

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ESTUDIO DE LOS COSTOS DE PÉRDIDAS DE  
ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
SOBREDIMENSIONADOS**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**ESMAR LIEV SUMARRIVA MEDINA**

**PROMOCIÓN  
2004- I**

**LIMA – PERÚ**

**2009**

**ESTUDIO DE LOS COSTOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN  
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
SOBREDIMENSIONADOS**

A mi hijo, motor de todos  
mis esfuerzos,

A mi esposa, el punto de  
apoyo que necesitó  
Arquímedes para mover el  
mundo,

A mi mamá, que sin ella  
nada de esto hubiera sido  
posible.

## SUMARIO

El presente trabajo se busca establecer los parámetros para disminuir las pérdidas de energía en los transformadores de distribución instalados en la subestación perteneciente al Servicio Nacional de Sanidad Agraria (SENASA).

Para esto se vio la necesidad de obtener información real del consumo de energía, para lo cual se buscó un día característico de la semana para la toma de datos, adicionalmente se obtuvo información de los recibos de consumo de energía eléctrica del año 2008 donde se detalla los datos de máxima demanda, energía activa y reactiva consumida, y de los costos por energía eléctrica.

Se procesó la información obteniendo datos valiosos sobre la máxima demanda, demanda promedio, energía activa y energía reactiva tanto en hora en punta como en hora fuera de punta. Con esta información se halló índices de operación del transformador, como el factor de potencia, factor de carga y el factor de utilización, que son importantes para establecer la eficiencia del punto de operación del transformador.

Verificando que los transformadores tienen un bajo factor de utilización, se proyectó el cambio del transformador por uno que cumpla con las recomendaciones de los valores del factor de utilización considerando una reserva en potencia para posibles ampliaciones o aumentos de carga en el sistema.

Adicionalmente con estos valores se comparó las pérdidas en energía activa del transformador actual y del transformador proyectado, encontrándose un ahorro mensual en los costos por consumo de energía eléctrica. Y por lo tanto recomendando el cambio de los transformadores actualmente utilizados.

## INDICE

<b>SUMARIO</b> .....	<b>V</b>
<b>INDICE</b> .....	<b>VI</b>
<b>PROLOGO</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPITULO I: MEMORIA DESCRIPTIVA</b> .....	<b>2</b>
<b>1.1 Generalidades</b> .....	<b>2</b>
<b>1.2 Objetivos</b> .....	<b>2</b>
1.2.1 Objetivos Generales.....	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	2
<b>1.3 Ubicación</b> .....	<b>2</b>
<b>1.4 Alcances</b> .....	<b>3</b>
<b>1.5 Descripción de las Instalaciones [9]</b> .....	<b>3</b>
1.5.1 Subestación N°1M – Sector 4.....	3
1.5.2 Subestación N°2M – Sector 1.....	4
1.5.3 Subestación De La Sede Central.....	6
<b>1.6 Definiciones</b> .....	<b>7</b>
<b>1.7 Marco Teórico</b> .....	<b>8</b>
1.7.1 Efecto Joule .....	8
1.7.2 Corriente De Foucault .....	8
1.7.3 Eficiencia Del Transformador .....	10
1.7.4 Pérdidas En Los Transformadores .....	10
<b>1.8 Equipo A Utilizar</b> .....	<b>12</b>
1.8.1 Antecedentes .....	12
1.8.2 Descripción Del Equipo [10] .....	12
1.8.3 Ubicación Del Equipo .....	13
<b>1.9 Consideraciones Complementarias</b> .....	<b>14</b>
<b>CAPITULO II: CALCULOS JUSTIFICATORIOS</b> .....	<b>15</b>
<b>2.1 Antecedentes</b> .....	<b>15</b>
<b>2.2 Metodología De Trabajo</b> .....	<b>15</b>
<b>2.3 Calculo Eléctrico</b> .....	<b>16</b>
<b>2.4 Análisis De Datos</b> .....	<b>16</b>

2.4.1	Parámetros de Carga .....	16	
2.4.2	Parámetros Obtenidos.....	21	
<b>2.5</b>	<b>Análisis De Datos Obtenidos En Recibo Eléctrico.....</b>	<b>24</b>	
2.5.1	Generalidades .....	24	
2.5.2	Cálculo Eléctrico.....	24	
<b>2.6</b>	<b>Evaluación De Pérdidas De Energía .....</b>	<b>26</b>	
2.6.1	Antecedentes .....	26	
2.6.2	Análisis De Pérdidas .....	28	
<b>CAPITULO III: DIMENSIONAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS</b>			
<b>DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN .....</b>			<b>29</b>
3.1	Antecedentes.....	29	
3.2	Cálculo De La Potencia Nominal .....	29	
3.3	Características Del Transformador .....	30	
3.4	Pérdidas De Energía En Transformador A Adquirir.....	30	
3.5	Comparación de Pérdidas de Energía .....	31	
<b>CAPITULO IV: EVALUACIÓN ECONÓMICA .....</b>			<b>32</b>
4.1	Antecedentes.....	32	
4.2	Cálculos Económicos .....	32	
4.3	Proyección en el tiempo .....	32	
<b>CONCLUSIONES:.....</b>			<b>35</b>
<b>ANEXOS .....</b>			<b>36</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>			<b>47</b>
<b>INDICE .....</b>			<b>49</b>

## PROLOGO

El presente estudio tiene el propósito de demostrar la necesidad del cambio de los transformadores de distribución instalados en la subestación de alimentación del Sector 1 – Centro de producción de la Mosca de la Fruta, perteneciente al Servicio Nacional de Sanidad Agraria (SENASA).

Se tuvieron dos formas de enfocar el problema. El primer método de trabajo consiste en la recopilación de datos mediante tres analizadores de redes instalados en las celdas de la Subestación Eléctrica, escogiendo un día característico de la semana y tomando los datos manualmente en un período de 24 horas. El segundo método de recopilación de datos consiste en el estudio de los registros históricos visualizados en los recibos de consumo eléctrico, para esto se obtuvo los recibos de consumo eléctrico del año 2008. Se hallan parámetros eléctricos como el factor de utilización, encontrando valores muy bajos. Evaluando los parámetros hallados se calcula las pérdidas de energía de ambos transformadores tanto en hora de punta como en horas fuera de punta.

Considerando los parámetros calculados, se dimensiona los transformadores óptimos para el tipo de régimen de trabajo esperado, evaluando la proyección de pérdidas de energía en los nuevos transformadores y comparándolas con las pérdidas halladas en los transformadores instalados.

Adicionalmente se calcula el ahorro en dinero de la disminución de pérdidas, y considerando el costo inicial del transformador se proyecta el tiempo de retomo de la inversión.

El primer capítulo consiste en la descripción de la ubicación y las condiciones en las cuales trabaja, así como la descripción de las instalaciones y los equipos instalados en ellas.

El segundo capítulo se encuentra los cálculos realizados tanto con los datos tomados por los analizadores de redes como con los obtenidos de los recibos de energía.

El tercer capítulo trata del diseño del transformador recomendado, y la comparación de las pérdidas de energía proyectadas en este.

En el cuarto capítulo se realiza el análisis económico y se evalúa la conveniencia del cambio de transformadores desde el punto de vista económico.

## **CAPITULO I**

### **MEMORIA DESCRIPTIVA**

#### **1.1 Generalidades**

La presente Memoria Descriptiva define los conceptos tomados para el cálculo de las pérdidas de energía en dos transformadores de distribución instalados en una subestación eléctrica del Servicio Nacional de Sanidad Agraria (SENASA); así como también para la cuantificación del costo económico de estas pérdidas, su proyección en el tiempo y la posibilidad de la reducción de pérdidas de energía mediante el cambio de los transformadores por otros de menor potencia nominal, y por consiguiente que generen menos pérdidas de energía, eliminando así pérdidas económicas innecesarias para la empresa y su operación eficiente.

#### **1.2 Objetivos**

##### **1.2.1 Objetivos Generales**

Establecer los parámetros generales para el cálculo del costo económico que generan las pérdidas de energía en los transformadores de distribución sobredimensionados.

##### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Calcular el factor de utilización de los transformadores en estudio.

Establecer el costo de pérdidas de energía en los transformadores de distribución sobredimensionados

Estudiar la posibilidad del cambio de transformador por otro con un factor de utilización aceptable para la carga que alimenta.

Calcular el ahorro monetario anual producido por el cambio de transformador.

#### **1.3 Ubicación**

Los transformadores en estudio se encuentran instalados en la subestación eléctrica N°2M en el sector 1 – Centro de Producción de Moscas de la Fruta (CPMF), del predio perteneciente al SENASA, ubicado en la Avenida La Molina N° 1915 en el distrito de La Molina, Provincia y Departamento de Lima.

El distrito de La Molina está ubicado a una altitud de 350 m.s.n.m., con un clima seco y una temperatura ambiental que oscila entre 13°C y 28°C, gozando de días soleados todo el año con eventuales lluvias en época de invierno.



## 1.4 Alcances

El presente trabajo aborda la problemática vista por las empresas al verse incrementado sus costos de energía eléctrica programados debido a un sobredimensionamiento en los transformadores de distribución que están instalados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a ellos y de las cuales se alimentan.

Se estudia los transformadores ubicados en el SENASA, pero se puede ampliar el estudio a los transformadores instalados en las empresas de distribución, empresas privadas, empresas públicas y en general a todos los transformadores que presentan un bajo factor de utilización y por lo tanto un elevado costo en las pérdidas de energía.

## 1.5 Descripción de las Instalaciones [9]

### 1.5.1 Subestación N°1M – Sector 4

#### a) Celda De Llegada Y Medición Y Celda De Transformación

Celdas de instalación interior, del tipo autosoportado y concepto modular, tienen frente muerto y acceso frontal de construcción sólida, unidas rígidamente mediante pernos, arandelas y tuercas de acero galvanizado. La celda de llegada y medición tiene puerta abisagradas a una hoja capaz de rebatirse 180°, la celdas de transformación tiene puerta abisagrada de dos hojas capaces de rebatirse 180°.

#### b) Interruptor Automático Tripolar De 10 Kv, extraíble

El interruptor es tripolar en vacío, de ejecución extraíble, fijado sobre un carro con ruedas y soporte extraíble y con un mecanismo de accionamiento frontal.

Características Eléctricas:

Clase de tensión según IEC	12 KV
Tensión de Operación	10 KV
Máxima tensión de servicio	15 KV
Mínima tensión de servicio	10 KV
Frecuencia nominal	60 Hz
Nivel básico de Aislamiento al impulso	
Para onda de 1.2KA/50µs	75 KV
Corriente nominal permanente	630 A
Capacidad simétrica de interrupción a 10KV	16 KA
Tiempo total de apertura	< 5 ciclos
Tiempo total de cierre	< 5 ciclos
Tiempo de carga del sistema de resortes	< 10 ciclos

### c) Seccionador De Potencia Tripolar De 10 Kv

Montaje interior, está previsto para el montaje de tres fusibles limitadores de corriente de operación silenciosa y sin emisión de gases. Tiene un elemento de disparo en los tres fusibles que acciona el mecanismo de apertura del seccionador fusible de potencia. Se puede accionar de manera manual con varilla desde el exterior de la celda.

#### Características Eléctricas

Tensión de Servicio	10 KV
Tensión Máxima de servicio	12 KV
Corriente Nominal	630 A
Capacidad de Cierre	1000 MVA
Nivel básico de Aislamiento al impulso	
Para onda de 1.2KA/50µs	75 KV
Corriente de corta duración	16 KA

### d) Transformador De Potencia

Con baño de aceite, con arrollamientos de cobre y núcleo de hierro laminado en frío, montaje interior, enfriamiento natural.

#### Condiciones de Servicio:

Potencia Nominal continua	1000 KVA
Tensión Primaria	10 KV
Tensión Secundaria	0.23 KV
Frecuencia Nominal	60 Hz
Fases	3
Taps de regulación sin carga primaria de la tensión nominal	±2.5%, ±5%
Sobre elevación máxima de temperatura a plena carga	55°C
Conexión	Delta/estrella
Grupo de Conexión	Dyn5

## 1.5.2 Subestación N°2M – Sector 1

### a) Celda De Llegada Y Medición Y Celda De Transformación

Celdas de instalación interior, del tipo autosoportado y concepto modular, tienen frente muerto y acceso frontal de construcción sólida, unidas rígidamente mediante pernos, arandelas y tuercas de acero galvanizado. La celda de llegada y medición tiene puerta abisagrada a una hoja capaz de rebatirse 180°, la celdas de transformación tiene puerta abisagrada de dos hojas capaces de rebatirse 180°.

**b) Interruptor Automático Tripolar De 10 Kv, extraíble**

El interruptor es tripolar en vacío, de ejecución extraíble, fijado sobre un carro con ruedas y soporte extraíble y con un mecanismo de accionamiento frontal.

Características Eléctricas:

Clase de tensión según IEC	12 KV
Tensión de Operación	10 KV
Máxima tensión de servicio	15 KV
Mínima tensión de servicio	10 KV
Frecuencia nominal	60 Hz
Nivel básico de Aislamiento al impulso	
Para onda de 1.2KA/50 $\mu$ s	75 KV
Corriente nominal permanente	630 A
Capacidad simétrica de interrupción a 10KV	16 KA
Tiempo total de apertura	< 5 ciclos
Tiempo total de cierre	< 5 ciclos
Tiempo de carga del sistema de resortes	< 10 ciclos

**c) Seccionador De Potencia Tripolar De 10 Kv**

Montaje interior, está previsto para el montaje de tres fusibles limitadores de corriente de operación silenciosa y sin emisión de gases. Tiene un elemento de disparo en los tres fusibles que acciona el mecanismo de apertura del seccionador fusible de potencia. Se puede accionar de manera manual con varilla desde el exterior de la celda.

Características Eléctricas

Tensión de Servicio	10 KV
Tensión Máxima de servicio	12 KV
Corriente Nominal	630 A
Capacidad de Cierre	1000 MVA
Nivel básico de Aislamiento al impulso	
Para onda de 1.2KA/50 $\mu$ s	75 KV
Corriente de corta duración	16 KA

**d) Transformador De Potencia**

Con baño de aceite, con arrollamientos de cobre y núcleo de hierro laminado en frío, montaje interior, enfriamiento natural.

Condiciones de Servicio:

Potencia Nominal continua	1000 KVA
Tensión Primaria	10 KV
Tensión Secundaria	0.23 KV

Frecuencia Nominal	60 Hz
Fases	3
Taps de regulación sin carga primaria de la tensión nominal	$\pm 2.5\%$ , $\pm 5\%$
Sobre elevación máxima de temperatura a plena carga	55°C
Conexión	Delta/estrella
Grupo de Conexión	Dyn5

### 1.5.3 Subestación De La Sede Central

#### a) Celda De Llegada Y Celda De Transformación

Celdas de instalación interior, del tipo autosoportado y concepto modular, tienen frente muerto y acceso frontal de construcción sólida, unidas rígidamente mediante pernos, arandelas y tuercas de acero galvanizado. La celda de llegada y medición tiene puerta abisagradas a una hoja capaz de rebatirse 180°, la celdas de transformación tiene puerta abisagrada de dos hojas capaces de rebatirse 180°.

#### b) Seccionador De Potencia Tripolar

Montaje interior, está previsto para el montaje de tres fusibles limitadores de corriente de operación silenciosa y sin emisión de gases. Tiene un elemento de disparo en los tres fusibles que acciona el mecanismo de apertura del seccionador fusible de potencia. Se puede accionar de manera manual con varilla desde el exterior de la celda.

#### Características Eléctricas

Tensión de Servicio	10 KV
Tensión Máxima de servicio	12 KV
Corriente Nominal	25 A
Nivel básico de Aislamiento al impulso	
Para onda de 1.2KA/50 $\mu$ s	75 KV
Corriente de corta duración	40 KA

#### c) Transformador De Potencia

Con baño de aceite, con arrollamientos de cobre y núcleo de hierro laminado en frío, montaje interior, enfriamiento natural.

#### Condiciones de Servicio:

Potencia Nominal continua	250 KVA
Tensión Primaria	10 KV
Tensión Secundaria	0.23 KV
Frecuencia Nominal	60 Hz
Fases	3

Taps de regulación sin carga primaria de la tensión nominal	±2.5%, ±5%
Sobre elevación máxima de temperatura a plena carga	55°C
Conexión	Delta/estrella
Grupo de Conexión	Dyn5
Tensión de Ruptura	75 kV

## 1.6 Definiciones

### CALIFICACIÓN ELÉCTRICA

Requerimiento eléctrico mínimo que en su oportunidad la Municipalidad Provincial determinó para efectos para la formulación, planificación y desarrollo del correspondiente proyecto.

