga debido a que la diferencia entre estas dos densidades de energía es disipada como calor y dicha disipación se conoce como *pérdidas por histéresis*.

Otras pérdidas importantes en materiales ferromagnéticos sometidos a flujos magnéticos variantes en el tiempo son las *pérdidas por corrientes de Eddy*, que son pérdidas de potencia asociada a las corrientes circulantes que se encuentran en trayectorias cerradas dentro del cuerpo de un material ferromagnético, causando una pérdida por calor indeseable. Estas corrientes circulantes se crean por las diferencias de potencial que existen a través del cuerpo del material sometido a la acción de un flujo cambiante.

Si el circuito magnético está compuesto por hierro sólido o sin mezcla, la pérdida de potencia consecuente es apreciable debido a que las corrientes circulantes encuentran una resistencia relativamente baja. Para incrementar de manera significativa la resistencia que encuentran las corrientes de Eddy, el circuito magnético se forma con unas laminaciones muy delgadas (se usan espesores de 14 a 25 mils⁸ de

⁷ Este tipo de pérdidas no serán consideradas en este estudio debido a que solo se simulará la línea primaria.

⁸ 1 mils equivale a la milésima parte de una pulgada (1mils = 10^{-3} pulgadas).

espesor) siempre que el dispositivo electromagnético esté expuesto a que un flujo variable lo permee en su operación normal. **Este es el caso de los transformadores y todos los motores y generadores de corriente alterna.**

Tomadas en conjunto las pérdidas por histéresis y por corrientes de Eddy constituyen lo que suele llamarse **pérdidas en el núcleo** de los dispositivos electromagnéticos, cuya operación involucra flujos variantes en el tiempo. Las pérdidas en el núcleo tienen gran trascendencia en la elevación de la temperatura, la eficiencia y la operación de los transformadores según el diseño.

Un transformador⁹ tiene una resistencia primaria, una resistencia secundaria y una inductancia sobre el primario y sobre el secundario; debido a las pérdidas que sufre, mencionadas anteriormente, el transformador tendrá una caída de voltaje en su lado secundario que puede variar entre¹⁰ 114V y 126V dependiendo del tipo de transformador, lo que determina la calidad del servicio.

1.2.3. PERDIDAS POR EFECTO JOULE.

Los materiales para propósitos de conducción de energía eléctrica, poseen por naturaleza propia, ciertos parámetros que influyen en su aptitud para llenar la función como parte de una red eléctrica; ellos son: Resistencia, Conductancia, Capacitancia e Inductancia.

Cuando se transporta energía eléctrica en líneas o cables, parte de ésta sufre una transformación en calor la cual es inevitable pero si disminuible. Este proceso de cambio en el que la energía eléctrica se convierte en energía térmica es conocido como **Efecto Joule**.

La **Resistencia efectiva** ($R = P / I^2$ [Ω], Ec.1.1, donde P es la potencia real absorbida e I es la corriente circulante efectiva) es el parámetro principal causante de la pérdida de energía por calentamiento ó efecto Joule.

En términos estrictos, cada elemento de un circuito ofrece algún grado de resistencia que involucra una pérdida de calor causando inicialmente en dicho elemento una elevación de temperatura que cuando excede a la temperatura ambiente se va transfiriendo al medio que lo rodea, es decir, el calor no se almacena más en el material. De acuerdo a los estudios¹¹ realizados por el físico alemán George Simon Ohm quedó demostrado que la resistencia de un conductor de dimensiones uniformes es directamente dependiente de la longitud, de las propiedades de conducción física del material e inversamente proporcional al área de la sección transversal que es lo que literalmente explica el caso en las líneas de transporte de energía.

⁹Tomado del catálogo BJ 90-01 SP de Asea Brown Boveri (ABB).

¹⁰Rango dado por Normas ANSI.

¹¹Tomado de Fundamentos de Ingeniería Eléctrica, Vincent del Toro, Segunda Edición.

A nivel puntual, puede aseverarse que las pérdidas por efecto Joule son relativamente bajas, pero de consideración si se observa que son un gasto continuo y permanente al igual que las pérdidas de los transformadores.

Las pérdidas por efecto Joule se dan en los siguientes puntos:

- En los cables del sistema.
- En los bobinados de los transformadores.
- En los dispositivos de operación, protección y control.

1.2.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE.

La potencia aparente absorbida por cualquier elemento de un circuito eléctrico está dada por el producto del voltaje efectivo entre sus terminales y de la corriente efectiva que fluye a través de él ($P = V_{ef} \times I_{ef}$ [KVA], Ec.1.2). Lo que se cumple también en líneas de energía.

La Ley de Ohm establece que el voltaje entre los extremos de materiales conductores es directamente proporcional a la corriente que fluye a través del material; este postulado hace notar que los materiales conductores poseen resistencia lineal, lo cual es correcto dentro de cierto rangos de corriente, voltaje y potencia; aunque en la realidad depende también de factores ambientales como la temperatura entre otros. Esta ley tiene el siguiente apoyo físico¹²:

Si en un tiempo dt se suministra una cantidad de energía: $I^2 R dt$ a un elemento resistivo, y en ese mismo tiempo se ha movido una carga $dq (= I dt)$ a través de la fuente de energía, dicha fuente habrá realizado un trabajo sobre la carga dado por :

$$dW = V dq = V I dt \text{ [Joules]} \quad \text{Ec.1.3}$$

Del principio de conservación de la energía, este trabajo realizado por la fuente debe ser igual a la energía térmica en el conductor, es decir :

$$V I dt = I^2 R dt \quad \text{Ec.1.4}$$

fórmula de la cual se llega a:

$$V = I R \quad \text{Ec.1.5}$$

¹²Tomado de Física de Holliday-Resnick, Parte 2.

Ahora podemos establecer las pérdidas por efecto Joule para las líneas y cualquier otro conductor apoyándonos en los dos postulados anteriores; utilizando valores efectivos tenemos:

Potencia en un tramo de línea:

$$P = V \cdot I \quad \text{que es la misma Ec.1.2}$$

Con Ley de Ohm:

$$P = R \cdot I \cdot I = I^2 \cdot R \quad \text{Ec.1.6}$$

Queda establecida entonces, la ecuación¹³ para calcular las pérdidas por efecto Joule.

En condiciones ideales debe suceder que una carga dada, consuma la menor potencia reactiva posible para que su factor de potencia sea alto. Así, para una potencia consumida de valor constante y factor de potencia bajo, la potencia aparente será más alta al igual que la cantidad de corriente de la red. Los transformadores y cables estarán sobrecargados y las pérdidas en ellos se incrementarán, en proporción al cuadrado de la corriente tanto del lado alto como del lado de bajo voltaje.

1.3. AUMENTO DE VOLTAJE IGUAL MENOS PÉRDIDAS.¹⁴

A los abonados del servicio eléctrico les es indiferente cualquier cambio que la compañía efectúe en el nivel de voltaje de distribución (toda vez sus parámetros en el punto de entrega se mantengan) independientemente de los propósitos que ésta tenga, como por ejemplo mejorar la rentabilidad de su servicio. Ésto se debe a que la potencia demandada por ellos (carga instalada) será la misma haya o no cambio en la subestación.

Considerando que la potencia demandada por la carga instalada, no va a cambiar o no tendrá un cambio instantáneo drástico, podemos asumir que se mantendrá constante al momento de efectuar el cambio de voltaje. La razón de elevar el voltaje entre las subestaciones y las cargas es hacer caer la corriente de manera que baje el consumo de energía en las líneas, lo cual puede justificarse a partir de la ecuación de Potencia Aparente.

Sea P_1 la potencia aparente demandada por los abonados en un instante cualquiera, para un nivel de voltaje V_1 (2.4 kV p.e.) tenemos, reutilizando la Ec.1.2:

$$P_1 = V_1 \cdot I_1$$

¹³Ecuación que lleva también por nombre Ley de Joule.

¹⁴ Este es un planteamiento que tendrá que ser demostrado más ampliamente con el uso del simulador PSS/U.

De donde:

$$I_1 = P_1 / V_1 . \text{ Ec.1.7}$$

Para un nivel de voltaje V_2 (13.2 KV p.e.) podemos plantear la misma ecuación 1.2; entonces tenemos:

$$P_2 = V_2 I_2$$

Pero $P_2 = P_1$, y $V_2 = (13.2/2.4) V_1 \cong 5 V_1$. Entonces:

$$\begin{aligned} I_2 &= P_2 / V_2 \\ &= P_1 / 5V_1 \end{aligned}$$

De donde:

$$I_2 \cong 0.2 I_1 \quad \text{Ec.1.8}$$

Se observa el nuevo nivel de voltaje, la corriente decae aproximadamente un 80% del valor que tenía con un voltaje menor. Queda demostrado que al aumentar el nivel de voltaje de la subestación a fin de mantener una entrega de potencia igual a la carga (no así a los cables), se dará una compensación con la reducción de corriente en las líneas de distribución primarias y por consiguiente en los niveles de pérdidas por efecto Joule.

1.4. INSTRUMENTOS DE MEDICION LOADLOGGER.¹⁵

El medidor que se usará para obtener la carga de los alimentadores y de los puntos de importancia es el kit de amperímetros (3 instrumentos por kit) de grabación digital LOADLOGGER¹⁶ LL-230 usado para medir y guardar valores de corriente en líneas de distribución monofásicas y trifásicas. El uso de este medidor tiene propósitos variados: planeamiento de distribución, verificación de problemas en un sistema de potencia y para el monitoreo regular que suele darse al sistema, siendo este último, el que nos corresponde. El LL-230 puede ser instalado en líneas de distribución en vivo hasta 69 kV línea a línea.

Los datos pueden ser monitoreados para cortos períodos de tiempo y guardados en memoria para luego ser presentados ya sea haciendo uso de un Módulo

¹⁵Información obtenida del manual de operaciones, Rochester Instrument Systems Inc.

¹⁶ Remitirse al Anexo C, Tabla 1.1.

de despliegue con pantalla de cristal; o también ser transferidos a un computador mediante Interface y software para su almacenamiento y posterior análisis.

1.4.1. INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN.

El LL-230 es totalmente electrónico, funciona con batería y está diseñado para operar bajo severas condiciones climáticas. El Medidor / Registrador LL-230 almacena datos mediante el muestreo del amperaje sentido por el transformador de corriente cada 16 segundos, los cuales son determinados y controlados por un reloj de cristal interno, promediando así estas medidas sobre un intervalo de lectura, y almacenando el promedio en una memoria no volátil.

1.4.2 MÉTODO DE INICIALIZACIÓN.

El LOADLOGGER es inicializado llenando toda su memoria con ceros; este procedimiento debe ser ejecutado cada vez que se deseen instalar sin datos previos o puede obviarse este procedimiento si se pretende removerlos y colocarlos en otros puntos de medición llevando control del tiempo y llenado de memoria; en este caso habrá cierta cantidad de valores cero entre cada grupo de datos.

En su inicialización, tres son los parámetros que deben ser fijados:

Hora y Fecha (tiempo real):

El reloj de tiempo real consiste de 6 contadores. Ellos llevan la pista del mes, día, año, hora, minutos y segundos. Todos son programables excepto el contador de segundos, que solo es puesto a cero siempre que el tiempo es reprogramado.

Modo de grabación (Rolling o Hold):

El "Medidor" posee dos modalidades de registro: modo "Rolling" y modo "Hold". Tanto el modo como la duración del intervalo de grabación son seleccionados cuando la unidad es inicializada por medio del software del computador.

MODO ROLLING.

En el modo Rolling o modo continuo se están escribiendo datos nuevos sobre los datos más viejos. Cuando los datos se transfieren al computador, el contenido completo de su memoria es también transferido. En este modo, el reloj en el Medidor no necesita fijarse a menos que vayan a ser sincronizados en un intervalo de tiempo para estandarizar con otros Loadloggers.

MODO HOLD.

En el modo Hold, el Loadlogger graba datos hasta que la memoria se llena. Cuando la memoria está completa no se almacenan más datos y el reloj en el Medidor se detiene (por esta razón es importante fijar el reloj del Loadlogger). La hora, fecha y el conjunto de datos de corriente son preservados en memoria mientras el Medidor no sea reinicializado.

Intervalo del tiempo de grabación:

Hay tres intervalos de grabación a seleccionar: 1, 5 ó 15 minutos. Estos tres parámetros se programan automáticamente con el software que maneja al Loadlogger.

1.4.3. INSTALACIÓN Y REMOCIÓN.

Los circuitos que van a ser medidos generalmente presentan voltajes peligrosos, por lo que la instalación y remoción debe ser hecha solamente por personal calificado. Es decir, que se deben tomar todas las precauciones para proteger la vida de la persona y la vida del equipo dado que se trabaja con la línea viva.

Para instalar el LOADLOGGER en una línea de distribución, usamos una varilla para levantar y colocar la unidad en un punto del conductor directamente. En muchos casos la orientación del montaje no es tan crítica como lo es la cercanía o adyacencia de otro conductor al que nos interesa. El Medidor es removido de la línea usando la misma varilla, conocida en el medio como Escopeta.

Los instaladores deberán guardar una distancia no menor de 46 cms de conductores que lleven corrientes comparables a las corrientes a las que se están midiendo en el momento de instalarlos porque éstos pueden transportar altas corrientes e introducir error en el aparato. Además, es necesario colocar este equipo a una distancia no menor de 1.52 metros de conductores que manejen corrientes altas, pues podrían inyectar algún margen de error a los medidores.

Cuando se van a medir corrientes en conductores cuyo diámetro es mucho más pequeño que el mínimo aceptado por el conector o mordaza (10.2 mm) del Loadlogger se utiliza un adaptador removible (de Neoprene) que es montado en la parte estacionaria de la abrazadera.

Al utilizar el Medidor en conductores de Cobre se puede dar alguna corrosión dando lugar a fugas de corriente entre el conector y tierra. Para prevenir esto existe una cubierta que rodea y protege la superficie de contacto del conductor. La instalación y remoción abarca también el procedimiento de identificar los Loadlogger con un número de serie para cada punto de grabación facilitando el proceso de programación y manipulación de datos. A continuación se presenta una tabla resumen sobre los detalles más importantes de estos medidores.

1.4.4. ACCESORIOS DE LOS LOADLOGGER.

Además del adaptador usado para conductores con diámetros muy pequeños, los Medidor disponen de dos accesorios más; para visualización se puede utilizar un módulo de tres dígitos (LL-234), con el que se pueden ver las corrientes medidas o se puede usar una interface (LL-233, velocidad 9600 baud) para computadora (conectado al puerto serial) y crear así una base de datos en computadora de las mediciones grabadas por la unidad.

1.4.5. MANEJO DEL LOADLOGGER POR SOFTWARE.

El programa para inicializar, transferir y procesar los datos es llamado **Loadsmart** el cual trabaja bajo ambiente DOS. Es compatible con tres tipos de medidores: el LL-210, LL-220 y el LL-230. Este programa manipula, recupera y analiza los datos del Medidor. El archivo ejecutable lleva por nombre **LS. EXE** .

La pantalla principal con la que se establecen y manipulan las bases de datos del Loadsmart presenta las siguientes funciones:

- Archivo y tiempos de inicio y fin del bloque de datos.
- Tiempos y valores máximos y mínimos.
- Ploteo en pantalla.
- Ploteo en papel.
- Número de bloques de datos.
- Identificador de bloque.
- Intervalo de grabación.
- Modo de grabación.
- Número de serie de la unidad.

CONCLUSIONES

- En cualquier red eléctrica, debido a las características físicas de los materiales que se utilizan ya sea como conductores o en parte un equipo, siempre existe un nivel de pérdidas de energía, que implica un costo extra no recuperable en su totalidad, aunque sí pueden ser reducidos.
- Al aumentar el nivel de tensión en una subestación de distribución, a fin de mantener una potencia de entrega, se logra una reducción de corriente efectiva y por consiguiente una disminución en el valor potencia disipada en las líneas.
- Para conocer la demanda real de energía de los consumidores, es necesario efectuar mediciones de corriente en puntos estratégicos de la red, tomando en cuenta las recomendaciones de seguridad para la instalación y remoción de los equipos de medición. Esto garantizará una mayor exactitud del estudio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- R. Manual de Estructuras Eléctricas. NRECA.
- pp. Manual Latinoamericano y del Caribe Para El Control de Pérdidas Eléctricas. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) , Agosto de 1990.
- R. Manual de Pérdidas en Sistemas de Distribución. NRECA , Diciembre de 1992.
- pp. Del Toro, Vincent. Fundamentos de Ingeniería Eléctrica, 2ª. Edición, 1988.
- R. Gourishankar, Vembu y Lambert, Robert F. Conversión de Energía Electromecánica, 2ª Edición, 1990.
- R. Hayt, William H. y Kemmerly, Jack E. Análisis de Circuitos en Ingeniería, 4ª. Edición, 1988.
- pp. Holliday, David y Resnick, Robert. Física, Parte 2, 2ª Edición, 1978.
- pp. Manual de Operaciones para el Load Logger LL-230 ,Rochester Instrument System, Inc. Publicación: 1067-553, revisado: Agosto de 1993.

CAPITULO I I SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

2.1. LA SIMULACIÓN POR COMPUTADORA COMO ALTERNATIVA.

El análisis de una Red Eléctrica de Distribución puede ser desarrollado con mejor organización, toda vez se disponga de una base de información adecuada sobre el sistema, haciendo uso de programas de computadoras. Estos programas están disponibles en varios niveles de capacidad y de acuerdo a la necesidad de análisis que exista. Un estudio de cargas es la determinación de parámetros como la tensión, corriente y potencia (entre otros) en varios puntos de una red eléctrica, en condiciones normales de funcionamiento.

Antes del desarrollo de los computadores digitales, el estudio de cargas se llevaba a cabo utilizando redes en pequeña escala reproducidas fielmente de la real; estos analizadores miniaturizados eran de corriente alterna monofásicos y requerían muchas conexiones, ajustes y lectura de datos, proceso que era tardado, tedioso y poco preciso por su misma naturaleza.

Actualmente se realizan los mismos análisis de sistemas complejos con programas digitales que ofrecen resultados muy completos de manera rápida y confiable; no requiere modelado físico de la red, todo es virtual. Así por ejemplo, algunas empresas como la MIS (*Milsoft Integrated Solutions*) ha desarrollado software para análisis de ingeniería (Distribution Analisis, Circuit Analisis, Light Table y últimamente Windmil) al igual que la empresa PTI (*Power Technologies Incorporated*) con los que se pueden conocer múltiples variables sobre el comportamiento de los sistemas. Por ejemplo, para el caso de los sistemas de distribución :

- Hay facilidad de planificar la expansión de la red.
- Se puede saber dónde y cuánta capacidad hay de sobra (o excedida) y lograr redistribuirla, evitando el gasto y empleo de pequeñas subestaciones.
- Se logra conocer el comportamiento de la demanda en relación a la distribución.

- Ayudan a administrar la inversión que se tiene en el sistema: costos de energía, costos de operación y mantenimiento (incluyendo costos por paros o interrupciones), costo del equipo eléctrico mismo, entre otros.

El software de análisis de distribución ejecuta simulaciones con fórmulas aceptadas por la Industria que tienen el mismo soporte del diseño convencional de redes; tales como el cálculo de los componentes simétricos de impedancias en líneas tanto aéreas como subterráneas y cálculo de voltajes y parámetros de carga.

Entre las razones de peso para el empleo de simuladores que motivan su uso está, sin lugar a dudas, el que se puedan analizar y procesar vastas cantidades de información procedentes de una o más fuentes (por ejemplo medidores) con el objetivo de efectuar diversos cálculos que se tomarían difíciles y lentos por otros medios.

Algunos elementos empleados en el Análisis de Sistemas de Distribución son:

Editores completos con despliegue gráfico de los parámetros de las secciones de las redes .

Modelaje de los "switches" que permiten simplificación en cambios de línea.

Cálculo de caídas de voltaje tanto del modo balanceado como del desbalanceado.

Cálculos de flujos de carga tanto por sección y en totalidad, etc.

Revisión de capacitores en servicio, etc.

2.2. EL PROGRAMA PSS COMO ALTERNATIVA DE SIMULACIÓN.

Hoy en día, existen paquetes orientados al análisis de redes eléctricas que aunque no están al alcance de cualquiera, por su alto costo, para las empresas distribuidoras y afines, si representan una inversión en la que se debe pensar. La empresa Power Technologies dispone de los siguientes programas utilitarios¹⁷:

- PSS / E : para la Ingeniería de los Sistemas de Transmisión.
- PSS / O : para las Operaciones de los Sistemas de Transmisión.
- TPLAN : para Planeamiento de los Sistemas de Transmisión.
- PSS / U : para la Ingeniería de los Sistemas de Distribución y aplicación en Sistemas Industriales de Potencia.

¹⁷ Información obtenida del comerciante a través de Internet, <http://www.pti-us.com>

2.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL PSS/U.

Es un paquete de programas que estudian Las Redes de Distribución de Sistemas de Potencia Eléctricos ya sean rurales o industriales, con el principal propósito de calcular pérdidas técnicas. El Simulador de Sistemas de Potencia cuyo nombre original es **Power System Simulator for Utilization** producto de la empresa Power Technologies, Inc. creado como una publicación confidencial en 1985.

La versión que está a disposición es la 7.3, revisada en 1994 ; trabaja bajo ambiente Windows 3.1 ó 3.11 para Grupos únicamente. La estructura es interactiva y permite examinar los resultados de cada paso antes de proceder al próximo.

En cuanto a la capacidad de simulación¹⁸, depende de la versión y máquina que se tenga y de la forma de análisis (trifásica o monofásica); existen varias versiones a disposición. En análisis trifásico¹⁹ se tienen:

- Para 50 nodos y 75 ramales.(Versiones anteriores)
- Para 200 nodos y 240 ramales.(Versiones 6 y 7.3).
- Para 1000 nodos y 1200 ramales.(Versiones posteriores)
- Para 2000 nodos y 2500 ramales (Version 8.3).

En el análisis fase por fase o análisis independiente la capacidad se reduce según la Tabla 2.2 del Anexo D.

El estudio que realiza el PSS/U maneja lo siguiente:

- **Flujos de carga o potencia y caídas de voltaje.**
- **Análisis de cortocircuito.**
- **Coordinación de dispositivos de protección para sistemas radiales o de varios ramales y cerrados.**

Cálculos de Flujos de Carga y Caídas de Voltaje²⁰.

El flujo de potencia (o carga) es la parte principal dentro de los cálculos del PSS/U; incluye voltaje y corrientes de fase individual, valores de kW y KVAR para cargas en cada nodo y un total actualizado de los KVAR 's suministrados por todos los capacitores shunt.

¹⁸ Estos datos son referidos a sistemas trifásicos pero pueden simularse también sistemas a uno y dos fases

¹⁹ Observar Anexo C, Tabla 2.1.

²⁰ Esta es la parte que se usará para la etapa de simulación.

En cuanto a la forma de análisis:

Una red trifásica balanceada es simplificada y representada por componentes de secuencia positiva y secuencia cero; el tratamiento es descriptivamente un poco menos exigente.

Las redes trifásicas desbalanceadas se modelan representando cada fase (A,B y C) de la red explícitamente. El PSS/U mantiene una representación fase a fase internamente.

2.2.2. REQUERIMIENTOS PREVIOS DE HARDWARE Y SOFTWARE PARA LA INSTALACIÓN DEL PSS/U.

Esta versión es más exigente en cuanto a hardware se refiere, como puede verse en el Anexo D, Tabla 2.3.

El PSS/U está protegido por un mecanismo de seguridad llamado DONGLE, mejor conocido como módulo de firma (signature module), el cual se coloca en el puerto paralelo (o del impresor) y protege el acceso a los principales grupos de programas y todas sus librerías. La intención del dispositivo es puramente comercial ya que con él se impide la duplicación y cualquier software no autorizado.

2.2.3. VENTAJAS EN LA CAPACIDAD DE SIMULACIÓN

En la actualidad se encuentran en el mercado Simuladores de Sistemas de Potencia que permiten al ingeniero obtener diferentes soluciones²¹ para la optimización de un sistema de distribución de energía; cada uno con características propias, aplicaciones individuales, variables de entrada, variables de salida, etc., lo que permite seleccionar el de mayor conveniencia para nuestro estudio. Se describirán dos software alternativos para mostrar lo que se gana en la capacidad de simulación.

²¹ Remitirse al Anexo D, Tabla 2.4 para los diferentes tipos de estudio.

2.2.3.1 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE PSS/U.

El PSS/U se puede dividir básicamente en dos partes: Primera, para el análisis de circuitos trifásicos no importando incluso que solamente se empleen dos fases o una e incluyendo el alambre neutro sólidamente aterrizado si está presente; segunda, el análisis independiente de circuitos con múltiples líneas. El uso del PSS/U se resume en tres operaciones básicas:

- Creación de los archivos de entrada del programa.
- Corrida de los programas o actividades principales del PSS/U.
- Corrida de programas auxiliares.

Inicialmente en el PSS/U se deben de preparar dos archivos llamados diccionario, los cuales se denominan:

- Datos de construcción de la red (**Construction data**):

Este archivo contiene rangos de ampacidad e impedancias de líneas y transformadores para los ramales.

- Datos de las máquinas conectadas a la red (**Machine data**):

Este archivo contiene las características de las máquinas que definen impedancias de secuencia cero, transitorias y subtransitorias del transformador de arranque y del rotor. Además, curvas del factor de potencia tanto síncronas como asíncronas .

El contenido de estos archivos se prepararán una sola vez y se estará trabajando con ellos haciendo únicamente, modificaciones pequeñas, cuando haya verdadera necesidad (cambios de conductor, de carga, etc.) . Los archivos diccionario contienen las impedancias para las líneas, transformadores y máquinas que esté usando el sistema. El encargado de crear estos archivos es el módulo de programas Editor. Con ésto, se tiene prácticamente resuelto el problema de Ingeniería.

El PSS/U arranca con uno o dos módulos de programa maestros. Si se pretende trabajar en un caso nuevo, el primer módulo a arrancar es el editor; si el caso ya está editado el módulo a arrancar es el principal (PSS/U), el cual indica inmediatamente al usuario la selección de una actividad; tiene un set de actividades que ejecutan todas las operaciones del caso que se ha editado (working case). En esta tarea se debe tener el cuidado de que el caso de trabajo está cargado únicamente en memoria, es decir, es volátil.

La primera actividad que debe seleccionarse es la actividad Read seguida por la selección del caso que se pretende resolver. Este caso es volátil, ya que sólo está cargado en la memoria del computador y se pierde cuando el PSS/U es detenido. Luego, se escoge la actividad Solve para que realice el flujo de carga del sistema y

calcule las pérdidas respectivas. Posteriormente, pueden presentarse los flujos de potencia en forma gráfica ya sea en pantalla o en papel.

GRUPOS DE PROGRAMAS PRINCIPALES DEL PSS/U.

Los programas del PSS/U están localizados en el directorio principal llamado PSSU7W y bajo el subdirectorío PSUBIN. Dependiendo de las opciones que incluya la versión algunos programas pueden ser o no instalados.

La versión 7.3 tiene los siguientes grupos de programas importantes:

ANÁLISIS DE LÍNEA INDEPENDIENTE (independent wire analysis) :

Es un grupo de programas que realizan los mismos análisis pero considerando a la red como líneas individuales, es decir, es un análisis fase por fase.

CONVERTIDOR DE VERSIONES 6 A 7 (pss/u 6 to 7 convert) :

Si se tenían trabajos realizados en versión 6 (o anterior) de ambiente DOS del PSS/U pueden convertirse a la versión 7.3 para Windows por medio de este grupo.

CONVERTIDOR DE VERSIONES 3 A 4 (pss/u 3 to 4 convert):

Con este grupo de programas es posible hacer cambios en trabajos de la versión 3.1 (o anterior) con la versión 4.0 ; es sólo para versiones mucho más anteriores, en caso de que se disponga de alguna de ellas.

GRAFICADOR (lineup) :

Es un grupo de programas auxiliares con los que se puede determinar factores de escala y calibración para el ploteo de los casos en estudio.

EDITOR DE COMPONENTES DE LA RED (pss/u editor) :

Es el primer grupo de programas cuando se va a iniciar un estudio, ya que se comenzará por describir detalladamente cada elemento o componente de la red por separado para después poder ser resuelto y presentado.

PROTECTOR DEL SOFTWARE (serialize):

Está en combinación con el módulo de firma (Dongle) ya que con ellos se protegen todas las librerías del paquete dando el código y número de serie asignado al comprador o usuario.

PSS/U:

Este es el grupo de programas que ejecutan todos los análisis disponibles en lo concerniente a circuitos trifásicos. Se trabaja según la actividad a realizar. Cada actividad ejecuta una operación computacional distinta en el desarrollo de un flujo de carga, de corto circuito o de coordinación.

2.2.3.2. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE LOS PROGRAMAS DE MILSOFT INTEGRATED SOLUTIONS.

