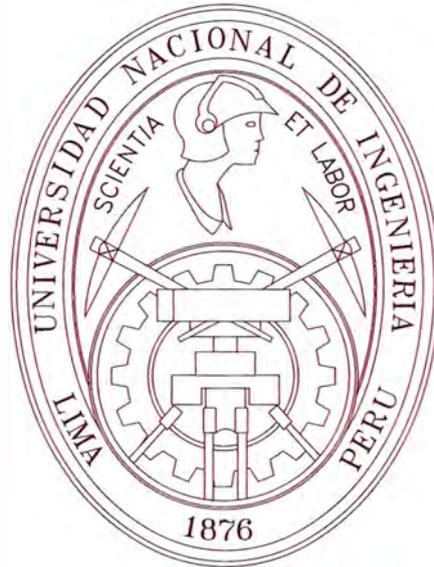


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**VENTAJAS ECONÓMICAS DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO  
BASADO EN LA TERMOGRAFÍA EN REDES ELÉCTRICAS DE  
DISTRIBUCIÓN**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO MECÁNICO - ELECTRICISTA**

**JULIO CESAR VALENCIA ROJAS**

**PROMOCIÓN 1998 - II**

**LIMA - PERÚ**

**2004**

## **DEDICATORIA**

**En agradecimiento a mis padres y a mi hermano Jimmy por su invaluable apoyo para el logro de mis objetivos.**

**TABLA DE CONTENIDO**

<b><u>PROLOGO</u></b>	<b>1</b>
<b><u>CAPITULO I</u></b>	
<b><u>INTRODUCCIÓN</u></b>	<b>3</b>
1.1 Antecedentes	3
1.2 Objetivos	4
<b><u>CAPITULO II</u></b>	
<b><u>CARACTERÍSTICAS DE LAS REDES Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN (10 kV)</u></b>	<b>5</b>
2.1 Subestaciones convencionales	5
2.2 Subestaciones compactas	7
2.3 Subestaciones aéreas	10
2.4 Puestos de medición de energía en M.T.	12
2.5 Equipos de corte y seccionamiento tipo interior (10 kV)	14
2.5.1 Interruptores de potencia	14
2.5.2 Seccionadores fusible de potencia.	15
2.6 Equipos de corte y seccionamiento tipo exterior (10 kV)	16
2.6.1 Seccionadores fusible unipolar tipo Cut-Out	16
2.6.2 Seccionadores electrónicos reestablecibles (SER)	17
2.6.3 Seccionadores unipolares	18

2.6.4 Seccionadores tripolares	19
2.6.5 Reclosers.	20
2.7 Banco de condensadores.	21
2.8 Reguladores de tensión.	22
2.9 Conductores de energía (10 kV)	23
2.9.1 Conductores desnudos	23
2.9.2 Conductores cableados autosoportados.	23
2.9.3 Cables subterráneos.	24

### **CAPITULO III**

#### **MARCO TEÓRICO DE LA TERMOGRAFÍA** 25

3.1 Teoría del espectro electromagnético	25
3.2 Radiación del cuerpo negro	26
3.2.1 Leyes de radiaciones de cuerpos emisores	28
3.3 Emisores que no son cuerpos negros	32

### **CAPITULO IV**

#### **EQUIPOS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA** 36

4.1 Usos diversos en la actualidad	36
4.2 Cámaras de Termografía	37

### **CAPITULO V**

#### **TERMOGRAFÍA APLICADA A REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN**

	<b>45</b>
5.1 Mantenimiento Predictivo basado en la Termografía	45
5.2 Defectos por sobretemperatura	48
5.2.1 Falsos contactos	48
5.2.2 Sobrecalentamiento de equipos eléctricos	49
5.3 Imágenes Termográficas	50
5.4 Aplicación en Inspecciones Termográficas	65

## **CAPITULO VI**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA** **68**

6.1 Metodología de determinación de las compensaciones	68
6.1.1 Compensación por Interrupciones mayores a cuatro horas	69
6.1.2 Compensaciones por Calidad de Suministro	69
6.2 Evaluación de rentabilidad del estudio.	74

### **CONCLUSIONES** **84**

### **RECOMENDACIONES** **86**

## **8. BIBLIOGRAFÍA** **86**

ANEXO 1: Esquema de Subestación Convencional.

ANEXO 2: Esquema de Subestación Compacta Bóveda

## VII

- ANEXO 3: Esquema de Subestación Compacta Pedestal.
- ANEXO 4: Esquema de Subestación Aérea Biposte.
- ANEXO 5: Esquema de Puesto de Medición a la Intemperie.
- ANEXO 6: Cuadro comparativo de características de Interruptores de potencia.
- ANEXO 7. Características de Conductores desnudos de Aluminio.
- ANEXO 8. Características de Conductores desnudos de Cobre.
- ANEXO 9. Características del Cable autoportado de Al.
- ANEXO 10 Características de Cable de energía 10kV N2XSY.
- ANEXO 11 Emisividad de materiales diversos.
- ANEXO 12 Esquema eléctrico unificar ficticio de red de distribución.
- ANEXO 13 Compensaciones por calidad de suministro (Fuente OSINERG).
- ANEXO 14 Evolución de clientes con mala calidad de suministro. (F. OSINERG).

## **PROLOGO**

En el presente informe, el lector encontrará el sustento suficiente para comprender el uso de la Técnica del Mantenimiento Predictivo basado en la Termografía Infrarroja aplicado a las redes eléctricas y subestaciones de distribución (10 kV), aunque se usa en casi todos los ámbitos de la industria.

En el capítulo 1 realizamos una breve presentación de los antecedentes de la ejecución de la Técnica del Mantenimiento Predictivo en referencia, asimismo damos a conocer los objetivos del presente informe.

En el capítulo 2 describiremos las características de las instalaciones eléctricas de las redes de distribución de Media Tensión (10 kV) en general y de los componentes eléctricos que lo constituyen, éstos serán presentados con la finalidad de entender que todo equipo está propenso a sufrir averías por diversas causas.

El capítulo 3 está asignado al marco teórico de la Termografía, que comprende el principio de las radiaciones infrarrojas, leyes de los cuerpos ideales emisores de luz (cuerpo negro) y propiedades de los materiales emisores de luz; todo esto se ha desarrollado con la finalidad de entender el principio básico del funcionamiento de los equipos de termografía.

El capítulo 4 nos muestra los tipos de equipos de termografía con sus características

técnicas, y sus diversos usos en la industria y en los campos del desarrollo humano.

El capítulo 5 refiere básicamente al Mantenimiento Predictivo basado en la Termografía aplicado a las redes eléctricas mediante la presentación de imágenes térmicas con el análisis respectivo de los componentes básicos de redes y subestaciones eléctricas de distribución. También incluye una aplicación práctica de la Inspección Termográfica orientado a la determinación del lucro cesante por una vería ficticia. Asimismo se presenta las ventajas y desventajas del uso de los Equipos de Inspección.

En el capítulo 6 realizaremos un análisis básico de los costos que implica la ejecución de las Inspecciones Termográficas y a partir de allí sugerir la implementación de esta Técnica en las empresas eléctricas concesionarias que tengan apreciables costos de compensación por calidad de suministro.

Finalmente se alcanzan las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado en base a los resultados obtenidos.

## **CAPITULO 1**

### **INTRODUCCIÓN**

#### **1.1 Antecedentes**

Las empresas eléctricas concesionarias en el afán de brindar un servicio eficiente realizan actividades de mantenimiento, ya sea planificado y/o de emergencia en las redes eléctricas de diferentes niveles de tensión. La política de las concesionarias de prestar servicios eléctricos de calidad y los costos que suponen el pago por concepto de compensación de energía, hacen que se implementen las técnicas efectivas de mantenimiento de tal forma que se reduzca al mínimo las salidas fuera de servicio.

Actualmente la técnica de mantenimiento debe necesariamente desarrollarse bajo el concepto de reducir los tiempos de intervención sobre el equipo, con el fin de obtener la menor indisponibilidad para el servicio adoptando estrategias del mantenimiento planificado y/o de emergencia; dentro del mantenimiento planificado debemos mencionar al Mantenimiento Predictivo que es el motivo del presente informe, con la particularidad que el presente solamente refiere a la Termografía infrarroja.

Una de las técnicas de mantenimiento predictivo que han estado utilizando las empresas del sector eléctrico de países vecinos es la Termografía Infrarroja. En nuestro medio son escasas las empresas que ya han implementado esta Técnica del mantenimiento, aunque debemos mencionar que la detección de sobretemperatura mediante la Pirometria se ha desarrollado con anterioridad en muchas empresas de producción de distintos rubros, con ciertas limitaciones.

Con la finalidad de mejorar la calidad de los servicios eléctricos y su consecuente reducción del lucro cesante por indisponibilidades, se sugiere la implementación de esta Técnica en las concesionarias cuyos montos por compensación de energía por calidad de suministro debido a los falsos contactos son apreciables.

## **1.2 Objetivos**

El presente informe tiene como objetivo presentar la importancia que merece la implementación de la Técnica del Mantenimiento Predictivo basado en la Termografía infrarroja en las Redes eléctricas de distribución (10 kV), con la deducción básica de los costos que implican la ejecución de las Inspecciones térmicas y su comparación con los montos de compensaciones debido a indisponibilidades causados por los falsos contactos. Asimismo se presentan imágenes Térmicas con su correspondiente reproducción fotográfica de elementos de redes y subestaciones de distribución, indicando los defectos por falsos contactos y calentamientos de equipos.

## **CAPÍTULO II**

### **CARACTERÍSTICAS DE LAS REDES Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN (10KV)**

El sistema de distribución de la energía eléctrica en media tensión (10 kV) está constituido por los elementos de transporte de energía, equipos de corte y seccionamiento de potencia, equipos de transformación, y accesorios que hacen que la energía se distribuya eficientemente y está constituido por:

#### **2.1 Subestaciones Convencionales**

El CNE define a la subestación en caseta como: ‘Subestación en la cual su equipo es de tipo interior y está instalado en una construcción apropiada, en la que se ha previsto pasadizos y espacios de trabajo’.

Son ambientes de dimensiones variables 5m x 7,5m x 3m; 5m x 4m x 3m, etc. Son parte del circuito principal o alimentador troncal y se utilizan como puesto de protección y de maniobra. Además de la celda (o celdas) de transformación existen

celdas de los circuitos laterales con sus respectivos equipos de protección y maniobra en media tensión.

En nuestro medio (sector Lima) las subestaciones convencionales son identificadas por numeraciones que se encuentran en el intervalo de: 0001 al 1999.

Existen 2 tipos según su ubicación: de nivel y subterráneo.

#### Posibles defectos:

##### Recalentamientos:

- En los transformadores de distribución y de medida (primarios en 10 kV): debido a la sobrecarga, condiciones anormales de operación, defecto interno o por estar cercano al fin de su vida útil.
- En el caso de los fusibles MT y BT: por estar en el límite de su vida útil, por tener defectos internos en el elemento fusible o por estar sub dimensionados.
- Los cables de MT y BT sufren recalentamientos por estar subdimensionados o por las condiciones anormales de operación.
- Los reductores de corriente instalados en las llaves de BT y los contactores de AP, sufren calentamientos por defectos propios.

##### Falsos contactos

- En todos los puntos de contacto de todos los equipos y componentes instalados

- sea en media como en baja tensión.
- En el caso de los interruptores de potencia de mínimo volumen de aceite, el falso contacto interno puede ser detectado si es reflejado externamente en un aumento de temperatura local de la botella de aceite.

#### Otras

- Fallas propia de cada tipo de interruptor de potencia.
- Averías que se reflejan externamente (derrames de aceite)
- Estado de los aisladores en general.
- Descargas a tierra por suciedad a través de los aisladores

El Anexo 1 Muestra el esquema de una Subestación Convencional

## **2.2 Subestaciones Compactas**

El CNE define a la subestación compacta como: ‘Subestaciones en las cuales los transformadores y los dispositivos de protección y maniobra son herméticos y van instalados como una unidad. Pueden ser de tipo pedestal si se instalan a nivel del suelo sobre una base de concreto o de tipo bóveda si se instalan debajo del nivel del suelo’.

Son subestaciones del circuito lateral, ocupan un área reducida; sus elementos de protección están incluidos dentro de la cuba del transformador. Existen 2 tipos:

## Tipo Bóveda y Pedestal.

En el sector de Lima las subestaciones compactas tipos Bóveda y Pedestales son rotuladas con numeraciones que se encuentran en el intervalo de: 5000 a 9999.

### Posibles defectos:

#### Recalentamientos:

- En el transformador compacto: debido a la sobrecarga, condiciones anormales de operación (escasa ventilación en el caso del tipo bóveda), defecto interno o por estar cercano al fin de su vida útil.
- En el caso de los fusibles MT y BT: por estar en el límite de su vida útil, por tener defectos internos en el elemento fusible o por estar sub dimensionados.
- Los cables de MT y BT sufren recalentamientos por estar subdimensionados o por las condiciones anormales de operación.
- Los reductores de corriente instalados en las llaves de BT y los contactores de AP, sufren calentamientos por defectos propios.

#### Falsos contactos

- En todos los puntos de contacto de todos los equipos y componentes instalados en media como en baja tensión.

#### Otras

- Averías internas que se reflejan externamente (calentamientos localizados en el transformador o derrames de aceite.)
- Estado de los aisladores en general.
- Descargas a tierra por suciedad a través de los aisladores

a).- Subestación compacta bóveda

La Fig. 1 muestra el transformador compacto tipo Bóveda, la subestación compacta está formada por el transformador y su respectivo tablero de B.T.

Fig. 1. Transformador compacto tipo Bóveda

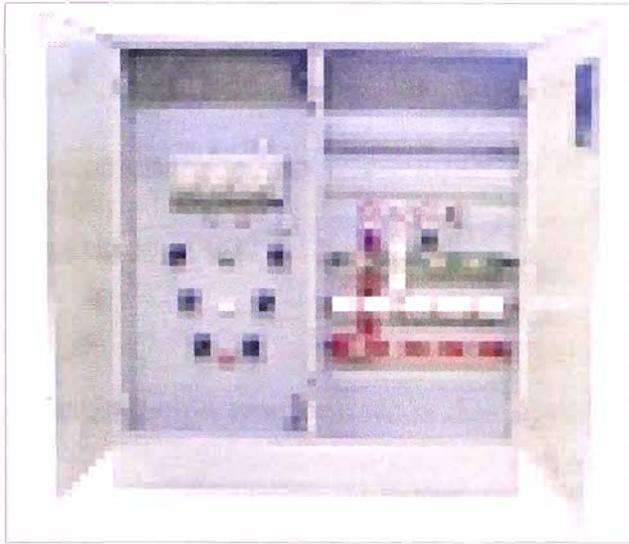


El Anexo 2. Muestra el esquema de una Subestación Compacta Bóveda

b).- Subestación compacta Pedestal

La Fig. 2 muestra el transformador compacto tipo Pedestal, en la parte izquierda se encuentran los bornes en M.T. (10kV), y en lado derecho se instalan las llaves B.T.

Fig. 2. Transformador compacto tipo Pedestal



El Anexo 3. Muestra el esquema de la Subestación Compacta Pedestal

### **2.3 Subestaciones Aéreas**

El CNE define a la subestación aérea como: ‘Subestación en la cual el equipo es de tipo externo instalado sobre el nivel del piso en uno o más postes’.

Son parte del circuito lateral y físicamente están ubicadas a una cierta altura del piso y el tablero de distribución es instalado adosado a la estructura o en un murete al pie de ésta.

La clasificación de las subestaciones aéreas se realiza de acuerdo al tipo de transformador (monofásico o trifásico), y de las características de las estructuras en las cuales van instaladas. Es preciso mencionar que los tipos de subestaciones aéreas son

normados de acuerdo a las necesidades de cada empresa distribuidora.

En el sector de Lima las subestaciones aéreas se encuentran rotuladas con numeraciones que se encuentran en el intervalo de 2000 al 4999, y numeraciones mayores de 10000.

A continuación nombraremos dos tipos comunes de subestaciones aéreas de acuerdo a la cantidad de postes en la que van instalados.

- Subestación biposte: trifásico, banco monofásico
- Subestación monoposte: monofásico, trifásico, banco monofásico en conexión triángulo o en triángulo abierto.

#### Posibles defectos:

#### **Recalentamientos:**

- En el transformador aéreo: debido a la sobrecarga, condiciones anormales de operación, defecto interno o por estar cercano al fin de su vida útil.
- En el caso de los fusibles MT y BT: por estar en el límite de su vida útil, por tener defectos internos en el elemento fusible o por estar sub dimensionados.
- Los cables de MT y BT sufren recalentamientos por estar subdimensionados o por las condiciones anormales de operación.
- Los reductores de corriente instalados en las llaves de BT y los contactores de

AP sufren calentamientos por defectos propios.

#### Falsos contactos

- En todos los puntos de contacto de todos los equipos y componentes instalados sea en media como en baja tensión.

#### Otras

- Averías que se reflejan externamente (derrames de aceite)
- Estado de los aisladores en general
- Descargas a tierra por suciedad a través de los aisladores
- Los efectos de la corrosión sobre las conexiones y tableros en casos de estar ubicados en zonas cercanas al litoral marino.

El Anexo 4. Muestra el esquema de la Subestación Aérea Biposte

#### **2.4 Puestos de Medición a la Intemperie (PMI).**

Es el punto de entrega de energía en 10 kV a los clientes potenciales, están constituidos por transformadores de tensión y de corriente tipo exterior (separados) o transformadores combinados de tensión y corriente (transformix) y el tablero donde van instalados los equipos de medida de energía. Toda estructura PMI lleva consigo seccionadores fusibles de expulsión como medio de protección en M.T..

La entrega de energía en 10 kV también se realiza desde el interior de las subestaciones convencionales, en cuya celda se encuentran los equipos de medida tipo interior.

### Posibles defectos

#### Recalentamientos:

- En el transformador de medida: debido a la sobrecarga, condiciones anormales de operación, defecto interno o por estar cercano al fin de su vida útil.
- En el caso de los fusibles MT y BT: por estar en el límite de su vida útil, por tener defectos internos en el elemento fusible o por estar sub dimensionados.
- Los cables de MT y BT sufren recalentamientos por estar subdimensionados o por las condiciones anormales de operación.

#### Falsos contactos

- En todos los puntos de contacto de todos los equipos y componentes instalados

#### Otras

- Estado de los aisladores en general
- Descargas a tierra por suciedad a través de los aisladores
- Los efectos de la corrosión sobre las conexiones y tableros en casos de estar ubicados en zonas cercanas al litoral marino.

El Anexo 5. Muestra la estructura del PMI.

## **2.5 Equipos de Corte y Seccionamiento tipo interior (10kV)**

Los equipos de corte de potencia y de seccionamiento están constituidos por los interruptores y seccionadores de potencia, con sus accesorios y equipos de control y monitoreo; están ubicados en las subestaciones convencionales.

### **2.5.1 Interruptores de potencia**

Los interruptores de potencia son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales de un circuito, así como también dejar pasar durante un cierto tiempo especificado corrientes en condiciones anormales como por ejemplo las de corto circuito.

Fig. 3. Interruptor de potencia en vacío tipo BD4 Marca ABB.



Según el medio de extinción del arco se clasifican en:

- En aceite

- En hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)
- En vacío
- En aire comprimido.

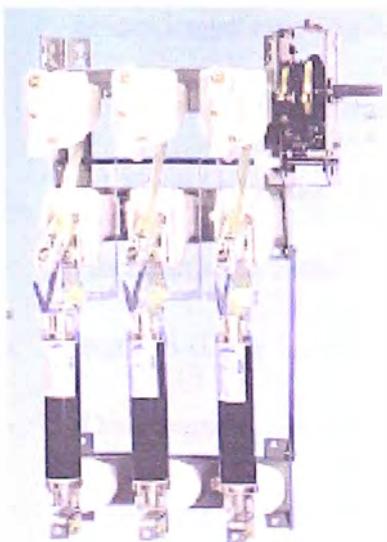
(Ver Cuadro comparativo de características en Anexo 6)

### **2.5.2 Seccionadores fusibles de potencia.**

Los seccionadores de potencia son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir corrientes en condiciones normales e interrumpir en condiciones anormales.

Tienen menores potencias de corto circuito respecto de los interruptores. A diferencia de los interruptores, los seccionadores de potencia conectan y desconectan circuitos mediante la rotación de un contacto móvil; el corte de la corriente lo efectúan al aire libre ayudadas por un soplo del aire prácticamente axial del arco, por lo que para operar la corriente de falla requiere operar conjuntamente con fusibles.

Fig. 4. Seccionador fusible de potencia tipo NALF.



## **2.6 Equipos de Corte y Seccionamiento tipo exterior (10kV)**

Los equipos de corte de potencia y de seccionamiento tipo exterior que se instalan en las redes aéreas están constituidos por los Reconectores, Seccionadores fusible de expulsión, Seccionador electrónico reestablecible, Seccionadores unipolares, Seccionadores tripolares, etc.

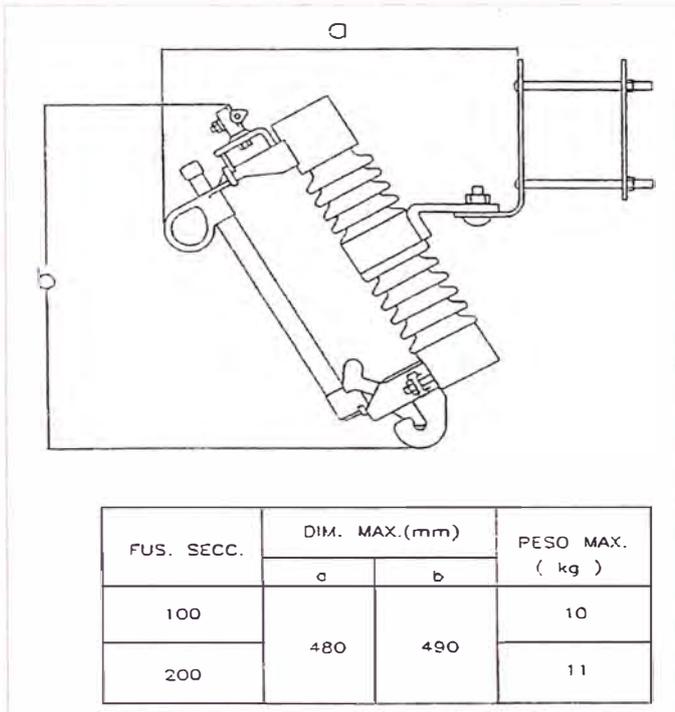
### **2.6.1 Seccionadores fusible unipolar tipo Cut-Out**

Se emplea en la protección contra cortocircuitos de líneas y transformadores de distribución, también se emplea como elementos de maniobra. Llevan consigo fusible de expulsión tipo K (rápidos) o tipo T (lentos).

#### **Posibles defectos**

- El defecto común en este tipo de seccionadores es por falso contacto en las conexiones con los cables de ingreso y salida, y en los contactos de cierre y giro de la caña del fusible. Estos defectos son frecuentes en las instalaciones cercanas al litoral marino.
- En cuanto al estado del fusible tipo K instalado, pueden ocurrir fallas por el mal estado o por las solicitaciones en el circuito.
- Descargas a tierra debido a la polución y humedad.
- Estado de los aisladores.

Fig. 5. Seccionador fusible de expulsión tipo Cut Out.



### 2.6.2 Seccionadores electrónicos reestablecibles (SER)

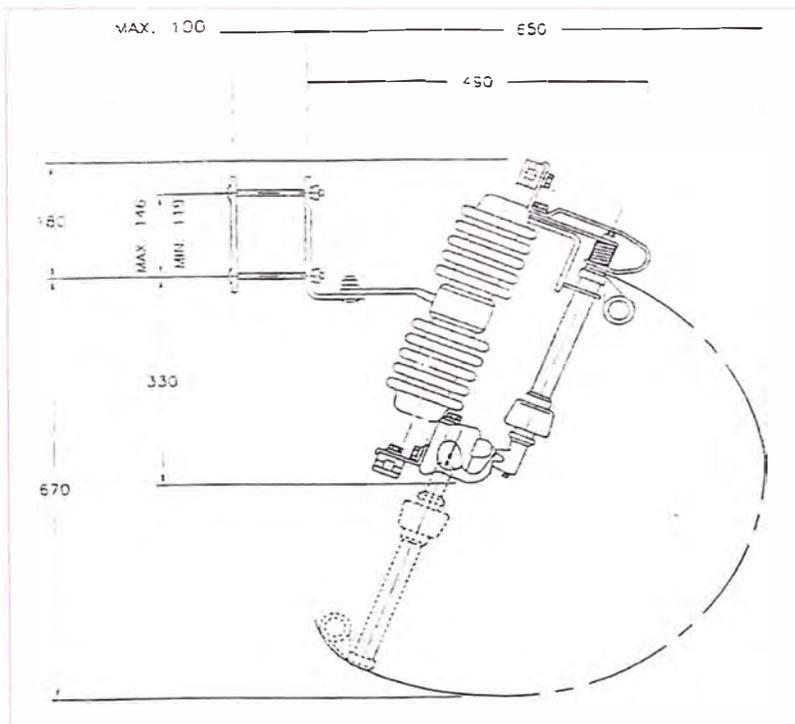
Es un dispositivo de protección para redes aéreas de distribución, tiene las siguientes características:

- Posee un sensor incorporado
- Discrimina una falla temporal de una falla permanente
- Mejora el sistema de coordinación con los recloser.
- Es montado en un seccionador estándar.
- Abre como un tubo porta fusible para dar una indicación visual de una falla permanente.
- Después de reparar la falla simplemente se restablece.