### CARGA INSTALADA (C. I.)

Se considera así, a la suma de cargas fijas más las cargas móviles.

### CORRIENTE DE DISEÑO

Corriente que circula por un conductor en las condiciones requeridas en el proyecto de instalación.

### CORRIENTE DE FUGA

Corriente que se deriva a tierra o a elementos conductores no deseados, sin presencia de defecto alguno.

### FACTOR DE CARGA (F.C)

Es el factor que refleja la relación entre la carga media en un determinado periodo y la demanda máxima en ese periodo.

### FACTOR DE DEMANDA (F. D.)

Es la relación, entre la demanda máxima utilizada por un usuario durante un intervalo de tiempo determinado y la carga instalada en su predio.

### FACTOR DE PÉRDIDAS (F.P.)

Es el valor medio cuadrático del diagrama de carga, durante las 24 horas del día de evaluación.

### FACTOR DE UTILIZACIÓN (F.U.)

Factor que visualiza el grado de utilización del transformador, comparando la máxima demanda con la potencia instalada tomada de los datos de placa del transformador.

### INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Conjunto de aparatos y de circuitos asociados, en previsión de un fin particular, producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

**MAXIMA DEMANDA (D.M)**

Potencia máxima expresada en KW, que el cliente requiere utilizar durante un período de tiempo determinado.

**PERDITANCIA**

El conjunto de pérdidas de potencia producidas por corrientes debidas al efecto corona y a las corrientes de fuga de los aisladores de carácter capacitivo. La perditancia no se considera en líneas menores de 20 kV con aisladores bien proyectados.

**POTENCIA CONTRATADA (P. C.)**

Es la Potencia expresada en KW, fijada en el contrato de suministro por la que el usuario a pagado por los derechos correspondientes.

**POTENCIA DE CIERRE**

La potencia de cierre de un dispositivo se expresa por la intensidad de corriente que este aparato es capaz de establecer, bajo una tensión dada, en las condiciones descritas de operación y funcionamiento.

**POTENCIA DE CORTE**

La potencia de corte de un dispositivo se expresa por la intensidad de corriente que este aparato es capaz de cortar, bajo una tensión de restablecimiento determinada, y en las condiciones prescritas de funcionamiento.

**POTENCIA INSTALADA:**

Potencia máxima de suministrar a los equipos y aparatos conectados a ella, ya sea en el diseño de la instalación o en su ejecución, respectivamente.

**SUMINSTRO ELÉCTRICO (SUMINISTRO)**

Abastecimiento de energía eléctrica dentro del régimen establecido en la Ley General de Electricidad No. 23406 y su Reglamento.

**1.7 Marco Teórico****1.7.1 Efecto Joule**

Si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. Este efecto es conocido como Efecto Joule en honor a su descubridor el físico británico James Prescott Joule, que lo estudió en la década de 1860.

**1.7.2 Corriente De Foucault**

A medida que la placa metálica circular se mueve a través de una pequeña región de campo magnético constante entrante a la imagen, las corrientes de Foucault son inducidas en ésta. La dirección de esas corrientes está determinada por la Ley de Lenz. (Ver Fig. 1.1)

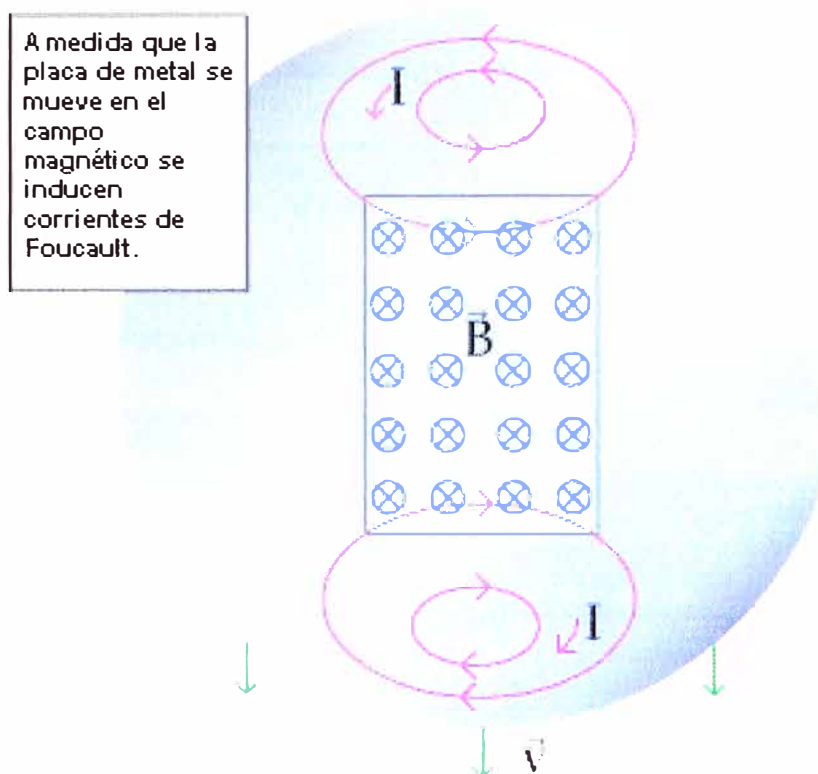


Fig. 1.1 Corrientes de Foucault

La corriente de Foucault (o corriente parásita) es un fenómeno eléctrico descubierto por el físico francés León Foucault en 1851. Se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor. Estas corrientes circulares de Foucault crean electroimanes con campos magnéticos que se oponen al efecto del campo magnético aplicado. Cuanto más fuerte sea el campo magnético aplicado, o mayor la conductividad del conductor, o mayor la velocidad relativa de movimiento, mayores serán las corrientes de Foucault y los campos opositores generados.

En los núcleos de bobinas y transformadores se generan tensiones inducidas debido a las variaciones de flujo magnético a que se someten aquellos núcleos. Estas tensiones inducidas son causa de que se produzcan corrientes parásitas en el núcleo (llamadas corrientes de Foucault), que no son óptimas para la buena eficiencia eléctrica de éste.

Las corrientes de Foucault crean pérdidas de energía a través del efecto Joule. Más concretamente, dichas corrientes transforman formas útiles de energía, como la cinética, en calor no deseado, por lo que generalmente es un efecto inútil, cuando no perjudicial. A su vez disminuyen la eficiencia de muchos dispositivos que usan campos magnéticos variables, como los transformadores de núcleo de hierro y los motores eléctricos. Estas pérdidas son minimizadas utilizando núcleos con materiales magnéticos que tengan baja conductividad eléctrica (como por ejemplo ferrita) o utilizando delgadas hojas de material

magnético, conocidas como laminados. Los electrones no pueden atravesar la capa aisladora entre los laminados y, por lo tanto, no pueden circular en arcos abiertos. Se acumulan cargas en los extremos del laminado, en un proceso análogo al efecto Hall, produciendo campos eléctricos que se oponen a una mayor acumulación de cargas y a su vez eliminando las corrientes de Foucault. Mientras más corta sea la distancia entre laminados adyacentes (por ejemplo, mientras mayor sea el número de laminados por unidad de área, perpendicular al campo aplicado), mayor será la eliminación de las corrientes de Foucault y, por lo tanto, menor el calentamiento del núcleo.

### 1.7.3 Eficiencia Del Transformador

La eficiencia en los transformadores y en general en todo tipo de máquinas eléctricas es la relación que existe entre la potencia de entrada y la potencia de salida del equipo, y se puede visualizar según la ecuación (1.1):

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent}} = \frac{P_{sal}}{P_{sal} + P_{perd}} \quad (1.1)$$

La eficiencia en los transformadores está en relación directa con la potencia nominal, mientras la potencia nominal es mayor la eficiencia en los transformadores es mayor, esto se visualiza en la tabla N°1.1

Tabla N°1.1 Eficiencia del Transformador según su Potencia Nominal [8]

KVA	$\eta(\%)$
100	97.66
200	97.985
500	98.515
1000	98.735
2000	98.9

### 1.7.4 Pérdidas En Los Transformadores

Existen dos grupos fundamentales de pérdidas:

- Pérdidas en el hierro, por histéresis y por corrientes parásitas, aproximadamente las pérdidas del ensayo en vacío.
- Pérdidas en el cobre, por efecto Joule, incluido efectos superficial y de proximidad, aproximadamente las pérdidas del ensayo de cortocircuito.

Definiéndose la potencia de pérdidas como sigue:

$$P_{perd} = P_{Fe} + P_{Cu} \quad (1.2)$$

entonces la fórmula N° 1.1 quedaría:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{sal} + P_{Fe} + P_{Cu}} \quad (1.3)$$



Adicionalmente se puede definir que las pérdidas están en relación inversa con la potencia nominal del transformador, visualizada en la tabla N°1.2

Tabla N°1.2 Pérdidas del Transformador según su Potencia Nominal

KVA	Pfe(%)	Pcu/Pfe
100	0.36	5-6
200	0.31	5-6
500	0.27	4-5
1000	0.23	4-5
2000	0.2	4-5

#### a) Pérdidas En El Ensayo De Vacío

Llamadas también pérdidas del transformador Sin Carga, porque se obtienen a tensión nominal cuando el transformador está trabajando en Vacío. Las pérdidas obtenidas en el ensayo de vacío son:

- Por Histéresis y por corrientes parásitas (Foucault) en el núcleo, así como en otros elementos. También por imperfecciones constructivas (rebabas de corte en las chapas)
- Pérdidas por efecto Joule, debidas a la corriente de vacío, estas pérdidas son, en general, despreciables en transformadores de grano orientado (corriente de vacío reducida)
- Pérdidas por Histéresis dieléctrica y por conducción del aislamiento (por perditancia). Prácticamente despreciables, las primeras, a las frecuencias industriales. También son las segundas, en virtud de los valores limitados de las tensiones de trabajo que la seguridad requiere.

Por lo tanto, se considera que las pérdidas del ensayo en vacío son iguales a las pérdidas en el hierro, también llamadas pérdidas fijas.

Y se consideran según la ecuación:

$$P_{fe} = P_{Histeresis} + P_{Foucault} \quad (1.4)$$

#### b) Pérdidas En El Ensayo De Cortocircuito

También llamadas pérdidas del transformador Con Carga, porque se obtienen con el secundario en cortocircuito y cuando la corriente en el secundario es la corriente nominal.

Las pérdidas en el ensayo de cortocircuito son:

- Por efecto Joule, a base de corriente de plena carga
- Pérdidas adicionales por corrientes parásitas (de Foucault), originadas en los conductores por los flujos alternos que los atraviesan (efecto superficial y de proximidad)

Por Histéresis y por corrientes parásitas, en el núcleo, debidas al débil flujo alterno, característico de este ensayo (de 3 a 15 % del de vacío).

En diversos elementos constructivos ferromagnéticos, o simplemente conductores, pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas (debidas a flujos de dispersión, análogos a los de plena carga).

Las pérdidas por efecto Joule y por corrientes parásitas originadas en los conductores son las principales. Pueden reunirse en una sola, pérdidas por efecto Joule en los conductores, teniendo presente los efectos superficial y de proximidad, característicos de la corriente alterna. Por lo tanto, se considera a las pérdidas del ensayo en cortocircuito como pérdidas en el cobre.

Adicionalmente, se puede agregar que este tipo de pérdidas dependen de la corriente que circula los bobinados y por consiguiente dependen de la carga.

## 1.8 Equipo A Utilizar

### 1.8.1 Antecedentes

Se realizaron las mediciones con un equipo Analizador de Redes estático (Ver Fig. 1.2) de modelo WM3-96 de la marca Carlo Gavazzi.



Fig. 1.2 Analizador de Redes WM3-96

### 1.8.2 Descripción Del Equipo [10]

El WM3-96 es un analizador de la calidad de la energía con un microprocesador de 32 bit. Tiene carácter modular, de las siguientes características.

Clase 0.5 en tensión y corriente,

Panel de lectura de 3x3 ½ Dig.

Display gráfico.

Análisis de armónicos.

Medidas en sistemas monofásicos, trifásicos con carga equilibrada o desequilibrada.

Hasta 4 salidas. Relé / estáticas.

Hasta 4 salidas (mA, V).

Puerto de comunicación RS485 o RS232.

El analizador de redes WM3-96 realiza las siguientes medidas instantáneas (en cada una de las fases y sobre todo el sistema):

Tensión

Corriente

Potencia activa y potencia reactiva

Energía activa y energía reactiva

Factor de potencia ( $\cos\phi$ )

THD (Distorsión armónica total), contenido armónico de tensión y corriente (hasta el 15avo armónico).

### 1.8.3 Ubicación Del Equipo

Existen tres (03) equipos analizadores de redes instalados en la SS. EE.N°2M, en las siguientes ubicaciones:

Equipo 1	Tablero de distribución de transformador N°1	BT
Equipo 2	Tablero de distribución de transformador N°2	BT
Equipo 3	Celda de Llegada y Medición	MT

El equipo 1 y el equipo 2 tienen una tensión nominal de 220 Volts, al estar conectados a las barras de entrada de los tableros de distribución correspondientes, y a su vez a los bornes de salida del bobinado secundario de los transformadores de distribución.

El equipo 3 tiene una tensión nominal de 10 kV, está conectado a los bornes de ingreso del bobinado primario de los transformadores de distribución.

El transformador N°1 alimenta cargas de fuerza que trabajan 24 horas al día, como las manejadoras de agua helada Chiller (120 TON), el compresor de aire Atlas-Copco, la sala de bombas, el cuarto de bombas de petróleo, la sala de calderos, los molinos, la lavandería, los servicios auxiliares, asimismo está conectado a esta barra un banco de condensadores de 220 kVAR.

El transformador N°2 alimenta a los tableros de fuerza y tableros de alumbrado ubicados en el interior del edificio, por lo tanto el consumo depende del horario de trabajo del personal que labora dentro del edificio. Exceptuando a los equipos de aire acondicionado que trabajan permanentemente. También a esta barra está conectado un banco de condensadores de 220 kVAR.

## **1.9 Consideraciones Complementarias**

El diseño de la subestación con dos transformadores ha sido planificado previendo alguna contingencia, por lo tanto ha sido instalado un interruptor de enlace que comunica ambas barras que alimentan los transformadores. Considerando esto, se ha diseñado la subestación para que, en algún momento en caso de contingencia, se alimente a la planta con un solo transformador. Por lo tanto siguiendo el mismo procedimiento, al momento del diseño de los transformadores se considerará el consumo total de la planta como demanda máxima y no el consumo de cada transformador por separado.

Adicionalmente, el interruptor de enlace trabaja al momento de producirse un corte de energía por parte de la empresa de suministro de energía eléctrica (Luz del Sur), momento en el cual toda la planta es alimentada por uno de los dos grupos electrógenos de 650 kW instalados, los grupos electrógenos operan en forma alternada gobernados por un PLC instalado en tablero de control de la subestación eléctrica.

## CAPITULO II

### CALCULOS JUSTIFICATORIOS

#### 2.1 Antecedentes

Las pérdidas en los transformadores están relacionadas con la eficiencia del transformador, un método para cuantificar la eficiencia del transformador es hallar el factor de utilización que define en que porcentaje se está utilizando el transformador con respecto a su capacidad nominal.

#### 2.2 Metodología De Trabajo

La metodología empleada consistió en la adquisición de datos manualmente, ya que los analizadores de redes mencionados no cuentan con el módulo de memoria interna por lo tanto no se puede reunir información automáticamente por una semana ni por intervalos de 15 minutos, como es recomendable en estos casos.

Se obtuvieron los siguientes datos de los tres analizadores de redes instalados, visualizados en el Anexo A:

Tensión (Volts)

Corriente (Amperes)

Factor de Potencia

Potencia Activa (kW)

Potencia Reactiva (kVAR)

Energía Activa (MWh)

Energía Reactiva (MVARh)

De los cuales se utilizaron los datos de potencia activa y potencia reactiva de cada uno de los analizadores de redes para hallar los valores tanto en hora en punta como fuera de punta de:

Demanda promedio en potencia activa y reactiva;

Potencia reactiva máxima;

Máxima demanda;

Hora de la máxima demanda;

Factor de potencia máximo;

Factor de carga;

Factor de pérdidas;

- Factor de utilización;
- Energía activa y energía reactiva.