Milsoft Integrated Solutions ofrece desde 1989 tres programas para aplicaciones de Sistemas de Potencia Eléctricos:

**DISTRIBUTION ANALISIS
CIRCUIT ANALISIS
LIGHT TABLE**

DISTRIBUTION ANALISIS (Análisis de Distribución)

Elementos de los que dispone:

Despliegue gráfico de los parámetros de la sección.
Modelaje de switches para cambios de línea.
Cálculo de Caídas de voltaje (balanceado y desbalanceado).
Cálculo de corrientes de falla.
Estudios de coordinación y operación de protecciones.
Estudios de localización de capacitores para reducción de pérdidas.
Balance de fases para reducción de pérdidas.
Análisis de arranque de motores.

En el programa de análisis de distribución se tienen dos opciones, el estudio interactivo que se dirige ya sea a los alimentadores o a la subestación y el estudio serie que analiza a ambos.

En general, se necesitan las características propias de cada dispositivo de la red descritos de esta manera:

- a) Sección de línea: hay que definir las fases, código de las líneas, longitud de las líneas, dispositivos de seccionalizado conectados a ellas y la ampacidad de la línea por supuesto.
- b) Los capacitores: aquí se define el código de la fase, los KVAR por fase y la relación de voltaje.
- c) Secciones de líneas subterránea: éstos se definen por el código de fase, código de conductores, longitud, etc.
- d) Los transformadores de distribución: éstos se definen por el código de la fase, código de la relación de la fase entrada/salida y el código del arreglo que posee en la línea.
- e) La fuente: se define la fase de voltaje primario y secundario, la impedancia de fase a tierra, el número de subestación, las impedancias de secuencia cero y positiva, y el tipo de conexión si es en estrella o delta.
Análisis de la Red.

La tarea más importante de los Sistemas de Distribución es crear un sistema de precisión de Ingeniería para cada uno de los sistemas en estudio. Tomando en cuenta que los programas en computadora proporcionan únicamente resultados basados en la información que ellos obtuvieron durante el proceso de trabajo, el primer paso en el modelado de un sistema de potencia es recoger todos los datos pertinentes.

En cuanto a las variables de entrada, son generalmente las mismas para ambos simuladores, es por ello que nos limitaremos únicamente a mencionarlas:

- Impedancias y voltajes de la(s) fuente(s).
- Impedancias de los tramos de la red.
- Capacidades de los transformadores de distribución.
- Capacidad de los dispositivos de seccionalizado.
- Capacitancia y KV de los bancos de condensadores de la red.

La fuente de esta información se encuentra en el mejor de los casos en las placas de los equipos, páginas de estaqueo y mapas. De no ser así, debe hacerse un levantamiento.

Una decisión importante que debe tomarse tempranamente es el nivel de diseño del modelado. La suma de los detalles deberá ser involucrado para cada sección del conductor en sectores urbanos. Típicamente en el modelado rural, las líneas se definen por sección y se mantienen constantes hasta que cambia el calibre del conductor o se cambie de fase, o se cambie significativamente la carga o el tap del transformador, o cualquier dispositivo de desconexión.

Cuando el sistema se divide en secciones de línea, cada sección posee un único número, entonces estamos listos para introducir estos datos al computador. En este tipo de programas puede definirse cualquier tipo de conductor del sistema de potencia dentro del editor de conductores. El listado principal de conductores deberá poseer conductores primarios y secundarios, sean éstos subterráneos o aéreos. Éstos pueden definirse de cualquier longitud, introduciendo su ampacidad por milla, su reactancia considerando el radio geométrico medio (GMR) y un conductor neutro asociado. Para conductores independientes a la longitud simplemente se introduce la ampacidad, las impedancias de secuencia cero y positiva, y la unidad de longitud.

Al definir conductores subterráneos que dependen de la longitud, se introduce su ampacidad, la resistencia por cada mil pies, el GMR, el número del ramal y el diámetro del cable.

Al definir los transformadores deberán introducirse la razón de KVA monofásicos, el porcentaje de impedancias X/R y las impedancias de secuencia cero y positiva.

Al definir los generadores, lo que se hace es introducir las impedancias de secuencia cero y positiva, al igual que los transformadores y el tipo de conexión ya sea estrella o delta.

Una vez el sistema haya sido modelado y las cargas hayan sido introducidas en el editor, se puede comenzar el análisis del sistema de distribución.

Ahora, está listo para calcular la carga en cada alimentador, basado en información del editor de carga y las especificaciones de los parámetros que se encuentran en la línea. En la ejecución del programa, el usuario tendrá el flujo de carga de cada sección, el análisis de corrientes de fallas ya sea de línea a línea o de línea a tierra, además tendrá la opción del análisis de corriente de falla para los dispositivos seccionadores y por último podrá obtener el usuario la localización de posibles bancos de capacitores y los valores necesarios de los capacitores determinando un mejoramiento en el factor de potencia.

CIRCUIT ANALISIS (Análisis de Circuitos)

Dos formas de trabajo: ***modo de caídas de voltaje***
 modo de seccionalización

Este agrega despliegue gráficos a color del modelo de impedancia y resultados de los cálculos. Cada sección de línea es representada por una línea con una longitud equivalente.

En modo de voltaje: despliega:

- Voltaje bajo
- Voltaje normal
- Voltaje alto
- Porcentaje de capacidad
- Porcentaje de desbalance

En modo de seccionalización despliega:

- Falla máxima.
- Falla mínima.
- Corrientes de carga.
- Problemas de coordinación (en diferentes colores).
- Diagrama de una línea del circuito.

Código de colores empleado por el programa en modo de caídas de voltaje:

Rojo	: para bajo voltaje.
Azul	: para alto voltaje.
Verde	: para indicar que la corriente de carga está sobre el límite
Morado	: para indicar las secciones que han entrado al límite de desbalance.

Código de colores empleado por el programa en modo de seccionalización:

Rojo	: para indicar que la falla excede la máxima capacidad interruptiva del lugar.
Verde	: indica que hay más corriente de carga que la del rango de los equipos.
Azul claro	: indica que la mínima falla está por debajo del valor pico de los equipos.
Café	: para indicar tiempos no coordinados de los dispositivos de protección.

LIGHT TABLE (programa de coordinación de protecciones) .

La utilidad de este programa radica en que es capaz de desplegar, analizar, comparar y manipular grupos de **CURVAS DE TIEMPO-CORRIENTE** en transparencias logarítmicas para determinar la coordinación correcta entre los dispositivos de protección (reclosers, fusibles, relés, etc.) .

Elementos:

- Despliegue gráfico de curvas.
- Localización y marca de puntos de intersección.
- Examinar y cambiar información de tiempo-corriente.
- Creación de curvas propias adicionales.

Una vez definidos los conductores, el siguiente paso consiste en definir algunos dispositivos de protección de sobrecorriente que serán usados en el sistema, su sistema de operación y los puntos de coordinación. Ahora, vamos a introducir estos parámetros en el editor de dispositivos de seccionalizado.

A continuación se listan los diferentes tipos de seccionalizado que existen:

- OCR (Recerradores de circuitos inmersos en aceite).
- Fusibles.
- Seccionalizadores.
- Recerradores.

Light Table examina la coordinación de los dispositivos ORC utilizados en sistemas de distribución, basándose en la separación entre las veces que éstos operan. Al definir las características de los dispositivos se usan códigos propios, la razón de corriente o la relación de corriente máxima, la relación de voltaje, etc., sin dejar de tomar en cuenta los puntos de coordinación de los mismos. El siguiente paso para inicializar la base de datos consiste en asignarle un número en cada sección de línea.

Estos tres programas representaron la 1a. Generación de Milsoft.

La 2a. Generación la representa el programa **Windmil²² versión 2.06** con aplicaciones distribuidas en tres categorías (esquema demostrativo):

- Para la construcción y modificación del circuito modelo.
- Para calcular y reportar condiciones del circuito (voltajes, flujos de corriente,etc.).
- Para modificaciones al circuito y aumentar eficiencia en la operación y solución de problemas.

²² Información obtenida del comerciante a través de Internet, <http://www.milsoft.com>

CONCLUSIONES

-Un análisis de pérdidas o estudio de cargas hecho a través de simuladores, presenta mayores ventajas (confiabilidad , rapidez, precisión) que un estudio hecho sin ellos siempre y cuando los datos que se hayan proporcionado sean los correctos.

-Los programas de simulación existentes en el mercado presentan características similares de estudio (flujos de carga, análisis de fallas y coordinación de protecciones); el seleccionar uno u otro radicará en la dimensión del estudio que se quiere desarrollar para adecuarlo a la capacidad que ofrezca el simulador .

-Deben seleccionarse adecuadamente las variables de entrada del programa en vista de que los simuladores, arrojan resultados basados en la información que obtuvieron en el proceso de edición de datos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R. Stevenson, William D. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, 2ª Edición, 1988.
- R. Manual de Operaciones del PSS/U, Power Technologies, Inc. Diciembre de 1994.
- pp. Lo nuevo de Power Technologies, Inc. Información del fabricante a través de Internet, <http://www.pti-us.com>.
- pp. Lo nuevo de Milsoft Integrated Solution. Información obtenida del fabricante a través de Internet, <http://www.milsoft.com>.

CAPITULO III ESTUDIO TECNICO DE LA RED ACTUAL Y CON EL NUEVO NIVEL DE VOLTAJE.

Este capítulo tiene como objetivo presentar las actividades que se llevaron a cabo para el desarrollo del estudio técnico de la red de distribución a fin de determinar la factibilidad.

En primer lugar se estableció una metodología de recolección de variables, la cual consiste en el levantamiento de datos de la subestación y su red asociada (datos de placa de los transformadores de potencia y de distribución, capacitores, recerradores, protecciones, tipo y calibres de las líneas, etc.); además se recorrió toda la red para confrontar boletas anteriores y determinar las capacidades nominales de los transformadores y tomar fotografías. Se han tabulado datos recolectados en base a las lecturas de los medidores de corriente (Loadloggers) en los puntos potenciales (previamente seleccionados) de la red, y se han empleado dichos datos para introducirlos al Simulador, el cual nos proporciona pérdidas técnicas instantáneas del sistema en condiciones nominales, promedio o máximas, según sea la información suministrada al programa.

De los medidores de corriente también se pudo conocer los valores promedio y máximo de corriente estableciendo las demandas respectivas (promedio y máxima), para hacer las simulaciones y conocer pérdidas totales, el nivel de voltaje en el punto más crítico; los porcentajes de regulación de voltaje y pérdidas, porcentaje de sobrecarga de los transformadores y de los conductores de la línea.

Para analizar la red con el nuevo nivel de voltaje será necesario aplicarle al sistema el mismo examen de simulaciones que la condición actual, manteniendo algunos parámetros constantes como por ejemplo, la carga en condiciones promedio, la capacidad de transformador de potencia. Además, debido a que a 13.2kV el espaciamiento entre líneas es mayor, fue necesario recalcular los parámetros eléctricos de la línea así como también se cambió el nivel de voltaje de los bancos de capacitores. De esta manera, se podrá hacer comparaciones entre ambos casos de pérdidas totales del sistema y porcentaje de pérdidas ; la caída de tensión y el porcentaje de regulación en el punto más crítico; y además, el porcentaje de sobrecarga de los conductores.

Si los resultados permiten establecer que la reconversión de voltaje mejora los porcentajes de regulación de tensión y disminuye las pérdidas técnicas en los

alimentadores por debajo de los valores establecidos como estándares en los criterios de simulación y planeación, podemos decir que el cambio de tensión de 2.4kV por el de 13.2kV es factible técnicamente. Entonces se procederá a establecer un plan de rediseño de las capacidades de los transformadores de distribución así como el número de unidades monofásicas que sean necesarias para instalar la potencia exigida por la carga actual.

Se analizarán principalmente dos aspectos:

- **La calidad del servicio en cuanto a la entrega de voltaje a los abonados.**
- **Las pérdidas técnicas de la línea.**

3.1. METODOLOGÍA DE LA RECOLECCIÓN DE DATOS.

La metodología establecida para la recolección de datos consistió en varios pasos:

1. Obtener la planimetría de la Ciudad de Santa Ana.
2. Se solicitó a la Unidad de Sistemas Geográficos (USIG) de E.S. ENERGÍA, S.A. de C.V. el levantamiento topográfico de postes y tramos primarios de línea primaria de los circuitos en estudio.
3. Se recorrió la línea para verificar y comprobar la ubicación y capacidad nominal de transformadores de distribución, postes, estructuras, protecciones, distancia total de los 2 circuitos.
4. En forma paralela, se instalaron equipos registradores de corriente en puntos estratégicos de la red (previamente discutidos con la Unidad de Ingeniería de CLESA) para determinar así la demanda máxima del sistema. Los datos obtenidos se presentan en forma gráfica en el Anexo J.

Además, se realizaron visitas a las instalaciones de la Subestación San Rafael, para conocer en detalle los datos de placa, las protecciones, la capacidad y ubicación de los bancos de transformadores, así como los circuitos que están conectados a cada transformador de potencia y además revisar las boletas de control diario sobre la demanda por hora de cada transformador.

3.1.1. UBICACIÓN CARTOGRÁFICA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA A 2.4KV DE LA CIUDAD DE SANTA ANA.

En el plano adjunto se montó toda la red para tener parámetros de estudio en lo referente a distancias por tramo y totales de los circuitos, ubicación de postes, estructuras y transformadores, puntos de medición, selección y codificación de nodos, entre otros.

3.1.2 INFORMACIÓN SOBRE POSTES Y TRAMOS PRIMARIOS.

El Anexo E (Tablas 3.1 y 3.2) contiene las boletas del levantamiento realizado; aquí se describen en forma tabular las distancias entre postes, el calibre de los conductores existentes, el tipo y altura de poste, número de hilos y faseo, entre otros.

3.1.3 DATOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN INSTALADOS.

La hoja tabular de esta información se encuentra en el Anexo F.

Existe un total de 28 transformadores de distribución, 7 de los cuales son monofásicos. La tabla de este anexo se formó en base a datos proporcionados por la Unidad de Sistema Geográfico de E.S. ENERGÍA S.A. de C.V. y de la inspección visual realizada.

3.1.4 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL DE SANTA ANA.

La subestación San Rafael distribuye energía a la Ciudad de Santa Ana, con 3 transformadores de potencia, 2 transformadores (46/13.2 kV) con 2 alimentadores cada uno a 13.2 kV (en las zonas: central, norte, sur, y Coatepeque) y 1 transformador (34.5/2.4 kV) con 2 alimentadores a 2.4kV (Circuitos 9 y 11) con abonados distribuidos de la siguiente forma:

CIRCUITO 9:

5a. Calle Oriente, entre 17 y 23 Av. Sur; 7a. Calle Oriente, entre 9a. y 17 Av. Sur; (a. Av. Sur entre Calle Libertad y 7a. Calle Oriente; Hospital San Juan de Dios y Hospital Cader.

CIRCUITO 11:

9a. Calle Oriente entre 23a. y 7a. Av. Sur, barrio El Angel y Colonia 5 de Mayo.

Los circuitos anteriores hacen un total de 6.533 km de línea; uno cuenta con 2.964 km y el otro 3.969 km, respectivamente.

Según pudo verificarse, el número de bancos de capacitores existentes es de tres, especificados en la tabla 3.5 del Anexo G. El transformador de potencia de 2.4kV es el que dispone de un interruptor de potencia con especificaciones dadas en la tabla 3.6.

El diseño actual de la red puede apreciarse en el diagrama unifilar de la figura 3.1 del Anexo H.

3.1.5 DEMANDA ACTUAL.

Para determinar la demanda actual se instalaron simultáneamente medidores de corriente en diferentes puntos de la red, detallados en las tabla 3.8 y 3.9 del Anexo I.

El Anexo J muestra las gráficas de carga resultantes de las mediciones hechas en los siete puntos descritos por la tabla 3.8. En general, al graficar los datos de las mediciones por día, la carga tiene una diferencia apreciable entre las 6:00 pm y 7:00 pm que es cuando se da la mayor demanda tanto por zonas residenciales como por el alumbrado público; para zonas comerciales normalmente existe también un aumento de demanda progresivo que va desde las 7:00 am y 6:00 pm dándose un máximo entre las 10:00 am y 12:00 m.; la duración de la demanda máxima tiene un aproximado de de 2 a 4 horas para todos los puntos.

En la esquina inferior izquierda de cada gráfica del Anexo J, se muestran tanto el valor máximo de carga como el valor promedio de la misma en KVA.

3.2. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE LA RED.

La evaluación de las pérdidas de potencia, en uno o en varios puntos de operación del sistema, es necesario para la estimación de las pérdidas de energía. Una de las formas más utilizadas para estimar las pérdidas de potencia es mediante el uso de flujos de carga.

Como resultado del flujo de carga se obtienen los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos del sistema, y con estos datos se estima el valor de las pérdidas de potencia, de acuerdo con las metodologías siguientes:

Calcular las corrientes que circulan por los diferentes elementos mediante la ecuación:

$$I_k = \frac{V_i - V_j}{Z_k} \quad \text{Ec.3.1}$$

Donde:

I_k : Corriente que circula por el elemento k conectado entre los puntos i-j.
 Z_k : Impedancia del elemento k, es decir:

Luego:

$$Z_k = R_k + jX_k \quad \text{Ec.3.2}$$

Conocidas las corrientes por los diferentes elementos I_k , se calculan las pérdidas PI_k de la siguiente forma:

$$PI_k = R_k \times I_k^2 \quad \text{Ec.3.3}$$

Donde:

PI_k : Pérdidas (W) en el elemento k.

Las pérdidas técnicas totales del sistema se encuentran sumando las pérdidas en cada elemento y adicionándoles las pérdidas que son independientes de la demanda (pérdida en vacío de los elementos, Efecto Corona).

Estas pérdidas en vacío se pueden representar en forma independiente o como parte de los modelos utilizados en la solución del problema:

$$PI = \sum_{k=1}^n PI_k + PI \quad \text{Ec.3.4}$$

Donde:

n : Número de elementos.
 PI : Pérdidas independientes de la demanda (W).

Una forma alterna de evaluar las pérdidas de potencia del sistema es:
 Calcular la potencia activa suministrada por el sistema. Las pérdidas están dadas por:

$$P_l = P - \sum_{k=1}^m P_{dk} + P_l \quad \text{Ec.3.5}$$

Donde:

- P : Potencia activa suministrada por el sistema (W).
- P_{dk} : Demanda en el punto k (W).
- m : Número de puntos de la demanda.

ESTIMACION DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de las pérdidas de potencia. Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema, se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas (utilizando por ejemplo un flujo de carga).

Conocidos los valores de las pérdidas de potencia en cada momento se calcula el valor de las pérdidas totales de energía:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{lk} \cdot \Delta T_k \quad \text{Ec.3.6}$$

Donde:

- L : Pérdidas de energía (WH).
- P_{lk} : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).
- N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.
- ΔT_k : Intervalo de tiempo (H).

Esta forma de evaluar las pérdidas se puede considerar como la forma ideal. Sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes:

1. Se debe disponer de mediciones en todos los puntos del sistema.
2. Estas mediciones se deben de realizar todo el tiempo de estudio.
3. Se deben realizar las mediciones simultáneamente.

El cumplimiento de estos puntos anteriores conlleva por lo general, costos muy elevados por la necesidad de equipo de medición y tiempo requerido en la recolección de la información. Por esta razón se sugiere la utilización de metodologías que utilicen modelos estadísticos que permiten evaluar las pérdidas en la demanda máxima (o para diferentes condiciones de operación del sistema), y mediante la utilización de una serie de factores se estima el valor de pérdidas de energía durante el período de estudio.

3.2.1 CRITERIOS DE MODELAJE DE LA RED.

3.2.1.1.CRITERIOS DE OPERACIÓN NORMAL.

Observando el espectro de los registradores de corriente en el cual se describe la tendencia de la demanda en un día típico (Anexo J) se ve claramente que los valores de corriente pico duran entre dos y cuatro horas y el resto de las horas la carga se encuentra dentro de los valores promedio. Es por eso que se opta como valores de operación normales los valores promedio para evaluar pérdidas.

3.2.1.2.CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CARGA REAL.

Se seguirán los siguientes criterios:

Para cuantificar la carga del circuito se hace necesario colocar medidores de corriente sobre puntos estratégicos de la red primaria, trabajo realizado por personal de CLESA y los medidores proporcionados por E.S. ENERGÍA.

Dichos instrumentos estuvieron midiendo corriente por un período promedio de un mes y una vez concluido el período de medición se procedió a generar espectros de corrientes vrs. tiempo y se calculó el valor promedio de corriente en cada uno de los puntos de medición. Con esto ya podíamos estimar la carga de nuestro sistema siguiendo el proceso siguiente:

Se simuló la red considerando las impedancias de la línea con un crucero de 0.91 m. y con los transformadores de distribución a capacidad nominal. Se observaron los flujos de corriente producto de la simulación y se comparó con los valores promedio de los puntos de medición; obviamente existió una discrepancia entre la simulación y la medición.

Se procedió a ejecutar la función SCAL la cual permite incrementar o decrementar la carga en diferentes ramales del circuito, hasta que los valores simulador se acercaron a los valores de corriente medidos (Ver el Anexo N).

3.2.1.3.CRITERIOS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA:

Para proyecciones de demanda se seleccionaron los años 1997 hasta el 2012 utilizando un índice de crecimiento de 6 % anual para los primeros 5 años, 5 % para los 5 próximos y 3 % para los restantes.

3.2.1.4. CRITERIO DE PORCENTAJE DE VOLTAJE MAXIMO Y MINIMO PERMISIBLE:

Se considerará 114 - 126V (base 120V) como el rango establecido según Normas ANSI, para sitios donde se ofrece el mejor servicio de voltaje (refiérase a la figura 3.9 del Anexo K).

3.3. SIMULACIÓN DE LA RED CON CARGA PROMEDIO A 2.4 kV.

Valores Base del Sistema:

kVAbase	=1500
kVbase	=2.4

Simular la red actual implica traducir la red tal como está al simulador (remitirse al Anexo L, Fig.3.10 y 3.11). Una vez simulada la red actual se analizaron los resultados siguientes:

Las capacidades de los transformadores de distribución se encuentran por debajo de sus capacidades nominales de placa.

El nivel de tensión en el tramo de línea comprendido entre los postes 3423282 y 3423283 ambos ubicados sobre la 9ª. Avenida Sur y pertenecientes al circuito 9 representa al voltaje más bajo de toda la red (48B) y tiene un valor de 109.34V, base 120V, el cual no cumple con el criterio del mínimo voltaje permitido (114 V); de aquí podemos decir que la red no está ofreciendo un buen servicio en cuanto a voltaje respecta.

El nivel de pérdidas es igual a 41.32 KW; valor alto de pérdidas de potencia como producto del nivel de voltaje y tipo de calibre existente en la línea, considerando que la simulación se ha hecho únicamente a nivel primario. En un sentido estricto faltaría sumar las pérdidas técnicas de los transformadores de distribución y la red secundaria.

En la tabla 3.12 (RED SIN MODIFICAR) del Anexo Ñ puede observarse la situación futura de la red sin ningún cambio en los próximos 15 años y esta permite ver como las condiciones de la red se van degradando con el tiempo ya que el voltaje en el punto más crítico empeora año con año, además el valor de pérdidas aumenta considerablemente, y por último se puede observar que la capacidad de la fuente en el año 2006, que es 1919.17 kW excede al valor nominal de la fuente (1.5 MVA).

3.3.1. SIMULACIÓN DE LA RED A 2.4 KV RECALIBRADA CON 2/0 ACSR.

Valores Base del Sistema:

kVAbase	=1500
kVbase	=2.4

Al recalibrar la red completamente con conductor calibre 2/0 ACSR la red mostró los resultados descritos en la tabla 3.12 (RECALIBRADO), donde ahora el voltaje en el tramo de línea entre los postes 4505872 y 4505871 del circuito 11 (punto más distante de toda la red) al cual se le denominó 23A ha tenido una mejoría en el nivel de tensión, el cual es 115.04 V base 120 V y las pérdidas técnicas totales son de 16.75 KW, también mejoradas respecto a la red sin ningún cambio.

Al proyectar la demanda para los próximos quince años presenta una limitante en cuanto al voltaje más crítico de la red ya que, en el año 2001, el voltaje en el punto más crítico es ligeramente menor al mínimo establecido para ofrecer un buen servicio. Por otra parte al proyectar la carga, y observar el año 2007 se puede notar que la demanda de la fuente es de 1520.16 KW valor que excede a la capacidad nominal del transformador 34.5/2.4kV.

3.4. SIMULACIÓN DE LA RED RECONVERTIDA A 13.2 KV.

Valores Base del Sistema:

kVAbase	=1500
kVbase	=13.2

En cuanto a los parámetros eléctricos de la línea, se cambio el valor de reactancia de los conductores considerando que a 13.2 KV el crucero tiene una longitud de 2.03 m.

Para esta posible solución (Tabla 3.12, RECONVERTIDO), las condiciones de voltaje mínimo se mejoran convenientemente ya que el voltaje más crítico en toda la red (nodo 23A) en ningún momento de la proyección de la demanda llegar a ser menor que 114 V, cumpliéndose así el criterio de calidad de voltaje. El nivel de pérdidas se reduce considerablemente a través de los años proyectados debido a que el voltaje ha sido mejorado satisfactoriamente.

La factibilidad de ejecutar el proceso de reconversión está determinado por la existencias de dos transformadores de potencia ubicados en la misma subestación, cuyas capacidades son 10 y 15 MVA, y la máxima demanda para cada uno de ellos es 6.85 y 7.46 MVA respectivamente; lo cual permite cargar un circuito en cada transformador de 13.2 KV.

3.4.1. SIMULACIÓN DE LA RED RECONVERTIDA A 13.2 KV Y RECALIBRADA A 2/0 ACSR²³.

Reconvertir y Recalibrar implica tanto sustituir los tipos de calibre actual por el 2/0 ACSR y cambiar el nivel de voltaje a 13.2 KV. Aquí, los kilovatios demandados a la fuente (1.5 MVA) la exceden hasta el año 2008 con 1515.06 KW (Anexo Ñ); mientras que las pérdidas permanecen relativamente muy bajas llegando hasta 2.07 KW en el año 2012.

La calidad del servicio con esta alternativa, es técnicamente superior en todo el período de estudio y el porcentaje de pérdidas es mucho menor; es decir, se mejoran ambos parámetros notablemente. De las tres soluciones, esta se perfila como la más costosa aunque resulta ser la mejor debido a que es una modificación combinada.

3.4.1.1. PLAN DE REDISEÑO DE LAS CAPACIDADES DE LOS NUEVOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

El ciclo normal de carga de los transformadores de distribución, consiste en una carga relativamente baja la mayor parte del día, con una o más crestas cuya duración puede ser de unos minutos o unas horas.

Bajo estas condiciones, *puede permitirse que un transformador conduzca durante el período de cresta, cargas superiores a la de su capacidad nominal para servicio permanente con ventilación natural.*

Esto es así, *porque la temperatura interior del transformador aumenta en forma relativamente lenta debido a las propiedades de acumulación de calor del transformador.*

²³ Se optó por este conductor debido a que es el calibre estándar que emplea CLESA para sus alimentadores.

Un ciclo diario de carga típico se presenta en forma de diagrama en las figuras del Anexo J, en las cuales se describe los Amperios máximos y promedios calculados 12 horas antes que se de la cresta para cada uno de los puntos de medición.

DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES (PARA TEMPERATURA AMBIENTE A 30 °C).

Para determinar este factor, necesitamos conocer tanto el porcentaje de carga inicial como la duración de cresta; desarrollados a continuación:

$$\% \text{ Carga Inicial} = \frac{\text{KVA}_{\text{inicial}}}{\text{KVA}_{\text{cresta}}} \times 100 \quad \text{Ec.3.7}$$

Donde:

- kVA_{inicial} : es la demanda en kVA promediado 12 horas antes que se de la cresta de carga.
kVA_{cresta} : es la demanda en kVA promediado durante el tiempo de duración de la cresta.

Con la Figura 3.10 (Anexo K) se puede determinar la capacidad que deben tener los transformadores de acuerdo al ciclo de carga de que se trata, de la siguiente forma; tomando como ejemplo el transformador de 80 KVA trifásico que se encuentra en el poste 4505882 (nodo 6a), ubicado entre la 11 Calle Oriente y 21 Avenida Sur, tenemos:

- 1) Se calcula el %Carga inicial con la fórmula dada anteriormente; para el caso del nodo 6A tenemos:

$$\begin{aligned} \text{kVA}_{\text{inicial}} &= 61.88 \\ \text{kVA}_{\text{cresta}} &= 106.41 \end{aligned}$$

$$\% \text{ Carga Inicial} = \frac{61.88}{106.41} \times 100 = 58.0\%$$

- 2) Se toma la duración de cresta, en este caso es de 4 horas.
- 3) De la Figura del Anexo M se entra con la duración de la cresta (abcisas) y se intercepta con la curva de %Carga inicial; su correspondiente ordenada es el factor de capacidad del transformador. volviendo al ejemplo del nodo 6A obtendríamos un factor de 0.87.

