

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERU  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**TESIS**

**ANALISIS SISTEMATICO DE PROCEDIMIENTOS PARA EVALUACION  
DEL ESTADO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA**

**PRESENTADO POR EL BACHILLER**

**AMERICO SINFOROSO FLORES CASAS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**HUANCAYO – PERU**

**2010**

**ASESOR:**

**M.Sc. Ing. JORGE CAIRO HURTADO**

**CATEDRATICO FIEE-UNCP**

## **AGRADECIMIENTO**

*A la Santísima Virgen y a Dios que nos ha iluminado a lo largo de nuestra carrera universitaria y de nuestra vida.*

*Nuestro agradecimiento y gran aprecio a las Empresas Eléctricas, por haberme permitido ha desarrollarme profesionalmente en esta prestigiosa profesión.*

## **DEDICATORIA**

*Dedicamos este trabajo a todas las personas que en forma directa e indirecta nos apoyaron para la realización del mismo.*

*En especial a nuestros padres, que con su ejemplo de amor y constancia han influido en nuestras personalidades para poner el entusiasmo, dedicación y esfuerzo necesario a fin de culminar nuestros logros profesionales.*

## INDICE

	Pág.
RESUMEN	07
INTRODUCCION	08
CAPITULO I: GENERALIDADES AL ESTADO PREVIO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA	10
1.1 GENERALIDADES A LA TESIS	10
1.1.1 DESCRIPCION	10
1.1.2 OBJETIVOS	10
1.1.2.1 GENERAL	10
1.1.2.2 ESPECIFICOS	11
1.2 ALCANCES DEL ESTUDIO	11
1.3. CAMPO DE APLICACIÓN	12
1.4. IMPORTANCIA DE LOS ENSAYOS	13
1.5. OBJETIVOS DE LOS ENSAYOS	13
1.6. TIPOS DE ENSAYOS A EFECTUARSE	13
1.6.1. ENSAYOS EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	13
1.6.2. ENSAYOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	14
1.6.3. ENSAYO EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA	14
1.6.4. ENSAYO EN DISYUNTORES DE POTENCIA	15
1.6.5. ENSAYO DE BARRAMIENTO	15
1.6.6. ENSAYO EN LLAVES SECCIONADORAS MANUALES Y MOTORIZADAS	15
1.6.7. ENSAYO EN RESISTORES DE ATERRIZAMIENTO	15
1.6.8. ENSAYO EN PARARRAYOS	16
1.6.9. ENSAYO DE INSTRUMENTOS DE PROTECCIÓN	16
1.6.10. ENSAYO DE MEDICIÓN	17
1.6.11. ENSAYO EN CARGADORES DE BATERIAS	17
1.6.12. ENSAYO EN BANCO DE BATERIAS	17
CAPITULO II: PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL ESTADO DE GENERACION	18
2.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE GENERACION EXISTENTE	18

2.1.1. INFORMACION DISPONIBLE DEL SISTEMA DE GENERACION	18
2.1.2. REGISTROS DE MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD	19
2.2. EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE GENERACION	20
2.2.1. ENSAYOS A EFECTUARSE A CADA UNIDAD GENERADORA	21
2.2.2. COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS Y CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO.	22
2.2.3. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE GENERACIÓN DE LAS UNIDADES.	22
2.2.4. CONDICIONES FÍSICAS DE LAS UNIDADES.	23
2.2.5. TIEMPO DE VIDA RESTANTE DE CADA UNIDAD.	23
CAPITULO III: PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION	26
3.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION	26
3.1.1. INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.	27
3.2. EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION	29
3.2.1. INSPECCIÓN VISUAL.	29
3.2.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.	30
3.2.3. TIEMPO DE VIDA RESTANTE DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.	31
CAPITULO IV: PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSFORMACION	33
4.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE TRANSFORMACION	33
4.1.1. INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN.	33
4.2. EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSFORMACION	36
4.2.1. INSPECCIÓN VISUAL DE CADA UNA DE LAS SUBESTACIONES.	36
4.2.2. ENSAYOS A LAS SUBESTACIONES.	38
4.2.2.1. PRUEBAS DE DIELÉCTRICO DEL ACEITE.	38
4.2.2.2. PRUEBAS DE AISLAMIENTO DE LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	41
4.3. VIDA UTIL RESTANTE DEL SISTEMA DE TRANSFORMACION.	43
4.3.1. PROCEDIMIENTO.	44
CAPITULO V: PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION	47
5.1. SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIO.	47
5.1.1. INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.	48

5.1.2. EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA.	51
5.1.2.1. INSPECCIÓN VISUAL.	51
5.1.2.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES.	54
5.1.3. TIEMPO DE VIDA UTIL RESTANTE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA.	55
5.2. SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIO.	56
5.2.1. INFORMACIÓN NECESARIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.	58
5.2.2. EVALUACION DEL ESTADO DE LA DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ALUMBRADO.	59
5.2.2.1. MUESTRA DE LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.	62
5.2.2.2. ENSAYOS IMPORTANTES A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.	63
5.2.2.3. INSPECCIÓN VISUAL.	64
5.2.3. TIEMPO DE VIDA RESTANTE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ALUMBRADO.	65
CONCLUSIONES	65
RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFIA	67
ANEXOS	68

## **RESUMEN**

La presente Tesis que se presenta a continuación nos conduce a observar los diferentes componentes de un sistema eléctrico de potencia, estableciendo desde el punto de vista económico, cada uno de los equipamientos componentes constituyen altos costos de adquisición y de construcción.