### Posibles defectos

Los defectos que presentan son análogos a los seccionadores fusibles tipo Cut Out, además de la avería propia del dispositivo electrónico.

Fig. 6. Seccionador Electrónico Reestablecible.



### **2.6.3 Seccionadores unipolares aéreos**

Son dispositivos de seccionamiento y son usados en los alimentadores troncales y laterales aéreos, pueden operarse sin carga usando una pértiga aislada y con carga usando una pértiga para apertura con carga.

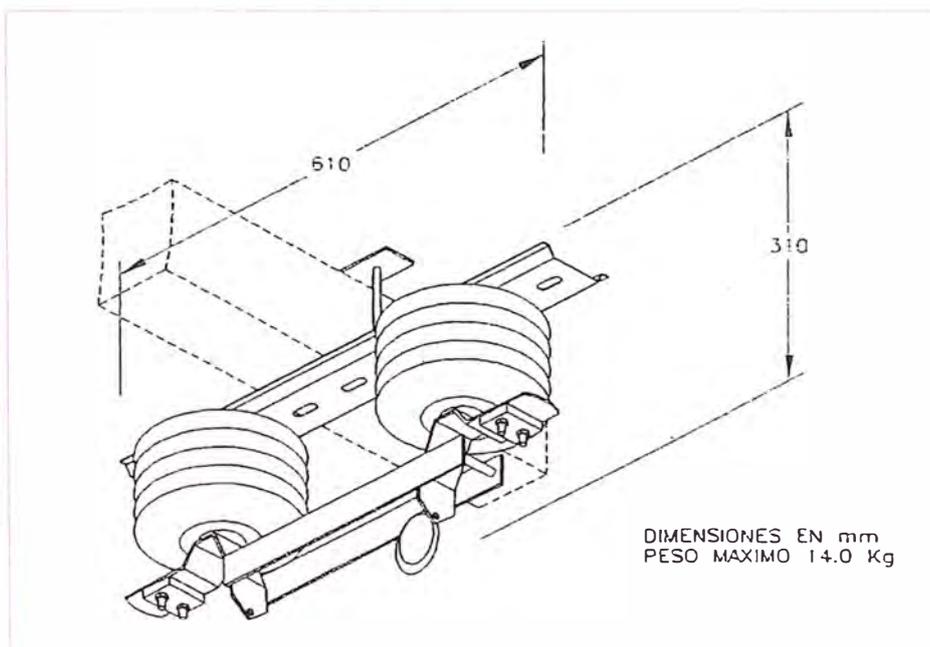
### Posibles defectos

- El defecto común en este tipo de seccionadores es por falso contacto en las

conexiones con los cables de ingreso y salida, y en los contactos de cierre y giro del elemento sólido de seccionamiento.

- Descargas a tierra debido a la polución y humedad
- Estado de los aisladores.

Fig. 7. Seccionador Unipolar Aéreo



#### 2.6.4 Seccionadores tripolares

Son usados en los enlaces de los alimentadores.

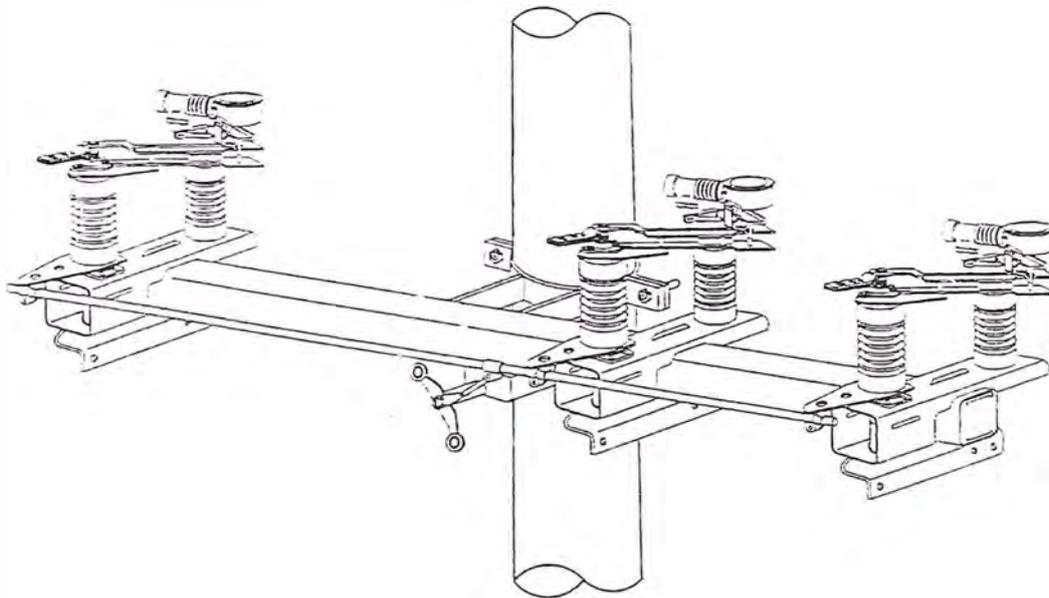
Las causas de las fallas son debido a los falsos contactos, a las descargas en los aisladores por suciedad o mal estado de los mismos.

#### Posibles defectos

- Descargas parciales a tierra debido a la polución en los aisladores.

- Obstrucción del mecanismo de apertura del seccionador.
- Falsos contactos en las conexiones de los conductores desnudos a los bornes del seccionador.

Fig.8. Seccionador tripolar aéreo



### 2.6.5 Reclosers

Es el conjunto interruptor-relé que tiene la particularidad de realizar recierre de circuitos. Este dispositivo de protección está compuesto de un interruptor aéreo que normalmente se instalan en postes de Media tensión; normalmente estos interruptores son de vacío con aislamiento externo de SF<sub>6</sub>. Estos dispositivos tienen la ventaja con respecto a los otros equipos, de poder despejar fallas del tipo transitorias y hacer que no se conviertan en fallas francas.

Fig. 9. Recloser (Interrupor-Relé) Marca Westinghouse



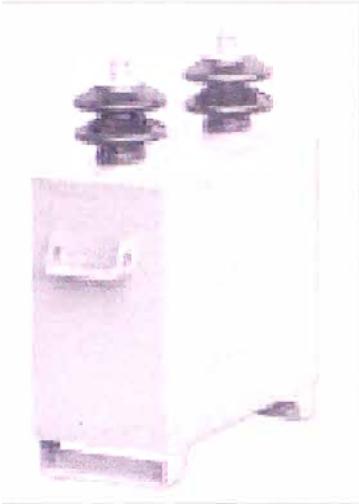
## **2.7 Banco de Condensadores.**

Son instalados en estructuras de la red aérea con el fin de suministrar potencia reactiva para mantener el nivel de tensión necesario.

Generalmente se instalan bancos de condensadores adosados a los postes y pueden ser fijos o automáticamente desconectables.

En el sector de Lima los bancos de condensadores son del tipo fijo, para uso exterior, montaje en poste y están conformados de igual valor de capacitancia. Las unidades monofásicas son de 50, 100 y 200 kVAR, los que dispuestos en bancos trifásicos se obtiene potencias de 150, 300 y 600 kVAR.

Fig. 10. Condensador monofásico de 75 kVAR Marca CIRCUTOR.



## 2.8 Regulador de tensión.

Los reguladores de tensión de 10 kV. están previstos para utilizarse en los alimentadores troncales con problema de excesiva caída de tensión ( $V < 9.65\text{kV}$ ). Los reguladores son monofásicos y pueden instalarse en bancos de 3 unidades o de 2 unidades en delta abierto.

Fig.11. Regulador de Tensión monofásico Marca Siemens.



## **2.9 Conductores de energía ( 10 kV)**

### **2.9.1 Conductores desnudos**

Los conductores desnudos comúnmente usados en la red de distribución son de Aluminio y de Cobre.

#### Conductor de Aluminio.

El conductor de aluminio es también utilizado para las redes de distribución, no es recomendable la instalación en zonas cercanas al litoral marino por ser un metal susceptible a la corrosión.

El Anexo 7. Muestra las características del conductor desnudo de Aluminio.

#### Conductor de Cobre.

El conductor desnudo de Cobre por su característica mecánica y eléctrica es considerado el mejor conductor. Es usado incluso en las zonas de corrosión severa, el efecto del ambiente salino en el Cobre es menor con respecto del Aluminio.

El Anexo 8. Muestra las características del conductor desnudo de Cobre

### **2.9.2 Conductores cableados autoportados.**

Los conductores cableados autoportados son usados en instalaciones que están expuestas continuamente a la polución, al ambiente corrosivo o en tramos de línea

arborizados cuya poda esté restringida, (distancia de seguridad C.N.E.).

El cable autoportado usado en las redes de distribución en M.T. es de Aluminio NA2XSA2Y-S.

El Anexo 9. Muestra las características del Cable autoportado de Aluminio.

### **2.9.3 Cables subterráneos.**

Existen diversos tipos cables de energía con características diferentes para cada necesidad específica. En el sector Lima el tipo de cable en M.T. usado comúnmente es el N2XSY.

El Anexo 10. Muestra las características del Cable de energía 10kV N2XSY.

Además de los equipos ya mencionados, las redes y subestaciones de distribución están constituidos por todos los elementos de ferretería que tienen funciones importantes, sea como elemento aislante, de sujeción, soporte, unión, distribución de esfuerzos, etc. Dichos componentes cumplen normas de fabricación internacionales, para garantizar la calidad de la misma.

La cantidad de elementos en referencia son numerosos para cada nivel de tensión y para cada condición atmosférica, no es el objetivo del informe mencionarles, por ello solamente hacemos referencia.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEÓRICO DE LA TERMOGRAFÍA**

#### **3.1 Teoría del espectro electromagnético**

Todo equipo y/o elemento emite energía desde su superficie. Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz a través del aire o por cualquier otro medio de conducción.

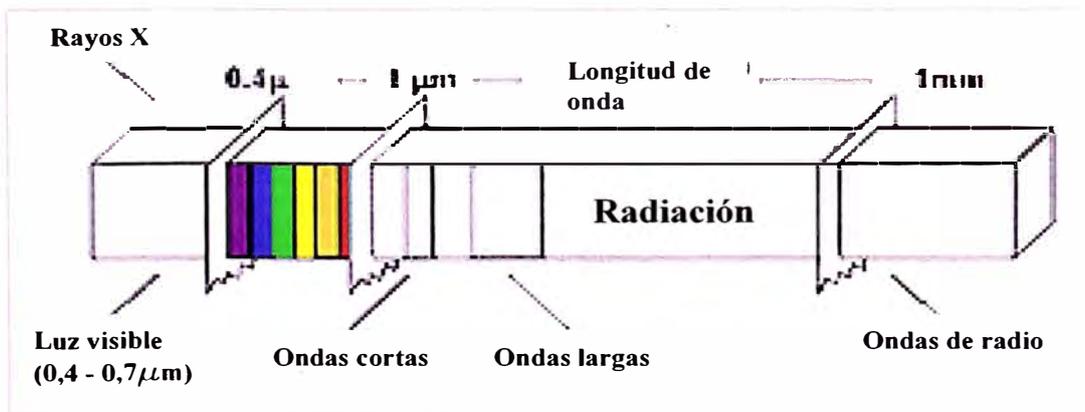
El espectro electromagnético se divide arbitrariamente en un número de espacios de valores de longitudes de onda diferentes llamadas bandas, y distinguibles por métodos utilizados para producir y detectar radiación. No hay una diferencia fundamental entre la radiación de las distintas bandas del espectro electromagnético. Se rigen todos por las mismas leyes y las únicas diferencias proceden de las diferencias en longitudes de onda.

La Termografía hace uso de la banda espectral infrarroja. El límite de las longitudes

de onda corta linda con el límite de la percepción visual, en el rojo lejano. La banda infrarroja a menudo se subdivide en cuatro bandas más pequeñas, cuyos límites se eligen de forma arbitraria. Incluye ‘infrarrojo cercano’ (0,75 – 3  $\mu\text{m}$ ), ‘infrarrojo medio’ (3 – 6  $\mu\text{m}$ ), ‘infrarrojo lejano’ (6 – 15  $\mu\text{m}$ ), e ‘infrarrojo extremo’ (15 – 100  $\mu\text{m}$ ). Aunque las longitudes de onda se expresan en  $\mu\text{m}$  (micrómetros) también se utilizan a menudo otras unidades para medirlas en esta región espectral: micras ( $\mu$ ), nanómetros (nm) y Ångstrom ( $\text{Å}$ ).

$$10\,000\ \text{Å} = 1\,000\ \text{nm} = 1\ \mu = 1\ \mu\text{m}$$

Fig. 12. Espectro electromagnético.



### 3.2 Radiación del cuerpo negro

Un cuerpo negro se define como el objeto que absorbe toda la radiación que incide sobre él para cualquier longitud de onda. La denominación ‘negro’ relativa a la

radiación emitida por un objeto se explica mediante la ley de Kirchhoff, que establece que un cuerpo capaz de absorber toda la radiación para cualquier longitud de onda, emite de igual manera esta radiación.

La construcción de un emisor que sea cuerpo negro es, en principio muy sencilla. Las características de la radiación de una apertura en una cavidad isoterma fabricada de un material absorbente y opaco, representan casi exactamente todas las propiedades de un cuerpo negro. Una aplicación práctica del principio de construcción de un absorbedor de radiación perfecto consiste en una caja completamente cerrada excepto una apertura en uno de los lados. Cualquier radiación cuando atraviesa el orificio se disipa y absorbe debido a repetidas reflexiones, de esta forma sólo puede escapar una fracción infinitésima de radiación. El nivel del negro obtenido en la apertura es aproximadamente igual a un cuerpo negro y casi perfecto para la mayoría de las longitudes de onda.

Adaptando a esta cavidad un calentador adecuado, se obtiene la denominada cavidad radiante. Una cavidad isoterma calentada a una temperatura uniforme genera radiación de cuerpo negro cuyas características vienen determinadas únicamente por la temperatura de la cavidad. Estas cavidades radiantes se utilizan habitualmente como fuentes de radiación en laboratorios para la calibración de instrumentos de termografía.

Si la temperatura del cuerpo negro aumenta por encima de 525 °C la fuente comienza a ser visible, por eso ante el ojo humano ya no aparece negro. Esta es la temperatura correspondiente al rojo del elemento radiante, que tiende a naranja y a amarillo tras calentamientos sucesivos. De hecho, la definición de la llamada ‘temperatura de color’ de un objeto, es la temperatura a la que habría que calentar un cuerpo negro para que tuviera el mismo aspecto.

### 3.2.1 Leyes de radiaciones de cuerpos negros

Existen leyes que describen las radiaciones emitidas por cuerpos negros y son las siguientes:

#### a). Ley de Planck

Max Planck describió la distribución espectral de la radiación procedente de un cuerpo negro, utilizando la siguiente fórmula:

$$W_{\lambda_b} = 2\pi hc^2 \times 10^{-6} / (\lambda^5 (e^{hc/\lambda kT} - 1)) \quad [ \text{Watts/m}^2\mu\text{m} ]$$

donde:

$W_{\lambda_b}$  = Emitancia de cuerpo negro a la longitud de onda  $\lambda$

$c$  = Velocidad de la luz =  $3 \times 10^8$  m / seg.

$h$  = Constante de Planck =  $6,6 \times 10^{-34}$  Joule seg.

$k$  = Constante de Boltzmann =  $1,4 \times 10^{-23}$  Joule / K

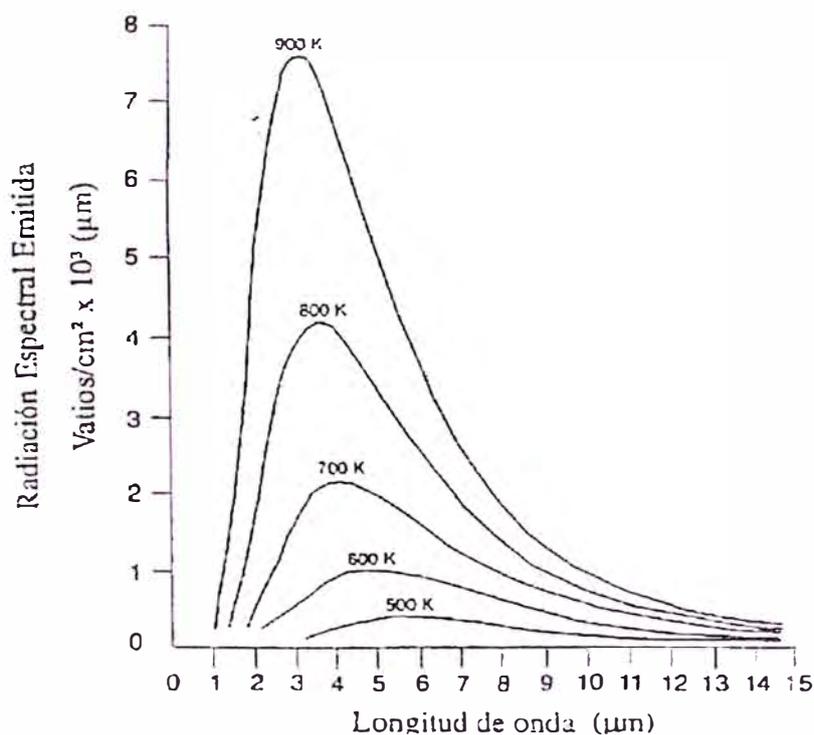
$T$  = Temperatura absoluta del cuerpo negro en Kelvin

$\lambda$  = Longitud de onda

Nota: Se utiliza el factor  $10^{-6}$  porque la emitancia espectral en las curvas se expresa en Vatios /  $m^2\mu m$ . Si se elimina este factor, la dimensión será en  $W/m^2m$ .

Cuando se representa gráficamente la fórmula de Planck para varias temperaturas se obtiene una familia de curvas. Cuanto más alta sea la temperatura, el máximo se alcanza para valores de longitudes de onda más cortas.

Fig. 13 Emitancia espectral de un cuerpo negro según la Ley de Planck.



b). Ley de desplazamiento de Wien

Diferenciando la fórmula de Planck respecto a ' $\lambda$ ' y calculando el máximo se tiene:

$$\lambda_{\max} = 2898/T \text{ [ } \mu\text{m ]}$$

Esta es la fórmula de Wien, que expresa matemáticamente la observación común de que los colores varían desde el rojo al naranja o al amarillo a medida que la temperatura del elemento radiante aumenta. La longitud de onda del color es la misma que el valor de longitud de onda calculada para ' $\lambda_{\max}$ '.

La ley de Wien se utiliza para determinar las temperaturas de las estrellas a partir de los análisis de su radiación. Así una estrella muy caliente como Sirius (11 000 K), que emite luz blanca azulada, radia con un pico de emitancia en el espectro ultravioleta en una longitud de onda de 0,27  $\mu\text{m}$ . Se utiliza también para representar las variaciones de temperaturas en diferentes regiones de la superficie de un objeto, lo que constituye una termografía.

A temperatura ambiente (300 K) el pico de la emitancia cae en torno a 9,7  $\mu\text{m}$ , en el infrarrojo lejano, mientras que a la temperatura del nitrógeno líquido (77K), es el máximo de la casi insignificante cantidad de energía radiada, aparece en 38  $\mu\text{m}$ , en las longitudes de onda del infrarrojo extremo.

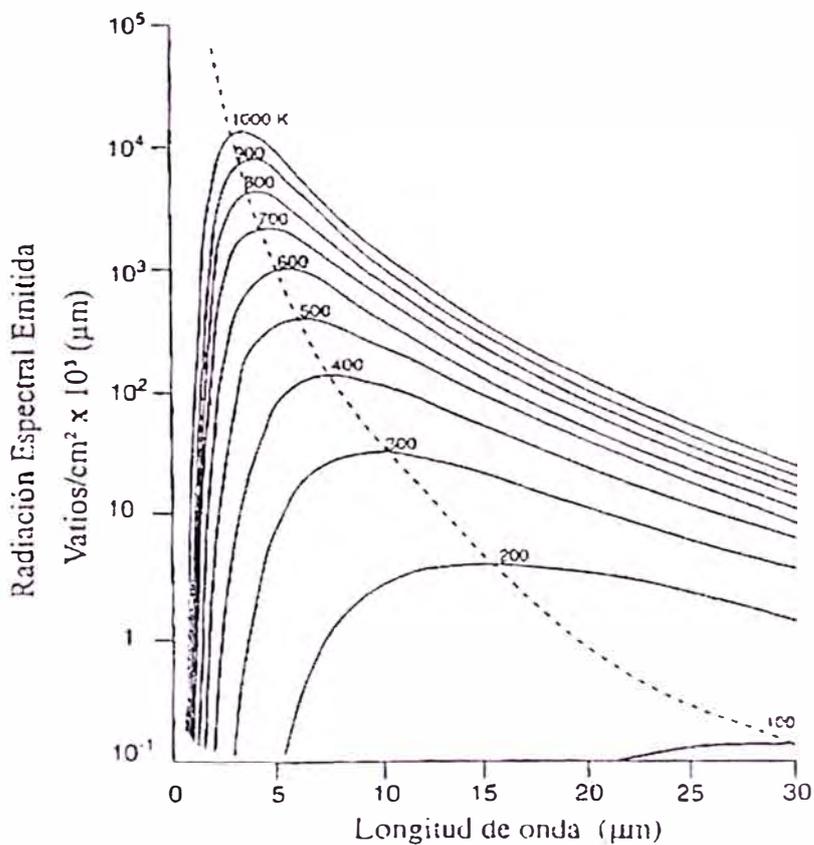
## c). Ley de Stefan - Boltzmann

Integrando la fórmula de Planck, desde  $\lambda = 0$  a  $\lambda = \lambda_{\max}$ , obtenemos la cantidad total de energía radiada ( $W_b$ ) por un cuerpo negro.

$$W_b = \sigma T^4 \text{ [ Vatios / m}^2 \text{ ] donde:}$$

$$\sigma = \text{constante de Stefan - Boltzmann} = 5,7 \times 10^{-8} \text{ Vatios / m}^2$$

Fig. 14 Las curvas de Planck representadas en escalas semilogarítmicas desde 100 a 1000 K. La línea de puntos representa la localización de los máximos de energía radiada para cada temperatura, tal y como se describe en la ley de desplazamiento de Wien.



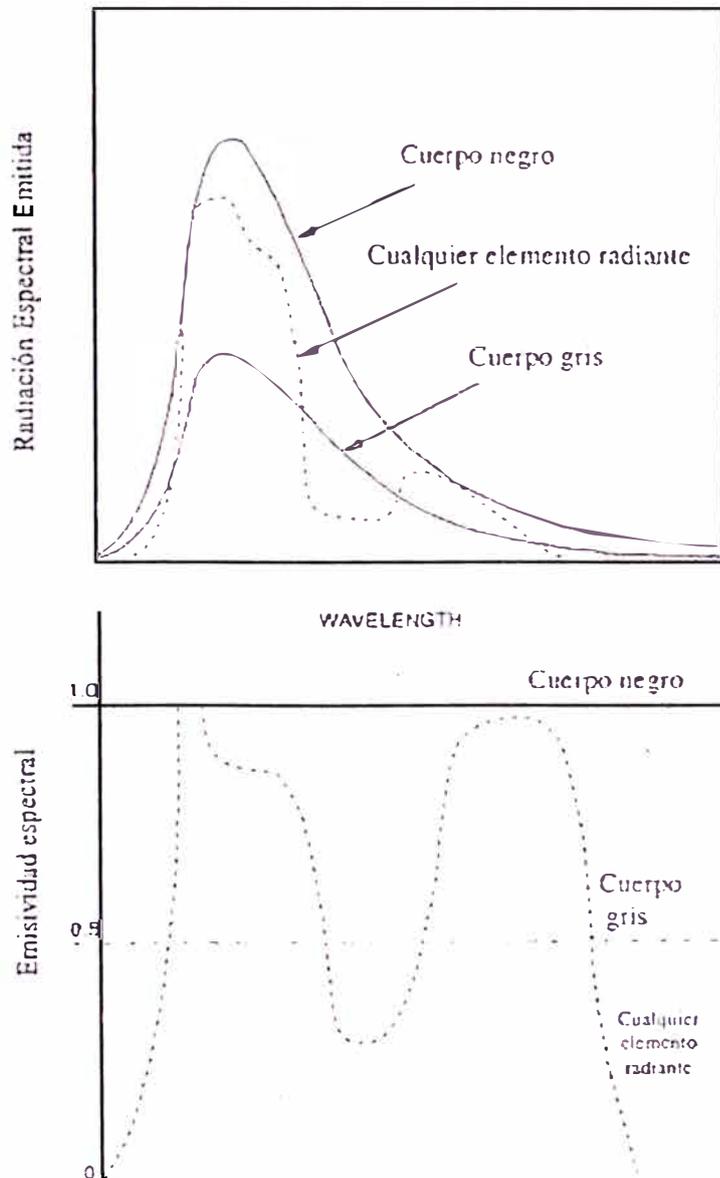
La fórmula de Stefan – Boltzmann, establece que la cantidad total de energía radiada por un cuerpo negro es proporcional a la cuarta potencia de su temperatura absoluta. Gráficamente,  $W_b$ , representa el área bajo la curva de Planck para una temperatura determinada. Puede demostrarse que la energía radiada en el intervalo  $\lambda = 0$  a  $\lambda = \text{máx.}$  corresponde sólo al 25 % del total, representando aproximadamente la cantidad de radiación solar que cae en el espectro visible.