- 4) La capacidad requerida del transformador sería:

$$\text{Capacidad requerida} = \text{KVAcresta} \times \text{Factor de capacidad} \quad \text{Ec.3.8}$$

Es decir:

$$\text{Capacidad requerida} = 106.41 \times 0.87 = 92.58 \text{ KVA}$$

- 5) El arreglo sugerido sería:

3 transformadores de 37.5kVA

Para los demás transformadores el procedimiento de cálculo es el mismo y se presentan en la Tabla 3.10 del Anexo M.

El Anexo O contiene un listado de las estructuras a utilizar tanto para el vestido de postes como para la instalación de los nuevos bancos de transformadores; el resumen de la cantidad y capacidad de transformadores a utilizar se encuentra en el Anexo P.

CONCLUSIONES

- El nivel de pérdidas técnicas de la línea en los circuitos 9 y 11 es considerable tomando en cuenta que no se tomaron las pérdidas por transformación ni las pérdidas en los alimentadores secundarios.
- El voltaje en el punto más crítico no cumple con las normas ANSI en la cual se sugiere como voltaje mínimo 114V con base a 120V.
- Del estudio técnico puede apreciarse que la reconversión de voltaje es necesaria y conveniente debido a todas las comprobaciones que establecieron las simulaciones en cuanto a que se tendrían menos pérdidas técnicas y un mejor servicio al usuario.
- De las alternativas de solución se puede concluir que técnicamente las tres alternativas proporcionan una mejora en el nivel de voltaje de toda la red y en el nivel de pérdidas técnicas, pero el proyecto de RECALIBRACIÓN Y RECONVERSIÓN es el más factible aunque con la proyección de la demanda a 15 años, el RECALIBRAR la red mejora el voltaje hasta el año 2000; el RECONVERTIR lo mejora en todo el período y RECALIBRAR-RECONVERTIR mejora tanto las pérdidas técnicas como el voltaje en el punto más crítico de manera más conveniente.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R. Planeamiento y diseño de redes de distribución. Subproyecto No.9 de cooperación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y la Organización Nórdica para la promoción internacional de cooperación y consumo de Energía Eléctrica (NORDEL), en cooperación con CEL,
- R. Manual Eléctrico. Industrias Conelec S.A.
- R. Guía para el Planeamiento de Sistemas Eléctricos de Distribución. Boletín REA 60-8, Octubre de 1980.
- R. Eficiencia de Energía: Optimización de los Sistemas de Distribución de Potencia Eléctricos, Pérdidas del Sistema. Departamento de Energía del Banco Mundial, Julio de 1982.
- R. Proyección de Demanda Máxima Anual de 1995 hasta el 2010, Distribuidora de Occidente, Informe Técnico. Superintendencia de Planificación, E.S. Energía S.A. de C.V., Enero de 1996.

CAPITULO IV

ESTUDIO ECONÓMICO.

En este capítulo se tratarán única y exclusivamente los parámetros que debe tomar en cuenta cualquier empresa o entidad que desee evaluar económicamente las opciones de proyectos a disposición, necesarios para solventar un problema existente que crece y que genera cuantiosas pérdidas a su economía.

Para poder declarar como factible la reconversión no basta mejorar las técnicas sobre la red si no que es necesario establecer una comparación entre la inversión que implica el cambio de voltaje (cambios de transformadores, aisladores, cruceros, etc.) que se detallan en los Anexos 16 y 17 con los cuales se puede hacer un costo de estimación de estructuras, mano de obra y transformadores de distribución de 1020582.29 colones (ver Anexo P) con IVA incluido y el ahorro producto de la reducción de pérdidas acumulado en cada año como lo muestran los Anexos 18, 19 y 20.

La Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA) tiene en su red de distribución dos circuitos que se encuentran a un nivel de voltaje de 2.4 kV que por su naturaleza le ocasionan grandes pérdidas. Entre las posibles y más viables soluciones se encuentran:

- El Recalibrado en las líneas
- La Reconversión de voltaje de 2.4 a 13.2 kV y
- ambos proyectos a la vez.

Después de hacer un análisis amplio de la red y haber hecho simulaciones con distintos escenarios y proyecciones de carga para los próximos quince años, se obtuvieron datos de demanda de la fuente y las pérdidas en el sistema; así también se investigó el precio a que se compra y se vende la energía. Con toda esta información se hizo un estimado de los costos que implicarían el llevar a cabo cualquiera de los tres proyectos.

Se evaluaron los costos y los ingresos totales para cada uno de los proyectos, obteniendo un valor o beneficio neto para cada uno de los años, y luego fueron traídos a valor presente para contrarrestarlos con la inversión hecha; con ésto ya se puede calcular en cuanto tiempo retorna el capital invertido. Así también se calcula la tasa interna de rendimiento para los tres casos mencionados.

Una vez terminado el estudio técnico, es de mucha importancia que la empresa

haga una evaluación económica para establecer cual de los tres proyectos simulados le resulta con mayores ganancias y/o con menores pérdidas o egresos. Para el caso, es preciso encontrar el Beneficio Neto de llevar a ejecución cada uno de los proyectos comparado con la situación actual de la red en estudio.

Dicho beneficio, resulta comparando y encontrando la diferencia existente entre los Costos Totales que paga la empresa distribuidora y que incluye la compra de energía a la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y la inversión que se debe hacer para sufragar los gastos del proyecto y los Ingresos totales, que son producto de la venta de energía a los abonados.

La inversión a realizar, la compra y venta de energía hecha para cada uno de los proyectos, va de acuerdo a los cálculos, suposiciones, simulaciones y proyecciones hechas. El monto económico de las inversiones son:

Recalibrado	:	∅	252,545.00
Reconvertido	:	∅	768,038.00
Recalibrado-Reconvertido	:	∅	1,020,582.00

Las inversiones anteriores cubren tanto la compra de equipo y material, así como la mano de obra para llevar a cabo el montaje de transformadores, postes, cable, herrajes y sus estructuras necesarias.

El costo de Kilovatio-hora que paga la empresa distribuidora viene dado por:

$$\text{Kilovatio-hora (compra)} = 0.5711 \times \# \text{ Kilovatios} \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ horas} \quad \text{Ec.4.1}$$

El precio de Kilovatio-hora con el que la empresa vende a los usuarios del servicio de energía eléctrica, viene dado por:

$$\text{Kilovatio-hora (venta)} = 0.78 \times \# \text{ Kilovatios} \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ horas} \quad \text{Ec.4.2}$$

Los valores promedios de 0.5711 y 0.78 fueron proporcionados por la superintendencia de la Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA).

Luego, el beneficio con proyecto (C/P) resulta de restar costos totales de las ventas, con valores arrojados de acuerdo al proyecto a ejecutar; mientras que el beneficio sin proyecto (S/P) es la diferencia de ventas y costos totales en condiciones actuales.

El Beneficio Neto es el dato que se necesita para hacer una comparación de ingresos o egresos líquidos o finales de acuerdo al proyecto y en función de las estimaciones de carga para proyecciones hechas en un horizonte de tiempo de 15 años.

Se aplicarán al Beneficio Neto dos funciones de economía financiera utilizadas ampliamente para evaluar proyectos para medir que tanta rentabilidad podría presentar una inversión. Las funciones que se utilizarán son el VAN y el TIR, las cuales se describen a continuación:

4.1. VALOR PRESENTE NETO (VPN).

El valor presente o actual neto es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

Las ganancias anuales de la empresa son tomadas como flujos positivos mientras que los desembolsos como flujos negativos; para nuestro caso, el único desembolso es la inversión inicial en el año cero (1997, tiempo inicial del estudio).

Cuando se hacen cálculos de pasar, en forma equivalente, dinero del presente al futuro, se utiliza una "i" de interés o de crecimiento del dinero; pero cuando se quiere pasar cantidades futuras al presente se usa una "tasa de descuento", llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos a tiempo cero se les llama flujos descontados.

Sumar los flujos descontados en el presente y restar la inversión inicial equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero. Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el VPN sea mayor que cero.

Si la tasa de descuento costo de capital aplicada en el cálculo de VPN fuera la tasa inflacionaria promedio del período de tiempo establecido, las ganancias de la empresas sólo servirían para mantener el valor adquisitivo real que la empresa tenía en el año cero siempre y cuando se reinvirtieran todas las ganancias.

El valor del VPN es inversamente proporcional al valor de la "i" aplicada, de modo que si se pide un gran rendimiento a la inversión, el VPN puede volverse fácilmente negativo, y en este caso se rechazaría el proyecto.

4.2. TASA INTERNA DE RENDIMIENTO.

Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial, es decir, es la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero.

Sí el VPN =0 sólo se estará ganando la tasa de descuento aplicada, y un proyecto deberá aceptarse con este criterio, ya que se está ganando lo mínimo ganado como rendimiento.

Interesa conocer cuál es el valor del rendimiento del dinero en cualquier inversión; la "i" se determina por medio de tanteos (prueba y error), hasta que la "i" haga igual la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

Se le llama tasa interna de rendimiento porque supone que el dinero que se gana año con año, se reinvierte en su totalidad. Es decir, se trata de la tasa de rendimiento generada en su totalidad en el interior de la empresa por medio de la reinversión.

Si la tasa interna de retorno o rendimiento es mayor que la tasa inflacionaria promedio se acepta la tasa de inversión, es decir, si el rendimiento de la empresa es el mínimo fijado como aceptable, la inversión es económicamente rentable. Si no hay cambios de signo, no puede encontrarse una "i", y esto indicaría que existen ganancias sin haber inversión. Cuando hay un sólo cambio de signo, hay sólo una raíz de "i", lo que indica que hay una sola inversión (signo negativo) y los flujos netos de efectivo con signo positivo o ganancias.

Como se mencionó anteriormente, para cada uno de los proyectos se ha establecido una tabla comparativa entre ventas y costos totales, procurando que las ventas o ingresos obtenidos sean mayores que los gastos a sufragar tanto de compra de energía como de inversión de cualesquiera de los proyectos; así la diferencia a resultar será un valor positivo.

En los Anexos Q, R, S aparecen las tablas de análisis económico correspondientes a los proyectos de Recalibrado, Reconvertido y Recalibrado-Reconvertido, respectivamente; comparadas con la situación actual.

El Beneficio Neto es el resultado de restar el Beneficio sin proyecto del Beneficio con proyecto, es decir, las ganancias netas que se obtendrían al llevar a cabo el proyecto elegido.

Los resultados finales e importantes vienen dados por la Tasa Interna de retorno TIR y por el Valor Actual Neto VAN, así:

	TIR	VAN
Recalibrado	122%	1,689,767
Reconversión	52%	2,365,363
Recalibrado-Reconversión	40%	2,163,755

De estos datos se puede observar que las tasas de rendimiento son mucho mayores que la utilizada (12%) y que el valor económico en valor presente de las ganancias es elevado sobre todo para el proyecto de Reconversión. La TIR de 122% para el Recalibrado indica que el capital invertido puede ser recuperado en un par de años ya que también el monto de la inversión es relativamente pequeño.

Aparece también en la parte inferior de las tablas, los años en que se recupera el capital invertido con su respectivo monto, es decir las ganancias netas que van compensando año con año el hecho de llevar a ejecución el proyecto realizado.

Ya que por el momento el problema en cuanto al servicio proporcionado tiene sus deficiencias, es preciso y necesario llevar a ejecución al menos uno de los proyectos que se tienen como opciones. Según el análisis económico realizado para cada uno de ellos, todos presentan una tasa de rendimiento muy superior a la tasa de rendimiento promedio utilizada por las instituciones bancarias, lo que indica que el dinero a invertir sería más rentable haciendo cualquiera de los proyectos que depositarlo en un banco.

CONCLUSIONES

- Con el análisis económico realizado para cada uno de los tres proyectos tomados como opciones, podemos ver que su tasa de rendimiento de retorno es muy superior que la tasa utilizada por las instituciones bancarias, de tal manera que el capital invertido resultaría más rentable realizando un proyecto que depositándolo en un banco.
- La tasa interna de retorno del proyecto de Recalibración constituye el más alto (122%) debido a que la inversión realizada para tal, es de aproximadamente un cuarto de millón y el capital se recupera en los primeros años de servicio.
- Tanto el proyecto de Reconversión como el de Recalibrado-Reconversión implican una alta inversión debido al hecho de sustituir o cambiar equipo o estructuras como postes, herrajes, transformadores, etc.
- En vista de la situación actual del servicio y de los resultados arrojados por el análisis económico, RECOMENDAMOS RECALIBRAR en este momento y en el año 2001 realizar la RECONVERSIÓN ya que es cuando la RECALIBRACIÓN deja de proporcionar un buen servicio de nivel de tensión.
- El proyecto con mayores ventajas tanto económicas como técnicas en la proyección de 15 años es el que desarrolla inicialmente la recalibración y dentro de 4 años la reconversión, ya que su valor actual neto supera a los otros en cientos de miles de colones. Es decir, la alternativa más rentable es la que plantea la Tabla 4.5 del Anexo T.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R. Taylor, George A. Ingeniería Económica, Toma de decisiones económicas, 1996.
- R Baca Urbina, Gabriel. Evaluación de Proyectos, 3ª Edición, 1995.

ANEXOS

ANEXO A

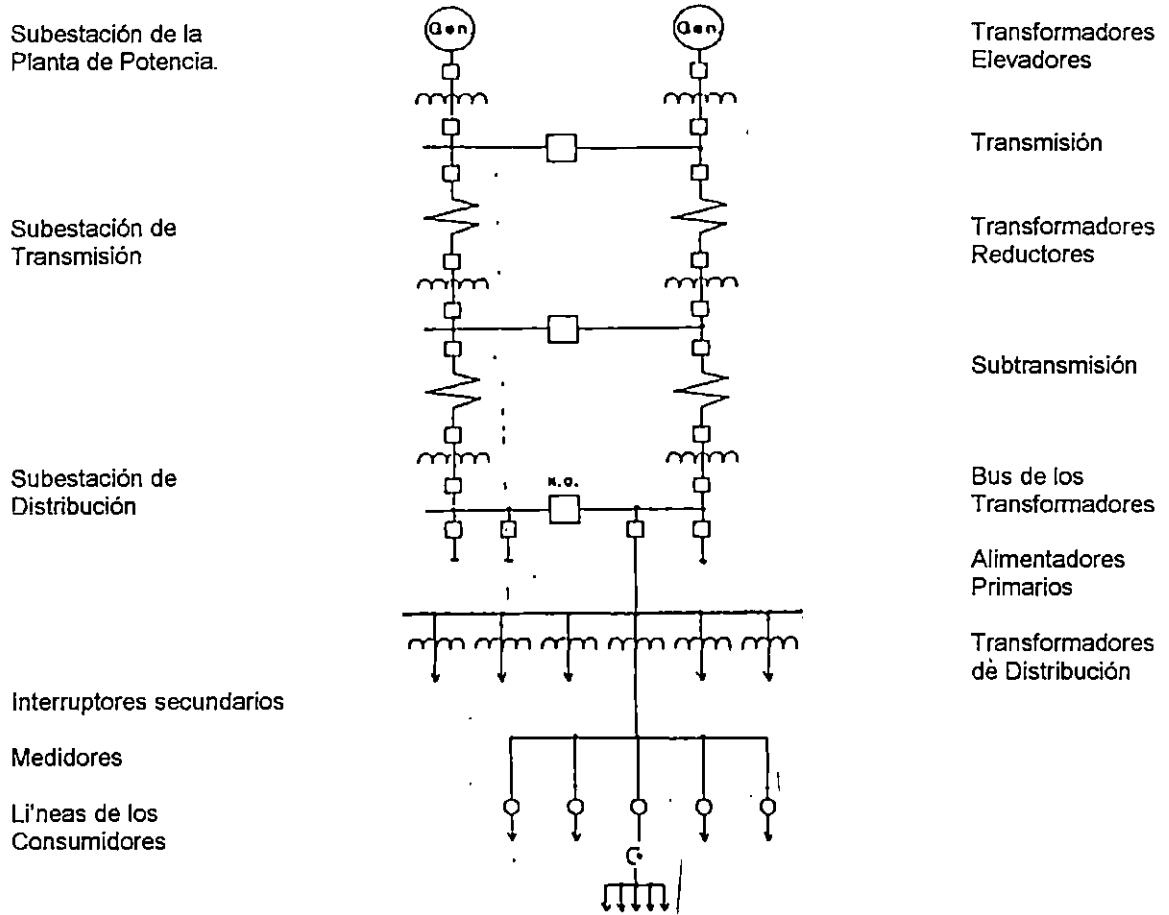


Figura 1.1. Representación Unifilar de un Sistema de Energía Eléctrica.

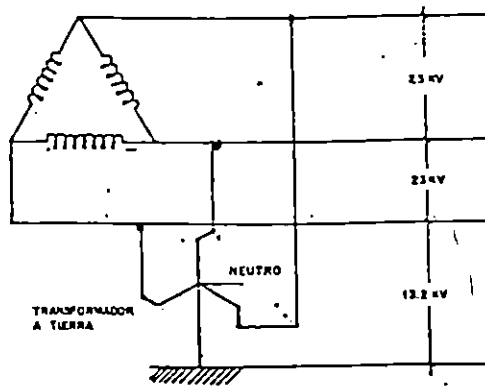


Fig.1.2. Sistema de distribución primario.

ANEXO B

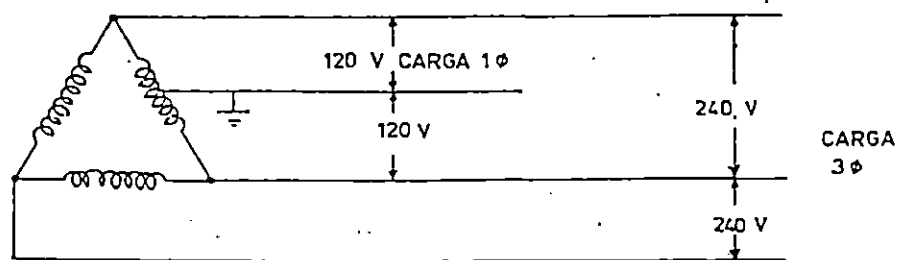


Fig.1.3. Sistema de distribución secundaria.

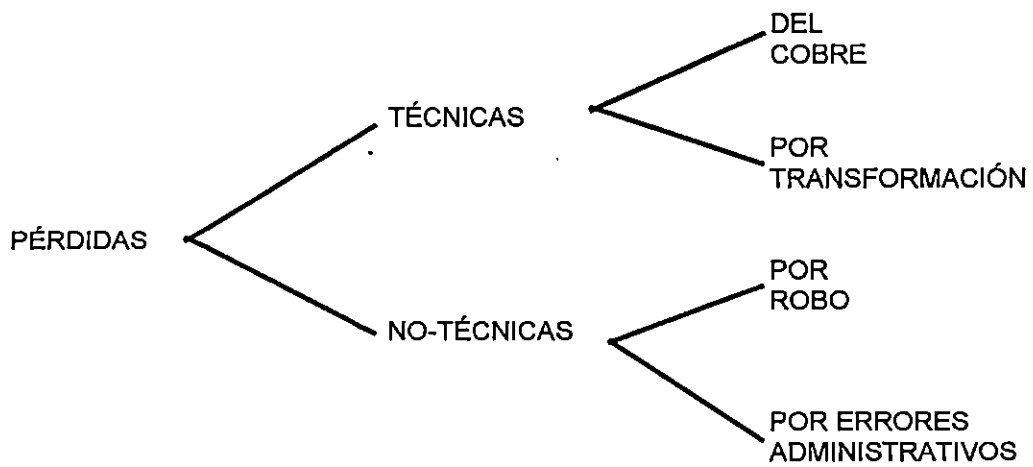


Figura 1.4. Diagrama demostrativo de pérdidas.

ANEXO C

Tabla 1.1 Resumen de especificaciones de los Loadlogger.

ESPECIFICACIONES DE OPERACION DE LOS MEDIDORES LOADLOGGER	
Tamaño máximo del conductor	795 MCM
Máximo voltaje	69 kV línea a línea
Frecuencia	45 a 65 Hertz
Corriente	0 a 1000 A
Sobrecarga	50,000 A durante 1 seg. máximo 2,000 A indefinidamente
Naturaleza de los datos	Los datos son almacenados y promediados en períodos de 1, 5, 15 min. tomando una muestra cada 16 seg.

Tabla 2.1. Resumen de capacidades para la versión 7.3 de PSS/U en análisis trifásico.

Componentes de la red	Número de componentes
Nodos	200
Nodos con máquinas síncronas	10
Ramales (incluyendo transformadores e interruptores)	240
Transformadores	40
Lazos	15
Nodos con tres o más ramales	150
Cargas (incluyendo máquinas)	800
Interruptores enlazados	20
Fuentes	5

ANEXO D

Tabla 2.2. Resumen de capacidades para la versión 7.3 de PSS/U en análisis fase por fase.

Componentes de la red	Número de componentes
Nodos	75
Ramales (incluyendo transformadores)	150
Acoplamientos	150
Capacitores	75
Cargas	75
Transformadores	40
Generadores	10

Tabla 2.3 Requerimientos del PSS/U 7.3

Mínima Configuración	Configuration Recomendada
PC386 con coprocesador mat.	PC486 o superior
12MB RAM	16 MB RAM
Disco duro de 40 MB	Disco duro de 120 MB
monitor SVGA (512k)	monitor SVGA (800x600, 1MB) color
MS-DOS 5.0	MS-DOS 6.2 o superior
Windows 3.1	Windows 3.1 ó NT 3.11
Módulo de firma	Módulo de firma

Tabla 2.4 Resumen de los posibles tipos de estudio que ofrecen los simuladores.

PSS/U	Windmil
Flujos de carga y Caídas de voltaje	Corrientes de carga y Caídas de voltaje
Análisis de Cortocircuito	Análisis de fallas de corriente
Coordinación de dispositivos de protección para sistemas radiales o de varios ramales y cerrados	Seccionalización

ANEXO E

Tabla 3.1. Información sobre postes y tramos primarios del CKT # 9

TRAMO	NATU	TIPO	CANT	ALTURA	RETENIDA	FASECO	COND.FASE	NIVEL	PUENTE	ACOM.PRI.	VANO en m
Subes/3423160											-
3423160/3423159	P/S	CELO	1	35		CBA	No.2 ACSR	2	No	No	4
3423160/3423161						CBA	No.5 ACSR	2	SI	No	25
3423161/3423162	P/S	ATLAS	1	35		CBA	No.5 ACSR	2	No	No	37
3423162/3423163	P/S	CUAD	1	35		CBA	No.5 ACSR	2	No	No	35
3423163/3423167	P/S	CUAD	1	35		CBA	No.5 ACSR	2	No	No	40
3423167/3423168	P/S	CUAD	1	35		CBA	No.5 ACSR	2	No	No	35
3423168/3423171	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	2	No	No	8
3423171/3423176	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	No	30
3423176/3423177	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	No	34
3423177/3423178	P/S	CUAD	1	35	ASS	ABC	No.5 ACSR	1	No	No	33
3423178/3423179	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	SI	37
3423178/3423180						ABC	No.5 ACSR	1	No	No	34
3423180/3423181	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	No	19
3423181/3423187	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	No	32
3423181/3423189						ABC	No.5 ACSR	1	No	No	64
3423189/3423190						CBA	No.5 ACSR	1	No	No	70
3423190/3423191						CBA	No.8 Cu Des	1	No	No	53
3423191/3423192	P	M	1	30		CA	No.8 Cu Des	1	No	No	61
3423192/3423193	P	ATLAS	1	30	APS	CA	No.8 Cu Des	1	No	No	46
3423193/3423194	P	ATLAS	1	30		CA	No.8 Cu Des	1	No	No	46
3423194/3423195	P	CELO	1	26		CA	No.8 Cu Des	1	No	No	48
3423169/3423169						CBA	No.5 ACSR	1	No	No	22
3423169/3423170	P/S	CUAD	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	5
3423160/3423200						CBA	No.5 ACSR	1	No	No	18
3423200/3423201	P/S	ATLAS	1	35		CBA	No.5 ACSR	2	No	No	51
3423201/3423202	P/S	ATLAS	1	40		CBA	No.5 ACSR	2	No	No	35
3423202/3423203	P/S	ATLAS	1	40		CBA	No.5 ACSR	3	No	No	29
3423203/3423204	P/S	CUAD	1	40		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	44
3423204/3423205	P/S	CUAD	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	50
3423205/3423206	P/S	CUAD	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	50
3423206/3423207	P/S	CUAD	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	53
3423207/3423208	P/S	CUAD	1	35	ASP-ASS	CBA	No.5 ACSR	1	No	No	23
3423208/3423221	P/S	CELO	1	35	APB	CBA	No.5 ACSR	1	No	No	50
3423221/3423222	P/S	CELO	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	45
3423222/3423223	P/S	TORR	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	49
3423223/3423224	P/S	CELO	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	52
3423224/3423225	P/S	CELO	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	27

ANEXO E

Tabla 3.1. Información sobre postes y tramos primarios del CKT # 9

3423225/3423226	P/S	ATLAS	1	30	ASS	CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	40
3423226/3423227	P/S	ATLAS	1	30		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	31
3423227/3423238	P	CELO	1	35	ASP	CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	40
3423238/3423239	P/S	CELO	1	35		CBA	No.5 ACSR		No	No	No	42
3423239/3423240	P/S	CELO	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	6
3423240/3423241						CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	25
3423241/3423242	P/S	ATLAS	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	4
3423227/3423228						CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	44
3423228/3423229	P/S	CELO	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	50
3423229/3423230	P/S	ATLAS	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	53
3423230/3423231	P/S	ATLAS	1	30		CA	No.5 ACSR	1	No	No	No	48
3423225/3423232	P/S	ATLAS	1	35	APS	CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	51
3423232/3423233	P/S	CELO	1	26	ASS	CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	60
3423233/3423234	P/S	TUBU	1	26		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	31
3423234/3423236	P/S	ATLAS	1	35	APD	CA	No.5 ACSR		No	No	No	15
3423236/3423237		CELO	1	26	APB	CA	No.8 Cu Des	1	No	No	No	31
3423234/3423235						CBA	No.4 Cu Des	1	No	No	No	35
3423239/3423247						CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	27
3423247/3423248	P/S	CELO	1	30		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	59
3423248/3423250	P/S	CELO	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	No	8
3423250/3423252						ABC	No.5 ACSR	1	No	No	No	48
3423252/3423253	P/S	CELO	1	35		ABC	No.8 Cu Des	1	No	No	No	50
3423253/3423255						ABC	No.5 ACSR	1	No	No	No	45
3423255/3423256	P/S	CELO	1	35		ABC	No.8 Cu Des	1	No	No	No	24
3423258/3423261						CBA	No.8 Cu Des	1	No	No	No	
3423256/3423281						CBA	No.8 Cu Des	1	No	No	No	43
3423281/3423282	P/S	CELO	1	30		CBA	No.8 Cu Des	1	No	No	No	42
3423282/3423283	P/S	ATLAS	1	35		CBA	No.8 Cu Des	1	No	No	No	33
3423208/3423209						ABC	No.5 ACSR	1	No	No	No	55
3423209/3423211	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	No	No	37
3423211/3423213	P	ATLAS	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	No	No	32
3423213/3423214	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	No	No	50
3423214/3423217	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.5 ACSR	1	No	No	No	53
3423213/3423334	P/S	ATLAS	1	35		ABC	No.4 Cu Des	1	No	No	No	63
3423334/3423320	P/S	ATLAS		30		ABC	No.4 Cu Des	1	No	No	No	27
3423213/3423217						ABC	No.4 Cu Des	1	No	No	No	50
3423217/3423218	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.4 Cu Des	1	No	No	No	32
3423218/3423219	P/S	CUAD	1	35		ABC	No.4 Cu Des	1	No	No	No	22
3423209/3423210						CA	No.5 ACSR	1	No	No	No	31