### 2.3 Cálculo Eléctrico

Las características de la red de alimentación eléctrica del SENASA son las siguientes:

Tensión Nominal	MT	:	10 kV
	BT	:	220 V
Frecuencia Nominal		:	60 Hz
Sistema		:	Trifásico
Conexión		:	Delta

Horario de medición de consumo eléctrico:

Hora En Punta (HP)	:	18:00 – 23:00 hrs
Hora Fuera De Punta (HFP)	:	00:00 – 18:00 hrs 23:00 – 24:00 hrs.

Teniendo en cuenta los datos obtenidos en horarios en hora en punta y en hora fuera de punta se utilizan para calcular los siguientes parámetros:

La Demanda Promedio en potencia activa y potencia reactiva según las fórmulas:

$$D_{prom_P} = \text{promedio}(P_1, P_2, P_3, \dots, P_n) \quad (2.1)$$

$$D_{prom_Q} = \text{promedio}(Q_1, Q_2, Q_3, \dots, Q_n) \quad (2.2)$$

La Máxima Demanda según la fórmula:

$$MD_P = \max(P_1, P_2, P_3, \dots, P_n) \quad (2.3)$$

Se calcula el Factor de Potencia con la siguiente fórmula:

$$FDP = \cos \left( \text{Atan} \left( \frac{Q_n}{P_n} \right) \right) \quad (2.4)$$

También se obtiene el Factor de Carga con la siguiente fórmula:

$$FC = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Maxima Demanda}} \quad (2.5)$$

Se halla el Factor de Pérdidas de la siguiente manera:

$$FP = \text{promedio}(P_1^2, P_2^2, P_3^2, \dots, P_n^2) \quad (2.6)$$

Y finalmente se calcula el Factor de Utilización de los transformadores:

$$FU = \frac{\text{Maxima Demanda}}{\text{Potencia Nominal (KVA)}} \quad (2.7)$$

## 2.4 Análisis De Datos

### 2.4.1 Parámetros de Carga

De los datos tomados de los analizadores de redes estáticos se obtiene el consumo de potencia activa y potencia reactiva visualizada en la tabla N° 2.1, tanto para la celda del transformador 1, la celda del transformador 2 y la celda de llegada:

De esta tabla y con los datos obtenidos de potencia activa se grafican los diagramas de carga del transformador N°1, transformador N°2 y de la celda de llegada visualizados en las figuras N°2.1, N°2.2 y N°2.3 respectivamente.

Tabla N°2.1: Parámetros de entrada

	TRANSFORMADOR 1		TRANSFORMADOR 2		CELDA DE LLEGADA	
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA
07:00	90,3	9,45	58,5	5,2	164,1	34,9
08:00	109,6	13,4	88,2	13,6	199,9	28,2
09:00	121,7	16,5	114,2	23,1	221,2	51,3
10:00	140,4	30,4	126,3	20,1	257,1	56
11:00	125,5	32,8	132,1	33,2	218,5	74,8
12:00	128,1	22,3	106,2	30,7	235,5	71,6
13:00	77,5	4,8	92,5	28,7	190,9	34,1
14:00	91,5	20,4	106,6	20,1	208,7	52,4
15:00	93,3	24,1	121,1	25,6	222,4	69,7
16:00	87,1	6,99	115,1	23,2	250,2	54,3
17:00	72,9	2,28	93,1	29,2	167,7	66,7
18:00	75,25	1,5	77,9	24,9	167,1	55,5
19:00	70,44	15,92	65,48	3,71	143	38,7
20:00	101,2	17,82	52,62	4,6	122,2	35,9
21:00	77,22	19,07	72,15	13,08	185	45,3
22:00	81,35	23,49	68,86	10,35	170	48,9
23:00	85,08	28,19	65,58	7,59	155	52,6
00:00	66,9	17,56	65,62	2,05	142,4	47,7
01:00	62,42	16,65	31,49	22,17	130,3	50,8
02:00	65,81	17,01	56,27	15,36	144,4	46,4
03:00	69,19	17,36	81,05	8,54	158,4	41,9
04:00	70,54	18,52	77,39	7,16	160,5	40,6
05:00	73,26	16,68	67,35	6,67	144,7	39,88
06:00	82,25	19,54	60,29	3,21	142,3	41,6
07:00	64,62	19,77	60,49	5,61	141,6	40,3



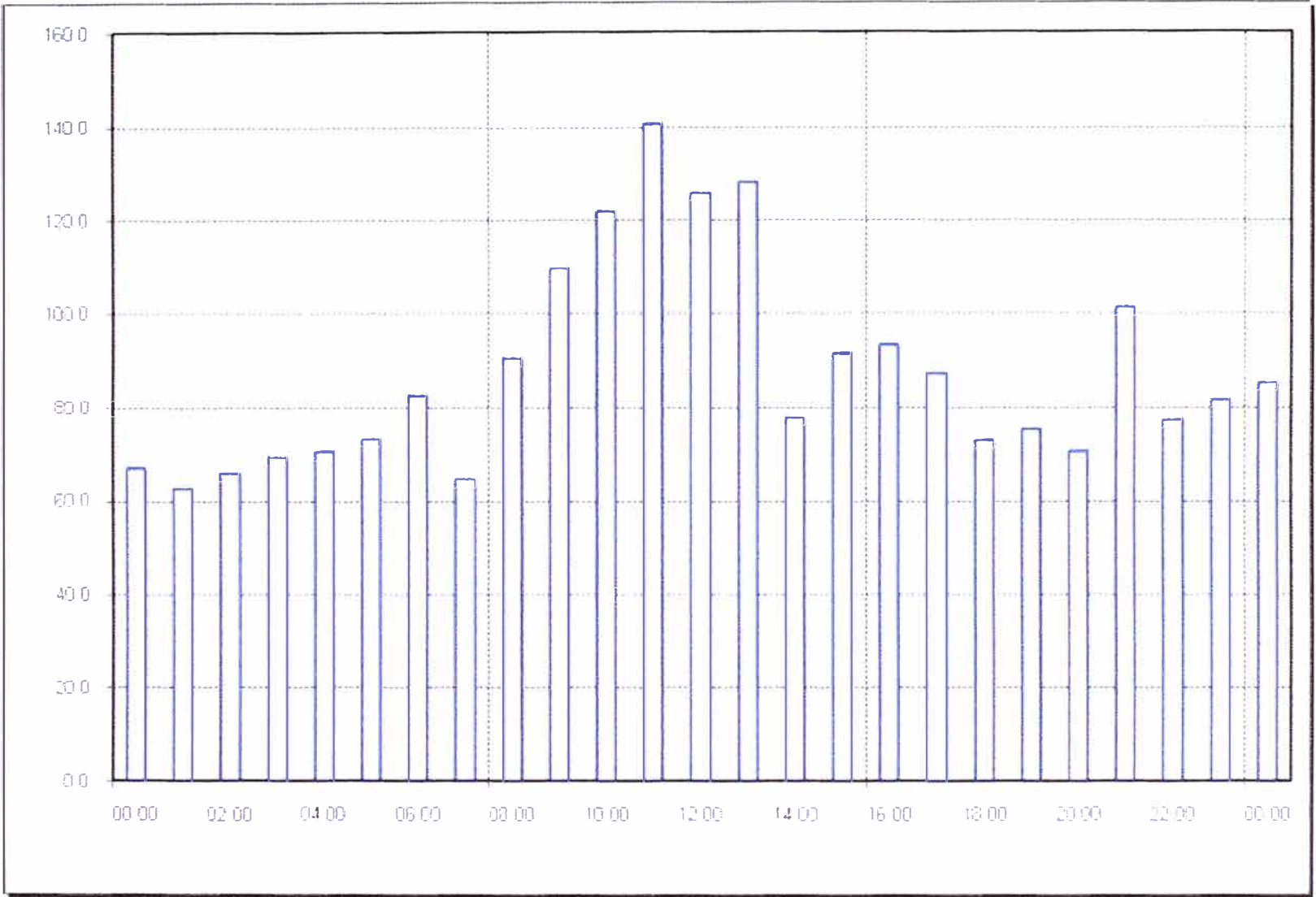


Fig. 2.1 Diagrama de Carga del Transformador N°1



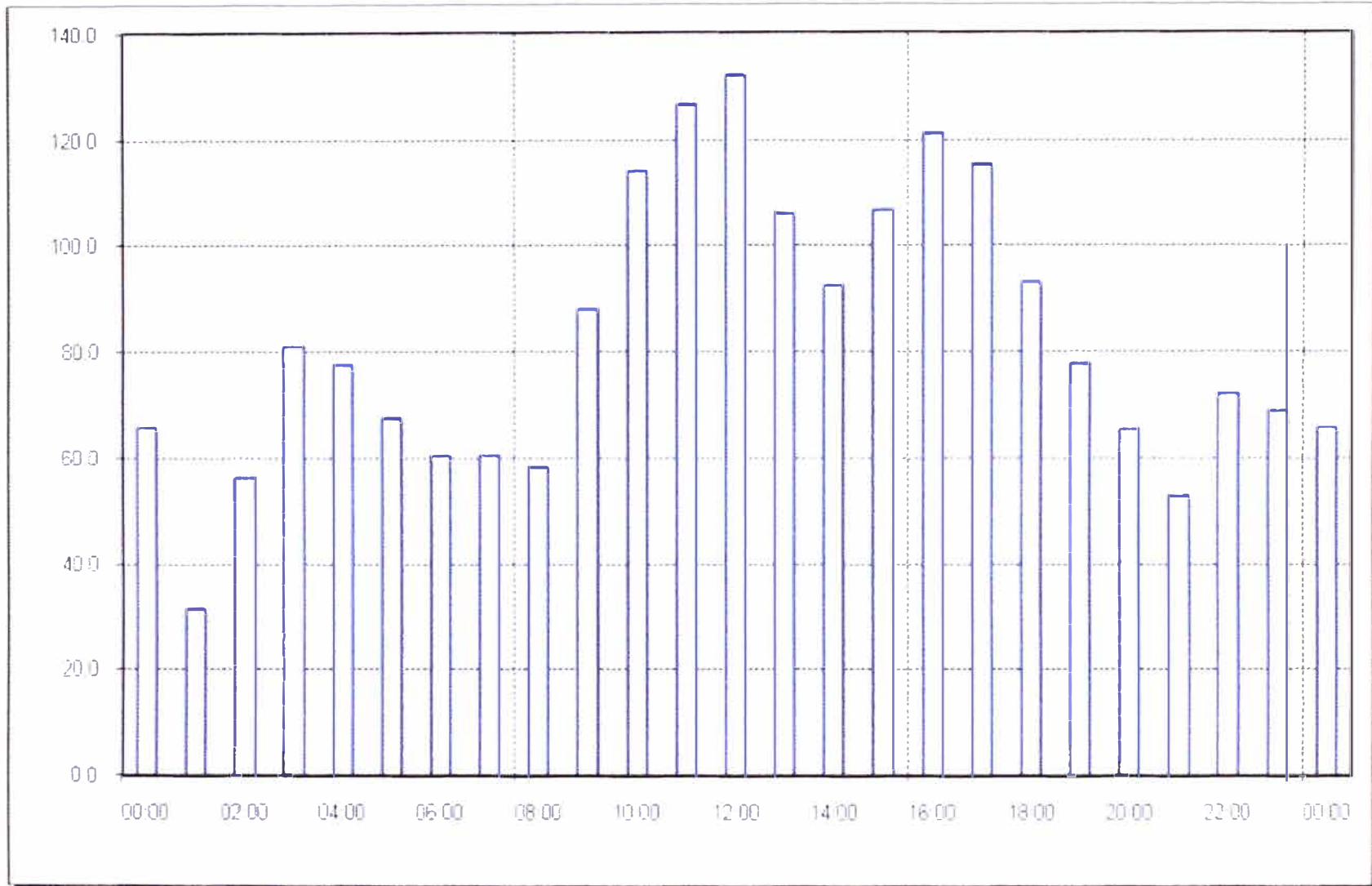


Fig. 2.2 Diagrama de Carga del Transformador N°2

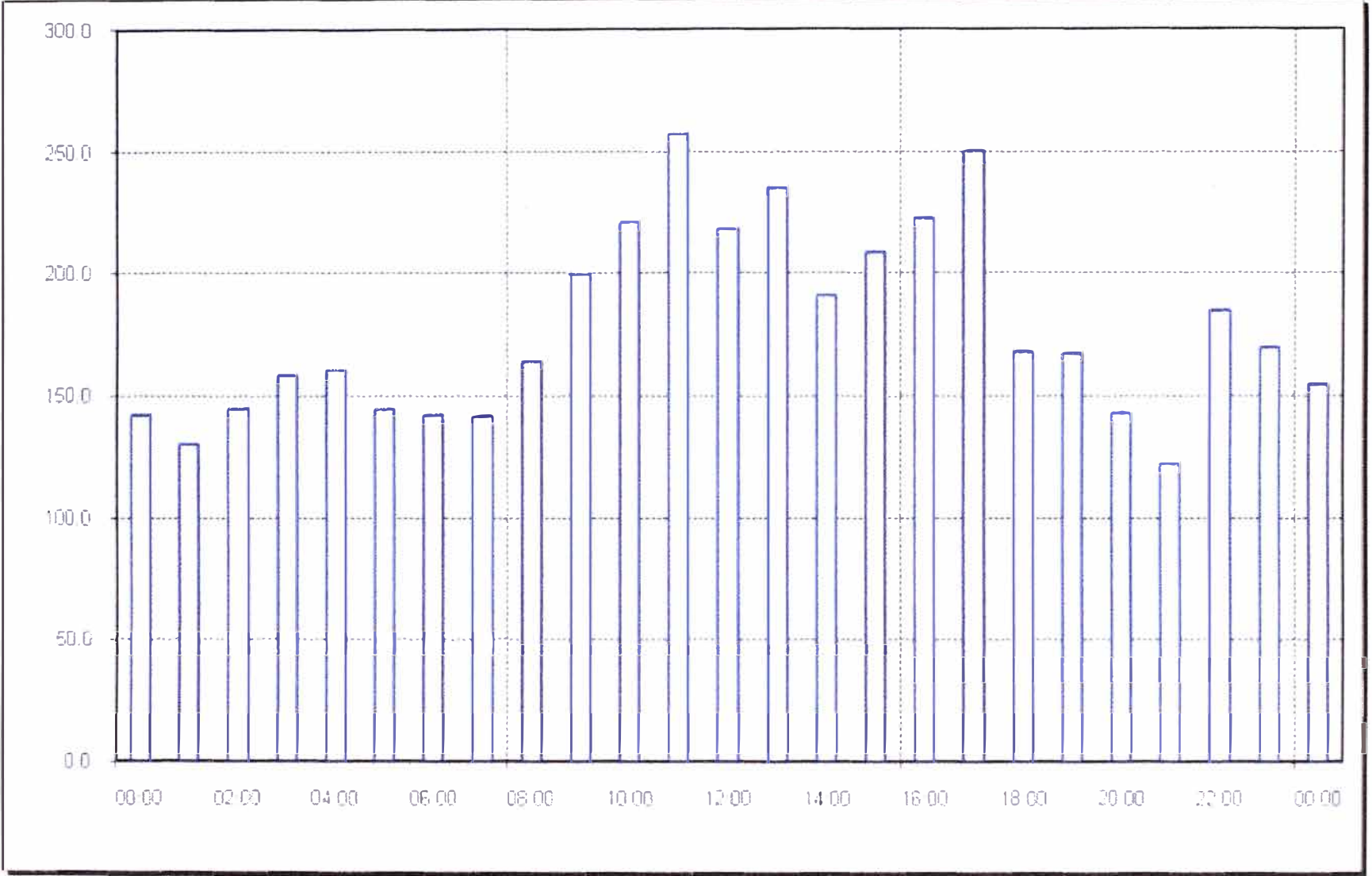


Fig. 2.3 Diagrama de Carga de la Celda de Llegada

### 2.4.2 Parámetros Obtenidos

Se realiza el cálculo de los parámetros eléctricos de los transformadores N°1 y N°2, además de los parámetros de la celda de llegada utilizando las fórmulas descritas N°2.1, N°2.3, N°2.4, N°2.5, N°2.6 y N°2.7 descritas anteriormente hallando las siguientes tablas de parámetros para cada una de las celdas:

#### a) Parámetros del transformador N°1:

Se hallan las tablas N°2.2 y N°2.3 de los parámetros eléctricos registrados y los calculados del transformador N°1, respectivamente:

Tabla N°2.2: Parámetros Eléctricos Registrados Transformador N°1

MÁXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	101.2	kW	H.P	81.1	kW
H.F.P	140.4	kW	H.F.P	88.9	kW
DÍA	140.4	kW	DÍA	87.3	kW
ENERGÍA ACTIVA			ENERGÍA REACTIVA		
H.P	1815	kWh	H.P	349	KVARh
H.F.P	370	kWh	H.F.P	88	KVARh
DÍA	2108	kWh	DÍA	416	KVARh

Tabla N°2.3: Parámetros Eléctricos Registrados Transformador N°1

FACTOR DE CARGA		FACTOR DE UTILIZACIÓN		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.80	H.P	0.10	H.P	0.48
H.F.P	0.63	H.F.P	0.14	H.F.P	0.43
DÍA	0.62	DÍA	0.14	DÍA	0.44
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.98	Inductivo
<b>LA MÁXIMA DEMANDA SE REGISTRÓ :</b>				10:00	

#### b) Parámetros del transformador N°2:

Se hallan las tablas N°2.4 y N°2.5 de los parámetros eléctricos registrados y los calculados del transformador N°2, respectivamente:

Tabla N°2.4: Parámetros Eléctricos Registrados Transformador N°2

MÁXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	77.9	kW	H.P	67.4	kW
H.F.P	132.1	kW	H.F.P	86.0	kW
DÍA	132.1	kW	DÍA	82.3	kW
ENERGÍA ACTIVA			ENERGÍA REACTIVA		
H.P	1766	kWh	H.P	337	KVARh
H.F.P	318	kWh	H.F.P	66	KVARh
DÍA	2016	kWh	DÍA	392	KVARh

Tabla N°2.5: Parámetros Eléctricos Registrados Transformador N°2

FACTOR DE CARGA		FACTOR DE UTILIZACIÓN		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.87	H.P	0.08	H.P	0.39
H.F.P	0.65	H.F.P	0.13	H.F.P	0.47
DÍA	0.62	DÍA	0.13	DÍA	0.45
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.98	Inductivo
<b>LA MÁXIMA DEMANDA SE REGISTRÓ :</b>				11:00	

**c) Parámetros de la celda de llegada:**

Se hallan las tablas N°2.6 y N°2.7 de los parámetros eléctricos registrados y los calculados de la celda de llegada, respectivamente:

Tabla N°2.6: Parámetros Eléctricos Registrados Celda de Llegada

MÁXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	185.0	kW	H.P	157.5	kW
H.F.P	257.1	kW	H.F.P	182.8	kW
DÍA	257.1	kW	DÍA	177.7	kW
ENERGÍA ACTIVA			ENERGÍA REACTIVA		
H.P	3702	kWh	H.P	990	KVARh
H.F.P	719	kWh	H.F.P	231	KVARh
DÍA	4272	kWh	DÍA	1172	KVARh

Tabla N°2.7: Parámetros Eléctricos Calculados Celda de Llegada

FACTOR DE CARGA		FACTOR DE UTILIZACIÓN		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.85	H.P	0.19	H.P	0.50
H.F.P	0.71	H.F.P	0.26	H.F.P	0.53
DÍA	0.69	DÍA	0.26	DÍA	0.52
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.96	Inductivo
<b>LA MÁXIMA DEMANDA SE REGISTRÓ :</b>				10:00	

Resumiendo los datos se obtienen las siguientes tablas:

Tabla N°2.8: Tabla de Máxima Demanda

	HP	HFP
TRANSFORMADOR N°1	101.2 KW	140.4 KW
TRANSFORMADOR N°2	77.9 KW	132.1 KW
CELDA DE LLEGADA	185 KW	257.1 KW

Tabla N°2.9: Tabla de Factor de Carga

	HP	HFP
TRANSFORMADOR N°1	0.80	0.63
TRANSFORMADOR N°2	0.87	0.65
CELDA DE LLEGADA	0.85	0.71

Tabla N°2.10: Tabla de Factor de Utilización

	HP	HFP
TRANSFORMADOR N°1	0.10	0.14
TRANSFORMADOR N°2	0.08	0.13
CELDA DE LLEGADA	0.19	0.26

Tabla N°2.11: Tabla de Factor de Pérdidas

	HP	HFP
TRANSFORMADOR N°1	0.48	0.43
TRANSFORMADOR N°2	0.39	0.47
CELDA DE LLEGADA	0.50	0.53

Se puede observar en la tabla de máxima demanda que los valores máximos se encuentran en hora fuera de punta, esto se debe a que la subestación estudiada alimenta una carga industrial con horarios de trabajo entre las 8:15 am hasta las 5:15 pm, adicionalmente a esto se tiene cargas en horarios en punta que se refieren a las cargas cuyo régimen de trabajo es permanente.

Como ya se había mencionado en el ítem 1.9, los cálculos de transformadores van a realizarse con respecto a la demanda máxima de la planta que tiene el valor de 257.1 kW.

En la tabla de factor de carga se observa la relación que existe entre la demanda promedio y la máxima demanda.

En la tabla de factor de utilización se observa que los transformadores están trabajando en hora en punta en valores menores del 10% de su capacidad, y en hora fuera de punta el consumo llega al 14% en el transformador 1 y al 13% en el transformador 2. Por lo que se considera que los transformadores están sobredimensionados ya que trabajan en valores inferiores al 15 % de su capacidad.

## 2.5 Análisis De Datos Obtenidos En Recibo Eléctrico

### 2.5.1 Generalidades

La subestación eléctrica de alimentación del CPMF perteneciente al SENASA cuenta con una alimentación independiente con número de suministro N°0525946-K, se encuentra en el área de concesión de la empresa de distribución Luz del Sur, que le brinda suministro eléctrico con conexión aérea en media tensión (10 kV) con tarifa MT3 desde la Subestación Eléctrica N°456 ubicada en la cuadra 21 de la avenida La Molina. Teniendo una potencia conectada de 721 kW y una modalidad de facturación variable

### 2.5.2 Cálculo Eléctrico

Se logró obtener los recibos del proveedor de fluido eléctrico donde figuran los datos del consumo eléctrico y la facturación correspondiente al año 2008, cuyos datos se encuentran en el Anexo B, de donde se presentan los gráficos de la máxima demanda facturada, energía activa facturada, y energía activa facturada, que vienen a continuación:

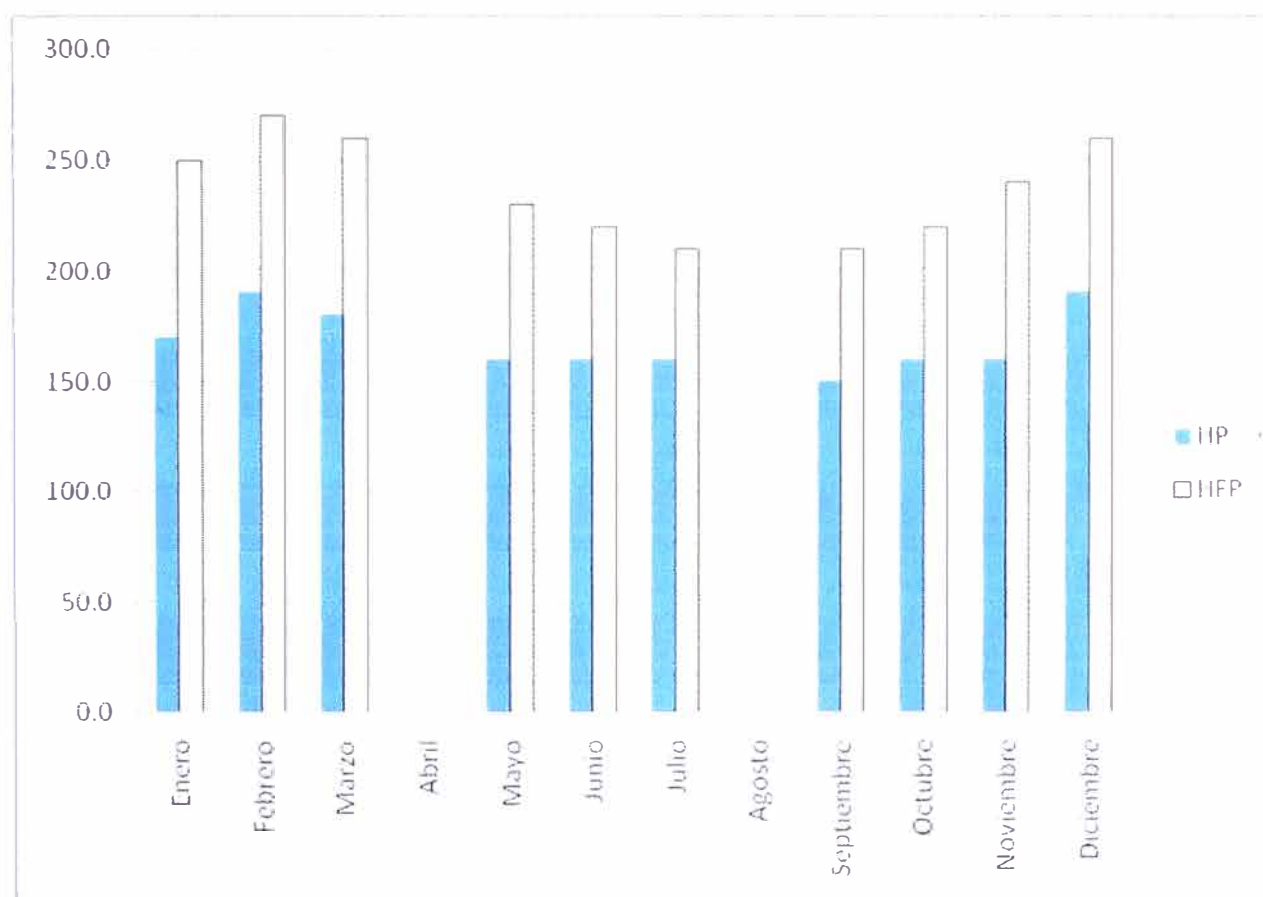


Fig. 2.4 Diagrama de la Máxima Demanda Facturada

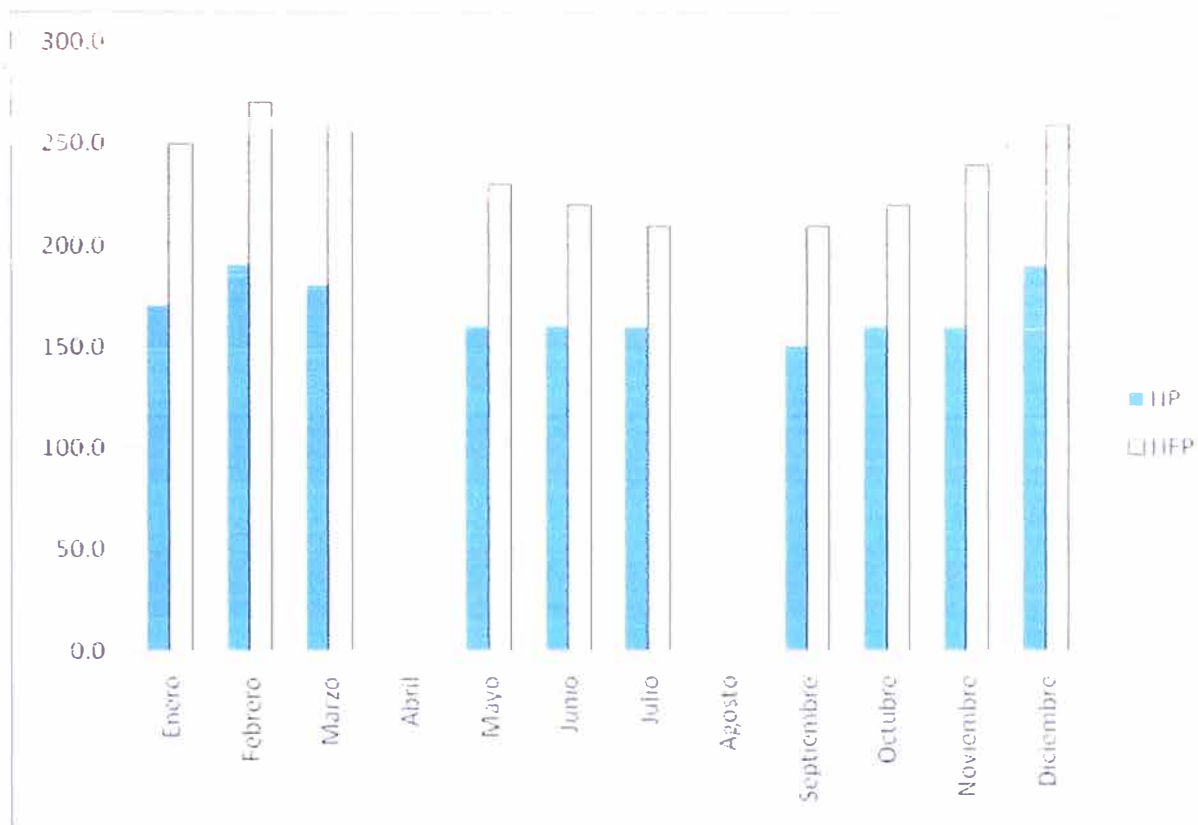


Fig. 2.5 Diagrama de la Energía Activa Facturada

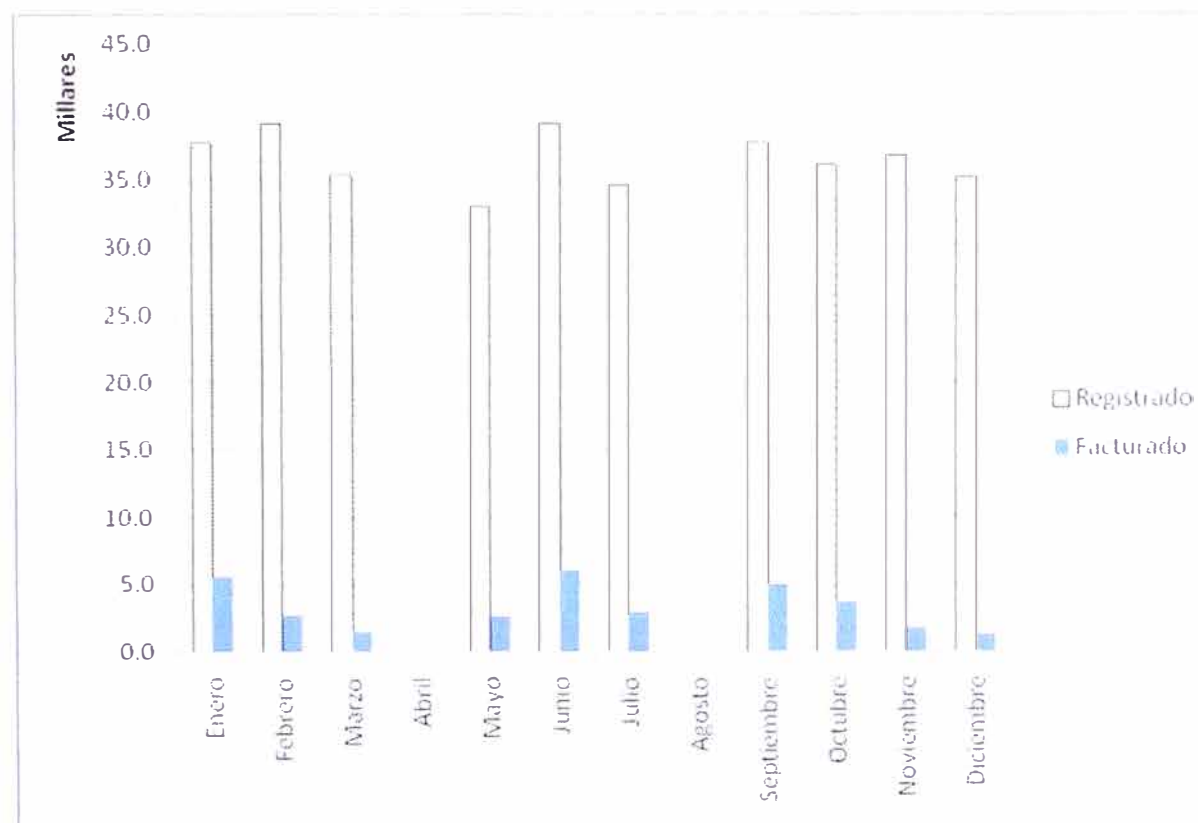


Fig. 2.6 Diagrama de la Energía Reactiva Facturada



De donde se obtiene la siguiente tabla:

Tabla N°2.12: Tabla de Parámetros Eléctricos Registrados

MÁXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	190.0	kW	H.P	168.0	kW
H.F.P	270.0	kW	H.F.P	237.0	kW
ANUAL	270.0	kW	ANUAL	202.5	kW
ENERGÍA ACTIVA MÁXIMA			ENERGÍA REACTIVA MÁXIMA		
H.P	18800.0	kWh	REGISTRADO	39230.0	KVARh
H.F.P	102620.0	kWh	FACTURADO	6104.0	KVARh
ANUAL	102620.0	kWh			

La tabla N°2.12 se apoya el análisis de los datos obtenidos de los analizadores de redes: La Máxima Demanda es obtenida en Hora Fuera de Punta, teniendo un máximo anual de 270 kW en el mes de febrero según los recibos eléctricos estudiados.