Con el constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica, resultado del incremento de la población y de la implementación de nuevas industrias, da lugar a que muchos equipos eléctricos como generadores, transformadores de potencia y de distribución , se encuentren trabajando algunas veces sobre sus capacidades nominales.

Esto demuestra que muchos equipos eléctricos siempre requerirán un continuo estudio y análisis de su estado actual, con la finalidad de establecer si el diseño original es aplicable aun a las condiciones actuales.

Es por este motivo que en la presente tesis se mostraran procedimientos sistemáticos de evaluación del estado de un sistema eléctrico de potencia, procedimiento que nunca perderá actualidad y más bien constituirá un aporte fundamental para iniciar y llevar a cabo en forma efectiva un estudio de evaluación de un sistema eléctrico de potencia.

## **INTRODUCCION**

El desarrollo del presente trabajo de tesis se inicia en primera instancia en proceder a determinar los alcances, aplicaciones e importancia de los ensayos y sus objetivos y tipos de ensayos protocolares que se tienen en el presente estudio, mencionando los ensayos de tipo fundamentales recomendados para algunos equipos eléctricos que se pueda realizar una evaluación a una Empresa Eléctrica cualquiera si entre sus propiedades tenga equipos nuevos como; transformadores de potencia, de gran capacidad , entonces estaría justificando económicamente en realizar a cuyo equipo una serie de ensayos de tipo fundamental para de esta manera tener la posibilidad de detección de eventuales puntos de falla y la corrección de las mismas antes del inicio de la operación de funcionamiento de un equipo eléctrico.

Después procedemos al análisis en determinar los procedimientos sistemáticos para evaluar el estado de un sistema eléctrico de potencia considerando en los capítulos consiguientes la evaluación de cada uno de los componentes del sistema tales



como: El Sistema de Generación, Subtransmisión, Transformación, Distribución Primaria, Distribución Secundaria, Alumbrado Público. Como también en los procedimientos sistemáticos de evaluación de cada uno de los sistemas de generación, subtransmisión se da prioridad en el presente estudio al análisis de aquellos equipos eléctricos que económicamente y técnicamente son de mayor importancia dentro del conjunto de componentes eléctricos a evaluarse.

Los procedimientos de evaluación de cada componente del sistema prevé la descripción y recopilación de toda la información disponible del sistema que serán la bases importantes para posteriormente juntamente con los ensayos e inspección visual que se efectuó se pueda evaluar finalmente el estado situacional en que se encuentra un sistema eléctrico de potencia.

# CAPITULO I

## GENERALIDADES AL ESTADO PREVIO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

### 1.1 GENERALIDADES A LA TESIS

#### 1.1.1 DESCRIPCION

La presente tesis se orienta a efectuar un análisis sistemático de procedimientos para evaluar un sistema eléctrico de potencia considerando los componentes del sistema de generación, sub-transmisión, transformación, distribución primaria y secundaria. Dando mayor interés al análisis de equipos eléctricos que óptimamente son de mayor importancia frente al conjunto del sistema, así mismo prever la descripción informativa para efectuar los ensayos e inspección visual y finalmente evaluar el estado que se encuentra el sistema eléctrico.

#### 1.1.2 OBJETIVOS

##### 1.1.2.1 GENERAL

Efectuar procedimientos sistemáticos para evaluación del estado real que se encuentra sus componentes importantes de un

sistema eléctrico de potencia en referencia a la demanda de energía y su diseño original del sistema eléctrico.

#### 1.1.2.2 ESPECÍFICOS

- Determinar los procedimientos adecuados para evaluar el estado de los componentes importantes frente al conjunto del sistema.
- Efectuar la descripción y recopilación de la información de los componentes del sistema juntamente con la caracterización de ensayos e inspección visual del sistema eléctrico.

### 1.2 ALCANCES DEL ESTUDIO

Se presenta procedimientos sistemáticos a seguirse para evaluar el estado eléctrico y físico de un sistema eléctrico de potencia que se encuentra cerca del centro de carga. A nivel nacional generalmente se tiene dos tipos de centrales de generación que son: Las centrales térmicas y las centrales hidroeléctricas. La secuencia en rubros a evaluarse será: El sistema de generación, subtransmisión, transformación, distribución primaria, distribución secundaria y alumbrado público.

Efectuando ajustes necesarios al sistema de generación y evaluando el sistema de transmisión, los criterios descritos y planteados siguen siendo igualmente válidos para evaluar el estado eléctrico y físico de cualquier sistema eléctrico de potencia.