ANEXO E

Tabla 3.2. Información sobre postes y tramos primarios CKT # 11

TRAMO	NATU	TIPO	CANT	ALTURA	RETENIDA	FASEO	COND.FASE	NIVEL	PUENTE	ACOM.P.R.I.	VANO en m
Subest/3423159						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	-
3423159/3423652						CBA	No.2 ASCR	2	No	No	12
3423652/4505687	P/S	ATLAS	1	40		CBA	No.2 ASCR	2	No	No	59
4505687/4505688						CBA	No.2 ASCR	2	No	No	59
4505688/4505689						CBA	No.2 ACSR	2	No	No	41
4505689/4505690						CBA	No.1/D ACSR	2	No	No	54
4505690/4505691						CBA	No.1/D ACSR	2	No	No	41
4505691/4505692						CBA	No.1/D ACSR	2	SI	No	50
4505692/4505694	P/S	ATLAS	1	30	APS	ABC	No.2 ACSR	1	No	No	38
4505694/4505488	P	CELO	1	35		ABC	No.5 Cu Des	1	No	No	19
4505692/4505873	P/S	ATLAS	1	40	APS	CBA	No.5 Cu Des	2	No	No	51
4505873/4505874	P/S	ATLAS	1	40		CBA	No.5 Cu Des	2		No	54
4505874/4505880	P/S	CELO	1	35	APP	ABC	No.5 Cu Des	1	SI	No	52
4505880/4505881	P/S	CELO	1	35		ABC	No.5 Cu Des	1	No	No	35
4505881/4505882	P/S	CELO	1	35		ABC	No.5 Cu Des	1	No	No	5
4505882/4505701						CBA	No.1/D ACSR	1	SI	No	44
4505701/4505702	P/S					CBA	No.1/D ACSR	1	No	No	50
4505702/4505703						CBA	No.1/D ACSR	1	No	No	52
4505703/4505711						CBA	No.1/D ACSR	1	No	No	60
4505711/4505712						CBA	No.1/D ACSR	1	SI	No	29
4505713/4505715	P/S					CBA	No.5 ACSR	1	SI	No	26
4505715/4505716	P/S	CUAD	1	35		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	35
4505716/4505717	P/S	ATLAS		30		CBA	No.5 ACSR	1	No	No	34
4505717/4505724	P/S					CBA	No.1/D ACSR	1	No	No	47
4505724/4505725						CBA	No.1/D ACSR	1	No	No	48
4505725/4505726						CBA	No.1/D ACSR	1	SI	No	26
4505726/4505727						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	54
4505727/4505728					APP	CBA	No.2 ACSR	1	No	No	52
4505728/4505729						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505729/4505730						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505730/4505731						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505731/4505732						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505732/4505733						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505733/4505734						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505734/4505735						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505735/4505736						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505736/4505737						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505737/4505738						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505738/4505739						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	48
4505739/4505740						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	46
4505740/4505741						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	46
4505741/4505742						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	58
4505742/4505743						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	73
4505743/4505744						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505744/4505745						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505745/4505746						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505746/4505747						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505747/4505748						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505748/4505749						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505749/4505750						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505750/4505751						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505751/4505752						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505752/4505753						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505753/4505754						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505754/4505755						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505755/4505756						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505756/4505757						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505757/4505758						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505758/4505759						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505759/4505760						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505760/4505761						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505761/4505762						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505762/4505763						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505763/4505764						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505764/4505765						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505765/4505766						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505766/4505767						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505767/4505768						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505768/4505769						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505769/4505770						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505770/4505771						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505771/4505772						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505772/4505773						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505773/4505774						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505774/4505775						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505775/4505776						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505776/4505777						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505777/4505778						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505778/4505779						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505779/4505780						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505780/4505781						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505781/4505782						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505782/4505783						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505783/4505784						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505784/4505785						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505785/4505786						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505786/4505787						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505787/4505788						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505788/4505789						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505789/4505790						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505790/4505791						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505791/4505792						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505792/4505793						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505793/4505794						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505794/4505795						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505795/4505796						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505796/4505797						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505797/4505798						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505798/4505799						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505799/4505800						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505800/4505801						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505801/4505802						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505802/4505803						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505803/4505804						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505804/4505805						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72
4505805/4505806						CBA	No.2 ACSR	1	No	No	72

ANEXO F

DATOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Tabla 3.3 Ubicación y características de transformadores a 2.4kV

Número de poste	Código de poste	Circuito	Capacidad (kVA)	Fases
3423195	10B	9	40	ABC
3423179	12B	9	25	ABC
3423170	4B	9	80	ABC
3423205	14B	9	30	ABC
3423210	17B	9	85 monofásico	AC
3423320	20B	9	40	ABC
3423218	22B	9	80	ABC
3423234	26B	9	40	ABC
3423235	28B	9	150	ABC
3423237	30B	9	50 monofásico	AC
3423228	33B	9	33	ABC
3423229	35B	9	16	ABC
3423231	37B	9	50 monofásico	AC
3423241	50B	9	33	ABC
3423252	42B	9	33	ABC
3423261	46B	9	80	ABC
3423233	48B	9	82.5	ABC
4505488	10A	11	82.5	ABC
4505882	6A	11	80	ABC
4505711	12A	11	75	ABC
4505818	15A	11	15	ABC
4505830	17A	11	10 monofásico	AC
4505833	19A	11	10 monofásico	AC
4505848	21A	11	30	ABC
4505872	24A	11	10 monofásico	AC
4505728	26A	11	82	ABC
4505765	29A	11	10 monofásico	AC
4505755	31A	11	80	ABC

ANEXO G

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE LA SUBESTACIÓN Y CONDUCTORES DE LA RED.

Tabla 3.4. Transformadores de Potencia existentes.

MVA	Voltaje (kV)	Arreglo	% Z	Protección	Alimentadores
1.5	34.5/2.4	Δ/Y	5.40	200 A/fase	CkTs 9 y 11
10	46/13.2	Δ/Y	7.72	200 A/fase	CkTs Nte y Central
15	46/13.2	Δ/Y	6.30	200 A/fase	CkTs Sur y Coatepeque

Tabla 3.5. Bancos de Capacitores.

KVAR	VOLTAJE	ALIMENTADORES	ARREGLO
150	2.40 kV	Circuito 9	Δ
150	2.40 kV	Circuito 11	Δ
150	13.20 kV	Circuito Norte	Δ

Tabla 3.6. Interruptor de potencia para el transformador de 1.5 MVA.

Tensión Nominal	30-36 Kv
Corriente Nominal	1250 A
Frecuencia	60 Hz
Intensidad SIM	14.5 kA/30 kV
Intensidad de cierre	37 kA
Intensidad admisible	14.5 kA/1 seg
Ciclo de Trabajo	0-0.3"-CO-3'-CO
Ambiente	Inmerso en aceite

Tabla 3.7 Lista de conductores en la red*

Calibre del conductor	R1 (ohms/milla)	2.4kV	13.2kV
		X1 (ohms/milla)	X1 (ohms/milla)
1/0 ACSR	1.15075	0.67915	0.78938
2 ACSR	1.78400	0.72670	0.83698
5 ACSR	3.28800	0.80590	0.91618
4 Cu des	1.61986	0.65840	0.82500
6 Cu des	2.57600	0.68769	0.79793
8 Cu des	4.09820	0.71480	0.76866
2/0 ACSR	0.97189	0.6973	0.7927

* X1 fue calculado tomando como base el largo del crucero actual de 0.91 metros (para 2.4kV), lo que dió un DMG de 1.591 pies. Para 13.2kV se tomó un largo de crucero de 2.03 metros dando como resultado un DMG de 3.9466 pies.

ANEXO H

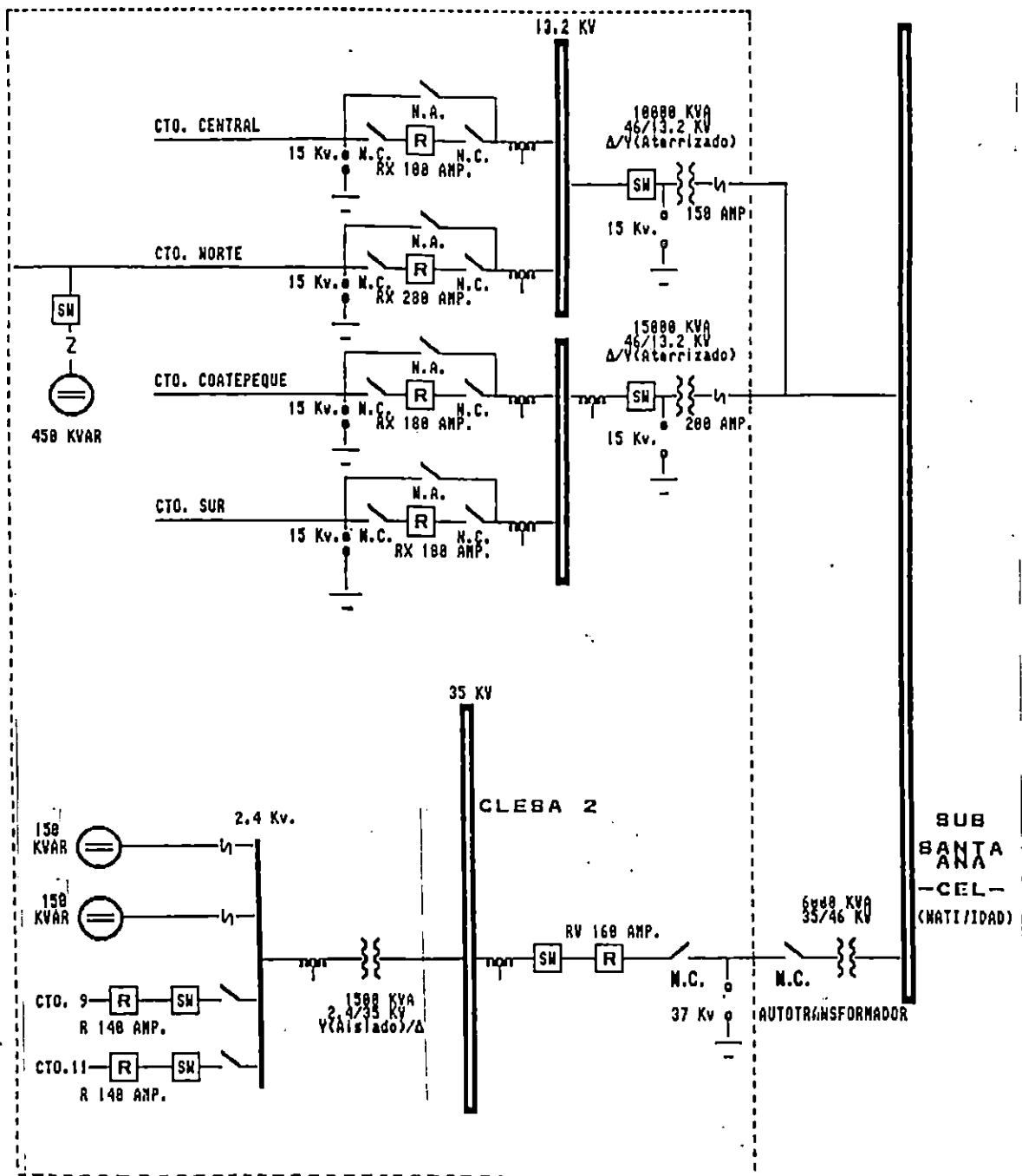


Figura 3.1 | DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL.

ANEXO I

PUNTOS DE MEDICIÓN

Tabla 3.8 Puntos de medición de acuerdo a la nomenclatura de la Ciudad.

PUNTO	UBICACIÓN	FECHA DE INSTALACIÓN	FECHA DE REMOCIÓN
P1	7a. Calle Oriente, entre la 13 y 15 Av. Sur	13 de Oct./97	22 de Oct./97
P2	7a. Calle Oriente y 17 Av. Norte.	22 de Sept./97	7 de Oct./97
P3	9a. Calle Oriente, entre la 15 y 17 Av. Sur	13 de Oct./97	27 de Oct./97
P4	Alimentador del circuito 9 (en la Subest.)	22 de Sept./97	31 de Oct./97
P5	Alimentador del circuito 11 (en la Subest.)	22 de Sept./97	31 de Oct./97
P6	5a. Calle Oriente, entre la 19 y 21 Av. Sur	22 de Sept./97	7 de Oct./97
P7	17a. Sur, entre la 9a. y 11a. Calle Oriente	22 de Oct./97	6 de Nov./97

Tabla 3.9 Equivalencia de tramos de acuerdo a la simulación.

PUNTO	TRAMO DE UBICACIÓN DE ACUERDO A SIMULACIÓN	POSTES EQUIVALENTES
P1	23B - 31B	3423225 a 3423226
P2	15B - 23B	3423222 a 3423223
P3	13A - 25A	4505726 a 4505727
P4	SO - 1B	Subest. a 3423200
P5	SO - 1A	Subest. a 3423652
P6	1B - 13B	3423203 a 3423204
P7	13A - 14A	4505775 a 4505776

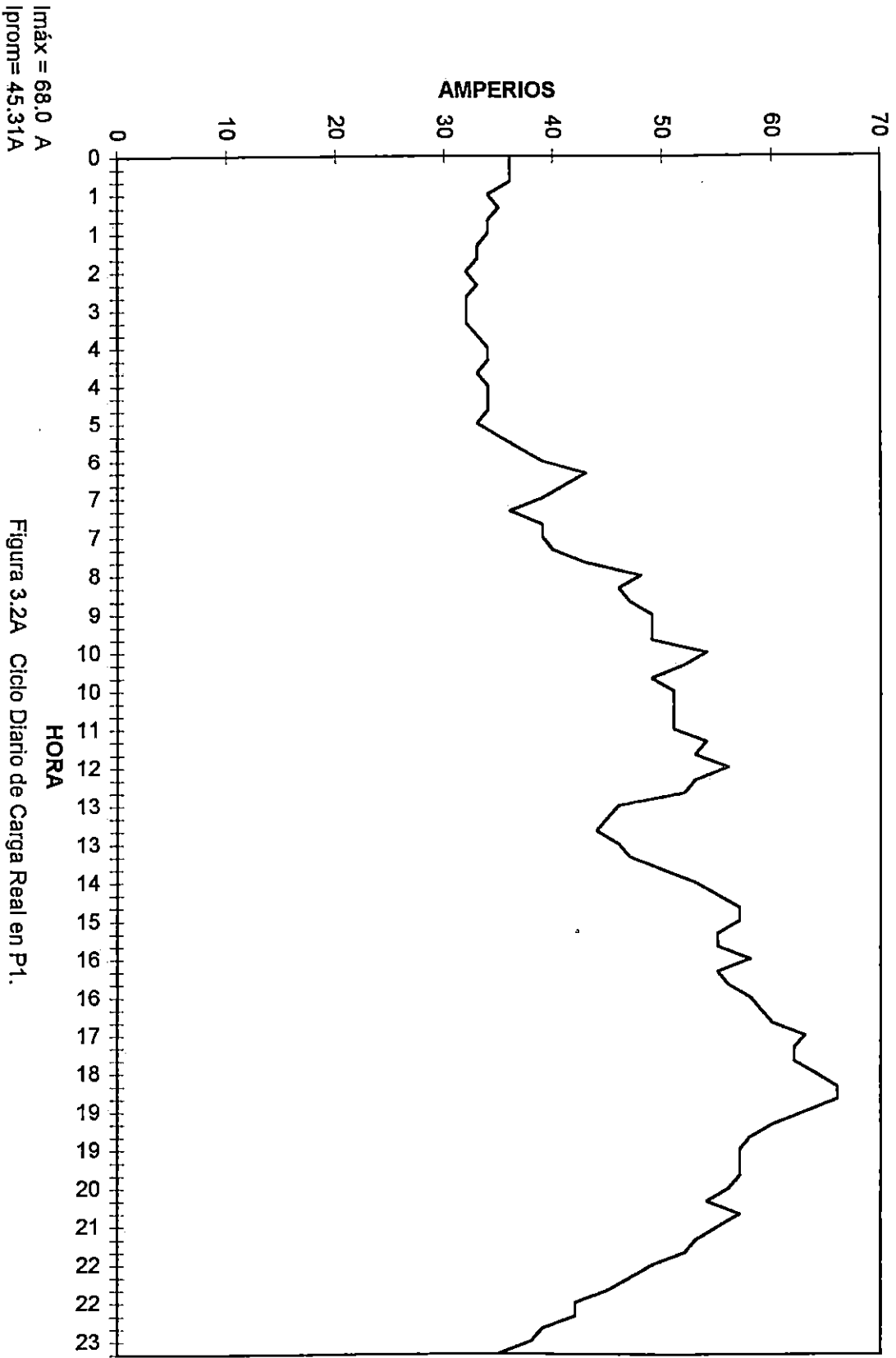
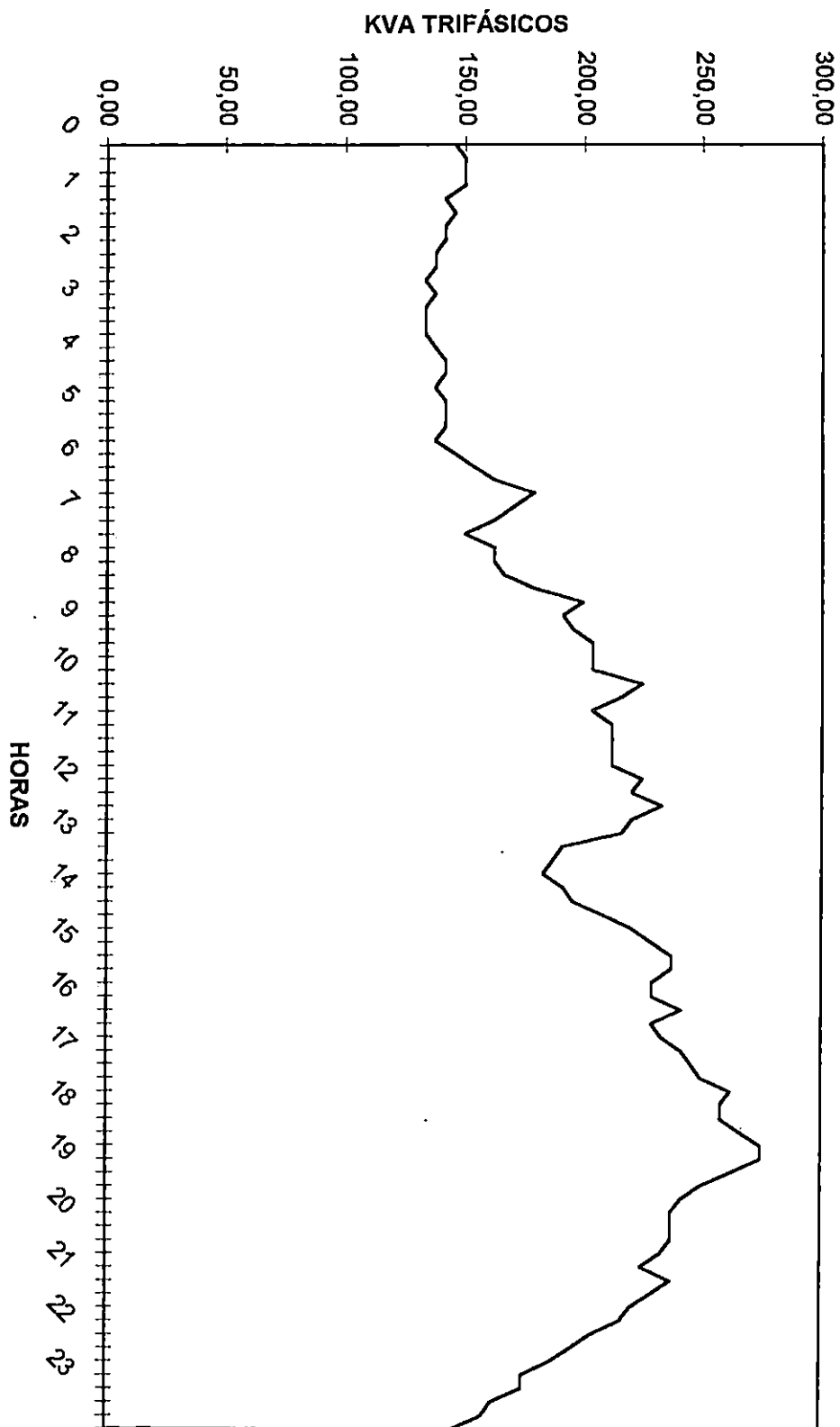


Figura 3.2A Ciclo Diario de Carga Real en P1.



KVA_{prom} = 188,35
KVA_{máx} = 282,67

Figura 3.2B . Gráfico de Demanda según lecturas de los medidores en P1

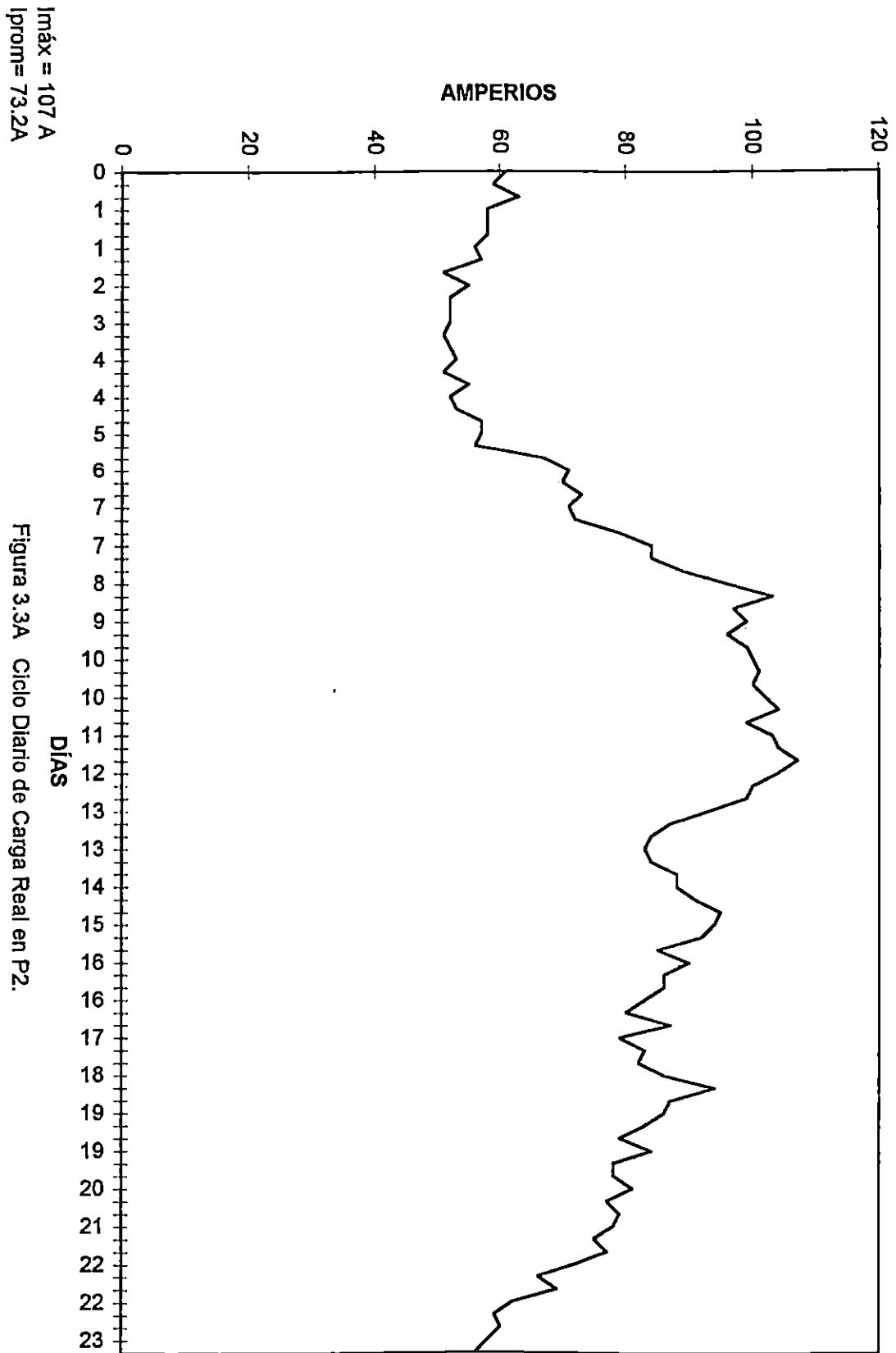
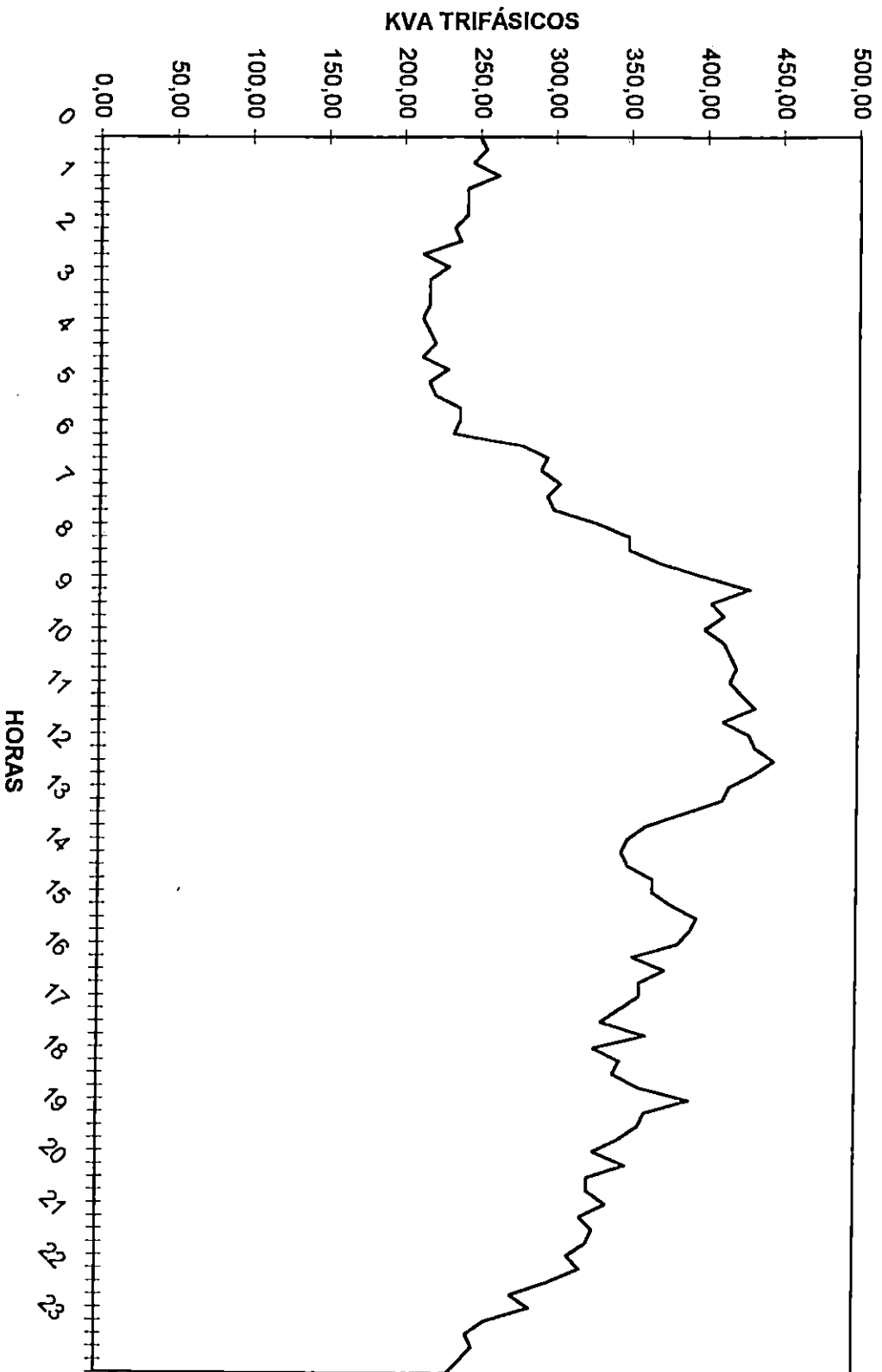


Figura 3.3A Ciclo Diario de Carga Real en P2.