Tabla N°2.13: Tabla de Parámetros Eléctricos Calculados

FACTOR DE CARGA		FACTOR DE UTILIZACIÓN	
H.P	0.88	H.P	0.10
H.F.P	0.88	H.F.P	0.14
ANUAL	0.75	ANUAL	0.14
<b>LA MÁXIMA DEMANDA SE REGISTRÓ :</b>		Febrero	

Corroborando los parámetros obtenidos anteriormente, y registrando valores similares a los obtenidos en el estudio de los analizadores de redes para el factor de carga y el factor de utilización.

Los recibos eléctricos reflejan el consumo eléctrico total de las instalaciones y son un método de cálculo confiable si no se tiene acceso a los diagramas de carga diarios, considerando a los registros históricos de consumo eléctrico un punto de partida importante para cualquier estudio o análisis de carga para realizar algún cambio en los requerimientos eléctricos del sistema como la potencia contratada, tarifa eléctrica, cambio de alimentador, cambio de transformador de alimentación, etc.

## 2.6 Evaluación De Pérdidas De Energía

### 2.6.1 Antecedentes

La evaluación de pérdidas en los transformadores ha sido siempre un tema de interés en el sector eléctrico. Este tema es remediado con el resultado de los ensayos en fábrica y su respectivo protocolo de pruebas, pero en el común de las empresas que no tienen un área de mantenimiento establecida ni una persona responsable del mantenimiento no se tiene cuidado en el archivado de este tipo de documentos y estos se traspapelan, se



deterioran o simplemente se pierden, lo que constituye un impedimento para realizar algún estudio de eficiencia de los transformadores.

El uso de fórmulas empíricas en el desarrollo de proyectos o en algún cálculo de ingeniería, siempre produce algún tipo de inseguridad por el que lo interpreta, las cuales sólo son válidas para un rango determinado de valores y no pueden ser generalizados para toda la extensión de un conjunto de datos de entrada.

Una fórmula empírica para el cálculo de pérdidas en el cobre fue desarrollada por el Ing. Carlos Julio Arosemena (ver Anexo C) donde comparó las pérdidas reales con las correspondientes a un software aplicativo, llegando a la siguiente ecuación:

$$P_{cu}(w) = C \times KVA \times \left( \frac{I_{Carga}}{I_{nom}} \right)^2 \times Z(p.u.) \quad (2.8)$$

Donde:

C	:	Constante que depende de la geometría del transformador.
KVA	:	Potencia nominal
$I_{Carga}$	:	Corriente de carga
$I_{nom}$	:	Corriente nominal
Z(p.u.)	:	Tensión de cortocircuito en porcentaje, definida en placa del transformador

La constante C fue determinada con pruebas realizadas en laboratorio, cuyos valores definidos en el estudio del Ing. Arosemena están visualizados en la siguiente tabla:

Tabla N°2.14: Valor de Constante C

POTENCIA NOMINAL (KVA)	CONSTANTE C
500	2
1000 – 2500	1.4142
3000	1

Adicionalmente se puede extender el concepto de factor de utilización de la siguiente forma:

$$FU = \frac{\text{MaximaDemanda}}{\text{PotenciaNominal(KVA)}} = \frac{I_{Carga}}{I_{Nominal}} \quad (2.9)$$

Por lo tanto la formula (2.8) queda de la siguiente forma:

$$P_{cu}(w) = C \times KVA \times (FU)^2 \times Z(p.u.) \quad (2.10)$$

Las pérdidas en el hierro se consideran constantes (no dependen de la carga) pero si dependen de la capacidad nominal del transformador, debido principalmente a la geometría del transformador y de la cantidad de material que se use para su construcción.

Según la tabla 1.2, pérdidas del transformador según su potencia nominal, el porcentaje de pérdidas en el hierro para un transformador de 1000 kVA es 0.23%, este valor fluctúa según el fabricante o los requerimientos del usuario, pero un valor aceptable es el dado anteriormente, quedando como sigue:

$$P_{fe} = 0.23 \times \frac{\text{PotenciaNominal(KVA)}}{100} \quad (2.11)$$

### 2.6.2 Análisis De Pérdidas

Según los datos de placa de los transformadores de la subestación eléctrica N°2M se tiene los siguientes valores para la tensión de cortocircuito de cada transformador:

Transformador 1      Z (p.u.) = 5.38%

Transformador 2      Z (p.u.) = 5.36%

Los valores de potencia nominal de los transformadores son los mencionados en el ítem 1.5.2, y se toman los valores máximos de factor de utilización según la tabla 2.10.

Utilizando las fórmulas 2.10 y 2.11 con los valores de C correspondientes en la tabla N°2.14, se hallan las pérdidas de energía tanto en hora en punta como fuera de punta para las pérdidas en el cobre y en el hierro.

Tabla N°2.15: Tabla de Pérdidas de Energía

	Perdidas en el Cobre (W)		Fierro (kW)
	HP	HFP	
TRANSFORMADOR N°1	77.92	149.98	2.30
TRANSFORMADOR N°2	46.00	132.28	2.30

Obteniéndose la tabla N°2.16 para las pérdidas en cada transformador y las pérdidas totales en hora en punta y en horario fuera de punta:

Tabla N°2.16: Tabla de Pérdidas Totales

	HP	HFP
TRANSFORMADOR N°1	2.38	2.45
TRANSFORMADOR N°2	2.35	2.43
PERDIDAS TOTALES	4.72	4.88

## CAPITULO III

### DIMENSIONAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

#### 3.1 Antecedentes

La subestación en estudio tiene dos transformadores de distribución, que trabajan independientemente alimentando cargas diferentes, o si se diera el caso de falla en alguno de estos, las instalaciones pueden ser alimentadas por un solo transformador cubriendo este toda la carga íntegramente.

En el diseño de la subestación previó cualquier contingencia o problema con cualquiera de los transformadores, se instaló un interruptor de enlace que une las barras de alimentación de los tableros de distribución en caso de que alguno de los transformadores esté in operativo o en falla.

Además el suministro de energía está asegurado con la instalación de dos grupos electrógenos que trabajan alternadamente, asumiendo toda la carga de la instalación mediante la interconexión de las barras de los tableros de distribución.

#### 3.2 Cálculo De La Potencia Nominal

El factor de utilización en los transformadores define el nivel de sobredimensionamiento que tiene un transformador, permitiendo saber cuanta carga de reserva se tiene para proyectar alguna modificación o ampliación de carga en el sistema.

El valor recomendable del factor de utilización del sistema esté entre 0.65 y 0.75, lo que deja como potencia de reserva alrededor del 30% de la capacidad del sistema, un valor ampliamente generoso para evitar la posterior sobrecarga del transformador.

Entonces se tiene la siguiente fórmula que define la potencia del transformador:

$$S_N = \frac{MD}{FU} \quad (3.1)$$

Donde:

$S_N$	:	Potencia nominal del Transformador
MD	:	Máxima Demanda medida
FU	:	Factor de Utilización recomendado

Se considera tener un factor de utilización de 0,7; y considerando la máxima demanda medida en el año (recibos de consumo eléctrico), entonces aplicando la fórmula (3.1) se obtiene la potencia nominal del transformador a adquirir:

$$S_N = \frac{270}{0,7} = 385.71 \text{KVA}$$

Según las capacidades normalizadas de transformadores de potencia, la capacidad nominal de los transformadores a adquirir es 400 KVA, de las siguientes características:

### 3.3 Características Del Transformador

Transformador de potencia con baño de aceite, con arrollamientos de cobre y núcleo de hierro laminado en frío, montaje interior, enfriamiento natural.

#### Condiciones de Servicio:

-	Potencia Nominal continua	400 KVA
-	Tensión Primaria	10 KV
-	Tensión Secundaria	0.23 KV
-	Frecuencia Nominal	60 Hz
-	Fases	3
-	Taps de regulación sin carga primaria de la tensión nominal	±2.5%, ±5%
-	Sobre elevación máxima de temperatura a plena carga	55°C
-	Conexión	Delta/estrella
-	Grupo de Conexión	Dyn5
-	Altura de operación	1000 msnm

### 3.4 Pérdidas De Energía En Transformador A Adquirir

Se obtienen las pérdidas de energía en los transformadores según las fórmulas (2.10) y (2.11) considerando los valores de la constante C correspondiente según la tabla 2.14 de manera similar a las obtenidas en el caso del transformador actual,

Tomando como valores de cálculo para hallar el nuevo factor de utilización, la tabla de máxima demanda N°2.8 y la potencia nominal calculada del nuevo transformador.

Entonces se tiene la siguiente tabla:

Tabla N°3.1: Tabla de Nuevo Factor de Utilización

	HP	HFP
TRANSFORMADOR N°1	0,35	0,30
TRANSFORMADOR N°2	0,33	0,30

Entonces se puede calcular las pérdidas en el cobre, para una tensión de cortocircuito del 5% en cada transformador; y para las pérdidas en el hierro se considera la tabla N°1.2.

Entonces se tiene la siguiente tabla:

Tabla N°3.2: Tabla de Pérdidas de Energía en los Transformadores de 400 KVA

	Pérdidas en el Cobre (W)		Fierro (kW)
	HP	HFP	
TRANSFORMADOR N°1	292.80	370.27	1.08
TRANSFORMADOR N°2	436.26	366.63	1.08

Por lo tanto se calculan las pérdidas totales en los transformadores:

Tabla N°3.3: Tabla de Pérdidas Totales de Energía

	HP	HFP
TRANSFORMADOR N°1	1.57	1.45
TRANSFORMADOR N°2	1.52	1.45
PERDIDAS TOTALES	3.09	2.90

En la tabla N°3.3 se visualizan las pérdidas (en kW) tanto en hora en punta como en hora fuera de punta. Es importante segregar estos datos, para el cálculo de ahorro de energía y su posterior cuantificación económica tanto en hora en punta como en hora fuera de punta.

### 3.5 Comparación de Pérdidas de Energía

Se comparan los resultados obtenidos para los transformadores actualmente instalados de 1000 KVA con los costes de pérdidas estimados para los transformadores de 400 KVA, obteniéndose la siguiente tabla comparativa:

Tabla N°3.4: Tabla Comparativa de Pérdidas de energía

	1000 KVA	400 KVA	%
HP	4.72	3.09	65%
HFP	4.88	2.90	59%

Verificando que la disminución de pérdidas corresponde a un 65 y 59 por ciento en hora en punta y hora fuera de punta respectivamente.

Por lo tanto se verifica un ahorro de energía visualizado en la tabla siguiente:

Tabla N°3.5: Tabla de Diferencia de Pérdidas de energía

	1000 KVA	400 KVA	TOTAL
HP	4.72	3.09	1.63
HFP	4.88	2.90	1.98

## CAPITULO IV EVALUACIÓN ECONÓMICA

### 4.1 Antecedentes

El cargo por energía eléctrica emitido por la empresa de distribución de tarifa en media tensión MT3, comprende una tarificación con doble medición de energía activa (en HP y HFP) y una medición de una potencia, las tarifas vigentes para la empresa de distribución Luz del Sur fueron obtenidas del portal Web de OSINERGMIN ([www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe)) y son visualizadas en el Anexo C:

### 4.2 Cálculos Económicos

Analizando la tabla de cargos a facturar para la tarifa MT3 ubicada en el Anexo C, se observa que la disminución en los costos por consumo eléctrico, debido a las pérdidas en los transformadores se da en los cargos de:

- Consumo de Energía en Hora Punta
- Consumo de Energía en Hora Fuera de Punta

Entonces se calcula el ahorro de energía debido a la disminución de pérdidas en los transformadores considerando que el número de horas al mes en la siguiente tabla

Tabla N°4.1: Número de Horas Evaluadas

	horas/dia	horas/mes
HP	5,00	150,00
HFP	19,00	570,00

Considerando la tabla N°3.5, tabla de diferencia de pérdidas, y la tabla N°4.1, Número de Horas Evaluadas, se obtiene la energía ahorrada por mes tanto en hora en punta y en hora fuera de punta:

Tabla N°4.2: Energía ahorrada

	kWh/mes
HP	244.64
HFP	1130.37

Del pliego tarifario ubicado en el Anexo C, se obtiene los cargos por energía activa para la tarifa MT3.

Cargo por Energía Activa en Punta	15,06 ctm. S/. /kW.h
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	12,10 ctm. S/. /kW.h

Entonces se define el ahorro mensual en hora en punta y en hora fuera de punta:

Tabla N°4.3: Ahorro económico mensual

	<b>S/.mes</b>
<b>HP</b>	36.84
<b>HFP</b>	136.77

Finalmente se obtiene el ahorro mensual y anual visualizado en la siguiente tabla:

Tabla N°4.4 Ahorro económico mensual y anual

	<b>S/.mes</b>	<b>S/.año</b>
	173.62	2083.40

La mejora en el factor de utilización de los transformadores de la Subestación Eléctrica del Sector 1 perteneciente al SENASA obtiene un ahorro mensual que proyectado al año, viene dado por:

**Ahorro anual                      S/. 2 083.40**

### 4.3 Proyección en el tiempo

4.4 En el presente estudio, se proyecta el cambio de dos transformadores de 1000 KVA cada uno, por otros dos transformadores de 400 KVA en consideración del bajo factor de utilización existente en los transformadores instalados.

4.5 Los transformadores de 400 KVA cuentan con un factor de utilización de mayor magnitud (pero no el recomendado), por lo que se concluye que el cambio de los transformadores es beneficioso disminuyendo los costos de energía facturados en el recibo de consumo eléctrico.

4.6 Un tema importante a evaluar en el proyecto es el costo inicial del transformador y su respectiva instalación, para esto investigamos en el portal web del Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado (SEACE) [15], donde se presentan los procesos de selección del estado y en este caso los precios base para la adquisición de transformadores de 400 KVA.

4.7 Se encontró la Adjudicación Directa Selectiva N° ADS-079-2008-ELSE de la Empresa Electro Sur Este S.A.A., donde se tiene los precios base (ver tabla N°4.5) de transformadores similares a los solicitados en el estudio.

Tabla N°4.5 Precio Base de Transformadores de 400 KVA

Nombre de Artículo	Cantidad Total	Precio Unitario	Monto Total
Transformador Trifásico de 400 KVA, 10.5/0.23 KV	2	S/. 41 258.87	<b>S/. 82 517.74</b>

Considerando la tabla N°4.4 y la tabla N°4.5, se halla el tiempo de retorno de la inversión inicial según la fórmula:

$$TR = \frac{MT}{A} \quad (4.1)$$

Donde:

TR : Tiempo de Retorno  
 MT : Monto Total  
 A : Ahorro

Utilizando la fórmula (4.1) se tiene:

$$TR = \frac{82\,517.74}{2083.40} = 39.60 \text{ años}$$

Por lo tanto la inversión inicial se recuperaría en 39.60 años por lo que el proyecto queda inviable desde el punto de vista económico.