Utilizando la ley de Stefan – Boltzmann para calcular la potencia radiada por el cuerpo humano a la temperatura de 300 K y para un área de aproximadamente  $2\text{m}^2$ , se obtiene 1 Kilovatio. Esta pérdida energética no se podría obtener si no fuera por la compensación de la radiación absorbida por las superficies de elementos adyacentes, a temperaturas ambiente que no difieren drásticamente de la temperatura del cuerpo, o, por supuesto la adición de ropa.

### **3.3 Emisores que no son cuerpos negros**

Hasta ahora sólo hemos tratado elementos radiantes que son cuerpos negros y la radiación del cuerpo negro, sin embargo los objetos reales casi nunca cumplen estas leyes en un amplio intervalo de longitudes de onda aunque pueden aproximarse al comportamiento del cuerpo negro en determinados intervalos espectrales.

Fig. 15. Emitancia espectral y emisividad espectral de tres elementos radiantes.



Hay tres situaciones posibles que hacen que un cuerpo real no se comporte como un cuerpo negro: una fracción ' $\alpha$ ' de la radiación incidente puede absorberse, una fracción ' $\rho$ ' se refleja y una fracción ' $\tau$ ' puede transmitirse. Ya que todos estos factores son mayor o menormente dependientes de la longitud de onda, se utiliza el subíndice ' $\lambda$ ' para indicar la dependencia espectral de sus definiciones. Luego definiremos los subíndices de la siguiente manera:

- Absorción espectral ' $\alpha_\lambda$ ' = cociente entre la radiación espectral absorbida por un objeto y la que incide sobre él.
- Reflectancia espectral ' $\rho_\lambda$ ' = cociente entre la radiación espectral reflejada por un objeto y la que incide sobre él.
- Transmitancia espectral ' $\tau_\lambda$ ' = cociente entre la radiación espectral transmitida a través de objeto y la que incide sobre él.

$$\alpha_\lambda + \rho_\lambda + \tau_\lambda = 1 \quad \text{Para materiales opacos } \tau_\lambda = 0, \text{ entonces } \alpha_\lambda + \rho_\lambda = 1$$

Es necesario otro factor, llamado emisividad, para describir la fracción ' $\varepsilon$ ' de energía emitida por un cuerpo negro y que es generada por un objeto a una temperatura específica. Luego definimos:

- Emisividad espectral ' $\varepsilon_\lambda$ ' = cociente de la radiación espectral emitida por un objeto y que emitiría un cuerpo negro a la misma temperatura y longitud de onda.

En términos simples, la emisividad es la medida de cuanta radiación emite el objeto comparando con lo que emitiría un cuerpo negro perfecto.

La emisividad de un cuerpo negro es 1:  $\varepsilon = 1$

La emisividad para un cuerpo gris es menor a la unidad:  $\varepsilon < 1$

De acuerdo a la Ley de Kirchhoff, para cualquier material, la emisividad espectral y la absorción espectral de un cuerpo son iguales para cualquier temperatura y longitud de onda, esto es:  $\epsilon_\lambda = \alpha_\lambda$

De esto deducimos para un material opaco (como  $\alpha_\lambda + \rho_\lambda = 1$ ):

$$\epsilon_\lambda + \rho_\lambda = 1$$

Para materiales muy pulidos  $\epsilon_\lambda \rightarrow 0$ , y para materiales muy reflectantes  $\rho_\lambda = 1$

Para un cuerpo gris la fórmula de Stefan – Boltzmann adopta la forma siguiente:

$$W = \epsilon \sigma T^4 \text{ [ Vatios / m}^2 \text{ ]}$$

Esta expresión nos indica que la cantidad de energía radiada por un cuerpo gris es la misma que radiaría un cuerpo negro, pero reducido proporcionalmente en el valor  $\epsilon$  correspondiente al cuerpo gris.

Ver Tabla de emisividad de materiales diversos en el Anexo 11.

## **CAPÍTULO IV**

### **EQUIPOS DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA**

#### **4.1 Usos diversos en la actualidad**

En los inicios la utilización de esta técnica de mantenimiento predictivo estaba limitada por el peso y tamaño de los equipos.

La evolución tecnológica permitió reducir los equipos, p.ej. en el año 1965, peso superior a 30 Kg., a la fecha cámaras portátiles de 2 Kg.; capacidad de almacenamiento digital de datos; análisis mediante el uso de computadoras y software específicos; etc. y lo que es mas importante la realización de las inspecciones por una sola persona con el consiguiente ahorro. Los beneficios señalados sumados a las ventajas de esta técnica predictiva han impulsado su uso generalizado en las instalaciones eléctricas en países desarrollados.

La Técnica de la termografía es muy usada en diversos campos del mantenimiento

industrial tales como:

- Instalaciones eléctricas y electromecánicas
- Evaluación de integrados
- Investigación y desarrollo
- Medicina y veterinaria
- Ecología y agronomía
- Espacio y astronomía
- Detección de incendios
- Seguridad vigilancia y rescate
- Forenses, etc.

#### **4.2 Cámaras de Termografía**

La cámara es un instrumento compacto y ligero, con una batería de litio que le proporciona la autonomía necesaria, una pantalla LCD a color, un software y una tarjeta PCMCIA para visualizar, analizar y grabar cada imagen digital. La imagen térmica grabada puede ser analizada en la cámara o en un PC con un Software Específico de Análisis que opera bajo Windows 98, XP y NT.

## Tipos de Cámaras de Termografía

### a). Cámara AGEMA THERMOVISION 570

#### Especificaciones técnicas de Cámara Agema 570

- Rango de medida de temperatura del objeto:  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ , dividido en 6 rangos hasta  $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- Precisión de medida:  $\pm 2\%$  del rango ó  $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$  // Sensibilidad térmica :  $< 0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Campos de visión ( Hx V):  $20^{\circ}$  x  $15^{\circ}$  (existe lentes intercambiables opcionales)
- Tipo de detector: Array Plano Focal (FPA) con  $320$  x  $240$  píxeles
- Rango espectral:  $3,6 - 5$  micras // Visor : Color LCD ( TFT )
- Salida de video: VHS estándar ó S – VHS
- Driver PCMCIA: Un slot para tarjetas PCMCIA
- Almacenamiento de imágenes: Almacenamiento digital en tarjetas PCMCIA de  $170$  Mb, capacidad de almacenamiento de  $700$  imágenes con comentario de voz de  $30$  segundos para cada imagen, (el comentario de voz es opcional).
- Tamaño máximo de imagen:  $215$  Kb (incluyendo voz).
- Batería: de metal hídrico recargable duración. aprox.  $100$  min.
- Rango de temperatura ambiente: operación:  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Rango de temperatura ambiente: almacenamiento:  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$

- Tamaño: 220x132x140 mm. // Peso: 2 Kg - IP 54 ( IEC 529 )

Fig.16. Equipo de Termografía AGEMA THERMOVISION 570.



**b). Cámara Termográfica TH7102 W/MV Marca NEC**

Especificaciones técnicas de Cámara TH7102 W/MV

- Rangos de temperatura: en rango 1 : -40 a 120 °C

en rango 2 : 0 a 500 °C ( opcionalmente 2000 °C)

- Mínima detección de temperatura: 0,08 °C ( a 30 °C ) modo normal

0,16 °C ( a 30 °C ) modo rápido

- Precisión en la medida:  $\pm 2\%$  RFS // Rango espectral: 8 – 14  $\mu\text{m}$
- Detector: Uncooled Focal Plane Array ( microborómetros )
- Campo de visión: 29 ° ( H ) x 22 ° ( V )
- Distancia focal: 0,5m a infinito
- Instantáneo F.O.V.: 1,58 mrad
- Tiempo de captura: 0,13 seg. en modo normal // 1/60 seg. en modo rápido )
- Numero de píxeles: 320 (Horiz.) x 240 (Vert.) // Resolución A/D : 14 bit
- Muestra de zonas isotermas: 1 a 4 líneas
- Función multipunto de emisividad: 10 puntos
- Zoom digital: 2x, 4x
- Dispositivo de registro: Tarjeta de memoria de 256 Mb hasta 1500 imágenes.
- Rangos de operación: -15 a 50 °C
- Rango de almacenamiento: -40 a 70 °C
- Tiempo de duración de la batería: 90 min.
- Dimensiones: 97x110x169 mm. //
- Peso: 1,6 Kg. - IP 54 (IEC 529 )

Permite periodos de 25000 horas en medidas de temperatura de forma continua.

Fig.17. Cámara de Termografía TH7102 W/MV Marca NEC



c). Cámara ThermaCAM P60 Flir System

Especificaciones técnicas de ThermaCAM P60

- Rango de temperatura: en rango 1 :-40 °C a +120 °C  
en rango 2 : 0 °C a +500 °C, opcional hasta +2000 °C
- Sensibilidad térmica a 50/60 Hz: 0,06 °C a 30 °C
- Precisión (% de lectura):  $\pm 2$  °C o  $\pm 2\%$
- Detector: (FPA) uncooled Focal Plane Array microborómetro 320x240 píxel
- Campo de visión / mín. distancia focal: 24° x 18° / 0.3 m
- Resolución espacial (IFOV): 1,3 mrad
- Función zoom electrónico: 2,4,8, interpolando
- Enfoque: Automático o manual
- Rango espectral: 7,5 a 13  $\mu\text{m}$

- Video digital incorporado: 640 x 480 píxeles, full color
- Presentación de imagen: display externo 4'' LCD con telemando integrado
- Corrección de emisividad: variable de 0,1 a 1,0 ; selección de lista de materiales
- Correcciones automáticas con datos de entrada por el usuario como: distancia, temperatura ambiente, humedad relativa, emisividad, etc.
- Almacenamiento de la imagen en tarjeta extraíble de 128 MB, incorpora memoria de flash (50 imágenes)
- El formato del archivo térmico: estándar JPEG 14 bit de medida de datos incluido.
- El formato del archivo visual: estándar JPEG (incluyendo el marcador movable) unidos con sus correspondientes imágenes térmicas.
- Anotación de voz en imagen: 30 seg. voz digital guardado con la imagen.
- Anotación de texto de imagen predefinido por el usuario.
- Batería: de Li-Ion , recargable, tiempo 2 horas funcionamiento continuo
- Carga de batería: en cámara (adaptador de CA ó 12V de carro) o cargador
- Rango de temp: operación -15 a 50°C ; almacenamiento -40 a 70°C
- Peso: 2,0 Kg con batería y asa (incluye telemando, LCD, cámara video y láser), excluyendo batería y asa 1,4 Kg. Encapsulamiento IP 54
- Dimensiones: 100 mm x 120 mm x 220 mm solamente la cámara

- Trípode que monta 1/4" - 20
- Las lentes son opcionales
- Interfaces: USB/RS232 , IrDA, Control remoto.

**Fig.18. Cámara de Termografía ThermaCAM P60 Flir System**



Actualmente existen diversos modelos de cámaras termográficas para diferentes usos, los mostrados anteriormente son algunos de los modelos apropiados para las redes eléctricas, la cámara ThermaCAM P60 es la de última generación en su tipo. A continuación presentamos algunos modelos adicionales con sus características elementales.

**d). Cámara Termográfica AVIO TVS-770**

**Características Básicas**

- Dotada con sensor microborómetro (no refrigerado).
- Resolución térmica: 0,08 °C (mejorada a 0,05 °C).

- Rango de temperaturas desde  $-20^{\circ}\text{C}$  hasta  $500^{\circ}\text{C}$  ( $2000^{\circ}\text{C}$  opcionalmente).

Fig.19. Cámara Termográfica AVIO TVS-770



e). Cámara Termográfica infrarroja SnapShot 525.

- Dotada de memoria interna y software de generación de informes

Fig.20. Cámara Termográfica SnapShot 525



## **CAPÍTULO V**

### **TERMOGRAFÍA APLICADA A REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN**

#### **5.1 Mantenimiento Predictivo basado en la Termografía**

Existen diversas técnicas de mantenimiento (preventivo, correctivo, predictivo, proactivo, centrado en la confiabilidad, productivo total) que las empresas industriales y/o de servicios realizan con el fin de preservar la integridad de sus equipos o máquinas y de reducir o ‘eliminar’ en lo posible interrupciones por averías los cuales se traducen en pérdidas económicas.

Como consecuencia de las considerables pérdidas económicas por averías de equipos en plena producción y por los tiempos que se destinan para los mantenimientos periódicos clásicos surge el Mantenimiento Predictivo como un medio eficaz para predecir averías mediante el monitoreo continuo de equipos críticos sin la necesidad exclusiva de estar fuera de servicio. Debe entenderse que no es sustituto de alguna técnica de mantenimiento sino es una herramienta de apoyo muy efectiva cuya finalidad es la de prolongar el tiempo de vida útil de los equipos prediciendo los

indicios de defectos con un tiempo tal que se pueda prevenir.

El Mantenimiento Predictivo aplicado a las redes eléctricas involucra actividades como el análisis de aceite dieléctrico de transformadores de potencia y de interruptores, análisis de humedad en el gas SF<sub>6</sub> de interruptores, detección de descargas parciales y detección de puntos calientes, a este último nos avocaremos mediante el uso de la Termografía Infrarroja.

Entre las ventajas de esta técnica, podemos citar:

- La inspección se realiza a distancia sin contacto físico con el elemento en condiciones normales de funcionamiento, es decir no es necesario poner fuera de servicio las instalaciones.
- Se trata de una técnica que permite la identificación precisa del elemento defectuoso, a diferencia de la 'Pirometría' que es una medida de temperatura de un punto.
- Es aplicable a los diferentes equipos eléctricos: bornes de transformadores, transformadores de intensidad, interruptores, cables y piezas de conexión, etc.
- Es utilizable para el seguimiento de defectos en tiempo "cuasi real", lo que permite cuantificar la gravedad del defecto y la repercusión de las variaciones de carga sobre el mismo y programar las necesidades de mantenimiento en el momento más oportuno (que puede ir desde el simple seguimiento a una limitación de carga o a

una intervención inmediata antes de que el defecto pueda producir el colapso de la instalación).

- En relación con el mantenimiento tradicional, el uso de la inspección termográfica propicia la reducción de riesgos para el personal, la reducción de indisponibilidades para mantenimiento y su menor costo.

Entre las desventajas y/o inconvenientes, se tiene:

- Capacidad limitada para la identificación de defectos internos en la medida que el defecto no se manifieste externamente por incremento de la temperatura.
- Los reflejos solares pueden enmascarar o confundir defectos.
- El estado de carga del elemento bajo análisis puede influir en la determinación de las anomalías.

### Procesos de la Inspección Termográficas

En el proceso de Inspección Termográfica es posible definir, en general, las siguientes etapas:

1. Planificación de la inspección en los períodos de máxima demanda.
2. Evaluación y clasificación de los calentamientos detectados.
3. Emisión de informes, con identificación de las fallas y el grado de urgencia para su reparación

4. Seguimiento de la reparación

5. Revisión termográfica para evaluar la efectividad del mantenimiento correctivo realizado.

## **5.2 Defectos por sobretemperatura**

Las causas de las grandes fallas se manifiestan en las pequeñas, estas son: los falsos contactos y los sobrecalentamientos de elementos y equipos eléctricos.

### **5.2.1 Falsos contactos**

Definimos a la electricidad como el flujo de electrones que circulan por un material conductor sometido a una diferencia de potencial. El paso de la corriente a través de un conductor (de calibre correspondiente) de sección invariable no genera un gradiente de temperatura debido a que no existe alteración de la superficie externa del conductor que es por donde circulan los electrones.

El paso de la corriente a través de un conductor continuo eléctricamente pero discontinuo físicamente es decir con un 'punto de contacto' (llámese conexión) genera un incremento de temperatura cuyo valor dependerá de las características de la junta.

Las conexiones eficientes (incluyen: material, método, mano de obra) generan un incremento de temperatura de  $\Delta T \leq 3 \text{ }^\circ\text{C}$  respecto del conductor continuo.

Las instalaciones cercanas al litoral peruano y a las proximidades a las industrias cuyos gases contengan cloro libre o cloruros próximos o superiores a 0,7% de PH, se encuentran afectos al fenómeno de la corrosión debido al alto grado de salinidad y/o humedad. De los materiales conductores el aluminio es el más susceptible a la corrosión, por ello una unión de conductores de metales diferentes no es conveniente en un medio corrosivo. En un medio corrosivo, en el tiempo la eficiencia de una conexión se degrada debido a la formación de una capa corroída dando lugar al falso contacto.

Finalmente debemos afirmar que la energía liberada en la unión del material conductor en periodos intermitentes (en horas de máxima demanda) conlleva a las pérdidas de las propiedades de dureza de los conductores y seguidamente al desprendimiento de la unión. Cuando la energía transportada por la red de la que forma parte la 'unión en cuestión' es elevada entonces el desprendimiento de la unión está asociado al fogonazo (incendio).

### **5.2.2 Sobre calentamiento de equipos eléctricos.**

Los sobrecalentamientos están referidos a los transformadores, interruptores, fusibles y otros accesorios eléctricos.

En el caso de un transformador, si presenta una temperatura superior a la de operación entonces se debe descartar si es debido a las condiciones de operación (sobrecarga), de no ser debido a esa causa entonces se puede afirmar que existe un defecto interno; esta

es la limitación de la termografía.

Análogamente ocurre en algunos interruptores de potencia (12kV, 600A) de reducido volumen de aceite, donde los posibles defectos internos se manifiesta en el calentamiento de la botella de aceite del interruptor a la altura de los contactos internos (en la cámara de extinción del arco).

Si nos referimos a los elementos como los fusibles limitadores de corriente (M.T.) éstos sufren incrementos de temperatura sobre el límite de operación cuando están cercanos al fin de su vida útil o cuando están subdimensionados.

### **5.3 Imágenes Termográficas**

A continuación presentaremos las Imágenes Termográficas con el análisis respectivo de los componentes básicos de subestaciones y redes eléctricas de distribución en las que se muestra los defectos comunes por falsos contactos y calentamientos localizados.

Entiéndase que las temperaturas encontradas son procesadas internamente en el Equipo y para ello el operador ingresa los valores actuales de: Emisividad del elemento observado, distancia de enfoque, temperatura ambiental y humedad relativa. Los reportes emitidos normalmente registran dichas variables de inspección, para nuestro caso los omitiremos y pondremos énfasis en las temperaturas críticas encontradas.

## A). En Subestaciones Convencionales

Celda del transformador:

- Fusibles primarios (10kV)

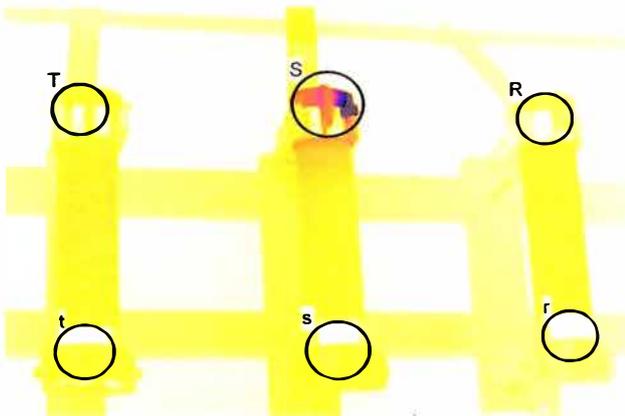


Imagen Termográfica

Label	Value
R : máx.	36,2 °C
S : máx.	163,5 °C
T : máx.	37,8 °C
r : máx.	34,4 °C
s : máx.	35,3 °C
t : máx.	40,6 °C

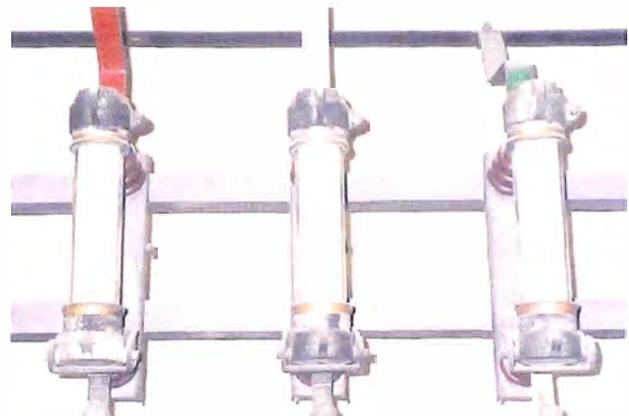


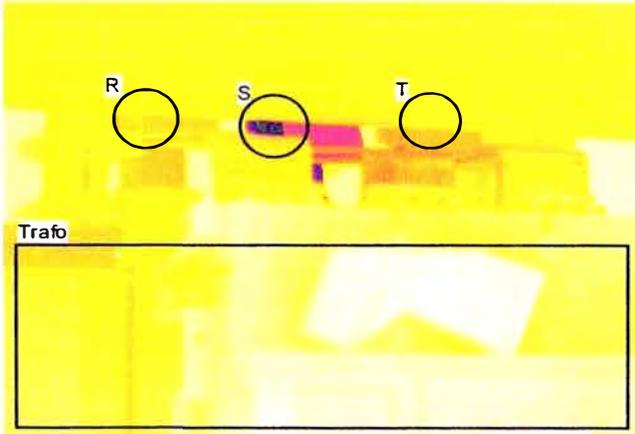
Imagen Fotográfica

Fecha insp.	21/05/2003
Hora insp.	08:29:58 p.m.

Observación: Según la coloración de la imagen térmica existe falso contacto en la conexión superior del fusible de fase S. Posteriormente se realiza el ajuste del contacto o el cambio del fusible para un sistema confiable.

Nota: las inspecciones termográficas se realizan en horas de máxima demanda donde es más visible los defectos por temperatura.

- Transformador



Fecha insp.	29/05/2003
Hora insp.	07:53:44 p.m.

Label	Value
R : máx.	76,7 °C
S : máx.	211,7 °C
T : máx.	93,6.0 °C
Trafo : máx.	76,0 °C

Imagen Termográfica

Observación: La imagen térmica muestra el falso contacto de la conexión de la pletina del disyuntor con el borne de BT del transformador en la fase S. El transformador se encuentra caliente, es posible que esté operando sobrecargado. Para el caso de los transformadores ubicados en ambientes cerrados el fabricante recomienda que la suma de la temperatura del mismo y del medio donde está inmerso no debe exceder de 100 °C.

Generalmente los defectos en los transformadores son los falsos contactos en los bornes de BT con los cables de comunicación y los recalentamientos debido a las condiciones anormales de operación, o envejecimiento. Los defectos en los bushing (conexión en 10 kV) son muy escasos, de todos modos siempre se debe inspeccionar.

Celda de salida a un circuito lateral:

- Conexiones en barras colectoras (10 kV)

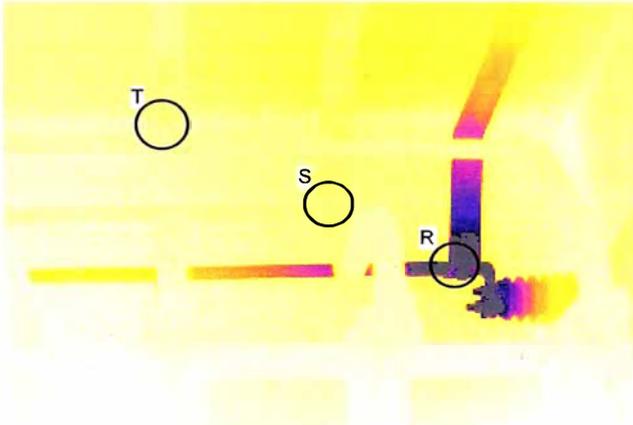


Imagen Termográfica

Label	Value
R : máx.	165,8 °C
S : máx.	24,3 °C
T : máx.	24,2 °C

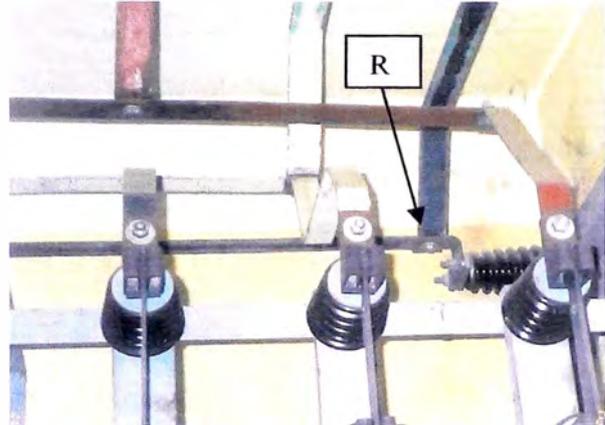


Imagen fotográfica

Fecha insp.	21/05/2003
Hora insp.	08:07:02 p.m.

Observación: En la imagen térmica se aprecia el falso contacto en la conexión emperrada de las barras colectoras en fase R.