KVA_{prom} = 304,29
KVA_{máx} = 444,79

Figura 3.3B . Gráfico de Demanda según lecturas de los medidores en P2

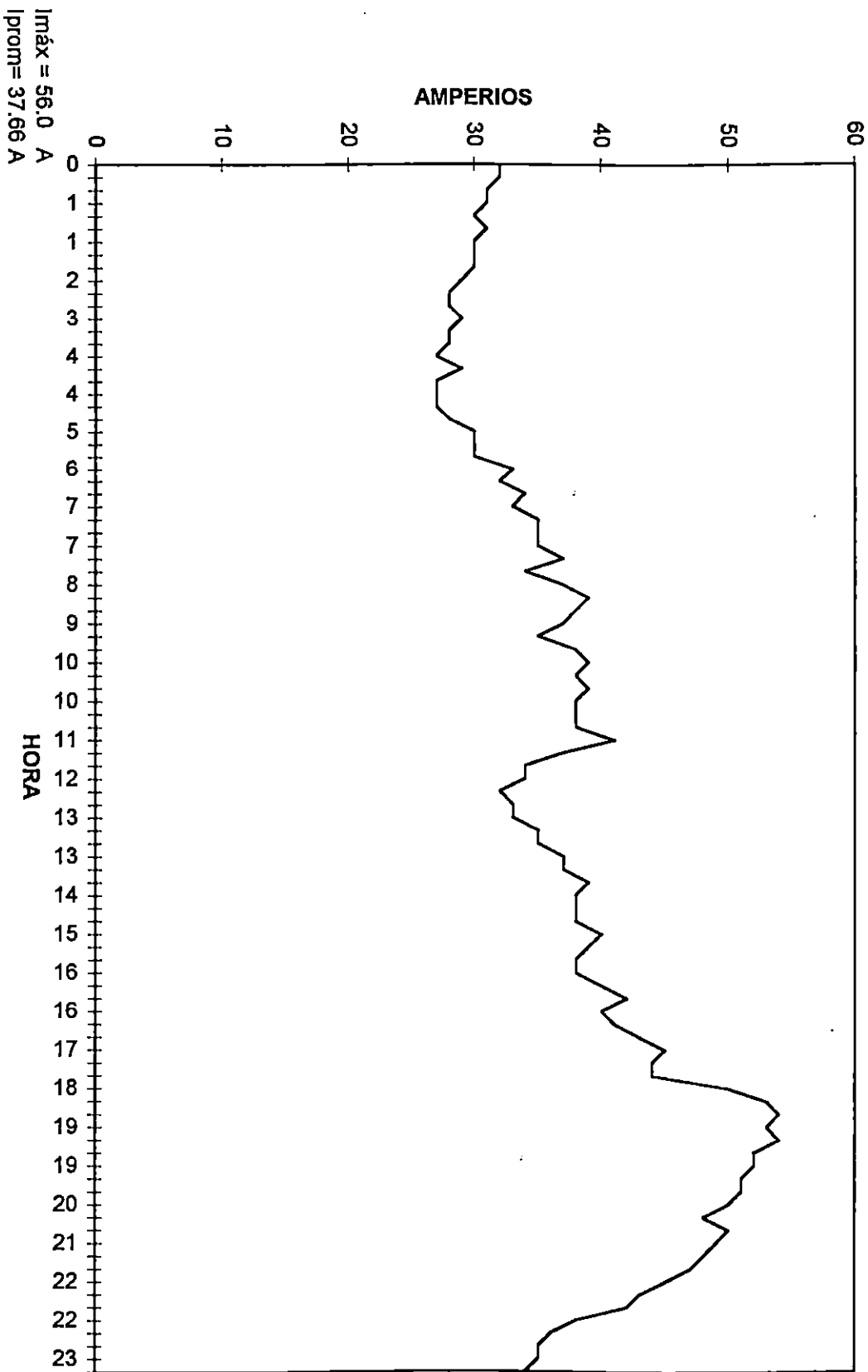
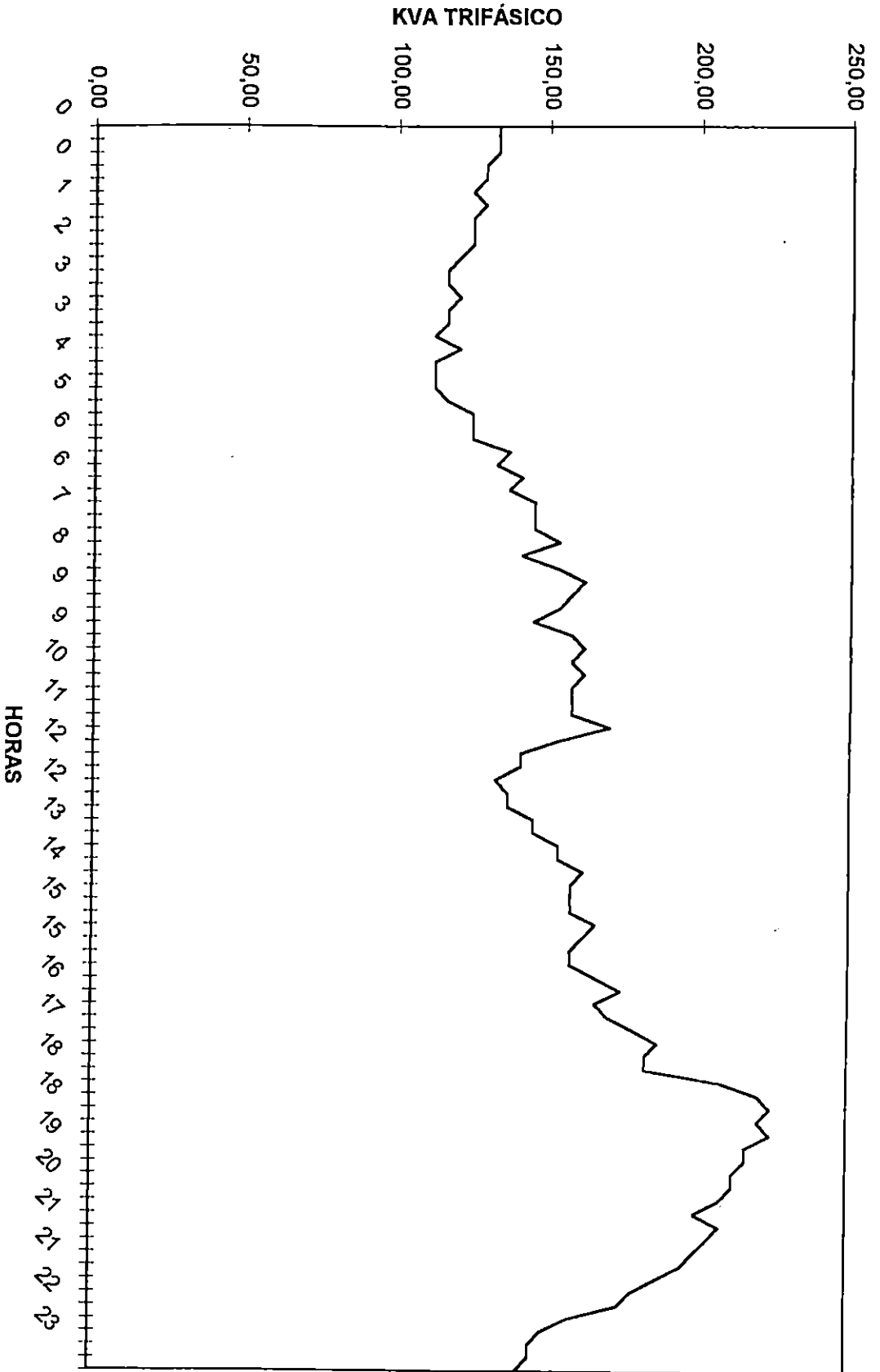


Figura 3.4A Ciclo Diario de Carga Real en P3.



KVAprom = 156.55
KVAmax = 232.78

Figura 3.4B Gráfico de Demanda según lecturas de los medidores en P3

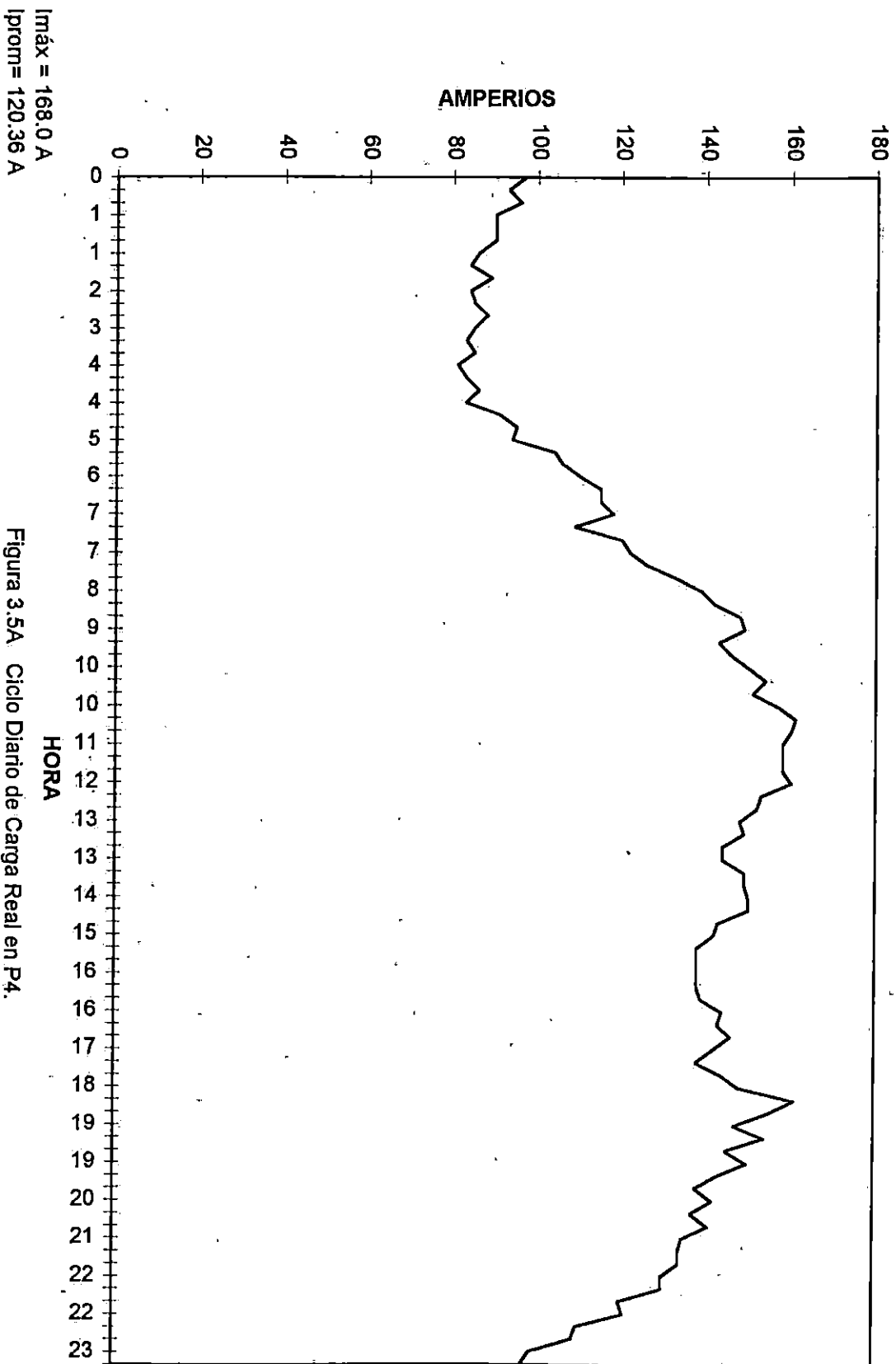


Figura 3.5A Ciclo Diario de Carga Real en P4.

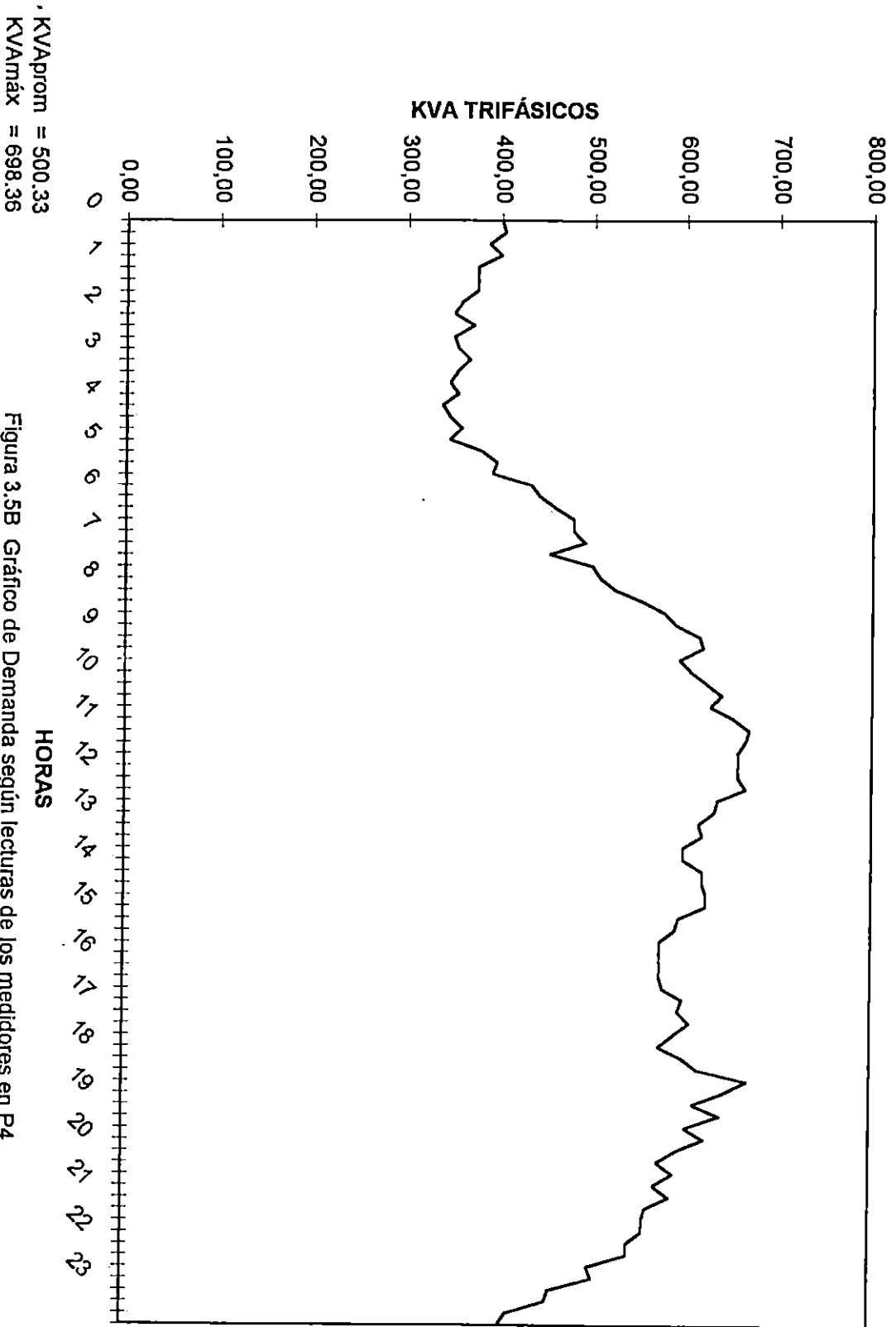


Figura 3.5B Gráfico de Demanda según lecturas de los medidores en P4

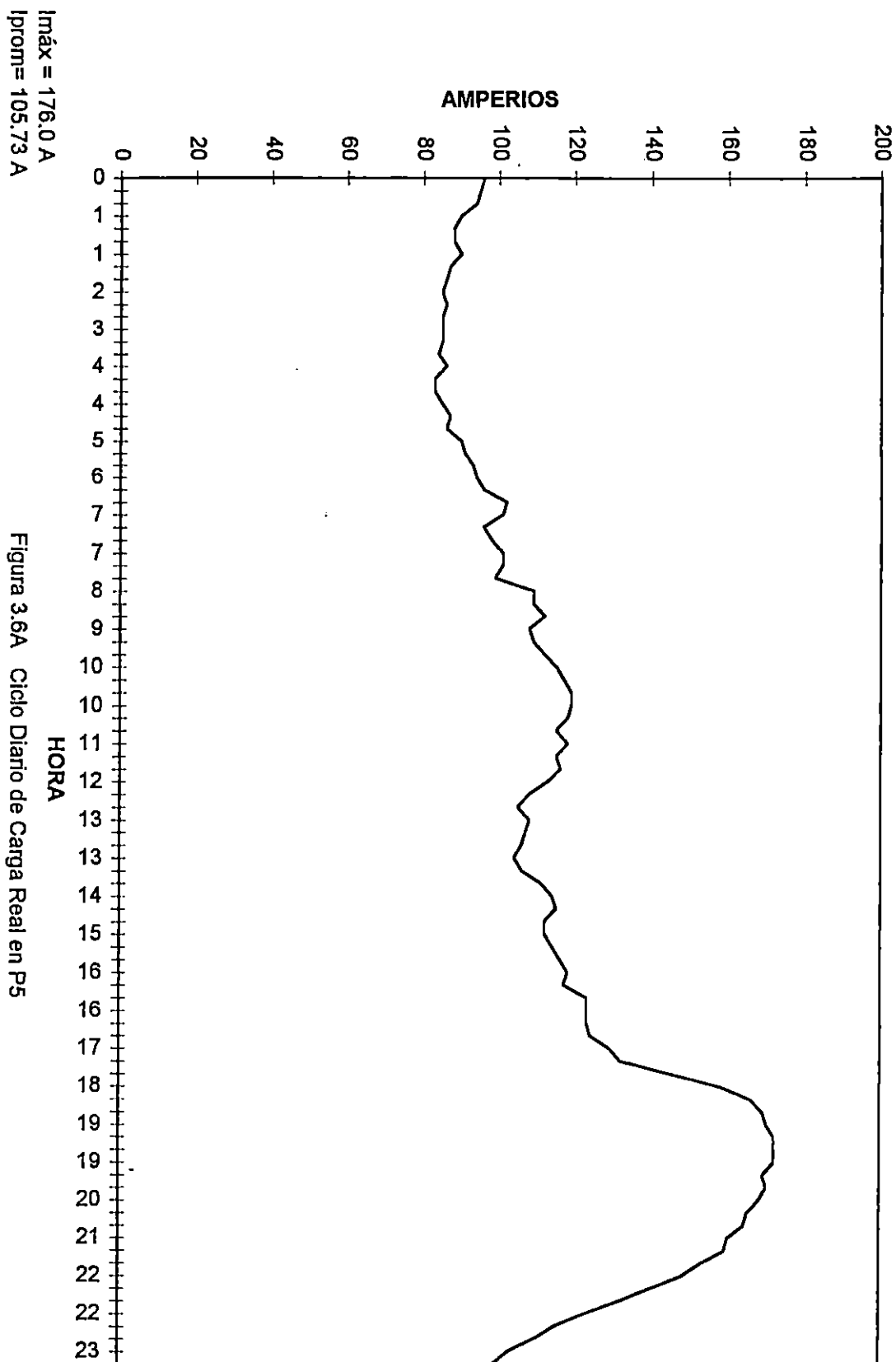


Figura 3.6A Ciclo Diario de Carga Real en P5

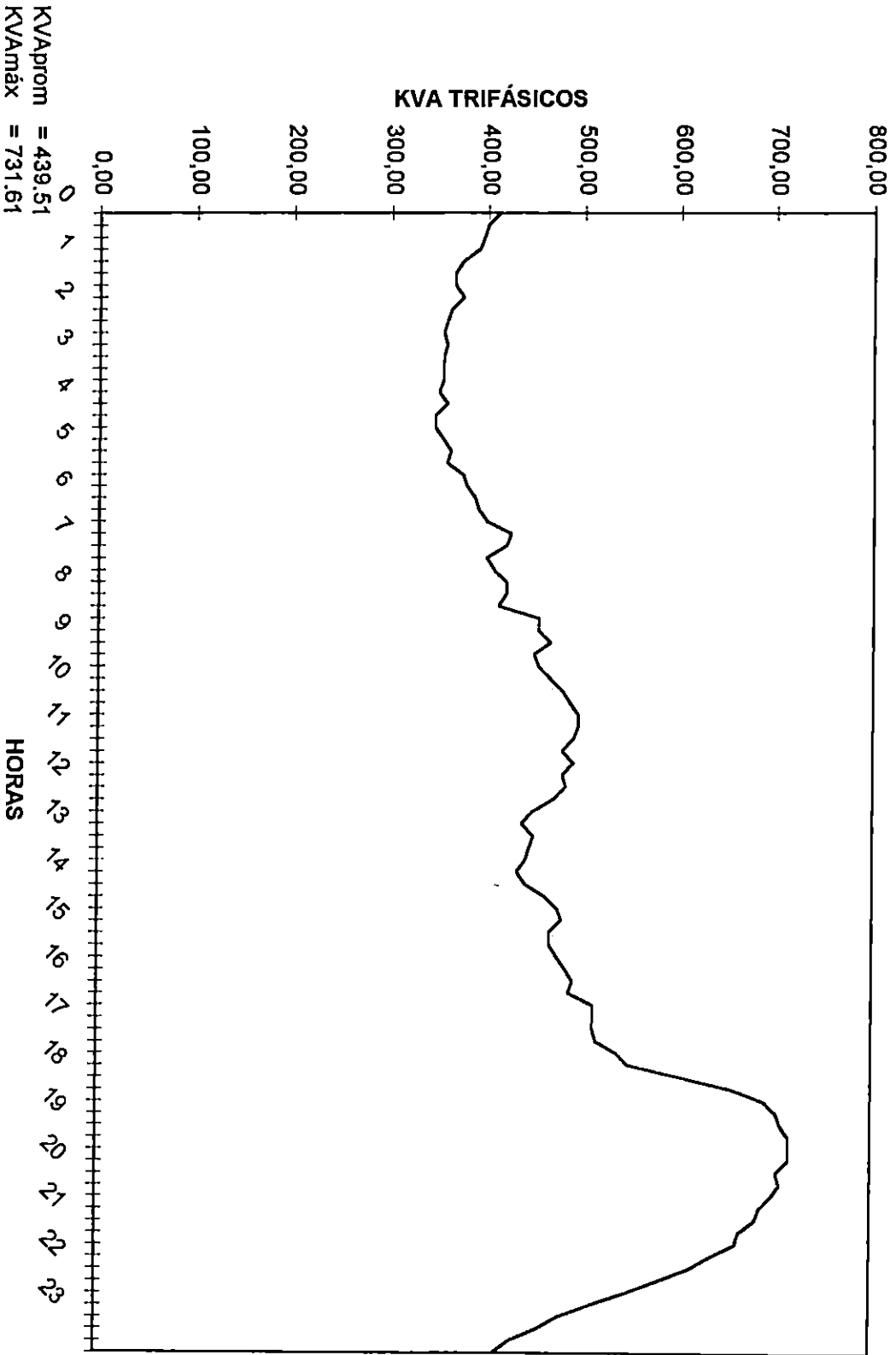
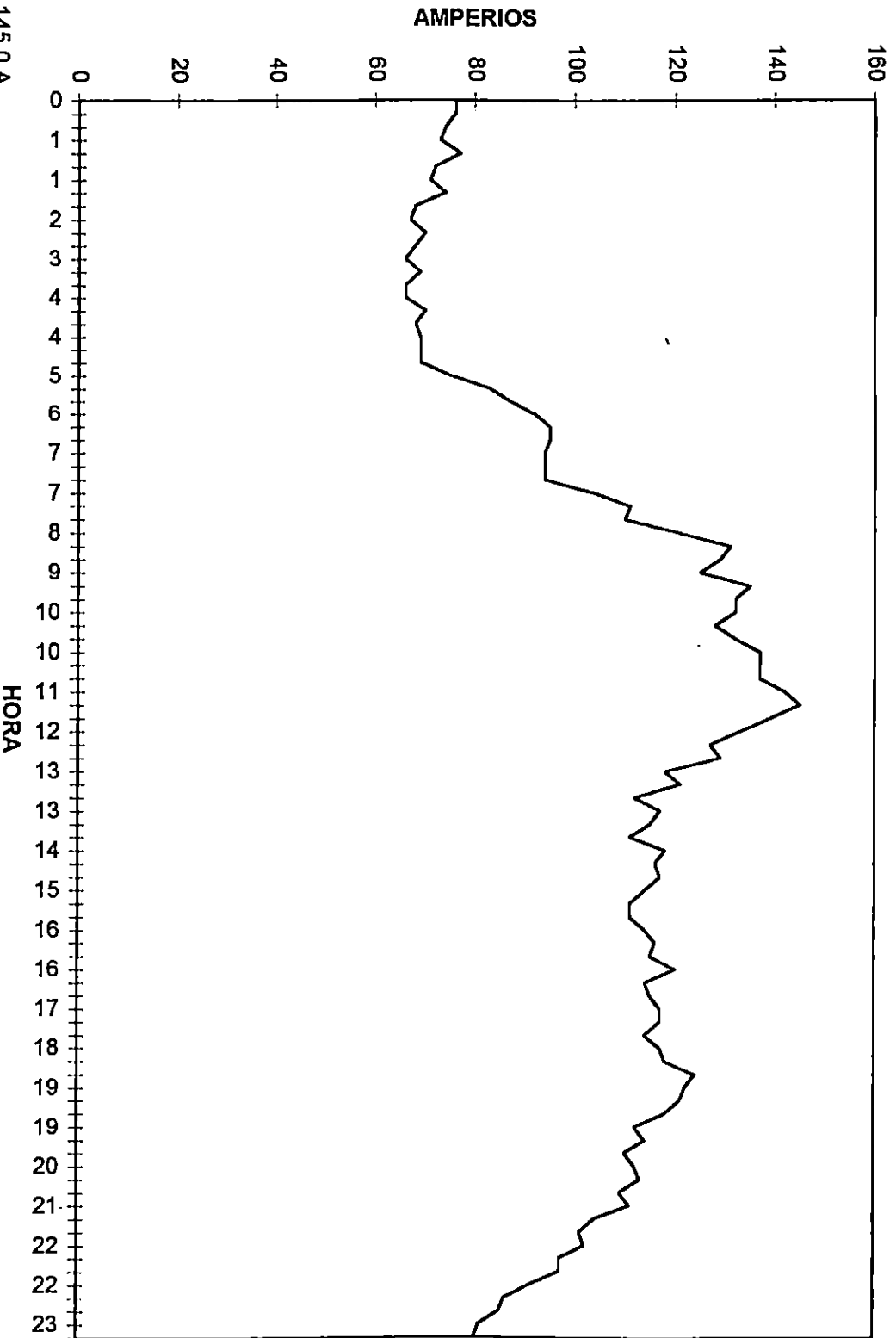
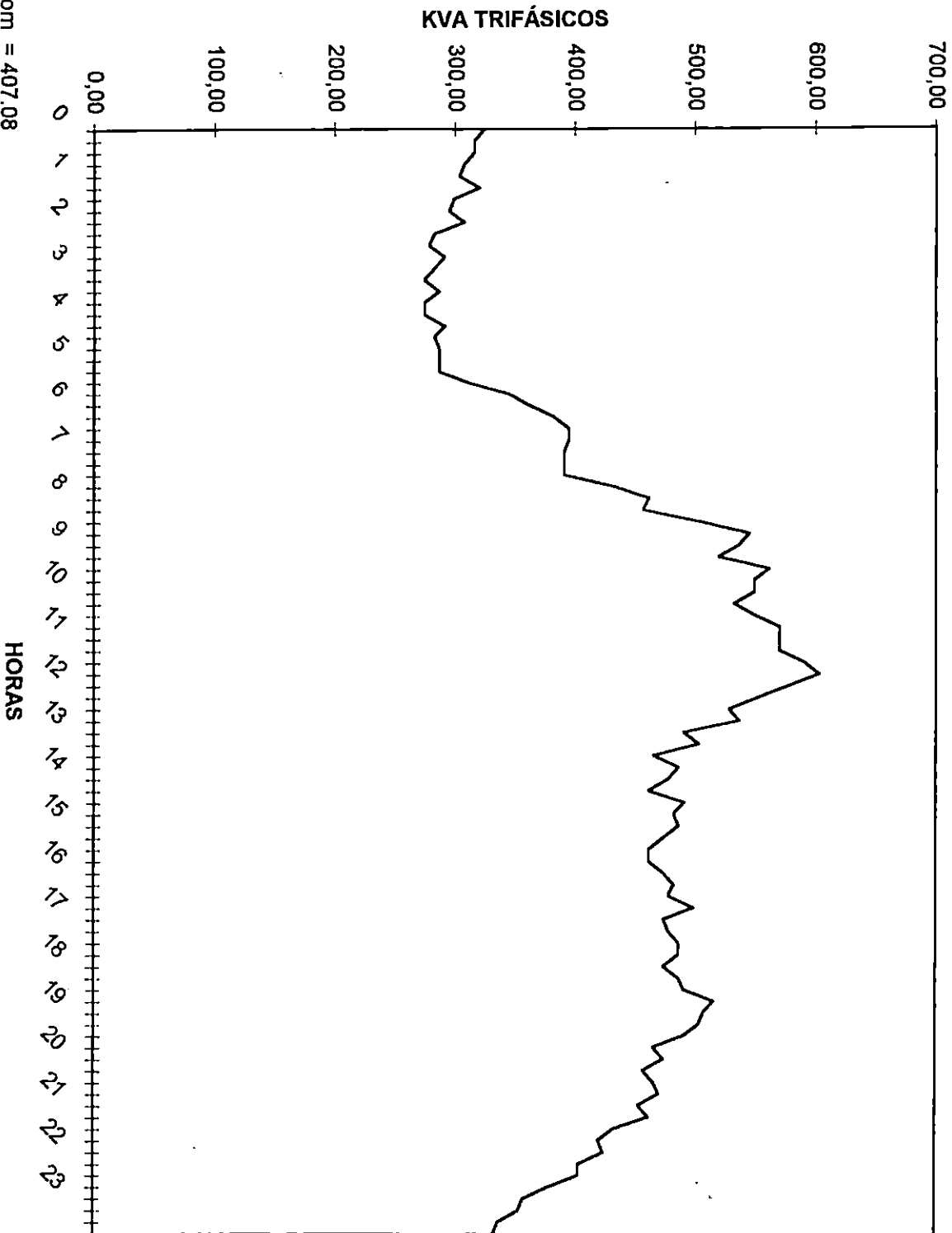


Figura 3.6B Gráfico de Demanda según lecturas de los medidores en P5



Imáx = 145.0 A
Iprom = 97.93 A

Figura 3.7A Ciclo Diario de Carga Real en P5.



