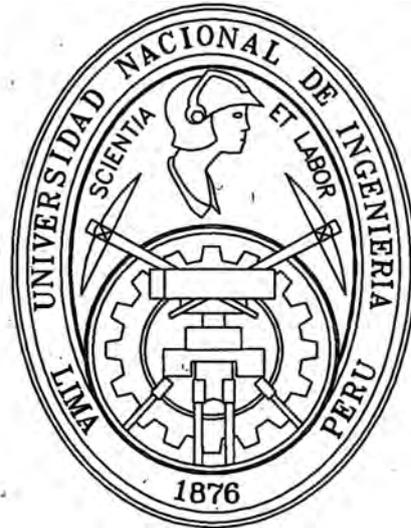


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**ESTUDIO DE MEJORA EN LA CALIDAD DE  
SERVICIO ELECTRICO  
EN REDES DE MEDIA TENSION.**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**JOSE LUIS ALBINO ARELLANO**

**LIMA - PERU**

**1998**

## **DEDICATORIA**

- A mis Padres Leoncio y Sofia por el apoyo constante y la confianza que me brindan, en quienes encuentro los valores humanos para seguir adelante.
- A la UNI, mi alma mater, donde he adquirido los valiosos conocimientos impartido en sus aulas y que su aplicación conlleva al desarrollo social y tecnológico del país.
- Al Ing. Carlos Arroyo, por el aporte de su experiencia y el apoyo constante en el desarrollo del presente tema de tesis.

**ESTUDIO DE MEJORA EN LA CALIDAD DE  
SERVICIO ELECTRICO  
EN REDES DE MEDIA TENSION**

## **SUMARIO**

En la presente tesis se desarrolla la problemática de la Calidad del Servicio Eléctrico en redes de media tensión, desarrollando un procedimiento que permita minimizar las pérdidas técnicas, mejorar el perfil de tensiones y analizar los armónicos en el sistema, se analizan distintas alternativas, teniendo como objetivo seleccionar la alternativa óptima de mínimo costo y que cumpla con las condiciones que establece la Norma Técnica de Calidad de los servicios eléctricos, para lo cual se desarrolla un algoritmo que permite la ubicación óptima de condensadores y un procedimiento para el análisis de armónicos. El resultado es desarrollar una metodología que permita seleccionar los KVAR necesarios en la red para obtener mayores beneficios considerando los niveles de armónicos que se presentan en el sistema. La efectividad de dicha metodología se ilustra con una aplicación al alimentador CH-4 de la Subestación 60/10kv Chavarría.

## **INDICE**

<b>PRÓLOGO</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>CONCEPTOS FUNDAMENTALES Y DEFINICIONES</b>	5
1.1 Generalidades	5
1.2 Efectos de la Potencia Reactiva	5
1.3 Reducción de Pérdidas de Potencia	8
1.4 Empleo de Bancos de Condensadores	9
1.5 Empleo de Reguladores de Tensión	11
1.6 Compensación de Potencia Reactiva	13
1.7 Control de Tensión y Potencia Reactiva en Alimentadores	14
1.8 Flujo de Carga en Sistemas de Distribución	16
1.8.1 El Método Escalera	16
1.8.2 Flujograma	17
1.8.3 Programa Computacional	18
<b>CAPITULO II</b>	
<b>NORMA TECNICA DE CALIDAD</b>	19
2.1 Generalidades	19
2.2 Etapas de Aplicación de la Norma	19
2.3 Calidad de Producto	20
2.3.1 Tensión	20
2.3.2 Frecuencia	22

2.3.3	Perturbaciones	23
2.4	Calidad de Suministro	26
2.5	Comentarios	26
<b>CAPITULO III</b>		
<b>SITUACION DE LA RED</b>		27
3.1	Generalidades	27
3.2	Demanda Actual y Proyectada	27
3.3	Situación Actual de la Red	28
3.3.1	Redes de Media Tensión	28
3.3.2	Niveles de Tensión	28
3.3.3	Niveles de Armónicos	29
3.3.4	Continuidad del Servicio Eléctrico	30
<b>CAPITULO IV</b>		
<b>INGENIERIA BASICA</b>		31
4.1	Datos Técnicos	31
4.1.1	Parámetros de Conductores	32
4.1.2	Cargas Concentradas en las Subestaciones	32
4.1.3	Selección del Banco Capacitivo	32
4.2	Plantamiento de Alternativas	34
4.2.1	Banco Capacitivo de 600KVAR y Refuerzo	34
4.2.2	Regulador de Tensión y Refuerzo	35
4.2.3	Refuerzo de Redes	39
4.3	Análisis de Resultados	39
4.3.1	Banco Capacitivo de 600KVAR y Refuerzo	40
4.3.2	Regulador de Tensión y Refuerzo	41
4.3.3	Refuerzo de Redes	43

## VII

4.4	Selección de la Protección	43
4.4.1	Protección contra Sobretensiones	44
4.4.2	Protección contra Sobrecorrientes	48
4.5	Análisis de Armónicos	50
4.5.1	Efecto de los Armónicos	51
4.5.2	Medición de Armónicos	51
4.5.3	Cálculos del THD y Sobretensiones en el Banco Capacitivo	52
4.5.4	Comentarios	58
<b>CAPITULO V</b>		
<b>EVALUACION ECONOMICA</b>		60
5.1	Criterios Utilizados	60
5.2	Parámetros Económicos	61
5.2.1	Costo por Mantenimiento	61
5.2.2	Costo por Pérdidas Técnicas	61
5.2.3	Compensación por Calidad del Producto	64
5.3	Evaluación	67
5.3.1	Rentabilidad de Alternativa Óptima	68
5.3.2	Análisis de Sensibilidad	69
<b>CAPITULO VI</b>		
<b>ESPECIFICACIONES TECNICAS</b>		71
6.1	Banco de Condensadores	71
6.1.1	Normas de Fabricación y Pruebas	71
6.1.2	Condiciones de Servicio	72
6.1.3	Descripción de Instalaciones de Bancos Capacitivos	72

## VIII

6.1.4	Características Eléctricas	73
6.1.5	Protección del Banco de Condensadores	74
6.1.6	Pruebas	75
6.1.7	Condiciones Técnicas para el Suministro	75
6.1.8	Montaje	78
6.1.9	Operación y Mantenimiento	80
6.2	Regulador de Tensión	82
6.2.1	Normas de Fabricación y Pruebas	82
6.2.2	Condiciones de Servicio	83
6.2.3	Descripción de Instalaciones del Banco Regulador de Tensión	83
6.2.4	Características Eléctricas	84
6.2.5	Componentes del Regulador	85
6.2.6	Control Automático de Tensión	87
6.2.7	Pruebas	89
6.3	Pararrayo	89
6.3.1	Normas de Fabricación y Pruebas	90
6.3.2	Condiciones de Servicio	90
6.3.3	Clases de Descargadores	91
6.3.4	Fabricación del Descargador	92
6.3.5	Ensayos de Clasificación del Pararrayo	93
6.3.6	Pruebas de Rutina	94
6.4	Equipo de Medición	94
<b>CAPITULO VII</b>		
<b>METRADO Y PRESUPUESTO</b>		104
7.1	Generalidades	104

7.2	Metrado y Presupuesto	104
7.2.1	Refuerzo Cable a la Salida de CH-4	105
7.2.2	Renovación de Red Aérea	105
7.2.3	Refuerzo Cable a la Llegada a SE 1633	107
7.2.4	Instalación Banco de 600KVAR	108
7.2.5	Instalación Regulador de Tensión	109
	<b>CONCLUSIONES</b>	111
	<b>ANEXOS</b>	
A.	Programa Flujo de Carga	113
B.	Situación de la Red y Mediciones	121
C.	Análisis de Alternativas	134
D.	Evaluación Económica	151
E.	Características Técnicas	153
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	155

## **PRÓLOGO**

### **Generalidades**

Actualmente las redes de distribución presentan problemas técnicos que se van incrementando a medida que crezca la demanda, dentro de los cuales podemos mencionar; el aumento de las pérdidas de potencia, el incremento de la caída de tensión, la disminución de la capacidad de traslado del conductor al aumentar la demanda. Siendo consecuencia la generación de pérdidas técnicas y económicas para la empresa de distribución eléctrica.

Los problemas técnicos que se presenten, generan costos adicionales por pago de compensación al no cumplir con requisitos mínimos que establece la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para lo cual se tiene que prever soluciones anticipadas que permita adaptar las redes 10kV al cumplimiento de dicha Norma.

Los antecedentes de la mala calidad de producto genera fallas en equipos debido al bajo nivel de tensión en caso que el tap del transformador esté regulado en sus ubicaciones máximas, además la forma de onda del sistema

generado por armónicos también produce fallas en equipos eléctricos y sistemas de comunicación.

Existen varias alternativas de solución, dentro de las cuales podemos mencionar; el refuerzo de redes, redistribución de carga, instalación de regulador, instalación de bancos de condensadores. Debemos de optar por la alternativa que sea técnica y económicamente la más aceptable en un horizonte de 10 años.

### **Objetivo**

El presente estudio tiene como finalidad en cuanto a niveles de tensión y perturbaciones establecer un procedimiento técnico y económico que permita cumplir con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, adaptando las redes 10kV a dicha Norma, para lo cual se requiere dar solución a los problemas técnicos como son la caída de tensión mayor al 5%, niveles de armónicos, etc., logrando además solucionar la sobrecarga en el conductor, disminuir las pérdidas técnicas, mejorando la calidad del producto eléctrico y del servicio eléctrico en el caso de interrupciones.

Dentro de las alternativas es posible solucionar los problemas mencionados aplicando nuevos equipos, como son por ejemplo la aplicación del banco de condensadores, cuyos resultados son mejorar el perfil de tensiones en la red, reducir las pérdidas de potencia, mayor capacidad de transporte y distribución de energía y mejora del factor

de potencia. Se debe tener en cuenta que los bancos de condensadores amplifican los niveles de armónicos debido al comportamiento de la respuesta en frecuencia de los factores de distribución en el sistema por lo que se requiere hacer un análisis en la red en condiciones de mínima demanda considerando los bancos de condensadores.

### **Alcances**

El alimentador de media tensión CH-4 (alimentador N° 4 de la SET 60/10kV Chavarría), presentará problemas de caída de tensión fuera de Norma en el año 2002, para lo cual se deberá plantear alternativas que se anticipen a los problemas técnicos futuros. La caída de tensión proyectada se presenta en la primera subestación de distribución N° 1633 siendo la extensión de red en la primera troncal de 3147m, utilizando en su recorrido secciones de 3x240mm<sup>2</sup> NKY y 3-1x125mm<sup>2</sup> de Aleación de Aluminio.

De la SE 1633 se alimentan clientes en media tensión (10kV) como son por ejemplo Acersa, Filamentos Industriales, otros., los cuales presentan cargas con factor de potencia inductivo. Cabe señalar que en la zona existe un fuerte crecimiento industrial debido a nuevos clientes, así como el incremento de la potencia contratada.

Por lo tanto, el presente estudio soluciona el problema mencionado, siendo el alimentador CH-4 una red

típica a la aplicación del banco de capacitores y reforzar las redes en el caso se justifique técnica y económicamente en un horizonte de 10 años. El estudio es aplicable a casos futuros estableciendo el procedimiento en la evaluación técnica y económica.

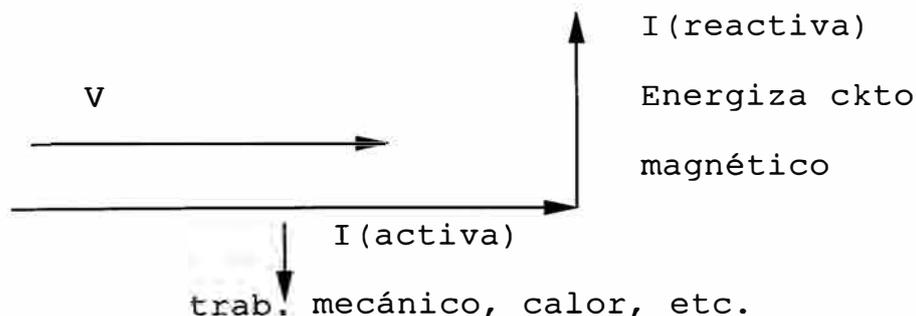
## CAPITULO I FUNDAMENTO TEÓRICO

### 1.1 Generalidades

Para el desarrollo del estudio es necesario indicar los conceptos fundamentales y definiciones que permitan realizar el análisis técnico para dar solución a las dificultades técnicas presentados en la introducción.

### 1.2 Efectos de la Potencia Reactiva

Un consumo normal, usualmente se puede considerar compuesto por una componente resistiva, en fase con la tensión, y por otra reactiva, que atrasada  $90^\circ$  respecto a la tensión. La componente activa de la corriente se transforma completamente en trabajo mecánico, en calor o en otra forma de energía, la componente de corriente reactiva, en cambio es necesaria para energizar circuitos magnéticos y luego es devuelta a la red, en un ciclo que se repite en forma periódica. (ver figura N° 1.2).



Los problemas que causa la potencia reactiva se puede resumir en cuatro aspectos

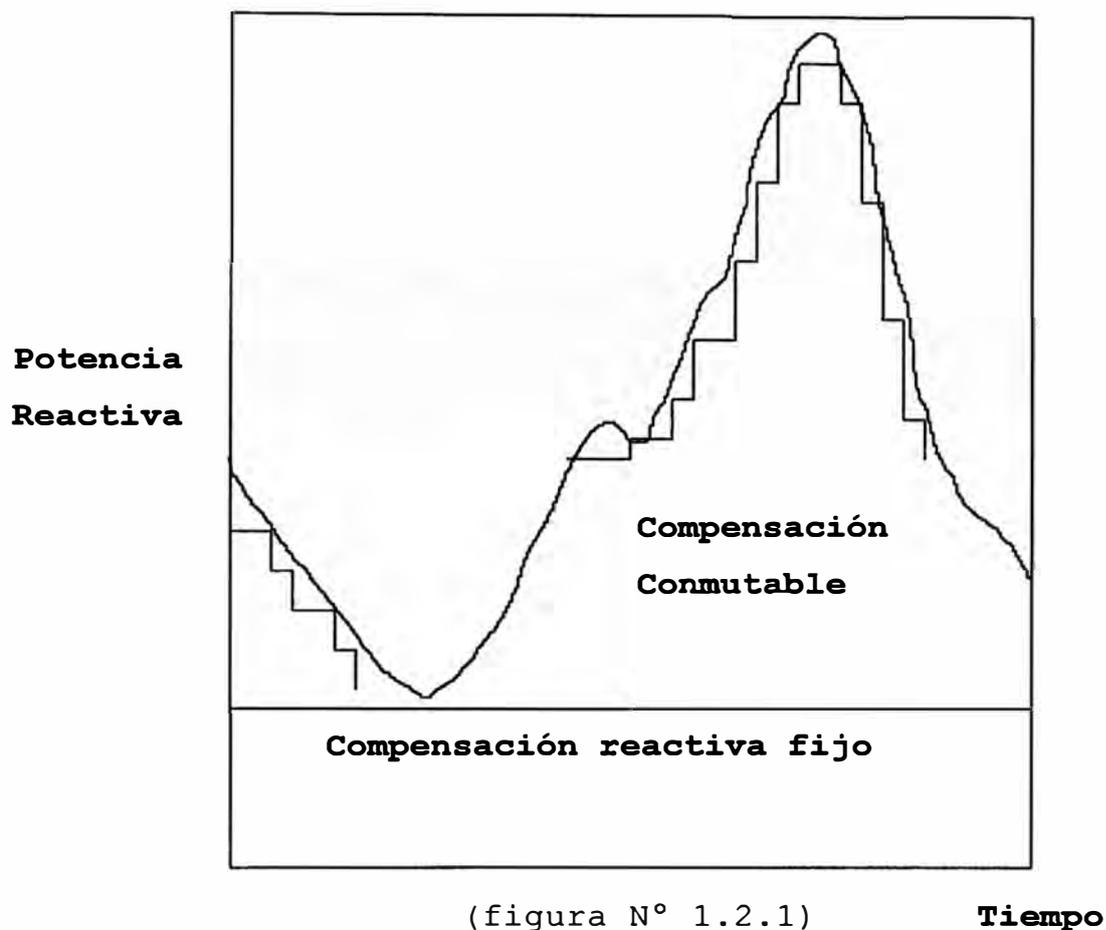
- Caída de tensión
- Pérdidas
- Costo de las líneas de transporte
- La potencia reactiva representa una carga adicional para líneas de transmisión, generadores y transformadores.

Al efectuar un control adecuado sobre la potencia reactiva, intentando eliminar el transporte de esta componente, se logra:

- Ahorrar combustible en centrales térmicas (al reducir pérdidas de transporte de potencia reactiva del sistema).
- Mejorar el factor de potencia de la generación y su efecto sobre la seguridad del sistema (reserva de reactivo en los generadores).

Descargar el sistema y de los equipos, resultante de la reducción del flujo de reactivo, consiguiéndose

- Ahorro en inversiones de nuevos equipos
- Reducción de pérdidas
- Reducir potencia reactiva mejorando el nivel de tensión global del sistema, aumentando así la seguridad del sistema ver figura N° 1.2.1.



(figura N° 1.2.1)

**Tiempo**

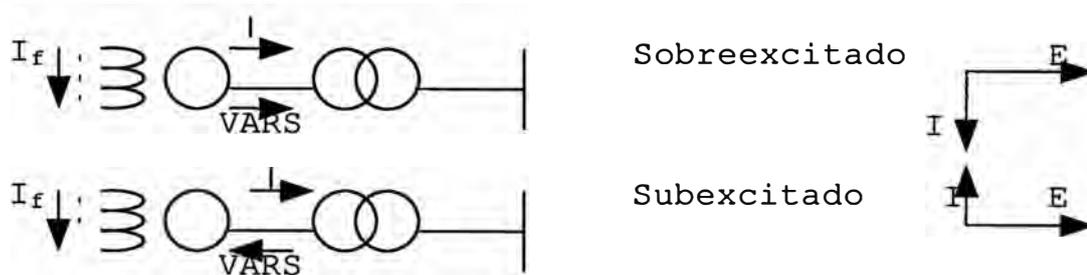
Los métodos de compensación de potencia reactiva son:

- Utilización de motores síncronos
- Utilización de compensadores síncronos
- Utilización de bancos de condensadores

Los motores síncronos son capaces de entregar energía a la red (o trabajar como carga capacitiva) cuando operan sobreexcitados. Los condensadores síncronos son motores diseñados para controlar el factor de potencia, es utilizado en transmisión y subtransmisión, pero en general, resultan una solución cara y de mantenimiento elevado (ver figura N° 1.2.2). Los bancos de condensadores se forman con un conjunto de unidades

estáticas, fijos o conmutables, que generalmente resultan de bajo costo por kVAR instalado, mantenimiento sencillo y barato, en relación con la alternativa anterior.

### Compensador Síncrono



(figura N° 1.2.2)

### 1.3 Reducción Pérdidas de Potencia

Se reducen las pérdidas de potencia en las líneas y transformadores compensando totalmente (o en parte) la componente de la corriente inductiva a través de la corriente capacitiva de los capacitores. Al compensar la potencia reactiva de una carga, la reducción de las pérdidas de potencia en la línea, se obtiene al restar las pérdidas de potencia en la línea con capacitores, de las pérdidas de potencia en la línea sin capacitores, como muestra la siguiente ecuación

$$R_{pp} = 3 \cdot R \cdot I_1^2 - 3 \cdot R \cdot I_2^2$$

donde :

$R_{pp}$  Reducción de pérdidas de potencia

$R$  Resistencia en la línea

$I_1$  Corriente en la línea sin capacitores

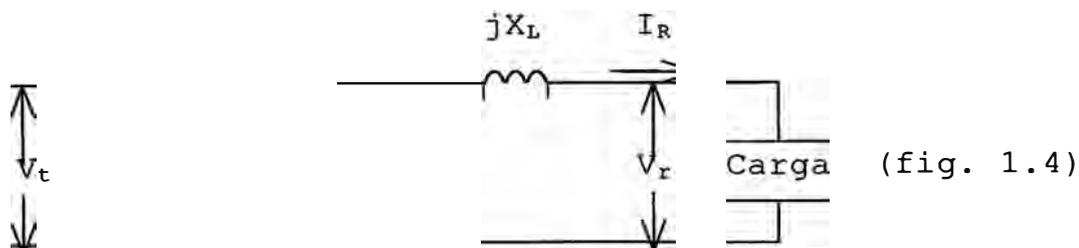
$I_2$  Corriente en la línea con capacitores

### 1.4 Empleo de Bancos de Condensadores

Al instalar bancos de condensadores en un sistema eléctrico se logran cuatro efectos importantes

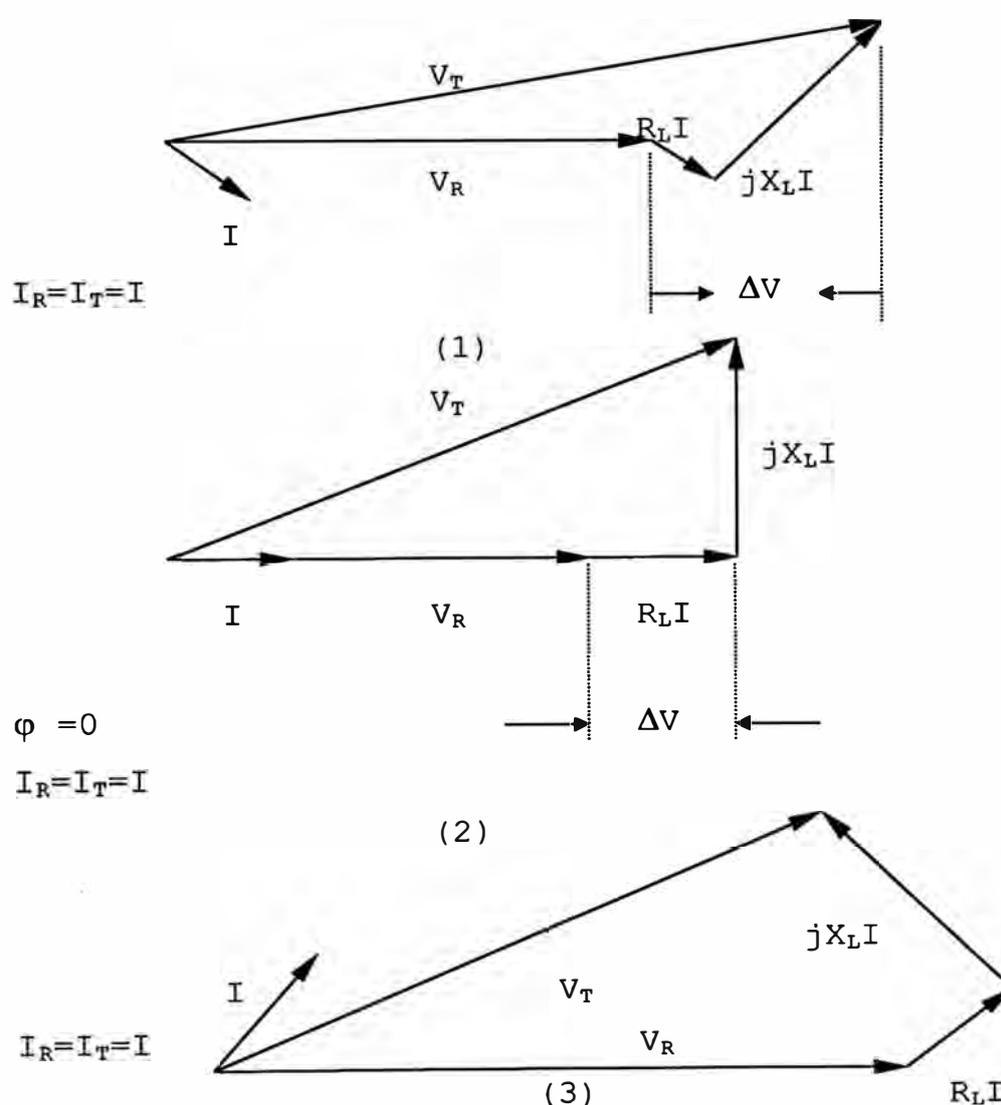
- Mejorar el factor de potencia de la carga.
- Liberar una cierta capacidad (en KVA) del sistema.
- Reducir pérdidas por efecto Joule.
- Elevar niveles de tensión del sistema.

Los bancos de condensadores pueden ser instalados en el extremo transmisor de un alimentador (sub-estación de poder o de bajada) o en distintos puntos a lo largo de las líneas de distribución. Las formas de conexión de los bancos pueden ser dos: en serie a la línea o en paralelo a ella. Para ilustrar el efecto, tanto de banco de condensadores como de los transformadores con cambio de taps, la figura N° 1.4 muestra un alimentador con la carga conectada en un extremo. Esta carga puede ser de carácter inductivo, resistivo o capacitivo provocando una caída de tensión desde el extremo transmisor (subíndice T) hasta llegar a su máximo valor en el extremo receptor (subíndice R).



Alimentador radial con carga concentrada en el extremo receptor.

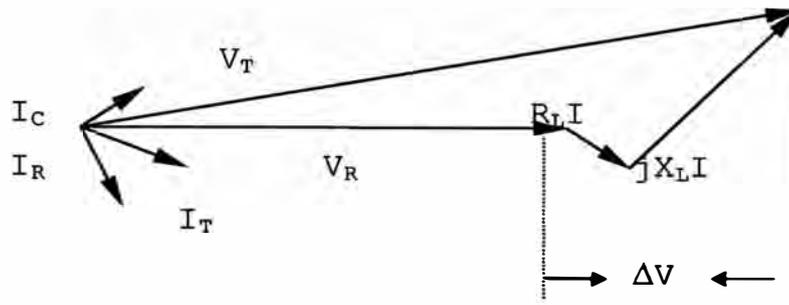
El efecto de la carga se ilustra en la figura N° 1.4.1. Para una carga de tipo inductivo y resistivo la tensión resultante en el extremo receptor es menor a la del extremo transmisor. En cambio para una carga de tipo capacitiva, la tensión del extremo receptor resulta superior a la del extremo transmisor.



Representación fasorial de la tensión de línea bajo las siguientes condiciones : (1) Carga Inductiva (2) Carga resistiva (3) Carga Capacitiva

(figura N° 1.4.1)

La reducción de la caída de tensión provocada por la carga, considerando la instalación de un banco capacitivo tipo Shunt se ilustra en el diagrama fasorial de la figura N° 1.4.2.



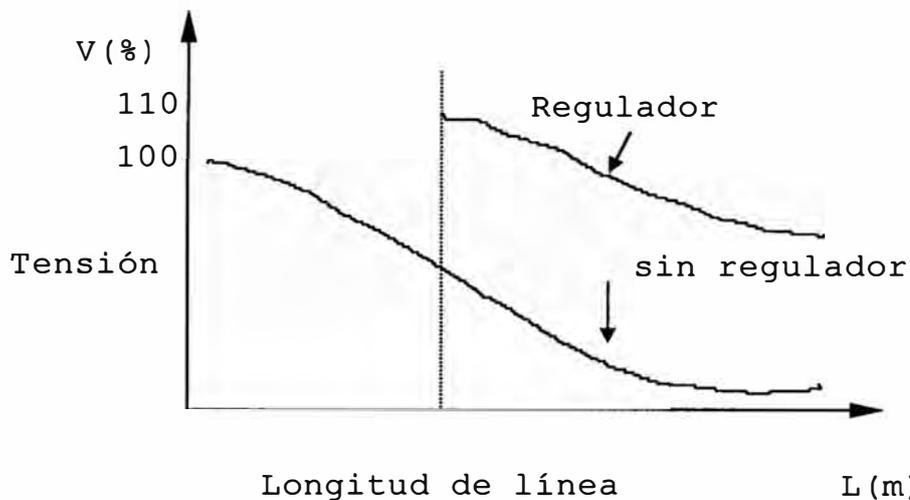
Efecto de la compensación shunt para carga inductiva.

(figura N° 1.4.2)

Para una carga inductiva el capacitor disminuye la componente reactiva de la corriente, con lo cual existe una menor pérdida de potencia y una menor caída de tensión al disminuir la corriente aparente del alimentador.

### 1.5 Empleo de Reguladores de Tensión

Una manera eficiente de corregir problemas de caídas excesivas de tensión, es utilizando reguladores de tensión bajo carga. Los reguladores son autotransformadores con taps sobre el arrollamiento serie, lo cual es diseñado para incrementar o reducir la tensión en cantidades variables de un 10%. El efecto de la aplicación de un regulador de tensión se ilustra en la figura N° 1.5.



Efecto sobre el perfil de tensiones aplicando un regulador de tensión.

(figura N° 1.5)

Un regulador puede operar en modo manual o automático. En el primer modo, la salida de tensión puede ser manualmente elevada o disminuida desde el control del regulador. En el modo automático, el mecanismo de control del regulador ajusta el taps para asegurarse que la tensión monitoreada este dentro de ciertos rangos.