- Seccionadores de barras

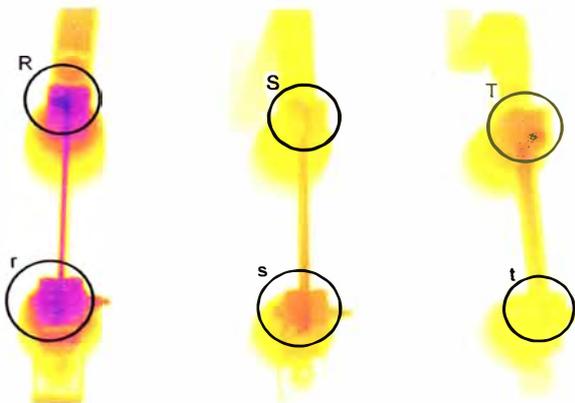


Imagen Termográfica



Imagen fotográfica

Label	Value
R : máx.	108,3 °C
S : máx.	58,7 °C
T : máx.	76,1 °C
r : máx.	101,2 °C
s : máx.	78,2 °C
t : máx.	52,5 °C

Fecha insp.	22/05/2003.
Hora insp.	06:35:31 p.m.

Observación: Existen defectos en las conexiones superior e inferior del seccionador de fase R, en la conexión inferior en fase S y en la conexión superior en fase T.

- Relés de máxima corriente HB

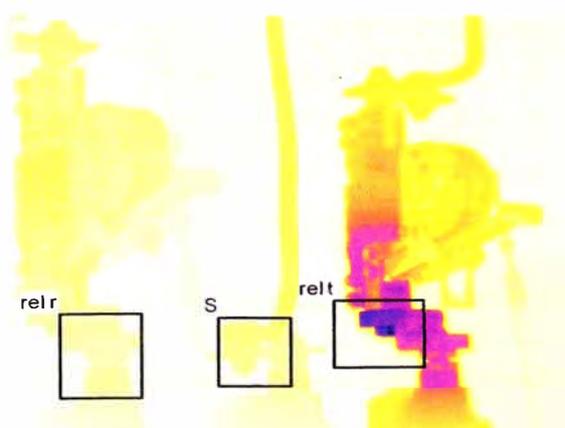


Imagen Termográfica

Label	Value
rel r : max	26,4 °C
S : max	25,2 °C
rel t : max	87,1 °C

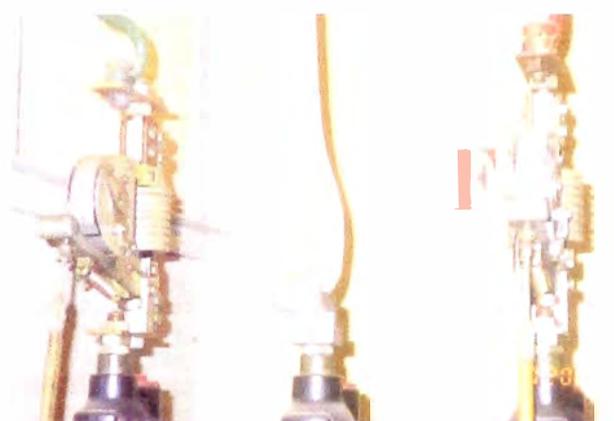
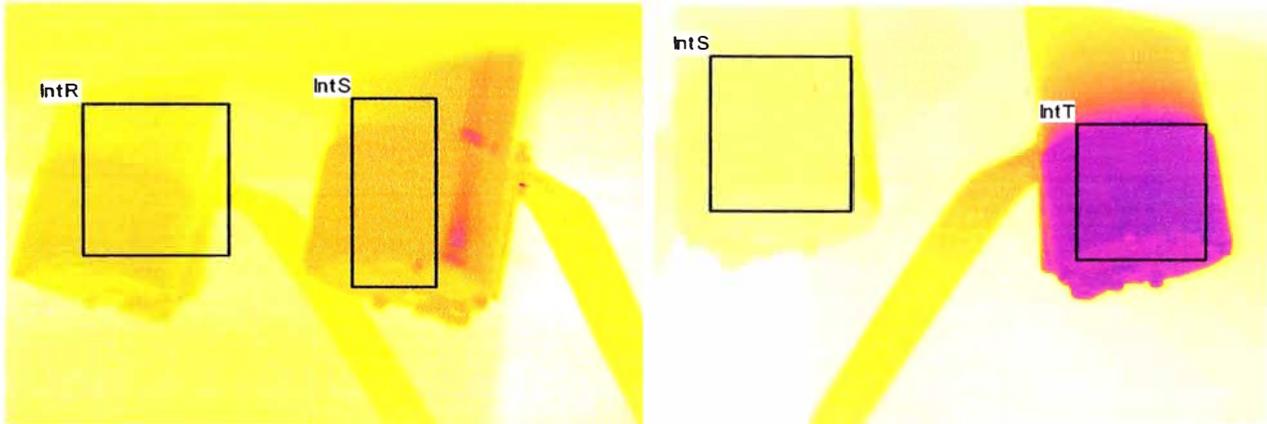


Imagen fotográfica

Fecha insp.	21/05/2003
Hora insp.	06:54:08 p.m.

Observaciones: El falso contacto ocurre en la conexión del relé con la pletina que comunica con el interruptor en fase T. Las conexiones del tramo de cable (desde el secc. de barras) con el relé y de éste con la botella del interruptor son defectos comunes en los interruptores de potencia en aceite.

- Interruptor de potencia de reducido volumen de aceite



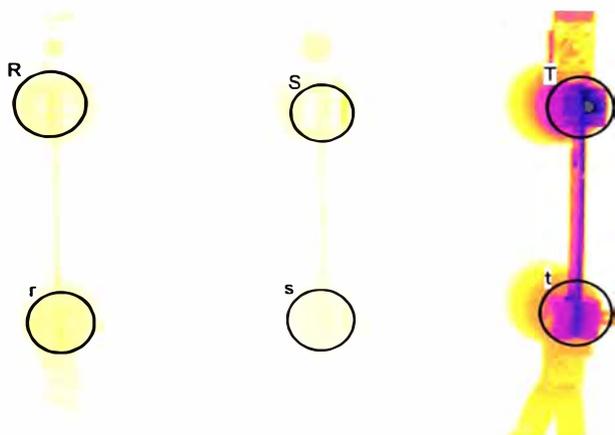
Imágenes termográficas de las conexiones con las botellas del interruptor.

Label	Value
Int. R : máx.	32,9 °C
Int. S : máx.	35,5 °C
Int. T : máx.	100,3 °C

Fecha insp.	29/05/2003
Hora insp.	07:59:55 p.m.

Observaciones: En los interruptores de potencia de reducido volumen de aceite se puede detectar falsos contactos internos (en la cámara de extinción del arco) siempre que éstos se vean reflejados en la parte externa como se muestra en la figura. En la imagen térmica se muestra un caso crítico y la necesidad de la atención inmediata.

- Seccionadores de cables

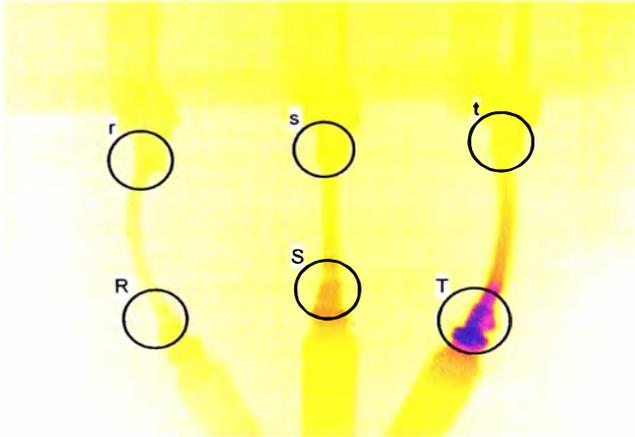


Fecha insp.	04/03/2003
Hora insp.	07:46:24 p.m.

Label	Value
R : máx.	44,1 °C
S : máx.	52,4 °C
T : máx.	168,7 °C
r : máx.	42,6 °C
s : máx.	38,6 °C
t : máx.	146,7 °C

Observaciones: Existe conexión floja en los contactos superior e inferior del seccionador de cables en fase T. En este caso se requiere la atención inmediata.

- Terminales de los cables



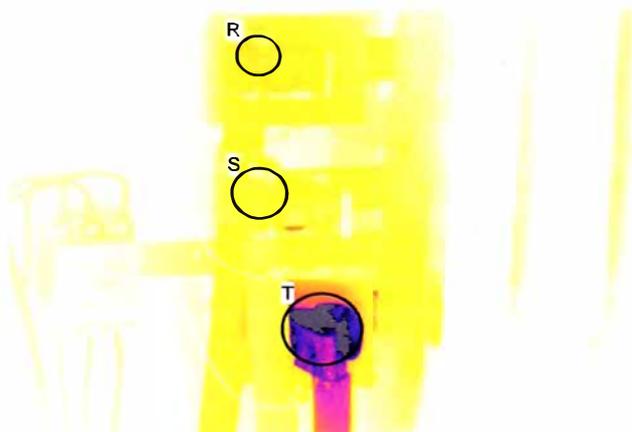
Fecha insp.	04/03/2003
Hora insp.	08:53:07 p.m.

Label	Value
R : máx.	28,9 °C
S : máx.	34,0 °C
T : máx.	62,7 °C
r : máx.	29,0 °C
s : máx.	30,3 °C
t : máx.	31,1 °C

Observación: Existe falsos contactos en la conexión del terminal en aceite con el cable que comunica con el seccionador de cables en fases S y T.

Baja Tensión.

- Conexiones de los cables de comunicación a las barras de BT

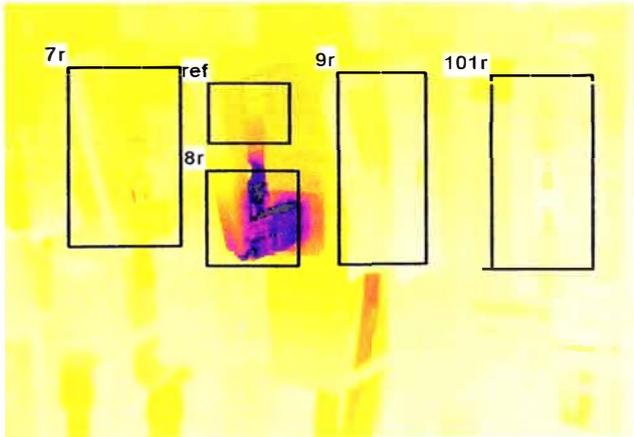


Fecha insp.	19/05/2003
Hora insp.	07:55:33 p.m.

Label	Value
R : máx.	66,2 °C
S : máx.	51,1 °C
T : máx.	202,1 °C

Observaciones: Existe falso contacto en la conexión cable-barra en fase T. Es una falla crítica y requiere atención inmediata.

- Seccionadores verticales

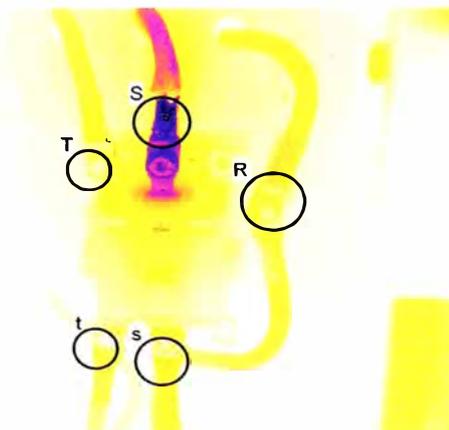


Fecha insp.	26/05/2003
Hora insp.	06:48:44 p.m.

Label	Value
7r : máx.	54,2 °C
8r : máx.	96,4 °C
ref : máx.	51,4 °C
9r : máx.	39,0 °C
101r : máx.	32,4 °C

Observaciones: En los seccionadores de B.T en general los defectos comunes son los falsos contactos, seguido por los calentamientos de los fusibles por estar en el límite de su vida útil o estar subdimensionados. En este caso existe falso contacto en la conexión inferior del fusible de la llave 08 en fase R.

- Contactor de AP



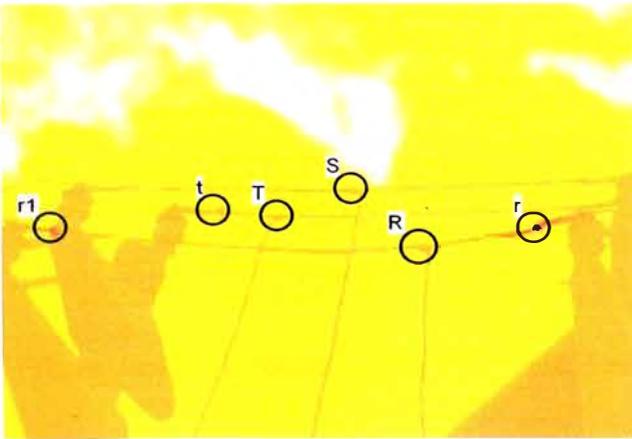
Fecha insp.	27/05/2003
Hora insp.	06:30:57 p.m.

Label	Value
R : máx.	88,4 °C
S : máx.	261,1 °C
T : máx.	61,9 °C
s : máx.	81,0 °C
t : máx.	50,7 °C

Observaciones: Los defectos que presentan los contactores de AP son los falsos contactos y los calentamientos internos debido a que están subdimensionados. En este caso el falso contacto está en la conexión con el cable en fase S.

### B). En Subestaciones Aéreas

#### - Conexiones de bajada

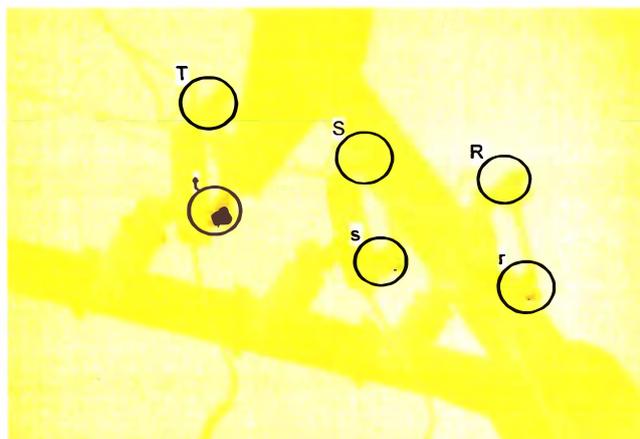


Fecha insp.	11/04/2003
Hora insp.	07:46:36 p.m.

Label	Value
R : máx.	21,8 °C
S : máx.	20,6 °C
T : máx.	20,4 °C
r : máx.	58,2 °C
r1 : máx.	34,1 °C
t : máx.	20,8 °C

Observaciones: Los conectores en el cuello de la fase R (r, r1) son del tipo perno partido y presentan falsos contactos. Se recomienda el ajuste o el cambio por el de tipo compresión.

- Fusible seccionador unipolar aéreo tipo cut out

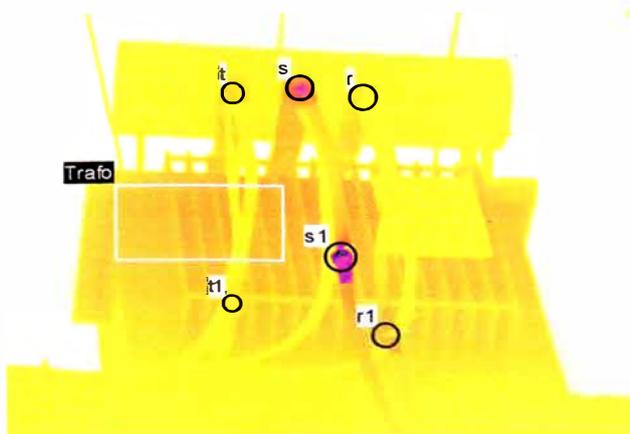


Label	Value
R : máx.	21,3 °C
S : máx.	19,7 °C
T : máx.	19,7 °C
r : máx.	24,6 °C
s : máx.	25,8 °C
t : máx.	112,5 °C

Fecha insp.	21/05/2003
Hora insp.	07:52:40 p.m.

Observaciones: Mediante la imagen térmica se percibe el falso contacto en la conexión inferior del chicote del fusible tipo K en el seccionador de fase T. Es un defecto crítico y requiere atención inmediata.

- Transformador aéreo

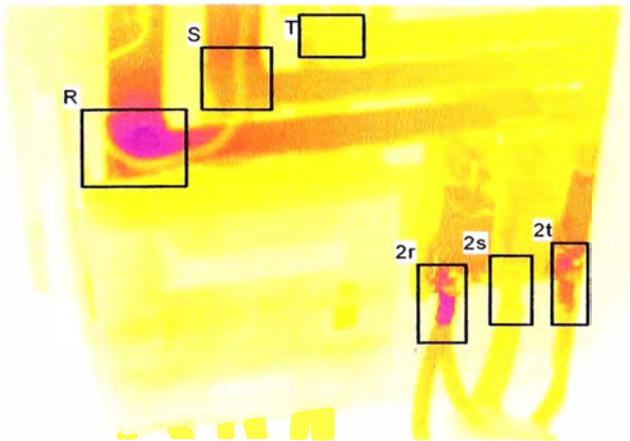


Fecha insp.	20/01/2003
Hora insp.	07:04:31 p.m.

Label	Value
r : máx.	39,2 °C
s : máx.	78,1 °C
t : máx.	39,5 °C
r1 : máx.	51,7 °C
s1 : máx.	119,6 °C
t1 : máx.	37,4 °C
Trafo : máx.	52,3 °C

Observaciones: La imagen térmica muestra las conexiones falsas del cable de comunicación con la pletina del transformador en la fase S (s), y entre cables en las fases R y S (r1, s1).

- Tablero de BT



Fecha insp.	20/01/2003
Hora insp.	07:08:10 p.m.

Label	Value
R : máx.	135,3 °C
S : máx.	102,2 °C
T : máx.	72,4 °C
2r : máx.	128,3 °C
2s : máx.	72,6 °C
2t : máx.	115,9 °C

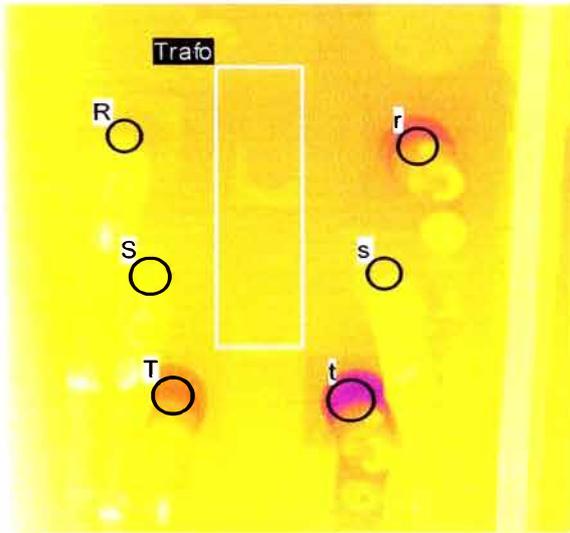
Observaciones: La imagen muestra los seccionadores horizontales en un tablero de nivel, y se observa las conexiones defectuosas de las pletinas, y de los terminales de los cables al portafusible unipolar 02 en las fases R y T (2r, 2t).

### C). En Subestaciones Compactas

En las subestaciones compactas sean del tipo pedestal o bóveda los defectos comunes se encuentran en las conexiones del cable de comunicación con los bornes de BT del transformado, y pocas veces en las conexiones de los conectores codo ( MT ).

## Tipo Pedestal

- Conectores codo M.T. (en el transformador).

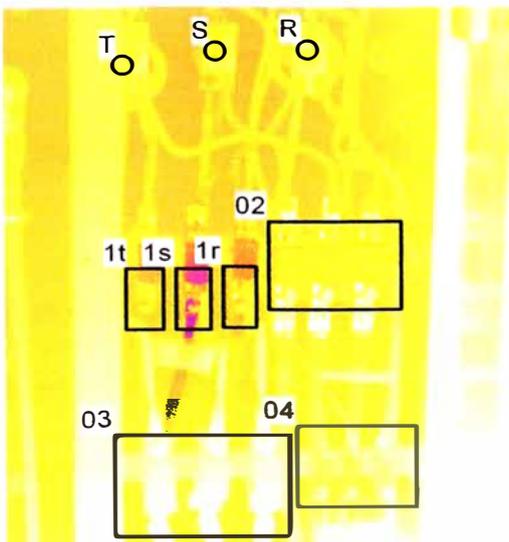


Fecha insp.	28/01/2003
Hora insp.	06:12:55 p.m.

Label	Value
R : máx.	36,5 °C
S : máx.	35,2 °C
T : máx.	40,7 °C
r : máx.	43,0 °C
s : máx.	36,0 °C
t : máx.	57,2 °C
Trafo : máx.	37,4 °C

Observaciones: Las conexiones calientes se muestran en los contactos de los conectores codo a los bornes de MT del transformador en 'r' y 'T'.

- Tablero de BT (en el transformador).



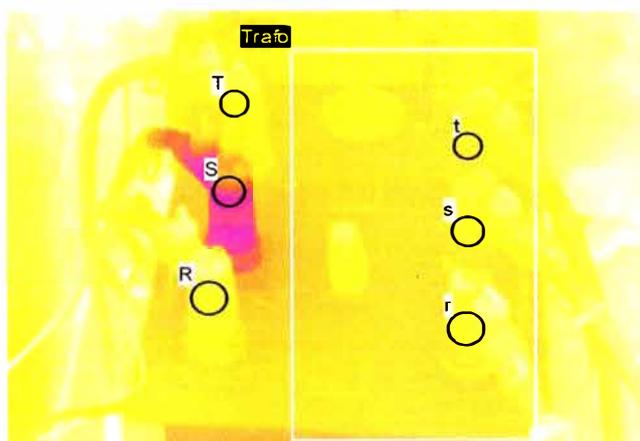
Fecha insp.	15/04/2003
Hora insp.	08:39:02 p.m

Label	Value
R : máx.	38,3 °C
S : máx.	42,6 °C
T : máx.	41,1 °C
1r : máx.	54,8 °C
1s : máx.	75,0 °C
1t : máx.	49,9 °C
02 : máx.	44,5 °C
03 : máx.	40,2 °C
04 : máx.	39,5 °C

Observaciones: El falso contacto se presenta en la conexión del cable al portafusible 01 en la fase S (conexión inferior).

### Tipo Bóveda

- Conectores codo M.T. (en el transformador)



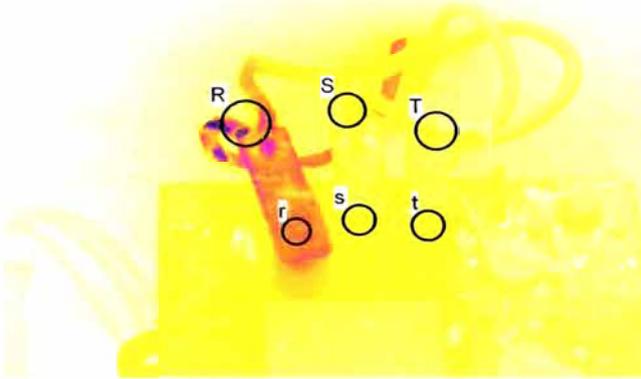
Fecha insp.	15/04/2003
Hora insp.	08:25:46 p.m

Label	Value
R : máx.	33,2 °C
S : máx.	61,8 °C
T : máx.	34,0 °C
r : máx.	35,1 °C
s : máx.	35,2 °C
t : máx.	34,9 °C
Trafo : máx.	39,5 °C

Observaciones: Los falsos contactos en las conexiones de los conectores codo son poco comunes en los transformadores tipo bóveda. La imagen registra la conexión falsa del conector codo al borne del transformador en fase S.

- Bornes de baja tensión (en el transformador).

Los defectos típicos en un transformador tipo bóveda se da en las conexiones de los bornes de BT con el cable de comunicación y en las conexiones de los fusibles tipo NH del tablero de BT.

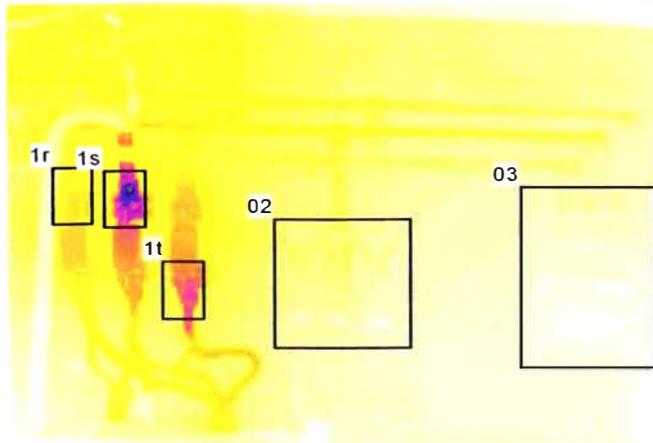


Fecha insp.	15/04/2003
Hora insp.	08:18:58 p.m

Label	Value
R : máx.	194,9 °C
S : máx.	59,7 °C
T : máx.	60,5 °C
r : máx.	109,4 °C
s : máx.	62,7 °C
t : máx.	61,1 °C

Observaciones: El transformador tiene dos cables de comunicación por fase, y existe un falso contacto en la conexión de un cable de la fase R con la pletina que comunica con el borne del transformador. Requiere atención inmediata.

- Tablero de BT.