KVAprom = 407.08
KVAmax = 602.73

Figura 3.7B Gráfico de Demanda según lecturas de los medidores en P6

ANEXO J

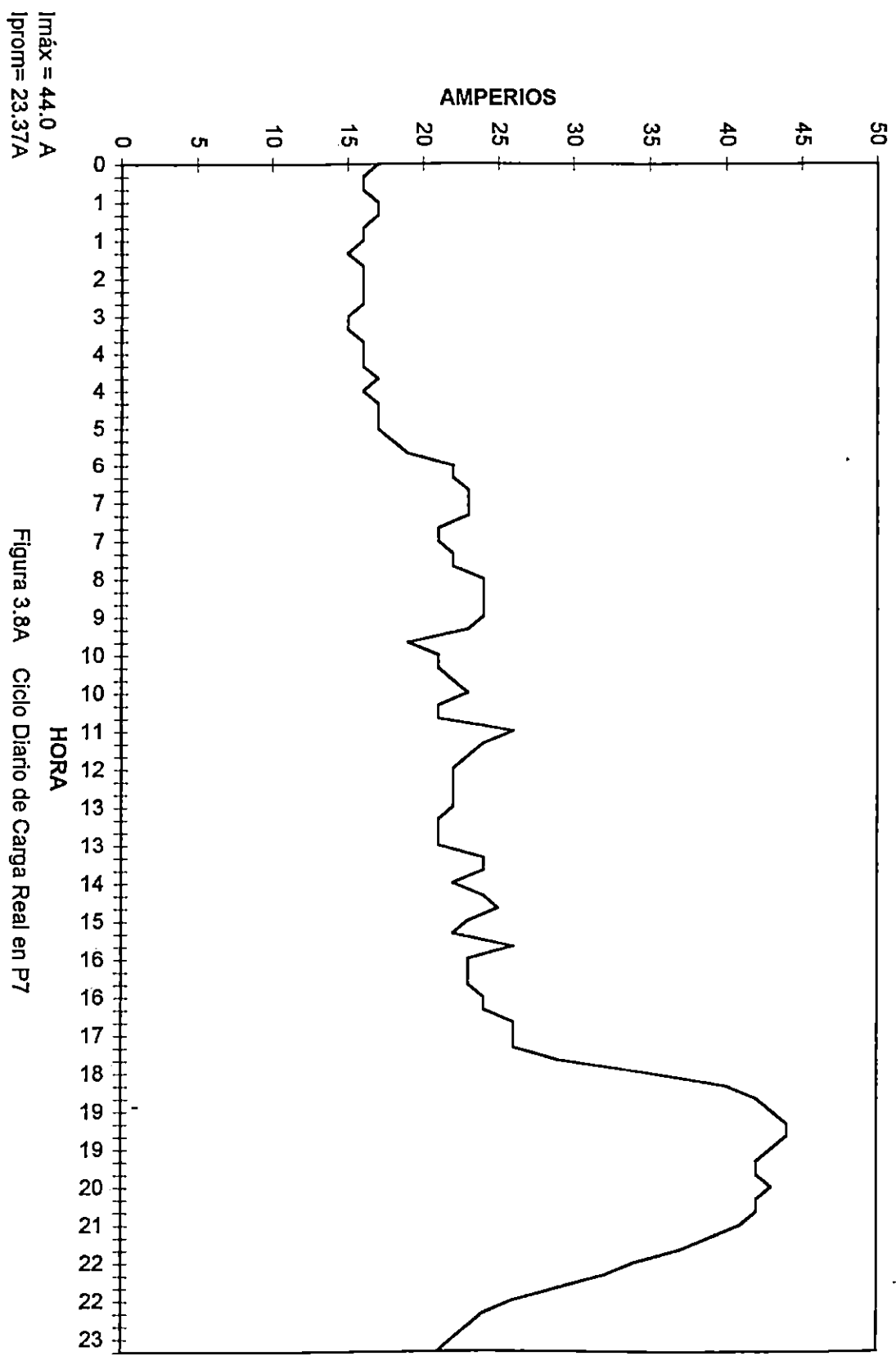


Figura 3.8A Ciclo Diario de Carga Real en P7

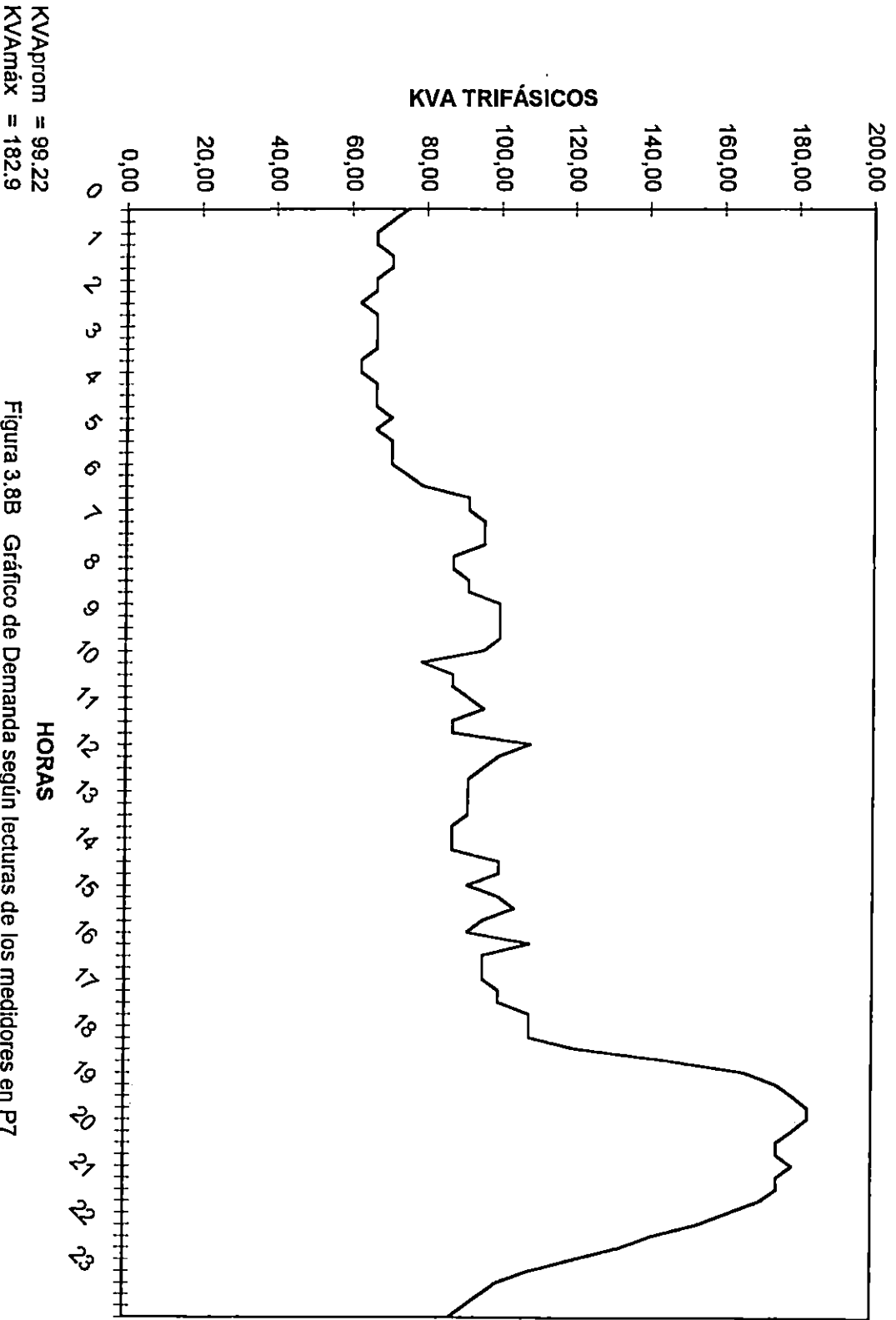


Figura 3.8B Gráfico de Demanda según lecturas de los medidores en P7

Figura 3.10 Factor de capacidad de transformadores para temperatura ambiente a 30°C según normas ASA, suplemento C57.92 del Manual de la General Electric.

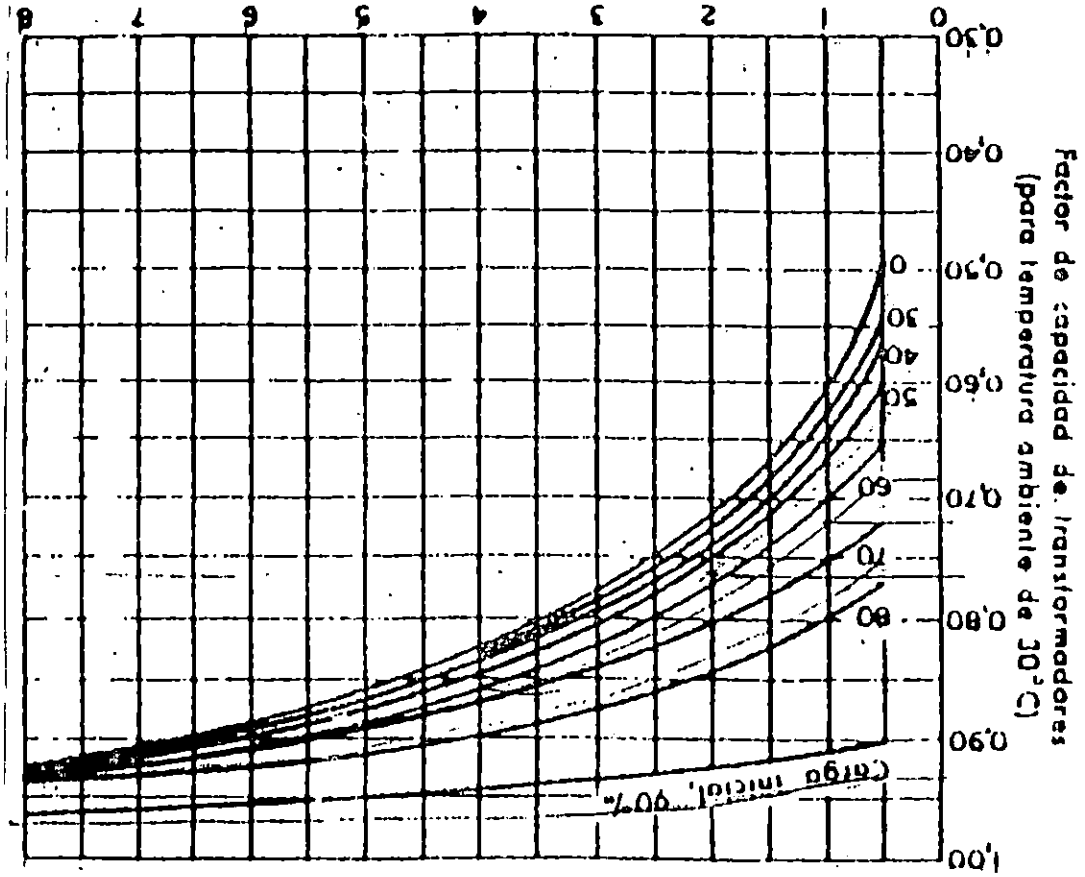
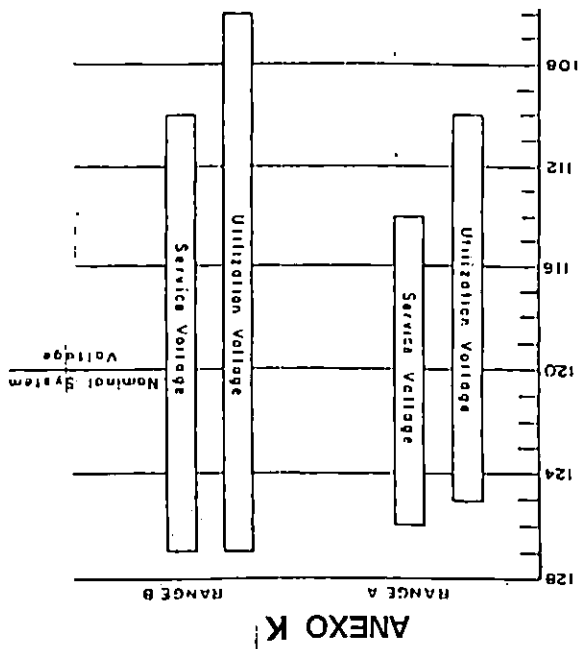
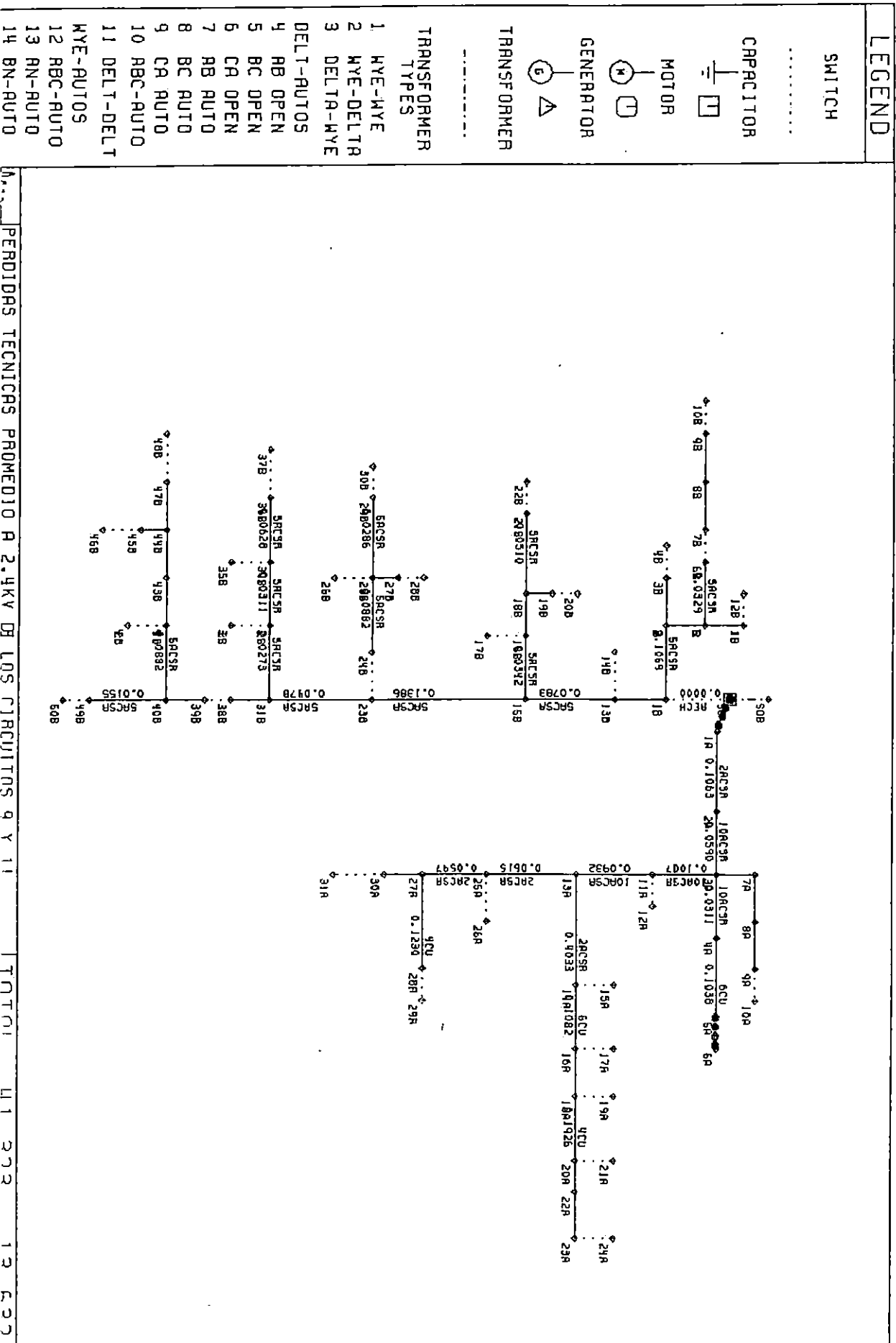


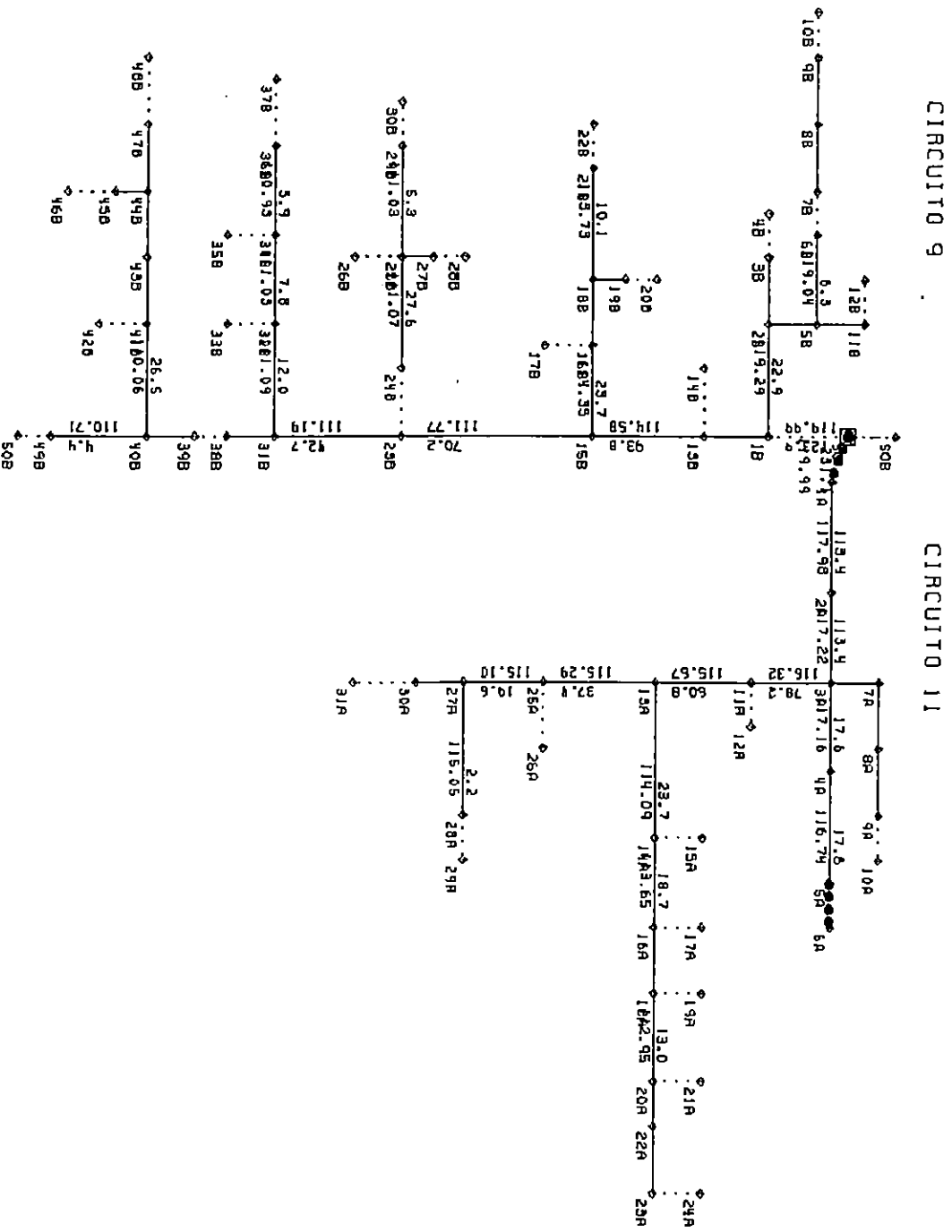
Figura 3.9 Rango de Voltajes especificado por ANSI Standard C84-1-1984



ANEXO L
 RESULTADOS GRAFICOS DE LAS SIMULACIONES CON CARGA PROMEDIO
 Figura 3.11 Red Actual. Diagrama de construcción

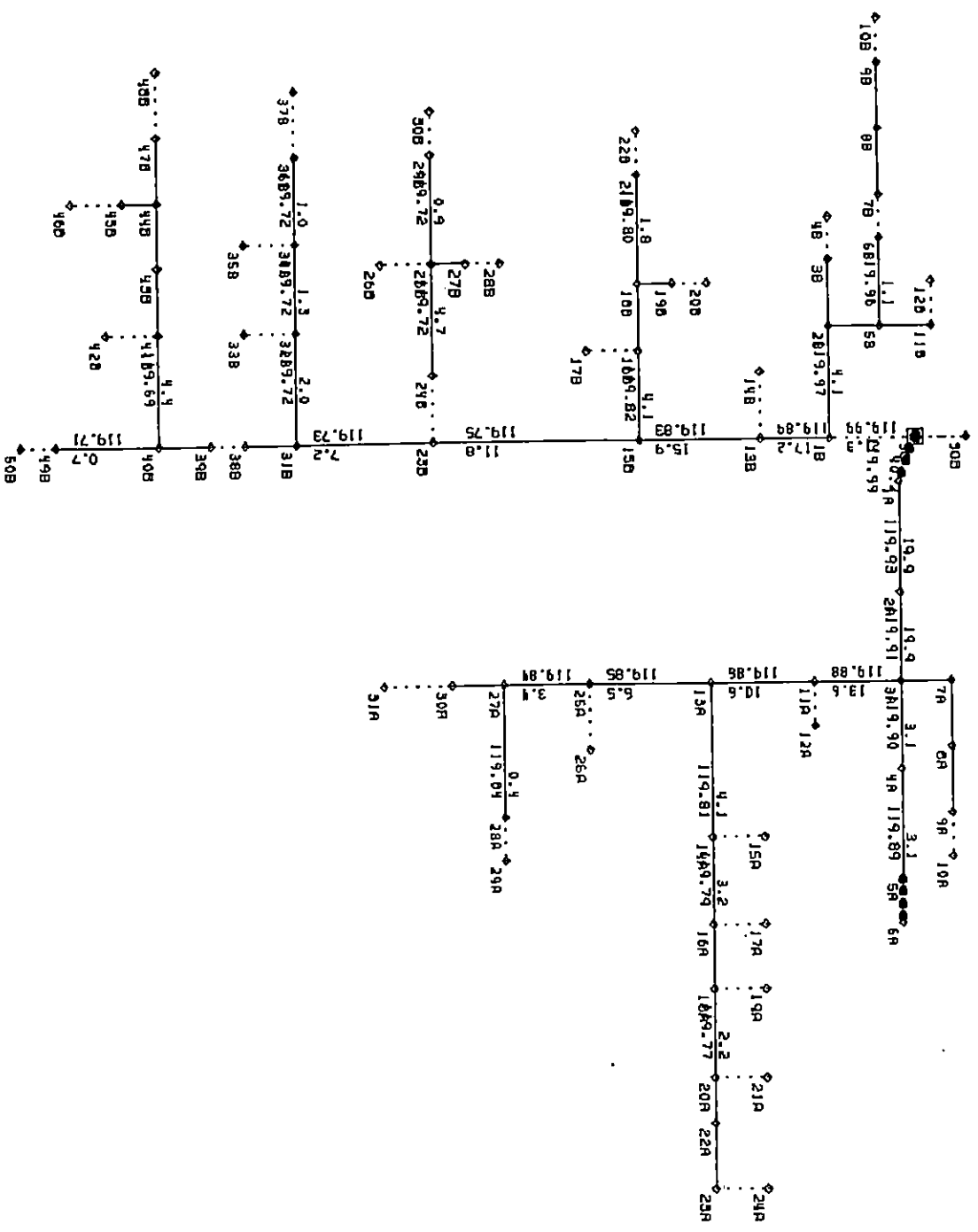


ANEXO L
 RESULTADOS GRAFICOS DE LAS SIMULACIONES CON CARGA PROMEDIO
 Figura 3.12 Red Actual. Diagrama de corriente/voltaje



PERIODOS TECNICOS PROMEDIO A 2.4KV DE LOS CIRCUITOS 9 Y 11
 EN LA SUBESTACION SRN RAFAEL DE SANTA RNR
 TUE. FEB 10 1998 00:29 LOAD CUR/VOLTAGE.SOURCE = 902.+J 296.
 TOTAL 41.323 13.632
 LOSSES KM KVAR

ANEXO L
RESULTADOS GRAFICOS DE LAS SIMULACIONES CON CARGA PROMEDIO
Figura 3.14 Sistema Reconvertido. Diagrama de corriente/voltaje.



PERDIDAS TECNICAS PROMEDIO A 13.2KV DE LOS CIRCUITOS 9 Y 11 EN LA SUBESTACION SAN RAFAEL DE SANTR ANR TUE. FEB 10 1998 01:07 LORD CUR/VOLTAGE.SOURCE = 862.+J 280.	TOTAL LOSSES 1.215 KW 0.404 KVAR
--	--

ANEXO I

RESULTADOS GRAFICOS DE LAS SIMULACIONES CON CARGA PROMEDIO
 Figura 3.15 Sistema Recalibrado y Reconvertido. Diagrama de Construcción (20AC=2/0 ACSR)



ANEXO M

Tabla 3.10 Rediseño de los nuevos transformadores de distribución de la red a 13.2 KV.

NODO	KVA	norm	# de fases	KVA inicial	KVA de cresta	Duración de cresta	% Carga Inicial	Factor de Capacidad	KVAcresta	Arreglo
6A	80			61,88	106,41	4 h	58	0,87	92,58	3 de 37,5
10A	82,5			63,82	109,74	4 h	58	0,87	95,47	3 de 37,5
12A	75			58,02	99,76	4 h	58	0,87	86,79	3 de 37,5
15A	15			19,84	36,58	4 h	54	0,86	31,46	3 de 15
17A	10		2	13,23	24,38	4 h	54	0,86	20,97	1 de 25
19A	10		2	13,23	24,38	4 h	54	0,86	20,97	1 de 25
21A	30			39,69	73,16	4 h	54	0,86	62,92	3 de 25
24A	10		2	13,23	24,38	4 h	54	0,86	20,97	1 de 25
26A	82			74,63	114,31	4 h	65	0,875	100,02	3 de 37,5
29A	10		2	9,1	13,94	4 h	65	0,875	12,20	1 de 15
31A	80			72,81	111,92	4 h	65	0,875	97,93	3 de 37,5
4B	80			42,62	43,73	4 h	97	0,98	42,86	3 de 15
10B	40			21,31	21,86	4 h	97	0,98	21,42	3 de 10
12B	25			13,32	13,67	4 h	97	0,98	13,40	3 de 10
14B	30			15,98	16,4	4 h	97	0,98	16,07	3 de 10
17B	85		2	42,62	65,48	4 h	65	0,875	57,30	1 de 75
20B	40			20,05	30,81	4 h	65	0,875	26,96	3 de 10
22B	80			40,11	61,63	4 h	65	0,875	53,93	3 de 25
26B	40			19,32	27,02	4 h	72	0,89	24,05	3 de 10
28B	150			72,46	101,32	4 h	72	0,89	90,17	3 de 37,5
30B	50		2	24,15	33,77	4 h	72	0,89	30,06	1 de 37,5
33B	33			18,97	28,48	4 h	67	0,88	25,06	3 de 10
35B	16			9,2	13,8	4 h	67	0,88	12,14	3 de 10
37B	50		2	28,75	43,15	4 h	67	0,88	37,97	1 de 50
42B	33			18,97	28,48	4 h	67	0,88	25,06	3 de 10
46B	80			46,01	69,05	4 h	67	0,88	60,76	3 de 25
48B	82,5			47,45	71,2	4 h	67	0,88	62,66	3 de 25
50B	33			18,97	28,48	4 h	67	0,88	25,06	3 de 10
CAPAC.,KVA										
CANT										
10	27									
15	7									
25	15									
37,5	19									
50	1									
75	1									
Total										
70										

ANEXO N

Tabla 3.11 Comparación de corrientes simuladas y medidas en tramos principales

Tramo	FASE A		FASE B		FASE C	
	simulado	medido	simulado	medido	simulado	medido
SO a 1B	123,94	120,36	105,81	106,82	123,93	109,81
1B a 13B	101,17	97,93	82,952	93,01	101,17	85,81
15B a 23B	70,22	73,2	60,371	73,2	70,22	73,2
23B a 31B	42,66	45,31	37,484	45,31	42,66	45,31
SO a 1A	113,38	105,73	105,51	109,25	113,40	115,49
13A a 14A	23,69	23,87	15,464	23,87	23,69	23,87
13A a 25A	37,37	37,86	37,371	40,25	37,37	38,97

Las filas sombreadas identifican los dos alimentadores principales de la red.