#### La compensación en el control electrónico:

Por caída de voltaje en la línea, simula la impedancia de línea, de forma tal que el regulador de voltaje puede instalarse en el punto más conveniente de un sistema de distribución.

#### Circuitos de estado sólido:

Con microprocesador aseguran una regulación de voltaje con una exactitud óptima, los parámetros del regulador podrán ajustarse con exactitud por control digital.

## **1.6 Compensación de Potencia Reactiva**

El problema de la compensación de potencia reactiva tiene dos puntos de vista, según se aplique en planificación o en operación.

El problema de planificación presenta dos fases principales:

### La primera:

Establecer el tamaño (KVAR), Cantidad y ubicación de los bancos de condensadores que estarán permanentemente conectados para conseguir los efectos propuestos.

### La segunda:

Consiste en prever los condensadores conmutables que se requiere conectar en horas punta.

El problema de operación tiene que ver con el estudio en tiempo real de cuales capacitores conmutables estén disponibles, cual es su tamaño y determinar la cantidad de potencia reactiva necesaria para reducir pérdidas de potencia y disminuir los niveles de caída de tensión del sistema.

En la figura N° 1.6, se ilustra la forma como se utilizan los bancos de condensadores en un sistema de distribución.

### Primer tipo:

Condensadores fijos, que están permanentemente conectados con el objetivo de entregar compensación en forma permanente.

### Segundo tipo:

Los condensadores están dotados de un control de la conexión/desconexión en función del tiempo.

### Tercer tipo:

Además de estos dos tipos de bancos mencionados, existen los bancos de condensadores conmutables, que entran en funcionamiento manual o automático cuando son requeridos por el sistema.

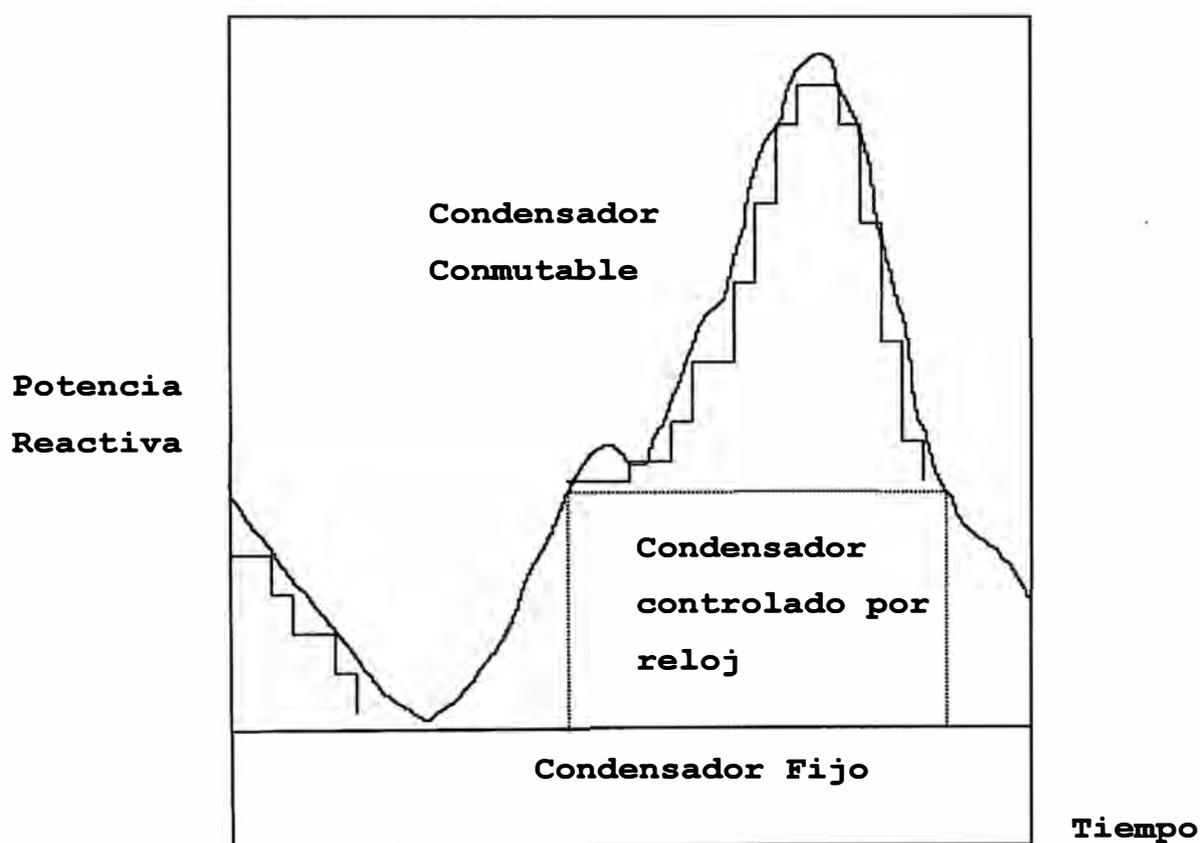


Figura N° 1.6 : Control de la potencia reactiva en base a capacitores controlados por reloj, fijos y conmutables.

## **1.7 Control de Tensión y Potencia Reactiva en Alimentadores**

Las características de una red de distribución de energía dependen principalmente de la densidad de carga,

que determina el tipo y la topología de la red , también el nivel de tensión empleado en los alimentadores.

Para mejorar la operación de un sistema de distribución en continuo crecimiento, se requiere incorporar esquemas adecuados de automatización y de control. El control de tensión y de la potencia reactiva constituye sólo una pequeña parte del problema global de operación, durante el cual es deseable lograr un suministro confiable y con pérdidas mínimas. La reducción de pérdidas se puede lograr en la medida que se realice un control en tiempo real del perfil de tensiones y del flujo de corrientes reactivas en los alimentadores.

Para el control de tensión y potencia reactiva se emplean varios métodos. Los métodos clásicos son:

1. Inyección (absorción) de potencia reactiva hacia (desde) las líneas de distribución, que de preferencia debe ser realizada directamente en el lugar de consumo.
2. Modificación del flujo de potencia reactiva de modo de mantener constante la tensión en una barra determinada.
3. Otros dos métodos que no actúan directamente sobre la relación tensión potencia reactiva, pero son igualmente útiles para resolver problemas de tensión en la red, son

- Reconfiguración de la red, para aliviar sobrecargas y mejorar el perfil de tensiones.
- Reforzar o cambiar los conductores, para reducir pérdidas de potencia, aumentar capacidad de suministro y mejorar perfil de tensión.

Teóricamente, para inyectar y absorber potencia reactiva se utilizan bancos de condensadores y reactores, respectivamente. Para implementar el segundo método se utilizan transformadores con cambio de derivaciones y también reguladores de tensión.

En las redes de distribución es usual el empleo de bancos de condensadores, transformadores con cambio de taps, reguladores de tensión y reformas en las redes. Por el contrario, no se emplean reactores ya que los niveles de tensión usados en distribución no lo justifican por ser de costo elevado.

## **1.8 Flujo de Carga en Sistemas de Distribución**

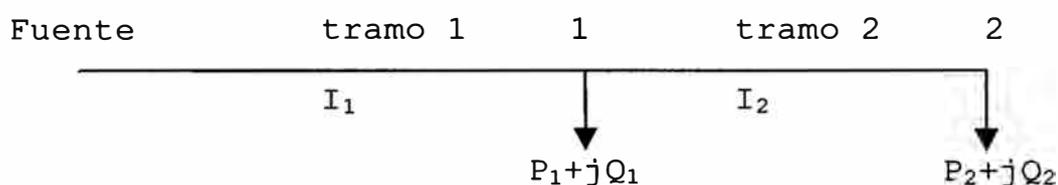
En la actualidad las redes de distribución son radiales en su mayoría, siendo algunos en malla, pero cuentan con enlaces auxiliares normalmente abiertos. Debido a la distribución radial, el método de flujo de carga a utilizar debe ser práctico, rápido y confiable.

### **1.8.1 El Método Escalera**

Este método presenta un procedimiento en reversa, hacia la fuente, debido a que las tensiones nodales son calculados por simple adición de caídas de tensión que se

prevee ocurra en cada tramo, luego aplicando una corrección para contabilizar y dar la magnitud de la fuente de tensión.

Las ecuaciones mostradas a continuación, son desarrollados para el sistema de la figura N° 1.8.1, el cual es monofásico, dos nodos y dos tramos de línea.



(figura N° 1.8.1)

$$I_{2(k)} = S_2^* / V_{2(k)}$$

$$V_{1(k)} = V_{2(k)} + Z_2 I_{2(k)}$$

$$I_{1(k)} = (S_1 / V_{1(k)})^* + I_{2(k)}$$

$$V_{S(k)} = V_{1(k)} + Z_1 I_{1(k)}$$

$$\text{Error} = | V_S - V_{S(k)} |$$

$$V_{2(k+1)} = V_{2(k)} + \text{Error}$$

Al método indicado se le adiciona una barra ficticia que representa al banco capacitivo y define la ubicación óptima por pérdidas de potencia mínimas, para el cual se desarrolla un programa computacional que se describe en el acápite siguiente.

### 1.8.2 Flujograma

Para realizar el cálculo de ubicación óptima del banco capacitivo, el programa realiza corridas para cada posición del banco a lo largo del alimentador, luego

extrae la ubicación que corresponde a las pérdidas de potencia mínimas. El flujograma se muestra en la figura N° 1.8.2 (anexo A)

### **1.8.3 Programa Computacional**

El programa se desarrolló en lenguaje "C", lo cual se cumple para redes de distribución radial con cargas concentradas en los nodos. La fuente del programa se muestra en desarrollo N° 1.8.3 (anexo A)

## **CAPITULO II**

### **NORMA TÉCNICA DE CALIDAD**

#### **2.1 Generalidades**

El Ministerio de Energía y Minas, con el objetivo de establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Dec.-Sup. 020-97-EM), publicado en el diario el Peruano el 12 de Octubre de 1997. El cual es aplicable a los servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad.

#### **2.2 Etapas de Aplicación de la Norma**

- Primera Etapa

Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses y comienza al entrar en vigencia la Norma(12-oct-97)

- Segunda Etapa

Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la primera.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o

multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

- Tercera Etapa

Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la segunda.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

### **2.3 Calidad de Producto**

La calidad de producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega.

#### **2.3.1 Tensión**

Los niveles de tensión medidos en los clientes de media tensión, no deberán exceder del  $\pm 5\%$  de caída de tensión. Entre los problemas que puede causar los bajos niveles de tensión se presentan de acuerdo al tipo de carga, por ejemplo una carga de potencia constante al disminuir su tensión aumenta la corriente disminuyendo el tiempo de vida de los equipos. Las condiciones y consideraciones que plantea la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos son los que se indican a continuación.

### **2.3.1.1 Indicador de Calidad**

El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince minutos de duración, es la diferencia ( $\Delta V_k$ ) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega ( $V_k$ ) y el valor de la tensión nominal ( $V_N$ ) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k(\%) = (V_k - V_N) / V_N * 100\% \text{ (expresada en \%)}$$

### **2.3.1.2 Tolerancias**

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión es de hasta el  $\pm 5.0\%$  de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarios en servicios calificados como urbano-rurales y/o rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7.5\%$ .

### **2.3.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión**

Las compensaciones se calculan, para el periodo de medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese periodo a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

$$\text{Compensaciones por Variaciones de Tensión} = \sum a * A_p * E_{(p)}$$

Donde:

$p$ ; Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

$a$ ; Es la compensación unitaria por violación de tensiones.

Primera etapa:  $a=0.00$

Segunda etapa:  $a=0.01$  US\$/kWh

Tercera etapa:  $a=0.05$  US\$/kWh

$A_p$ ; Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta V_p$  (%), medido en el intervalo  $p$ , de acuerdo a la tabla N° 2.3.1.3:

Indicador	$\Delta V_p$ (%)		Todo Servicio $A_p$ .
5.0 <	$\Delta V_p$ (%)	$\leq$ 7.5	1
7.5 <	$\Delta V_p$ (%)	$\leq$ 10.0	6
10.0 <	$\Delta V_p$ (%)	$\leq$ 12.5	12
12.5 <	$\Delta V_p$ (%)	$\leq$ 15.0	24
15.0 <	$\Delta V_p$ (%)	$\leq$ 17.5	48
	$\Delta V_p$ (%)	$>$ 17.5	96

(tabla N° 2.3.1.3)

$E_{(p)}$ ; Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición  $p$ .

### 2.3.2 Frecuencia

Los niveles de frecuencia en la red son considerados por la nueva Norma Técnica de calidad, los cuales deben mantenerse alrededor de  $\pm 1$ Hz de la frecuencia fundamental, garantizando un sistema óptimo a pesar de variaciones súbitas que puedan presentarse.

### 2.3.3 Perturbaciones

Inicialmente sólo se controla el Flicker y las Tensiones Armónicas.

#### 2.3.3.1 Tolerancia del Flícker

El índice de severidad por Flícker ( $P_{st}$ ) no debe superar la unidad, en Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite:  $P_{st}'=1$  como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

#### 2.3.3.2 Tensiones Armónicas

Los valores eficaces (RMS) de las tensiones armónicas individuales ( $V_i$ ) y los THD expresado como % de la tensión nominal del punto de medición, no deben superar los valores indicados en la tabla N° 2.3.3.2 (se considera las armónicas desde el 2<sup>do</sup> orden hasta 40<sup>avo</sup> orden)

Armónicas impares no múltiplos de 3	$V_n > 60 \text{ kV}$	$V_n \leq 60 \text{ kV}$
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	5.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
mayores de 25	$0.1 + 2.5/n$	$0.2 + 2.5/n$

Armónicas impares múltiplos de 3	Vn>60kV	Vn≤60kV
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
mayores de 21	0.2	0.2

Armónicas pares	Vn>60kV	Vn≤60kV
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
mayores de 12	0.2	0.5

(tabla N° 2.3.3.2)

El THD está definido como:

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{i=2...40} (v_i^2 / v_N^2)} * 100\% \quad (3\% \text{ para } V > 60\text{kV}, 5\% \text{ para } V \leq 60\text{kV})$$

Donde:

$V_i$  ; Es el valor eficaz(RMS) de la tensión armónica

$V_N$  ; Es la tensión nominal del punto de medición

### 2.3.3.3 Compensaciones por Exceso de perturbación

Las compensaciones se calculan para el periodo de medición donde se verifica la mala calidad, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

$$\text{Compensaciones por Flícker} = \sum_r c * C_r * E_{(r)}$$

Donde:

$r$  ; Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por Flicker.

$c$  ; Es la compensación unitaria por Flicker:

Primera etapa:  $c=0.00$

Segunda etapa:  $c=0.01$  US\$/kWh

Tercera etapa:  $c=1.10$  US\$/kWh

$Cr$  ; Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la distorsión penalizable por Flicker  $DPF(r)$ , se calcula como sigue:

$$DPF(r) = P_{st}(r) - P_{st}'$$

$$\text{Si } DPF(r) \geq 1 ; Cr = 1$$

$$\text{Si } DPF(r) < 1 ; Cr = DPF(r) * DPF(r)$$

$E_{(r)}$  Es la energía en kwh suministrada durante el intervalo de medición " $r$ ".

$$\text{Compensaciones por Armónicas} = \sum_s d * D_s * E_{(s)}$$

Donde :

$s$  ; Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por Armónicas.

$d$  ; Es la compensación unitaria por Armónicas:

Primera etapa:  $d=0.00$

Segunda etapa:  $d=0.01$  US\$/kWh

Tercera etapa:  $d=1.10$  US\$/kWh

$D_s$  ; Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la distorsión penalizable por Armónicas  $DPA_{(s)}$ , se calcula como sigue:

$$DPA(s) = (THD(s) - THD') / THD' + (1/3) \sum_{i=2..40} ((V_i(s) - V_i') / V_i')$$

(Sólo se consideran los términos positivos de esta expresión)

Si  $DPA(s) \geq 1$  ;  $Ds = 1$   
Si  $DPA(s) < 1$  ;  $Ds = DPA(s) * DPA(s)$

$E_{(s)}$  ; Es la energía en kwh suministrada durante el intervalo de medición "s".

#### **2.4 Calidad de Suministro**

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir de acuerdo a las interrupciones del servicio. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres minutos.

#### **2.5 Comentarios**

Es favorable para los usuarios la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los servicios eléctricos, por establecer parámetros eléctricos en ciertos rangos en lo que respecta a calidad del producto (tensión, frecuencia, flicker y armónicos) y calidad de suministro (interrupciones), que garantizan un adecuado servicio eléctrico a los usuarios, fijando metas para las empresas Eléctricas hacia un modelo ideal. El MEM ha creado OSINERG que es organismo de fiscalización que velará por el cumplimiento de dicha norma.

## **CAPITULO III SITUACIÓN DE LA RED**

### **3.1 Generalidades**

La zona en estudio, presenta cargas industriales, comerciales y residenciales, las cuales se alimentan de las subestaciones convencionales de superficie ubicados a lo largo de la Panamericana Norte entre los Kms 15 y 18, para la indicada red se requiere conocer las condiciones de operación.

### **3.2 Demanda Actual y Proyectada**

Los datos de las demandas se obtiene en base a las potencias contratadas y mediciones efectuados en los clientes del alimentador CH-4 (clientes libres, regulados y de baja tensión), obteniendo como carga acumulada en cada subestación, los valores indicados en la tabla N° 3.2.1 (anexo B).

La tasa de crecimiento anual es variable de acuerdo a estadísticas que mantiene Edelnor, siendo el promedio de la proyección en la zona de Chavarría desde el año 1998 al año 2007 de 4.16%, dicho valor es el resultado de un estudio de mercado desarrollado por la Sección Planificación - Edelnor.

### 3.3 Situación Actual de la Red

La situación actual comprende el estado físico y operativo del alimentador 10kV, siendo requisito conocer la demanda en la zona, parámetros técnicos de la red y condiciones actuales de niveles de tensión y armónicos.

#### 3.3.1 Redes de Media Tensión

El esquema unifilar del alimentador CH-4, en la situación actual es la que se muestra en la figura N° 3.3.1 (anexo B).

#### 3.3.2 Niveles de Tensión

Considerando las cargas indicados en la tabla N° 3.2.1(anexo B) y los parámetros de la red, se obtiene los resultados de tensión para el año 1998 mostrados en la tabla N° 3.3.2 (se utiliza el programa compensa). Los resultados de flujo de carga para los 10 años se muestra en la tabla N° 3.3.2.1 (anexo B).

Barra	Tensión (p.u.)	Ángulo (sexag)
CH-4	1.010	0.00
1633	0.962	-1.77
1870	0.961	-1.76
1862	0.961	-1.75
7798	0.960	-1.74
1124	0.959	-1.74
8638	0.959	-1.74

Barra	Tensión (p.u.)	Ángulo (sexag)
7111	0.959	-1.74
5956	0.959	-1.73

(tabla N° 3.3.2)

De dicha tabla se observa que los niveles de tensión están por debajo de 10000V, lo cual se agrava con la proyección de la demanda. La caída mayor al 5% se presenta en el año 2003 (ver tabla N° 3.3.2.1-anexo B)

### 3.3.3 Niveles de Armónicos

En el alimentador CH-4, se realizó la medición de armónicos de tensión y de corriente con un equipo multifunción (Power Measurement), dicha medición se efectuó en la celda 10kV N°4 de la subestación 60/10kV Chavarría. El tiempo de medición fue una semana, iniciando el 29/10/97 a las 11:15hrs y culminando el 04/11/97 a las 11:55hrs, siendo la programación del equipo registrar los promedios, máximos y mínimos de los armónicos de corriente (1 al 15<sup>avo</sup>), la distorsión total de tensión (THD) que se presentan en la celda 10kV de dicho alimentador.

En la tabla N° 3.3.3 (anexo B) se muestran los resultados de la medición efectuado, en el cual se puede observar que el máximo valor del THD en la barra 10KV del alimentador CH-4 es 2.2% sin compensación reactiva en la

red de distribución, estando por debajo del 5% que indica la norma técnica, se debe tener en cuenta que la instalación de bancos capacitivos incrementan los niveles de armónicos, siendo necesario hacer un análisis variando la potencia de cortocircuito y frecuencia.

#### **3.3.4 Continuidad del Servicio Eléctrico**

El servicio eléctrico en el alimentador CH-4, es confiable debido a que suministra energía eléctrica a pocas subestaciones de distribución, siendo en su mayoría clientes de media tensión que cuentan con una adecuada protección, siendo el tiempo promedio de interrupción en los dos últimos años de 2.2hrs semestral (fuente Sección Técnica Panamericana Edelnor), estando por debajo del tiempo de interrupción indicado en la nueva Norma Técnica (7hrs semestrales en media tensión).

## **CAPITULO IV INGENIERÍA BÁSICA**

### **4.1 Datos Técnicos**

El estudio que se realiza es aplicado al alimentador N° 4 de la Subestación de Transformación 60/10kV Chavarría, el cual presenta elevados niveles de KVAR, niveles de caída de tensión cerca al 5% en el primer año y armónicos inyectados al sistema. La situación se agrava si consideramos que la tasa de crecimiento promedio anual es de 4.16%. Se presentan tres alternativas técnicas de solución, las cuales pueden complementarse por etapas, siempre que se justifique en la evaluación técnica y económica.

Los datos técnicos que interviene en la evaluación son:

- Parámetros de conductores
- Selección del banco capacitivo
- Disminución de pérdidas técnicas
- Nivel de armónicos en la red
- Regulador automático de tensión

El detalle de cada punto indicado se detallan a continuación.

#### 4.1.1 Parámetros de Conductores

Las secciones y longitudes se muestran en la tabla N°

4.1.1.

ENLACE		LONG.	SECC.	R	X
DE	A	(m)	(mm <sup>2</sup> )	( $\Omega$ /km)	( $\Omega$ /km)
CH4	- 1633	696	240 NKY	0.089	0.096
CH4	- 1633	2451	125 AA	0.316	0.393
1633	- 1870	180	35 NKY	0.628	0.117
1870	- 1862	155	35 NKY	0.628	0.117
1862	- 7798	220	35 NKY	0.628	0.117
7798	- 1124	207	35 NKY	0.628	0.117
1124	- 8638	69	35 NKY	0.628	0.117
8638	- 7111	228	35 NKY	0.628	0.117
7111	- 5956	251	35 NKY	0.628	0.117

(tabla N° 4.1.1)

#### 4.1.2 Cargas Concentradas en las Subestaciones

Las cargas considerados son las potencias activa y reactiva en media y baja tensión. Los resultados son los que se muestran en la tabla N° 3.2.1(anexo B).

#### 4.1.3 Selección del Banco Capacitivo

Los bancos de condensadores disponibles para su instalación son :

- Banco fijo de 150 KVAR (03 unidades de 50 KVAR c/u)
- Banco fijo de 300 KVAR (03 unidades de 100 KVAR c/u)
- Banco fijo de 600 KVAR (03 unidades de 200 KVAR c/u)

Del diagrama de potencia activa y reactiva mostrado en la figura 4.1.3 (anexo-C) se observa que el tamaño del banco capacitivo que cubre la base de potencia reactiva, es el banco de 600KVAR.

Es necesario realizar el análisis de armónicos considerando la instalación del banco capacitivo, debido a que los bancos amplifican los niveles de armónicos. Para dicho análisis se ha efectuado mediciones de armónicas de corriente, los cuales se detallan como medición y procedimiento en el punto 4.5 del presente capítulo, de dichos resultados se puede indicar que los niveles de armónicos de tensión más influyentes son la 5<sup>ta</sup>, 7<sup>ma</sup> y 11<sup>avo</sup>, siendo sus THD's de 1.95%, 2.58% y 1.98% respectivamente, estando por debajo de lo indicado por la norma Técnica que son ; 6%, 5% y 3.5% respectivamente, siendo el THD resultante de todas las armónicas de 3.85%, analizados en las condiciones de mínima demanda (menor nivel de cortocircuito)

El valor del THD aumenta con el crecimiento y comportamiento de la demanda, siendo impredecible el comportamiento de los armónicos en el tiempo, debido a que se desconoce que clientes instalarán filtros, bancos capacitivos, convertidores DC/AC, etc., por lo que se recomienda realizar un estudio de armónicos semestralmente.

De los resultados indicados, es factible técnicamente instalar un banco capacitivo de 600KVAR, bajo las condiciones de demanda y parámetros del sistema presentados en el presente año.

#### **4.2 Planteamiento de Alternativas**

Las alternativas que dan solución al problema presentado son los que se indican a continuación:

- Instalación de banco Capacitivo de 600KVAR y refuerzo de redes.
- Instalación del Regulador de Tensión y refuerzo de redes.
- Refuerzo de redes.

El refuerzo de redes indicado en los dos primeros puntos se realizan en años posteriores a la instalación de los equipos respectivos.

##### **4.2.1 Banco Capacitivo de 600KVAR y Refuerzo**

La alternativa comprende en instalar un banco capacitivo de 600KVAR en el primer año, aproximadamente a 3120m de la Set Chavarría, siendo el perfil de trabajos a realizar en los 10 años

- año 1998 Instalación banco de 600KVAR
- año 2002 Refuerzo de red subterránea por sobrecarga (cambio de conductor de 240mm<sup>2</sup> NKY por 240mm<sup>2</sup> N2XSJ)
- año 2004 - Refuerzo de red aérea por sobrecarga (cambio de conductor aéreo 125mm<sup>2</sup> AA por 240mm<sup>2</sup> AA)

Los refuerzos de redes por sobrecarga se debe a que la demanda excede a la capacidad admisible del conductor, dicha capacidad es el resultado de su capacidad nominal por un factor de corrección que involucra la resistividad del terreno, temperatura del suelo, agrupamiento de cables, etc. el factor es 0.76 (agrupamiento mayor de tres cables), siendo el cambio  $240\text{mm}^2$  NKY por  $240\text{mm}^2$  N2XSY pasando de 285Amp de capacidad en 10kV a 452Amp de capacidad en 10kV (fuente Sección Normas de Distribución Edelnor), dicho refuerzo contempla el cambio de cable subterráneo a la salida de la Set Chavarría (446m) y el cambio de cable subterráneo que llega a la SE 1633 (193m), los resultados de flujo de carga se muestran en la tabla N° 4.2.1 (anexo C). Los cables subterráneos de  $35\text{mm}^2$  NKY no requiere refuerzo.

#### **4.2.2 Regulador de Tensión y Refuerzo**

La alternativa comprende en instalar un regulador de tensión a 3120m de la Set Chavarría, debido a que se cuenta con un mayor rango de variación de tensión por estar cerca a las cargas potenciales. Los refuerzos considerados son por sobrecarga y se realizan a los cables subterráneos, siendo el cambio del cable un año antes a la sobrecarga proyectada, es decir cuando el factor de utilización exceda de 100%. El perfil de los trabajos a realizar en los 10 años son

- año 2001- Refuerzo de red subterránea (cambio de conductor de  $240\text{mm}^2$  NKY por  $240\text{mm}^2$  N2XSY)
- año 2002 Instalación del regulador de tensión alrededor de la SE 1633
- año 2006 - Refuerzo de red aérea por sobrecarga (cambio de conductor aéreo  $125\text{mm}^2$  AA por  $240\text{mm}^2$  AA), y retiro del regulador de tensión.

Los refuerzos de red subterránea indicados contempla el cambio de cable a la salida de la Set Chavarría (446m) y también considera el cambio de cable que llega a la SE 1633 (193m), siendo el cambio  $240\text{mm}^2$  NKY por  $240\text{mm}^2$  N2XSY pasando de 285Amp de capacidad en 10kV a 452Amp de capacidad en 10kV. El regulador de tensión se instala un año antes a los problemas de caída de tensión según el crecimiento de la demanda, dicho regulador presenta como pérdidas técnicas en el hierro y en el cobre un aproximado de 5175W (que equivale aproximadamente al 1.5% de la potencia nominal del regulador), dicho porcentaje se obtiene de valores promedios de pérdidas técnicas totales en el regulador (similar a los transformadores), fuente - Sección Normas de Distribución, Edelnor.

El refuerzo de red aérea es por sobrecarga ( $I > 350\text{Amp}$ ), mejorando los niveles de tensión, disminuyendo los niveles de pérdidas técnicas, etc, a su vez se considera el retiro del regulador debido al límite de regulación

(5% para obtener 160% de la corriente nominal) y a las sobretensiones permanentes que se presentarían debido al refuerzo de la red aérea (eleva los niveles de tensión al disminuir la impedancia de la línea). Los resultados de flujo de carga se muestran en la tabla N° 4.2.2 (anexo C).

#### **4.2.2.1 Selección del Regulador**

Los reguladores de tensión están contenidos en estructura única y proporcionan una regulación de +10% y -10% en 32 pasos, de 5/8% cada uno, siendo su corriente nominal de 200Amp, el cual puede incrementarse de acuerdo a la regulación límite que se le asigne, las cuales pueden ser 5%, 6,25%, 7,5%, 8,75% y 10%, obteniendo una corriente por el regulador máxima de 160%, 135%, 120%, 110% y 100% de la carga respectivamente.