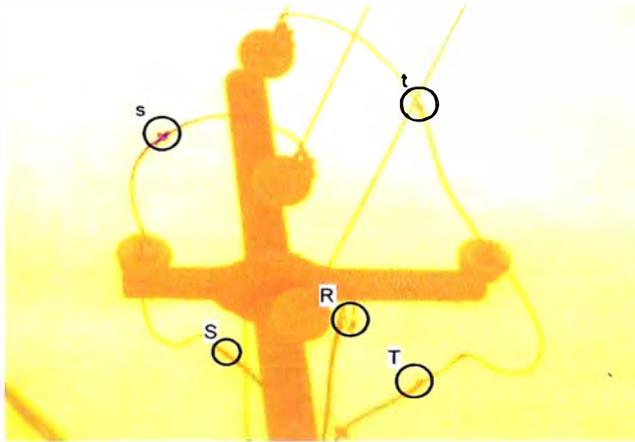
Fecha insp.	15/04/2003
Hora insp.	08:56:27 p.m

Label	Value
1r : máx.	58,0 °C
1s : máx.	140,9 °C
1t : máx.	92,7 °C
02 : máx.	35,7 °C
03 : máx.	31,9 °C

Observaciones: La imagen muestra los falsos contactos de las conexiones de los cables al portafusible 01, en la fase S en la conexión superior y en la fase T en la conexión inferior.

### D). En tramos de línea aérea

#### - Estructura de terminal de inicio o fin de línea

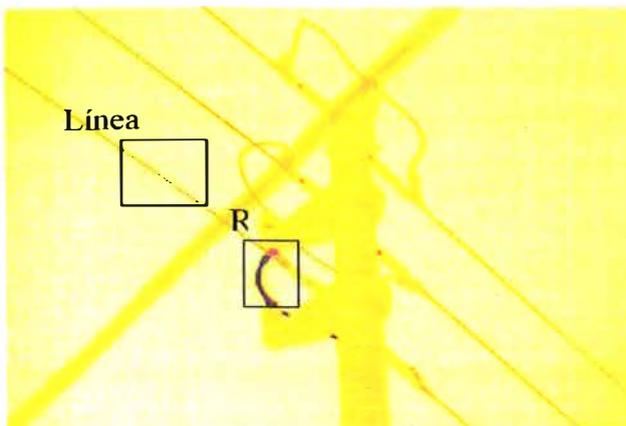


Fecha insp.	23/01/2003
Hora insp.	07:32:22 p.m

Label	Value
R : máx.	28,4 °C
S : máx.	25,9 °C
T : máx.	25,8 °C
s : máx.	65,4 °C
t : máx.	25,1 °C

Observaciones: Las conexiones a la línea se han efectuado con conectores tipo perno partido ( en 's' y 't' ), estos no son confiables debido al desajuste que presentan en el tiempo. Se detecta un falso contacto en la conexión a la línea en 's'. Se recomienda colocar conector tipo compresión.

#### - Conexiones en cuello

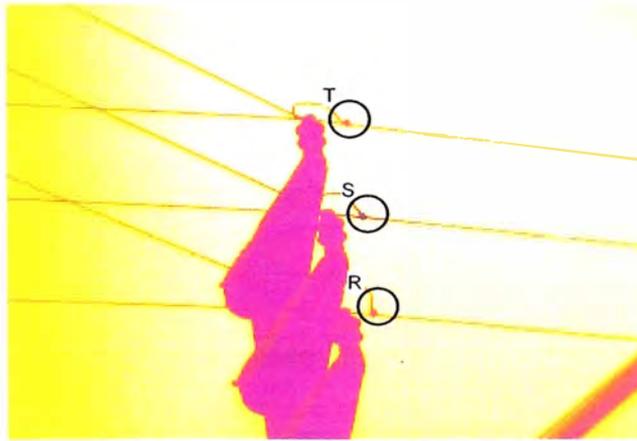


Fecha insp.	03/04/2003
Hora insp.	08:48:30 p.m

Label	Value
R : máx.	109,4 °C
Línea:	24,4 °C

Recomendaciones: Esta estructura tiene conectores en cuello solamente en la fase R y ha calentado el tramo del cable. Este caso es crítico y la atención es inmediata tratándose de una línea troncal.

- Conexiones de derivación



Fecha insp.	10/04/2003
Hora insp.	08:20:37 p.m

Label	Value
R : máx.	19,6 °C
S : máx.	56,3 °C
T : máx.	18,3 °C

Observaciones: La imagen térmica nos muestra el falso contacto en la conexión en cuello de derivación en fase S. Se recomienda colocar conector tipo compresión.

#### **5.4 Aplicación de Inspecciones Termográficas**

Es recomendable que las Inspecciones Termográficas se realicen en horas de máxima demanda de acuerdo al diagrama de carga del circuito ya que en este lapso de tiempo los defectos por falsos contactos (de menor grado o mayor grado) se manifiestan con mayor nitidez.

La aplicación práctica de la Inspección Termográfica se realizará en la red de un alimentador de media tensión que consideraremos ficticio (Esquema eléctrico ficticio en el **Anexo 12**), del cual simularemos una de las posibles fallas:

Si existe un falla de conductor abierto en una fase ubicado en el terminal de subida de línea (F1) de SE 001 a SAB 2025 T SAB 4056, la protección en la celda actuará y aislará el defecto, pero dejará fuera de servicio a un circuito lateral de la SE 001 que necesariamente se tendrá que reparar la falla para restablecer la energía ya que no existe enlace auxiliar alguno a través de la red aérea.

El tiempo que implica la puesta en servicio de la red averiada es aproximadamente dos horas. La red afectada tiene 10 Subestaciones aéreas, deduciremos la energía no vendida por la indisponibilidad.

Tabla 1. Cuadro de Subestaciones afectas de falla F1 del circuito de red ficticia

Subestación	Potencia ( KVA )	% Plena carga	Potencia ( KW )
SAB 2025	250	0,80	170,00
SAB 4056	250	0,85	180,63
SAB 3578	400	0,88	299,20
SAB 4545	250	0,90	191,25
SAB 10225	250	0,85	180,63
SAB 4848	160	1,00	136,00
SAB 2011	400	0,90	306,00
SAB 4830	250	0,95	201,88
SAB 4735	250	0,90	191,25
SAB 3640	100	1,15	97,75
$\text{Cos } \Phi = 0,85$			
Potencia total ( KW )			1954,58

El tiempo de interrupción es dos horas, luego la Energía no suministrada es:

$$\text{Energía n.s.} = \text{Pot. n.s. ( kW. )} \times \text{Tiempo ( Hr )}$$

$$\text{Energía} = 3\,909,16 \text{ kW H.}$$

$$\text{Costo de energía no suministrada} = \text{Energía ( kWh )} \times \text{Tarifa ( \$/ kWh )}$$

Análogamente a la determinación de la energía no vendida debido a la falla F1, se puede determinar para los supuestos casos que los defectos por falsos contactos sean en F2, F3, etc. Debemos indicar que las incidencias son mucho mayores cuando los defectos ocurren en las líneas troncales en la salida del SET o en la salida de la primera subestación convencional.

Para la deducción de los costos de compensación por calidad de suministro y por interrupciones mayores de cuatro horas de las redes eléctricas de una Empresa concesionaria es preciso tener los datos reales del tiempo y duración de las interrupciones en periodos de 6 meses de todos los circuitos que salieron fuera de servicio por causa de falsos contactos (este último para cuantificar los efectos de las Inspecciones Termográficas).

## **CAPÍTULO VI**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

El análisis para la implementación del Mantenimiento Predictivo se centra básicamente en la adquisición del Equipo de Termografía, que dado su elevado costo económico amerita una evaluación de los costos para la implementación en las empresas concesionarias donde los costos por compensaciones anuales sean mayores al costo anual equivalente por la ejecución de las Inspecciones Termográficas incluida la adquisición del Equipo en referencia.

#### **6.1 Metodología de determinación de las compensaciones**

Las compensaciones económicas por el concepto de la calidad de servicios eléctricos de las empresas eléctricas concesionarias son las siguientes:

- Compensaciones por interrupciones mayores a cuatro horas
- Compensaciones por calidad de suministro
- Compensaciones por calidad de producto

- Compensaciones por calidad de alumbrado público

Debemos indicar que la técnica del Mantenimiento Predictivo en referencia aplicado a redes eléctricas de distribución solamente detecta falsos contactos y calentamientos de equipos de potencia; se recalca esto para demostrar que tiene incidencia directa en: la Calidad de Suministro y en Interrupciones mayores a cuatro horas, e incide indirectamente y en menor cuantía en la Calidad de Producto y Calidad de Alumbrado por ello omitiremos la metodología de cálculo por estos dos últimos conceptos.

#### **6.1.1 Compensación económica por interrupciones mayores a cuatro horas**

El artículo N° 86 de la Ley de Concesiones Eléctricas y la N° 168 de su reglamento establece que si se produce una interrupción mayor a cuatro horas se compensará al usuario de la siguiente forma:

Monto a compensar = (Energía a compensar) x (Tarifa de compensación)

Donde:

- Energía a compensar, es la energía no servida mayor a cuatro horas.
- Tarifa de compensación, es la diferencia entre el costo de racionamiento menos la tarifa correspondiente al usuario.

Costo de racionamiento = 0,25 US \$ / kWh resolución CTE N° 026-98

#### **6.1.2 Compensación económica por calidad de suministro**

Con la finalidad de establecer los niveles mínimos de calidad de servicios eléctricos, alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que

operan bajo el régimen de la Ley de concesiones eléctricas, se elaboró las 'Normas Técnicas de Calidad de Servicio Eléctrico' en el Título VI trata acerca de la 'Calidad de Suministro'

A continuación presentamos el contenido de la norma 6,1,3, 6,1,4 y parte de 6,1,8 de la NTCSE

Norma NTCSE: 6,1,3 Indicadores de la Calidad de Suministro.- La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

a) **Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)**

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$N = \text{Número de Interrupciones (expresada en: interrupciones/semestre)}$ .

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

b) **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)**

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control

de un semestre:

$$D = \sum(K_i * d_i); \text{ (expresada en: horas)}$$

Donde:

$d_i$  : Es la duración individual de la interrupción  $i$ .

$K_i$  : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento:  $K_i = 0,25$

Interrupciones programadas por mantenimiento:  $K_i = 0,50$

Otras:  $K_i = 1,00$

El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes o mantenimiento de éstas, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.”

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera para dicha diferencia de tiempo ( $\Delta$ ):

$K_i = 0$  ; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$  ; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, las cuales se rigen según lo dispuesto en los numerales 6,1,8, 6,1,9 y la Décimo Tercera Disposición Final de la Norma.

Norma NTCSE: 6,1,4 Tolerancias.- Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

- Número de Interrupciones por Cliente (N')

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 Interrupciones/semestre

Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre

Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones/semestre

- Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre

Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre

Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

Norma NTCSE (parte) : 6,1,8 Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente no Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Compensaciones por Interrupciones:  $e * E * ENS$

Donde:

**e** : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa:  $e = 0,00$

Segunda Etapa:  $e = 0,05 \text{ US\$/kWh}$

Tercera Etapa:  $e = 0,35 \text{ US\$/kWh}$

**E**: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

**ENS**: Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) * D; \text{ (expresada en: kWh)}$$

Donde:

ERS: Es la energía registrada en el semestre.

NHS: Es el número de horas del semestre.

$\Sigma di$ : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

Nota: Los demás artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas y las normas de la NTCSE referidos en el presente son adjuntados en el anexo.

## **6.2 Evaluación de rentabilidad del estudio**

La evaluación se realiza con la determinación de los indicadores económicos de rentabilidad tales como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), y para ello es preciso conocer los parámetros de cálculo siguientes:

- Inversión inicial (Costo del Equipo de Termografía)
- Valor residual (Valor de salvamento)
- Vida útil (Dato de Fábrica)
- Tasa de interés anual (Tasa de retorno)
- Egresos anuales (Costo de la mano de obra de ejecución de Insp. Termográficas)
- Ingresos anuales (Beneficio anual por la implementación de las Insp. Term.)

Para la determinación de los parámetros mencionados se tienen las siguientes consideraciones:

- a).- El monto de la compensación por calidad de suministro será el promedio de los cuatro últimos semestres de una empresa eléctrica distribuidora (Fuente OSINERG).
- b).- Las Inspecciones Termográficas se realizan con una cuadrilla.
- c).- El porcentaje de interrupciones por falsos contactos en el sector de Lima representa aproximadamente el 20% del total, y su influencia económica el mismo porcentaje.

Determinación de los parámetros a utilizar en el cálculo del VAN y TIR.

- Inversión inicial (Costo del Equipo de Termografía)

El costo de las Cámaras de termografía varía desde US\$ 20 000 hasta US\$ 90 000, para nuestro caso consideraremos una cámara de la marca ThermCAM P60 cuyo costo es de US \$ 50 000.

$$I = \text{US\$ } 50\,000$$

- Valor residual (Dato de fábrica)

Las recomendaciones de fábrica indican que el equipo opera hasta 25 000 horas sin reparaciones, con un valor residual de US \$ 10 000.

$$V_r = \text{US\$ } 10\,000$$

- Vida útil del Equipo ( o periodo de cálculo)

Dato de Fábrica, el equipo tiene una vida útil de 8 años.

$$t = 8 \text{ años}$$

- Tasa de retorno anual (i%)

La tasa de retorno para los cálculos consideraremos 12% anual.

$i = 12\%$  anual

- Egresos anuales (Costo de la mano de obra de ejecución de Insp. Termográficas)

En la Tabla N° 2, se muestra los costos de mano de obra directa mensual y anual en dólares americanos.

Tabla N° 2. Costos de mano de obra directa de ejecución de inspecciones.

Personal	Categoría	Cantidad	Egresos (US \$)	
			Mensual	Anual
Técnico A1	Operador	1	500	6000
Técnico	Técnico	1	400	4800
Movilidad c/ chofer	Ninguna	1	870	10440
Total		3	1770	21240

$A_1 = \text{US\$ } 21\,240$  (egresos anuales)

- Ingresos anuales (Beneficio anual por la implementación de las Insp. Term.)

Para efectos de cálculos el beneficio anual debido a la ejecución de las Inspecciones

Termográficas se determina de la siguiente manera:

Beneficio ( $A_2$ ) = Compensaciones sin Insp.Term. - Compensaciones con Insp. Term.

De la consideración antes mencionada el porcentaje de interrupciones por falsos contactos es 20%, cuando se implemente el Mantenimiento Predictivo en referencia dicho valor se reducirá hasta el 8% por única vez y se mantendrá a lo largo del tiempo, lo que implica que el beneficio anual será el 12% del monto compensado.

Beneficio económico ( $A_2$ ) = 0.12 x Compensación anual sin Insp. Term

Tabla N° 3. Promedio de compensaciones por calidad de suministro de los semestres 2002-I, 2002-II, 2003-I, 2003-II. (Deducido del cuadro Anexo 13 Fuente OSINERG).

Empresa Distribuidora	Comp.prom.US\$
Edelnor	175620,25
Hidrandina	161344,75
Luz del Sur	141390,75
Electro Centro	114479,75
Enosa	111582,00
Electro Norte	104718,75
Electro Sur	57271,25
Electro Sur Medio	53661,75
Electro Oriente	48668,00
Seal	24981,50
Edecañete	17602,25
Electro Puno	13055,25
Electro Sur Este	7716,25
Electro Ucayali	4914,00

El análisis se realiza con el valor promedio de la compensación de una empresa distribuidora del cuadro de la Tabla N° 3.

Comp. Semestral = US\$ 141 390,75 (de Tabla N° 3 elegimos un valor para el análisis)

Comp. Anual = US\$ 282 781,50

Luego  $A_2 = 0,12 \times 282\,781,50$

$A_2 = \text{US\$ } 33\,933,78$

### Determinación de los indicadores de rentabilidad

#### Calculo del Valor Actual Neto (VAN)

El valor Actual Neto (VAN) lleva al presente, a una determinada tasa de descuento, los flujos futuros. La formula general es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{Fct}{(1+i)^t}$$

Donde:

$F_c$  : Flujo de caja del proyecto

$i$  : Tasa de retorno (%)

$t$  : Tiempo

$n$  : vida útil del proyecto.

**Parámetros de cálculo previos:**

$I = \text{US\$ } 50\,000$

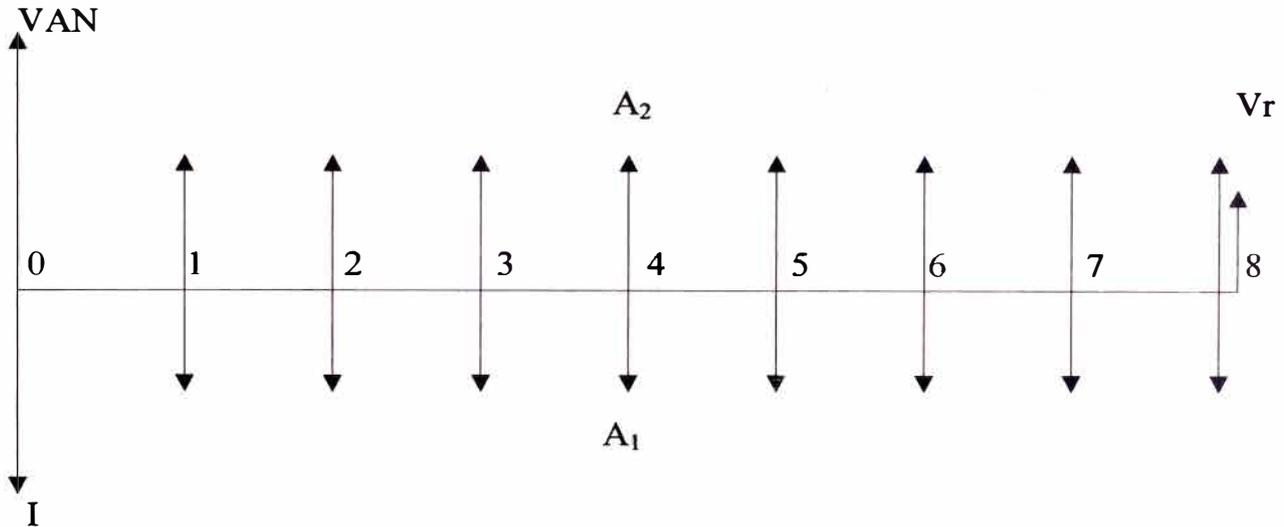
$V_r = \text{US\$ } 10\,000$

$n = 8$  años

$A_1 = \text{US\$ } 21\,240$  (egresos)

$A_2 = \text{US\$ } 33\,933,78$  (ingresos)

Fig. 21. Representación del flujo de ingresos y egresos anuales.



$$VAN = -I - A_1(P/A, i\%, n) + A_2(P/A, i\%, n) + V_r(P/F, i\%, n)$$

$$VAN = -I + (A_2 - A_1)(P/A, i\%, n) + V_r(P/F, i\%, n)$$

Reemplazando valores tendremos:

$$VAN = -50\,000 + 12\,693,78 \times \left[ \frac{(1 + 0,12)^8 - 1}{0,12 \times (1 + 0,12)^8} \right] + 10\,000 \times \left[ \frac{1}{(1 + 0,12)^8} \right]$$

$$VAN = \text{US\$ } 17\,096,96$$

### Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno complementa normalmente la información provista por el VAN. Expresada en porcentaje, la TIR muestra la rentabilidad promedio por periodo, y se la define como aquella tasa que hace el VAN igual a cero.

En nuestro caso tendremos la TIR:

$$VAN = 0 = -50\,000 + 12\,693.78 \times \left[ \frac{(1+i)^8 - 1}{ix(1+i)^8} \right] + 10\,000 \times \left[ \frac{1}{(1+i)^8} \right]$$

Realizando tanteos para la solución de la ecuación anterior encontramos el valor de la TIR (i).

$$TIR(i) = 20,6544 \% > 12\% \text{ (sector eléctrico L.C.E.)}$$

### Determinación del periodo de recuperación de inversión.

El periodo de recuperación (n) de la inversión para el presente caso se determina de la siguiente manera:

$$VAN = 0 = -I + A \times (P/A, i\%, n) + V_r \times (P/F, i\%, n)$$

Luego:

$$0 = -50\,000 + 12\,693,78 \times (P/A, 12\%, n) + 10\,000 \times (P/F, 12\%, n)$$

$$0 = -50\,000 + 12\,693.78 \times \left[ \frac{(1+0,12)^n - 1}{0,12x(1+0,12)^n} \right] + 10\,000 \times \left[ \frac{1}{(1+0,12)^n} \right]$$

Resolviendo:  $n = 4,77$  años

El valor encontrado nos indica que a partir de ese año los beneficios aparentes serán utilidades reales hasta como mínimo finalizar el tiempo de vida del Equipo en referencia.

### Análisis de caso alternativo

Dado que el análisis anterior ha sido realizado para un valor de compensación de US\$ 141 390,78 y un porcentaje de reducción de interrupciones del 12%, realizaremos un

análisis para un caso alternativo cuyos datos son los siguientes:

- Costo del Equipo de Termografía = US\$ 30 000
- Vida útil del Equipo = 8 años
- Valor residual = US\$ 7 000
- Monto a compensar por calidad de suministro = US\$ 200 000 anual
- Porcentaje de reducción de las int. Por falsos contactos = 12% anual
- Beneficio económico ( $A_1$ ) =  $0,12 \times 200\ 000 = \text{US\$ } 24\ 000$
- Costo de operación anual ( $A_2$ ) = US\$ 16 440 (Técnico operario y chofer con movilidad)
- Tasa de retorno = 12%

Análogamente determinaremos los parámetros de rentabilidad:

$\text{VAN} = \text{US\$ } 10\ 382,54$

$\text{TIR} = 20,6660\ \% > 12\%$  (Sector eléctrico LCE)

Periodo de recuperación de la inversión = 4,666 años.

Teniendo en cuenta que los análisis realizados están sujetos a variables referenciales cuyos valores pueden variar en el tiempo, debemos afirmar que las ventajas de las Inspecciones Termográficas son apreciables, las cuantificables mediante cálculos, y las no cuantificables ya mencionados.

En el Anexo 13 se muestra un cuadro comparativo de las compensaciones por calidad de suministro (fuente OSINERG 2004).

Durante el segundo semestre del 2003 las empresas distribuidoras compensaron (por calidad de suministro) la cantidad de US \$ 1 512 038 cifra superior a los semestres anteriores. Esto es debido a que a partir de este semestre la compensación unitaria llega a su máximo valor.

Cabe precisar que el monto de compensación no incluye el correspondiente a la interrupción del 26 de setiembre en Huanuco (Trece días consecutivos) el cual asciende a US\$ 2 806 962. Esta omisión se debe a que la interrupción de Huanuco siguió un trámite de fuerza mayor el cual concluyó recién en abril del 2004 y es tan alta que excede la factura mensual de los usuarios por ello pasaron varios meses hasta que se culmine con el pago de la compensación. Incluyendo la compensación por el evento de Huanuco la compensación total sería de US \$ 4 330 525. (Fuente OSINERG).

Internacionalmente dos de los indicadores más conocidos para la evaluación de las interrupciones son el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) y el SAIDI (System Average Interruption Duration Index), el primero de ellos es el promedio de interrupciones por usuario y el otro es la duración promedio, en horas, de interrupciones por usuario.

El Anexo 14. Muestra la Evolución del (%) de Clientes con mala calidad de suministro.

A continuación se muestra estos indicadores por cada empresa distribuidora, la cual corresponde al segundo semestre del 2003 (Fuente OSINERG 2004)

La Tabla N° 4. Indicadores de calidad de suministro del Semestre 2003-II

Empresa Distribuidora	Clientes afectados a la NTCSE	SAIFI	SAIDI
Luz del Sur	680 944	1,76	4,88
Edelnor	867 122	2,44	6,78
Hidrandina	278 340	6,85	13,77
Seal	181 447	2,87	6,74
Electro Centro	136 112	8,63	79,97
Electro Sur Este	63 533	3,10	2,71
Electro Puno	58 841	10,50	8,96
Electro Sur Medio	94 410	6,86	17,72
Enosa	136 635	11,41	15,22
Electro Oriente	80 729	6,18	4,35
Electro Norte	124 012	11,15	17,69
Electro Sur	78 828	15,80	18,37
Electro Ucayali	35 005	5,42	2,93
Edecañete	17 683	8,88	16,68
Total	2 833 641	4,80	12,10

Para el caso de Electro Centro, el crítico nivel de calidad que brindó en el segundo semestre del 2003 se dio en gran parte a la interrupción del 26 de setiembre que afectó a la ciudad de Huanuco, el cual duró 13 días consecutivos. Para el caso de Electro Sur se debió a las continuas interrupciones en los alimentadores MT de la ciudad de Tacna. Otro aspecto a observar, es la frecuencia y duración promedio por usuario de la empresa Edecañete los cuales son altos comparados con el bajo porcentaje de usuarios con mala calidad de suministro.

## **CONCLUSIONES**

1. Los altos costos de compensaciones de las empresas distribuidoras ameritan la implementación de Técnicas de Mantenimiento o el mejoramiento de las mismas de tal forma de reducir las indisponibilidades de energía, se considera a la Termografía una herramienta efectiva del Mantenimiento Predictivo.
2. Si bien es cierto que los indicadores de rentabilidad calculados son favorables para la implementación de la Termografía en una empresa cuyos montos de compensación son mayores de US\$ 141 390,75, debemos indicar que para el caso de las empresas distribuidoras con menores valores de compensación puede no ser conveniente ya que el ahorro que supone en reducción de compensaciones no iguala al costo de operación mas el costo del equipo anualmente distribuidos.
3. Teniendo en cuenta el análisis del caso alternativo, las empresas con menores montos de compensación por calidad de suministro deben adquirir equipos de

Termografía cuyo costo no exceda de US\$ 30 000 toda vez que se reduzca el costo de operación.