ANEXO Ñ
SITUACION TÉCNICA DE LA RED EN ESTUDIO CON PROYECCION A 15 AÑOS.

Tabla 3.12 Alternativas de Solución consideradas.

AÑO	RED SIN MODIFICAR			RECALIBRADO Y RECONVERTIDO		
	MIN. VOLT.	FUENTE (KW)	PERDIDAS (KW)	MIN. VOLT.	FUENTE (KW)	PERDIDAS (KW)
1997	109,34	901,62	41,32	119,84	860,63	0,53
1998	108,65	958,53	46,81	119,83	912,51	0,59
1999	107,90	1019,68	53,05	119,82	967,29	0,66
2000	107,09	1084,8	60,17	119,81	1025,37	0,75
2001	106,23	1154,4	68,3	119,79	1086,94	0,84
2002	105,3	1228,85	77,58	119,78	1152,21	0,94
2003	104,46	1295,22	86,38	119,77	1209,87	1,04
2004	103,58	1365,53	96,25	119,76	1270,43	1,15
2005	102,63	1440,07	107,33	119,75	1334,01	1,26
2006	101,61	1519,17	119,79	119,73	1400,77	1,39
2007	100,53	1603,16	133,82	119,72	1470,88	1,54
2008	99,83	1656,62	143,19	119,71	1515,06	1,63
2009	99,102	1712,1	153,27	119,7	1560,56	1,73
2010	98,343	1769,72	164,13	119,69	1607,43	1,84
2011	97,549	1829,61	115,85	119,69	1655,71	1,95
2012	96,717	1891,87	188,5	119,68	1705,44	2,07
AÑO	RECALIBRADO			RECONVERTIDO		
	MIN. VOLT.	FUENTE (KW)	PERDIDAS (KW)	MIN. VOLT.	FUENTE (KW)	PERDIDAS (KW)
1997	115,04	877,05	16,75	119,67	861,51	1,21
1998	114,73	930,8	18,88	119,65	913,28	1,37
1999	114,40	987,92	21,29	119,63	968,16	1,53
2000	114,05	1048,63	24	119,61	1026,35	1,72
2001	113,68	1113,18	27,08	119,58	1088,04	1,94
2002	113,29	1181,83	30,55	119,56	1153,46	2,18
2003	112,93	1242,65	33,8	119,54	1211,25	2,4
2004	112,56	1306,7	37,41	119,51	1271,94	2,65
2005	112,17	1374,16	41,42	119,49	1335,68	2,92
2006	111,65	1445,25	45,86	119,46	1402,62	3,22
2007	111,31	1520,16	50,8	119,44	1472,92	3,55
2008	111,04	1567,49	54,05	119,42	1517,21	3,77
2009	110,75	1616,36	57,51	119,4	1562,85	4
2010	110,45	1666,82	61,21	119,39	1609,86	4,25
2011	110,15	1718,92	65,15	119,37	1658,29	4,51
2012	109,83	1772,73	69,35	119,35	1708,18	4,78

ANEXO O

DETALLE Y COSTO DE ESTRUCTURAS A UTILIZAR A 13.2KV. NORMAS NRECA.

Tabla 3.13 ESTRUCTURA TANGENTE 2 FASES, B1				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
a	Aislador tipo pin	2	¢ 94,92	¢ 189,84
c	Perno máquina 5/8"x10"	2	¢ 9,50	¢ 19,00
c	Perno máquina 5/8"x1 1/2"	2	¢ 7,30	¢ 14,60
d	Arandela curva ag. 11/16"	2	¢ 3,70	¢ 7,40
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	4	¢ 1,34	¢ 5,36
f	Espiga aislador tipo pin	2	¢ 73,45	¢ 146,90
g	Cruzero 2 1/2"x2 1/2"x1/4"x2,03m	1	¢ 290,00	¢ 290,00
cu	Diagonal 1 1/2"x1 1/2"x1/4"x0,91m	2	¢ 31,00	¢ 62,00
gz	Zapata para poste	1	¢ 23,00	¢ 23,00
bv	Juego de varillas prefor. sencillo, fase	2	¢ 8,00	¢ 16,00
bv	Juego de varillas prefor. sencillo, neutro	1	¢ 7,50	¢ 7,50
bva	Amarradera primaria aluminio	3	¢ 12,00	¢ 36,00
bs	Perno aislador carrete 5/8"x10"	1	¢ 11,00	¢ 11,00
cm	Aislador de carrete 1 3/4"	1	¢ 7,40	¢ 7,40
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
			total	¢ 860,00
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES			7	¢ 6.020,00
Tabla 3.14 ESTRUCTURA ANGULAR 2 FASES, B2-1				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
a	Aislador tipo pin	4	¢ 94,92	¢ 379,68
c	Perno máquina 5/8"x12"	3	¢ 10,00	¢ 30,00
c	Perno máquina 5/8"x1 1/2"	4	¢ 7,30	¢ 29,20
d	Arandela curva ag. 11/16"	1	¢ 3,70	¢ 3,70
d	Arandela plana ag. 11/16"	4	¢ 1,10	¢ 4,40
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	11	¢ 1,34	¢ 14,74
cm	Aislador de carrete 3"	1	¢ 13,00	¢ 13,00
g	Cruzero 2 1/2"x2 1/2"x1/4"x2,03m	2	¢ 290,00	¢ 580,00
cu	Diagonales 1 1/2"x1 1/2"x1/4"x0,91m	4	¢ 31,00	¢ 124,00
n	Perno todo rosca 5/8"x12"	2	¢ 11,00	¢ 22,00
bv	Juego de varillas prefor. doble, fase	2	¢ 8,00	¢ 16,00
bv	Juego de varillas prefor. sencilla, neutro	1	¢ 7,50	¢ 7,50
bva	Amarradera primaria aluminio	5	¢ 12,00	¢ 60,00
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
gz	Zapata para poste	1	¢ 23,00	¢ 23,00
da	Estribo aislador de carrete	1	¢ 25,00	¢ 25,00
f	Espiga aislador tipo pin	4	¢ 73,45	¢ 293,80
	Retenida doble + sencilla	1	¢ 892,33	¢ 892,33
			total	¢ 2.542,35
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES			2	¢ 5.084,70

ANEXO O

DETALLE Y COSTO DE ESTRUCTURAS A UTILIZAR A 13.2KV. NORMAS NRECA.

Tabla 3.15 ESTRUCTURA ANGULAR 2 FASES, B3				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
cm	Aislador de carrete de 3"	1	¢ 13,00	¢ 13,00
d	Arandela curva ag. 11/16"	6	¢ 3,70	¢ 22,20
k	Aislador de suspensión 6"	4	¢ 114,50	¢ 458,00
o	Perno argolla 5/8"x 10"	3	¢ 27,60	¢ 82,80
m	Grapa de suspensión angular	2	¢ 142,00	¢ 284,00
bo	Grillete de anclaje 9/16"	2	¢ 42,00	¢ 84,00
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	3	¢ 3,70	¢ 11,10
bv	Juego de varillas prefor. doble, fase	2	¢ 8,00	¢ 16,00
bv	Juego de varillas prefor. sencillas, neutro	1	¢ 8,00	¢ 8,00
s	Estribo colgante para carrete	1	¢ 25,00	¢ 25,00
bva	Amarradera de aluminio	1	¢ 12,00	¢ 12,00
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
	Retenida doble + sencilla	1	¢ 892,33	¢ 892,33
			total	¢ 1.932,43
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		1	¢	1.932,43
Tabla 3.16 ESTRUCTURA ANGULAR 2 FASES B4				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
d	Arandela curva ag. 11/16"	12	¢ 3,70	¢ 44,40
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	6	¢ 1,34	¢ 8,04
k	Aislador de suspensión 6"	8	¢ 114,50	¢ 916,00
o	Perno argolla 5/8"x 10"	6	¢ 27,60	¢ 165,60
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
p	Conector compresión fase-fase	2	¢ 24,00	¢ 48,00
ci	Horquilla (CLEVIS) de remate	6	¢ 41,00	¢ 246,00
rp	Remate preformado, fase	4	¢ 15,00	¢ 60,00
rp	Remate preformado neutro	2	¢ 15,00	¢ 30,00
bo	Grillete de anclaje	4	¢ 42,00	¢ 168,00
p	Conector compresión neutro-neutro	1	¢ 24,00	¢ 24,00
	2 Retenidas Dobles+ 2 Sencillas	1	¢ 1.784,66	¢ 1.784,66
			total	¢ 3.518,70
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		1	¢	3.518,70

ANEXO O

DETALLE Y COSTO DE ESTRUCTURAS A UTILIZAR A 13.2KV. NORMAS NRECA.

Tabla 3.17 ESTRUCTURA DE REMATE 2 FASES B7-4				
ítem	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
c	Perno máquina 5/8"x10"	2	¢ 9,50	¢ 19,00
c	Perno máquina 5/8"x1 1/2"	4	¢ 7,30	¢ 29,20
d	Arandela curva ag. 11/16"	2	¢ 3,70	¢ 7,40
d	Arandela plana ag. 11/16"	4	¢ 1,10	¢ 4,40
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	11	¢ 1,34	¢ 14,74
k	Aislador de suspensión 10"	4	¢ 140,00	¢ 560,00
g	Cruzero 4x4"x1/4"x2,03m	2	¢ 313,85	¢ 627,70
cu	Diagonales 1 1/2"x1 1/2"x1/4"x0,91m	4	¢ 31,00	¢ 124,00
n	Perno todo rosca 5/8"x12"	2	¢ 11,00	¢ 22,00
o	Perno argolla 5/8"x10"	1	¢ 27,60	¢ 27,60
gz	Zapata para poste	1	¢ 23,00	¢ 23,00
bo	Grillete de anclaje 9/16"	2	¢ 50,00	¢ 100,00
ci	Horquilla (CLEVIS) de remare	3	¢ 41,00	¢ 123,00
rp	Remate preformado fase	2	¢ 15,00	¢ 30,00
rp	Remate preformado neutro	1	¢ 25,00	¢ 25,00
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
	Retenida doble + sencilla	1	¢ 892,33	¢ 892,33
			total	¢ 2.653,37
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		5	¢	13.266,85

Tabla 3.18 ESTRUCTURA TANGENTE TRES FASES C1				
ítem	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
a	Aislador tipo pin	3	¢ 94,92	¢ 284,76
b	Cabezote de 20"	1	¢ 63,00	¢ 63,00
c	Perno máquina 5/8"x10"	4	¢ 9,50	¢ 38,00
c	Perno máquina 5/8"x1 1/2"	2	¢ 7,30	¢ 14,60
d	Arandela curva ag. 11/16"	5	¢ 3,70	¢ 18,50
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	6	¢ 1,34	¢ 8,04
f	Espiga aislador tipo pin	2	¢ 73,45	¢ 146,90
g	Cruzero 2 1/2"x2 1/2"x1/4"x2,03m	1	¢ 290,00	¢ 290,00
cu	Diagonal 1 1/2"x1 1/2"x1/4"x0,91m	2	¢ 31,00	¢ 62,00
gz	Zapata para poste	1	¢ 23,00	¢ 23,00
bv	Juego de varillas prefor. sencillo, fase	3	¢ 8,00	¢ 24,00
bv	Juego de varillas prefor. sencillo, neutro	1	¢ 7,50	¢ 7,50
bva	Amarradera primaria aluminio	4	¢ 12,00	¢ 48,00
bs	Perno aislador carrete 5/8"x10"	1	¢ 11,00	¢ 11,00
cm	Aislador de carrete 1 3/4"	1	¢ 7,40	¢ 7,40
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
			total	¢ 1.070,70
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		95	¢	101.716,50

ANEXO O

DETALLE Y COSTO DE ESTRUCTURAS A UTILIZAR A 13.2KV. NORMAS NRECA.

Tabla 3.19 ESTRUCTURA ANGULAR 3 FASES C2-1				
ítem	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
a	Aislador tipo pin	6	¢ 94,92	¢ 569,52
b	Cabezote de 20"	2	¢ 63,00	¢ 126,00
c	Perno máquina 5/8"x12"	5	¢ 10,00	¢ 50,00
c	Perno máquina 5/8"x1 1/2"	4	¢ 7,30	¢ 29,20
d	Arandela curva ag. 11/16"	1	¢ 3,70	¢ 3,70
d	Arandela plana ag. 11/16"	4	¢ 1,10	¢ 4,40
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	13	¢ 1,34	¢ 17,42
cm	Aislador de carrete 3"	1	¢ 13,00	¢ 13,00
g	Cruzero 2 1/2"x2 1/2"x1/4"x2,03m	2	¢ 290,00	¢ 580,00
cu	Diagonales 1 1/2"x1 1/2"x1/4"x0,91m	4	¢ 31,00	¢ 124,00
n	Perno todo rosca 5/8"x12"	2	¢ 11,00	¢ 22,00
bv	Juego de varillas prefor. doble, fase	3	¢ 8,00	¢ 24,00
bv	Juego de varillas prefor. sencilla, neutro	1	¢ 7,50	¢ 7,50
bva	Amarradera primaria aluminio	7	¢ 12,00	¢ 84,00
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
gz	Zapata para poste	1	¢ 23,00	¢ 23,00
da	Estribo aislador de carrete	1	¢ 25,00	¢ 25,00
f	Espiga aislador tipo pin	4	¢ 73,45	¢ 293,80
	Retenida doble + sencilla	1	¢ 892,33	¢ 892,33
			total	¢ 2.912,87
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		5	¢	14.564,35
Tabla 3.20 ESTRUCTURA ANGULAR TRES FASES C3				
ítem	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
cm	Aislador de carrete de 3"	1	¢ 13,00	¢ 13,00
d	Arandela curva ag. 11/16"	8	¢ 3,70	¢ 29,60
k	Aislador de suspensión 6"	6	¢ 114,50	¢ 687,00
o	Perno argolla 5/8"x 10"	4	¢ 27,60	¢ 110,40
m	Grapa de suspensión angular	3	¢ 142,00	¢ 426,00
bo	Grillete de anclaje 9/16"	3	¢ 42,00	¢ 126,00
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	4	¢ 3,70	¢ 14,80
bv	Juego de varillas prefor. doble, fase	3	¢ 8,00	¢ 24,00
bv	Juego de varillas prefor. sencillas, neutro	1	¢ 8,00	¢ 8,00
s	Estribo colgante para carrete	1	¢ 25,00	¢ 25,00
bva	Amarradera de aluminio	1	¢ 12,00	¢ 12,00
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
	retenida doble	2	¢ 639,47	¢ 1.278,94
			total	¢ 2.778,74
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		6	¢	16.672,44

ANEXO O

DETALLE Y COSTO DE ESTRUCTURAS A UTILIZAR A 13.2KV. NORMAS NRECA.

Tabla 3.21 ESTRUCTURA ANGULAR TRES FASES C4				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
d	Arandela curva ag. 11/16"	16	¢ 3,70	¢ 59,20
k	Aislador de suspensión 6"	12	¢ 114,50	¢ 1.374,00
o	Perno argolla 5/8"x 10"	8	¢ 27,60	¢ 220,80
ci	Horquilla (CLEVIS) de remate	8	¢ 41,00	¢ 328,00
bo	Grillete de anclaje 9/16"	6	¢ 42,00	¢ 252,00
bk	Arandela de presión ag. 11/16"	8	¢ 8,00	¢ 64,00
p	Conector compresión fase-fase	3	¢ 8,00	¢ 24,00
p	Conector compresión neutro-neutro	1	¢ 25,00	¢ 25,00
rp	Remate preformado fase	6	¢ 12	¢ 72,00
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 25,00	¢ 25,00
rp	Remate preformado neutro	2	¢ 15,00	¢ 30,00
	Retenida doble	4	¢ 639,47	¢ 2.557,88
			total	¢ 5.031,88
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		5	¢	25.159,40
Tabla 3.22 ESTRUCTURA DE REMATE 3 FASES C7-4				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
c	Perno máquina 5/8"x10"	2	¢ 9,50	¢ 19,00
c	Perno máquina 5/8"x1 1/2"	4	¢ 7,30	¢ 29,20
d	Arandela curva ag. 11/16"	4	¢ 3,70	¢ 14,80
d	Arandela plana ag. 11/16"	4	¢ 1,10	¢ 4,40
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	12	¢ 1,34	¢ 16,08
k	Aislador de suspensión 10"	6	¢ 140,00	¢ 840,00
g	Cruzero 4x4"x1/4"x2,03m	2	¢ 313,85	¢ 627,70
cu	Diagonales 1 1/2"x1 1/2"x1/4"x0,91m	4	¢ 31,00	¢ 124,00
n	Perno todo rosca 5/8"x12"	2	¢ 11,00	¢ 22,00
o	Perno argolla 5/8"x10"	2	¢ 27,60	¢ 55,20
gz	Zapata para poste	1	¢ 23,00	¢ 23,00
bo	Grillete de anclaje 9/16"	3	¢ 50,00	¢ 150,00
ci	Horquilla (CLEVIS) de remate	4	¢ 41,00	¢ 164,00
rp	Remate preformado fase	3	¢ 15,00	¢ 45,00
rp	Remate preformado neutro	1	¢ 25,00	¢ 25,00
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
	Retenida doble	2	¢ 639,47	¢ 1.278,94
			total	¢ 3.462,32
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		33	¢	114.256,56

ANEXO O

DETALLE Y COSTO DE ESTRUCTURAS A UTILIZAR A 13.2KV. NORMAS NRECA.

Tabla 3.23 ESTRUCTURA DE DOBLE REMATE EN CRUCERO 3 A 2 FASES C8-4				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
c	Perno máquina 5/8"x10"	2	¢ 9,50	¢ 19,00
c	Perno máquina 5/8"x1 1/2"	4	¢ 7,30	¢ 29,20
d	Arandela curva ag. 11/16"	4	¢ 3,70	¢ 14,80
d	Arandela plana ag. 11/16"	4	¢ 1,10	¢ 4,40
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	10	¢ 1,34	¢ 13,40
k	Aislador de suspensión 10"	10	¢ 140,00	¢ 1.400,00
g	Cruzero 4x4"x1/4"x2,03m	2	¢ 313,85	¢ 627,70
cu	Diagonales 1 1/2"x1 1/2"x1/4"x0,91m	4	¢ 31,00	¢ 124,00
n	Perno todo rosca 5/8"x12"	2	¢ 11,00	¢ 22,00
o	Perno argolla 5/8"x10"	2	¢ 27,60	¢ 55,20
gz	Zapata para poste	1	¢ 23,00	¢ 23,00
bo	Grillete de anclaje 9/16"	5	¢ 50,00	¢ 250,00
ci	Horquilla (CLEVIS) de remare	8	¢ 41,00	¢ 328,00
rp	Remate preformado fase	5	¢ 15,00	¢ 75,00
rp	Remate preformado neutro	1	¢ 25,00	¢ 25,00
p	Conector compresión neutro-tierra	1	¢ 24,00	¢ 24,00
p	Conector compresión neutro-neutro	1	¢ 24,00	¢ 24,00
p	Conector compresión fase-fase	2	¢ 24,00	¢ 48,00
	Retenida doble	2	¢ 639,47	¢ 1.278,94
			total	¢ 4.385,64
# DE ESTRUCTURAS EXISTENTES		3	¢	13.156,92

ANEXO O

DETALLE Y COSTO DE ESTRUCTURAS A UTILIZAR A 13.2KV. NORMAS NRECA.

TIPOS DE RETENIDAS UTILIZADAS				
Tabla 3.24 RETENIDA SENCILLA.				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
u	Mordaza preformada	2	¢ 22,60	¢ 45,20
v	Soporte para retenida	1	¢ 28,25	¢ 28,25
c	Perno máquina 5/8"x10"	1	¢ 9,50	¢ 9,50
dk	Arandela de presión ag.11/16"	1	¢ 1,34	¢ 1,34
d	Arandela curva ag.11/16"	1	¢ 3,70	¢ 3,70
p	Conector compresión	2	¢ 24,00	¢ 48,00
y	Cable de retenida 5/16" en metros	7	¢ 6,33	¢ 44,31
	Ancla de expansión	1	¢ 72,56	¢ 72,56
			total	¢ 252,86
Tabla 3.25 RETENIDA DOBLE				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
u	Mordaza preformada	8	¢ 22,60	¢ 180,80
v	Soporte para retenida	4	¢ 28,25	¢ 113,00
c	Perno máquina 5/8"x10"	4	¢ 9,50	¢ 38,00
dk	Arandela de presión ag.11/16"	4	¢ 1,34	¢ 5,36
d	Arandela curva ag.11/16"	4	¢ 3,70	¢ 14,80
p	Conector compresión	5	¢ 24,00	¢ 120,00
y	Cable de retenida 5/16"	15	¢ 6,33	¢ 94,95
	Ancla de expansión	1	¢ 72,56	¢ 72,56
			total	¢ 639,47

ANEXO O

DETALLE Y COSTO DE ESTRUCTURAS A UTILIZAR A 13.2kV. NORMAS NRECA.

HERRAJES Y ACCESORIOS UTILIZADOS EN LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES				
Tabla 3.26 PARA BANCOS DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
gz	Zapata para poste	8	¢ 94,92	¢ 759,36
c	Perno máquina 5/8"x12"	2	¢ 9,50	¢ 19,00
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	22	¢ 1,34	¢ 29,48
g	Cruzero 2 1/2"x2 1/2"x1/4"x2,03m	1	¢ 290,00	¢ 290,00
cu	Diagonal 1 1/2"x1 1/2"x1/4"x0,91m	2	¢ 31,00	¢ 62,00
d	Arandela de plana ag. 11/16"	4	¢ 1,10	¢ 4,40
ax	Porta fusibles	3	¢ 701,73	¢ 2.105,19
	Pararrayo de 10kV	3	¢ 425,00	¢ 1.275,00
	Abrazadera de 7" a 9"	6	¢ 35,00	¢ 210,00
			total	¢ 4.754,43
Tabla 3.27 PARA BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS				
item	descripción	cantidad	precio unitario	sub total
gz	Zapata para poste	4	¢ 94,92	¢ 379,68
c	Perno máquina 5/8"x12"	2	¢ 9,50	¢ 19,00
dk	Arandela de presión ag. 11/16"	18	¢ 1,34	¢ 24,12
d	Arandela de plana ag. 11/16"	4	¢ 1,10	¢ 4,40
ax	Porta fusibles	1	¢ 701,73	¢ 701,73
	Pararrayo de 10kV	1	¢ 425,00	¢ 425,00
	Abrazadera de 7" a 9"	1	¢ 35,00	¢ 35,00
	Extensión para cortacircuito y pararrayo	1	¢ 25,00	¢ 25,00
			total	¢ 1.613,93

ANEXO O
CUADRO RESUMEN DEL CAMBIO DE ESTRUCTURAS

tabla 3.28 CIRCUITO 9

EXISTENTE			NUEVA, NORMAS NRECA		
POSTE	ESTRUCTURA	ANGULO(°)	fases	ESTRUCTURA	ANGULO(°)
3423160	VS/TS			C1+C7-4	
3423161	TS			C1	
3423162	TS			C1	
3423163	TS			C1	
3423167	TS			C1	
3423168	VS/TS			C1+C7-4	
3423170	H			C7-4	
3423171	CD	47		C3	30 - 60
3423176	TS			C1	
3423177	TS			C1	
3423178	VS/TS			C1+C7-4	
3423179	RH			C7-4	
3423180	VS			C1	
3423181	VS/TS			C1+C7-4	
3423187	VS			C1	
3423188	TS			C7-4	
3423189	CD	100		C4	60 - 120
3423190	VD	26		C2-1	15 - 30
3423191	VD	20		C2-1	15 - 30
3423192	VD	28		C2-1	15 - 30
3423193	VS			C1	
3423194	VD	29		C2-1	15 - 30
3423195	RH			C7-4	
3423200	VS			C1	
3423201	VD	22		C2-1	15 - 30
3423202	TS			C1	
3423203	TS			C1	
3423204	TS			C1	
3423205	TS			C1	
3423206	TS			C1	
3423207	CD	53		C3	30 - 60
3423208	VS/TS			C1+C7-4	
3423209	VS/TS			C1+B7-4	
3423210	RH		2	B7-4	
3423211	VS			C1	
3423213	VS			C1	
3423214	VS			C1	
34232137	VS/TS			C1+C7-4	
3423334	VS			C1	
3423320	RH			C7-4	
3423217	TS			C1	
3423218	TS			C1	
3423219	RH			C7-4	
3423221	TS			C1	

ANEXO O
CUADRO RESUMEN DEL CAMBIO DE ESTRUCTURAS

tabla 3.28 CIRCUITO 9

3423222	CD	90		C4	60 - 120
3423223	TS			C1	
3423224	TS			C1	
3423225	VS/TS			C1+C7-4	
3423232	TS			C1	
3423233	TS			C1	
3423234	C/RH			(C8-4)+(C7-4)	
3423235	RH			C7-4	
3423236	CD	115	2	B4	60 - 120
3423237	RH		2	B7-4	
3423226	TS			C1	
3423227	TS/RH			C1+C7-4	
3423228	TS			C1	
3423229	C		3 a 2	C8-4	
3423230	TS		2	B1	
3423231	RH		2	B7-4	
3423238	VS			C1	
3423239	TS/RH			C1+C7-4	
3423240	CD	42		C3	30 - 60
3423242	H			C7-4	
3423247	VS			C1	
3423248	RH			C7-4	
3423250	RH			C7-4	
3423252	TS			C1	
3423253	TS			C1	
3423255	TS			C1	
3423256	TS/RH			C1+C7-4	
3423261	H			C7-4	
3423281	TS			C1	
3423282	TS			C1	
3423283	RH		3	C7-4	

ANEXO O
CUADRO RESUMEN DEL CAMBIO DE ESTRUCTURAS

tabla 3.29 CIRCUTO 11

EXISTENTE			NUEVA, NORMAS NRECA		
POSTE	ESTRUCTURA	ANGULO(°)	FASES	ESTRUCTURA	ANGULO(°)
3423159	TS			C1	
3423652	CD	90		C4	60 - 120
4505687	TS			C1	
4505688	TS			C1	
4505689	TS			C1	
4505690	TS			C1	
4505691	TS			C1	
4505692	TS			C1	
4505873	TS			C1	
4505874	RH			C7-4	
4505875	RH			C7-4	
4505880	VS			C1	
4505882	H			C7-4	
4505488	RH			C7-4	
4505694	VS			C1	
4505693	CD	32		C3	30 - 60
4505701	VS			C1	
4505702	VS			C1	
4505703	VS			C1	
4505711	VS			C1	
4505712	VS			C1	
4505713	RH			C7-4	
4505715	TS			C1	
4505716	TS			C1	
4505717	RH			C7-4	
4505724	TS			C1	
4505725	TS			C1	
4505726	TS			C1	
4505727	TS			C1	
4505728	H			C1	
4505743	TS			C1	
4505744	TS			C1	
4505745	TS			C1	
4505755	H			C1	
4505756	TS			C1	
4505628	RH			C7-4	
4505761	RH			C7-4	
4505762	VS			C1	
4505763	VS			C1	
4505764	VS			C1	
4505765	VS		2	C1	
4505766	RH			C7-4	
4505774	RH			C7-4	
4505775	TS			C1	

ANEXO O
CUADRO RESUMEN DEL CAMBIO DE ESTRUCTURAS

tabla 3.29 CIRCUTO 11

4505776	TS			C1	
4505777	TS			C1	
4505778	TS			C1	
4505779	TS			C1	
4505797	TS			C1	
4505798	TS			C1	
4505804	TS			C1	
4505805	CD	80		C4	60-120
4505806	CD	80		C4	60-120
4505816	TS			C1	
4505817	TS			C1	
4505818	TS			C1	
4505819	TS			C1	
4505829	CD	32		C3	30-60
4505830	CD	32	2	C3	30-60
4505831	VD	20		C2-1	15-30
4505832	TS			C1	
4505833	TS		2	C1	
4505836	TS			C1	
4505840	TS			C1	
4505841	TS			C1	
4505842	TS			C1	
4505848	C		3 a 2	C8-4	
4505860	TS		2	B1	
4505861	TS		2	B1	
4505862	TS		2	B1	
4505866	VD	25	2	B2-1	15-30
4505867	TS		2	B1	
4505868	TS		2	B1	
4505869	TS		2	B1	
4505870	VD	20	2	B2-1	15-30
4505871	CD	50	2	B3	30-60
4505872	RH		2	B7-4	

ANEXO P

Tabla 4.1 COSTO GLOBAL DEL PROYECTO DE RECALIBRACIÓN Y RECONVERSIÓN

TIPOS DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS					
ESTRUCTURA	CODIGO	CANTIDAD	COSTO MAT	COSTO MO.	COSTO TOTAL
TANGENTE 2 FASES	B-1	7	¢ 6.020,00	¢ 689,50	¢ 6.709,50
ANGULAR 2 FASES	B2-1	2	¢ 584,70	¢ 394,00	¢ 978,70
ANGULAR 2 FASES	B3	1	¢ 19.321,43	¢ 200,00	¢ 19.521,43
ANGULAR 2 FASES	B4	1	¢ 3.518,70	¢ 200,00	¢ 3.718,70
DE REMATE 2 FASES	B7-4	5	¢ 13.266,85	¢ 500,00	¢ 13.766,85
TANGENTE 3 FASES	C1	95	¢ 101.716,50	¢ 18.715,00	¢ 120.431,50
ANGULAR 3 FASES	C2-1	5	¢ 14.564,35	¢ 394,00	¢ 14.958,35
ANGULAR 3 FASES	C3	6	¢ 16.672,44	¢ 527,40	¢ 17.199,84
ANGULAR 3 FASES	C4	5	¢ 25.159,40	¢ 492,00	¢ 25.651,40
DE REMATE 3 FASES	C7-4	33	¢ 114.256,56	¢ 4.125,00	¢ 118.381,56
DE DOBLE REMATE	C8-4	3	¢ 13.156,92	¢ 750,00	¢ 13.906,92
PARA BANCO TRIFAS		21	¢ 99.843,03	¢ 6.300,00	¢ 106.143,03
PARA BANCO MONOFAS		7	¢ 11.297,51	¢ 1.400,00	¢ 12.697,51
TOTAL					¢ 474.065,29
TRANSFORMADORES MONOFASICOS					
CAPACIDAD (KVA)	CANT	PU	COSTO MAT.	COSTO MO	COSTO TOTAL
10	27	¢ 4.633,00	¢ 125.091,00	¢ 16.200,00	¢ 141.291,00
15	7	¢ 4.972,00	¢ 34.804,00	¢ 4.200,00	¢ 39.004,00
25	15	¢ 6.158,50	¢ 92.377,50	¢ 9.000,00	¢ 101.377,50
37,5	19	¢ 7.740,00	¢ 147.060,00	¢ 11.400,00	¢ 158.460,00
50	1	¢ 8.983,00	¢ 8.983,00	¢ 600,00	¢ 9.583,00
75	1	¢ 13.079,00	¢ 13.079,00	¢ 600,00	¢ 13.679,00
TOTAL					281.672,50
	CANT	PU	MO	TOTAL	
POSTES ATLAS 30'	6	¢ 1.800,00	¢ 250,00	¢ 12.300,00	
CABLE 2/0(Mt)	18707	¢ 11,25	¢ 2,25	¢ 252.544,50	
TOTAL DE INVERSIÓN DEL PROYECTO DE RECALIBRAR Y RECONVERTIR					¢ 1.020.582,29

ANEXO Q

TABLA 4.2 ANALISIS ECONOMICO DEL SISTEMA RECALIBRADO.