En el presente desarrollo donde se evalúen cada uno de los rubros del sistema de potencia se da en los procedimientos sistemáticos de evaluación una orientación práctica, justificada en cada parte por una base teórica y por normas establecidas y garantizadas como son: ANSI, IEEE, o ASIM, etc.

El alcance del estudio en cada rubro ya sea esta generación, subtransmisión, etc., está limitado en la evaluación principalmente al estudio de aquellos equipos que dentro de un rubro cualquiera representan el elemento más importante económicamente y técnicamente, dentro del subconjunto del rubro en estudio.

Así mismo se prevé la posible adquisición de un equipo nuevo a instalarse por el sistema eléctrico a evaluarse, en cuyo caso se deberá proceder de una manera diferente para evaluar su estado puesto que se trata de un equipo nuevo que no ha estado en operación, y los tipos de ensayos que se deberán realizar serán más completos.

### 1.3. CAMPO DE APLICACIÓN

Se orienta principalmente a la evaluación de un sistema eléctrico de potencia, cuyo campo de aplicación y utilización será evaluar el estado eléctrico y físico de una empresa eléctrica cualquiera, en nuestro entorno nacional.

También se tiene campos de aplicación particularizados puesto que se utilizará algunos rubros, por decir si se desea evaluar el estado de una subestación particular de un sistema eléctrico, se deberá revisar lo que corresponde a la evaluación de un sistema de transformación.

Similarmente evaluar el estado del sistema de distribución primaria y secundaria de un conjunto residencial cualquiera.

Como se aprecia las aplicaciones que se tienen son muy variadas, y el campo de aplicación de manera general es bastante grande justificado por el contenido de la tesis que explícitamente evalúa el estado de equipos eléctricos que han estado operando por algún tiempo en un sistema eléctrico.

#### 1.4. IMPORTANCIA DE LOS ENSAYOS

Cuando se evalúe el sistema eléctrico de una Empresa Eléctrica se tiene dos posibilidades, una auto evaluación de sus propios equipos que se encuentran en operación, en este caso no son importantes estos ensayos, pero en caso de que la Empresa Eléctrica va a ser negociada y además posee equipos nuevos que están en operación, que puede ser un transformador de potencia de gran capacidad, entonces estará justificado económicamente el realizar a dicho equipo una serie de ensayos protocolares.

#### 1.5. OBJETIVOS DE LOS ENSAYOS

El objetivo primordial de los ensayos en la determinación del estado de un sistema eléctrico hace posible la detección de eventuales puntos de fallas y la corrección de las mismas antes del inicio de la operación de un equipo eléctrico. Se minimiza de esta forma la ocurrencia de problemas después de la puesta en marcha, los costos inherentes a los mismos y los riesgos para los equipos y personal de operación.

#### 1.6. TIPOS DE ENSAYOS A EFECTUARSE

Se nombra los distintos ensayos protocolares recomendadas para algunos equipos eléctricos:

##### 1.6.1. ENSAYOS EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

- Relación de transformación
- Polaridad
- Resistencia óhmica del aislamiento
- Resistencia óhmica de los devanados
- Saturación
- Rigidez dieléctrica del aceite

- Aterrizamiento y clase de precisión

#### 1.6.2. ENSAYOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

- Relación de transformación
- Polaridad
- Resistencia óhmica de aislamiento
- Rigidez dieléctrica del aceite
- Aterrizamiento y clase de precisión

#### 1.6.3. ENSAYO EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

- Relación de transformación
- Polaridad
- Desplazamiento angular
- Resistencia óhmica de aislamiento
- Rigidez dieléctrica del aceite
- Resistencia óhmica de los devanados
- Actuación de los termómetros
- Termo sonda
- Aerotermo
- Actuación del indicador de nivel del aceite del tanque
- Relé de gas
- Actuación del dispositivo de presión súbita
- Conmutador automáticos de Taps
- Sensor electrónico para conmutación automática de Taps
- Índice de neutralización de acidez del aceite aislante
- Aterrizamiento
- Circuitos de refrigeración

- Señalización y deslizamiento

#### 1.6.4. ENSAYO EN DISYUNTORES DE POTENCIA

- Resistencia óhmica del aislamiento
- Tiempo de apertura y cierre
- Resistencia de contacto
- Rigidez dieléctrica del aceite aislante
- Pérdida de aire por operación
- Nivel de aire o gas
- Circuitos auxiliares como compresores, etc.

#### 1.6.5. ENSAYO DE BARRAMIENTO

- Resistencia de aislamiento
- Faseamiento
- Tensión aplicada
- Encaje mecánico de disyuntores y transformadores de potencial

#### 1.6.6. ENSAYO EN LLAVES SECCIONADORAS MANUALES Y

##### MOTORIZADAS

- Inspección visual
- Verificación del ajuste
- Aislamiento
- Resistencia de contactos
- Señalización, comando local y remoto
- Corriente nominal del motor
- Lubricación

#### 1.6.7. ENSAYO EN RESISTORES DE ATERRIZAMIENTO

- Aislamiento

- Resistencia óhmica
- Conexiones
- Oxidación

#### 1.6.8. ENSAYO EN PARARRAYOS

- Aislamiento
- Conexiones
- Corriente de fuga
- Contador de operaciones

#### 1.6.9. ENSAYO DE INSTRUMENTOS DE PROTECCIÓN

Estos ensayos se efectúan a relés y otros elementos asociados:

- Limpieza
- Levantamientos de características tiempo – corriente, corriente – tensión  
o tiempo impedancia
- Mínimo valor de partida ( pick-up)
- Mínimo valor de rearme (drop-out)
- Restricción por armónicos
- Compensación (slope)
- Indicador de operación de operación
- Ajuste del cero
- Aislamiento
- Calibración
- Otras pruebas recomendadas por el fabricante



#### 1.6.10. ENSAYO DE MEDICIÓN

Estos ensayos se realizan a los amperímetros, voltímetros, wattímetros y varímetros.

- Limpieza
- Ajuste de cero
- Ajuste de banda
- Ajuste de linealidad
- Cálculos de constantes
- Aislamientos
- Medición (comprobación)

#### 1.6.11. ENSAYO EN CARGADORES DE BATERIAS

- Inspección general
- Ensayo para operación automática de fluctuación
- Ensayo para ajuste normal estabilizado
- Verificación de la oscilación de tensión de salida
- Ajuste de limitación de corriente del rectificador
- Verificación del nivel de tensión de fluctuación
- Verificación del ajuste del nivel de tensión de la carga de actualización

#### 1.6.12. ENSAYO EN BANCO DE BATERIAS

- Verificación de las conexiones (lubricación)
- Verificación de la densidad del electrolito
- Tensión de cada elemento.

## CAPITULO II

### PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL ESTADO DE GENERACION

#### 2.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE GENERACION EXISTENTE

Para determinar el estado del sistema de generación, es de mucha importancia conocer en detalles los diferentes tipos de unidades que se utilizan en el sistema. Conocer si el sistema eléctrico en estudio está o no constituido por una o varias fuentes de generación, será también necesario un estudio detallado de cada fuente en particular, tomando en cuenta los siguientes procedimientos:

##### 2.1.1. INFORMACION DISPONIBLE DEL SISTEMA DE GENERACION

Es muy valioso que se disponga de la mayor cantidad de información de las unidades de generación existentes en el sistema, caso contrario se

incurre en pérdida de tiempo que podría llevarnos junto con otros problemas a un retraso en la evaluación.

A continuación se describe la información que se deberá tener al inicio:

- a. Se deberá conocer cuantas plantas generadoras existen en la Empresa Eléctrica en estudio.
- b. El número de unidades de generación por planta y el tipo de unidades existentes (vapor, de gas, hidráulico, etc.)
- c. Las capacidades de las unidades así como las tensiones de generación.
- d. Los registros del sistema de generación conteniendo para cada unidad: la fecha de puesta en servicio, fabricante, capacidad, factor de potencia tensión, corriente, velocidad, temperatura del estator, tensión de excitación, corriente de excitación e impedancia.
- e. Las estadísticas de generación de cada unidad desde la fecha de puesta en servicio hasta la fecha de estudio.
- f. Los registros de operación y mantenimiento de las unidades.

Logrando esta información detallada se inicia las bases para poder evaluar el estado del sistema de generación y su operación desde la fecha de puesta en servicio.

#### 2.1.2. REGISTROS DE MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD

Las estadísticas de los registros de mantenimiento de las unidades desde su puesta en servicio hasta la fecha de estudio nos muestran como ha venido operando la máquina, mostrando así su claro deterioro o simplemente chequeos rutinarios, resultados que ayudan a determinar al final el estado del sistema de generación.

## 2.2. EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE GENERACION

Para evaluar el estado de un sistema de generación se tiene que analizar fundamentalmente cuatro parámetros bien definidos que son:

- a. Los registros de mantenimiento de cada una de las unidades.
- b. Los ensayos generalizados a cada unidad.
- c. Las estadísticas de carga de cada una de las unidades.
- d. Las condiciones físicas de trabajo de las unidades.

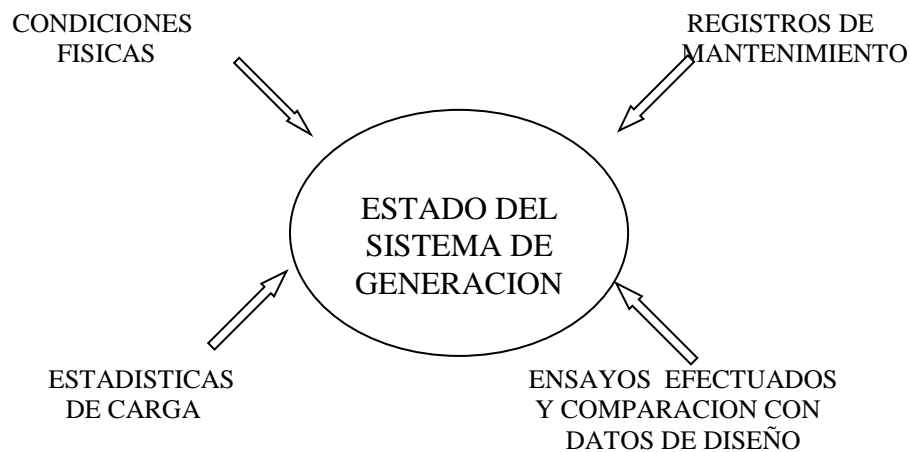


Fig.1.1 Evaluación del estado del sistema de generación

Los tres planteamientos a, b y c, son los determinantes en la toma de decisión del estado de las unidades, son los que en conjunto más tarde determinarán el tiempo que le resta de vida útil a cada unidad.