4. Son escasas las empresas eléctricas distribuidoras que han implementado la Termografía infrarroja debido al elevado costo del equipo de Termografía, sin embargo muchas empresas del sector industrial vienen realizando con anterioridad la detección puntual de falsos contactos mediante la Pirometría con resultados muy limitados. Debo indicar que los equipos de Termovisión actuales tienen características de software y hardware ventajosas respecto de sus similares antiguos que los hacen más efectivos en el análisis de fallas.
5. Dado que la topología de las redes de distribución, las condiciones físicas de las instalaciones, y las causas de las interrupciones son diferentes para cada empresa, éstas deben hacer un análisis para el caso particular y evaluar la factibilidad de implementación de las Inspecciones Termográficas como parte del mantenimiento Predictivo.
6. Además de los beneficios cuantificados en los cálculos, el uso de la Termografía influye en gran medida en la conservación de los equipos de protección y de transformación, ya que reducen las sollicitaciones por condiciones anormales de operación (falla).

## **RECOMENDACIONES**

1. La implementación de la Termografía infrarroja estará asociada a un programa eficiente de ejecución de inspecciones Termográficas con la finalidad de reducir al máximo las posibles fallas por falsos contactos.
2. Las empresas eléctricas distribuidoras cuyo monto de compensación por calidad de suministro no justifiquen la adquisición de un equipo de Termografía deberán solicitar los servicios a empresas consultoras en esta área.
3. Si bien es cierto que la cámara Termográfica es el equipo ideal para la detección de falsos contactos en todas las condiciones, para el caso de empresas distribuidoras menores (redes de distribución de baja potencia) el uso de la Pirometría puede ser una alternativa para la verificación del defecto (reportado como conexión falsa) luego de la reparación.

## **8. BIBLIOGRAFÍA**

- Código Nacional de Electricidad Tomo 4 - Sistema de Distribución. Ministerio de Energía y Minas
- Transferencia de Calor y Masa Serie SCHAUM, última edición.
- Normalización de redes de distribución aérea con cable autosoportado Ascencios Zorrilla Ernesto. Tesis de Grado 1999.

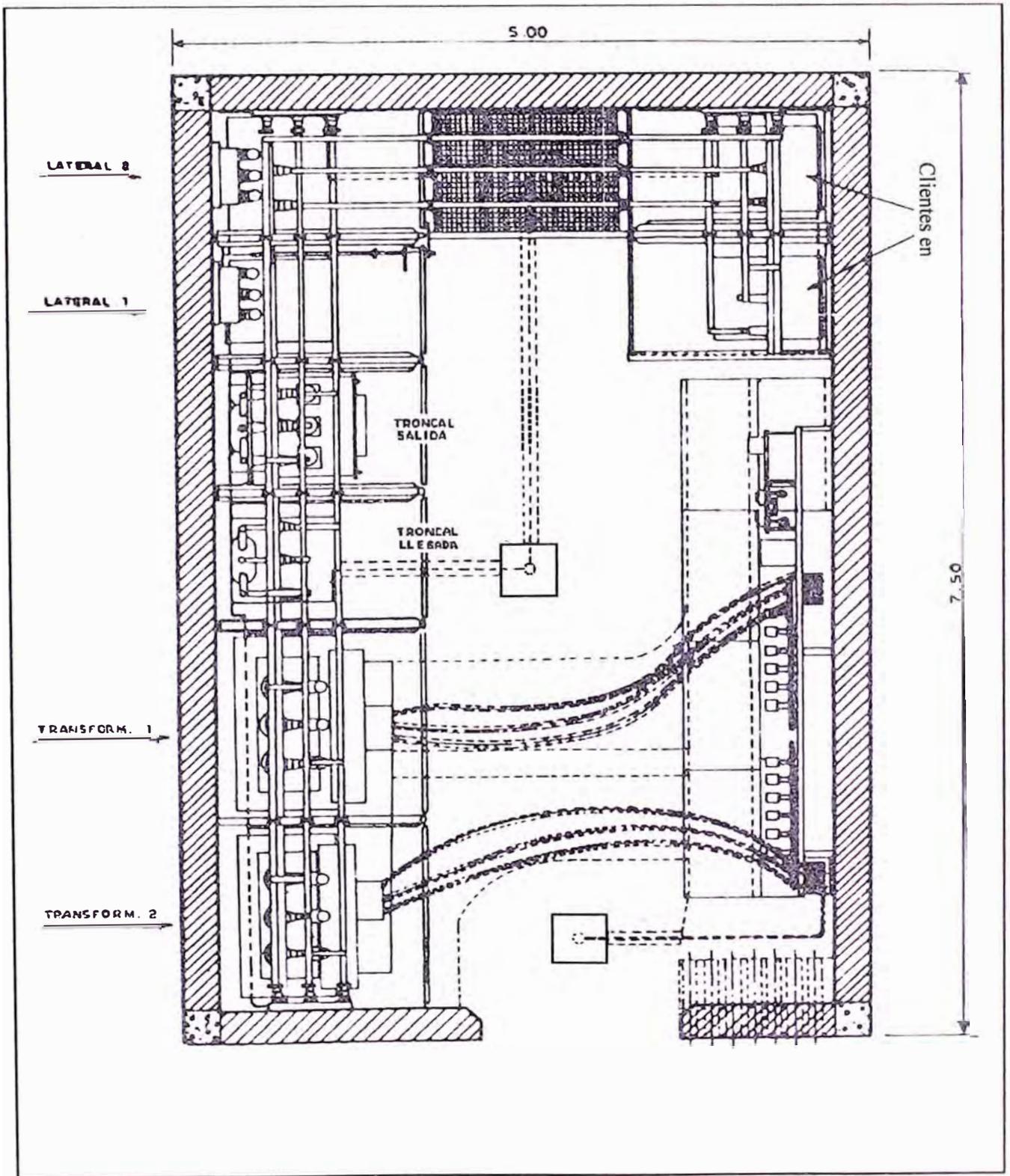
- Protección de las instalaciones eléctricas  
Paulino Montané Sangrá Edición 1988.
- Ingeniería Económica  
Leland T. Blanck – Anthony J. Tarquín.  
Ediciones McGraw-Hill. 3ra Edición 1996
- Normas de Distribución Luz Del Sur.  
Edición 1998.
- Información de Red Virtual INTERNET.

## **ANEXOS**

- ANEXO 1: Esquema de Subestación Convencional.
- ANEXO 2: Esquema de Subestación Compacta Bóveda
- ANEXO 3: Esquema de Subestación Compacta Pedestal.
- ANEXO 4: Esquema de Subestación Aérea Biposte.
- ANEXO 5: Esquema de Puesto de Medición a la Intemperie.
- ANEXO 6: Cuadro comparativo de características de Interruptores de potencia.
- ANEXO 7. Características de Conductores desnudos de Aluminio.
- ANEXO 8. Características de Conductores desnudos de Cobre.
- ANEXO 9. Características de Cable autoportado de Aluminio.
- ANEXO 10 Características de Cable de energía 10kV N2XSY.
- ANEXO 11 Emisividad de materiales diversos.
- ANEXO 12 Esquema eléctrico unificar ficticio de red de distribución.
- ANEXO 13 Compensaciones por calidad de suministro (Fuente OSINERG)
- ANEXO 14 Evolución de clientes con mala calidad de suministro. (F. OSINERG)

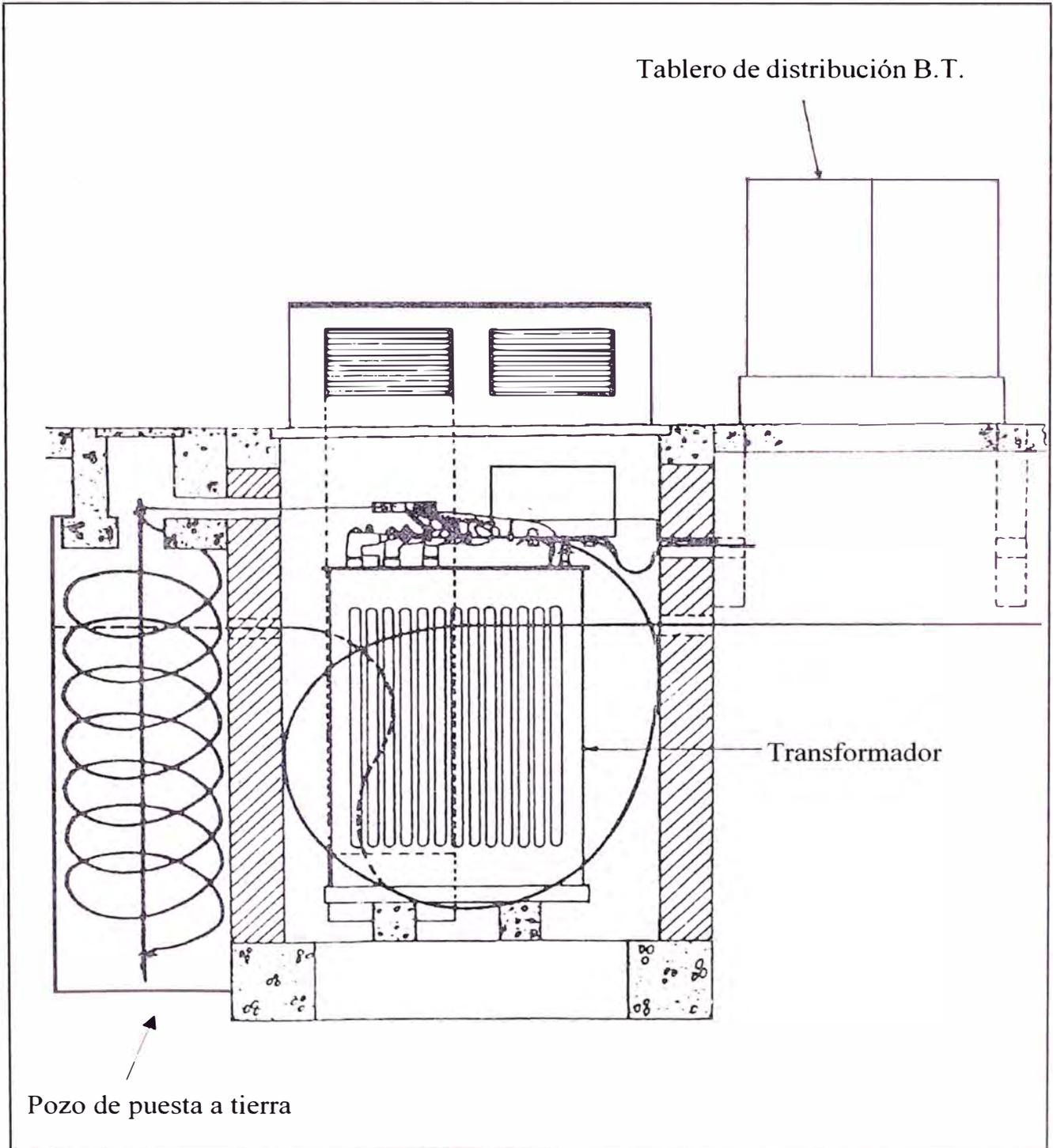
# ANEXO 1

## SUBESTACIÓN CONVENCIONAL (5,00 x 7,50 m)



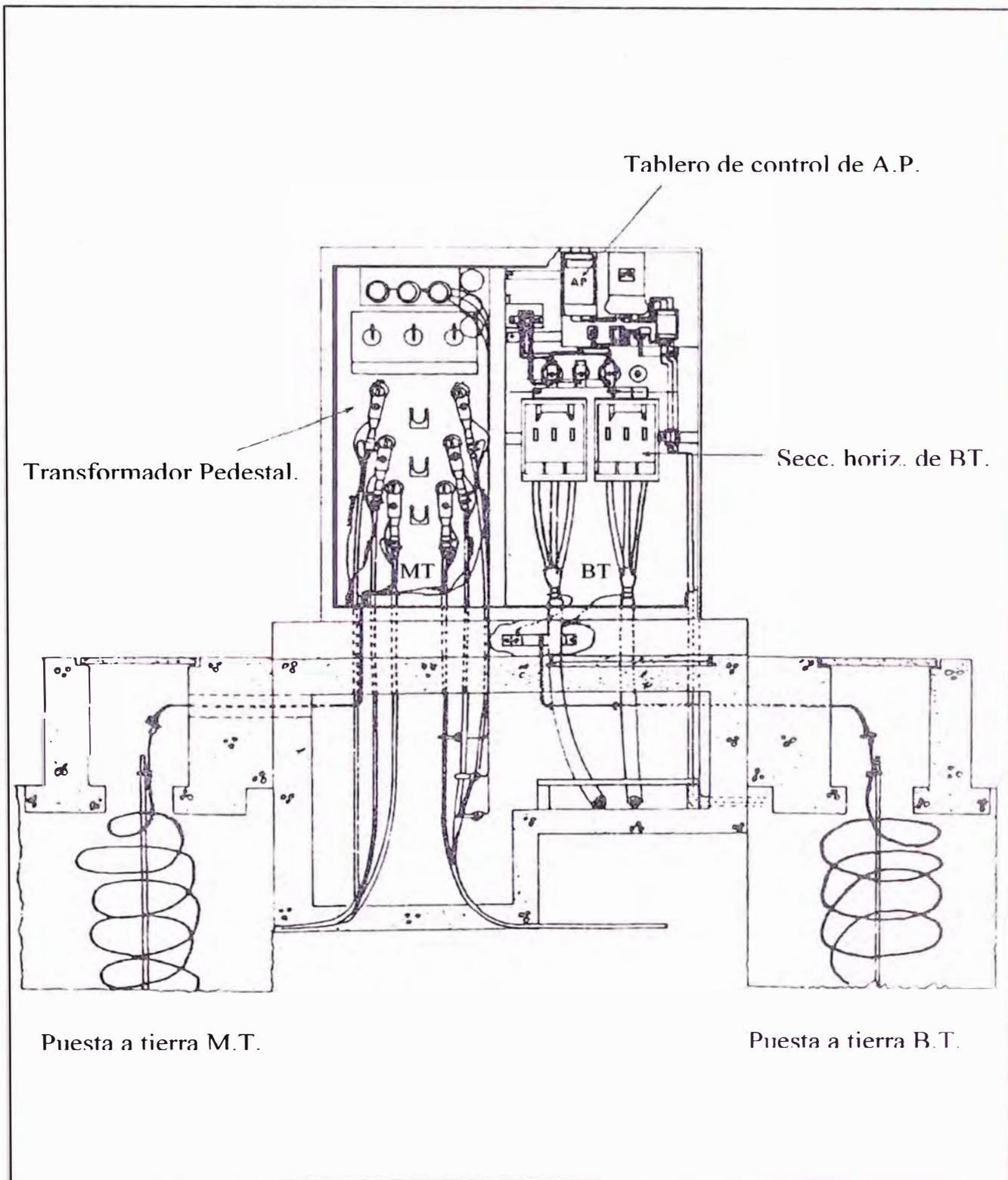
## ANEXO 2

### SUBESTACIÓN COMPACTA BÓVEDA



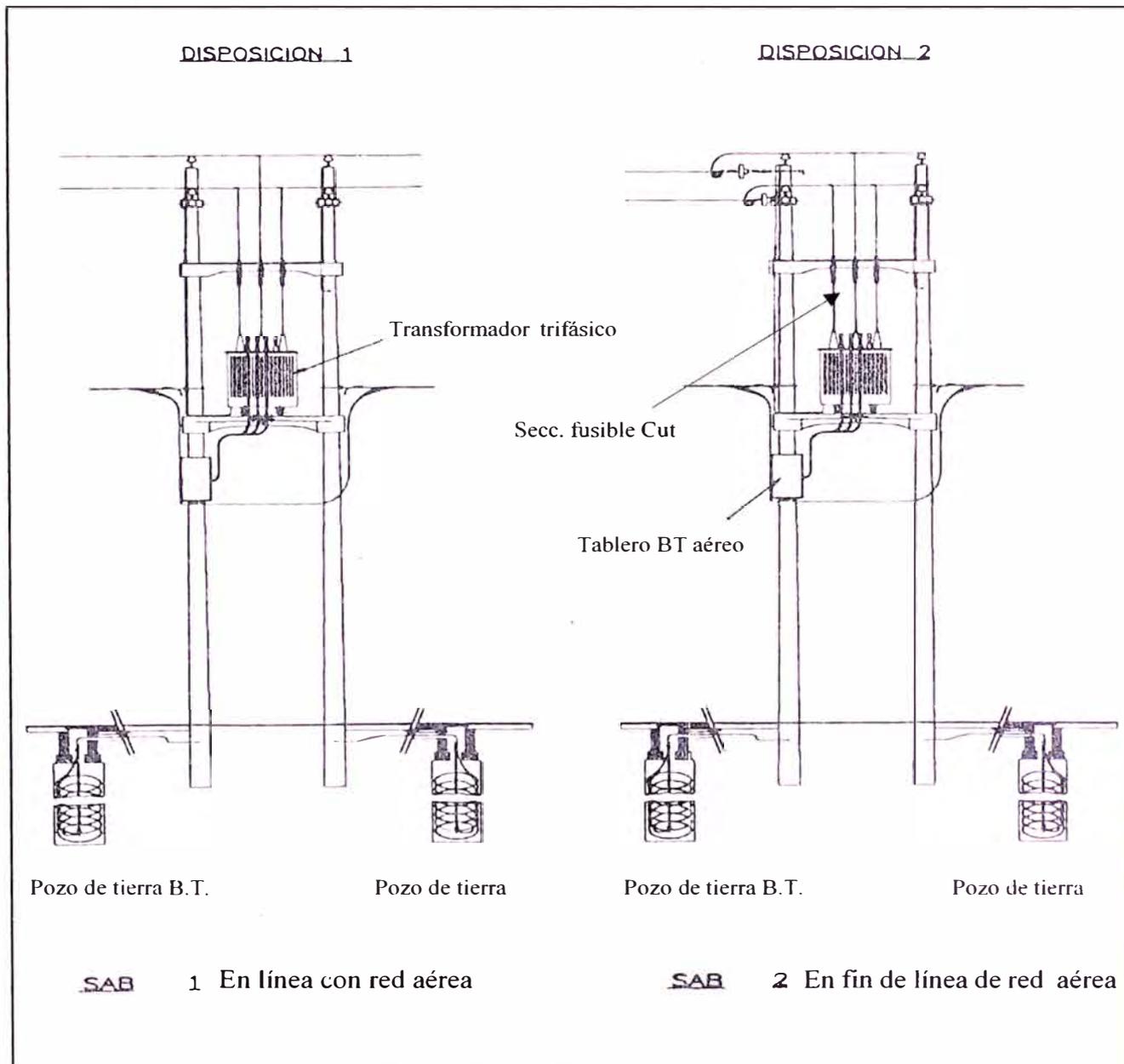
### ANEXO 3

## SUBESTACIÓN COMPACTA PEDESTAL

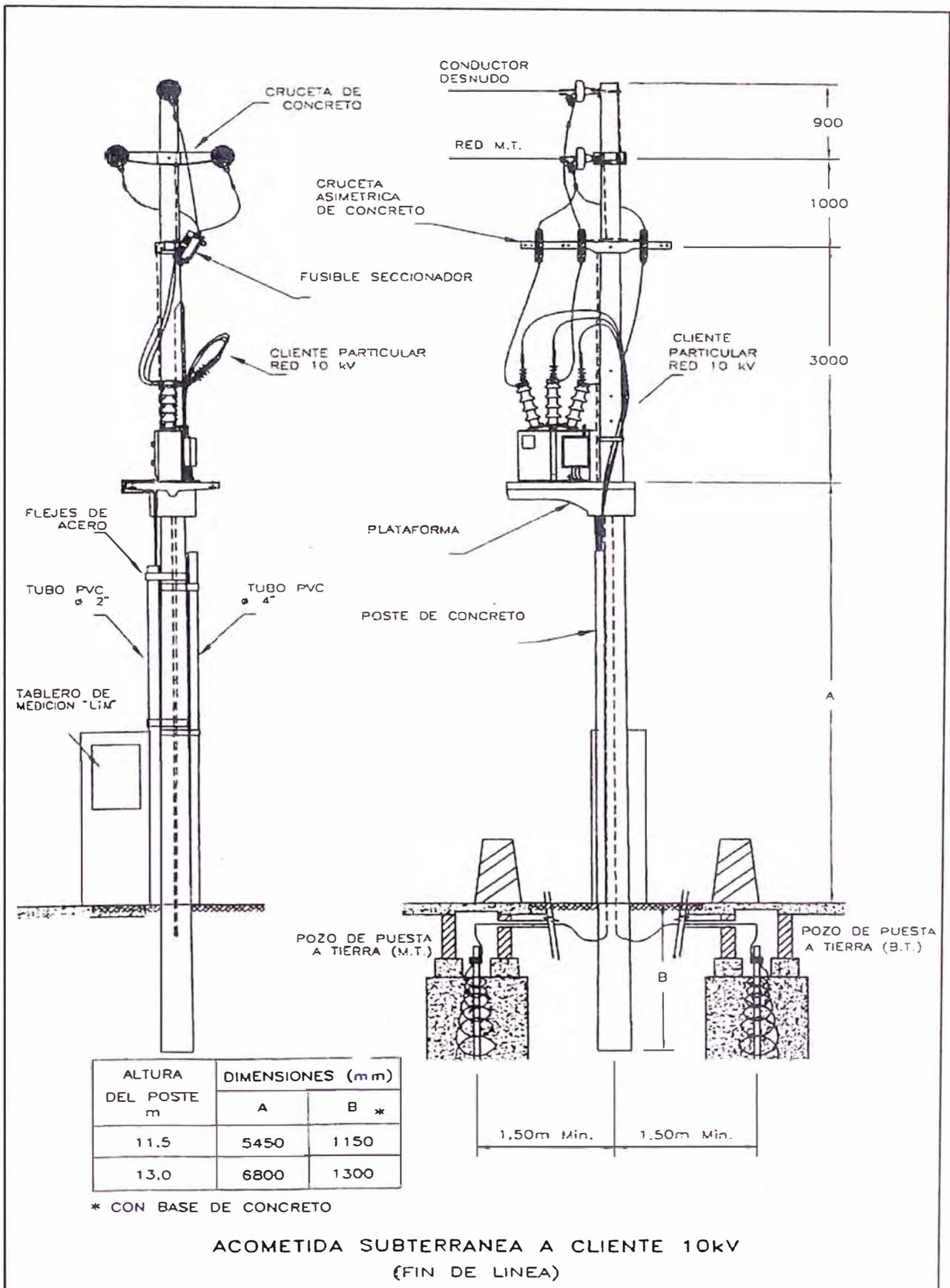


## ANEXO 4

### SUBESTACIONES AÉREAS BIPOSTES (ALIMENTACIÓN AÉREA M.T.)



## ANEXO 5 PUESTO DE MEDICIÓN A LA INTEMPERIE (PMI)



## ANEXO 6

CUADRO COMPARATIVO DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS INTERRUPTORES DE M.T.

	VACIO	SF6	MINIMO VOLUMEN DE ACEITE	AIRE COMPRIMIDO
La energía para operación	Muy bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Riesgos de explosión	Nada	Existente	Significante	Nada
Riesgo de fuego	Muy bajo	Bajo	Alto	Significativo
Ruido cuando la corriente se interrumpe	Bajo	Bajo	Alto	Alto
Productos producidos por corriente de interrupción	Nada	Gases tóxicos y sólidos	Degradación del aceite ( pesado )	Expuesto a la llama y gases
Tamaño de la cámara de interrupción	Muy pequeño	Pequeño	Largo	Muy Largo
Número de partes	Muy pequeño	Pequeño	Pequeño	Significativo
Sensibilidad a la atmósfera	Nada	Nada	Pequeño	Alto
Interrupción de corrientes capacitivas	Libre restricciones	Libre restricciones	Delicado	Delicado
Sobretensión en cargas inductivas	bajo	Muy bajo	Muy bajo	Muy bajo
Golpe largo	Muy pequeño	Pequeño	Largo	Muy largo
Resistencia mecánica	Muy alto	Alto	Alto	Alto
Estado medio del dieléctrico después de 50 interrupciones de fuerza plena	Perfecto	Algunos productos	Descomposición térmica del aceite grueso	Bueno
Estado del contacto después de 50 interrupciones de fuerza plena	Perfecto	Significante desgaste	Desgaste grueso	Desgaste grueso
Mantenimiento periódico	Nada	Largo	Frecuente	Frecuente
Velocidad de desionización	Muy alto	Alto	Bajo	Muy bajo
Envejecimiento del sellado de la base	Nada	Algunos productos	Algunos	Nada

## **ANEXO 7**

### **CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES DESNUDOS DE ALUMINIO**

### 1.- APLICACION

LA PRESENTE NORMA SE APLICA EN LAS NUEVAS INSTALACIONES Y RENOVACIONES DE LAS REDES AEREAS DEL SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA (M.T.) EN EL AREA DE RESPONSABILIDAD DE LUZ DEL SUR S.A.