La corriente que circula en la troncal del alimentador CH4 varía de aprox. 246Amp(4261KVA) a 10kV en el año 1998 a 331Amp(5733KVA) a 10kV en el año 2005.

De los datos mencionados anteriormente, obtengamos el tipo y tamaño del regulador requerido.

Rango en kV

Rango(kV) = rango \* línea-línea(kV)

Rango(kV) = 0.1 \* 10

Rango(kV) = 1 kV

KVA nominal del regulador

= Carga(Amp) \* Rango(kV)

$$= 331 * 1$$

$$= 331 \text{ KVA}$$

De los resultados obtenidos, se concluye que las características del regulador deberá ser de 331KVA, 331Amp, 10kV, con una regulación máxima inicial del 10%, conectado en delta abierto (02 fases), lo cual puede variar dependiendo de la ubicación del paso del regulador.

#### **4.2.2.2 Ubicación del paso del regulador**

Se sabe que el regulador regula de -10% a +10% en 32 pasos, es decir 16 pasos en cada sentido, por lo tanto cada paso del regulador varia en:

$$\text{Voltaje en el punto a instalar} = 9530\text{V}$$

$$10\% * 9530\text{V} = 953\text{V}$$

Luego, cada paso varía en

$$953 * 2 / 32 = 59,56\text{V}$$

Luego, el paso para elevar la tensión alrededor de 10kV es:

$$9530 + 59,56 * P = 10000 \text{ Volt.}$$

$$P = 7,89$$

Luego, se elige la posición 8 del regulador, con lo cual se obtiene 10006 V en la primera subestación de distribución (SE 1633) para el año 2002. El límite de regulación es del 5%, por ser la posición 8 de 16 en el lado positivo o de incremento de tensión.

#### **4.2.3 Refuerzo de Redes**

La alternativa comprende en reforzar la red aérea y subterránea, debido a sobrecargas y elevados niveles de caída de tensión que se presentan en los 10 años de evaluación. La renovación de red subterránea consiste en cambiar el conductor subterráneo a la salida de la Set Chavarría y llegada a la SE 1633, cambiando 446m y 193m respectivamente de conductor 240mm<sup>2</sup> NKY por 240mm<sup>2</sup> N2XSY pasando de 285Amp de capacidad en 10kV a 452Amp.

El perfil de trabajos a realizar en los 10 años de evaluación son :

- año 2001 - Refuerzo de red subterránea por sobrecarga (cambio de conductor de 240mm<sup>2</sup> NKY por 240mm<sup>2</sup> N2XSY)
- año 2002 - Refuerzo de red aérea por sobrecarga (cambio de conductor aéreo 125mm<sup>2</sup> AA por 240mm<sup>2</sup> AA)

Los resultados de flujo de carga se muestran en la tabla N° 4.2.3 (anexo C).

#### **4.3 Análisis de Resultados**

De los resultados de flujo de carga obtenidos para cada alternativa se obtiene niveles adecuados de tensión, armónicos de tensión y sin presentarse sobrecargas en los 10 años de evaluación de acuerdo a la proyección de la demanda indicado, logrando hacer inversiones que solucionen los problemas en el tiempo que se presenten.

Es necesario detallar los resultados por cada alternativa, los cuales se indican a continuación.

#### **4.3.1 Banco Capacitivo de 600KVAR y Refuerzo**

Los resultados que se obtienen favorecen a los clientes y a la empresa de distribución (Edelnor), debido a que se logra disminuir permanentemente la potencia reactiva en 600KVAR, significando un beneficio para la empresa distribuidora, ya que la CTE establece el pago de potencia reactiva en el horario de 10:12 horas y de 18:23 horas lo cual se compra a;  $ctv \text{ S/. / KVARh} = 1.035$ .

También se puede mencionar como beneficio la disminución de pérdidas técnicas debido a la disminución de corriente en la red, disminuyendo los KVA del alimentador y del transformador 60/10kV, la disminución de pérdidas según el cuadro de inversiones es el que se muestra en la tabla N° 4.3.1.

año	Disminución de pérdidas (KW)
1998	12.21
1999	12.78
2000	13.41
2001	14.09
2002	12.96
2003	13.60
2004	128.07

año	Disminución de pérdidas (KW)
2005	141.21
2006	154.38
2007	169.04

(tabla N° 4.3.1)

De los resultados obtenidos en el flujo de carga, también se puede mencionar la mejora del nivel de tensión, lo cual posterga inversiones mayores para cumplir con los niveles de caída de tensión (5%) indicados por la nueva norma Técnica.

El programa utilizado para la ubicación óptima del condensador, es del punto de vista de las pérdidas técnicas, por ser más rentable para la empresa de distribución, cabe indicar que dicha ubicación no necesariamente coincide con la ubicación óptima del punto de vista de niveles de tensión.

#### **4.3.2 Regulador de Tensión y Refuerzo**

De los resultados obtenidos en el flujo de carga se puede indicar como beneficio la elevación del nivel de tensión aguas abajo, logrando estar dentro del 5% de caída de tensión establecido por la nueva norma Técnica.

Los refuerzos de redes considerados son por sobrecarga y logra que aumente las pérdidas técnicas en el caso de red subterránea y disminuya dichas pérdidas en el caso de

red aérea, debido a sus impedancias. Se logra obtener un beneficio por disminución de pérdidas a partir de la renovación de red aérea (año 2006).

Los niveles de armónicos en este caso es menor que en el caso con banco de 600KVAR, debido a que el regulador no amplifica los niveles de armónicos, pero si lo haría en el caso que se sature el núcleo del regulador. En conclusión podemos mencionar que ésta alternativa se adapta a la nueva norma Técnica y soluciona los problemas de sobrecarga, limitándose el aporte favorable a la empresa de distribución. A continuación mostramos en la tabla N° 4.3.2 la disminución de pérdidas técnicas.

año	Disminución de pérdidas (KW)
1998	0.00
1999	0.00
2000	0.00
2001	-2.01
2002	-7.39
2003	-7.62
2004	-7.85
2005	-8.17
2006	139.71
2007	153.77

(tabla N° 4.3.2)

### 4.3.3 Refuerzo de Redes

De los resultados de flujo de carga podemos mencionar que el refuerzo de redes soluciona la sobrecarga y la excesiva caída de tensión, siendo necesario renovar el conductor aéreo no por sobrecarga sino para mejorar los niveles de tensión, a su vez se logra disminuir notablemente los niveles de pérdidas técnicas logrando ser una alternativa adecuada que cumpla con la norma Técnica, siendo su costo elevado. En la tabla N° 4.3.3 se muestra la disminución de pérdidas técnicas.

año	Disminución de pérdidas (KW)
1998	0.00
1999	0.00
2000	0.00
2001	-2.01
2002	101.40
2003	110.64
2004	119.66
2005	132.25
2006	144.88
2007	158.95

(Tabla N° 4.3.3)

### 4.4 Selección de la Protección

Los resultados de la evaluación técnica y económica indicados en el capítulo V, recomienda como alternativa

óptima de mínimo costo a la instalación de banco 600KVAR y refuerzo de redes (alternativa 1), obteniendo un TIR del 122%, por lo que es altamente rentable. De acuerdo a los resultados obtenidos, se diseñará la protección para el banco capacitivo de 600KVAR, siendo ésta para sobretensiones y sobrecorrientes que se pueden presentar en el sistema.

#### **4.4.1 Protección contra Sobretensiones**

En la zona de Lima, las sobretensiones que se presentan son de origen interno, las cuales pueden ser sobretensiones fase tierra ó fase fase en un lugar dado del sistema eléctrico originada por una operación de maniobra (voluntaria o involuntaria), falla (cortocircuitos), armónicos u otra causa (efecto de resonancia o ferroresonancia)

Los pararrayos son dispositivos de protección. Su función principal es proteger el aislamiento de una instalación o de una de sus partes contra sobretensiones, limita la corriente de cortocircuito en amplitud y duración. La sobretensión causa un arco o descarga que pasa a través del espacio en el pararrayo, pasa por el elemento resistivo y es derivada a tierra. Generalmente el elemento resistivo es un material que presenta un circuito de baja resistencia para la sobretensión pero una alta resistencia para la corriente que pueda derivarse a la tensión nominal de la línea.

En resumen los terminales del pararrayo deben cortocircuitarse automáticamente sólo para la sobretensión, derivando a tierra. Después no debe existir oportunidad para que circule corriente a la tensión nominal, de la línea hacia tierra. Es necesario detallar las características del pararrayo para el diseño del mismo, lo cual se indica a continuación.

#### **4.4.1.1 Características Técnicas**

El pararrayo a seleccionar presenta las siguientes características:

- Tensión Nominal 12kV
- Corriente de cortocircuito 10kA
- Picos de corriente  
corta duración 4/10 $\mu$ s 100kA
- Absorción de energía  
Larga duración 2.6kJ/kV
- BIL(nivel básico de aislam) 136kV

#### **4.4.1.2 Cálculo de Energía requerida Banco 600KVAR**

#### **Cálculo de la capacidad de absorción de energía requerida en el pararrayo**

Calcularemos a continuación las distintas componentes de la energía que interactúan al operar un pararrayo, las que necesariamente son administradas ya sea a tierra u otro destino cuando el pararrayo limita la tensión máxima entre dos puntos.

Estas componentes son:

- 1.Desconexión de bancos de condensadores o cables con posibles re-encendidos
- 2.Operación, cierre y apertura de líneas
- 3.Golpe de rayos y relámpagos

Para la zona en estudio, no es relevante el cálculo de la energía correspondiente a golpe de rayos y relámpagos, debido a que en Lima, estos casos no son frecuentes.

### 1.Cálculo de la energía almacenada en el banco de 600KVAR

Utilizando la norma IEC, standard TC-37, se tiene que

$$W1 = 1/2 * C * ((3 * U_0)^2 - (1.42 * U_r)^2)$$

donde :

C = Capacitancia del banco

U<sub>0</sub> = Voltaje máximo fase a tierra

U<sub>r</sub> = Voltaje rateado del pararrayo de acuerdo a  
IEC99  
= 15kV

Frecuencia del sistema = 60HZ

Voltaje de línea = 10kV

Potencia = 600KVAR

Corriente = 34.64Amp

Impedancia (Z) = 288.68Ω

Velocidad angular (W) = 376.99rad/seg

Capacitancia = 1 / (W \* Z)  
= 9.19μf

Luego, W1 = 2050 Joules

## 2. Cálculo de energía requerida en operar la línea en Joules

$$W2 = 2 * U_{ps} * (U_e - U_{ps}) * T / Z$$

Donde ;

$U_{ps}$  = Voltaje residual (Nivel de protección contra el impulso de switching del pararrayo)

$U_e$  = Amplitud de sobrevoltaje, estimada de acuerdo a criterio por unidad, en este caso usando el factor P.U.=4.5 (es decir, típicamente 3 y considerando reflejo de onda del 50%)

$Z$  = Impedancia de la línea

$$= 2.17 \Omega$$

$T$  = Razón de velocidad de onda, equivalente al largo de la línea dividida por la velocidad de onda.

$$= 4457 / 3000000000 \text{ m / (m/seg)}$$

$$= 1.48 * 10^{-5} \text{ seg (se considera la longitud de todo el alimentador CH-4)}$$

Luego ;

$$W2 = 6329 \text{ Joules}$$

Finalmente, la energía total es :  $W1 + W2$

$$W_t = 8379 \text{ Joules}$$

El pararrayo seleccionado de 12kV (de acuerdo a datos del fabricante), otorga una resistencia de 2.6kJoules/kV nominales, es decir 31200 Joules, por lo que resistirá sin problemas los requerimientos de energía de 8379 Joules a los cuales estará expuesto en operación. En los

diferentes alimentadores en 10kV, se cuentan con redes mas extensas que el alimentador CH-4, presentando mayores impedancias, por lo que el margen de 31200 Joules que presenta el pararrayo son para condiciones extremas.

#### **4.4.2 Protección contra Sobrecorrientes**

El banco de 600KVAR se conecta en estrella, siendo el fusible de protección por fase del banco, se elige de modo que la capacidad de intensidad sea igual a 135% de la intensidad nominal del banco. Esta sobredimensión es requerida para condiciones de sobretensiones, tolerancia de capacidad (margen del fusible) El tamaño mínimo del fusible se calcula como sigue:

Conexión del banco	Estrella
Tensión de fase	10/1.732 kV
Potencia por fase	200 KVAR
Corriente por fase	34.64 Amp

Luego :

$$I(\text{del fusible}) = 1.35 * I$$

Para el caso del banco de 600KVAR, se tiene que la corriente a la cual se fusionará el fusible es:

$$I(\text{del fusible}) = 46.77\text{Amp}$$

Luego, el fusible por fase a emplear será del tipo K de expulsión de 50A.

Debido a que el Cut-Out soporta una corriente de cortocircuito asimétrica de 8kA, determinemos si en el

punto de instalación del banco el nivel de cortocircuito esté por debajo de 8kA.

Se sabe que:

$$P_{cc1} = 100 / ((100/PE + XL)^2 + (RL)^2)^{1/2}$$

donde; PE = 566 MVA (Potencia de cortocircuito en la barra de 10kV de la Set Chavarría en condición de máxima demanda)

Para cumplir con la aplicación a los resultados teóricos y debido a que el banco capacitivo es para intemperie, éste se instalará a 30m antes de llegar a la SE 1633, por que a dicha distancia se encuentra fuera del predio del cliente Acersa, por lo tanto se requiere hacer una derivación en T de la red troncal subterránea, por ser la instalación del banco capacitivo en shunt.

La longitud e impedancias hasta el punto de instalación se muestra en la tabla N° 4.4.2.

ENLACE DE A	LONG. (m)	SECCION (mm <sup>2</sup> )	R (Ω/km)	X (Ω/km)
CH4 - 1633	666	240 NKY	0.089	0.096
CH4 - 1633	2451	125 AA	0.316	0.393

(tabla N° 4.4.2)

Luego, obtenemos :

$$P_{cc1} = 85.38\text{MVA}$$

$$I_{cc1} = 4.93\text{kA}$$

Debido a que la corriente de cortocircuito en el punto de instalación del banco es menor a los 8kA, entonces es factible la instalación del Cut - Out en dicho punto con un fusible de 50Amp por fase.

#### **4.5 Análisis de Armónicos**

El estudio de armónicos es importante por la sobretensión que generan, por la distorsión de la onda, por las interferencias en las comunicaciones, etc, siendo el banco capacitivo un amplificador de armónicos (no es generador de armónicos) en otras frecuencias, el comportamiento del banco obedece a la respuesta en frecuencia del factor de distribución (función de impedancias del sistema y el banco). En vista que el sistema presenta armónicos (medición efectuada), se requiere saber que ocurre con la sobretensión en el banco de 600KVAR y cuales son los nuevos niveles de THD en el alimentador al instalar el banco capacitivo.

Teóricamente en la medición no debería aparecer los armónicos múltiplos de 3, debido a que el lado primario de los transformadores 10/0.23-0.44 kV es en triangulo, y teóricamente el sistema está equilibrado, esto se debe a que el sistema trifásico tiene un desfase de  $120^\circ$  y las armónicas múltiplos de 3 coinciden (desfase =  $0^\circ$ ), por tanto la diferencia para la corriente de línea debe ser cero. El sistema real no está equilibrado, presenta diferentes tensiones y corrientes por fase, por lo tanto

en la medición aparecen valores de armónicos múltiplos de tres.

#### **4.5.1 Efecto de los Armónicos**

- Falla del dieléctrico de los bancos de condensadores o sobrecarga de potencia reactiva.
- Interferencias inductivas sobre los sistemas de comunicación.
- Falla en el aislamiento de los cables de energía como resultado de una sobretensión por armónicos en la red.
- Sobretensiones y excesiva corriente sobre el sistema debido a la resonancia de la armónica con la red.
- Errores en la medición en contadores de energía de inducción.
- Posibles interferencias en relés electrónicos.
- Oscilaciones mecánicas de máquinas síncronas e inducción.
- Operación inestable de circuitos de disparo basados en la detección del cruce de la tensión por cero.

Estos efectos dependen de la ubicación de la fuente de armónicos y de las características de la red.

#### **4.5.2 Medición de Armónicos**

Los resultados de la medición de armónicos de tensión y de corriente efectuados con un equipo multifunción (Power Measurement), se muestran en la tabla N° 3.3.3 (anexo B) Dicha medición se efectuó en la celda 10kV N°4 de la Set Chavarria. El tiempo de medición fue

aproximadamente de una semana, siendo la fecha de instalación el 29/10/97 a las 11:15hrs y la fecha de retiro el 04/11/97 a las 11:55hrs, siendo la programación del equipo registrar los promedios, máximos y mínimos de los armónicos de corriente, lo cual define el comportamiento de sobretensión y THD.

#### **4.5.3 Cálculos del THD y Sobretensiones en el Banco Capacitivo**

Para el cálculo se requiere contar con los siguientes datos:

1. Impedancia Thévenin equivalente en la barra de 10kV de la Set Chavarria.
2. Impedancia de la red 10kV hasta el punto de instalación del banco capacitivo, R, X, en secuencia positiva.
3. Máximos y mínimos de la demanda térmica de corriente y valores promedios de las armónicas de corriente (datos medidos)

Luego los valores son;

- Impedancia Thévenin

$$Z_{(p.u.)} = Z_{real} = 1/PCC_{(p.u.)}$$

$$PCC = 566 \text{ MVA}$$

$$PCC_{(base)} = 100 \text{ MVA}$$

$$PCC_{(p.u.)} = PCC/PCC_{(base)}$$

luego,

$$Z_{real} = 0.176678 \Omega \dots \dots (1)$$

Por otro lado, se tiene en el lado de 10kV que;

$$X/R = 5.35607 \dots \dots \dots (2)$$

luego, de (1) y (2), se obtiene :

$$R_s = 0.032426 \Omega$$

$$X_s = 0.173676 \Omega$$

Los resultados obtenidos de  $R_s$  y  $X_s$  representa a la impedancia del sistema aguas arriba en la barra 10kV de la Set Chavarría, esto es a la frecuencia fundamental de 60HZ, para el análisis de armónicos debemos trabajar en función de la frecuencia.

#### 4. Impedancia de la red

Para obtener la impedancia se consideran los datos de la tabla N° 4.5.3.

ENLACE DE - A	LONG. (m)	SECCION (mm <sup>2</sup> )	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)
CH4 - 1633	666	240 NKY	0.089	0.096
CH4 - 1633	2451	125 AA	0.316	0.393

(tabla N° 4.5.3)

luego;

$$R_1 = 0.833790 \Omega$$

$$X_1 = 1.027179 \Omega \text{ (a la frecuencia de 60HZ)}$$

los parámetros del banco de 600KVAR son;

$$C_{\text{banco}} = 9.19 \mu f$$

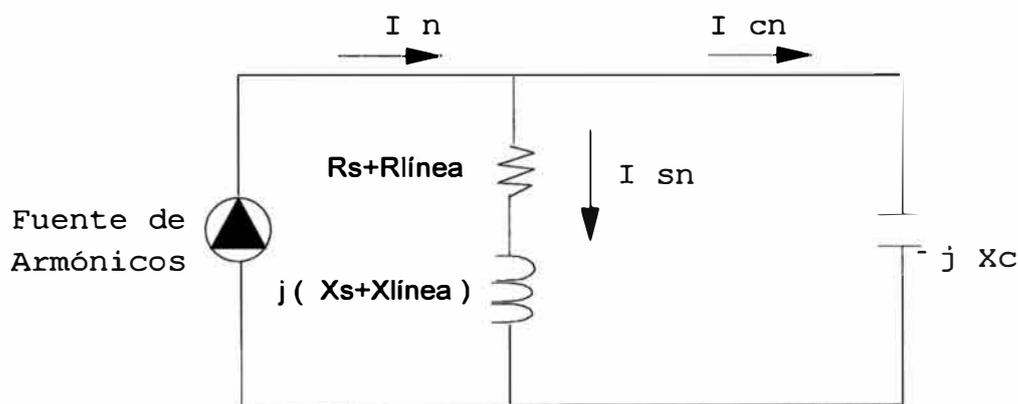
$$X_c = 288.68 \Omega \text{ (a la frecuencia de 60Hz)}$$

Los valores indicados anteriormente son a la frecuencia fundamental, pero para el análisis de armónicos los parámetros deben variar con la frecuencia

de acuerdo al orden del armónico (múltiplo de 60HZ). La variación de la frecuencia será de 120HZ a 2400HZ que son las frecuencias que corresponden del 2<sup>do</sup> al 40<sup>avo</sup> armónico respectivamente.

### 5.Circuito equivalente

El circuito que representa a la inyección de armónicos, la impedancia del sistema y la red es el que se muestra en la figura N° 4.5.3.



(figura N° 4.5.3)

de las ecuaciones indicados en el fundamento teórico, extraemos:

$$I_{cn} = \frac{Z_s}{Z_c + Z_s} I_n = \rho_f I_n$$

$$I_{sn} = \frac{Z_f}{Z_c + Z_s} I_n = \rho_s I_n$$

donde :

$Z_s$  = Impedancia del sistema a la frecuencia de la armónica

$\rho_f$  = Factor de distribución del banco

$\rho_s$  = Factor de distribución del sistema

$I_n$  = Corriente de armónico de orden "n"

Para el caso de la línea, la resistencia R varía con la frecuencia debido al efecto Skin, la que se aproxima con la siguiente ecuación :

$$\frac{R(w)}{R_{dc}} = 0.256 + 0.354 * A$$

$$A = 0.4926 \sqrt{h / R_{dc}}$$

donde:

h = armónica múltiplo de 60Hz

$R_{dc}$  = Resistencia en corriente continua ( $\Omega$ /milla)

#### **4.5.3.1 Procedimiento para el análisis de armónicos**

Los mayores valores del THD se presentan en condiciones de mínima demanda (menor potencia de cortocircuito), por lo que el análisis se realiza cuando Pcc varíe del 60% al 100% de Pcc máxima.

Para el cálculo se requiere conocer las siguientes fórmulas :

#### **Cálculo del THD**

El THD está definido como:

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{i=2 \dots 10} (V_i^2 / V_N^2)} * 100\%$$

Donde:

$V_i$  ; Es el valor eficaz (RMS) de la tensión armónica

$V_N$  ; Es la tensión nominal del punto de medición

#### **Cálculo de la tensión armónica**

La tensión armónica está definido como :

$$V_i = I_{si} * Z_{(s+1)}$$

donde ;

$V_i$  = Tensión armónica de orden "i"

$Z_{(s+1)}$  = Impedancia del sistema a la frecuencia de armónica "i"

$I_{si}$  = Corriente de armónica "i"

### **Cálculo de la sobretensión en el banco capacitivo**

La sobretensión en el banco está definido como :

$$V_c = V_1 + \sum_{i=2..40} (I_{ci} * X_{ci})$$

donde ;

$V_c$  = Tensión en el banco

$V_1$  = Tensión nominal del sistema

$I_{ci}$  = Corriente de armónica "i" por el banco

$X_{ci}$  = Impedancia del banco a la frecuencia de armónica "i"

### **Cálculo del TIF**

El TIF (factor de interferencia telefónica) está definido como :

$$TIF = \sqrt{\sum_{i=1..40} \left[ \frac{V_i}{V_1} * F_n \right]^2}$$

donde ;

$V_i$  = Tensión en el sistema a la frecuencia de armónica "i"

$V_1$  = tensión fundamental

$F_n$  = Factor de peso para cada armónica

Los armónicos de corriente inyectados al sistema eléctrico pueden inducir ruidos en los circuitos de comunicación a través de campos magnéticos o electrostáticos, por lo que es de interés de las compañías de electricidad y comunicación el control de los armónicos.

Con ayuda de un programa computacional se puede observar el comportamiento de los armónicos, dichos resultados se obtienen al aplicar las variaciones de la frecuencia (para todos los casos) y de la potencia de cortocircuito (sólo para el THD máximo) a las fórmulas indicadas anteriormente.

Los resultados obtenidos se indican a continuación:

Corriente total RMS con armónicos	36.22 Amp
Factor de sobretensión pico de condensadores	8.40%
Factor de sobretensión RMS de condensadores	0.07%
Factor de interferencia telefónica (TIF)	47
Armónica de tensión (THD)	3.85%
2 <sup>da</sup> armónica de tensión	0.05%
3 <sup>ra</sup> armónica de tensión	0.18%
4 <sup>ta</sup> armónica de tensión	0.10%
5 <sup>ta</sup> armónica de tensión	1.95%
6 <sup>ta</sup> armónica de tensión	0.25%
7 <sup>ma</sup> armónica de tensión	2.58%
8 <sup>va</sup> armónica de tensión	0.32%

9 <sup>na</sup> armónica de tensión	0.31%
10 <sup>ma</sup> armónica de tensión	0.22%
11 <sup>va</sup> armónica de tensión	1.98%
12 <sup>va</sup> armónica de tensión	0.10%
13 <sup>va</sup> armónica de tensión	0.28%
14 <sup>va</sup> armónica de tensión	0.05%
15 <sup>va</sup> armónica de tensión	0.04%

El diagrama de barras de las armónicas de tensión se muestran en la figura N° 4.5.3.1-A(anexo C)

#### 4.5.4 Comentarios

- El TIF obtenido es un valor muy alto (es normal que sea menor o igual a 20), pero si consideramos que en el recorrido de la red 10kV del alimentador CH-4 no existe línea de comunicación cercano por encontrarse en la berma lateral a la Panamericana Norte, no es influyente el resultado obtenido, pero es factible que en algunos años exista redes de comunicación cercanas a la red eléctrica, pero se debe mantener siempre una distancia mínima de seguridad de 1.8m de separación entre el cable de comunicación y la línea viva de la red eléctrica.
- El THD considerando el banco de 600KVAR es de 3.85%, siendo menor al 5% que establece la Norma de Calidad para tensiones menores a 60kV, además la 7<sup>ma</sup> armónica es el más influyente, los resultados obtenidos por cada armónica están por debajo de los límites indicados en

la Norma Técnica de Calidad (ver figura 4.5.3.1-A(anexo C)).

- La distorsión total de corriente en el banco de condensadores alcanza el valor de 30.54%, siendo el más influyente el 11<sup>avo</sup> armónico, el resultado se muestra en la figura 4.5.3.1-B(anexo C).
- La respuesta en frecuencia de los factores de distribución en el sistema y el banco se muestra en la figura 4.5.3.1-C(anexo C), siendo estos resultados importantes para el diseño del filtro en caso se requiera.
- La forma de onda de tensión y corriente en el sistema se ve distorsionada ligeramente por los armónicos en el sistema, mientras que la forma de onda en el banco de 600KVAR, se ven distorsionadas debido a que estos amplifican los niveles de armónicos. Los resultados se muestra en la figura 4.5.3.1-D (anexo C).

## **CAPITULO V EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### **5.1 Criterios Utilizados**

Las alternativas se han desarrollado para generar un plan de obras alternativo para los próximos 10 años, posterior a los cuales posiblemente se deberán considerar nuevas instalaciones.

La depreciación considerado para este tipo de instalaciones es acelerada en 5 años.

Se considera una tasa de descuento del 14% después de impuestos, para el análisis de alternativas, mientras que para la rentabilidad de la alternativa seleccionada se considera que la tasa interna de retorno (TIR) debe ser igual o mayor al 14% (proyecto por mejora)

Se considera como beneficios a la alternativa seleccionada, la disminución de pérdidas técnicas y el no pago de compensación por mala calidad del producto al mejorar los niveles de tensión.

El análisis se ha efectuado considerando el criterio de mínimo costo, es decir seleccionar la alternativa más conveniente, será aquella cuyo valor actual a una tasa de descuento del 14% resulte menor. Mientras que para la rentabilidad será conveniente la inversión si el TIR

resulte ser mayor o igual al 14%, evaluando el respectivo análisis de sensibilidad con un margen de  $\pm 10\%$  en inversión y pérdidas.

La moneda utilizada para las evaluaciones ha sido el Dólar Americano.

En el presente estudio se considera el Valor Actual Neto (VAN), cuando existen flujos de ingresos y egresos, mientras que se emplea el Valor Actual de Costos (VAC) cuando sólo existen egresos.

## **5.2 Parámetros Económicos**

Los parámetros considerados son los que se detallan a continuación.

### **5.2.1 Costo por Mantenimiento**

El costo por mantenimiento considerado es el 2.5% de la inversión, que representa al promedio entre el costo de mantenimiento de redes y equipos. El porcentaje indicado se utiliza actualmente en los proyectos de inversión para redes de media tensión y subestaciones de transformación en Edelnor (fuente Sección Planificación).

### **5.2.2 Costo por Pérdidas Técnicas**

Las pérdidas técnicas considerados son los que se producen por efecto Joule en la transmisión de la energía a través de los conductores.

Los valores indicados en los cuadros de evaluación económica, son las pérdidas técnicas de potencia en la

situación sin proyecto y con proyecto, dichas pérdidas son obtenidas utilizando el programa Compensa en ambas situaciones.