## CONCLUSIONES:

1. La máxima demanda diaria de la planta es 257.1 kW obtenida escogiendo un día característico de la semana y con un máximo de 270 kW anual obtenido del registro histórico de los recibos de consumo eléctrico.
2. El factor de utilización de los transformadores es inferior al 15%, 14% en el transformador N°1 y 13% en el transformador N°2, por lo tanto se considera que los transformadores están sobredimensionados para el tipo de carga que alimentan, obteniendo pérdidas de energía tanto en los arrollamientos de cobre como en el núcleo de hierro.
3. En el análisis de los recibos de consumo eléctrico determinan una máxima demanda anual facturada de 270 kW, obteniendo un factor de utilización total de la planta de 0.14, considerándose muy bajo dado que este valor debe estar alrededor de 0.7 para que un sistema eléctrico trabaje eficientemente.
4. Con el cambio de transformadores se mejora el factor de utilización en ambos transformadores, asimismo se disminuye el costo de pérdidas de energía en los transformadores, logrando un ahorro económico mensual en los costes por energía.
5. Considerando el costo inicial del transformador se halla un tiempo de retorno de la inversión muy alto (39 años). Este tiempo de retorno califica de inviable el proyecto desde el punto de vista económico y el cambio de transformadores generaría un gasto innecesario para la empresa.
6. El estudio demuestra que un cambio de transformadores de distribución posterior a la instalación inicial es altamente costoso y como en este caso no es viable, evitando el mejoramiento del factor de utilización y que los transformadores trabajen eficientemente, elevando innecesariamente los costos de energía.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**PARAMETROS OBTENIDOS DE ANALIZADORES DE REDES DE SS.EE. N°2M**  
**SUBESTACIÓN ELECTRICA N°2M**  
**DATOS TOMADOS EN ANALIZADOR DE REDES DE LA CELDA DE LLEGADA**

Fase	Volts (V)			Corriente (I)			Factor de Potencia	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente (kVA)	Energía Activa (MWh)	Energía Activa Acumulada (MWh)	Energía Reactiva (MVARh)	Energía Reactiva Acumulada (MVARh)
	L1-2	L1-3	L2-3	L1	L2	L3								
07:00	9,78	9,7	9,77	10,4	9,7	10,5	0,978	164,1	34,9	167,77		7088,313		2323,93
08:00	9,68	9,6	9,72	10,7	10,1	10,1	0,988	199,9	28,2	201,88	139,00	7088,452	25,00	2323,955
09:00	9,72	9,71	9,82	13,1	12,3	13,2	0,974	221,2	51,3	227,07	254,00	7088,706	51,00	2324,006
10:00	9,81	9,75	9,83	15,7	15,3	15,88	0,976	257,1	56	263,13	251,00	7088,957	59,00	2324,065
11:00	9,89	9,81	9,91	13,7	14	13,3	0,95	218,5	74,8	230,95	310,00	7089,267	75,00	2324,14
12:00	9,99	9,97	10	14,8	14,3	13,8	0,957	235,5	71,6	246,14	189,00	7089,456	49,00	2324,189
13:00	9,97	9,89	9,98	11,3	11	11,7	0,981	190,9	34,1	193,92	213,00	7089,669	57,00	2324,246
14:00	9,9	9,84	9,94	12,4	12,3	12,9	0,971	208,7	52,4	215,18	221,00	7089,89	71,00	2324,317
15:00	9,91	9,84	9,94	15,2	15,2	15,5	0,954	222,4	69,7	233,07	223,00	7090,113	59,00	2324,376
16:00	9,94	9,86	9,97	15,1	14,9	14,7	0,971	250,2	54,3	256,02	213,00	7090,326	57,00	2324,433
17:00	9,97	9,89	9,99	10,4	10,4	10,8	0,931	167,7	66,7	180,48	199,00	7090,525	51,00	2324,484
18:00	10,01	9,92	10,02	10,2	10,1	10,5	0,951	167,1	55,5	176,08	176,00	7090,701	56,00	2324,54
19:00	9,63	9,55	9,64	9,6	9	9,8	0,967	143	38,7	148,14	134,00	7090,835	43,00	2324,583

20:00	9,72	9,69	9,81	7,7	9,1	9,6	0,96	122,2	35,9	127,36	134,00	7090,969	44,00	2324,627
21:00	9,86	9,77	9,87	9,3	8,7	10	0,958	185	45,3	190,47	154,00	7091,123	47,00	2324,674
22:00	9,88	9,79	9,89	9,4	8,7	10	0,961	170	48,9	176,89	148,00	7091,271	48,00	2324,722
23:00	9,91	9,82	9,91	9,5	8,7	10	0,963	155	52,6	163,68	149,00	7091,42	49,00	2324,771
00:00	9,85	9,77	9,86	9,4	8,3	9,7	0,956	142,4	47,7	150,18	165,00	7091,585	46,00	2324,817
01:00	9,79	9,69	9,81	8,7	7,6	8,6	0,933	130,3	50,8	139,85	123,00	7091,708	35,00	2324,852
02:00	9,79	9,7	9,82	9,5	8,2	9,4	0,952	144,4	46,4	151,67	135,00	7091,843	43,00	2324,895
03:00	9,78	9,71	9,82	10,3	8,8	10,2	0,97	158,4	41,9	163,85	135,00	7091,978	46,00	2324,941
04:00	9,81	9,72	9,93	10,1	8,8	10,3	0,968	160,5	40,6	165,56	181,00	7092,159	47,00	2324,988
05:00	9,85	9,76	9,87	10,9	7,8	9,2	0,962	144,7	39,88	150,09	139,00	7092,298	36,00	2325,024
06:00	9,8	9,71	9,82	9,1	8	9	0,951	142,3	41,6	148,26	176,00	7092,474	47,00	2325,071
07:00	9,69	9,62	9,72	11,4	10,1	11,3	0,96	141,6	40,3	147,22	111,00	7092,585	31,00	2325,102

SUBESTACIÓN ELECTRICA N°2M  
DATOS TOMADOS EN ANALIZADOR DE REDES DEL TRANSFORMADOR N°1

Fase	Volts (V)			Corriente (I)			Factor de Potencia	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente (kVA)	Energía Activa (MWh)	Energía Activa Acumulada (MWh)	Energía Reactiva (MVARh)	Energía Reactiva Acumulada (MVARh)
	L1-2	L1-3	L2-3	L1	L2	L3								
07:00	223,5	221,6	222,3	228	232	263	0,994	90,3	9,45	90,79		3631,02		696,985
08:00	220,8	219,2	220,8	243	237	246	0,99	109,6	13,4	110,42	77,00	3631,097	9,00	696,994
09:00	224,3	222,2	223,1	310	312	325	0,991	121,7	16,5	122,81	128,00	3631,225	18,00	697,012
10:00	224,1	222	223,6	378	362	373	0,978	140,4	30,4	143,65	123,00	3631,348	20,00	697,032
11:00	225,8	223,7	224,9	348	329	347	0,969	125,5	32,8	129,72	161,00	3631,509	30,00	697,062
12:00	228,3	226,4	227,9	335	321	335	0,985	128,1	22,3	130,03	102,00	3631,611	20,00	697,082
13:00	228,4	226,5	227,6	203	210	222	0,998	77,5	4,8	77,65	102,00	3631,713	13,00	697,095
14:00	226,7	224,8	226,4	235	221	235	0,983	91,5	20,4	93,75	103,00	3631,816	24,00	697,119
15:00	226,8	224,7	226,3	333	319	330	0,968	93,3	24,1	96,36	97,00	3631,913	18,00	697,137
16:00	228,1	226,3	227,31	218	223	236	0,997	87,1	6,99	87,38	92,00	3632,005	14,00	697,151
17:00	228,6	226,1	227,6	203	184	196	0,954	72,9	28	78,09	87,00	3632,092	12,00	697,163
18:00	229,9	227,2	229	187	186	206	1	75,25	1,5	75,26	84,00	3632,176	7,00	697,17
19:00	220,5	218,4	220,3	181	181	203	0,98	70,44	15,92	72,22	66,00	3632,242	10,00	697,18
20:00	224,2	222,3	224	285	276	190	0,967	101,2	17,82	102,76	71,00	3632,313	17,00	697,197
21:00	224,8	223,4	225,3	209	197	210	0,966	77,22	19,07	79,54	78,00	3632,391	20,00	697,217

22:00	226,9	224,9	226,8	209	204	221	0,968	81,35	23,49	84,67	78,00	3632,469	20,00	697,237
23:00	228,8	226,4	228,2	207	210	230	0,962	85,08	28,19	89,63	77,00	3632,546	21,00	697,258
00:00	225,6	223,5	225,5	170	171	192	0,967	66,9	17,56	69,17	82,00	3632,628	11,00	697,269
01:00	224	221,9	224,1	171	156	174	0,968	62,42	16,65	64,60	66,00	3632,694	17,00	697,286
02:00	224,1	221,8	224,2	179	169	189	0,971	65,81	17,01	67,97	101,00	3632,795	17,00	697,303
03:00	224	221,9	224,1	188	183	200	0,972	69,19	17,36	71,33	102,00	3632,897	18,00	697,321
04:00	223,5	222,4	224,2	170	172	192	0,966	70,54	18,52	72,93	23,00	3632,92	24,00	697,345
05:00	225,5	223,4	225,4	200	193	217	0,97	73,26	16,68	75,13	68,00	3632,988	18,00	697,363
06:00	224,2	222,1	223,7	261	185	195	0,965	82,25	19,54	84,54	84,00	3633,072	22,00	697,385
07:00	224,7	222,3	223,8	170	169	184	0,955	64,62	19,77	67,58	56,00	3633,128	16,00	697,401

SUBESTACIÓN ELECTRICA N°2M  
DATOS TOMADOS EN ANALIZADOR DE REDES DEL TRANSFORMADOR N°2

Fase	Volts (V)			Corriente (I)			Factor de Potencia	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente (kVA)	Energía Activa (MWh)	Energía Activa Acumulada (MWh)	Energía Reactiva (MVARh)	Energía Reactiva Acumulada (MVARh)
	L1-2	L1-3	L2-3	L1	L2	L3								
07:00	222,7	220,2	222,4	166	145	163	0,997	58,5	5,2	58,73		3135,395		626,231
08:00	220,8	218,9	220,2	231	227	250	0,988	88,2	13,6	89,24	58,00	3135,453	6,00	626,237
09:00	223,6	221,2	223	324	302	279	0,98	114,2	23,1	116,51	123,00	3135,576	49,00	626,286
10:00	223,8	221,5	223,7	239	326	309	0,987	126,3	20,1	127,89	123,00	3135,699	0,00	626,286
11:00	225,5	223,2	225,2	344	364	341	0,969	132,1	33,2	136,21	141,00	3135,84	32,00	626,318
12:00	227,9	225,6	227,7	282	283	276	0,961	106,2	30,7	110,55	81,00	3135,921	18,00	626,336
13:00	228,1	225,6	227	274	253	232	0,954	92,5	28,7	96,85	104,00	3136,025	26,00	626,362
14:00	226,5	224,2	226,2	278	271	257	0,986	106,6	20,1	108,48	112,00	3136,137	30,00	626,392
15:00	226	223,3	225,8	319	319	298	0,984	121,1	25,6	123,78	118,00	3136,255	25,00	626,417
16:00	227,8	225,3	227,5	288	261	246	0,981	115,1	23,2	117,41	116,00	3136,371	26,00	626,443
17:00	227,9	225	227,6	249	267	231	0,954	93,1	29,2	97,57	102,00	3136,473	22,00	626,465
18:00	228,2	225,1	227,8	206	232	182	0,952	77,9	24,9	81,78	89,00	3136,562	29,00	626,494
19:00	220,6	217,8	220,2	160	193	177	0,999	65,48	3,71	65,59	100,00	3136,662	18,00	626,512
20:00	223,3	222	224,4	142	131	137	0,996	52,62	4,6	52,82	17,00	3136,679	16,00	626,528
21:00	224,8	223,1	225,2	177	192	200	0,981	72,15	13,08	73,33	65,00	3136,744	9,00	626,537

22:00	227,3	224,9	227,2	168	194	194	0,987	68,86	10,35	69,63	68,00	3136,812	12,00	626,549
23:00	229,8	226,8	229,2	159	196	187	0,993	65,58	7,59	66,02	68,00	3136,88	11,00	626,56
00:00	226,3	223,4	225,7	147	148	183	0,999	65,62	2,05	65,65	69,00	3136,949	11,00	626,571
01:00	223,9	221,2	223,9	161	178	180	0,942	31,49	22,17	38,51	54,00	3137,003	7,00	626,578
02:00	224,1	221,4	223,5	169	183	200	0,966	56,27	15,36	58,33	59,00	3137,062	7,00	626,585
03:00	224,3	221,7	224	177	187	220	0,989	81,05	8,54	81,50	59,00	3137,121	9,00	626,594
04:00	225,1	222,4	224,7	182	195	223	0,996	77,39	7,16	77,72	86,00	3137,207	13,00	626,607
05:00	224,4	223,2	225,2	172	168	202	0,998	67,35	6,67	67,68	69,00	3137,276	5,00	626,612
06:00	224,7	222,4	224,3	154	146	178	0,999	60,29	3,21	60,38	81,00	3137,357	6,00	626,618
07:00	224,9	222	223,7	148	176	210	0,994	60,49	5,61	60,75	54,00	3137,411	5,00	626,623



## ANEXO B

### DATOS OBTENIDOS DE RECIBOS DE CONSUMO ELÉCTRICO DE LUZ DEL SUR

Año : 2008

Tarifa Actual : MT3

	Consumo Energía Hora Punta (HP)	Consumo Energía Fuera Punta (HFP)	Consumo Energía Reactiva Inductiva	Potencia Generación Presente en Punta	Potencia Distribución Presente en Punta	Total
Mes						
Enero	S/. 2 287,06	S/. 9 722,54	S/. 214,57	S/. 4 952,50	S/. 2 415,81	S/. 24 830,54
Febrero	S/. 2 585,00	S/. 10 918,77	S/. 105,71	S/. 5 296,46	S/. 2 738,63	S/. 27 371,94
Marzo	S/. 2 245,43	S/. 10 220,69	S/. 57,79	S/. 5 085,60	S/. 2 793,10	S/. 25 832,44
Abril						S/. -
Mayo	S/. 2 002,84	S/. 8 442,72	S/. 97,32	S/. 3 830,19	S/. 2 945,60	S/. 21 999,09
Junio	S/. 2 231,39	S/. 9 052,88	S/. 222,19	S/. 3 545,98	S/. 2 954,17	S/. 22 968,65
Julio	S/. 2 218,37	S/. 8 631,83	S/. 110,17	S/. 3 418,59	S/. 2 997,68	S/. 22 132,89
Agosto						S/. -
Septiembre	S/. 2 092,68	S/. 8 387,81	S/. 189,33	S/. 3 284,80	S/. 2 854,05	S/. 20 923,86
Octubre	S/. 2 193,88	S/. 8 939,25	S/. 139,13	S/. 3 728,56	S/. 2 504,70	S/. 22 291,84
Noviembre	S/. 2 736,80	S/. 12 027,46	S/. 71,23	S/. 4 125,67	S/. 2 582,83	S/. 27 101,60
Diciembre	S/. 2 821,38	S/. 11 945,27	S/. 52,18	S/. 4 429,62	S/. 2 816,00	S/. 27 832,91

**DATOS DE ENERGÍA Y POTENCIA CONSIDERADOS EN EL RECIBO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA**

	Energía Activa (kW.h)		Demanda (kW)		Energía Reactiva (kVAR.h)	
	HP	HFP	HP	HFP	Registrado	Facturado
Enero	16430,00	90780,00	170,00	250,00	37780,00	5617,00
Febrero	18800,00	102620,00	190,00	270,00	39230,00	2804,00
Marzo	16390,00	96240,00	180,00	260,00	35330,00	1541,00
Abril						
Mayo	15550,00	85280,00	160,00	230,00	32960,00	2711,00
Junio	17570,00	92850,00	160,00	220,00	39230,00	6104,00
Julio	17440,00	88260,00	160,00	210,00	34640,00	2930,00
Agosto						
Septiembre	17410,00	91670,00	150,00	210,00	37800,00	5076,00
Octubre	17020,00	91310,00	160,00	220,00	36170,00	3671,00
Noviembre	17600,00	98910,00	160,00	240,00	36770,00	1817,00
Diciembre	17700,00	95030,00	190,00	260,00	35140,00	1321,00

## **ANEXO C**

**CALCULO EMPÍRICO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS DEVANADOS  
SECUNDARIOS DE LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS (1000-2500 kVA)  
VARIANDO LA CORRIENTE DE CARGA**

**“Cálculo empírico de las pérdidas de potencia en los devanados secundarios de los transformadores trifásico (1000-2500KVA) variando la corriente de carga”, en contraste con los resultados obtenidos con el simulador EDSA**

(Electrical Desing System Advange)

**Antecedentes.**

El cálculo de las pérdidas en los transformadores ha sido siempre un tema de interés en el sector industrial, mas que nada para quienes tienen a su cargo el diseño de estas máquinas y para quienes los operan cuando estos realizan su función, con el fin de obtener de ellos siempre la mayor eficiencia en el momento de su funcionamiento bajo determinadas condiciones.