El planteamiento d, básicamente determina el estado externo de las unidades es decir muestra después de una inspección visual; el estado de pintura, ruido, suciedad, etc., de las unidades, siendo superable relativamente.

## 2.2.1. ENSAYOS A EFECTUARSE A CADA UNIDAD GENERADORA

Se deberán realizar principalmente cuatro tipos de ensayos: de funcionamiento, de rendimiento, de eficiencia y de aislamiento a cada una de las unidades.

Los ensayos más importantes que son la de funcionamiento, rendimiento y eficiencia son ensayos de tipo mecánico, que deberán ser ejecutadas por un profesional mecánico calificado.

A continuación menciono los procedimientos a seguir para determinar el estado del nivel de aislamiento de los devanados de los generadores.

### A. ENSAYO DE AISLAMIENTO DE LAS UNIDADES:

Los resultados que se obtengan de las pruebas se deberá comparar luego por los recomendados por normas establecidas ( IEEE Standard Guide for testing Insulation- Resistance of Electrical Machinery 9.3 ) y determinar así el estado de aislamiento de los devanados de los generadores.

#### a. Procedimiento:

1°. En primer lugar se deberá desenergizar el generador que será sometido a la prueba .

2°. Se deberá esperar hasta que la temperatura del generador se estabilice.

3°. Se procederá a Megar los devanados del estator a tierra y del rotor

a tierra, utilizando un medidor con las escalas adecuadas de acuerdo con niveles de tensión de operación del generador.

4°. Se deberá aumentar la tensión aplicado progresivamente y

tomando lectura a 30 y 60 segundos.

5°. Para poder evaluar el estado del aislamiento se deberá comparar los resultados obtenidos con los recomendados por la IEEE Standard Guide for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery 9.3., que dice que se deberá tomar en cuenta como índice de comparación los obtenidos a partir de la ecuación:

$$R_m = K_v + 1 \quad (2.1)$$

Donde:

$R_m$  = es la mínima resistencia de aislamiento del devanado a 40°C en  $M \Omega$

$K_v$  = potencial de funcionamiento de la máquina.

#### 2.2.2. Comparación de resultados obtenidos y características de diseño.

Una vez realizadas todas las pruebas descritas anteriormente se deberá hacer una comparación de los resultados obtenidos con los parámetros y características de diseño y a la conclusión que se llegue de este análisis será fundamental para la determinación del estado de la unidad.

#### 2.2.3. Análisis estadístico de generación de las unidades.

Este análisis es muy importante puesto que su resultado determinará el estado de sobrecarga de los devanados de las máquinas.

El análisis de carga que han tenido las unidades en todo su tiempo de servicio se puede realizar de la siguiente manera:

a. Analizando todos los datos de carga disponibles para cada unidad y

determinando si las unidades han sido sobrecargadas o no, esta alternativa dependerá sí se tiene el tiempo disponible para realizar un seguimiento de carga de la unidad en todo su tiempo de vida y de los datos de carga disponible.

Es lógico pensar que si se analizan todos los datos de carga de una unidad cualquiera, se sabrá con plena certeza si dicha unidad ha sido sobrecargada o no, por esta razón este método de análisis es mucho más seguro, pero más laborioso.

- b. Otra alternativa será obtener una muestra anual seleccionando los meses de mayor carga, se analizarán los datos de carga de cada una de las unidades, y si los resultados para estos meses determinan la no existencia de sobrecarga entonces se asumirá que en los meses de menor carga tampoco ha existido sobrecarga. Este método es muy funcional y se lo utiliza generalmente cuando el tiempo del análisis es muy corto.

#### 2.2.4. Condiciones físicas de las unidades.

Para evaluar las condiciones físicas de las unidades se deberá realizar una inspección visual del estado externo de las unidades y de su funcionamiento.

De la inspección visual se deberá obtener como resultado por ejemplo la cantidad de suciedad presente en las unidades, el deterioro de la pintura, la eficiencia del trabajo del personal a cargo de la unidad, el ruido producido por la máquina, la cantidad de escape de humo de las unidades, la falta de equipos de protección.

#### 2.2.5. Tiempo de vida restante de cada unidad.

El tiempo de vida restante de cada una de las unidades dependerá fundamentalmente del mantenimiento que se le halla dado a la unidad, de la comparación de las pruebas realizadas con las características de diseño, del análisis estadístico de carga , y de la fecha de instalación de las unidades. En la práctica se pueden presentar dos tipos de situaciones, la primera cuando se tiene condiciones ideales de operación, y la segunda cuando las unidades han funcionado bajo condiciones anormales.