En la tabla N°5.2.2.1 que se muestra a continuación, se indica las pérdidas técnicas obtenidas para cada año en situación sin proyecto y con proyecto (alternativa óptima).

Año	Pérdidas Técnicas (KW)		
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Diferencia
1998	154.656	142.451	12.205
1999	167.488	154.711	12.777
2000	181.599	168.194	13.405
2001	197.130	183.036	14.094
2002	214.246	201.285	12.961
2003	233.130	219.535	13.595
2004	251.349	123.281	128.068
2005	277.044	135.834	141.210
2006	302.578	148.198	154.380
2007	330.892	161.850	169.042

(tabla N°5.2.2.1)

De la tabla 5.2.2.1 se observa que en el año 2004 la diferencia de pérdidas se incrementa notablemente, esto es debido a que en el año 2004 ya se considera el refuerzo de redes, es decir el cambio de conductor en la troncal por otro de mayor sección y menor impedancia.

En la tabla 5.2.2.2 que se muestra a continuación, se indica los costos por potencia, energía y totales que generan la diferencia de pérdidas.

Los costos unitarios por potencia y energía son:

$$\text{Costo US \$/ KW} = 7.19$$

$$\text{Costo ctv US\$/Kwh} = 3.79$$

$$\text{Factor de Pérdidas} = 0.4$$

En la Empresa de Distribución de Lima Norte (Edelnor) se considera los costos por potencia y energía indicados anteriormente, en sus respectivos estudios como proyectos de inversión (fuente : Sección Proyectos Distribución Primaria).

	(1)	(2)
Año	Costo Miles US\$	Costo Miles US\$
1998	33.88	2.67
1999	36.69	2.80
2000	39.78	2.94
2001	40.10	3.09
2002	44.10	2.84
2003	48.10	2.98
2004	27.01	28.06
2005	29.76	30.94
2006	32.47	33.82
2007	35.46	37.03

(tabla N° 5.2.2.2)

De los datos indicados en la columna (1) se observa que a partir del año 2004 disminuye el costo total de pérdidas de potencia y energía, esto es debido a que se considera a partir de dicho año el refuerzo de redes, lo cual disminuye las pérdidas, logrando tener un menor costo de pérdidas para la empresa de distribución eléctrica. Los costos que se consideran intervienen en la evaluación económica para determinar el VAC (se detalla en acápite 5.3) de la alternativa.

De los datos indicados en la columna (2) se observa que a partir del año 2004 se incrementa el costo total de pérdidas de potencia y energía, esto es debido al refuerzo de redes. Cabe indicar que los costos van de menor a mayor debido a que las pérdidas que se consideran son la diferencia entre la situación sin proyecto y con proyecto, además interviene en la evaluación económica como ingreso para la obtención del VAN y del TIR (se detalla en acápite 5.3.1).

### **5.2.3 Compensación por Calidad del Producto**

De acuerdo a la Norma técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Dec.-Sup. 020-97-EM), se tiene que compensar a los clientes por:

#### **5.2.3.1 Niveles de Tensión**

En el año 1998 no se presentan problemas de niveles de tensión en 10kV en el alimentador CH-4, mientras que a

partir del año 2002 se presentan caídas de tensiones mayores al 5%, para lo cual se tiene que prever los 18 meses del plazo que da el MEM(primer etapa), para adaptarse a la Norma Técnica, lo cual indica que la máxima caída de tensión es de hasta el  $\pm 5\%$  de las tensiones nominales.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancia establecida por un tiempo superior al 3% del periodo de medición.

El procedimiento para aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos con aplicación a los niveles de tensión es el que se detalla a continuación:

Para el caso del alimentador CH-4, en caso de no mejorar los niveles de tensión, se tendría que pagar compensaciones en las cargas que no cumpla los mínimos niveles de tensión, siendo los costos los siguientes

$$\text{Compens. por Variac. de Tensión} = \sum a * A_p * E_{(p)}$$

Donde:

$$a = 0.01 \text{ US\$/KWh}$$

$$A_p = 1$$

$$fc = 0.65 \text{ (factor de carga)}$$

Los resultados de compensación obtenidos se indican en la tabla N° 5.2.3.1.

Año	Potencia (KW)	Energía (Kwh-año)	Compens. (MilesUS\$)
2003	434.98	508927.77	5.09
2004	4989.23	5837403.78	58.37
2005	5199.81	6083775.36	60.84
2006	5420.72	6342241.23	63.42
2007	5652.48	6613406.28	66.13

(tabla N° 5.2.3.1)

De los resultados obtenidos en la tabla N° 5.2.3.1 se observa que en el año 2003 el pago de compensación no es significativo, mientras que en el año 2004 el pago de compensación crece notablemente, esto es debido a que en el año 2003 sólo una parte del alimentador CH-4 presenta problemas de caída de tensión compensando a una carga pequeña, mientras que en el año 2004 todo el alimentador CH-4 presenta problemas de caídas de tensión, compensando la carga de todo el alimentador. Cabe indicar que para el cálculo de la energía se considera sólo 5 horas por día esto es debido a que la caída de tensión máxima se produce en la hora punta (18-23hrs).

Los datos obtenidos en la columna Compensación (MUS\$) de la tabla N° 5.2.3.1 son los costos que se consideran en la evaluación económica para determinar la rentabilidad de la alternativa óptima.

### **5.2.3.2 Tensiones Armónicas**

De mediciones efectuados en la situación actual, no se presentan problemas de armónicas de tensión, así como también en la situación proyectada considerando el banco de 600KVAR, no se presentarían excesos de armónicas de tensión que excedan los márgenes permitidos por la Norma Técnica.

### **5.2.3.3 Disminución de potencia reactiva**

Al instalar un banco fijo de 600KVAR, permanentemente se compensará dicho valor, además la CTE reconoce el pago de energía reactiva en el horario de 10-12hrs y 18-23hrs a un costo de 1.035 ctv S/./KVARh, por lo tanto la empresa distribuidora dejará de pagar:

Potencia = 600KVAR

Energía = 600\*7\*30\*12 KVARh - año

Energía = 1512 MVARh - año

Costo S/. = 1.035\*1512000/100

Costo M\$ = 5.79

1 US \$ = S/. 2.67

### **5.3 Evaluación**

La evaluación económica comprende en obtener primeramente la alternativa óptima para un horizonte de 10 años que es el de menor VAC, el cuadro resumen de dicha evaluación es el que se muestra en la siguiente tabla N° 5.3:

Tasa de descuento	10%	12%	<b>14%</b>	16%
VAC Alternativa 1	154.0	145.8	<b>138.3</b>	131.4
VAC Alternativa 2	229.1	216.6	<b>205.0</b>	194.5
VAC Alternativa 3	175.8	167.0	<b>158.9</b>	151.5

(tabla N° 5.3)

De los resultados se puede notar que la alternativa 1 es el que tiene menor VAC, por lo tanto dicha alternativa es el que se recomienda para analizar su rentabilidad. El cuadro de flujo de caja para las 3 alternativas es el que se muestra en la tabla N° 5.3-A(anexo D).

### 5.3.1 Rentabilidad de Alternativa Óptima

Para el análisis de la rentabilidad de la alternativa N° 3 (instalación de banco capacitivo de 600KVAR y refuerzo de redes) se está considerando como ingresos la disminución de pérdidas técnicas, el no pago de compensación y el ahorro en el pago de KVAR, el cuadro resumen de la rentabilidad se muestra en la tabla N° 5.3.1.

Tasa de descuento	8%	12%	<b>14%</b>	17%	20%
VAN	157.8	118.4	<b>103.0</b>	84.0	50.1
TIR	<b>122%</b>				

(tabla N° 5.3.1)

Del cuadro anterior se observa que el TIR es de 122%, siendo el proyecto altamente rentable para la empresa de Distribución Eléctrica. Se considera los beneficios del

banco capacitivo a partir del siguiente año a la instalación, con lo cual la rentabilidad se evalúa en situaciones extremas. El cuadro de la evaluación económica para la rentabilidad se muestra en el cuadro N° 5.3.1-A(anexo D).

### 5.3.2 Análisis de Sensibilidad

El método de sensibilidad a considerar es el lineal por la magnitud de la inversión y el comportamiento de la zona. Consideremos para el análisis una variación de  $\pm 10\%$  de la inversión y de los beneficios, obteniendo el cuadro resumen que se muestra en la tabla N° 5.3.2:

#### Inversión

Variación(%)	VAN	TIR(%)
+10	101.1	107
+ 5	102.0	114
Caso base	103.0	122
- 5	103.9	131
-10	104.8	140

#### Beneficios

Variación(%)	VAN	TIR(%)
+10	115.1	138
+ 5	109.0	130
Caso base	103.0	122
- 5	96.9	114
-10	90.8	106

(tabla 5.3.2)

De los resultados indicados en la tabla N° 5.3.2, se observa que la alternativa de menor VAC es altamente rentable (caso base TIR = 122%) en las condiciones más desfavorables es decir cuando la sensibilidad es -10% en los beneficios y +10% en la inversión.

## **CAPITULO VI ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

### **6.1 Banco de Condensadores**

La presente especificación técnica corresponde a un extracto de la DNN-ET-42 (Edelnor), aplicable a bancos de condensadores fijos bancos fijos para instalación interior o exterior.

En el sistema de Distribución Primaria, la tensión mínima requerida es 9500V y la máxima permitida es 10500V.

#### **6.1.1 Normas de Fabricación y Pruebas**

Los equipos electromecánicos deberán ser diseñados, fabricados y probados de acuerdo con las siguientes normas u otros que aseguren igual o mejor calidad.

- Condensadores  
CEI 70  
ANSI C55.1  
NEMA CPI
- IEEE Standard for Shunt Power  
Capacitor  
ANSI/IEEE Std 18/1980
- Fusible Seccionador Unipolar  
aéreo de 10kV  
ANSI C37..40/41/42  
NEMA SG2-1976

### **6.1.2 Condiciones de Servicio**

Las condiciones de servicio se divide en condiciones ambientales y de operación.

#### **6.1.2.1 Condiciones Ambientales**

Los condensadores serán instalados en el área de concesión de Edelnor, de severa contaminación salina e industrial, de neblina y por lo general carente de lluvias y con las siguientes condiciones ambientales:

Temperatura ambiente	: 5 a 35°C
Humedad relativa	: 70 a 100%
Calidad de agua pluvial	: 0 - 10mm
Altura máxima sobre nivel del mar	: 1000m

#### **6.1.2.2 Condiciones de Operación**

Los condensadores serán usados en un sistema de distribución de media tensión de tres conductores con el neutro aislado y con las siguientes características de operación :

Tensión mínima admisible del sistema	: 9,5 kV
Tensión nominal del sistema	: 10 kV
Tensión máxima real del sistema	: 10,5 kV
Tensión máxima de equipamiento del sistema (Norma CEI-38 de 1983)	: 12 kV

### **6.1.3 Descripción de Instalaciones de Bancos Capacitivos**

Se divide en instalación exterior e interior.

### **6.1.3.1 Instalación Exterior**

#### **En poste**

En este caso el banco de condensadores deberá ser diseñado para instalarse en postes de concreto armado de 11/400.

El sistema de montaje será con abrazadera, la cual deberá ser ajustable y de un material resistente a la fuerte corrosión salina.

El banco estará localizado a 5,5m de altura del nivel del suelo.

### **6.1.3.2 Instalación Interior**

El banco de condensadores deberá ser diseñado para instalarse en celdas abiertas al interior de las subestaciones convencionales.

Dichas celdas tienen ventilación natural y sus dimensiones son 1,5m(ancho) x 1,5m(profundidad) x 2,7m(altura)

### **6.1.4 Características Eléctricas**

Número de fases	3
Número de condensadores por fase	1
Número de condensadores por banco	3
Potencia nominal del banco	150-300-600KVAR
Potencia nominal de cada condensador	50-100-200 KVAR
Conexión del banco	Delta o estrella con neutro aisl.
Tensión de ensayo con onda de impulso	

1,2/50 $\mu$ s (BIL)	: 95kV
Línea de fuga de los aisladores	: 11,2 Pulg.
Tensión no disruptiva a frecuencia industrial 1 minuto	: 34kV
Sobretensión continua permisible	: 10%
Capacidad de ruptura	: 12kA

#### **6.1.5 Protección del Banco de Condensadores**

Los bancos de condensadores estarán ubicados en zonas donde los niveles de cortocircuito son del orden de hasta 12kA.

La protección del banco deberá ser diseñado para proteger todos los elementos del banco contra daños que pueden ser causados por condiciones anormales, tanto de la red, como de los condensadores propiamente.

El fusible tipo expulsión deberá ser del tipo K.

En caso de instalarse los bancos en zonas donde el nivel de cortocircuito son del orden de 250MVA (14,4kA) se deberá considerar un fusible limitador de corriente en serie con el fusible tipo expulsión.

En el caso de bancos fijos deberá considerarse fusibles limitadores de corriente para exterior.

Debido a sobretensiones de origen interno(transitorios) se requerirá la utilización de Pararrayos deberán cumplir con la especificación técnica del Pararrayo de Oxido metálico con contenedor polimérico.

### **6.1.6 Pruebas**

Los bancos de condensadores deben pasar las siguientes pruebas:

- Prueba de sobrevoltaje de corta duración
- Prueba de capacitores
- Prueba contra fugas
- Prueba de resistencia de descarga
- Prueba de determinación de pérdidas
- Prueba de tensión no disruptiva del aislamiento
- Prueba de resistencia al choque (impulso)
- Prueba de aisladores
- Prueba de estabilidad térmica
- Prueba de radioinfluencia de voltaje
- Prueba de descenso de tensión
- Prueba de performance

### **6.1.7 Condiciones Técnicas para el Suministro**

Los materiales han sido clasificados en lotes y posiciones (ver tabla N° 6.1.7). Salvo indicación contraria el suministro de estos equipos serán adjudicados por lotes; por lo cual las ofertas deben hacerse también por lotes, sin embargo los fabricantes a su criterio podrán ofrecer otras alternativas o adicionar algún material complementario a cada lote.

LOTE	POSICIÓN	CARACTERÍSTICAS
6	1	Banco de condensadores fijo de 600KVAR, con unidades monofásicas para instalación exterior, en poste 10kV
	2	Equipo complementario
	2.1	Fusible limitador de corriente tipo exterior 10kV
	2.2	Fusible seccionador unipolar aéreo de 10kV (Cut-Out)
	2.3	Fusible tipo expulsión para fusible seccionador aéreo de 10kV
	2.4	Pararrayo de varistor de óxido metálico con contenedor polimérico
	2.5	Accesorios de sujeción de los condensadores a poste de concreto

(tabla N° 6.1.7)

#### **6.1.7.1 Embalaje**

El proveedor efectuará el embalaje apropiado de los materiales para asegurar su protección durante el transporte por vía marítima, terrestre o aérea. En el embalaje se usará material de relleno, que asegure una buena protección en caso de que las cajas que contienen los materiales sufran golpes o daños durante las maniobras de carga y descarga.

Para proteger los materiales de la humedad, se usarán cubiertas herméticas o bolsas conteniendo material higroscópico.

Cada cajón deberá tener impreso la siguiente información:

- Tipo de material y cantidad
- Peso neto y bruto

#### **6.1.7.2 Garantía Técnica**

La garantía técnica será de dos años, contados a partir de la fecha de entrega en almacenes de Edelnor.

La conformidad de éste acápite deberá incluirse en la oferta técnica.

#### **6.1.7.3 Referencia Técnica**

El postor deberá incluir en su oferta técnica, una relación con una antigüedad no mayor de 05 años, de clientes a quienes haya suministrado condensadores iguales a los que está ofreciendo. Además deberá indicarse en ésta lista, la fecha, cantidad y firma a la que se ha suministrado el producto.

#### **6.1.7.4 Información técnica requerida**

Las hojas de características técnicas indicados en la tabla N° 6.1.7.4 (anexo E) deberán llenarse completamente, firmarse y sellarse, para ser incluidas en la oferta técnica. El oferente también deberá incluir la siguiente información

- Catálogos completos de todos los equipos del lote, del fabricante.
- Dibujos, detalles, características de operación, dimensiones y pesos de los materiales ofertados.
- Planos detallados de montaje de los bancos, para instalación interior y exterior.

- Esquema eléctrico de conexiones.
- Planos de despiece
- Protocolos completos de pruebas de los equipos u/o materiales.

#### **6.1.7.5 Pruebas de Aceptación**

El oferente que obtenga la buena pro se compromete a enviar antes de la entrega de los equipos y/o materiales, tres copias de los protocolos de pruebas de rutina. En tales protocolos se anotarán las fechas de fabricación y pruebas del equipo y/o materiales.

Edelnor se reserva el derecho a enviar un representante para presenciar dichas pruebas.

La conformidad de éste acápite deberá incluirse en la oferta técnica.

A fin de verificar en nuestros laboratorios el cumplimiento de las características técnicas requeridas, y para considerar a los equipos listos para la puesta en servicio, se indica brevemente las precauciones de seguridad, inspección y pruebas que se deben hacer.

#### **6.1.8 Montaje**

Los bancos de condensadores se instalarán en poste a una altura de 5,5m del nivel del suelo. Se debe considerar adicionalmente la instalación de pararrayos.

#### **Consideraciones para instalación del Pararrayo**

Se debe instalar un pararrayo por fase y este debe estar ubicado a una distancia al borne del bushing del

condensador máxima de 1m, esto es para evitar que la tensión a tierra del pararrayo sea igual o superior que el BIL del equipo, y por consiguiente puede quemarse el banco ante una sobretensión, indicaciones del fabricante consideran que por cada metro de conductor asociada al pararrayos se incrementa la tensión entre 2 y 3kV.

### **Instalación**

- Poner fuera de servicio el circuito.
- Instale el soporte o bastidor en el cual se instalarán los condensadores.
- Suba cada condensador a su posición en el soporte o bastidor utilizando los soportes para colgar el condensador.
- Instale cada condensador en el soporte o bastidor para que el calor de los otros equipos sea mínimo y el aire pueda circular libremente alrededor de cada condensador en la instalación.
- La fuerza que se recomienda para tuerca de fijación del terminal del condensador es de 14N-m.
- Conecte a tierra el bastidor de montaje y conecte a tierra cada tanque de condensador al bastidor o directamente a tierra.
- Realice las conexiones eléctricas.
- Vuelva a energizar el circuito.

### **6.1.9 Operación y Mantenimiento**

Se pueden realizar maniobras en los interruptores de las subestaciones convencionales sin desconectar el banco de condensadores.

Cuando se deja fuera de servicio un circuito por mantenimiento donde está instalado un banco de condensadores, es también necesario dejar fuera de servicio dicho banco. Posteriormente antes de poner en servicio la red, conectar el banco a la red.

#### **Procedimiento para dejar fuera de servicio a circuitos con banco de condensadores**

- Desconectar desde la celda de salida de la subestación o equipo de maniobra del circuito que alimenta el banco de condensadores.
- Desconectar la celda de llegada de la subestación o equipo de maniobra del circuito.
- Abrir los seccionadores cut-out de la estructura donde se encuentra el banco de condensadores.
- Poner la línea de tierra en las celdas de salida o llegada, o equipos de maniobra que comprenden el circuito fuera de servicio.

#### **Procedimiento para poner en servicio a circuitos con banco de condensadores**

- Cerrar los seccionadores fusibles cut-out de la estructura donde se encuentra el banco (debe haber estado desenergizado por lo menos 10 minutos).

- Retirar la tierra de ambos lados (salida y llegada) del circuito.
- Poner en servicio el circuito.

### **Mantenimiento**

Se recomienda inspecciones y mantenimiento periódicos para verificar la capacitancia, contaminación de los aisladores o funcionamiento de los fusibles. Para efectuar dichos trabajos se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Desenergizar los condensadores.
- Limpie todos los aisladores y verificar que no haya rotura.
- Asegúrese que los tanques no tengan fuga.
- Verificar la firmeza de las conexiones
- Inspeccione todos los seccionadores fusibles y si alguno está quemado o si los condensadores han sido sujetos a condiciones de operación no comunes, utilice un medidor de capacitancia de bajo voltaje para verificar la condición de todos los condensadores.

### **Pruebas**

- Las pruebas que se indican servirán para determinar si hay algún problema en los condensadores, adicionalmente se recomienda probar los interruptores y el transformador de tensión en forma separada.
- Prueba de la capacidad.  
capacitancia para el banco de 600KVAR.

Voltaje del condensador = 5773V  
Capacidad unidad capac. = 200KVAR  
Rango nom. de capacit. = 15.92 18.31 uf  
Capacidad de unidad fallada = mayor a 24 uf

- Medida de la resistencia de descarga del condensador.

La resistencia de descarga es aproximadamente de  $3.5M\Omega$

- Prueba de aislamiento a alta tensión.

## **6.2 Regulador de Tensión**

La presente especificación técnica corresponde a un extracto de la DNN-ET-45a (Edelnor), aplicable a los reguladores automáticos de tensión.

Los reguladores automáticos de tensión 10kV, están previstos para usarse en alimentadores troncales con problemas de excesiva caída de tensión, es decir si la tensión en condiciones de operación normal y en horas de máxima demanda, es inferior a 9500V.

### **6.2.1 Normas de Fabricación y Pruebas**

Los reguladores automáticos de tensión deben cumplir con las siguientes normas

Norma ANSI-Publicación C57.15-1986 (Step-Voltage and Induction-Voltage Regulators) que se refiere a reguladores sumergidos en aceite que operan a la intemperie. El voltaje del consumo será regulado mediante derivaciones, (taps) ubicados en el arrollamiento en serie.

### **6.2.2 Condiciones de Servicio**

Las condiciones de servicio se divide en condiciones ambientales y de operación.

#### **6.2.2.1 Condiciones Ambientales**

Los reguladores automáticos de tensión 10kV, serán instalados a la intemperie, en zonas de severa contaminación salina e industrial, de neblina y por lo general carente de lluvias y con las siguientes condiciones ambientales:

Temperatura ambiente	: 5 a 35°C
Humedad relativa	: 70 a 100%
Altura máxima sobre nivel del mar	: 1000m

#### **6.2.2.2 Condiciones de Operación**

Los reguladores automáticos de tensión 10kV, serán utilizados en un sistema de distribución trifásico de tres conductores con el neutro aislado y con las siguientes características de operación :

Tensión nominal del sistema	: 10 kV
Tensión mínima del sistema	: 9,5 kV
Tensión máxima del sistema	: 10,5 kV
Frecuencia nominal	: 60Hz

### **6.2.3 Descripción de Instalaciones del Banco Regulador de Tensión**

El banco de reguladores automáticos será instalado sobre una estructura especial metálica y de concreto, y

estará ubicado aproximadamente a una altura de 5m del nivel del suelo.

Se considera en la presente especificación reguladores de 32 pasos.

#### **6.2.4 Características Eléctricas**

Tensión nominal de operación	10kV
Tensión de aislamiento	$\geq 15\text{kV}$
Nivel básico de aislamiento	$\geq 95\text{kV}$
Frecuencia nominal	60Hz
Porcentaje de regulación	$\pm 10\%$
Número de derivaciones para regulación	32
Corriente nominal	100-150 ó 200A
Capacidad nominal de cortocircuito durante 2 segundos	11,2 Pulg.
Número de terminales por cada unidad (1 entrada, 1 común y 1 salida)	3
Clase de precisión del transformador de corriente para medida	1,0
Clase de precisión del regulador automático de tensión	1,0
Tipo de montaje	Exterior
Tipo de enfriamiento	ONAN
Aisladores	Preferentemente poliméricos
Línea de fuga	520mm
Aislamiento interior	Aceite

Sobre-elevación de temperatura promedio en devanados	: $\leq 65^{\circ}\text{C}$
Sobre-elevación de temperatura del aceite en la parte superior del tanque	: $\leq 60^{\circ}\text{C}$
Características del tanque	: Sellado y lleno de aceite
Número de motores monofásicos por cada mecanismo de conmutación	: 1
Número de maniobras antes de la inspección de contactos en los mecanismos de conmutación	: $\geq 150000$
Número de maniobras antes del cambio de aceite	: $\geq 1000000$

### **6.2.5 Componentes del Regulador**

#### **Terminales**

Pueden ser de perno de argolla, de pasador roscado o de plancha, estos deben ser bimetálicos para conductores de sección de  $33\text{mm}^2$  hasta  $240\text{mm}^2$  de cobre o aluminio y resistentes a un ambiente altamente corrosivo.

#### **Pararrayos en Serie**

Es del tipo polimérico y está montado externamente. Protege el devanado serie contra esfuerzos anormales producidos por rayos y por cambios súbitos de voltaje durante la operación de los interruptores. Tendrá una línea de fuga similar a los aisladores del regulador.

**Aisladores**

Preferiblemente poliméricos resistente a ambientes altamente corrosivos, actos vandálicos y libres de mantenimiento (limpieza)

**Orificio de inspección**

Provee un acceso conveniente al interior del tanque para trabajos de mantenimiento y para grandes correcciones en la relación de voltajes en el cambiador de derivaciones.

**Tapa del tanque**

Con empaquetadura nitrogenada para sellaje positivo a prueba de humedad. No debe haber esfuerzos mecánicos entre el montaje del núcleo y la bobina.

**Indicador de posición**

Permite determinar fácilmente la posición del cambiador de derivaciones (números grandes; escala con 16 graduaciones a cada lado del cero), con manecillas de frenado, fáciles de reajustar, que indiquen el rango máximo de operación del regulador.

**Asas de levantamiento**

Proveen resistencia mecánica adecuada para levantar el regulador completo.

**Característica de amperios adicionales (no visible)**

Interruptores limitadores (para aumentar y disminuir), con ajuste externo y con escalas individuales graduadas

en pasos de 1-1/4% para valores de regulación entre 5 y 10%, permiten aumentar la capacidad de corriente.

#### **Asas de soporte para montaje en poste**

De acuerdo con las normas ANSI, con reborde a prueba de salto en el asa superior, como medida de seguridad.

#### **Transformador de corriente**

Es del tipo toroidal. Refleja las variaciones de corriente de línea en el circuito compensador de caída de voltaje y en el medidor de demanda en amperios cuando este se usa.

#### **Núcleo**

Se construirá con planchas de hierro silicoso de grano orientado, no deberán presentar deformaciones, rebabas ni oxidaciones.

#### **Bobina**

El conductor será de cobre, de por lo menos 99,8% de pureza.

#### **Tanque sellado**

De acero laminado en caliente, de espesor adecuado resistente a la corrosión. No habrá flujo de aire a través del montaje, lo que reduce a un mínimo la sedimentación y oxidación del aceite mientras mantiene la eficiencia en el enfriamiento.

#### **6.2.6 Control Automático de Tensión**

La compensación en el control electrónico por caída de voltaje en la línea, simula la impedancia de línea, de

forma tal que el regulador de voltaje puede instalarse en el punto más conveniente de un sistema de distribución. Circuitos de estado sólido con microprocesador aseguran una regulación de voltaje con una exactitud óptima, los parámetros del regulador podrán ajustarse con exactitud por control digital.

El control electrónico debe contar con lo siguiente

- Gabinete y panel de control
- Nivel de tensión
- Interruptor de control
- Interruptor interno/externo
- Contador de operaciones
- Relé sensor de tensión
- Compensador de caída de tensión en la reactancia de la línea
- Compensador de caída de tensión en la resistencia de la línea
- Control del compensador de caída de voltaje en la línea
- Relé retardador de tiempo
- Control y protección de cada uno de los 3 motores monofásicos
- Terminales para potencia externa
- Terminales del voltímetro
- Conmutador manual y automático de las 32 derivaciones para regulación.

### **6.2.7 Pruebas**

Según ANSI C57.15-1986

- Medida de la resistencia de los enrollados conectados en la derivación básica (paso cero)
- Medida de la relación de voltaje en todas las derivaciones
- Medida de las pérdidas de excitación con voltaje nominal en la derivación base
- Impedancia y pérdidas en carga con corriente nominal en la derivación base referidas a 75°C
- Potencial aplicado con los enrollados serie y de excitación conectados a tierra durante 1 minuto:34kV
- Potencial inducido
- Elevación de temperatura en los enrollados, con corriente nominal, medida por resistencia: no debe ser mayor de 65°C
- Hermeticidad

### **6.3 Pararrayo**

La presente especificación técnica corresponde a un extracto de la DNN-ET-41(Edelnor), el cual define el comportamiento requerido y los criterios de prueba para descargadores o pararrayos de varistor de óxido metálico con cuerpo exterior polimérico, para uso en ambientes exteriores e interiores en el sistema de media tensión para un voltaje de 10kV.

### **6.3.1 Normas de Fabricación y Pruebas**

Los descargadores deben cumplir con las siguientes normas:

IEC 99-4 parte 4 Metal oxide surge arrester without gaps for A.C. systems.

IEEE C62.11 Draft revision standard for metal oxide surge arrester on A.C.

CEA purchasing specification LWING-01 (91) dead-end/suspension composite insulator for overhead distribution lines.

### **6.3.2 Condiciones de Servicio**

Las condiciones de servicio se divide en condiciones ambientales y de operación.