Los transformadores pueden ser en general máquinas monofásicas o trifásica fijas (no rotativas) que transforman los niveles de tensión en valores superiores (elevadores) o inferiores (reductores) de tensión según lo requiera el sistema industrial. Estos aparatos de potencia son las máquinas eléctricas de mayor eficiencia con un 95% aprox.

El otro 5% se reparte en las diferentes pérdidas que se producen en el transformador.

- Pérdidas por la corriente de magnetización en el primario, que son fijas independientemente de la carga que suministre. También llamadas pérdidas de vacío.
- Pérdidas de cobre en los devanados primario y secundario, que varía dependiendo de la corriente de carga por efecto Joule.

Sin embargo hay otro parámetro importante conocido llamado **“Impedancia de cortocircuito (Z%)”**, que es aquella que limita la corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) en el momento de una falla trifásica, por lo tanto se puede decir de forma muy aproximada que la  $I_{cc}$  de un transformador trifásico puede determinarse con la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z\%}$$

donde  $I_n$  es la corriente nominal del transformador.

Existe además otra fórmula aproximada que también es función de la variable Z% característica o impedancia de cortocircuito que puede aplicarse para calcular las pérdidas en los secundario de los transformadores cuando la corriente que fluye a través de ellos es diferente de la nominal.

$$Perdidas (w) = C * KVA * \left( \frac{I_c \arg a}{I_{nom}} \right)^2 * Z(p.u.)$$

donde C, depende de la dimensión del transformador.

## Introducción.

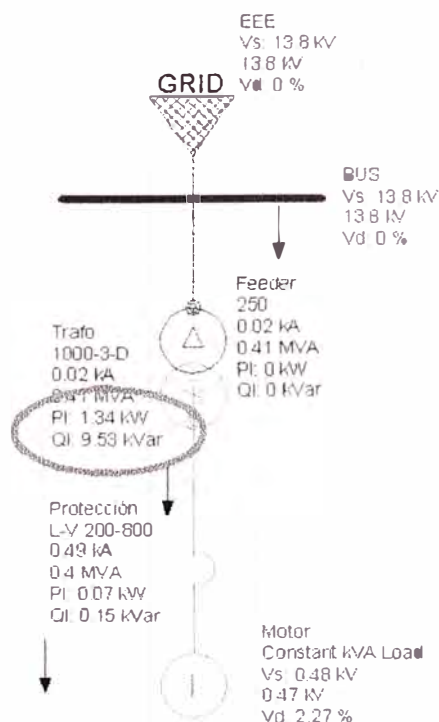
El uso de fórmulas empíricas en el desarrollo de proyectos o en algún cálculo de ingeniería, siempre produce algún tipo de inseguridad en el resultado por parte de quien lo interpreta.

Hoy en día gran parte de los proyectistas estiman sus datos con el uso de programas simuladores, olvidándose muchas veces del origen de las fórmulas reales o aproximadas que producen esos resultados.

Muchas veces algunas fórmulas empíricas son solo válidas en un rango determinado de valores y no pueden ser generalizadas para toda la extensión de un conjunto de datos de entrada. De manera mas específica y para este caso en concreto, donde la fórmula que trata de explicarse a continuación calcula las pérdidas en los secundarios de los transformadores bajo carga, se probará entonces que esta no será valida para toda la gama de potencias en KVA de los transformadores trifásicos, con la salvedad de que esta sea modificada variando la constante C de la fórmula en cuestión.

Para realizar el contraste de dicha fórmula empírica con cálculos teóricos se usará el software de simulación eléctrica **EDSA** con el fin de hacer un trabajo bi-direccional, es decir verificar que los datos teóricos son los mismos o muy aproximados (error <5%) a los obtenidos con el simulador y viceversa, es decir verificar que el simulador entrega valores muy aproximados a los esperados, generando la confianza necesaria al usuario en futuros cálculos con el uso de simulador.

Por lo tanto en las líneas siguientes de este reporte se intentará contrastar las similitudes que las fórmulas teóricas presentan vs. los resultados que el simulador entrega en el **estudio de las pérdidas** bajo carga en el secundario de los transformadores trifásicos de potencia en un sistema industrial.



## Objetivo.\_

Contrastar los datos obtenidos mediante fórmulas empíricas con los datos obtenidos por el simulador.  
Dar la seguridad al usuario de que los datos presentados por el simulador son los valores esperados.  
Incentivar el uso del software simulador EDSA en el cálculo de pérdidas en los transformadores.

## Procedimiento.

Para realizar el contraste de los datos calculados seguiremos los siguientes pasos:

- 1) Seleccionaremos un rango de potencias de transformadores (KVA)

**1000 – 2500 KVA; C=1.4142**

- 2) Luego, del rango anterior seleccionado se toma un valor de prueba.

**1000 KVA; C=1.4142**

- 3) Se determina entonces la corriente nominal en el lado de BT (480 V) que el transformador es capaz de entregar.

**In = 1204,24 Amp.**

- 4) Se determinarán los valores de pérdidas por el método teóricos y por simulador variando el porcentaje de la carga (motor trifásico) en KVA.

Pot (KVA) Mot	Perd. Activas Trafo EDSA (W)	Perd. Activas Trafo Teóricas (W)
	80	78,18
	320	312,72
	1280	1250,91
	2993	2924,85
	5394	5271,41
	8548	8353,77
	12490	12206,36
	17259	16866,63

- 5) Se establece entonces la diferencia porcentual que existe entre los datos calculados y los simulados

**Pot (KVA) Mot Diferencia de resultados (%)**

**2,3%**

**2,3%**

**2,3%**

**2,3%**

**2,3%**

**2,3%**

**2,3%**

**2,3%**

- 6) Se observa que la diferencia entre los dos resultados obtenidos son menores a 5%
- 7) Se repite el procedimiento desde el paso 2) para otro valor de KVA del rango seleccionado en 1)
- 8) Entonces, del rango seleccionado en 1) se toma otro valor de prueba.

**2000 KVA; C=1.4142**

- 9) Se determina entonces la corriente nominal en el lado de BT (13.2 Kv) que el transformador es capaz de entregar.

**In = 87,58 Amp.**

- 10) Se determinarán los valores de pérdidas por el método teóricos y por simulador variando el porcentaje de la carga (motor trifásico) en KVA.

Pot (KVA) Mot	Perd. Activas Trafo EDSA (W)	Perd. Activas Trafo Teóricas (W)
	4529	4362,05
	6569,30	6326,62
	9007,10	8674,71
	11851,00	11414,82
	15118,50	14555,48
	18802,00	18109,30
	22934,60	22086,20
	27514,90	26496,18

- 11) Se establece entonces la diferencia porcentual que existe entre los datos calculados y los simulados

Pot (KVA) Mot	Diferencia de fórmulas (%)
	4%
	4%
	4%
	4%
	4%
	4%
	4%
	4%

- 12) Se observa que la diferencia entre los dos resultados obtenidos son menores a 5%
- 13) Se repite por tercera vez el procedimiento desde el paso 2) para otro valor de KVA del rango seleccionado en 1), para así verificar el contraste de los resultados en toda su extensión

14) Entonces, del rango seleccionado en 1) se toma otro valor de prueba.

**2500 KVA; C=1.4142**

15) Se determina entonces la corriente nominal en el lado de BT (13.2 Kv) que el transformador es capaz de entregar.

**In = 109.48 Amp.**

16) Se determinarán los valores de pérdidas por el método teóricos y por simulador variando el porcentaje de la carga (motor trifásico) en KVA.

Pot (KVA) Mot	Perd. Activas Trafo EDSA (W)	Perd. Activas Trafo Teóricas (W)
	10893	11477,53
	13529,1	14253,51
	16465,6	17347,32
	19715,6	20752,41
	23275,6	24524,77
	27164,6	28620,97
	31392,8	33062,31

17) establece entonces la diferencia porcentual que existe entre los datos calculados y los simulados

Pot (KVA) Mot	Diferencia de fórmulas
10893	-5%
13529,1	-5%
16465,6	-5%
19715,6	-5%
23275,6	-5%
27164,6	-5%
31392,8	-5%

18) Se observa que la diferencia entre los dos resultados obtenidos son menores a 5%



Si se cambia el valor de la potencia fuera del rango seleccionado en 1), la diferencia entre los datos calculados y los simulados es mayor al 5%.

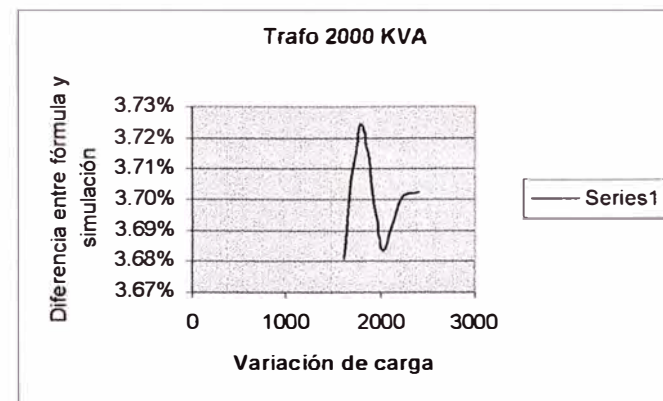
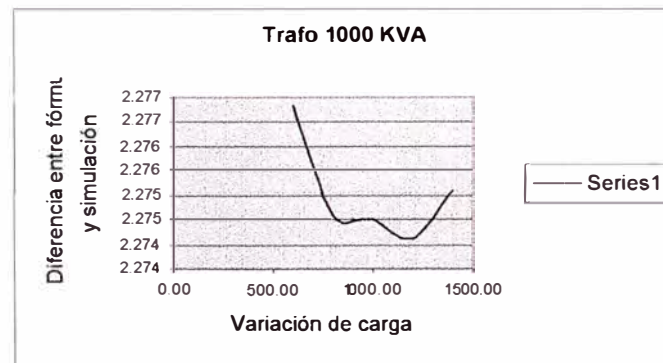
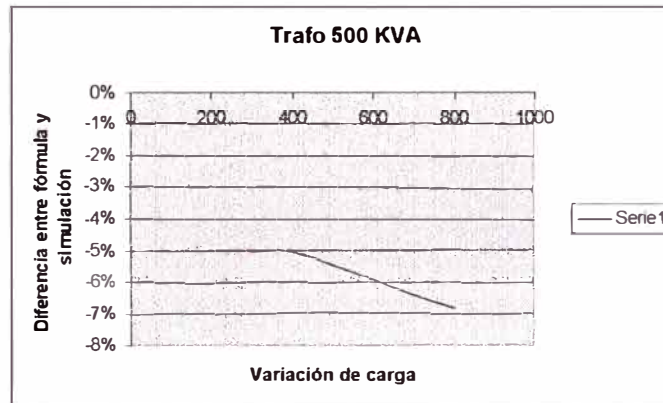
Para que la fórmula antes seleccionada y que se muestra a continuación,

$$Perdidas.(w) = C * KVA * \left( \frac{Ic \arg a}{Inom} \right)^2 * Z(pu)$$

se ajuste para realizar un contraste con los datos simulados de transformadores de *KVA* mayores a 2500 y menores a 500 con diferencia menores a un 5%, se deberá cambiar el valor de *C* de la fórmula.

En pruebas realizadas con el simulador EDSA, el valor de *C* para valores alrededor de 500 *KVA* es igual a **2** y para valores alrededor de 3000 *KVA* es igual a **1**.

### Gráficos



### **Conclusión.**

Se ha demostrado que para transformadores trifásicos industriales de rango entre 1000 KVA y 2500 KVA de potencia, el contraste de los resultados obtenidos con respecto a las pérdidas a través de una fórmula empírica y el simulador EDSA **son inferiores al 5%.**

Se ha concienciado al usuario del simulador y al proyectista de la ingeniería de la efectividad de un programa simulador de sistemas de potencia como lo es **EDSA**, incentivado **el ahorro de tiempo** en cálculos y en **rectificación de errores.**

**ANEXO E**

**COPIA DE DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO  
DEL SECTOR 1 DEL SENASA**

## BIBLIOGRAFÍA

### Libros De Consulta

- [1]. INSTALACIONES ELÉCTRICAS, Antoni García Pascual, Xavier Alabern Morera, Universitat Oberta de Catalunya, Macombo 2005, Págs 294, 298, 303,  
<http://books.google.com.pe/books?id=e15e7395e50C>
- [2]. CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – UTILIZACIÓN, Resolución Ministerial N° 037-2006-MEM/DM, Dirección General de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas
- [3]. DETERMINACIÓN DEL EXCESO DE POTENCIA DE SUMINISTROS EN BAJA TENSION Y NORMALIZACIÓN DE POTENCIAS A CONTRATAR, Directiva N° 001-86-EM/DGE, Dirección General de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas
- [4]. TRANSFORMADORES DE POTENCIA, MEDIDA Y PROTECCIÓN, Enrique Ras, 7ma Edición, Pag 38.
- [5]. TRANSFORMADORES Y MOTORES DE INDUCCIÓN, Enrique Harper, 4ta Edición, Pag 126.
- [6]. EVALUACIÓN PRIVADA DE PROYECTOS, Segunda Edición, Arlette Beltran, Universidad del Pacífico.
- [7]. VADEMECUM DE ELECTRICIDAD, E.A. Reeves, Editorial Reverté, Pág 192  
<http://books.google.com.pe/books?id=vooG0-bQ4SkC>
- [8]. Apuntes del curso de CONTROL DE CALIDAD DE MÁQUINAS ELÉCTRICAS del 10mo Programa De Titulación Profesional por Actualización de Conocimientos en Ingeniería Eléctrica.
- [9]. EXPEDIENTE TÉCNICO VOLUMEN N°4 Instalaciones Electromecánicas, SENASA-Dyctel
- [10]. MANUAL DE USUARIO de Analizador de Redes Carlo Gavazzi, Modelo WM3-96

### Páginas Web

- [11]. Cálculo empírico de pérdidas de potencia en los devanados secundarios de los transformadores trifásicos (1000 – 2500 KVA) variando la corriente de carga”; Julio Carlos Arosemena  
[www.caesoft.com](http://www.caesoft.com)
- [12]. Portal Web de la Municipalidad Distrital de La Molina

<http://www.munimolina.gob.pe>

[13]. Portal Web del Ministerio de Energía y Minas

<http://www.minem.gob.pe>

[14]. Portal Web del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN

<http://www.osinerg.gob.pe>

[15]. Portal Web del Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado - SEACE

<http://www.seace.gob.pe>

S.E. N° 456  
LUZ DEL SUR  
(EXISTENTE)