A. En el caso más favorable se tendrá que las unidades han funcionado bajo condiciones ideales de operación, entendiéndose por condiciones ideales las siguientes:

- a. Que las unidades han tenido un buen mantenimiento en todo su período de operación.
- b. Que las pruebas realizadas presenten resultados muy próximos a las características de diseño.
- c. Que luego de realizado el análisis de sobrecarga se determine que las unidades no han sido sobrecargas.

En este caso no existe pérdida de vida por mala operación de la unidad por lo tanto el resto de vida que le quedaría a las unidades estará determinado por el tiempo esperado de vida útil asignado a este tipo de unidades ya sea por el fabricante o por normas eléctricas establecidas, y por el tiempo de servicio de la unidad. Un ejemplo del tiempo de vida restante del sistema de generación Chanchamayo se puede apreciar en el Cuadro N° 2.1



Cuadro N° 2.1 Vida útil restante de las unidades de generación del sistema Chanchamayo

PLANTA DE GENERACION	UNIDAD	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO	TIEMPO DE VIDA RESTANTE
Planta Monobamba – 1	Generador sincrónico 8400 kVA	1983	03
MCH Delfín	Generador síncrono Algesa	2002	22
CH Chalhuanayo	Generador sincrónico 32000 Kw.	2005	25
CH Chimay	Generador sincrónico	1998	18
CH Yanango	Generador Sincrono	2000	20
Planta Monobamba - 2	Generador sincrónico 5950 kVA	1998	18

Datos extraídos de la empresa INGENDESA (experiencia en construcción de centrales)

B. El problema se complica cuando las unidades no fueron operadas

convenientemente, en cuyo caso predecir el tiempo de vida restante del sistema de generación resulta imposible de determinar.

En este caso únicamente se evaluará el estado actual del sistema y no se podrá concluir acerca del tiempo de vida que le resta al sistema de generación.

### CAPITULO III

#### PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION

##### 3.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION

Para describir el sistema de subtransmisión debemos revisar el diagrama unificar del sistema, se deberá tratar de conseguir información, sobre el recorrido de las líneas dentro de la ciudad en estudio, con esta información preliminar se realizará un recorrido de verificación de planos, determinado: Si existe alguna interconexión de líneas de subtransmisión entre varias fuentes de generación que podrían formar parte del sistema a evaluarse, de existir se

deberá determinar de que tipo de interconexión se trata si es que es un sistema de anillos de circuitos simples o de anillos de circuitos dobles, etc.

Se podrá emitir criterios acerca de la configuración del sistema determinándose nombres, números de líneas de subtransmisión que emergen desde la fuente de generación. Se conocerá también los niveles de tensión de operación del sistema, los calibres y longitudes, de los conductores del sistema, tipo de postes, sea este de hierro, madera u hormigón, el tipo de estructura, tipo de aisladores sean estos tipo postes, tipo disco, etc.

### 3.1.1. Información disponible del sistema de subtransmisión.

La información necesaria del sistema con que se deberá contar al inicio del estudio, como se verá más adelante es similar a evaluar el sistema de distribución primaria.

- a. Se deberá disponer del plano físico donde se indique los recorridos de las líneas de subtransmisión.

Esta información será necesaria para determinar luego el tipo de servicio que presta el alimentador, áreas de influencia.

- b. El diagrama unifilar del sistema de subtransmisión. Donde se indique las distintas subestaciones y las líneas.

Esta información nos ayudará a determinar cuantas y cuales subestaciones son servidas por las líneas de subtransmisión, para luego poder realizar un estudio sobre la operación y confiabilidad de servicio. A modo de ejemplo se puede apreciar en el Cuadro N°3.1 los registros de las características técnicas del sistema de subtransmisión de Electrocentro.

Cuadro N° 3.1 Registro de características técnicas del sistema de subtransmisión del sistema eléctrico de Electrocentro

SISTEMA DE TRANSMISION	DESDE	HASTA	DISTANCIA (Km.)	CALIBRE MCM/AWG	TIPO	CAPACIDAD (MVA)
L. T. de 1 terna de 138 kV (Pasco)	Oxapampa	Villa Rica	76	35 mm <sup>2</sup> (2)	AAAC	1.7
Línea de transmisión 66 kV (Ayacucho)	Cobrizo II	Machahua y	1.54	240 mm <sup>2</sup> (397,5)	ACSR	1
L. de transmisión de 66 kV (electrocentro)	Machahuay	Huanta	50.70	240 mm <sup>2</sup> (397,5)	ACSR	3
L. transmisión de 33 kV (Huancavelica)	Cobrizo I	Pampas	27.8	50 mm <sup>2</sup> (1/0)	AAAC	7
Línea de 1 terna (Chanchamayo)	Ninatambo	Simsa	47.14	67.5 mm <sup>2</sup> 2/0	AAAC	10
L. de transmisión de Adinelsa (66kV)	Molletapa	Ayacucho	4.72	240 mm <sup>2</sup> (397,5)	ACSR	15
Transmisión 220 kV	Subestación Quintay	Tres Montones	4.05	1	AAAC	40.8
Transmisión Sayan III etapa	Sayan	Quintay	6.3	1	AAAC	40.8
Transmisión línea de 33 kV	Ciudad Constitución	Puerto Sungaro	52.2	1/0	AAAC	1.8
Transmisión Delfín	Santa Rosa	Ciudad Constitución	81.7	4/0	AAAC	2.8
Línea de 60 kV	Huayucachi	Salesianos	6.7	120 mm <sup>2</sup>	AAAC	30
Línea de 33 kV	Chupaca	Huarisca	8.05	67.5 mm <sup>2</sup>	ACSR	2.5
Transmisión	Vilcahuaura	Desagraulí o	9.02	1	AAAC	40.8