#### **6.3.2.1 Condiciones Ambientales**

La zona de influencia de Edelnor se caracteriza por tener zonas de severa contaminación salina e industrial, de neblina y por lo general carente de lluvias y con las siguientes condiciones ambientales:

Temperatura ambiente	5 a 35°C
Humedad relativa	70 a 100%
Altura máxima sobre nivel del mar	1000m

#### **6.2.2.2 Condiciones de Operación**

El pararrayo de uso interior puede ser usado en celdas a la salida de los alimentadores troncales, mientras que el pararrayo para uso exterior puede ser usado como protección de bancos de condensadores y reconectores

automáticos. El sistema de distribución de media tensión 10kV es de tres conductores con el neutro aislado con las siguientes características de operación :

Tensión nominal del sistema	: 10 kV
Tensión máxima del sistema	: 12 kV
Regulación de voltaje máximo	: 5 %
Tiempo máximo de despeje de falla	: 2 seg
Frecuencia nominal	: 60Hz

### **6.3.3 Clases de Descargadores**

Se clasifican de acuerdo a normas y son los que se indican a continuación :

#### **Clases de voltaje**

Los descargadores deben ser clasificados según norma IEC-99-4.

El oferente debe especificar la clase de voltaje ( $U_r$ ) y voltaje máximo de operación continua ( $U_c$ ) del descargador ofrecido, basándose en un análisis gráfico de la resistencia al sobrevoltaje del descargador a frecuencia industrial versus la condición de sobrevoltaje máxima estimada a frecuencia industrial, que puede ocurrir en el sistema de Edelnor en las fases sanas.

#### **Capacidad de corriente de descarga**

Los descargadores deben cumplir los siguientes valores:

Índice de corriente de descarga	: 10kA
Corriente de cresta de corta duración	: 100kA

Descarga de línea : Clase 1

### **Capacidad de manejo (absorción) de energía**

Debido a la presencia de sobrevoltajes por interrupciones de servicio, se recomienda que el pararrayo tenga una clase de manejo de por lo menos 31200J verificados usando el procedimiento de prueba de descarga de línea IEC 99-4.

#### **6.3.4 Fabricación del Descargador**

Los descargadores deben estar fabricados con un contenedor polimérico no fragmentable, deberán estar virtualmente libres de espacios interiores de aire, tener un sello muy resistente contra el ingreso de contaminación y ser compatibles con la operación existente.

Los descargadores deben tener un mecanismo colector de corriente de fuga superficial metálico, ubicado entre el terminal de tierra del contenedor y el soporte de instalación.

#### **Contenedor polimérico**

La distancia de fuga debe ser al menos de 30mm por kV de clase de tensión continua ( $U_c$ ). Las campanas deben tener diámetros distintos alternados para maximizar la resistencia a la descarga por exceso de humedad. El descargador deberá poder montarse en cualquier orientación y su operación no deberá verse afectada por la orientación.

Se recomienda que el material del contenedor polimérico sea el etil-vinil-acetato (EVA) o similar. Una capa de material sellante deberá ser aplicada al interior del contenedor antes de la instalación sobre el varistor para evitar el ingreso de contaminación.

### **Terminales**

Los terminales del pararrayo deberán ser fabricados sin soldaduras, de material de acero inoxidable y diseño del tipo mordaza. Las mordazas deberán aceptar conductores de  $16\text{mm}^2$  a  $35\text{mm}^2$ .

### **Aislador portante**

El aislador portante debe ser resistente a las condiciones ambientales de servicio. Preferentemente deben suministrar la siguiente información :

- Absorción de agua
- Carga dinámica
- BIL
- Resistencia en seco, 1 minuto
- Resistencia en húmedo, 10 segundos

### **6.3.5 Ensayos de Clasificación del Pararrayo**

#### **Método de falla**

Los pararrayos deberán ser sometidos a tests de "método de falla" utilizando el método del alambre fusible (acortante).

Los pararrayos deberán aliviar exitosamente la presión interna y transferir el arco de potencia al exterior sin expeler partes internas ni explotar.

#### **Impulso de corriente sextuple**

Un relámpago simple puede tener numerosos pulsos ocurriendo en milisegundos. Un reporte de pruebas independiente deberá ser provisto que muestre seis impulsos de corriente con  $6-8\mu s$  de onda a 5, 7.5 y 10kA, con polaridades positivas y negativas, arrojando un valor menor a un 10% de variación en el voltaje residual. Esto es requerido para demostrar el esfuerzo de absorción de energía intrínseca de los elementos del varistor.

#### **6.3.6 Pruebas de Rutina**

Se deberán llevar a cabo las siguientes pruebas de rutina:

Medida de voltaje de referencia (en condición de TOV)

Pérdida de Watts a MCOV (en kV)

Voltaje residual de 10kA

Manejo de energía usando una onda de prueba de descarga de  $2000\mu seg$ , 500A.

#### **6.4 Equipo de Medición**

El equipo utilizado en la medición es el Power Measurement 3720, mostrando a continuación un resumen de la especificación técnica.

## APPENDIX D

95

## TECHNICAL SPECIFICATIONS

**INPUT & OUTPUT RATINGS**

<b>Voltage Inputs:</b>	<b>Basic Model:</b>	120 VAC nominal full scale input.
	<b>277 Option:</b>	277 VAC nominal full scale input.
	<b>347 Option:</b>	347 VAC nominal full scale input.
	Overload withstand for all options: 1500 VAC continuous, 2500 VAC for 1 second. Input impedance for all options: 2 Megohm	
<b>Current Inputs:</b>	<b>Basic Model:</b>	5.000 Amps AC nominal full scale input.
	<b>1AMP Option:</b>	1.000 Amp AC nominal full scale.
	Overload withstand for all options: 15 Amps continuous, 300 Amps for 1 sec. Input impedance: 0.002 ohm, Burden: 0.05 VA	
<b>Aux. Voltage Input:</b>	1.0 VAC/VDC nominal full scale input (1.25 VAC/VDC max.) Overload withstand: 120 VAC/VDC continuous, 1000 VAC/VDC for 1 second. Input impedance: 10 Kohm	
<b>Control Relays:</b>	<b>Basic Model:</b>	Form C dry contact. 277 VAC / 30 VDC @ 10 Amp resistive
	<b>SSR Option*:</b>	SPST solid state. 24 to 280 VAC (use AC only) @ 1 Amp resistive
<b>Aux. Current Output:</b>	0 to 20 mA into max. 250 ohm load. Accuracy: 2%	
<b>Status Inputs:</b>	+30 VDC differential SCOM output to S1, S2, S3, or S4 input. Min. Pulse Width: 40 msec.	
<b>Power Supply:</b>	<b>Basic Model:</b>	85 to 264 VAC / 47 to 440 Hz or 110 to 300 VDC @ 0.2 Amps.
	<b>P24/48 Option:</b>	20 to 60 VDC @ 10 W
<b>Operating Temperature:</b>	<b>Basic Model:</b>	0°C to 50°C (32°F to 122°F) ambient air.
	<b>XTEMP Option:</b>	-20°C to +70°C (-4°F to +158°F)
<b>Storage Temperature:</b>	-30°C to +70°C (-22°F to +158°F)	
<b>Humidity:</b>	5 to 95 %, non-condensing	
<b>Shipping:</b>	Weight: 3.9 kg (8lbs. 10 oz.) Carton: 38 x 25 x 18 cm (15" x 9.8" x 7.1").	

Voltage, Current, Status, Relay and Power Inputs all pass  
the ANSI/IEEE C37.90A-1989 surge withstand and fast transient tests.



LISTED  
INDUSTRIAL CONTROL EQUIPMENT  
1T98



LR 57329

PARAMETER	ACCURACY (% of full scale)				FRONT PANEL DISPLAY	
	Basic	XAMPS	YAMPS	ZAMPS	Resolution	Range
Current	0.2 %	0.3 %	0.8 %	2.0 %	0.1 %	0 - 30,000
Current Unbalance	1.0 %	1.0 %	2.0 %	5.0 %	1.0 %	0 - 100 %
V	0.4 %	0.5 %	1.0 %	2.5 %	0.1 %	0 - 999,999 <sup>2</sup>
VAR	0.4 %	0.5 %	1.0 %	2.5 %	0.1 %	0 - 999,999 <sup>2</sup>
VA	0.4 %	0.5 %	1.0 %	2.5 %	0.1 %	0 - 999,999 <sup>2</sup>
kWh	0.4 %	0.5 %	1.0 %	2.5 %	1 KWH	0 - 999,999,999
kVARh	0.4 %	0.5 %	1.0 %	2.5 %	1 KVARH	0 - 999,999,999
kVAh	0.4 %	0.5 %	1.0 %	2.5 %	1 KVAH	0 - 999,999,999
Voltage	0.2 %				0.1 %	0 - 999,999 <sup>1</sup>
Voltage Unbalance	1.0 %				1.0 %	0 - 100 %
Power Factor	1.0 %				1.0 %	-0.6 to 1.0 to +0.6
Frequency	0.05 Hz				0.01 Hz	20.00 to 75.00 Hz
Harmonic Distortion	1.0 %				0.1 %	0.0 to 1000.0 %
PF Factor	10.0 %				0.1	1.0 to 9999.9
Temp	0.2 %				0.1%	0 - 9,999
Temp/aux	0.25 %				0.1 %	0 - 999,999

<sup>1</sup> Reads in kV for voltages over 9,999    <sup>2</sup> Reads in MVA, MW, MVAR for readings over 9,999k    <sup>3</sup> For -XTEMP option derate accuracy by 0.01%/°C below 0°C and above 50°C

**CURRENT OVERRANGE OPTIONS**

Option	Accuracy		Current Input Overrange		
	Amps	Power	% Full Scale	Amps	
				Basic	1AMP
Basic	0.2 %	0.4 %	125%	6.25	1.25
XAMPS	0.3 %	0.5 %	200%	10.00	2.00
YAMPS	0.8 %	1.0 %	500%	25.00	5.00
ZAMPS	2.0 %	2.5 %	1000%	50.00	10.00

**WAVEFORM CAPTURE & RECORDING**

**Waveform Capture**  
 Sampling Rate: approximately 128 times per cycle  
 Sampling Accuracy: 2% of full scale  
 Resolution: 10 bits (0.1 %)

**Waveform Recording**  
 Sampling Rate: approximately 16 times per cycle  
 Sampling Accuracy: 2% of full scale  
 Resolution: 10 bits (0.1 %)

... see overleaf for INPUT & OUTPUT RATINGS

# GENERAL OPERATION

## INTRODUCTION

This chapter describes the following:

- Power up procedure.
- Front panel operation, included instructions for displaying real-time data and for performing field programming.
- Basic device setup procedure.
- Basic hardware operation, including descriptions of the relays, status inputs, and auxiliary input and output.

For a complete and detailed list of all measured parameters (not including TOU) and status information provided by the 3720 ACM, refer to Chapter 4.

Chapter 5 describes the Time-Of-Use (TOU) system.

Chapters 6 to 8 describe the setup and operation of the advanced features of the 3720 ACM, including setpoint, waveform and logging functions.

Remote communications setup and operation are described in Chapter 9.

### NOTE

The TRAN model provides no front panel display or keypad. Data is read, and field programming performed, via the device's communications port. Refer to Chapter 8 for instructions regarding TRAN operation. For the TRAN model, disregard all references made to front panel operations in Chapter 3.

## 3.2 POWER UP

After all installation wiring is complete and has been double checked, the unit may be powered up by applying the appropriate voltage to the POWER input terminals.

The 3720 ACM first enters its *display mode*, presenting Volts-Phase-Amps-Power Function. The power function displayed on power-up is kW average, totalled for all phases.

The values initially appearing may not be correct, since the unit has not yet been told a number of necessary pieces of information about the installation. The process of giving the 3720 ACM this information is known as *field programming*.

The 3720 ACM display mode and field programming mode are each described in detail in the following sections.

## 3.3 DISPLAY MODE

### 3.3.1 FRONT PANEL DISPLAY

97

#### Data Display and Formats

The 3720 ACM provides a unique and very flexible user interface. The front panel features a large, high-visibility, 20-character vacuum fluorescent display. The display can present a wide variety of information in many different formats. The user can also customize the display by defining which measured parameters can be accessed and in what format they are displayed. The following information and formats can be displayed:

#### BASIC PHASE DISPLAY

The basic front panel display (on power-up) presents VOLTS, AMPS and POWER FUNCTIONS for the selected PHASE (f) (Figure 3.3.1a). The PHASE button is used to advance through each phase in sequence, while a selection of power functions can be accessed using the FUNCTION button. The format of the phase labels and numeric readings can be programmed to conform to world conventions (see Section 3.6).

#### FULL WIDTH DISPLAYS

Very large measured values (e.g. kW Hours) and parameters with large display labels are presented using the entire display (Figure 3.3.1b).

### NOTE

While viewing a full-width display, press the PHASE button to return to the standard Volts-Phase-Amps display.

#### 3-PHASE DISPLAYS

Concurrent display of readings for all three voltage or current phases is possible (Figure 3.3.1c). The GROUP buttons can be programmed to access these displays (see Section 3.3.2).

#### STATUS INFORMATION

Status information includes the present condition of the three relays, four digital (status) inputs, and seventeen setpoints. The GROUP buttons can be programmed to access all status information (see Section 3.2.2). Display labels for relay and status input conditions are user definable via communications (Figures 3.3.1d and e). For example, the two possible conditions of a setpoint-controlled relay could be displayed as "BREAKER NORMAL" and "OVER CURRENT TRIP". Device programming is described in Section 3.4

Figure 3.3.1 Front Panel Display Examples



a) Standard Phase Display



b) Full Width Displays (ex. kW, phase A, therm. demand, max.)



c) 3 Phase Displays



d) Status Information (Example: Status Input Condition)



e) Status Information (Example: Setpoint Condition)

Note: Display labels for relay and status input information (example [d] above) are user definable.

RT	Real Time	98
THD	Total Harmonic Distortion	
TEH	Total Even Harmonic Distortion	
TOH	Total Odd Harmonic Distortion	
HD1	Individual Harmonic Distortion (example is HD15)	
TD	Thermal Demand	
SD	Sliding Window Demand	
PJ	Predicted S.W. Demand	
MN	Minimum	
MX	Maximum	
IM	Imported (energy)	
EX	Exported (energy)	
NT	Net (difference between imported and exported)	
TOT	Total (total of imported and exported)	
R3	Relay Output (example is R3)	
S4	Status Input (example is S4)	
HS6	High-Speed Setpoint (example is HS6)	
SP11	Standard Setpoint (example is SP11)	
TOU	Time-Of-Use (registers, tariffs, etc.)	
TOC	Time-Overcurrent Curve	
HSS	High-Speed Snapshot Log	

f) Display Labels for Measured Parameter Modes & Status Information

### Display Labels

The wide range of measured parameters and status information provided by the 3720 ACM requires that special parameter name formats be used on the front panel. These labels are also used to identify parameter types selected by the user in programming mode.

Figure 3.3.1f lists the display labels used by the 3720 ACM to identify various measurement modes and status information. These labels are further described in Chapter 4.

### Display Resolution

The 3720 ACM front panel can display readings with up to 9 digits of resolution. Decimal resolutions depend on the parameter being displayed.

- Most measured parameter readings are displayed in integer format, using no decimal places.
- Harmonic Distortion readings are displayed with one decimal place of resolution.

- Frequency readings are displayed with two decimal places of resolution.
- Status Input Counter totals can be displayed with between 0 and 3 decimal places of resolution dependent on the user-definable RESOLUTION parameter (see Section 3.8).

### Display Timeout

The life and brightness of the 3720 ACM vacuum fluorescent display can be significantly extended by reducing the on time. The 3720 ACM provides a DISPLAY TIMEOUT parameter that can be used to set a timeout interval of 1 to 999 minutes, after which the display automatically switches to *display-saver mode* ("PML" scrolling across the display). This interval starts counting down from the last button press made on the front panel. A timeout interval of 180 minutes (3 hours) or less is recommended. Setting the parameter to zero causes the display to stay on indefinitely. While the display is turned off, pressing any button on the front panel turns it back on again. Device programming is described in Section 3.4.

### 3.2 FRONT PANEL BUTTONS

The 3720 ACM uses four long-life, stainless steel membrane switches for parameter selection and programming functions. (See figure 3.3.2)

#### Phase Button

When you are viewing the standard display, the PHASE button advances through each phase. The sequence of phase readings depends on the device setup, including the VOLTS MODE and PHASE ROTATION selected. Device setup is described in Section 4.4. The phase field of the front panel display indicates the phase for which readings are being displayed.

The following phase labels are used:

A B C

These labels indicate line-to-neutral values are being displayed for the indicated phase.

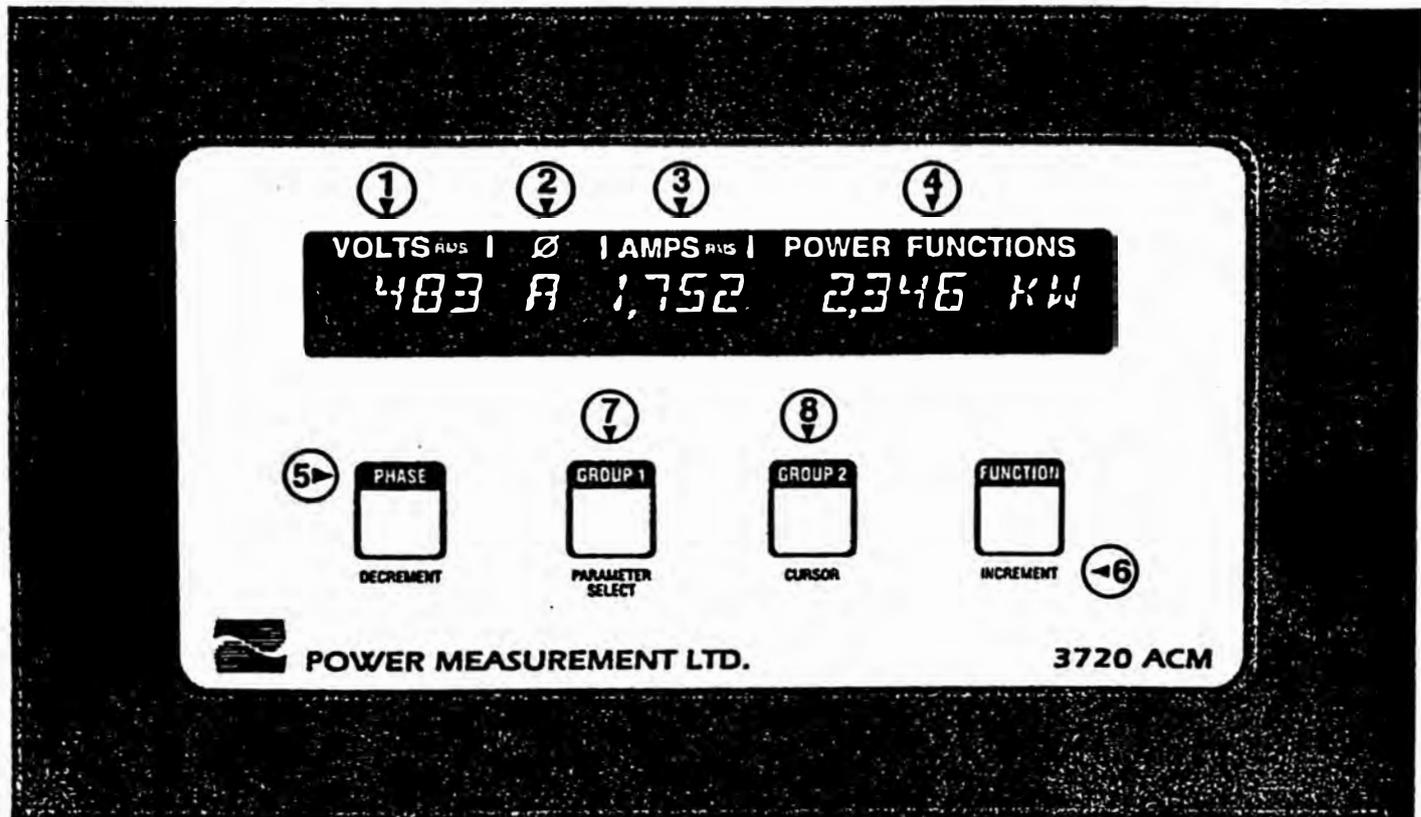
A, B, C,

Phase indicators displayed with a comma indicate line-to-line values are being displayed for the indicated phase.

\* \*

An asterisk symbol indicates that the average for all line-to-neutral or line-to-line phases is being displayed.

Figure 3.3.2 3720 ACM Front Panel Features



- 1. 4-digit VOLTS display
- 2. PHASE indicator
- 3. 4-digit AMPS display
- 4. 5-digit / 8-character POWER FUNCTION display
- 5. Top button labels indicate display mode functions
- 6. Bottom button labels indicate programming mode functions

7 & 8 GROUP1 + GROUP2 together = enter programming mode or return to display mode

Following phases of readings are available in each mode:

**VOLTS MODE = 4W-WYE, 3W-WYE, OR DEMO.**

For each of these modes, the **PHASE** button advances

through:

- line-to-neutral average of the three phases
- line-to-neutral values for each phase
- line-to-line average of the three phases
- line-to-line values for each phase

**VOLTS MODE = DELTA**

The **PHASE** button advances through:

- line-to-line average of the three phases
- line-to-line values for each phase

**VOLTS MODE = SINGLE**

The **PHASE** button advances through:

- line-to-neutral average of the two phases
- line-to-neutral values for each phase and the line-to-line value

The **PHASE** button also advances the display through each relay (R1 to R3), digital status input (S1 to S4), or setpoint (S01 to S04, H01 to H06) when status conditions are being displayed.

#### Auto Phase Cycling Mode

You can make the 3720 ACM automatically cycle the display through each phase by holding down the **PHASE** button for more than 4 seconds, then releasing. The display advances through each phase (A, B etc.) at 4 second intervals, displaying the volts and amps for each phase. Pressing any button returns the display to the regular non-cycling viewing mode.

#### Function Button

A preset list of useful power function parameters is available via the **FUNCTION** button. Press the **FUNCTION** button to advance through each measured parameter.

For per phase values displayed using the **FUNCTION** button, the **PHASE** button can be used to advance the display through each phase.

The following is the complete sequence of power function parameters accessible using the **FUNCTION** button:

- kW per phase
- kVAR per phase
- kVA per phase
- Power Factor per phase
- Current I4
- Frequency (phase A)
- Voltage Vaux
- kWh Import (total for all 3 phases)
- kWh Export (total for all 3 phases)
- kVARH Import (total for all 3 phases)
- kVARH Export (total for all 3 phases)
- kVAH Net (total for all 3 phases)

100

A full description of each parameter is provided in Chapter 4.

#### Auto Function Cycling Mode

You can make the 3720 ACM automatically cycle the display through each power function on the front panel display. The power functions displayed are the group of parameters normally displayed using the **FUNCTION** button (kW, kVAR, etc.) To start the cycling mode, hold down the **FUNCTION** button for more than 4 seconds, then release. The display will advance through each power function at 4 second intervals. Pressing any button will return the display to the regular non-cycling viewing mode.

#### Group Buttons

You can use the **GROUP1** and **GROUP2** buttons to display additional groups of measurements and status information. The parameters accessible using each **GROUP** button are user-definable. Up to 18 parameters may be assigned to each button. Similar to the **FUNCTION** button, each press of a **GROUP** button will advance the display through the list of items assigned to that button.

The **GROUP** buttons are ideal for creating convenient custom groupings of important parameters for quick viewing. For example, the user might wish to assign the third and fifth harmonic distortion values for each input to the **GROUP1** button and relay status information to the **GROUP2** button. Any of the measured and status parameters can be assigned to either **GROUP** button. Programming the **GROUP** buttons must be performed via communications.

per phase parameters displayed using the GROUP buttons, the PHASE button can be used to advance the display through each phase. For relay, status input, and setpoint conditions, the PHASE button can be used to advance through each relay, status input or setpoint number. The MODE function can also be used to display additional related parameters, if applicable. This is described in this section.

The following default parameters have been assigned to each GROUP button.

#### GROUP 1:

- 3-phase Voltage line-to-neutral (if applicable)
- 3-phase Voltage line-to-line
- 3-phase Current
- Voltage line-to-neutral Maximum per phase (if applicable)
- Voltage line-to-line Maximum per phase
- Current Maximum per phase
- kW Maximum per phase
- kVAR Maximum per phase
- Frequency Maximum (phase A)
- Power Factor Minimum per phase
- Power Factor Maximum per phase
- Frequency Minimum (phase A)
- Voltage line-to-neutral Minimum per phase
- Voltage line-to-line Minimum per phase
- Relay Condition (1 to 3)
- Status Input Condition (1 to 4)

#### GROUP 2:

- Voltage THD (total harmonic distortion) per phase
- Current THD per phase
- Voltage THD Maximum per phase
- Current THD Maximum per phase
- Current 3rd HD (harmonic distortion) per phase
- Current 5th HD per phase
- Current 7th HD per phase
- Current Sliding Window Demand Maximum average of all phases
- kW Sliding Window Demand Maximum total of all phases
- kVAR Sliding Window Demand Maximum total of all phases
- kVA Sliding Window Demand Maximum total of all phases

A full description of each parameter is provided in Chapter 4.

#### Mode Function

As an added convenience feature, a special MODE function has been provided for use with parameters assigned to the GROUP1 or GROUP2 button.

The MODE function provides quick access to additional measurement modes for the parameter currently being displayed, if applicable. For power and harmonic distortion parameters, this can include demand and minima/maxima. For example, if the front panel display is presenting a kW measurement, the MODE function can be used to advance the display through kW Min, kW Max, kW Thermal Demand, kW Thermal Demand Min, and kW Thermal Demand Max. The sequence of parameters displayed is definable by the user via communications.

The MODE function can also be used to advance through all bi-directional modes of an energy parameter. This can include import, export, net, and total measurements.

The MODE function is accessed using a special button combination on the front panel:

1. First, press either GROUP button to display the desired parameter.
2. Press and hold down either GROUP button.
3. With the GROUP button held down, press the FUNCTION button.
4. Release the FUNCTION button.
5. With the GROUP button still held down, pressing the FUNCTION button will advance through each available mode.
6. To return the front panel buttons back to normal operation, first release the GROUP button, then press the FUNCTION button once more.

#### NOTE

If a particular parameter accessed using a GROUP button has not been programmed to provide additional modes, the MODE function has no effect.

## 8.3 MINIMUM / MAXIMUM LOGS

### 8.3.1 PRESET MIN/MAX LOG

The Preset Min/Max Log is a non-programmable log that automatically records the extreme values for all parameters measured by the 3720 ACM. This includes all voltage, current, power, frequency, power factor, harmonic distortion, and auxiliary input parameters. Minima and maxima are also provided for all demand measurement modes, including both thermal and user-defined sliding window parameters.

The 3720 ACM Preset Min/Max Log can be used to determine such values as the highest loading on a plant or feeder, peak demand, voltage operating ranges, worst case power factor, highest VAR loading for capacitor sizing, etc.

Minima and maxima for each parameter are logged independently with date and time stamp (see Figure 8.3.1). Each value in the Preset Min/Max Log can be accessed from the front panel of the 3720 ACM by assigning the min or max measurement mode for the desired parameter to one of the GROUP buttons (see Chapter 3).

Figure 8.3.1 M-SCADA Preset Min/Max Log Screen

3720 ACM RT Min/Max Screen		Updated at 18:03:42 Feb 08 1994			
SITE: Main Feed - Office			DEVICE: Main Bus		
PARAMETER	MIN VALUE	MIN DATE/TIME	MAX VALUE	MAX DATE/TIME	
U LN RT	104	84/02/07 08:37:32	1105	83/01/01 00:01:11	
U A RT	107	84/02/07 08:38:54	1101	83/01/01 00:01:11	
U B RT	102	84/02/07 08:37:32	1113	83/01/01 00:00:58	
U C RT	101	84/02/07 08:37:32	1101	83/01/01 00:00:15	
U LL RT	181	84/02/07 08:37:32	1813	83/01/01 00:01:11	
U AB RT	184	84/02/07 08:37:32	1817	83/01/01 00:01:34	
U BC RT	178	84/02/07 08:37:32	1817	83/01/01 00:01:14	
U CA RT	183	84/02/07 08:37:32	1807	83/01/01 00:01:11	
AMP RT	18	84/02/04 23:27:12	868	83/01/01 00:01:22	
AMP A RT	18	84/02/04 23:19:28	1018	83/01/01 00:00:38	
AMP B RT	18	84/02/05 08:48:08	885	83/01/01 00:02:50	
AMP C RT	21	84/02/04 23:27:12	854	83/01/01 00:01:43	
I4 RT	0	83/01/01 00:00:10	0	83/01/01 00:00:10	
VALX RT	1138	84/02/04 10:59:55	1142	84/02/08 12:20:10	
IGH RT	5	84/02/04 23:27:12	2708	83/01/01 00:01:22	
IGH A RT	1	84/02/05 07:20:48	1084	83/01/01 00:00:38	
IGH B RT	2	84/02/04 18:08:07	808	83/01/01 00:02:50	
IGH C RT	2	84/02/04 23:27:12	878	83/01/01 00:01:43	

Move: PgUp PgDn      Print: F4      Clear Min/Max: F2      Exit: Esc

### 8.3.2 PROGRAMMABLE MIN/MAX LOGS

The 3720 ACM also provides 16 Programmable Min/Max Logs. For each log, you can define up to 16 time-stamped parameters.