### 2.- TIPOS

- CONDUCTORES CABLEADOS DESNUDOS DE COBRE DURO (Cu)
- CONDUCTORES CABLEADOS DESNUDOS DE ALEACION DE ALUMINIO (AA)

### 3.- SECCIONES NORMALIZADAS

#### - CONDUCTORES DE COBRE DURO

Cu : 16, 35, 70mm<sup>2</sup>

#### - CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO

AA : 70, 120mm<sup>2</sup>

### 4.- CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

- TEMPERATURA AMBIENTE (maxima) : 30 °C
- TEMPERATURA DE OPERACION DEL CONDUCTOR : 60 °C
- VELOCIDAD NORMAL DEL VIENTO : 2 km / h

1.- NORMAS Y ESPECIFICACION TECNICA DE REFERENCIA

- IEC Pub.208/1966 : Para requerimientos básicos y cableado del conductor.
- ASTM B399 : Para diseño y construcción del conductor 70 mm<sup>2</sup>.
- DIN 48201 : Para diseño y construcción del conductor de 120 mm<sup>2</sup>.
- Norma Británica CEGB standar 993106/1980. : Para grosor protectora.
- SID-ET-011 : Especificación técnica de conductores cableados de aleación de aluminio (70 y 120mm<sup>2</sup>).

2.- CARACTERISTICAS TECNICAS DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO CABLEADOS DESNUDOS (AA)

2.1 CARACTERISTICAS MECANICAS

- Material	ALEACION DE ALUMINIO CON APROXIMACION 0,5% DE MAGNESIO Y 0,5% DE SILICIO	
- Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	70	120
- N° de alambres	7	19
- Diámetro nominal exterior (mm)	10.50	14.00
- Cargo de rotura (kN)	(kg)	1918
	(kn)	18.82
- Peso (kg/km)		3331
		32.68
- Densidad a 20°C (gr/cm <sup>3</sup> )	2.7	
- Mínima masa de grasa (gr/m)	7	15
- Temper. de goteo de la grasa (°C)	>75 °C	
- Coeficiente de dilatación lineal a 20°C (1/°C)	2.3 x 10 <sup>-5</sup>	
- Modulo de elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	5700	
- Cableado	El cableado de la capa externa de los conductores será en sentido de la mano derecha	

## 2.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

- Material	ALEACION DE ALUMINIO CON APROXIMACION 0,5% DE MAGNESIO Y 0,5% DE SILICIO	
	- Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	70
- Coeficiente térmico de resistencia a 20 °C (1/°C)	3,6 × 10 <sup>-3</sup>	
- Resistividad eléctrica a 20 °C (Ohm-mm <sup>2</sup> /m)	0,0325	
- Resistencia eléctrica en d.c. a 20 °C (Ohm/km)	0,5100	0,282
- Resistencia eléctrica en d.c. a 60 °C (Ohm/km)	0,5834	0,3226

### - Resistencia eléctrica a otra temperatura (T)

Para hallar el valor de la resistencia del conductor a temperatura diferentes de 20 °C se aplicará la siguiente ecuación:

$$R_t = R_{20 \text{ °C}} [ 1 + 0,0036(T-20) ] \quad (\text{Ohm/km})$$

donde:

$R_{20 \text{ °C}}$  = Resistencia del conductor a 20 °C (Ohm/km)

$T$  = Temperatura de trabajo del conductor (°C)

### - Reactancia inductiva (XL)

La expresión para calcular la reactancia inductiva para un conductor de una línea aérea es:

$$X_L = 0,376992 ( 0,05 + 0,4605 \log(D_m/r) ) \quad (\text{Ohm/km-conductor})$$

donde:

$r$  = Radio del conductor en m.m.

$D_m$  = Distancia media geométrica entre los ejes de fases en m.m.  
( Ver Norma LD-9-010: 3 de 6 )

### 3.- ZONA DE UTILIZACION

Será usado en zonas donde la acción corrosivo del medio ambiente es moderado.

### 4.- CAPACIDAD DE CORRIENTE

#### 4.1 CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION:

La capacidad de corriente indicada en la tabla N°1, considera como condiciones normales de operación lo siguiente:

- Temperatura ambiente (máximo) : 30 °C
- Temperatura del conductor : 60 °C
- Velocidad normal del viento : 2 km/h

TABLA 1

SECCION NOMINAL (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION (A)
70	201
120	284

#### 4.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES DE EMERGENCIA:

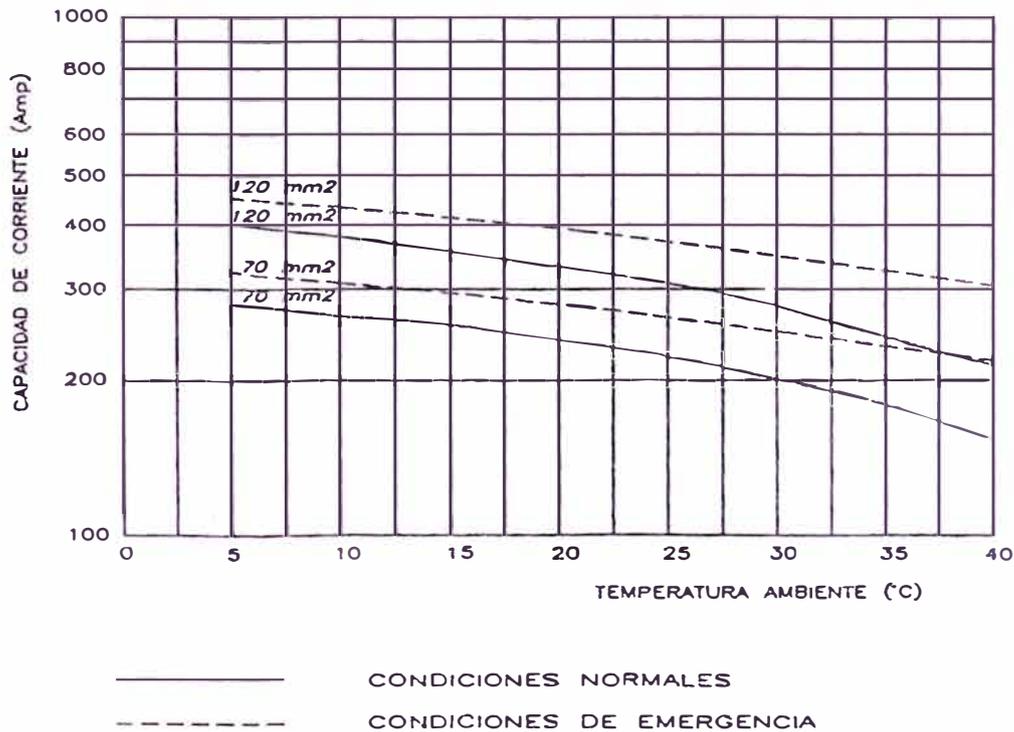
La capacidad de corriente indicado en la tabla N°2, considero como condiciones de emergencia lo siguiente:

- Temperatura ambiente (maximo) : 30 °C
- Temperatura del conductor : 75 °C
- Velocidad normal del viento : 2 km/h
- Periodo de emergencia recomendado : 2 h/día como máximo.

TABLA 2

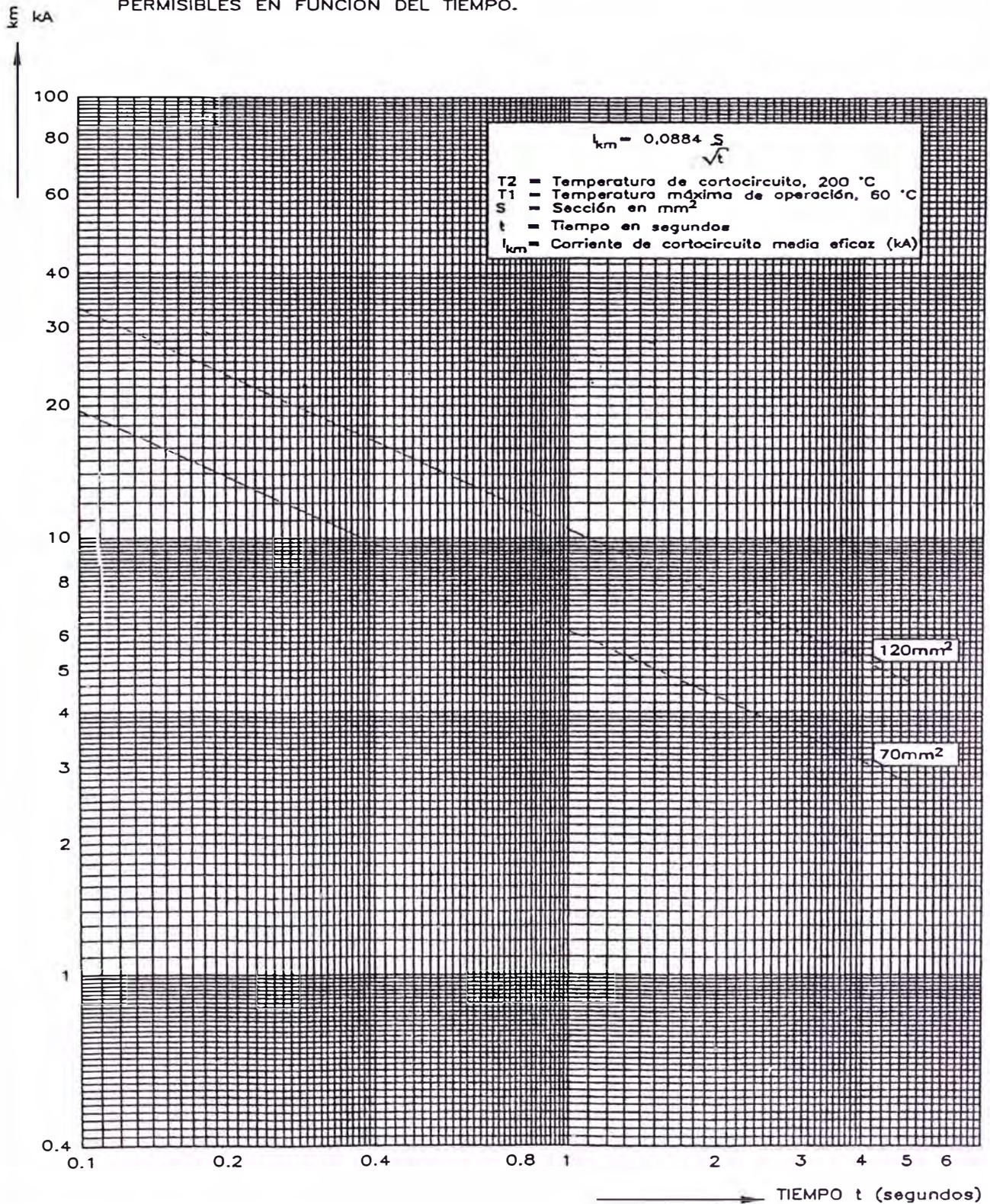
SECCION NOMINAL (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES DE EMERGENCIA (A)
70	250
120	355

4.3 CAPACIDAD DE CORRIENTE A TEMPERATURA AMBIENTE DIFERENTE DE 30 °C



### 5.- CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

EN EL SIGUIENTE GRAFICO SE INDICA LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PERMISIBLES EN FUNCION DEL TIEMPO.



NORMALIZACION DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO (M.T.)

## **ANEXO 8**

### **CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES DESNUDOS DE COBRE**

1.- NORMAS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS DE REFERENCIA

- ITINTEC 370.043 : CONDUCTORES DE COBRE DURO PARA USO ELECTRICO.
- SID-ET-13o : ESPECIFICACIONES TECNICAS DE CONDUCTORES CABLEADOS DE COBRE.

2.- CARACTERISTICAS TECNICAS DE CONDUCTORES DE COBRE CABLEADOS DESNUDOS (Cu)

2.1 CARACTERISTICAS MECANICAS:

MATERIAL		COBRE ELECTROLITICO, TEMPLE DURO		
SECCION NOMINAL (mm <sup>2</sup> )		16	35	70
N° DE ALAMBRES		7	7	19
DIAMETRO NOMINAL EXTERIOR (mm)		5,10	7,56	10,70
CARGA DE ROTURA	(kg)	648	1386	2752
	(kn)	6,36	13,6	27,0
PESO (kg/km)		141	310	608
DENSIDAD A 20 °C (gr/cm <sup>3</sup> )		8,89		
COEFIC. DE DILATACION LINEAL A 20 °C (1/°C)		1,7 x 10 <sup>-5</sup>		
MODULO DE ELASTICIDAD (kg/mm <sup>2</sup> )		12 650		
CABLEADO		CABLEADO CONCENTRICAMENTE, EN SENTIDO DE DE LA MANO DERECHA		

## 2.2 CARACTERISTICAS ELECTRICAS:

SECCION NOMINAL (mm <sup>2</sup> )	16	35	70
COEFICIENTE TERMICO DE RESISTENCIA A 20 °C (1/°C)	3,82 × 10 <sup>-3</sup>		
RESISTIVIDAD ELECTRICA A 20 °C (Ohm × mm <sup>2</sup> /m)	0,0179		
RESISTENCIA ELECTRICA EN D.C. A 20 °C (Ohm/km)	1,1700	0,5340	0,2730
RESISTENCIA ELECTRICA EN D.C. A 60 °C (Ohm/km)	1,3488	0,6156	0,3147

### - RESISTENCIA ELECTRICA A OTRA TEMPERATURA (T)

PARA HALLAR EL VALOR DE LA RESISTENCIA ELECTRICA DEL CONDUCTOR A TEMPERATURA DIFERENTE DE 20 °C SE APLICARA LA SIGUIENTE ECUACION:

$$R_T = R_{20 \text{ °C}} (1 + 0,00382(T - 20)) \quad (\text{Ohm/km})$$

DONDE:

$R_{20 \text{ °C}}$  = RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C (Ohm/km)

T = TEMPERATURA DE TRABAJO DEL CONDUCTOR (°C)

### - REACTANCIA INDUCTIVA ( $X_L$ )

LA EXPRESION PARA CALCULAR LA REACTANCIA INDUCTIVA PARA UN CONDUCTOR DE UNA LINEA AEREA ES:

$$X_L = 0,376992(0,05 + 0,4605 \text{ LOG } D_m/r) \quad (\text{Ohm/km-Conductor})$$

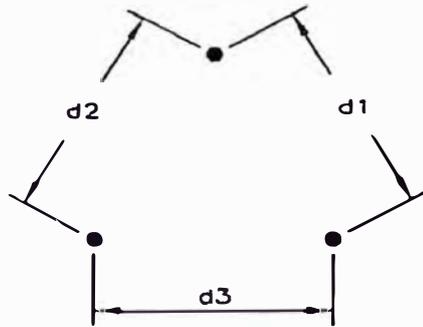
DONDE:

r = RADIO DEL CONDUCTOR EN mm

$D_m$  = DISTANCIA MEDIA GEOMETRICA ENTRE EJES DE FASES EN mm  
(VER HOJA 3 DE 6)

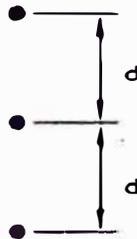
- DISTANCIA MEDIA GEOMETRICA ENTRE FASES. SEGUN DISPOSICIONES DE LOS CONDUCTORES

DISPOSICION TRIANGULAR (SIMPLE TERNA)



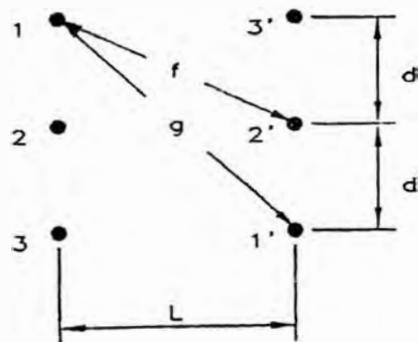
$$D_m = \sqrt[3]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3}$$

DISPOSICION VERTICAL (SIMPLE TERNA)



$$D_m = \sqrt[3]{2} d$$

DISPOSICION VERTICAL (DOBLE TERNA)



$$D_m = \sqrt[6]{\frac{4 \cdot f^4}{g^4}}$$

### 3.- ZONA DE UTILIZACION

SU USO ES RECOMENDABLE EN ZONAS DONDE LA ACCION CORROSIVA DEL MEDIO AMBIENTE ES FUERTE.

### 4.- CAPACIDAD DE CORRIENTE

#### 4.1 CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

LA CAPACIDAD DE CORRIENTE INDICADA EN LA TABLA N°1, CONSIDERA COMO CONDICIONES NORMALES DE OPERACION LO SIGUIENTE:

- TEMPERATURA AMBIENTE (MAXIMA) : 30 °C
- TEMPERATURA DEL CONDUCTOR : 60 °C
- VELOCIDAD NORMAL DEL VIENTO : 2 km/h

TABLA 1

SECCION NOMINAL (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION (A)
16	112
35	182
70	275

#### 4.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

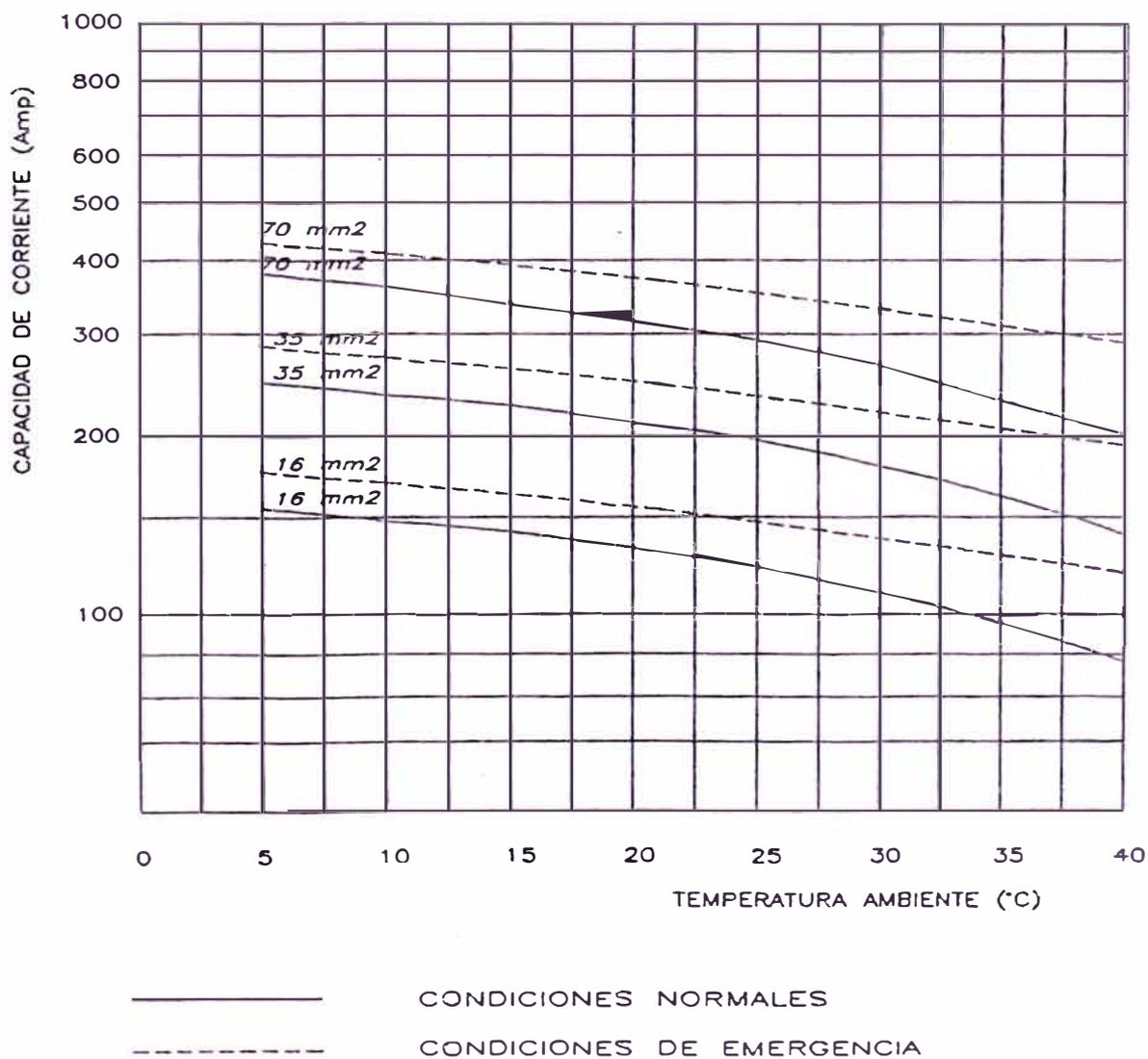
LA CAPACIDAD DE CORRIENTE INDICADA EN LA TABLA N°2, CONSIDERA COMO CONDICIONES DE EMERGENCIA LO SIGUIENTE:

- TEMPERATURA AMBIENTE (MAXIMA) : 30 °C
- TEMPERATURA DEL CONDUCTOR : 75 °C
- VELOCIDAD NORMAL DEL VIENTO : 2 km/h
- PERIODO DE EMERGENCIA RECOMENDADO. : 2 h/dia COMO MAXIMO

TABLA 2

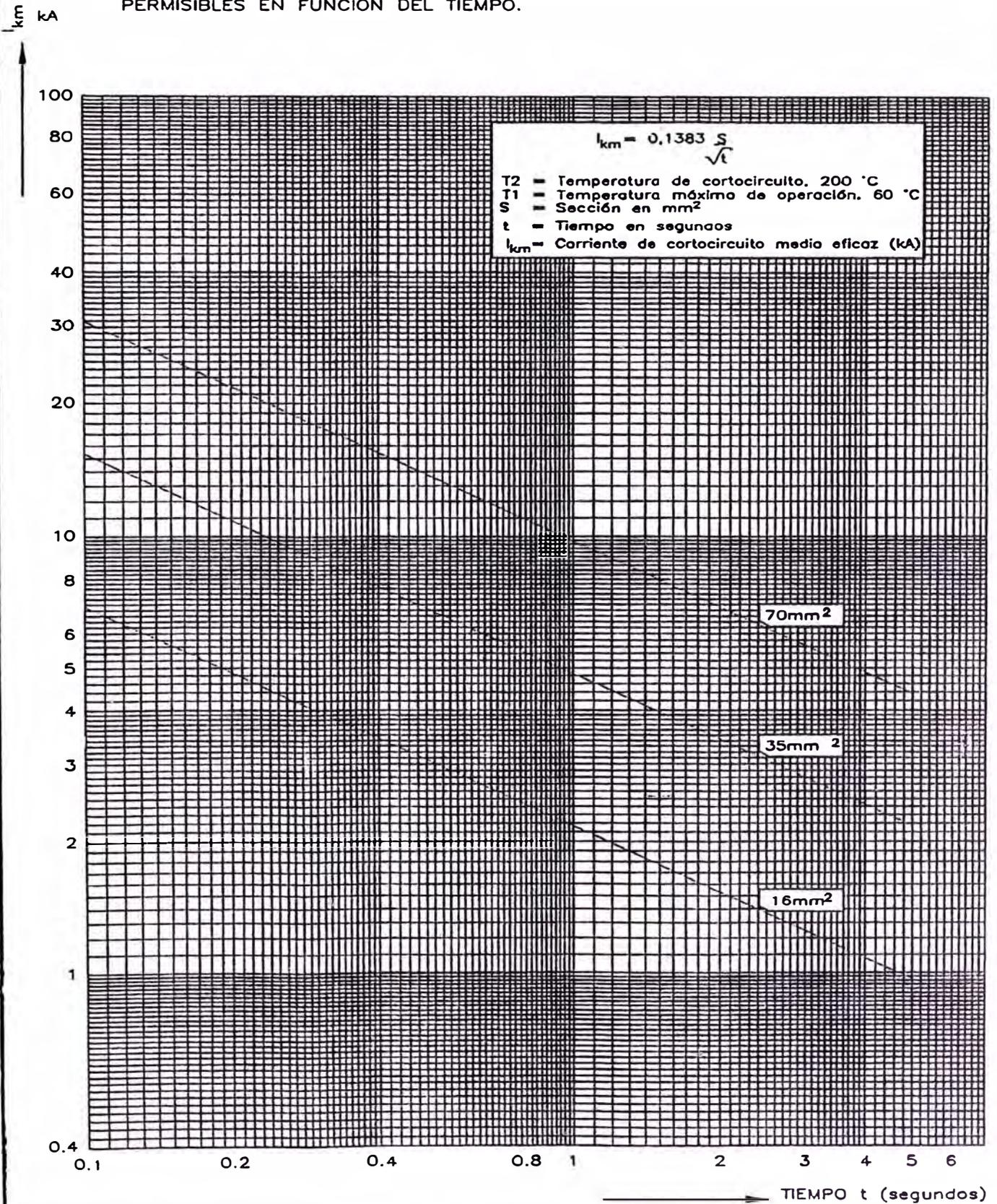
SECCION NOMINAL (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES DE EMERGENCIA (A)
16	138
35	225
70	342

4.3 CAPACIDAD DE CORRIENTE A TEMPERATURA AMBIENTE DIFERENTE DE 30 °C



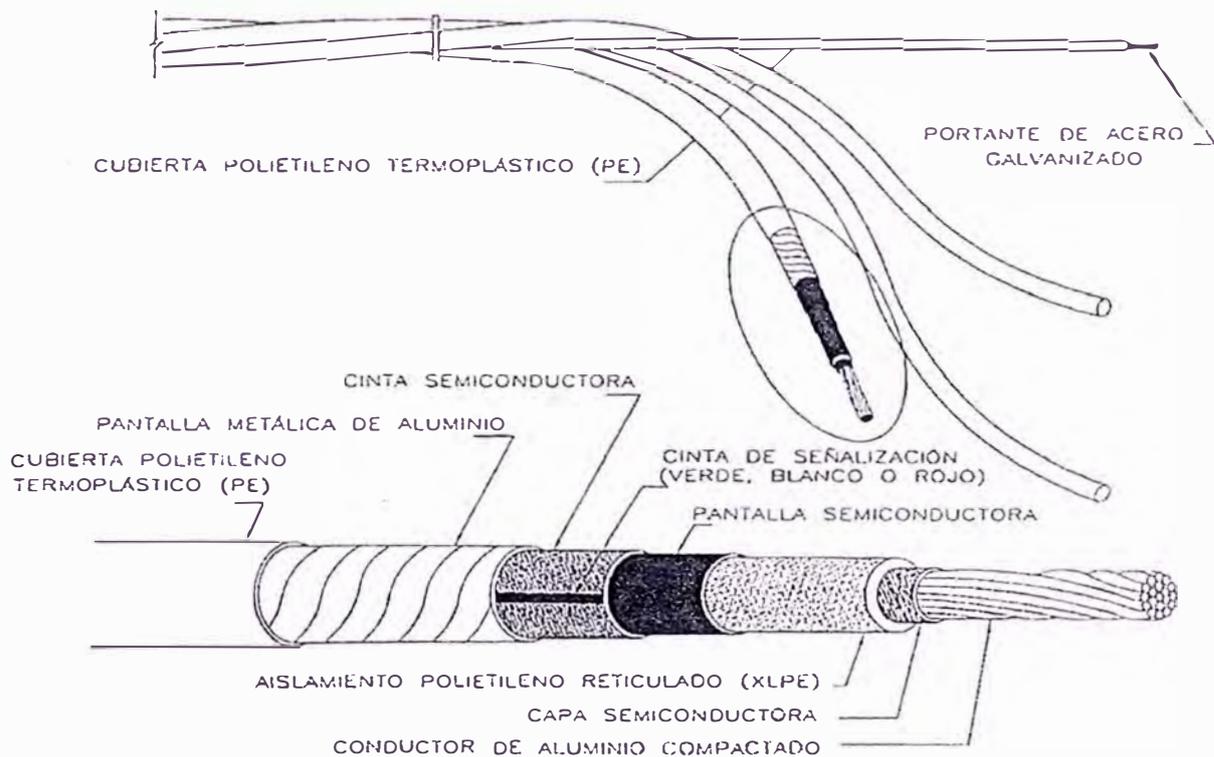
5.- CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

EN EL SIGUIENTE GRAFICO SE INDICA LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PERMISIBLES EN FUNCION DEL TIEMPO.