Datos extraídos de Electrocentro (fijación de tarifas y compensaciones en sistemas de subtransmisión)

- c. Se pedirá información acerca de los calibres y longitudes de las distintas alimentadoras.
- d. Se pedirá información de las estadísticas de fallas e interrupciones del servicio.  
Esta información servirá para evaluar la operación y continuidad del servicio, así como el tiempo de vida restante del sistema.
- e. Se deberá pedir información del tipo de elemento de interconexión utilizadas en el sistema.
- f. Se pedirá un listado donde se indique el tipo de materiales utilizados.
- g. Se deberá disponer de los datos de carga de las alimentadoras.

### 3.2. EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION

Para evaluar el estado de sistema de subtransmisión se deben considerar dos aspectos fundamentales que son, los resultados que se tengan del recorrido e inspección visual en la que se determine el estado externo en que se encuentre el sistema entre ellos, los postes conductores, aisladores, etc.

El otro aspecto será necesario para determinar el tiempo de vida restante de los conductores en la que hay que analizar tres factores determinantes que son: El análisis de carga de los conductores, la sobretensión, las corrientes de fallas y el tiempo en que el conductor estuvo sometido a la falla.

#### 3.2.1. Inspección visual.

Mediante un recorrido la inspección visual que se deberá realizar al sistema tendrá como objetivo evaluar las condiciones físicas externas de los distintos componentes del sistema.

El recorrido se deberá llevar a cabo dentro de la zona de influencia de los alimentadores, y se deberá en lo posible tratar de realizar un recorrido e inspección visual a todos los alimentadores del sistema.

#### A. PROCEDIMIENTOS

- a. Si el sistema de subtransmisión es bastante grande y el tiempo de evaluación es reducido para tratar de evaluar todo el conjunto. Se deberá seleccionar el 30% del total de alimentadoras, como mínimo para que garantice una buena confiabilidad de los resultados y se pueda concluir a cerca de todo el universo.
- b. Se deberá seleccionar la alimentadora a la que se le realizará el recorrido e inspección visual.

- c. Seleccionada la alimentadora se deberá iniciar el recorrido en forma ordenada y partiendo desde la salida del sistema de generación hasta el último punto de servicio tal como se indica en el plano físico respectivo.
- d. Se deberá unificar una cierta simbología para evitar retrasos, confusiones y errores de interpretación.
- e. Se deberá realizar diagramas del recorrido seguido, tomando puntos de referencia que podrían ser enumerando cada poste del recorrido.
- f. Se deberán elaborar hojas de información en la que describan el estado de cada componente.

### 3.2.2. Análisis estadístico de carga de los alimentadores del sistema de subtransmisión.

La metodología utilizada para determinar la posible existencia de sobrecarga en las alimentadoras del sistema de subtransmisión es la misma que se utilizaría en el sistema de distribución primaria.

El procedimiento que se describe a continuación nos permitirá revisar todos los datos de carga disponibles en cada una de las alimentadoras del sistema de subtransmisión.

#### A. PROCEDIMIENTOS:

- a. Se deberá recopilar los datos de carga de una alimentadora cualquiera desde su instalación hasta la fecha de estudio.
- b. Se deberá fijar el valor de la capacidad máxima de corriente permitida por el conductor, utilizando tablas de características de

- conductores en la que se considera temperatura total del conductor, un factor de emisividad y una velocidad del viento.
- c. Se deberá realizar un análisis comparativo de los datos de carga con el valor de corriente máxima permitida obtenida en el literal b
  - d. Finalmente se elaborarán cuadros en las que se indiquen que alimentadores han sido sobrecargados y cual a sido el valor de la sobrecarga.

### 3.2.3. Tiempo de vida restante del sistema de subtransmisión.

El sistema de subtransmisión no sólo está constituido por conductores, forman parte del sistema también los postes, aisladores, tensores, etc.

Para la determinación del tiempo de vida restante del sistema de subtransmisión habrá que considerar cada uno de los elementos por separado, con excepción de los conductores el tiempo de vida restante de los componentes del sistema dependerá de la fecha de instalación de los equipos y del tiempo normal de vida esperada de acuerdo al porcentaje de depreciación anual estimados por índices contables en normas estándar. A no ser que de la inspección visual realizada se note que un componente cualquiera del sistema se encuentre en estado avanzado de deterioro, entonces por inspección visual se deberá determinar su cambio o arreglo.