Each log is triggered by the first parameter in its list, which is named the *trigger parameter*. When a new minimum for the trigger parameter is reached, the log simultaneously records:

- the trigger parameter's minimum value
- the date and time the minimum occurred
- all coincident real-time values for all other parameters in the list.

Similarly, when a new maximum for the trigger parameter is recorded, the values for all other parameters are stored. This provides two lists of coincident values, one for the trigger parameter's minimum and one for its maximum (see Figure 8.3.2).

The Programmable Min/Max Logs are ideal for analysing overall power system characteristics on the occurrence of a specific load limit or fault condition. For example, you could program a log to record all per-phase kW, kVAR, and PF demand values when total kW demand peaks.

#### Programming

The Programmable Min/Max Logs may only be programmed via communications. POWER MEASUREMENT's SCADA software provides setup screens for programming all logs.

### 8.3.3 RESETTING THE MIN/MAX LOGS

The minima and maxima values in both the Preset and Programmable Min/Max Logs can be reset together from either the front panel of the 3720 ACM, or individually via communications. The logs can also be cleared automatically using setpoints (see Section 6.4.6).

From the front panel, set the CLEAR MIN/MAX? parameter to YES in programming mode. All values are reset when you advance to the next parameter, or return to display mode.

Figure 8.3.2 M-SCADA Programmable Min/Max Log Screen

```

3720 ACM MIN/MAX LOG 02 Screen                               Updated at 12:37:26 Feb 08 1994
SITE: Main Feed - Office                                     DEVICE: Main Bus
PARAMETER          MIN VALUE    DATE      TIME      MAX VALUE    DATE      TIME
AMP RT              19    94/02/04  23:27:12    182    94/02/07  12:23:51
AMP A RT            16
AMP B RT            20
AMP C RT            21
A LINEAL RT         18
KW RT                5
KVAR RT              4
KVA RT               6
PF RT                LAG 78          LAG 83
  
```

Move: Alt-S

Print: F4

Clear Min/Max: F3

Exit: Esc

## **CAPITULO VII METRADO Y PRESUPUESTO**

### **7.1 Generalidades**

El metrado y presupuesto se divide en varias partes que comprenden trabajos en la red subterránea, en la red aérea y en la instalación de equipos. Las partes que comprende son las siguientes

- Refuerzo de cable en el alimentador CH-4 a la salida de la Set Chavarría.
- Renovación de red aérea en la primera troncal (Set - SE 1633).
- Refuerzo de cable en el alimentador CH-4 a la llegada de la SE 1633
- Instalación de banco capacitivo de 600KVAR alrededor de la SE 1633.
- Instalación de regulador de tensión alrededor de la SE 1633.

### **7.2 Metrado y Presupuesto**

Detallamos a continuación las cantidades y costos que comprende las tres alternativas que intervienen en la evaluación económica.

### 7.2.1 Refuerzo Cable a la Salida de CH-4

El contenido de los materiales, trabajos a realizar y costos se detalla en las tablas N° 7.2.1.1 y 7.2.1.2.

Descripción	Cant.	Costo S/.	
		Mater.	M.O.
-Cable seco unipolar N2XSY, 10kV - 240mm2	1620m	81761	4338
-Terminal interior cable seco N2XSY - 240mm2	3u	449	410
-Terminal exterior cable seco N2XSY - 240mm2	3u	679	410
-Zanja cable subt. M.T.	470m	0	8811
SUBTOTAL S/.		82889	13969

(Tabla N° 7.2.1.1)

Cuadro Resumen (S/.)	
Materiales y equipos	82889
Mano de obra	13969
Total sin imprevistos	96858
Imprevistos	7264
Total costos directos	104122
Gastos generales	0
VALOR TOTAL S/.	104122
VALOR TOTAL US \$	38997

(Tabla N° 7.2.1.2)

### 7.2.2 Renovación de Red Aérea

El contenido de los materiales, trabajos a realizar y costos se detalla en las tablas N° 7.2.2.1 y 7.2.2.2.

Descripción	Cant.	Costo S/.	
		Mater.	M.O.
-Poste de concreto para A-7 de 15/400	17u	22417	7967
-Aislador Pin corrosión severa - Alta contaminación.	51u	6237	0
-Amarre para aislador Pin P/AA-240mm2	51u	1393	0
-Poste de concreto para A-33 de 15/400	4u	5070	1875
-Aislador Pin-Anclaje corrosión severa - Alta contaminación.	20u	1826	0
-Amarre preformado de anclaje P/AA-240mm2	12u	913	0
-Viento triple corrosión moderada .	4u	1845	1928
-Poste de concreto para A-21 de 15/400	1u	1298	469
-Aislador Pin-Anclaje corrosión severa - Alta contaminación .	9u	456	0
-Amarre preformado de anclaje P/AA-240mm2	6u	456	0
-Viento doble corrosión moderada	1u	366	321
-Conductor cableado desnudo de Al - 240mm2	7720m	42620	12404
SUBTOTAL S/.		84897	24964

(Tabla N° 7.2.2.1)

Cuadro Resumen (S/.)	
Materiales y equipos	84897
Mano de obra	24964
Total sin imprevistos	109861
Imprevistos	8240
Total costos directos	118101
Gastos generales	0
VALOR TOTAL S/.	118101
VALOR TOTAL US \$	44232

(tabla N° 7.2.2.2)

**7.2.3 Refuerzo Cable a la Llegada a SE 1633**

El contenido de los materiales, trabajos a realizar y costos se detalla en las tablas N° 7.2.3.1 y 7.2.3.2.

Descripción	Cant.	Costo S/.	
		Mater.	M.O.
-Cable seco unipolar N2XSY, 10kV - 240mm2	270m	13627	745
-Terminal interior cable seco N2XSY - 240mm2	3u	449	422
-Terminal exterior cable seco N2XSY - 240mm2	3u	679	422
-Zanja cable subt. M.T.	51m	0	985
SUBTOTAL S/.		14755	2574

(Tabla N° 7.2.3.1)

Cuadro Resumen (S/.)	
Materiales y equipos	14755
Mano de obra	2574
Total sin imprevistos	17329
Imprevistos	1300

(Tabla N°  
7.2.3.2)

Cuadro Resumen (S/.)	
Total costos directos	18629
Gastos generales	0
VALOR TOTAL S/.	18629
VALOR TOTAL US \$	6977

#### 7.2.4 Instalación Banco de 600KVAR

El contenido de los materiales, trabajos a realizar y costos se detalla en las tablas N° 7.2.4.1 y 7.2.4.2.

Descripción	Cant.	Costo S/.	
		Mater.	M.O.
-Banco de Condensadores Fijos, 10kV de 600KVAR, incluye pararrayos, poste de 11/400, empalme en T y 12m de cable 35mm2 NKY	1u	8454	956
-Cruceta de concreto z/2/500 - aguj. 245mmd	1u	42	19
-Aislador anclaje corr. severa - alta contamin.	3u	327	28
-Línea tierra poste 10kV 35mm2	1u	58	27
-Conector deriv. a compr. bimetálico (AA120/AA120)	3u	19	0
SUBTOTAL S/.		8900	1030

(Tabla N° 7.2.4.1)

Cuadro Resumen S/.	
Materiales y equipos	8900
Mano de obra	1030
Total sin imprevistos	9930
Imprevistos	746
Total costos directos	10676
Gastos generales	0

(Tabla N°  
7.2.4.2)

VALOR TOTAL S/.	10676
VALOR TOTAL US \$	3999

### 7.2.5 Instalación Regulador de Tensión

El contenido de los materiales, trabajos a realizar y costos se detalla en las tablas N° 7.2.5.1 y 7.2.5.2.

Descripción	Cant.	Costo S/.	
		Mater.	M.O.
-Biposte de concreto 11m para SAB 400 y 630 KVA	2u	2804	1446
-Grapa pistola de alum. P/AA 70-120mm <sup>2</sup>	10u	267	0
-Aisladores anclaje pol. corr. severa alta cont.	7u	761	66
-Aislador Pin híbrido corr. severa alta cont.	10u	1223	80
-Soporte metálico para aislador Pin 56.2	6u	91	0
-Soporte metálico lateral para aislador Pin 56.2	4u	77	0
-Arandela plana de acero	16u	7	0
-Arandela curvada de ac.	8u	6	0
-Conect. deriv. perno p. Cu 35mm <sup>2</sup> s/separador	7u	14	0
-Cruceta de concreto Z/2/5 - aguj. 215mmd	2u	121	37
-Varilla roscada 5/8"D x 400mm	22u	97	0
-Plancha de cobre tipo J	14u	28	0
-Secc. unipolar 10kV tipo intemp.	2u	460	0

Descripción	Cant.	Costo S/.	
		Mater.	M.O.
-Pozo de tierra conv.	2u	258	428
-Conexionado puesta a tierra SE aérea	2u	199	64
-Regulador automático de tensión 10kV	2u	92827	1178
-Pararrayo polim. uso exterior MT.	4u	1303	54
-Interruptor recierre automático 10kV	1u	31991	643
-Conector deriv. a comp. AA120/AA120 bimetálico	12u	74	0
SUBTOTAL S/.		132608	3996

(Tabla N° 7.2.5.1)

Cuadro Resumen (S/.)	
Materiales y equipos	132608
Mano de obra	3996
Total sin imprevistos	136604
Imprevistos	10245
Total costos directos	146849
Gastos generales	0
VALOR TOTAL S/.	146849
VALOR TOTAL US \$	54999

(Tabla N° 7.2.5.2)

## **CONCLUSIONES**

Es altamente rentable utilizar los bancos de condensadores en las redes eléctricas, diseñando el banco en base al consumo de reactivos, niveles de tensión, sobretensiones por armónicos y las distorsiones de la onda por armónicos (el caso crítico se presenta en mínima demanda), ubicando el banco en el punto óptimo por pérdidas técnicas, lo que hace más rentable el proyecto.

La medición de armónicos debe realizarse por los menos semestralmente, debido a que los clientes pueden presentar variaciones en sus condiciones de operación, como son por ejemplo instalar condensadores, instalar convertidores DC/AC, el incremento de la demanda, etc.

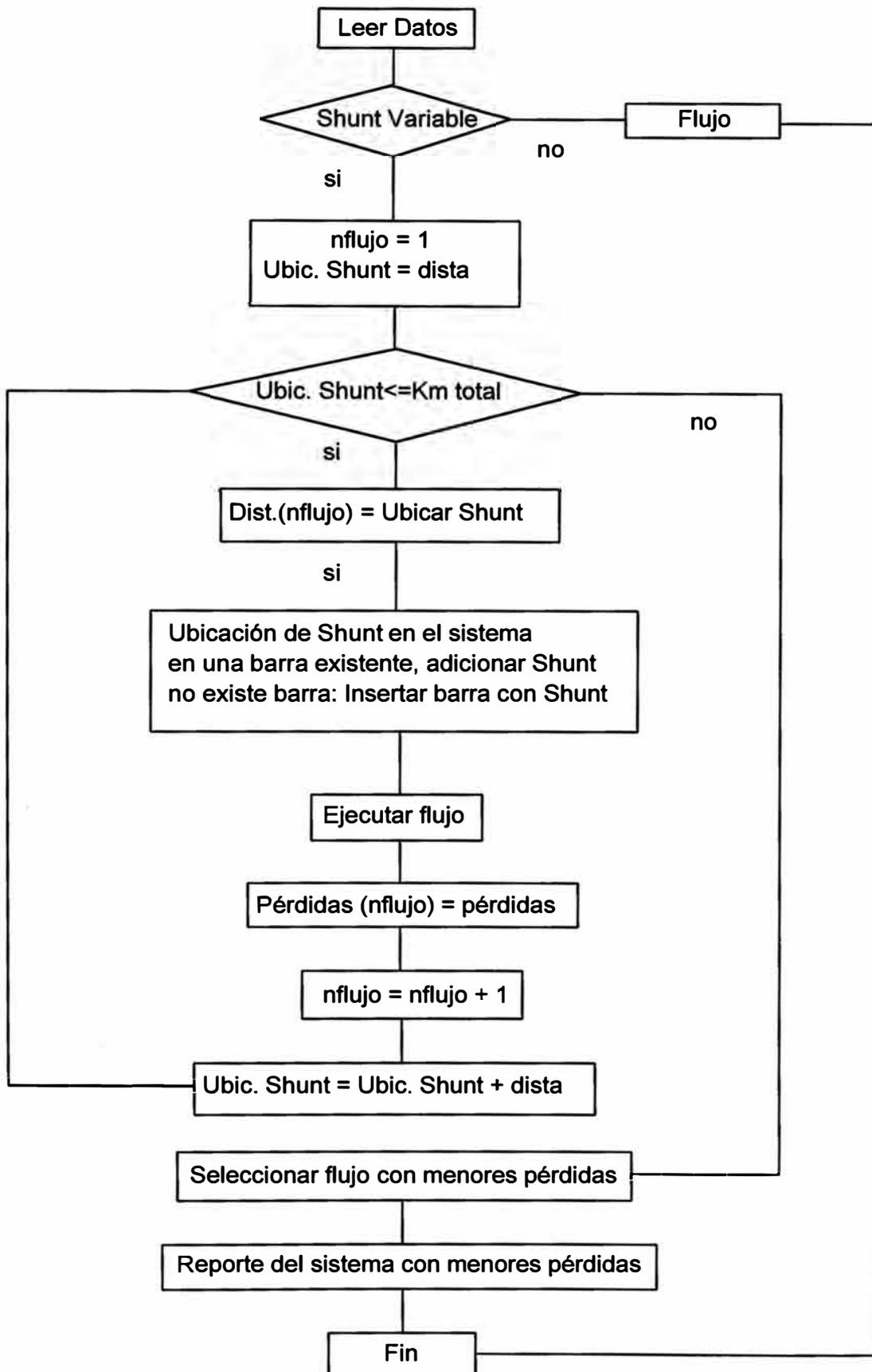
Las barras de los sistemas de potencia con mayor potencia de cortocircuito son menos sensibles a los efectos por armónicos de corriente.

Es adecuado el uso del regulador de tensión en redes extensas que alimente zonas urbanas ó rurales que tenga una excesiva caída de tensión, lo cual se justifica económicamente al mejorar notablemente la tensión evitando el pago de la compensación, no amplifica los armónicos (excepto al saturarse el núcleo), mientras que

los condensadores mejora los niveles de tensión en menor proporción, amplifica los niveles de armónicos limitando su tamaño (KVAR) y el refuerzo de redes es elevado como costo en redes extensas. Cabe indicar que previamente se debe analizar la posibilidad de trasladar carga a otros alimentadores aledaños.

La Calidad del Servicio Eléctrico mejoraría notablemente cuando se automatize las redes de distribución, es decir efectuar mandos a distancia que obedezcan a programas optimizando las maniobras por pérdidas técnicas, niveles de tensión, tiempo de interrupción, etc. Las Empresas de Distribución Eléctrica deben orientarse a la automatización, de manera que brinden a sus clientes un servicio de calidad.

**DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA COMPENSA**  
**(Cuadro Nº 1.8.2)**



Programa Computacional Compensa  
(desarrollo N° 1.8.3)

```

#include<stdio.h>
#include<math.h>
#include<string.h>
#define PI 3.14159
#define MAXBAR 100
#define MAXFLU 1000

/*****/
typedef struct {
    float mod,ang;
} COMPLEX;

COMPLEX COMdef(float mod,float ang)
{ COMPLEX c;
  c.mod=mod; c.ang=ang;
  return(c);
}

COMPLEX COMcom(float r,float x)
{ COMPLEX c;
  c.mod=sqrt(r*r+x*x);
  c.ang=atan2(x,r);
  return(c);
}

COMPLEX COMcon(COMPLEX a)
{ COMPLEX c;
  c.mod=a.mod; c.ang=-a.ang;
  return(c);
}

COMPLEX COMsum(COMPLEX a, COMPLEX b)
{ COMPLEX c;
  float r,x;
  r=a.mod*cos(a.ang)+b.mod*cos(b.ang);
  x=a.mod*sin(a.ang)+b.mod*sin(b.ang);
  c.mod=sqrt(r*r+x*x); c.ang=atan2(x,r);
  return(c);
}

COMPLEX COMres(COMPLEX a, COMPLEX b)
{ COMPLEX c;
  float r,x;
  r=a.mod*cos(a.ang)-b.mod*cos(b.ang);
  x=a.mod*sin(a.ang)-b.mod*sin(b.ang);
  c.mod=sqrt(r*r+x*x); c.ang=atan2(x,r);
  return(c);
}

```

```

COMPLEX COMmul(COMPLEX a, COMPLEX b)
{
    COMPLEX c;
    c.mod=a.mod*b.mod;
    c.ang=a.ang+b.ang;
    return(c);
}

COMPLEX COMdiv(COMPLEX a, COMPLEX b)
{
    COMPLEX c;
    c.mod=a.mod/b.mod;
    c.ang=a.ang-b.ang;
    return(c);
}

/*****
COMPLEX s[MAXBAR], z[MAXBAR], v[MAXBAR], corr[MAXBAR], serv[MAXBAR];
float km[MAXBAR], kmtot[MAXBAR], kmtotsh[MAXBAR];
float vswing, error, perdidas;
int nbarra;
int itermax, iteracion;
int hayshunt, posshunt;
float tamshunt, distshunt;
FILE *f;
float dist[MAXFLU], perd[MAXFLU];
int nflujo;

int lee(char *name)
{
    char cad[200];
    float p, q, r, x, l, mva, fp;
    int okl;
    vswing=(float)1.05; error=(float)0.001; itermax=20;
    f=fopen(name, "r");
    if(f==NULL) return(0);
    fgets(cad, 100, f); sscanf(cad, "%f %f
%d", &vswing, &error, &itermax);
    nbarra=0;
    okl=1;
    fgets(cad, 100, f);
    while(!feof(f) && okl)
    {
        fgets(cad, 100, f);
        if(sscanf(cad, "%f %f %f %f %f", &r, &x, &l, &p, &q)==0) okl=0;
        if(okl)
        {
            nbarra++;
            s[nbarra]=COMcom(p, q);
            z[nbarra]=COMcom(r*1/100.0, x*1/100.0);
            km[nbarra]=1;
        }
    }
}

```

```

    }
}

/** Lee compensacion **/
fgets(cad,100,f);
sscanf(cad,"%d %f %f",&hayshunt,&tamshunt,&distshunt);
fclose(f);
return(1);
}

int flujo(void)
{ int i,iter;
  COMPLEX inodo,aux;
  float dv,dvabs;

  iter=0;
  v[nbarra]=COMdef(1,0);
  corr[nbarra+1]=COMdef(0,0);
  dv=0;
  do
  {
    if(iter>itermax) return(0);
    v[nbarra]=COMsum(v[nbarra],COMdef(dv,0));
    for(i=nbarra;i>0;i--)
    {
      inodo =COMcon( COMdiv( s[i],v[i] ) );
      corr[i]=COMsum( inodo,corr[i+1] );
      v[i-1] =COMsum( COMmul(corr[i],z[i]),v[i] );

      dv=vswing-v[0].mod;
      dvabs=dv; if(dv<0) dvabs=-dv;
      if(v[0].mod>10) return(0);
      iter++;
    }
  } while(dvabs>=error);

  for(i=0;i<MAXBAR;i++)
    senv[i]=COMdef(0,0);
  for(i=nbarra;i>=1;i--)
  {
    aux=COMcom( corr[i].mod*corr[i].mod*z[i].mod*cos(z[i].ang),
               corr[i].mod*corr[i].mod*z[i].mod*sin(z[i].ang) );
    senv[i-1]=COMsum(aux ,s[i] );
    senv[i-1]=COMsum(senv[i-1],senv[i]);
  }
  perdid=(float)0.0;
  for(i=1;i<=nbarra;i++)

```

```

    perdidas=perdidas+s[i].mod*cos(s[i].ang);
perdidas=senv[0].mod*cos(senv[0].ang)-perdidas;

return(iter);

}

void resultados(int iteracion)
{ int i;
  float amp;
  if(iteracion==0)
    {
    fprintf(f,"NO CONVERGIO   dv=%5.3f\n",vswing-v[0].mod);
    return;
    }

  for(i=1;i<=nbarra;i++) kmtot[i]=kmtot[i-1]+km[i];
  fprintf(f,"ITERACIONES : %d\n",iteracion);
  fprintf(f,"      TENSIONES          P.ENVIOS          I (Amp)
DIST\n");
  for(i=0;i<=nbarra;i++)
    {
    amp=(float)((senv[i].mod/(v[i].mod*10.0)/sqrt(3))*1000.0);
    if((hayshunt)&&(i==posshunt))
      fprintf(f,"   %6.4f   %6.2f       %6.4f   %6.4f   %6.2f %6.2f
SHUNT\n",
              v[i].mod, (v[i].ang-v[0].ang)*180/PI,
              senv[i].mod*cos(senv[i].ang),
              senv[i].mod*sin(senv[i].ang),
              amp,
              kmtot[i]);
    else
      fprintf(f,"   %6.3f   %6.2f       %6.4f   %6.4f   %6.2f
%6.2f\n",
              v[i].mod, (v[i].ang-v[0].ang)*180/PI,
              senv[i].mod*cos(senv[i].ang),
              senv[i].mod*sin(senv[i].ang),
              amp,
              kmtot[i]);
    }
  fprintf(f,"PERDIDAS : %6.6f\n\n",perdidas);
  perd[nflujo]=perdidas;
}

void main(int argv,char *argc[])
{ int ok,i,j,optimo;

```

```

float kmshunt, kmtotal, factor, minperd;
COMPLEX zlinea;

if(argv==2)
    ok=lee(argc[1]);
else ok=lee("DATOS");
if(ok==0) return;

if(!hayshunt)
{
    iteracion=flujo();
    f=fopen("SALIDA", "w");
    resultados(iteracion);
    fclose(f);
}
else
{
    f=fopen("SALIDA", "w");
    for(i=1; i<=nbarra; i++) kmtotsh[i]=kmtotsh[i-1]+km[i];
    kmtotal=kmtotsh[nbarra];
    /* chequea donde ira el shunt */
    kmshunt=distshunt;
    nflujo=1;
    while(kmshunt<=kmtotal)
    {
        j=0;
        dist[nflujo]=kmshunt;
        do {j++; } while(kmtotsh[j]<kmshunt);
        posshunt=j;
        if(kmtotsh[j]==kmshunt)
        {
            /* Esta en una barra de carga */
            s[j]=COMsum(s[j], COMdef(tamshunt, -PI/2.0));
        }
        else
        { /* Esta en el medio de una linea */
            for(i=nbarra; i>=j; i--)
            {
                s[i+1]=s[i];
                z[i+1]=z[i];
                km[i+1]=km[i];
            }
            s[j]=COMdef(tamshunt, -PI/2.0);
            factor=(kmshunt-kmtotsh[j-1])/km[j];
            zlinea=z[j];
            z[j+1]=COMdef(zlinea.mod*(1-factor), zlinea.ang);
            z[j ]=COMdef(zlinea.mod*factor, zlinea.ang);
        }
    }
}

```

```

    km[j+1]=km[j]*(1-factor);
    km[j] =km[j]*(factor);

    nbarra++;
}

iteracion=flujo();
resultados(iteracion);
nflujo++;

if(kmtotsh[j]==kmshunt)
{
    /* Esta en una barra de carga */
    s[j]=COMres(s[j],COMdef(tamshunt,-PI/2.0));
}
else
{ /* Esta en el medio de una linea */
    z[j]=COMsum(z[j],z[j+1]);
    s[j]=s[j+1];
    km[j]=km[j]+km[j+1];

    for(i=j+1;i<nbarra;i++)
    {
        s[i]=s[i+1];
        z[i]=z[i+1];
        km[i]=km[i+1];
    }
    nbarra--;
}

    kmshunt+=distshunt;
}
minperd=1000;optimo=1;
for(i=1;i<nflujo;i++)
{
    if(minperd>perd[i])
    {
        minperd=perd[i];
        optimo=i;
    }
}
fprintf(f,"\n\n\OPTIMO: %5.3f Km   PERDIDAS: %6.6f MW\n",
        (float)optimo*distshunt,perd[optimo]);

fclose(f);
f=fopen("PERDIDA","w");
for(i=1;i<nflujo;i++)

```

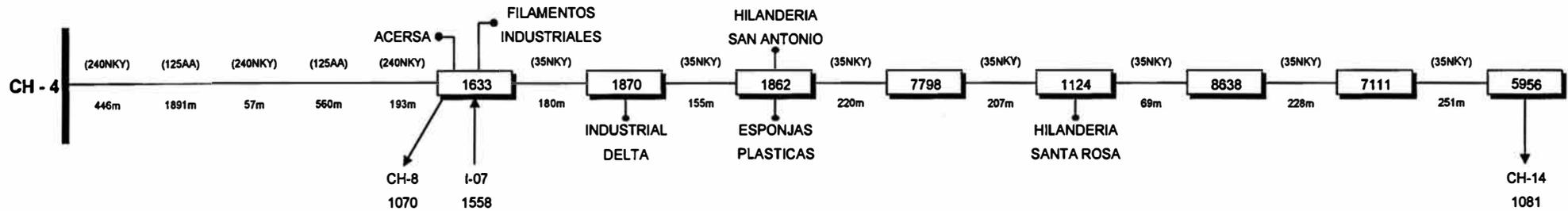
```
{
    fprintf(f, "%5.3f    %6.6f \n", (float) (distshunt*i), perd[i]);
}
fclose(f);
}
```

**CARGAS CONCENTRADAS EN SUBESTACIONES DEL ALIMENTADOR CH-4**  
(tabla N° 3.2.1)

AÑO	SE 1633		SE 1870		SE 1862		SE 7798		SE 1124	
	P(KW)	Q(KVAR)								
1998	3178.89	967.3	206.59	109.62	97.17	10.86	57.63	18.93	77.67	31.09
1999	3334.65	999.56	208.65	109.85	97.28	10.87	57.63	18.94	77.69	31.12
2000	3498.05	1034.53	210.81	110.08	97.38	10.88	57.64	18.95	77.70	31.14
2001	3669.46	1072.49	213.07	110.32	97.49	10.89	57.65	18.96	77.72	31.16
2002	3849.26	1113.77	215.45	110.56	97.60	10.90	57.65	18.97	77.73	31.19
2003	4037.87	1158.74	217.94	110.8	97.71	10.91	57.66	18.98	77.75	31.21
2004	4235.73	1207.82	220.58	111.04	97.82	10.92	57.66	18.99	77.76	31.24
2005	4443.28	1261.49	223.36	111.29	97.93	10.93	57.67	19.01	77.77	31.26
2006	4661	1320.29	226.31	111.54	98.03	10.94	57.68	19.02	77.79	31.29
2007	4889.39	1384.84	229.44	111.8	98.14	10.95	57.68	19.03	77.80	31.31

AÑO	SE 8638		SE 7111		SE 5956		P (KW)	Q (KVAR)	S (KVA)	TASA CREC. %
	P(KW)	Q(KVAR)	P(KW)	Q(KVAR)	P(KW)	Q(KVAR)				
1998	123.55	49.81	93.11	30.58	82.36	27.08	3916.97	1245.28	4110.16	4.90
1999	123.59	49.87	93.16	30.61	82.39	27.10	4075.04	1277.92	4270.72	3.91
2000	123.63	49.93	93.20	30.64	82.41	27.13	4240.83	1313.27	4439.52	3.95
2001	123.67	49.99	93.25	30.67	82.44	27.15	4414.74	1351.63	4617.02	4.00
2002	123.70	50.06	93.30	30.70	82.46	27.17	4597.16	1393.31	4803.66	4.04
2003	123.74	50.12	93.34	30.73	82.49	27.19	4788.51	1438.68	4999.96	4.09
2004	123.78	50.18	93.39	30.75	82.52	27.22	4989.23	1488.17	5206.44	4.13
2005	123.82	50.24	93.44	30.78	82.54	27.24	5199.81	1542.24	5423.70	4.17
2006	123.86	50.31	93.49	30.81	82.57	27.26	5420.72	1601.45	5652.33	4.22
2007	123.90	50.37	93.53	30.84	82.59	27.28	5652.48	1666.42	5893.00	4.26
									Tasa prm.	4.16%

**ESQUEMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR CH - 4**  
(figura N° 3.3.1)



**LEYENDA**

- ▭ xxxx Subestación de distribución N° xxxx a clientes libres, regulados y de baja tensión
- (xx NKY) Cable subterráneo de sección xx mm<sup>2</sup> tipo NKY -10kV
- (xx AA) Línea aérea de aleación de Aluminio de sección xx mm<sup>2</sup> -10kV
- Enlace auxiliar normalmente abierto