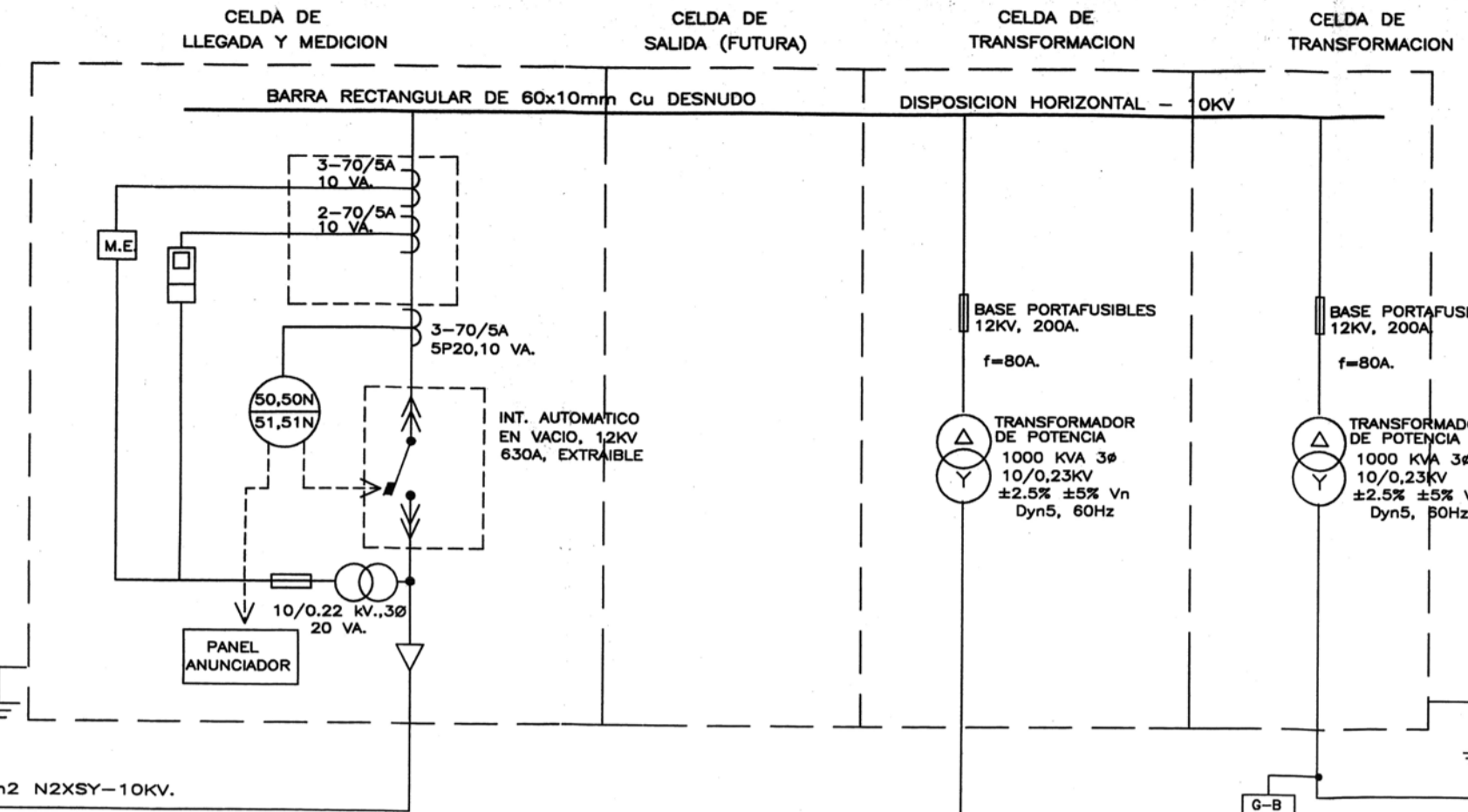
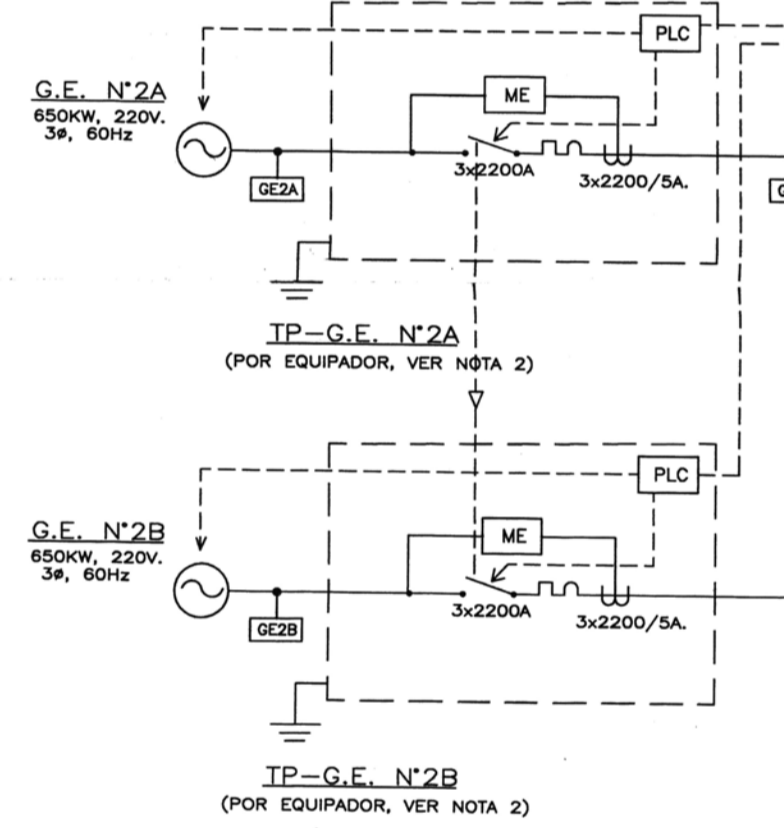


DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION ELECTRICA N° 2M  
(S.E. N°2M - MOSCAMED)



CLAVE	DESCRIPCION
AM1	3-1x10mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 35mm <sup>2</sup> PVC-P
AM2	3-1x16mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 35mm <sup>2</sup> PVC-P
AM3	3-1x35mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 50mm <sup>2</sup> PVC-P
AM4	3-1x25mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 40mm <sup>2</sup> PVC-P
AM5	3-1x10mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 35mm <sup>2</sup> PVC-P
AM6	3-1x25mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 40mm <sup>2</sup> PVC-P
AM7	3-1x25mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 40mm <sup>2</sup> PVC-P
AM8	3-1x10mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 35mm <sup>2</sup> PVC-P
FM1	3-1x95mm <sup>2</sup> THW +1x35(1) - 80mm <sup>2</sup> PVC-P
FM2	3-1x50mm <sup>2</sup> THW +1x16(1) - 65mm <sup>2</sup> PVC-P
FM3	3-1x50mm <sup>2</sup> THW +1x16(1) - 65mm <sup>2</sup> PVC-P
FM4	3-1x35mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 50mm <sup>2</sup> PVC-P
FM5	3-1x120mm <sup>2</sup> THW +1x35(1) - 80mm <sup>2</sup> PVC-P
FM6	3-1x70mm <sup>2</sup> THW +1x25(1) - 65mm <sup>2</sup> PVC-P
FM7	3-1x35mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 50mm <sup>2</sup> PVC-P
FM8	3-1x50mm <sup>2</sup> THW +1x16(1) - 65mm <sup>2</sup> PVC-P
FM9	2(3-1x240mm <sup>2</sup> THW)+1x50mm <sup>2</sup> (1) - 2(100 mm <sup>2</sup> PVC-P)
FM10	2(3-1x240mm <sup>2</sup> THW)+1x50mm <sup>2</sup> (1) - 2(100 mm <sup>2</sup> PVC-P)
FM11	3-1x50mm <sup>2</sup> THW +1x16(1) - 65 PVC-P
FM12	3-1x35mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 50 PVC-P
FM13	3-1x25mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 40 PVC-P
FM14	3-1x16mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 35 PVC-P
FM15	3-1x16mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 35 PVC-P
FM16	3-1x95mm <sup>2</sup> THW +1x35(1) - 80 PVC-P
FM17	3-1x50mm <sup>2</sup> THW +1x16(1) - 65 PVC-P
FM18	3-1x70mm <sup>2</sup> THW +1x25(1) - 65 PVC-P
FM19	2(3-1x120mm <sup>2</sup> THW)+1x50mm <sup>2</sup> (1) - 2(80 mm <sup>2</sup> PVC-P)
FM20	BARRA
G-A	6(3-1x500mm <sup>2</sup> THW)+1x95mm <sup>2</sup> (1) - CANALETA
G-B	6(3-1x500mm <sup>2</sup> THW)+1x95mm <sup>2</sup> (1) - CANALETA
GE2A	5(3-1x500mm <sup>2</sup> THW)+1x95mm <sup>2</sup> (1) - CANALETA
GE2B	5(3-1x500mm <sup>2</sup> THW)+1x95mm <sup>2</sup> (1) - CANALETA
ACI-2M	3-1x35mm <sup>2</sup> THW +1x10(1) - 50 PVC-P
BC1	3(3-1x240mm <sup>2</sup> NYT)+1x95mm <sup>2</sup> (1) - 3(100mm <sup>2</sup> ) PVC-P
BC2	3(3-1x240mm <sup>2</sup> NYT)+1x95mm <sup>2</sup> (1) - 3(100mm <sup>2</sup> ) PVC-P

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO

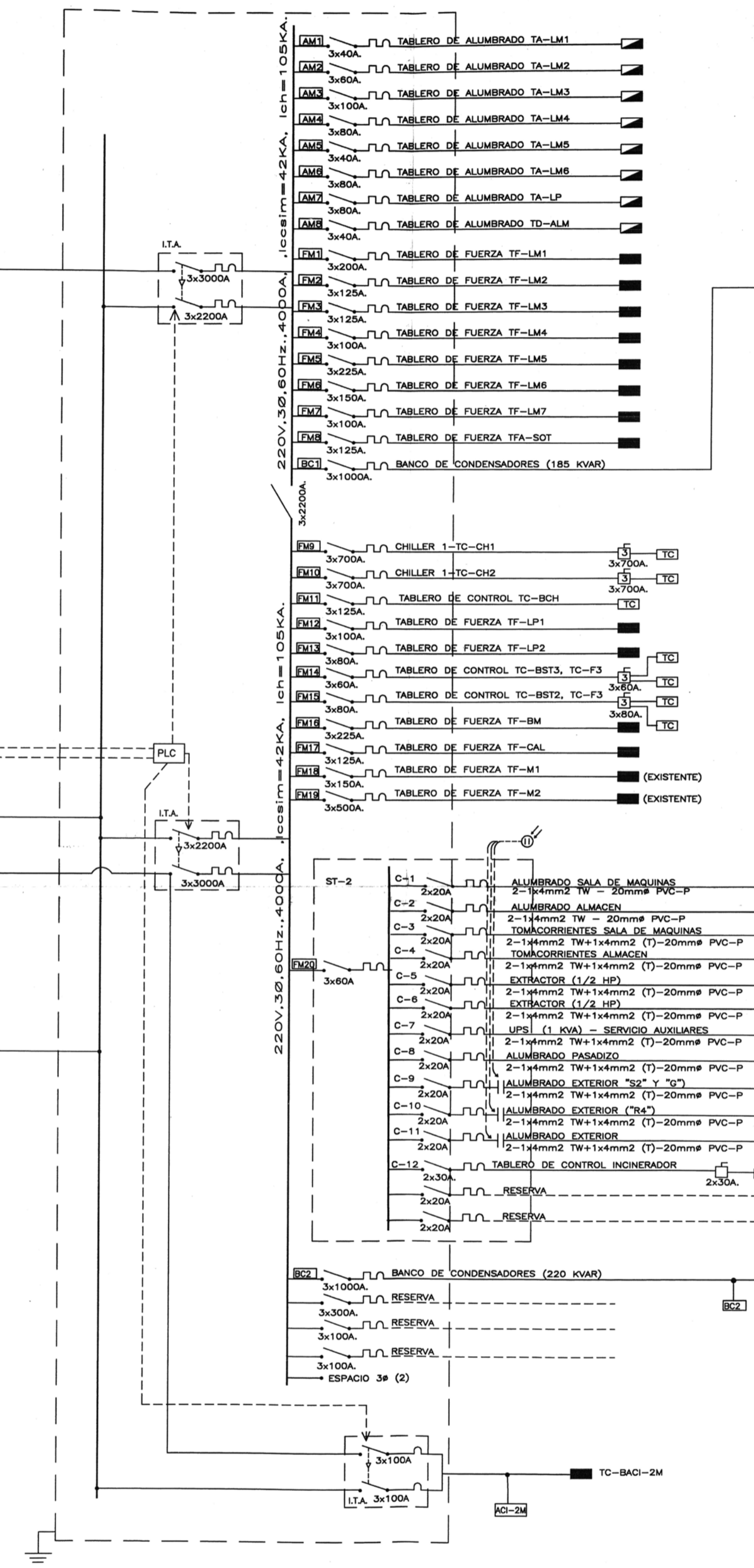
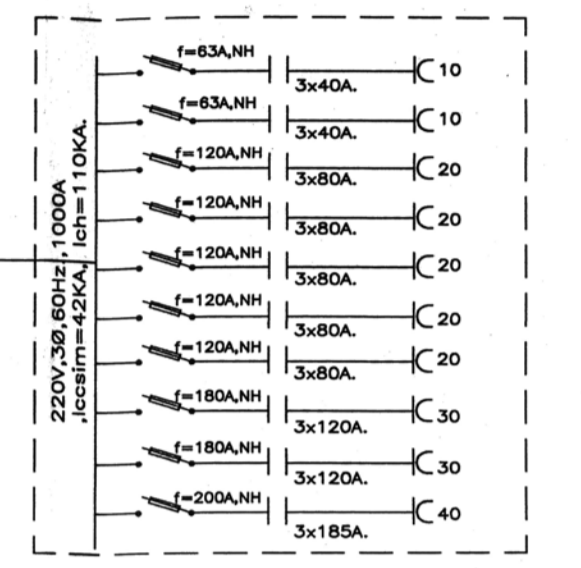
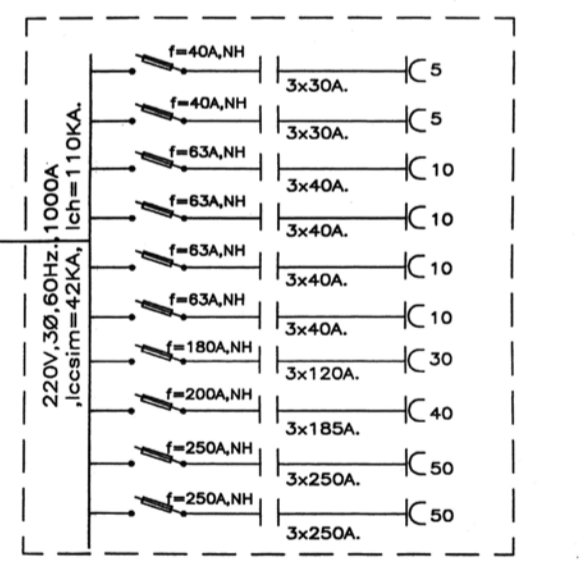


DIAGRAMA UNIFILAR TABLERO GENERAL N° 2M (TG-2M)



BANCO DE CONDENSADORES (BC1)  
(220 KVAR, 3φ, 60HZ. - 10 PASOS)



BANCO DE CONDENSADORES (BC2)  
(220 KVAR, 3φ, 60HZ. - 10 PASOS)

- NOTAS:
- LOS CABLES DE TIERRA SERAN TIPO TW CON AISLAMIENTO TERMOPLASTICO DE COLOR AMARILLO.
  - LOS TABLEROS DE PROTECCION DE LOS GRUPOS ELECTROGENOS (TP-GE), TENDRAN ADENAS DE LOS DISPOSITIVOS INDICADOS, TODOS LOS ELEMENTOS DE CONTROL Y PROTECCION INDICADOS EN LAS ESPECIFICACIONES TERMICAS Y LOS QUE SEAN NECESARIOS PARA SU BUEN FUNCIONAMIENTO.
  - TODOS LOS ESTABILIZADORES Y UPS CONTARAN CON SUS RESPECTIVOS TRANSFORMADORES DE AISLAMIENTO, DEBIENDO SER LAS SALIDAS POLARIZADAS. DE TAL FORMA QUE EN LOS SISTEMAS MONOFASICOS SE TENDRA UNA FASE CONECTADA A TIERRA; EN LOS CASOS DE LOS SISTEMAS TRIFASICOS, EL TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO SERA 220/380V, DELTA/ ESTRELLA CON EL NEUTRO DEL SECUNDARIO CORRIDO Y CONECTADO A TIERRA (REFERENCIA CERO)

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
PROYECTO: ESTUDIO DE LOS COSTOS DE PERDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION SOBREDIMENSIONADOS	PLANO: IE S1-13	
DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR - SECTOR 1		
DISEÑO: CARLOS R. ATARAMA CORDOVA	FECHA: MAYO-2000	DISTRITO: LA MOLINA
ASesor: ING. MANUEL CARRANZA AREVALO	ESCALA: S/E	PROVINCIA: LIMA
	DIBUJADO: L. SUMARRIVA	REGION: LIMA