## ANEXO 9 CONDUCTOR CABLEADO AUTOSOPORTADO NA2XSA2Y – S

CONDUCTOR	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	70
PORTANTE	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	67
	DIÁMETRO (mm)	10.6



### CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

- MATERIAL :
- TRES CONDUCTORES PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DEL TIPO NA2XSA2Y-S, AISLADOS Y DE ALUMINIO COMPACTADO, CUBIERTA DE COLOR NEGRO. IDENTIFICADOS POR UNA CINTA DE SEÑALIZACIÓN UBICADA BAJO LA PANTALLA METÁLICA DE ALUMINIO.
  - UN CABLE PORTANTE DE ACERO GALVANIZADO, PROTEGIDO CON CUBIERTA DE POLIETILENO TERMOPLÁSTICO (PE).

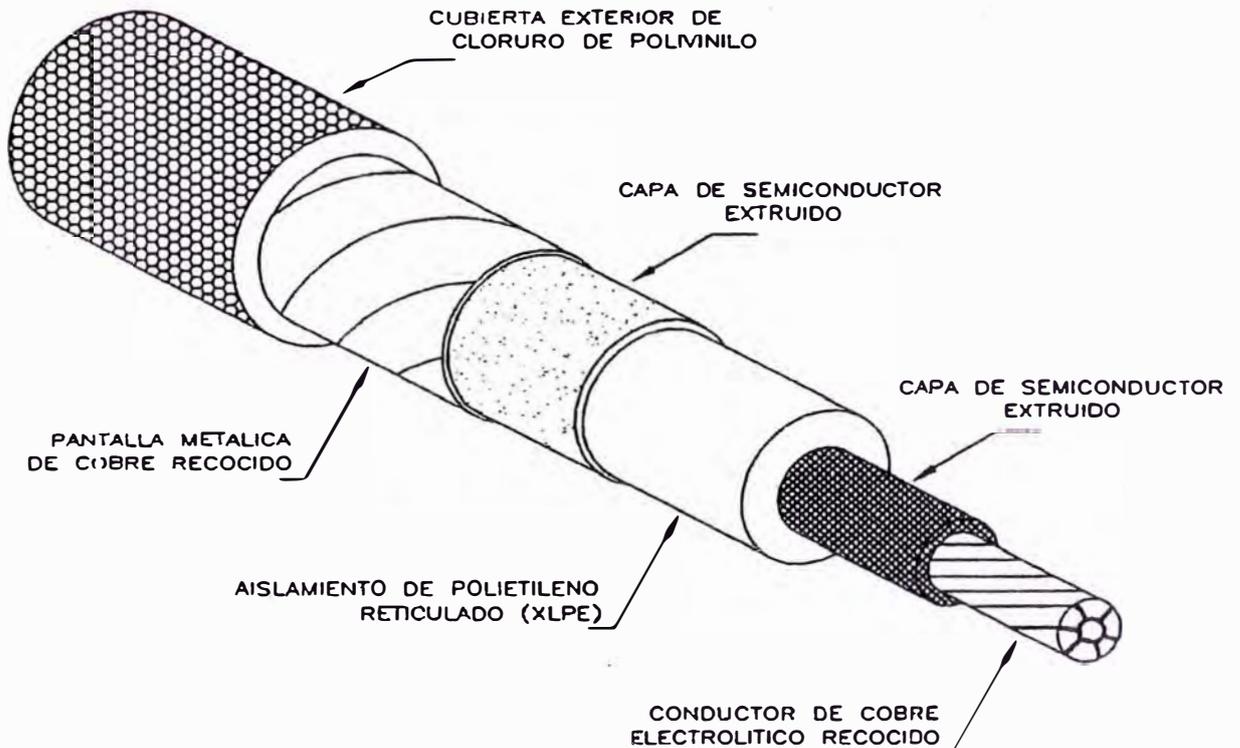
### APLICACIÓN

SE EMPLEA EN REDES AÉREAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE USO COMPARTIDO CON REDES DE B.T. Y A.P. DEFINIDO PRINCIPALMENTE PARA SER UTILIZADO EN ALIMENTADORES LATERALES, EN ZONAS DE CALLES ANGOSTAS DONDE LAS DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN CONDUCTORES DESNUDOS NO PUEDEN CUMPLIRSE. ZONAS DONDE HAYA ABUNDANTE ARBORIZACIÓN Y EN ZONAS DE ALTA CONTAMINACIÓN MARINA O INDUSTRIAL, DENTRO DE LOS 400m DEL LITORAL.

## **ANEXO 10**

### **CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR CABLEADO N2XSY (M.T. 10KV)**

Nº DE MATRICULA	5032119	5032125	5032129	5032132	5032138
SECCION (mm <sup>2</sup> )	25	50	70	120	240



#### CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

- CONDUCTOR DE COBRE RECOCIDO, CABLEADO CONCENTRICO COMPACTADO DE SECCION CIRCULAR
- CAPA DE SEMICONDUCTOR EXTRUIDO SOBRE EL CONDUCTOR
- AISLAMIENTO DE POLIETILENO RETICULADO CON TENSION DE DISEÑO  $E_0/E=8,7/15kV$
- CAPA DE SEMICONDUCTOR EXTRUIDO SOBRE LA AISLACION
- BLINDAJE METALICO DE CINTAS DE COBRE RECOCIDO (RESISTENCIA ELECTRICA DE 1,5 ohm/km)
- CUBIERTA EXTERNA DE PVC. COLOR ROJO

#### APLICACION

EN TODA NUEVA INSTALACION O RENOVACION DE REDES DE DISTRIBUCION SUBTERRANEAS DE 10kV. SERAN INSTALADOS DIRECTAMENTE ENTERRADOS

#### REFERENCIA

ESPECIFICACION TECNICA DNC-ET-026

CABLE N2XSY (M.T. 10kV)

1) APLICACION

Esta norma se aplica en las nuevas instalaciones, ampliaciones y renovaciones de las redes subterráneas de distribución de media tensión en el área de concesión regional de LUZ DEL SUR S.A.

2) CONDICIONES NORMALES DE INSTALACION DE CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS

Las siguientes condiciones de instalación son consideradas como normales:

- a) Resistividad térmica del terreno : 150 °C-cm/w
- b) Temperatura del terreno : 25 °C
- c) Profundidad de instalación : 1,0 m
- d) Cantidad de cables en la zanja : 3

Por lo tanto los valores de capacidad de corriente de estos cables dados en las normas correspondientes, están referidos a estas condiciones.

Se aceptarán proyectos con secciones de cables cuyas capacidades de corriente se han determinado bajo otras condiciones de resistividad térmica y temperatura del terreno, siempre y cuando se adjunten los valores de las mediciones efectuadas en época apropiada del año (verano).

Para condiciones de instalación distintas a las normales, se aplicarán los factores de corrección indicados más adelante.

3) ESPECIFICACIONES TECNICAS

Las especificaciones técnicas, con los aspectos de diseño y fabricación de este tipo de cable, están dados en el documento DNC-ET-026.

Las características más importantes son:

3.1) CONDUCTOR

La conformación del conductor es la siguiente:

SECCION mm <sup>2</sup>	25	50	70	120	240
CONFORMACION DEL CONDUCTOR	COBRE RECOCIDO, CABLEADO CONCENTRICO COMPACTADO DE SECCION CIRCULAR (CLASE 2) (sentido de la mano izquierda)				

### 3.2) AISLAMIENTO Y PANTALLAS ELECTRICAS

El cable lleva sobre el conductor, pantalla semiconductora del tipo extruido. El aislamiento es de polietileno reticulado con grado de aislamiento 8.7/15 KV y sobre este se aplica una pantalla semiconductora del tipo extruido de facil retiro (easy/stripping).

### 3.3) BLINDAJE METALICO

Sobre la pantalla eléctrica aplicada sobre el aislamiento, lleva un blindaje metálico formado por cinta(s) de cobre recocido (sección equivalente a 12 mm<sup>2</sup>), colocadas sobre la parte semiconductora en el sentido de la mano izquierda. Sobre la pantalla metálica se coloca una cinta poliéster que actúa como una barrera térmica de protección.

### 3.4) CUBIERTA EXTERNA

El cable lleva una cubierta externa de cloruro de polivinilo (PVC) de color rojo.

4)

### DIMENSIONES

Las dimensiones teóricas del cable son las siguientes:

SECCION mm <sup>2</sup>	Ø CONDUCTOR (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø SOBRE EL AISLAMIENTO (mm)	ESPESOR PVC (mm)	Ø EXTERIOR (mm)
25	6,1	4,5	17,3	1,8	23,0
50	8,2	4,5	19,4	1,8	26,0
70	9,9	4,5	21,1	1,8	27,5
120	13,0	4,5	24,2	1,9	31,0
240	18,5	4,5	29,8	2,0	37,0

5)

### CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

La capacidad de corriente indicada en el cuadro A considera:

- Está referida a las condiciones normales de instalación dadas en la presente pág. 1.
- La temperatura máxima sobre el conductor en condiciones normales de operación es de 90 °C.
- Considera tres cables unipolares, instalados en forma horizontal en un mismo plano con una separación de 1 cm.

CUADRO A  
CAPACIDAD DE CORRIENTE

SECCION mm <sup>2</sup>	CORRIENTE (A)		
	F.C. =1	F.C. ≤0.75 *	F.C. ≤0,6 **
25	131	144	154
50	183	201	215
70	224	246	264
120	303	333	357
240	443	487	522

- \* Corresponde a los tipos de cargas siguientes: Comercial, Residencial Industrial, Hospital.
- \*\* Corresponde a los tipos de carga siguiente: Residencial, Pueblo Juven, Residencial Comercial, con un F.C. no mayor de 0,6, con una punta cuyo valor no sea mayor del 18% del correspondiente para un F.C. = 1 y con una duración de no más de 4 horas.

Estos valores han sido considerados de los cuadros presentados en el libro Electric cables, calculados según método E.R.A. (Electrical Research Asociation) del Reino Unido y aplicado a las curvas típicas de nuestra zona de concesión.

#### 6) CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

La temperatura máxima sobre el conductor en condiciones de emergencia es de 130 °C

Esta temperatura de emergencia debe aplicarse según la siguiente asunción:

Cada período de emergencia no excederá de 36 horas. Su aplicación no excederá de un máximo de tres períodos de emergencia en cualquier intervalo de 12 meses consecutivos y no excederá de un período de emergencia por año, como promedio durante la vida del cable.

La capacidad de corriente en estas condiciones significa aumentar los valores de capacidad de corriente en condiciones normales de operación en un 19%.

7) CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La corriente de cortocircuito máxima  $I_{km}$  (corriente media eficaz) en función del tiempo, se presentan en las curvas dadas a continuación y calculadas según lo siguiente:

$$I_{km} = 0,143 \frac{S}{\sqrt{t}}$$

$I_{km}$  = corriente media eficaz de cortocircuito (kA)

S = sección nominal del conductor (mm<sup>2</sup>)

t = tiempo (s)

temperatura de cortocircuito = 250 °C

temperatura máxima de operación = 90 °C

El tiempo no deberá ser mayor de 5s en ningún caso.

Estos cables van protegidos con seccionadores fusibles de potencia automática, equipados con fusibles tipo limitador de corriente de rápido accionamiento.

La gráfica adjunta (ver pag. 6) puede ser usada para las siguientes situaciones:

- a.- Para determinar la máxima corriente de cortocircuito permitida en el cable.
- b.- Para determinar la sección del conductor necesario para soportar una particular condición de cortocircuito.
- c.- Para determinar el tiempo máximo que un cable puede funcionar con una particular corriente de cortocircuito, sin dañar el aislamiento.

8) PARAMETROS ELECTRICOS

En el cuadro siguiente se representan los valores de resistencia, reactancia inductiva y capacidad.

SECCION mm <sup>2</sup>	R20(D.C) ohm/km	Re ohm/km	X1 ohm/m	C uf/km
25	0,727	0,929	0,216	0,1816
50	0,387	0,493	0,199	0,2139
70	0,268	0,343	0,188	0,2363
120	0,153	0,196	0,175	0,2789
240	0,0754	0,1	0,1587	0,3145

R20 = Resistencia a la corriente continua a 20 °C

Re = Resistencia efectiva a la temperatura máxima de operación

X1 = Reactancia inductiva =  $2\pi fL$

C = Capacidad de servicio.

9) FACTORES DE CORRECCION

Para las condiciones de instalación distintas a las normales se aplicarán los factores de corrección indicados:

FACTORES DE CORRECCION RELATIVOS A LA TEMPERATURA DEL SUELO

MAXIMA TEMP. ADMISIBLE DEL CONDUCTOR °C	TEMPERATURA DEL SUELO EN °C								
	5	10	15	20	25	30	35	40	45
90	1.14	1.11	1.08	1.04	1.00	0.96	0.91	0.87	0.83

FACTORES DE CORRECCION RELATIVOS A LA RESISTIVIDAD TERMICA DEL SUELO

SECCION DEL CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	RESISTIVIDAD TERMICA DEL SUELO (°C-cm/w)								
	50	70	80	100	120	150	200	250	300
25 a 240	1.47	1.33	1.26	1.17	1.10	1.00	0.89	0.81	0.75

FACTORES DE CORRECCION DEBIDO AL AGRUPAMIENTO DE CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS

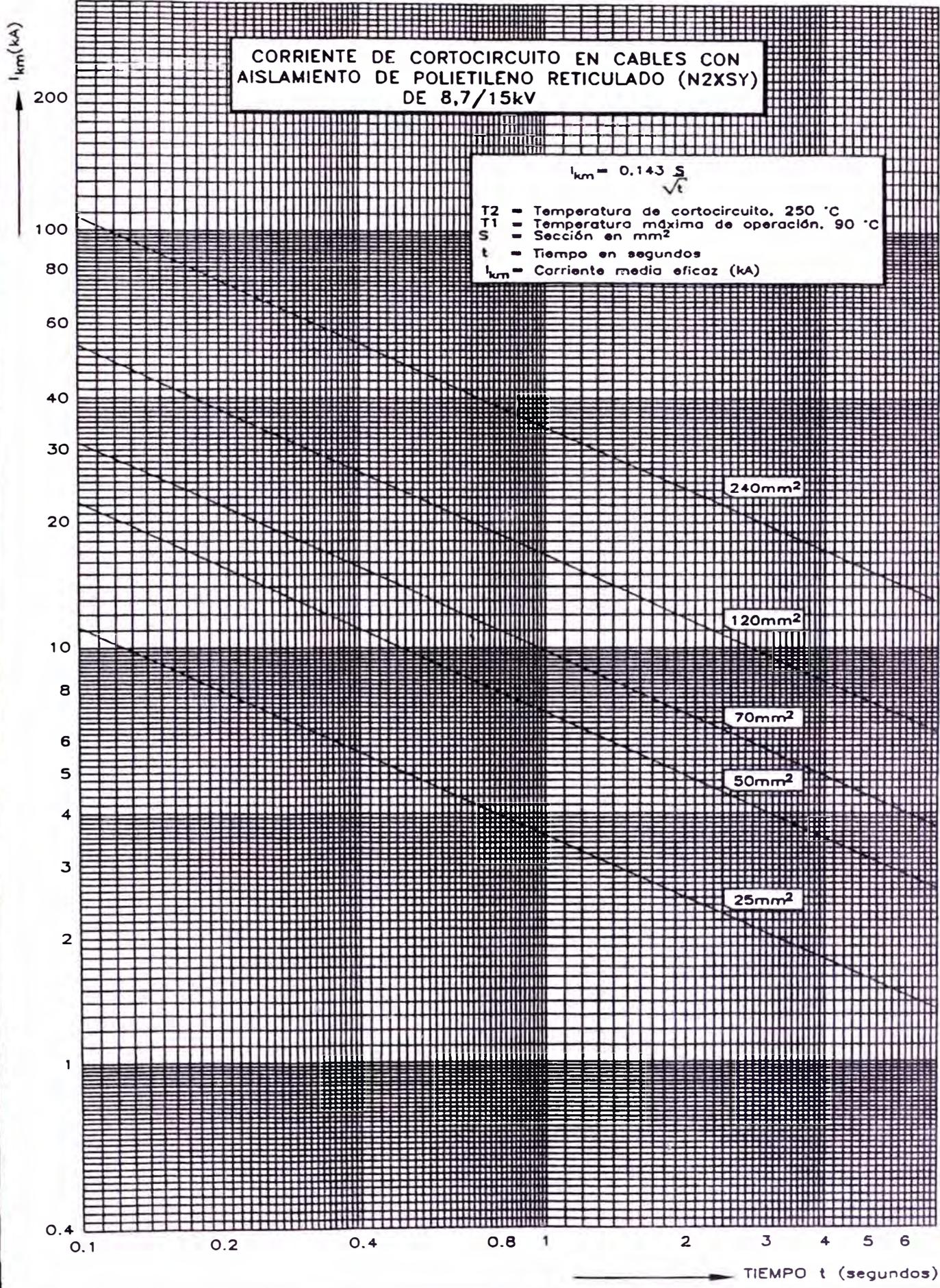
NUMERO DE SISTEMAS DE CABLES UNIPOLARES EN LA MISMA ZANJA **	SECCION mm <sup>2</sup>	SEPARACION ENTRE CABLES "d" (cm)		
		3	7	15
2	25	0.81	0.83	0.85
	50			
	70			
	120			
	240			

\*\* Cada sistema tiene tres cables unipolares.

**CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN CABLES CON AISLAMIENTO DE POLIETILENO RETICULADO (N2XSY) DE 8,7/15kV**

$$I_{km} = 0.143 \frac{S}{\sqrt{t}}$$

- T2 = Temperatura de cortocircuito, 250 °C
- T1 = Temperatura máxima de operación, 90 °C
- S = Sección en mm<sup>2</sup>
- t = Tiempo en segundos
- I<sub>km</sub> = Corriente media eficaz (kA)



CABLE SECO N2XSY - 10 kV

## ANEXO 11

### EMISIVIDAD DE MATERIALES DIVERSOS

Metales y sus óxidos		Temp. ( °C )	Emisividad
Aluminio	Lámina (brillante)	20	0,04
	Tratado	20	0,83 – 0,94
Cobre	Pulido	100	0,05
	con alto grado de oxidación	20	0,78
Hierro	Fundido, oxidizado	100	0,64
	Lámina oxidada	20	0,69 – 0,96
Níquel	Electroplateado, pulido	20	0,05
Acero inoxidable (tipo 18 - 8)	Pulido	20	0,16
	Oxidizado	60	0,85
Acero	Pulido	100	0,07
	Oxidizado	200	0,79
<b>Otros materiales</b>			
Ladrillo	rojo común	20	0,93
Carbón en polvo		20	0,95
Hormigón	Seco	35	0,95
Vidrio		35	0,97
Aceite	Lubricante	17	0,87
	Película de espesor 0,03 mm.	20	0,27
	Película de espesor 0,13 mm	20	0,72
	Cubierta gruesa	20	0,82
Pintura, grasa	promedio de 16 colores	20	0,94
Papel	Blanco	20	0,07 – 0,90
Yeso		20	0,86 – 0,90
Goma		20	0,95
Piel	Humana	32	0,98
Tierra	Seca	20	0,92
	saturada con agua	20	0,95
Agua	Destilada	20	0,96
	Escarcha	-10	0,98
	Nieve	-10	0,85
Madera	de roble	20	0,90



### ANEXO 13

#### EVOLUCIONES DE LAS COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DE SUMINISTRO

Empresa	Monto Compensado por Interrupciones US \$							
	1er Sem. 2000	2do Sem. 2000	1er Sem. 2001	2do Sem. 2001	1er Sem. 2002	2do Sem. 2002	1er Sem. 2003	2do Sem. 2003
Luz del Sur	42886	31492	28369	23748	111227	60033	155200	239103
Edelnor	64761	38200	37639	22755	208560	124756	180303	188862
Hidrandina	56567	223930	192219	115827	78784	146748	236926	182921
Seal	8027	3495	6527	11272	6722	19529	28572	45103
Electro Centro	9560	30158	9655	34289	8681	40121	281638	127479
Electro Sur Este	12477	1491	15663	5506	1219	11824	2065	15757
Electro Puno	6173	3559	3558	124	17571	6015	2596	26039
Electro Sur Medio	104020	19281	5556	4897	2443	12112	6183	193909
Enosa	3595	10197	38631	33686	33829	142951	128432	141116
Electro Oriente	5293	8390	4676	6528	16635	114032	2000	62005
Electro Norte	47716	31644	36387	27325	46701	65836	105198	201140
Electro Sur	33577	18712	49779	21955	31741	78484	41316	77544
Electro Ucayali	1222	3435	782	592	46	3632	7101	8877
Edecañete	6729	2828	4389	13498	26302	1832	40091	2184
<b>Total</b>	<b>402602</b>	<b>426813</b>	<b>433830</b>	<b>322003</b>	<b>590459</b>	<b>827903</b>	<b>1217621</b>	<b>1512038</b>

Fuente: OSINERG 2004

## ANEXO 14

### EVOLUCIÓN DEL PORCENTAJE DE CLIENTES CON MALA CALIDAD DE SUMINISTRO

Empresa	Porcentaje de la Población con Mala Calidad de Suministro							
	1er Sem. 2000	2do Sem. 2000	1er Sem. 2001	2do Sem. 2001	1er Sem. 2002	2do Sem. 2002	1er Sem. 2003	2do Sem. 2003
Luz del Sur	21,3%	14,2%	11,3%	7,8%	13,1%	6,1%	6,8%	9,4%
Edelnor	12,8%	16,6%	10,6%	8,8%	14,8%	11,3%	9,7%	9,3%
Hidrandina	20,0%	61,7%	64,1%	54,2%	27,1%	33,7%	39,1%	24,2%
Seal	34,3%	17,4%	26,7%	17,3%	5,4%	14,5%	7,7%	12,3%
Electro Centro	17,2%	35,2%	20,4%	36,2%	15,5%	51,6%	33,6%	50,8%
Electro Sur Este	79,6%	11,6%	44,3%	19,1%	9,9%	32,2%	6,0%	19,6%
Electro Puno	33,8%	53,6%	0,5%	9,7%	75,3%	13,4%	6,7%	56,3%
Electro Sur Medio	55,2%	24,8%	10,1%	11,5%	0,1%	7,8%	2,4%	47,6%
Enosa	8,3%	33,5%	59,2%	44,3%	38,6%	97,1%	72,2%	60,4%
Electro Oriente	41,7%	33,8%	26,7%	35,7%	55,8%	50,7%	0,5%	43,3%
Electro Norte	61,0%	69,5%	61,0%	53,1%	27,4%	52,0%	34,8%	57,1%
Electro Sur	85,1%	76,5%	87,4%	61,5%	88,3%	75,7%	31,7%	68,8%
Electro Ucayali	53,0%	36,7%	9,0%	16,6%	0,8%	10,9%	22,6%	19,4%
Edecañete	82,6%	74,0%	33,7%	44,8%	58,6%	15,0%	97,6%	2,2%
Total	26,4%	29,2%	26,0%	22,9%	20,7%	23,6%	17,7%	22,9%

Fuente: OSINERG 2004