## RESULTADOS FLUJO DE CARGA PROYECCION DE LA DEMANDA (tabla N° 3.3.2.1)

Año 1998 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	4,0715	1,4337	246,75	0
0,962	-1,77	0,7398	0,2783	47,43	3,15
0,961	-1,76	0,5325	0,1685	33,55	3,33
0,961	-1,75	0,435	0,1576	27,81	3,48
0,96	-1,74	0,377	0,1386	24,16	3,7
0,959	-1,74	0,2991	0,1075	19,13	3,91
0,959	-1,74	0,1755	0,0577	11,12	3,98
0,959	-1,74	0,0824	0,0271	5,22	4,21
0,959	-1,73	0	0	0	4,46
PERDIDAS :		0,154656 MW			

Año 1999 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	4,2425	1,4821	256,89	0
0,96	-1,85	0,7421	0,2787	47,66	3,15
0,959	-1,84	0,5327	0,1687	33,63	3,33
0,959	-1,83	0,4351	0,1578	27,87	3,48
0,958	-1,83	0,3772	0,1388	24,22	3,7
0,957	-1,82	0,2993	0,1076	19,18	3,91
0,957	-1,82	0,1756	0,0577	11,15	3,98
0,957	-1,82	0,0824	0,0271	5,23	4,21
0,957	-1,82	0	0	0	4,46
PERDIDAS :		0,167488 MW			

Año 2000 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	4,4224	1,5349	267,59	0
0,958	-1,94	0,7445	0,2791	47,91	3,15
0,957	-1,93	0,533	0,1688	33,72	3,33
0,957	-1,92	0,4352	0,1579	27,94	3,48
0,956	-1,92	0,3773	0,1389	24,28	3,7
0,956	-1,91	0,2994	0,1077	19,22	3,91
0,955	-1,91	0,1757	0,0578	11,18	3,98
0,955	-1,91	0,0824	0,0271	5,25	4,21
0,955	-1,91	0	0	0	4,46
PERDIDAS :		0,181599 MW			

## Año 2001 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	4,6118	1,5923	278,9	0
0,956	-2,03	0,7471	0,2795	48,16	3,15
0,955	-2,02	0,5332	0,169	33,81	3,33
0,955	-2,01	0,4354	0,1581	28,01	3,48
0,954	-2,01	0,3774	0,139	24,34	3,7
0,953	-2	0,2995	0,1078	19,27	3,91
0,953	-2	0,1758	0,0578	11,21	3,98
0,953	-2	0,0825	0,0272	5,26	4,21
0,953	-2	0	0	0	4,46
PERDIDAS :	0,19713 MW				

## Año 2002 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	4,8113	1,655	290,85	0
0,954	-2,12	0,7497	0,2799	48,43	3,15
0,953	-2,11	0,5335	0,1692	33,91	3,33
0,952	-2,11	0,4355	0,1582	28,09	3,48
0,952	-2,1	0,3775	0,1392	24,41	3,7
0,951	-2,1	0,2996	0,108	19,33	3,91
0,951	-2,1	0,1758	0,0579	11,24	3,98
0,951	-2,09	0,0825	0,0272	5,27	4,21
0,951	-2,09	0	0	0	4,46
PERDIDAS :	0,214246 MW				

## Año 2003 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	5,0216	1,7236	303,49	0
0,952	-2,22	0,7524	0,2803	48,72	3,15
0,951	-2,21	0,5337	0,1693	34,01	3,33
0,95	-2,21	0,4356	0,1583	28,17	3,48
0,949	-2,2	0,3777	0,1393	24,48	3,7
0,949	-2,2	0,2997	0,1081	19,39	3,91
0,949	-2,2	0,1759	0,0579	11,27	3,98
0,948	-2,19	0,0825	0,0272	5,29	4,21
0,948	-2,19	0	0	0	4,46
PERDIDAS :	0,23313 MW				

## Año 2004 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	5,218	1,7883	315,31	0
0,949	-2,32	0,7326	0,2732	47,55	3,15
0,948	-2,31	0,5112	0,1621	32,65	3,33
0,948	-2,3	0,4131	0,1511	26,79	3,48
0,947	-2,3	0,3552	0,132	23,1	3,7
0,947	-2,29	0,2772	0,1008	17,99	3,91
0,947	-2,29	0,1534	0,0506	9,85	3,98
0,946	-2,29	0,0708	0,0234	4,55	4,21
0,946	-2,29	0	0	0	4,46
PERDIDAS :	0,251349 MW				

## Año 2005 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	5,4768	1,8812	331,03	0
0,946	-2,44	0,7584	0,2811	49,35	3,15
0,945	-2,43	0,5342	0,1696	34,23	3,33
0,945	-2,42	0,4359	0,1586	28,35	3,48
0,944	-2,42	0,3779	0,1396	24,64	3,7
0,943	-2,41	0,2999	0,1083	19,51	3,91
0,943	-2,41	0,176	0,058	11,34	3,98
0,943	-2,41	0,0826	0,0272	5,32	4,21
0,943	-2,41	0	0	0	4,46
PERDIDAS :	0,277044 MW				

## Año 2006 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	5,7233	1,9718	346,03	0
0,943	-2,55	0,7616	0,2815	49,69	3,15
0,942	-2,54	0,5344	0,1698	34,35	3,33
0,942	-2,54	0,4361	0,1588	28,45	3,48
0,941	-2,53	0,378	0,1397	24,72	3,7
0,941	-2,53	0,3	0,1084	19,58	3,91
0,94	-2,52	0,1761	0,0581	11,38	3,98
0,94	-2,52	0,0826	0,0273	5,34	4,21
0,94	-2,52	0	0	0	4,46
PERDIDAS :	0,302578 MW				

## Año 2007 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1,01	0	5,9834	2,0716	361,95	0
0,94	-2,67	0,765	0,2819	50,06	3,15
0,939	-2,66	0,5347	0,17	34,48	3,33
0,939	-2,66	0,4362	0,159	28,55	3,48
0,938	-2,65	0,3782	0,1399	24,82	3,7
0,937	-2,65	0,3001	0,1085	19,65	3,91
0,937	-2,64	0,1762	0,0581	11,43	3,98
0,937	-2,64	0,0826	0,0273	5,36	4,21
0,937	-2,64	0	0	0	4,46
PERDIDAS :	0,330892 MW				







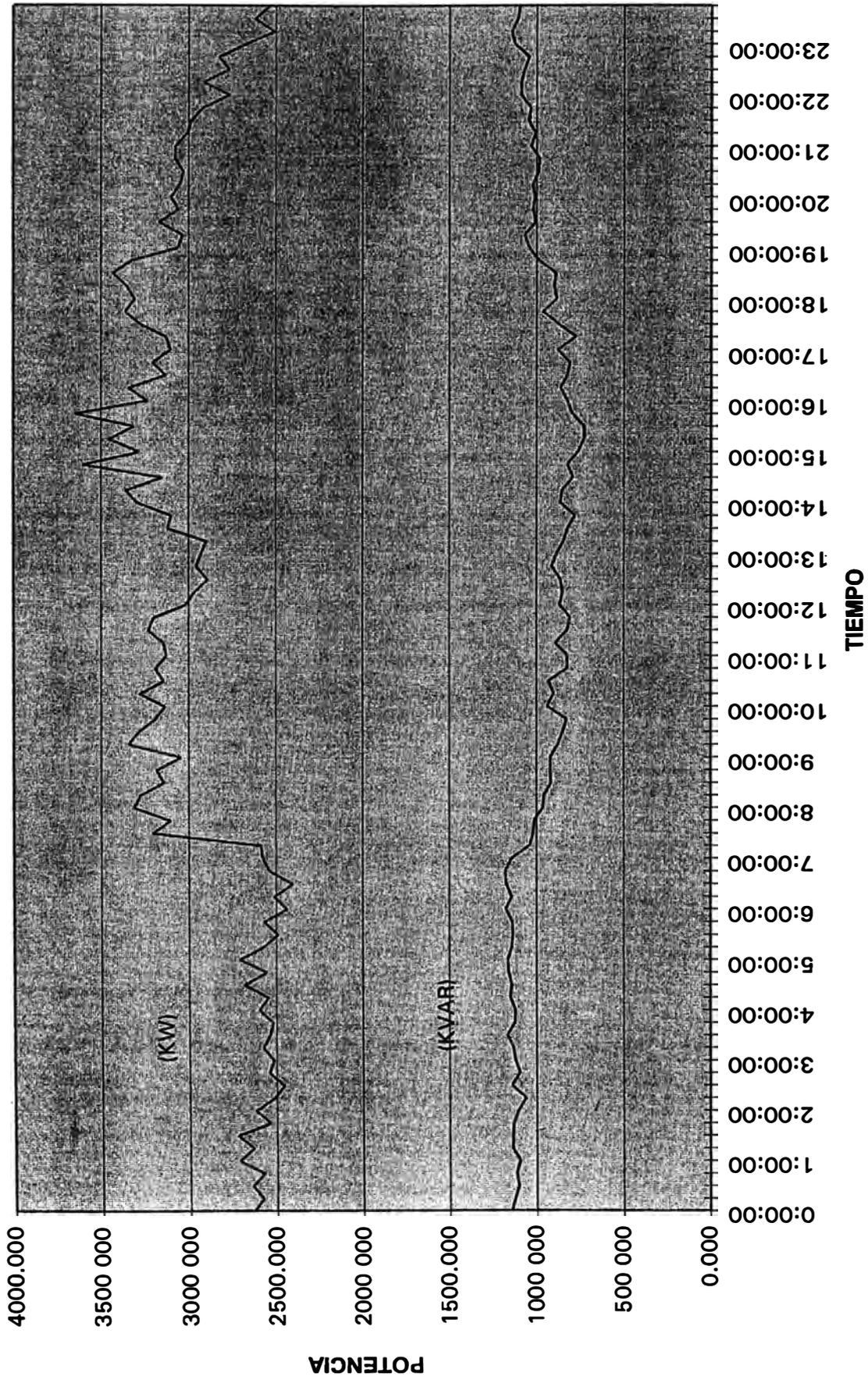








**DIAGRAMA A DE CARGA DEL ALIMENTADOR CH-4**  
(figura N° 4.1.3)



**RESULTADOS FLUJO DE CARGA**  
**ALTERNATIVA N° 1**  
**INSTALACION - BANCO 600KVAR Y REFUERZO**  
**(tabla N° 4.2.1)**

Año 1998 - con banco de 600KVAR

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.0593	0.8187	236.72	0
0.969	-2.05	0.7398	-0.3217	48.09	3.15
0.969	-2.05	0.7398	0.2783	47.11	3.15 SHUNT
0.968	-2.04	0.5325	0.1685	33.32	3.33
0.967	-2.03	0.435	0.1576	27.62	3.48
0.966	-2.03	0.377	0.1386	24	3.7
0.966	-2.02	0.2991	0.1075	19	3.91
0.966	-2.02	0.1755	0.0577	11.05	3.98
0.966	-2.02	0.0824	0.0271	5.19	4.21
0.965	-2.02	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.142451 MW			

Año 1999 - con banco de 600KVAR

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.2297	0.8664	246.8	0
0.967	-2.13	0.7421	-0.3213	48.29	3.15
0.967	-2.13	0.7421	0.2787	47.34	3.15 SHUNT
0.966	-2.12	0.5327	0.1687	33.4	3.33
0.965	-2.12	0.4351	0.1578	27.68	3.48
0.965	-2.11	0.3772	0.1388	24.05	3.7
0.964	-2.11	0.2993	0.1076	19.04	3.91
0.964	-2.1	0.1756	0.0577	11.07	3.98
0.964	-2.1	0.0824	0.0271	5.2	4.21
0.964	-2.1	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.154711 MW			

Año 2000 - con banco de 600KVAR

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.409	0.9184	257.44	0
0.965	-2.22	0.7445	-0.3209	48.52	3.15
0.965	-2.22	0.7445	0.2791	47.58	3.15 SHUNT
0.964	-2.21	0.5329	0.1688	33.49	3.33
0.963	-2.21	0.4352	0.1579	27.75	3.48
0.963	-2.2	0.3773	0.1389	24.11	3.7
0.962	-2.19	0.2994	0.1077	19.09	3.91
0.962	-2.19	0.1757	0.0578	11.1	3.98
0.962	-2.19	0.0824	0.0271	5.21	4.21
0.962	-2.19	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.168194 MW			

## Año 2001 - con banco de 600KVAR

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.5977	0.975	268.66	0
0.963	-2.31	0.747	-0.3205	48.75	3.15
0.963	-2.31	0.747	0.2795	47.83	3.15 SHUNT
0.962	-2.3	0.5332	0.169	33.58	3.33
0.961	-2.3	0.4354	0.1581	27.82	3.48
0.961	-2.29	0.3774	0.139	24.17	3.7
0.96	-2.28	0.2995	0.1078	19.14	3.91
0.96	-2.28	0.1758	0.0578	11.13	3.98
0.96	-2.28	0.0825	0.0272	5.22	4.21
0.959	-2.28	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.183036 MW				

## Año 2002 - con banco de 600KVAR y refuerzo de cable 240N2XSY

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.7984	1.0514	280.8	0
0.96	-2.57	0.7497	-0.3201	49.05	3.15
0.96	-2.57	0.7497	0.2799	48.15	3.15 SHUNT
0.959	-2.56	0.5334	0.1692	33.7	3.33
0.958	-2.55	0.4355	0.1582	27.92	3.48
0.957	-2.55	0.3775	0.1392	24.27	3.7
0.957	-2.54	0.2996	0.108	19.21	3.91
0.957	-2.54	0.1758	0.0579	11.17	3.98
0.956	-2.54	0.0825	0.0272	5.24	4.21
0.956	-2.54	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.201285 MW				

## Año 2003 - con banco de 600KVAR y refuerzo de cable 240N2XSY

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.008	1.1203	293.35	0
0.957	-2.67	0.7524	-0.3197	49.31	3.15
0.957	-2.68	0.7524	0.2803	48.43	3.15 SHUNT
0.956	-2.67	0.5337	0.1693	33.81	3.33
0.956	-2.66	0.4356	0.1583	28	3.48
0.955	-2.65	0.3777	0.1393	24.34	3.7
0.954	-2.65	0.2997	0.1081	19.27	3.91
0.954	-2.65	0.1759	0.0579	11.2	3.98
0.954	-2.65	0.0825	0.0272	5.26	4.21
0.954	-2.64	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.219535 MW				

Año 2004 - con banco de 600KVAR, refuerzo cable 240N2XSY y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.0899	1.1395	298.16	0
0.977	-2.56	0.7325	-0.3268	47.4	3.15
0.977	-2.56	0.7325	0.2732	46.2	3.15 SHUNT
0.976	-2.55	0.5112	0.1621	31.72	3.33
0.976	-2.55	0.4131	0.1511	26.03	3.48
0.975	-2.54	0.3551	0.132	22.44	3.7
0.974	-2.54	0.2772	0.1008	17.47	3.91
0.974	-2.54	0.1534	0.0506	9.57	3.98
0.974	-2.54	0.0708	0.0234	4.42	4.21
0.974	-2.54	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.123281 MW				

Año 2005 - con banco de 600KVAR, refuerzo cable 240N2XSY y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.3356	1.2274	312.97	0
0.975	-2.68	0.7583	-0.3189	48.7	3.15
0.975	-2.68	0.7583	0.2811	47.88	3.15 SHUNT
0.974	-2.67	0.5341	0.1696	33.21	3.33
0.974	-2.67	0.4359	0.1586	27.5	3.48
0.973	-2.66	0.3779	0.1396	23.9	3.7
0.972	-2.66	0.2999	0.1083	18.93	3.91
0.972	-2.66	0.176	0.058	11.01	3.98
0.972	-2.66	0.0826	0.0272	5.16	4.21
0.972	-2.65	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.135834 MW				

Año 2006 - con banco de 600KVAR, refuerzo cable 240N2XSY y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.5689	1.3128	327.06	0
0.973	-2.8	0.7615	-0.3185	48.96	3.15
0.973	-2.8	0.7615	0.2815	48.15	3.15 SHUNT
0.972	-2.79	0.5344	0.1698	33.29	3.33
0.972	-2.78	0.436	0.1588	27.57	3.48
0.971	-2.78	0.378	0.1397	23.96	3.7
0.971	-2.77	0.3	0.1084	18.97	3.91
0.971	-2.77	0.1761	0.0581	11.03	3.98
0.97	-2.77	0.0826	0.0273	5.17	4.21
0.97	-2.77	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.148198 MW				

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.8143	1.4068	341.96	0
0.971	-2.92	0.7648	-0.3181	49.23	3.15
0.971	-2.92	0.7648	0.2819	48.44	3.15 SHUNT
0.971	-2.91	0.5346	0.17	33.37	3.33
0.97	-2.9	0.4361	0.1589	27.63	3.48
0.969	-2.9	0.3781	0.1399	24.01	3.7
0.969	-2.89	0.3001	0.1085	19.02	3.91
0.969	-2.89	0.1762	0.0581	11.06	3.98
0.968	-2.89	0.0826	0.0273	5.19	4.21
0.968	-2.89	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.16185 MW				

**RESULTADOS FLUJO DE CARGA  
ALTERNATIVA N° 2  
INSTALACION - REGULADOR DE TENSION Y REFUERZO  
(tabla N° 4.2.2)**

Año 1998 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.0715	1.4337	246.75	0
0.962	-1.77	0.7398	0.2783	47.43	3.15
0.961	-1.76	0.5325	0.1685	33.55	3.33
0.961	-1.75	0.435	0.1576	27.81	3.48
0.96	-1.74	0.377	0.1386	24.16	3.7
0.959	-1.74	0.2991	0.1075	19.13	3.91
0.959	-1.74	0.1755	0.0577	11.12	3.98
0.959	-1.74	0.0824	0.0271	5.22	4.21
0.959	-1.73	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.154656 MW			

Año 1999 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.2425	1.4821	256.89	0
0.96	-1.85	0.7421	0.2787	47.66	3.15
0.959	-1.84	0.5327	0.1687	33.63	3.33
0.959	-1.83	0.4351	0.1578	27.87	3.48
0.958	-1.83	0.3772	0.1388	24.22	3.7
0.957	-1.82	0.2993	0.1076	19.18	3.91
0.957	-1.82	0.1756	0.0577	11.15	3.98
0.957	-1.82	0.0824	0.0271	5.23	4.21
0.957	-1.82	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.167488 MW			

Año 2000 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.4224	1.5349	267.59	0
0.958	-1.94	0.7445	0.2791	47.91	3.15
0.957	-1.93	0.533	0.1688	33.72	3.33
0.957	-1.92	0.4352	0.1579	27.94	3.48
0.956	-1.92	0.3773	0.1389	24.28	3.7
0.956	-1.91	0.2994	0.1077	19.22	3.91
0.955	-1.91	0.1757	0.0578	11.18	3.98
0.955	-1.91	0.0824	0.0271	5.25	4.21
0.955	-1.91	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.181599 MW			

## Año 2001 - con refuerzo de cable 240N2XSY

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.6138	1.6069	279.28	0
0.955	-2.18	0.7471	0.2795	48.23	3.15
0.954	-2.17	0.5332	0.169	33.85	3.33
0.953	-2.17	0.4354	0.1581	28.05	3.48
0.953	-2.16	0.3774	0.139	24.38	3.7
0.952	-2.16	0.2995	0.1078	19.3	3.91
0.952	-2.15	0.1758	0.0578	11.22	3.98
0.952	-2.15	0.0825	0.0272	5.27	4.21
0.952	-2.15	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.199143 MW				

## Año 2002 - con regulador y refuerzo de cable 240N2XSY

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.8136	1.6709	291.27	0
1.0006	-2.28	0.7497	0.2799	48.5	3.15
0.9996	-2.27	0.5335	0.1692	33.95	3.33
0.9986	-2.27	0.4355	0.1582	28.13	3.48
0.9976	-2.26	0.3775	0.1392	24.45	3.7
0.9976	-2.26	0.2996	0.108	19.36	3.91
0.9976	-2.26	0.1758	0.0579	11.25	3.98
0.9966	-2.25	0.0825	0.0272	5.28	4.21
0.9966	-2.25	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.221637 MW				

## Año 2003 - con regulador y refuerzo de cable 240N2XSY

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.0241	1.741	303.95	0
0.9976	-2.39	0.7524	0.2803	48.79	3.15
0.9966	-2.38	0.5337	0.1693	34.06	3.33
0.9966	-2.38	0.4357	0.1583	28.21	3.48
0.9956	-2.37	0.3777	0.1393	24.52	3.7
0.9946	-2.37	0.2997	0.1081	19.42	3.91
0.9946	-2.36	0.1759	0.0579	11.29	3.98
0.9946	-2.36	0.0825	0.0272	5.3	4.21
0.9946	-2.36	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.24075 MW				

## Año 2004 - con regulador y refuerzo de cable 240N2XSY

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.2206	1.807	315.8	0
0.9956	-2.49	0.7326	0.2732	47.63	3.15
0.9946	-2.48	0.5112	0.1621	32.7	3.33
0.9936	-2.48	0.4131	0.1511	26.84	3.48
0.9936	-2.47	0.3552	0.132	23.13	3.7
0.9926	-2.47	0.2772	0.1008	18.02	3.91
0.9926	-2.47	0.1534	0.0506	9.87	3.98
0.9926	-2.46	0.0708	0.0234	4.56	4.21
0.9926	-2.46	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.259195 MW				

## Año 2005 - con regulador y refuerzo de cable 240N2XSY

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.4798	1.9019	331.58	0
0.9926	-2.62	0.7584	0.2811	49.43	3.15
0.9916	-2.61	0.5342	0.1696	34.29	3.33
0.9906	-2.61	0.4359	0.1586	28.4	3.48
0.9896	-2.6	0.3779	0.1396	24.68	3.7
0.9896	-2.6	0.2999	0.1083	19.54	3.91
0.9896	-2.59	0.176	0.058	11.36	3.98
0.9886	-2.59	0.0826	0.0272	5.33	4.21
0.9886	-2.59	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.285214 MW				

## Año 2006 - sin regulador y refuerzo de cable 240N2XSY y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.5784	1.9329	337.48	0
0.967	-2.65	0.7615	0.2815	48.46	3.15
0.966	-2.65	0.5344	0.1698	33.5	3.33
0.966	-2.64	0.436	0.1588	27.74	3.48
0.965	-2.63	0.378	0.1397	24.11	3.7
0.965	-2.63	0.3	0.1084	19.09	3.91
0.964	-2.63	0.1761	0.0581	11.1	3.98
0.964	-2.63	0.0826	0.0273	5.21	4.21
0.964	-2.62	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.157697 MW				

Año 2007 - sin regulador y refuerzo de cable 240N2XSY y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.8244	2.0282	352.55	0
0.965	-2.77	0.7649	0.2819	48.75	3.15
0.964	-2.77	0.5346	0.17	33.58	3.33
0.964	-2.76	0.4362	0.1589	27.81	3.48
0.963	-2.75	0.3782	0.1399	24.17	3.7
0.963	-2.75	0.3001	0.1085	19.14	3.91
0.962	-2.75	0.1762	0.0581	11.13	3.98
0.962	-2.74	0.0826	0.0273	5.22	4.21
0.962	-2.74	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.171945 MW				

**RESULTADOS FLUJO DE CARGA  
ALTERNATIVA N° 3  
REFUERZO DE REDES 10KV  
(tabla N° 4.2.3)**

143

Año 1998 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.0715	1.4337	246.75	0
0.962	-1.77	0.7398	0.2783	47.43	3.15
0.961	-1.76	0.5325	0.1685	33.55	3.33
0.961	-1.75	0.435	0.1576	27.81	3.48
0.96	-1.74	0.377	0.1386	24.16	3.7
0.959	-1.74	0.2991	0.1075	19.13	3.91
0.959	-1.74	0.1755	0.0577	11.12	3.98
0.959	-1.74	0.0824	0.0271	5.22	4.21
0.959	-1.73	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.154656 MW			

Año 1999 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.2425	1.4821	256.89	0
0.96	-1.85	0.7421	0.2787	47.66	3.15
0.959	-1.84	0.5327	0.1687	33.63	3.33
0.959	-1.83	0.4351	0.1578	27.87	3.48
0.958	-1.83	0.3772	0.1388	24.22	3.7
0.957	-1.82	0.2993	0.1076	19.18	3.91
0.957	-1.82	0.1756	0.0577	11.15	3.98
0.957	-1.82	0.0824	0.0271	5.23	4.21
0.957	-1.82	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.167488 MW			

Año 2000 - sin proyecto

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.4224	1.5349	267.59	0
0.958	-1.94	0.7445	0.2791	47.91	3.15
0.957	-1.93	0.533	0.1688	33.72	3.33
0.957	-1.92	0.4352	0.1579	27.94	3.48
0.956	-1.92	0.3773	0.1389	24.28	3.7
0.956	-1.91	0.2994	0.1077	19.22	3.91
0.955	-1.91	0.1757	0.0578	11.18	3.98
0.955	-1.91	0.0824	0.0271	5.25	4.21
0.955	-1.91	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.181599 MW			

## Año 2001 - con refuerzo de cable 240N2XSJ

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.6138	1.6069	279.28	0
0.955	-2.18	0.7471	0.2795	48.23	3.15
0.954	-2.17	0.5332	0.169	33.85	3.33
0.953	-2.17	0.4354	0.1581	28.05	3.48
0.953	-2.16	0.3774	0.139	24.38	3.7
0.952	-2.16	0.2995	0.1078	19.3	3.91
0.952	-2.15	0.1758	0.0578	11.22	3.98
0.952	-2.15	0.0825	0.0272	5.27	4.21
0.952	-2.15	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.199143 MW				

## Año 2002 - con refuerzo de cable 240N2XSJ y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.7099	1.6296	284.9	0
0.974	-2.23	0.7496	0.2799	47.44	3.15
0.973	-2.22	0.5334	0.1692	33.21	3.33
0.972	-2.21	0.4355	0.1582	27.51	3.48
0.972	-2.21	0.3775	0.1392	23.91	3.7
0.971	-2.2	0.2996	0.108	18.93	3.91
0.971	-2.2	0.1758	0.0579	11.01	3.98
0.971	-2.2	0.0825	0.0272	5.16	4.21
0.971	-2.2	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.112845 MW				

## Año 2003 - con refuerzo de cable 240N2XSJ y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	4.911	1.6955	296.99	0
0.972	-2.33	0.7524	0.2802	47.67	3.15
0.971	-2.32	0.5337	0.1693	33.28	3.33
0.971	-2.31	0.4356	0.1583	27.56	3.48
0.97	-2.31	0.3776	0.1393	23.95	3.7
0.97	-2.3	0.2997	0.1081	18.97	3.91
0.969	-2.3	0.1759	0.0579	11.03	3.98
0.969	-2.3	0.0825	0.0272	5.17	4.21
0.969	-2.3	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.122487 MW				

## Año 2004 - con refuerzo de cable 240N2XSJ y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.0983	1.7574	308.27	0
0.971	-2.42	0.7325	0.2732	46.49	3.15
0.97	-2.41	0.5112	0.1621	31.92	3.33
0.97	-2.41	0.4131	0.1511	26.19	3.48
0.969	-2.4	0.3551	0.132	22.58	3.7
0.968	-2.39	0.2772	0.1008	17.58	3.91
0.968	-2.39	0.1534	0.0506	9.63	3.98
0.968	-2.39	0.0708	0.0234	4.45	4.21
0.968	-2.39	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.13169 MW			

## Año 2005 - con refuerzo de cable 240N2XSJ y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.3446	1.8464	323.23	0
0.969	-2.54	0.7583	0.2811	48.18	3.15
0.968	-2.53	0.5341	0.1696	33.42	3.33
0.968	-2.53	0.4359	0.1586	27.68	3.48
0.967	-2.52	0.3779	0.1396	24.06	3.7
0.966	-2.51	0.2999	0.1083	19.05	3.91
0.966	-2.51	0.176	0.058	11.08	3.98
0.966	-2.51	0.0826	0.0272	5.2	4.21
0.966	-2.51	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.144795 MW			