AÑO	INVERSION		COMPRA DE ENERGIA		COSTO TOTAL	VENTAS DE ENERGIA		BENEFICIO CIP	BENEFICIO SIP	BENEFICIO NETO
	CIP	SIP	CIP	SIP		CIP	SIP			
1997	252.545	0	4.987.737	4.510.657	4.640.282	5.878.258	5.878.258	1.237.976	1.367.601	- 129.625
1998	0	0	4.656.640	4.795.368	4.656.640	6.230.967	6.229.600	1.574.327	1.434.232	140.095
1999	0	0	4.942.402	5.101.292	4.942.402	6.604.789	6.604.789	1.662.388	1.503.498	158.890
2000	0	0	5.246.124	5.427.076	5.246.124	7.001.092	7.001.092	1.754.968	1.574.015	180.953
2001	0	0	5.569.057	5.775.274	5.569.057	7.421.104	7.421.104	1.852.047	1.645.830	206.217
2002	0	0	5.912.502	6.147.735	5.912.502	7.866.466	7.866.398	1.953.964	1.718.663	235.302
2003	0	0	6.216.774	6.479.773	6.216.774	8.259.830	8.259.762	2.043.056	1.779.989	263.067
2004	0	0	6.537.206	6.831.523	6.537.206	8.672.805	8.672.736	2.135.599	1.841.214	294.385
2005	0	0	6.874.697	7.204.434	6.874.697	9.106.346	9.106.346	2.231.649	1.901.912	329.737
2006	0	0	7.230.349	7.600.158	7.230.349	9.561.752	9.561.684	2.331.403	1.961.525	369.878
2007	0	0	7.605.111	8.020.347	7.605.111	10.039.843	10.039.706	2.434.732	2.019.360	415.372
2008	0	0	7.841.895	8.287.798	7.841.895	10.341.033	10.340.965	2.499.137	2.053.166	445.971
2009	0	0	8.086.384	8.565.356	8.086.384	10.651.310	10.651.174	2.564.926	2.085.818	479.108
2010	0	0	8.338.827	8.853.619	8.338.827	10.970.812	10.970.675	2.631.985	2.117.056	514.928
2011	0	0	8.599.475	9.153.239	8.599.475	11.289.890	11.709.779	2.700.405	2.556.541	143.864
2012	0	0	8.868.677	9.464.715	8.868.677	11.638.855	11.638.787	2.770.177	2.174.071	596.106

*Todos los datos en miles de colones.

TIR = 122%
 Flujos netos de efectivo en valor presente = 1.819.392
 VAN = 1.689.767

Capital recuperado en el año 1999 = 251.751
 Capital recuperado en el año 2000 = 380.550

ANEXO R

Tabla 4.3 ANALISIS ECONOMICO DEL SISTEMA RECONVERTIDO.

AÑO	INVERSION		COMPRA DE ENERGIA		COSTO TOTAL		VENTAS DE ENERGIA		BENEFICIO		BENEFICIO NETO
	C/P	S/P	C/P	S/P	C/P	C/P	S/P	C/P	S/P		
1997	768,038	0	4,309,993	4,510,657	5,078,031	5,878,258	5,878,258	800,227	1,367,601	- 567,374	
1998	0	0	4,568,990	4,756,368	4,568,990	6,230,899	6,229,600	1,661,909	1,434,232	227,677	
1999	0	0	4,843,546	5,101,292	4,843,546	6,604,789	6,604,789	1,761,244	1,503,498	257,746	
2000	0	0	5,134,661	5,427,076	5,134,661	7,001,092	7,001,092	1,866,431	1,574,015	292,416	
2001	0	0	5,443,286	5,775,274	5,443,286	7,421,104	7,421,104	1,977,818	1,645,830	331,988	
2002	0	0	5,770,571	6,147,735	5,770,571	7,866,466	7,866,396	2,095,895	1,718,663	377,232	
2003	0	0	6,059,685	6,479,773	6,059,685	8,259,830	8,259,762	2,200,145	1,779,989	420,156	
2004	0	0	6,363,307	6,831,523	6,363,307	8,672,805	8,672,736	2,309,497	1,841,214	468,284	
2005	0	0	6,682,188	7,204,434	6,682,188	9,106,483	9,106,346	2,424,295	1,901,912	522,383	
2006	0	0	7,017,078	7,600,158	7,017,078	9,561,820	9,561,684	2,544,742	1,961,525	583,217	
2007	0	0	7,368,777	8,020,347	7,368,777	10,039,911	10,039,706	2,671,134	2,019,360	651,774	
2008	0	0	7,590,353	8,287,798	7,590,353	10,341,033	10,340,965	2,750,680	2,053,166	697,514	
2009	0	0	7,818,682	8,565,356	7,818,682	10,651,310	10,651,174	2,832,628	2,085,818	746,810	
2010	0	0	8,053,866	8,853,619	8,053,866	10,970,812	10,970,675	2,916,946	2,117,056	799,890	
2011	0	0	8,296,153	9,153,239	8,296,153	11,299,948	11,709,779	3,003,795	2,556,541	447,255	
2012	0	0	8,545,744	9,484,715	8,545,744	11,638,992	11,638,787	3,093,247	2,174,071	919,176	

*Todos los datos en miles de colones.

TIR = 52%
 Flujos netos de efectivo en valor presente = 2.932.737
 VAN = 2.365.363
 Capital recuperado en el año 2000 = 616.893
 Capital recuperado en el año 2001 = 827.877

ANEXO S

Tabla 4.4 ANALISIS ECONOMICO DEL SISTEMA RECONVERTIDO Y RECALIBRADO.

AÑO	INVERSION		COMPRA DE ENERGIA		COSTO TOTAL	VENTAS DE ENERGIA		BENEFICIO		BENEFICIO NETO
	CIP	SIP	CIP	SIP		CIP	SIP	CIP	SIP	
1997	1,020,582	0	4,305,591	4,510,657	5,326,173	5,876,891	5,878,258	550,718	1,367,601	- 816,983
1998	0	0	4,565,138	4,795,368	4,565,138	6,230,967	6,229,600	1,665,829	1,434,232	231,597
1999	0	0	4,839,193	5,101,292	4,839,193	6,604,789	6,604,789	1,765,596	1,503,498	262,099
2000	0	0	5,129,758	5,427,076	5,129,758	7,001,024	7,001,092	1,871,266	1,574,015	297,250
2001	0	0	5,437,783	5,775,274	5,437,783	7,421,104	7,421,104	1,983,322	1,645,830	337,491
2002	0	0	5,764,318	6,147,736	5,764,318	7,866,398	7,866,398	2,102,080	1,718,663	383,417
2003	0	0	6,052,781	6,479,773	6,052,781	8,259,694	8,259,762	2,206,912	1,779,989	426,924
2004	0	0	6,355,753	6,831,523	6,355,753	8,672,736	8,672,736	2,316,983	1,841,214	475,770
2005	0	0	6,673,833	7,204,434	6,673,833	9,106,414	9,106,346	2,432,581	1,901,912	530,669
2006	0	0	7,007,823	7,600,158	7,007,823	9,561,684	9,561,684	2,553,861	1,961,525	592,336
2007	0	0	7,358,571	8,020,347	7,358,571	10,039,706	10,039,706	2,681,135	2,019,360	661,775
2008	0	0	7,579,597	8,287,788	7,579,597	10,340,965	10,340,965	2,761,368	2,053,166	708,201
2009	0	0	7,807,226	8,565,356	7,807,226	10,651,174	10,651,174	2,843,948	2,085,818	758,130
2010	0	0	8,041,709	8,853,619	8,041,709	10,970,675	10,970,675	2,928,967	2,117,056	811,910
2011	0	0	8,283,246	9,153,239	8,283,246	11,289,811	11,709,779	3,016,566	2,556,541	460,025
2012	0	0	8,532,037	9,464,715	8,532,037	11,638,787	11,638,787	3,106,750	2,174,071	932,679

*Todos los datos en miles de colones.

Flujos netos de efectivo en valor presente TIR = 40%

VAN = 2,163,755

Capital recuperado en el año 2002 = 1,059,346

Capital recuperado en el año 2003 = 1,275,639

ANEXO T

Tabla 4.5 ANALISIS ECONOMICO DEL SISTEMA RECALIBRADO EN 1997 Y RECONVERTIDO EN EL 2001.

AÑO	INVERSION		COMPRA DE ENERGÍA		COSTO TOTAL	VENTAS DE ENERGÍA		BENEFICIO		BENEFICIO NETO
	C/P	S/P	C/P	S/P		C/P	S/P	C/P	S/P	
1997	252.545	0	4.387.737	4.510.657	4.640.282	5.878.258	5.878.258	1.237.976	1.367.601	- 129.625
1998	0	0	4.656.640	4.795.368	4.656.640	6.230.967	6.229.600	1.574.327	1.434.232	140.095
1999	0	0	4.942.402	5.101.292	4.942.402	6.604.789	6.604.789	1.662.388	1.503.488	158.900
2000	0	0	5.246.124	5.427.076	5.246.124	7.001.092	7.001.092	1.754.968	1.574.015	180.953
2001	1.208.523	0	5.437.783	5.775.274	6.646.306	7.421.104	7.421.104	774.798	1.645.830	- 871.032
2002	0	0	5.764.318	6.147.795	5.764.318	7.866.466	7.866.398	2.102.148	1.718.663	383.485
2003	0	0	6.052.781	6.479.773	6.052.781	8.259.830	8.259.762	2.207.049	1.779.989	427.061
2004	0	0	6.365.753	6.831.523	6.365.753	8.672.805	8.672.736	2.317.052	1.841.214	475.838
2005	0	0	6.673.833	7.204.434	6.673.833	9.106.346	9.106.346	2.432.513	1.901.912	530.601
2006	0	0	7.007.823	7.620.159	7.007.823	9.561.752	9.561.684	2.553.929	1.961.525	592.404
2007	0	0	7.368.571	8.020.347	7.368.571	10.039.843	10.039.706	2.681.272	2.019.380	661.912
2008	0	0	7.579.597	8.287.798	7.579.597	10.341.033	10.340.965	2.761.436	2.053.166	708.270
2009	0	0	7.807.226	8.565.356	7.807.226	10.651.310	10.651.174	2.844.084	2.085.818	758.266
2010	0	0	8.041.709	8.853.619	8.041.709	10.970.812	10.970.675	2.929.103	2.117.056	812.047
2011	0	0	8.283.246	9.153.239	8.283.246	11.299.880	11.709.779	3.016.634	2.556.541	460.093
2012	0	0	8.532.037	9.464.715	8.532.037	11.638.855	11.638.787	3.106.818	2.174.071	932.747

*Todos los datos en miles de colones.

TIR = 79%
 = 1.966.138
 Flujos netos de efectivo en valor presente =
 VAN = 1.836.513
 Capital recuperado en el año 2006 = 904.128
 Capital recuperado en el año 2007 = 1.117.246

ANEXO U

CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES UTILIZADOS

Circular Aluminum or Al. A.W.O.	Strands Layers	Aluminum Strand Dia. Inches	Strands Dia. Inches	Equivalent Circular Strand Dia. Inches	Copper Equivalent Strand Dia. Inches	Wt. Lbs.	Geo- Metric Cur- rent Car- rying Cap- acity at 60 Cycles per Foot	Cur- rent Car- rying Cap- acity at 75 Cycles per Foot	Small Currents 50°C. (122°F.)	Small Currents 50°C. (122°F.)	Single Layer Conductors				Current Ap- prox. 75% Capacity				25 cycles	50 cycles	80 cycles	100 cycles																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
											Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile					Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
																															Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
																																											Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile	Resistance per Mile	Ohms per Mile																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
1 300 000	4	1.118	0.1718	1.545	1000	1.380	0.0587	0.0589	0.0590	0.0591	0.0592	0.0593	0.0594	0.0595	0.0596	0.0597	0.0598	0.0599	0.0600	0.0601	0.0602	0.0603	0.0604	0.0605	0.0606	0.0607	0.0608	0.0609	0.0610	0.0611	0.0612	0.0613	0.0614	0.0615	0.0616	0.0617	0.0618	0.0619	0.0620	0.0621	0.0622	0.0623	0.0624	0.0625	0.0626	0.0627	0.0628	0.0629	0.0630	0.0631	0.0632	0.0633	0.0634	0.0635	0.0636	0.0637	0.0638	0.0639	0.0640	0.0641	0.0642	0.0643	0.0644	0.0645	0.0646	0.0647	0.0648	0.0649	0.0650	0.0651	0.0652	0.0653	0.0654	0.0655	0.0656	0.0657	0.0658	0.0659	0.0660	0.0661	0.0662	0.0663	0.0664	0.0665	0.0666	0.0667	0.0668	0.0669	0.0670	0.0671	0.0672	0.0673	0.0674	0.0675	0.0676	0.0677	0.0678	0.0679	0.0680	0.0681	0.0682	0.0683	0.0684	0.0685	0.0686	0.0687	0.0688	0.0689	0.0690	0.0691	0.0692	0.0693	0.0694	0.0695	0.0696	0.0697	0.0698	0.0699	0.0700	0.0701	0.0702	0.0703	0.0704	0.0705	0.0706	0.0707	0.0708	0.0709	0.0710	0.0711	0.0712	0.0713	0.0714	0.0715	0.0716	0.0717	0.0718	0.0719	0.0720	0.0721	0.0722	0.0723	0.0724	0.0725	0.0726	0.0727	0.0728	0.0729	0.0730	0.0731	0.0732	0.0733	0.0734	0.0735	0.0736	0.0737	0.0738	0.0739	0.0740	0.0741	0.0742	0.0743	0.0744	0.0745	0.0746	0.0747	0.0748	0.0749	0.0750	0.0751	0.0752	0.0753	0.0754	0.0755	0.0756	0.0757	0.0758	0.0759	0.0760	0.0761	0.0762	0.0763	0.0764	0.0765	0.0766	0.0767	0.0768	0.0769	0.0770	0.0771	0.0772	0.0773	0.0774	0.0775	0.0776	0.0777	0.0778	0.0779	0.0780	0.0781	0.0782	0.0783	0.0784	0.0785	0.0786	0.0787	0.0788	0.0789	0.0790	0.0791	0.0792	0.0793	0.0794	0.0795	0.0796	0.0797	0.0798	0.0799	0.0800	0.0801	0.0802	0.0803	0.0804	0.0805	0.0806	0.0807	0.0808	0.0809	0.0810	0.0811	0.0812	0.0813	0.0814	0.0815	0.0816	0.0817	0.0818	0.0819	0.0820	0.0821	0.0822	0.0823	0.0824	0.0825	0.0826	0.0827	0.0828	0.0829	0.0830	0.0831	0.0832	0.0833	0.0834	0.0835	0.0836	0.0837	0.0838	0.0839	0.0840	0.0841	0.0842	0.0843	0.0844	0.0845	0.0846	0.0847	0.0848	0.0849	0.0850	0.0851	0.0852	0.0853	0.0854	0.0855	0.0856	0.0857	0.0858	0.0859	0.0860	0.0861	0.0862	0.0863	0.0864	0.0865	0.0866	0.0867	0.0868	0.0869	0.0870	0.0871	0.0872	0.0873	0.0874	0.0875	0.0876	0.0877	0.0878	0.0879	0.0880	0.0881	0.0882	0.0883	0.0884	0.0885	0.0886	0.0887	0.0888	0.0889	0.0890	0.0891	0.0892	0.0893	0.0894	0.0895	0.0896	0.0897	0.0898	0.0899	0.0900	0.0901	0.0902	0.0903	0.0904	0.0905	0.0906	0.0907	0.0908	0.0909	0.0910	0.0911	0.0912	0.0913	0.0914	0.0915	0.0916	0.0917	0.0918	0.0919	0.0920	0.0921	0.0922	0.0923	0.0924	0.0925	0.0926	0.0927	0.0928	0.0929	0.0930	0.0931	0.0932	0.0933	0.0934	0.0935	0.0936	0.0937	0.0938	0.0939	0.0940	0.0941	0.0942	0.0943	0.0944	0.0945	0.0946	0.0947	0.0948	0.0949	0.0950	0.0951	0.0952	0.0953	0.0954	0.0955	0.0956	0.0957	0.0958	0.0959	0.0960	0.0961	0.0962	0.0963	0.0964	0.0965	0.0966	0.0967	0.0968	0.0969	0.0970	0.0971	0.0972	0.0973	0.0974	0.0975	0.0976	0.0977	0.0978	0.0979	0.0980	0.0981	0.0982	0.0983	0.0984	0.0985	0.0986	0.0987	0.0988	0.0989	0.0990	0.0991	0.0992	0.0993	0.0994	0.0995	0.0996	0.0997	0.0998	0.0999	1.0000

Based on copper 97 per cent, aluminum 91 per cent conductivity.
 For conductor at 75°C. air at 25°C., wind 1.4 miles per hour (3 ft./sec), frequency=60 cycles.
 Current Approx. 75% Capacity, in 75% of the Approx. Current Carrying Capacity in Amps. and is approximately the current which will produce 50°C. conductor temp., (25°C. rise) with 25°C. air temp., wind 1.4 miles per hour.

ANEXO U

CARACTERISTICAS DE CONDUCTORES UTILIZADOS

Size of Conductor		Number of Strands	Diameter of Individual Strands Inches	Outside Diameter Inches	Breaking Strength Pounds	Weight Pounds per Mile	Approx. Current Carrying Capacity* Amps	Geo-metric Mean Radius at 60 Cycles Feet	Resistance R_a Ohms per Conductor per Mile								Inductive Reactance X_L Ohms per Conductor per Mile At 1 Ft. Spacing			Shunt Capr Reactor Megohms Conduc-tor Per M At 1 Ft. Sp		
Circular Mils	A.W.G. or B. & S.								25°C. (77°F.)				50°C. (122°F.)				25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycle
									d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles						
1 000 000	...	37	0.1644	1.151	43 830	16 300	1 300	0.0368	0.0585	0.0594	0.0820	0.0634	0.0640	0.0648	0.0672	0.0685	0.1666	0.333	0.400	0.218	0.1081	
900 000	...	37	0.1580	1.092	39 510	14 670	1 220	0.0349	0.0650	0.0658	0.0832	0.0605	0.0711	0.0718	0.0740	0.0752	0.1623	0.339	0.406	0.220	0.1100	
800 000	...	37	0.1470	1.029	35 120	13 040	1 130	0.0329	0.0731	0.0739	0.0780	0.0772	0.0800	0.0806	0.0826	0.0837	0.1722	0.344	0.413	0.224	0.1121	
750 000	...	37	0.1424	0.997	33 400	12 230	1 090	0.0319	0.0780	0.0787	0.0807	0.0818	0.0853	0.0859	0.0878	0.0888	0.1739	0.348	0.417	0.228	0.1132	
700 000	...	37	0.1375	0.963	31 170	11 410	1 040	0.0308	0.0836	0.0842	0.0841	0.0871	0.0914	0.0920	0.0937	0.0947	0.1750	0.352	0.422	0.229	0.1145	
600 000	...	37	0.1273	0.891	27 020	9 781	940	0.0285	0.0975	0.0981	0.0997	0.1006	0.1066	0.1071	0.1086	0.1095	0.1799	0.360	0.432	0.235	0.1173	
500 000	...	37	0.1192	0.814	22 519	8 151	840	0.0260	0.1170	0.1173	0.1188	0.1198	0.1280	0.1283	0.1298	0.1303	0.1845	0.369	0.443	0.241	0.1205	
500 000	...	19	0.1622	0.811	21 590	8 151	840	0.0256	0.1170	0.1173	0.1188	0.1198	0.1280	0.1283	0.1298	0.1303	0.1853	0.371	0.446	0.241	0.1206	
450 000	...	19	0.1539	0.770	19 750	7 338	780	0.0243	0.1300	0.1304	0.1316	0.1323	0.1422	0.1426	0.1437	0.1443	0.1879	0.378	0.451	0.246	0.1224	
400 000	...	19	0.1451	0.725	17 590	6 521	730	0.0229	0.1462	0.1466	0.1477	0.1494	0.1600	0.1603	0.1613	0.1619	0.1909	0.382	0.458	0.249	0.1245	
350 000	...	19	0.1357	0.679	15 590	5 708	670	0.0214	0.1671	0.1675	0.1684	0.1699	0.1828	0.1831	0.1840	0.1845	0.1943	0.389	0.466	0.254	0.1269	
350 000	...	12	0.1708	0.710	15 140	5 706	670	0.0225	0.1671	0.1675	0.1684	0.1699	0.1828	0.1831	0.1840	0.1845	0.1918	0.384	0.460	0.251	0.1253	
300 000	...	19	0.1257	0.629	13 510	4 891	610	0.01987	0.1950	0.1953	0.1961	0.1968	0.213	0.214	0.214	0.215	0.1982	0.396	0.476	0.259	0.1296	
300 000	...	12	0.1581	0.657	13 170	4 891	610	0.0208	0.1950	0.1953	0.1961	0.1968	0.213	0.214	0.214	0.215	0.1957	0.392	0.470	0.256	0.1281	
250 000	...	19	0.1147	0.574	11 360	4 076	540	0.01813	0.234	0.234	0.235	0.235	0.256	0.256	0.257	0.257	0.203	0.405	0.487	0.266	0.1329	
250 000	...	12	0.1443	0.600	11 130	4 076	540	0.01902	0.234	0.234	0.235	0.235	0.256	0.256	0.257	0.257	0.200	0.401	0.481	0.263	0.1313	
211 800	4/0	19	0.1055	0.529	9 617	3 450	480	0.01608	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.207	0.414	0.497	0.272	0.1359	
211 800	4/0	12	0.1328	0.552	9 483	3 450	490	0.01750	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.205	0.409	0.491	0.269	0.1343	
211 800	4/0	7	0.1739	0.522	9 154	3 450	480	0.01579	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.210	0.420	0.503	0.273	0.1363	
167 800	3/0	12	0.1183	0.492	7 556	2 738	420	0.01559	0.349	0.349	0.349	0.350	0.381	0.381	0.382	0.382	0.210	0.421	0.503	0.277	0.1384	
167 800	3/0	7	0.1548	0.464	7 365	2 736	420	0.01404	0.349	0.349	0.349	0.350	0.381	0.381	0.382	0.382	0.216	0.431	0.518	0.281	0.1405	
133 100	2/0	7	0.1379	0.414	5 928	2 170	360	0.01252	0.440	0.440	0.440	0.440	0.481	0.481	0.481	0.481	0.222	0.443	0.532	0.289	0.1445	
103 500	1/0	7	0.1228	0.368	4 752	1 720	319	0.01113	0.555	0.555	0.555	0.555	0.606	0.606	0.607	0.607	0.227	0.455	0.546	0.298	0.1488	
83 890	1	7	0.1093	0.328	3 804	1 364	270	0.00992	0.699	0.699	0.699	0.699	0.765	0.765	0.765	0.765	0.233	0.467	0.560	0.306	0.1529	
83 690	1	3	0.1670	0.360	3 620	1 351	270	0.01016	0.692	0.692	0.692	0.692	0.757	0.757	0.757	0.757	0.232	0.464	0.557	0.299	0.1405	
66 370	2	7	0.0974	0.292	3 045	1 032	230	0.00883	0.881	0.882	0.882	0.882	0.964	0.964	0.964	0.964	0.239	0.478	0.574	0.314	0.1570	
66 370	2	3	0.1487	0.320	2 913	1 071	240	0.00903	0.873	0.873	0.873	0.873	0.935	0.935	0.935	0.935	0.238	0.476	0.571	0.307	0.1537	
66 370	2	1	0.258	3 003	1 061	220	0.00836	0.864	0.864	0.864	0.864	0.945	0.945	0.945	0.945	0.242	0.484	0.581	0.323	0.1614	
52 630	3	7	0.0867	0.260	2 433	858	200	0.00787	1.112	1.112	1.112	1.112	1.218	1.218	1.218	1.218	0.245	0.490	0.588	0.322	0.1611	
52 630	3	3	0.1325	0.285	2 359	850	200	0.00805	1.101	1.101	1.101	1.101	1.204	1.204	1.204	1.204	0.244	0.488	0.585	0.316	0.1578	
52 630	3	1	0.229	2 439	841	190	0.00745	1.090	1.090	1.090	1.090	1.192	1.192	1.192	1.192	0.248	0.496	0.595	0.331	0.1658	
41 740	4	3	0.1180	0.254	1 979	674	130	0.00717	1.388	1.388	1.388	1.388	1.518	1.518	1.518	1.518	0.260	0.499	0.599	0.324	0.1619	
41 740	4	1	0.204	1 970	667	170	0.00663	1.374	1.374	1.374	1.374	1.503	1.503	1.503	1.503	0.254	0.507	0.609	0.339	0.1697	
33 109	5	3	0.1050	0.226	1 505	534	150	0.00638	1.750	1.750	1.750	1.750	1.914	1.914	1.914	1.914	0.256	0.611	0.613	0.332	0.1661	
33 100	5	1	0.1819	1 891	529	140	0.00560	1.733	1.733	1.733	1.733	1.896	1.896	1.896	1.896	0.260	0.619	0.623	0.348	0.1738	
28 250	6	3	0.0938	0.201	1 203	424	130	0.00568	2.21	2.21	2.21	2.21	2.41	2.41	2.41	2.41	0.262	0.623	0.628	0.341	0.1703	
28 250	6	1	0.1620	1 230	420	120	0.00526	2.18	2.18	2.18	2.18	2.39	2.39	2.39	2.39	0.265	0.631	0.637	0.356	0.1779	
20 820	7	1	0.1443	1 030	333	110	0.00468	2.75	2.75	2.75	2.75	3.01	3.01	3.01	3.01	0.271	0.647	0.651	0.364	0.1821	
16 510	8	1	0.1285	826	264	90	0.00417	3.47	3.47	3.47	3.47	3.80	3.80	3.80	3.80	0.277	0.654	0.665	0.372	0.1862	

*For conductor at 75°C., air at 25°C., wind 1.4 miles per hour (2 ft/sec), frequency=60 cycles.