## Año 2006 - con refuerzo de cable 240N2XSJ y línea 240AA

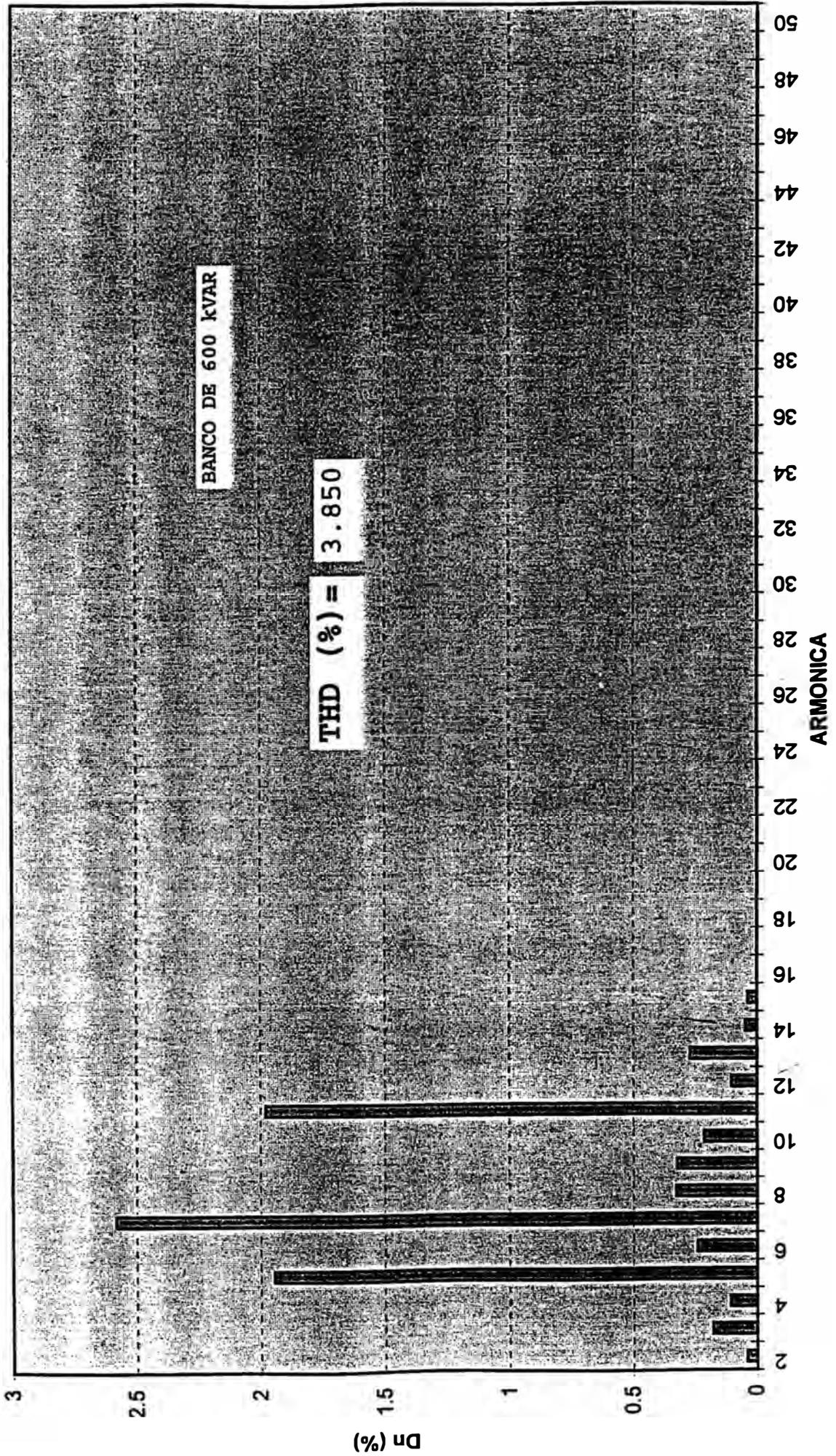
TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.5784	1.9329	337.48	0
0.967	-2.65	0.7615	0.2815	48.46	3.15
0.966	-2.65	0.5344	0.1698	33.5	3.33
0.966	-2.64	0.436	0.1588	27.74	3.48
0.965	-2.63	0.378	0.1397	24.11	3.7
0.965	-2.63	0.3	0.1084	19.09	3.91
0.964	-2.63	0.1761	0.0581	11.1	3.98
0.964	-2.63	0.0826	0.0273	5.21	4.21
0.964	-2.62	0	0	0	4.46
PERDIDAS :		0.157697 MW			

Año 2007 - con refuerzo de cable 240N2XSY y línea 240AA

TENSIONES	ANGULO	P. ENVIOS		I (Amp)	DIST (Km)
1.01	0	5.8244	2.0282	352.55	0
0.965	-2.77	0.7649	0.2819	48.75	3.15
0.964	-2.77	0.5346	0.17	33.58	3.33
0.964	-2.76	0.4362	0.1589	27.81	3.48
0.963	-2.75	0.3782	0.1399	24.17	3.7
0.963	-2.75	0.3001	0.1085	19.14	3.91
0.962	-2.75	0.1762	0.0581	11.13	3.98
0.962	-2.74	0.0826	0.0273	5.22	4.21
0.962	-2.74	0	0	0	4.46
PERDIDAS :	0.171945 MW				

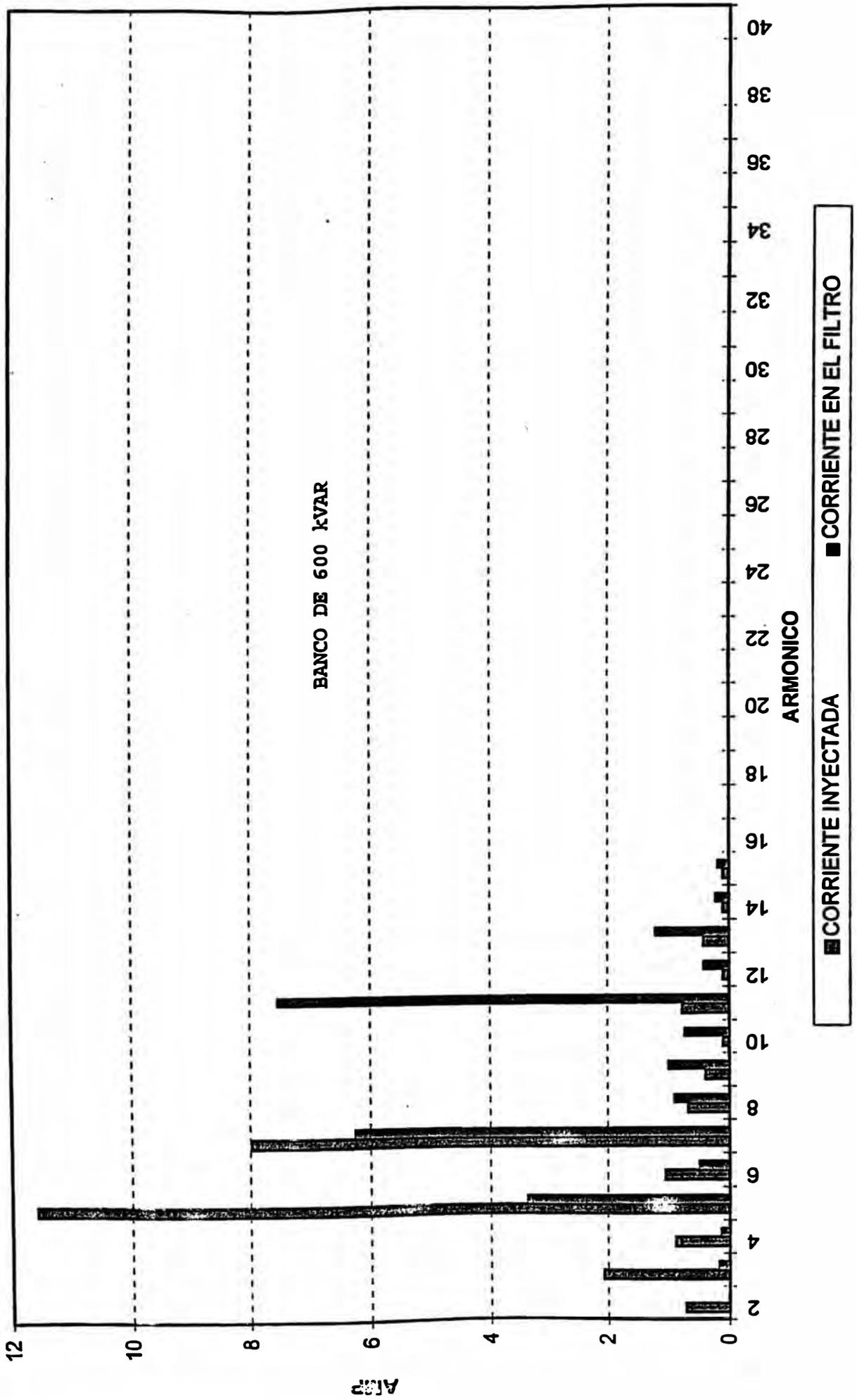
# ARMONICAS DE TENSION

(figura N° 4.5.3.1-A)



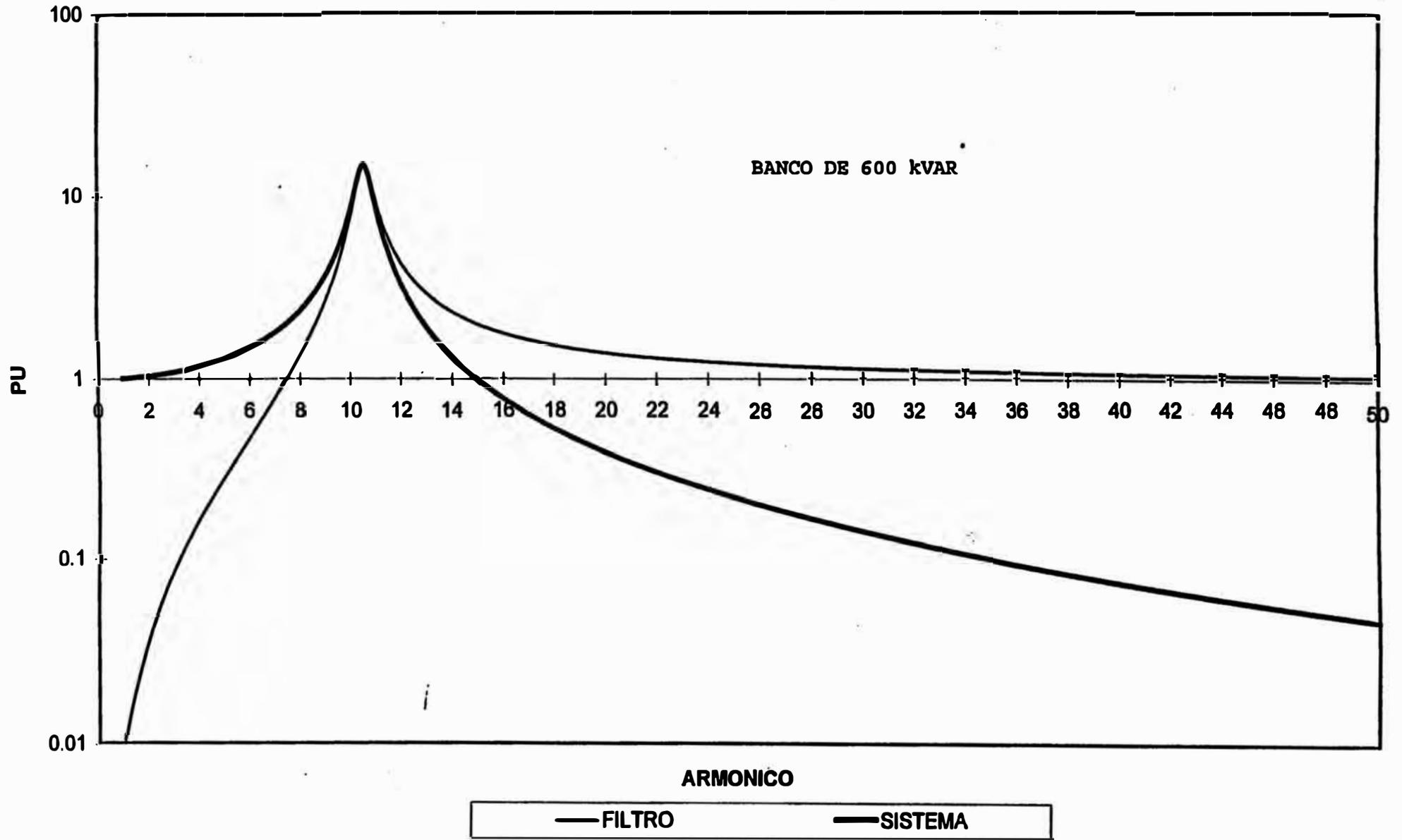
# ARMONICOS DE CORRIENTE

(figura N° 4.5.3.1-B)



# FACTORES DE DISTRIBUCION DE CORRIENTES

(figura N° 4.5.3.1-C)



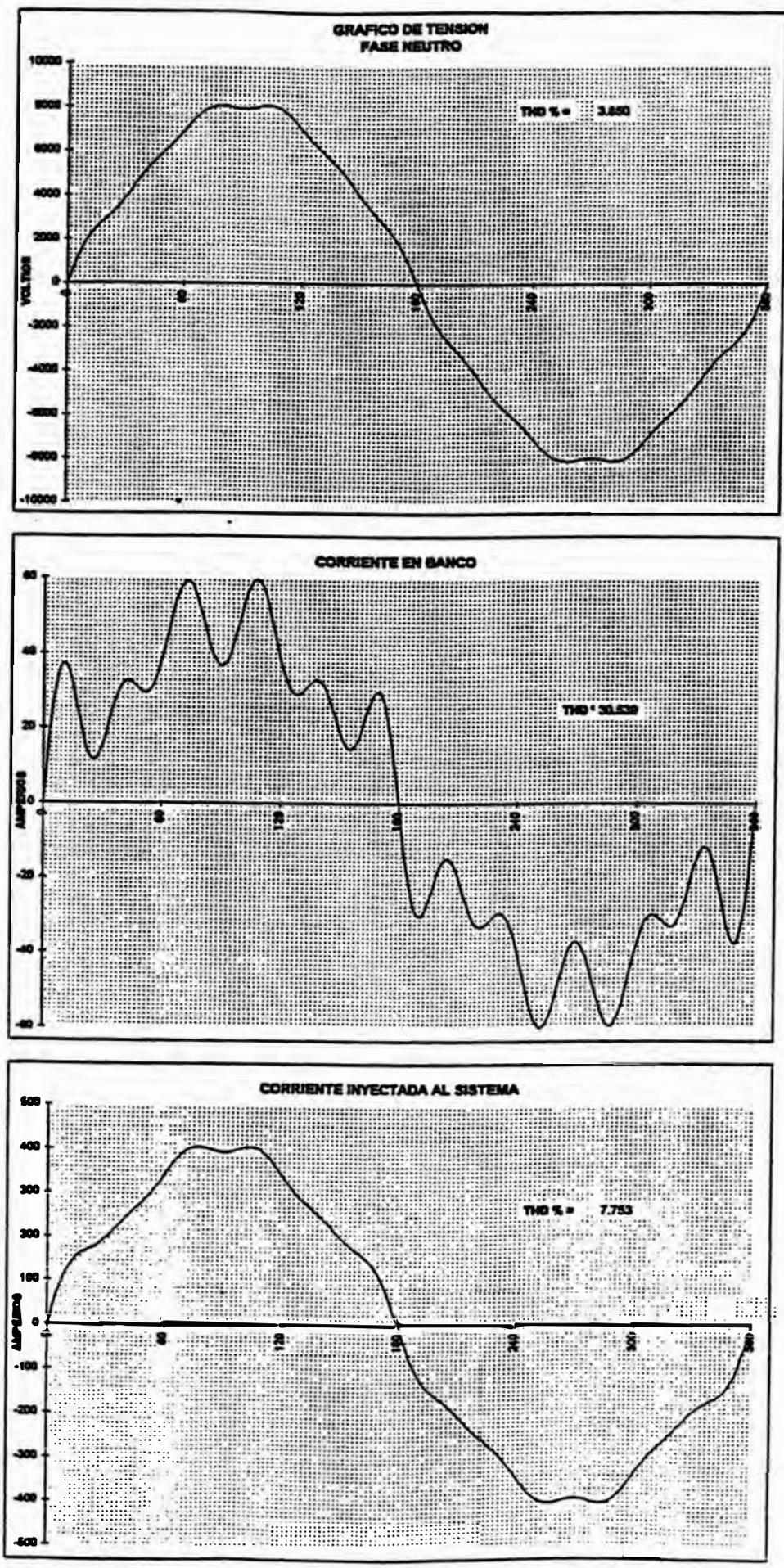


Figura N° 4.5.3.1-D

**EVALUACION ECONOMICA PARA LA SELECCION DE ALTERNATIVA OPTIMA**  
**FLUJO DE COSTO EN MUS\$**  
 (tabla N° 5.3-A)

DESCRIPCION	Año										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<b>Alternativa N° 1 ( 600KVAR - Refuerzo)</b>											
<b>Costos</b>											
Mantenimiento	% Inversión 2.5%	0.10	0.10	0.10	0.10	1.13	1.13	1.66	1.66	1.66	1.66
Disminución de potencia reactiva		-5.80	-5.80	-5.80	-5.80	-5.80	-5.80	-5.80	-5.80	-5.80	-5.80
Pérdidas		31.21	33.89	36.85	40.10	44.10	48.10	27.01	29.76	32.47	35.46
<b>Total Costos</b>	<b>C</b>	<b>25.51</b>	<b>28.19</b>	<b>31.15</b>	<b>34.40</b>	<b>39.43</b>	<b>43.43</b>	<b>22.87</b>	<b>25.62</b>	<b>28.32</b>	<b>31.32</b>
Depreciación	D	0.00	0.80	0.80	0.80	0.80	9.06	8.26	12.46	12.46	12.46
Flujo costos totales	FCT = C+D	25.51	28.99	31.95	35.20	40.23	52.49	31.13	38.08	40.78	43.78
Ahorro pago de impuestos	APIM = ,335*FCT	8.55	9.71	10.70	11.79	13.48	17.58	10.43	12.76	13.66	14.66
Inversión	I	4.00				41.30		21.00			
Valor residual	VR										44.73
<b>Flujo costos netos proyecto</b>	<b>C + I - APIM - VR</b>	<b>20.96</b>	<b>18.48</b>	<b>20.45</b>	<b>22.61</b>	<b>67.25</b>	<b>25.84</b>	<b>33.44</b>	<b>12.86</b>	<b>14.66</b>	<b>-28.08</b>
<b>Alternativa N° 2 (Regulador - Refuerzo)</b>											
<b>Costos</b>											
Mantenimiento	% Inversión 2.5%	0.00	0.00	0.00	1.03	2.41	2.41	2.41	2.41	2.93	2.93
Pérdidas		33.88	36.69	39.78	43.63	48.56	52.74	56.78	62.49	34.55	37.67
<b>Total Costos</b>	<b>C</b>	<b>33.88</b>	<b>36.69</b>	<b>39.78</b>	<b>44.66</b>	<b>50.96</b>	<b>55.15</b>	<b>59.19</b>	<b>64.89</b>	<b>37.48</b>	<b>40.60</b>
Depreciación	D	0.00	0.00	0.00	0.00	8.26	19.26	19.26	19.26	19.26	15.20
Flujo costos totales	FCT = C+D	33.88	33.88	39.78	44.66	59.22	74.41	78.45	84.15	56.74	55.80
Ahorro pago de impuestos	APIM = ,335*FCT	11.35	11.35	13.33	14.96	19.84	24.93	26.28	28.19	19.01	18.69
Inversión	I				41.30	55.00				21.00	
Valor residual	VR										81.05
<b>Flujo costos netos proyecto</b>	<b>C + I - APIM - VR</b>	<b>22.53</b>	<b>25.34</b>	<b>26.46</b>	<b>71.00</b>	<b>86.12</b>	<b>30.22</b>	<b>32.91</b>	<b>36.70</b>	<b>39.47</b>	<b>-59.14</b>
<b>Alternativa N° 3 (Refuerzo)</b>											
<b>Costos</b>											
Mantenimiento	% Inversión 2.5%	0.00	0.00	0.00	1.03	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Pérdidas		33.88	36.69	39.78	43.63	24.72	26.83	28.85	31.72	34.55	37.67
<b>Total Costos</b>	<b>C</b>	<b>33.88</b>	<b>36.69</b>	<b>39.78</b>	<b>44.66</b>	<b>26.28</b>	<b>28.39</b>	<b>30.41</b>	<b>33.28</b>	<b>36.11</b>	<b>39.23</b>
Depreciación	D	0.00	0.00	0.00	0.00	8.26	12.46	12.46	12.46	12.46	4.20
Flujo costos totales	FCT = C+D	33.88	33.88	39.78	44.66	34.54	40.85	42.87	45.74	48.57	43.43
Ahorro pago de impuestos	APIM = ,335*FCT	11.35	11.35	13.33	14.96	11.57	13.69	14.36	15.32	16.27	14.55
Inversión	I				41.30	21.00					
Valor residual	VR										38.78
<b>Flujo costos netos proyecto</b>	<b>C + I - APIM - VR</b>	<b>22.53</b>	<b>25.34</b>	<b>26.46</b>	<b>71.00</b>	<b>35.71</b>	<b>14.71</b>	<b>16.05</b>	<b>17.96</b>	<b>19.84</b>	<b>-14.10</b>

Tasa de descuento	10%	12%	14%	16%
<b>VAC Alternativa 1</b>	154.0	145.8	<b>138.3</b>	131.4
<b>VAC Alternativa 2</b>	229.1	216.6	<b>205.0</b>	194.5
<b>VAC Alternativa 3</b>	175.8	167.0	<b>158.9</b>	151.5

**Evaluación Económica (MUS \$)**  
**Proyecto por Mejora del Alimentador CH - 4**  
**(cuadro N° 5.3.1-A)**

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Ingresos (I)</b>										
Disminución de pérdidas técnicas.	0.00	2.80	2.94	3.09	2.84	2.98	28.06	30.94	33.82	37.03
Disminución de potencia reactiva	0.00	5.80	5.80	5.80	5.80	5.80	5.80	5.80	5.80	5.80
No pago de compensación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.09	58.37	60.84	63.42	66.13
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>0.00</b>	<b>8.60</b>	<b>8.74</b>	<b>8.89</b>	<b>8.64</b>	<b>13.87</b>	<b>92.23</b>	<b>97.57</b>	<b>103.04</b>	<b>108.97</b>
<b>Gastos (G)</b>										
Operación y mantenimiento	0.00	0.10	0.10	0.10	1.13	1.13	1.66	1.66	1.66	1.66
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>0.00</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>1.13</b>	<b>1.13</b>	<b>1.66</b>	<b>1.66</b>	<b>1.66</b>	<b>1.66</b>
Margen $M = I - G$	0.00	8.50	8.64	8.79	7.51	12.74	90.57	95.92	101.39	107.31
Depreciación acelerada $D$	0.00	0.80	0.80	0.80	0.80	9.06	8.26	12.46	12.46	12.46
Utilidad de part. de trab. $UAPT = M - D$	0.00	7.70	7.84	7.99	6.71	3.68	82.31	83.46	88.93	94.85
Particip. de Trabaj. $PT = 5\% * UAPT$	0.00	0.38	0.39	0.40	0.34	0.18	4.12	4.17	4.45	4.74
Utilidad desp. de part. trab. $UDPT = UAPT - PT$	0.00	7.31	7.44	7.59	6.37	3.49	78.20	79.28	84.48	90.11
Impuestos $IM = 30\% * UDPT$	0.00	2.19	2.23	2.28	1.91	1.05	23.46	23.79	25.34	27.03
Utilidad desp. impuestos $UDI = UDPT - IM$	0.00	5.12	5.21	5.31	4.46	2.44	54.74	55.50	59.14	63.08
Inversión $lo$	4.00				41.30		21.00			
Valor residual $VR$										44.73
Ahorro Pago de Imp. $APIM = -0,335 * UAPT$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja neto $FCN = UDI + D - lo + VR + APIM$	-4.00	5.92	6.01	6.11	-36.04	11.50	42.00	67.96	71.60	120.27

Tasa de descuento	8%	12%	14%	17%	20%	25%
<b>VAN</b>	157.8	118.4	103.0	84.0	68.9	50.1
<b>TIR</b>	122%					

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS  
(tabla N° 6.1.7.4)

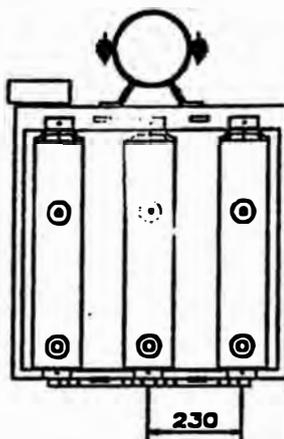
BANCO DE CONDENSADORES CONMUTABLE CON UNIDADES MONOFÁSICAS  
O FIIJOS PARA INSTALACIÓN EXTERIOR EN POSTES, 10kV

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO	VALOR OFRECIDO
- Marca	-	-	-----
- Modelo	-	-	-----
- N° de catálogo	-	-	-----
- Tipo	-	Exterior	-----
- Banco fijo o con control			
- Tensión nominal	kV	-	-----
- Tensión máxima de operación	kV	-	-----
- Frecuencia nominal	Hz	60	-----
- Potencia nominal del banco	kVAR		-----
- Potencia nominal de cada condensador	kVAR		-----
- Número de condensadores por banco	-	3	-----
- Número de condensadores por fase	-	1	-----
- Capacidad de cada condensador uf	uf	-	-----
- Tipo de dieléctrico	-	no PCB	-----
- Sobretensión continua permisible	%	10	-----
- Pérdidas de cada condensador	w	-	-----
- Temperaturas límites	°C	-40 a +46	-----
- Tipo de conexión	-	-	-----
- Dimensiones			
- Largo	m	-	-----
- Ancho	m	-	-----
- Altura	m	-	-----
- Peso de cada condensador monofásico	kg	-	-----
- Peso total del banco	kg	-	-----
- Resistencia de descarga	si/no	si	-----
- Línea de fuga de los aisladores	pulg	11,2	-----
- Tensión de ensayo con onda de impulso 1,2/50us (BIL)	kV	95	-----
- Tensión no disruptiva a frecuencia industrial 1 minuto	kV	34	-----
- Tipo de bornes	-	ranuras paralelas	-----

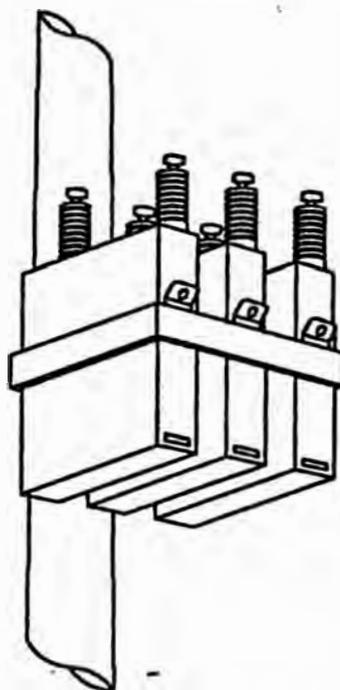
\* El oferente deberá indicar obligatoriamente todos los datos

\_\_\_\_\_  
firma y sello del fabricante o representante autorizado

POT.(kVAR)	150	300	600
MATRICULA	6768242	6768244	6768246



VISTA DE PLANTA  
UNID. EN mm



#### CARACTERISTICAS TECNICAS

BANCO DE CONDENSADOR FIJO FORMADO POR UNIDADES MONOFASICAS CON ABRAZADERAS PARA INSTALACION EN POSTE DE C. A. DE 11/400.

- TENSION NOM. : 10 kV
- CONEXION DEL BCO. :  $\Delta$  ó Y CON NEUTRO AISLADO
- BIL : 95 kV
- LINEA DE FUGA : 285 mm

#### APLICACION

SE INSTALARAN EN REDES AEREAS DE OISTRIBUCION CON LA FINALIDAD DE ELEVAR EN FORMA CONTINUA SU NIVEL DE TENSION.

REFERENCIA : ESPECIFICACION TECNICA DNN-ET-042

#### FABRICANTES

VER LISTA DE MATERIALES TECNICAMENTE ACEPTADOS POR EDELNOR.S.A.

BANCO DE CONDENSADOR FIJO PARA INSTALACION  
EXTERIOR - 10 kV

NORMA DE DISTRIBUCION

PE-7-405

## **BIBLIOGRAFIA**

2. Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, MEM, Dec. Sup 020-97-EM, Octubre 1997.
3. Operación de Sistemas de Distribución, Miguel Arias Albornoz, Santiago de Chile, agosto 1996.
4. Flujo de Potencia en Sistemas de Distribución Eléctrica, Raúl C. Vilcahuamán S., Vicente L. Paucar C., Junio 1993 (XI Conimera).
5. Como diseñar Sistemas Eléctricos, Joseph F. McPartland, México, Mayo de 1996.
6. Reactive Power Control in electric systems, T.J.E. Miller, Jhon Wiley & Sons.
7. Power System Harmonic : An Overview, IEEE-PAS, August 1983.
8. Análisis and Control of Harmonics Current in Systems with Static Power Converters, Rayp, Stratford, IEEE-IA January/February 1981.
9. Especificación Técnica - Banco de Condensadores, DNN-ET-042, Edelnor, Marzo de 1996.
10. Especificación Técnica Regulador Automático de Tensión, DNN-ET-045a, Diciembre de 1996.

11.Especificación Técnica Pararrayo de Varistor de  
Óxido Metálico, DNN-ET-041, Enero de 1996.