Para determinar el tiempo de vida restante de los conductores del sistema de subtransmisión hay que analizar tres factores determinantes que son: el análisis de sobrecarga de los conductores, el sobrevoltaje y las estadísticas de las corrientes de fallas así como el tiempo de duración de la misma.

Dependiendo de los resultados que se obtengan de los análisis se podrá concluir si los conductores han sido sometidos o no a esfuerzos mecánicos superiores que los permitidos, perdiendo por consiguiente parte de su vida útil estimada.

#### A. PROCEDIMIENTOS

Por no existir normas específicas para poder comparar los resultados obtenidos de sobrecarga, sobretensión y corriente de fallas, no se podrá penalizar los resultados con una pérdida de vida útil del conductor, por lo tanto a la única conclusión a la que podría llegar es a establecer los porcentajes de sobrecarga, sobretensión y corriente de fallas que podría haber sido sometido el conductor.

Por no poder comparar y penalizar los resultados obtenidos no podremos bosquejar los procedimientos a seguirse para la determinación del tiempo de vida restante de los conductores. Pudiéndose estimar este tiempo sólo desde el punto de vista de acuerdo a normas estándar



## CAPITULO IV

### PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSFORMACION

#### 4.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE TRANSFORMACION

Este contenido representa ser muy importante desde el punto de vista económico y continuidad del servicio.

Para esto se deberá tener conocimiento de cuantas subestaciones forman el sistema, cuantos transformadores integran cada subestación. Se deberá también conocer cuales son las tensiones primarias y secundarias de los transformadores de elevación, tensión que dependerá de la generación.

##### 4.1.1. Información disponible del sistema de transformación.

Para comenzar a realizar el estudio de evaluación del estado de un sistema de transformación se deberá tener al inicio con la siguiente información:

- a. Se deberá conocer los nombres de las subestaciones el número de transformadores por subestación, capacidades, tipos de enfriamiento, relación de transformación, tipo de conexión e impedancia.

Esta información nos servirá para aclarar la descripción del sistema y posteriormente para determinar el tiempo de vida restante de los transformadores. A modo de ejemplo podemos apreciar en el Cuadro N° 4.1 se presenta los registros de las características técnicas del sistema eléctrico de Pozuzo y Satipo.

Cuadro N°4.1 Registro de características técnicas del sistema de transformación del sistema eléctrico de Pozuzo y Satipo

SUBESTACION	POTENCIA (MVA)	TIPO DE ENFRIAMIENTO	RELACION TRANSFORMACION (kV)	CONEXION PRIMARIA	CONEXION SECUNDARIA	% PROP IA BASE	OBSERVACIONES
Chuquipahuca - Pariahuanca	25	Baño de aceite	13.2 / 0.46	estrella	estrella	5.4	Monofásico
Pozuzo	1	ONAN	0.4/13.2+-2*2.5	Delta	estrella	3.5	Trifasico
Chalhuamayo	4	ONAN		delta	estrella	7.4	Trifasico
Mucha - Pariahuanca	15	Baño de aceite	13.2 / 0.46	estrella	estrella	4.4	Monofasico

Datos de la electrificación en Pozuzo y Satipo

- b. Se deberá disponer de información en la que se indiquen todos los traslados o cambios de los transformadores con fecha y detalle del motivo de los cambios.

Esta información nos ayudará para poder emitir un criterio acerca de la operación que se ha venido realizando en el sistema, también ayudará en el análisis de la determinación de la vida útil de los transformadores.

- c. Se deberá contar con las estadísticas de fallas registradas en el sistema de transformación.

Esta información nos servirá para evaluar la operación del sistema, y las consecuencias debidas a las fallas.

- d. Es necesario disponer de un listado en la que se indiquen los distintos equipos y materiales utilizados en cada subestación tales como: estructuras metálicas, interruptores de desconexión, tripulares operando en grupos con cuchillas de puesta a tierra, disyuntores de aceite, etc.

Esta información servirá para evaluar el acondicionamiento de las subestaciones.

- e. Estadísticas de cargas en lo posible desde la fecha de instalación de cada transformador de potencia.

Esta información nos servirá para el análisis de la sobrecarga de los transformadores.

- f. Se deberá disponer de un diagrama del sistema donde se incluyan líneas de subtransmisión, subestaciones de transformación, y las distintas alimentadoras que emergen de las subestaciones.

- g. Se deberá disponer de cargas diarias, de las alimentadoras del sistema de subtransmisión..

Esta información nos servirá para determinar las características de carga típicas diarias, necesarias en la metodología de determinación de la vida útil restante de los transformadores de potencia.

- h. Se deberá solicitar también los registros de mantenimiento de cada una de las subestaciones.

Esta información será necesaria para la evaluación del estado del sistema.

## 4.2. EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSFORMACION

El sistema de transformación está compuesta por transformadores de potencia, disyuntores en aceite y una serie de elementos adicionales como son: aisladores, transformadores de corriente, de potencial, cuchillas de puesta de tierras, equipos de protección, etc.

Pero indudablemente desde el punto de vista técnico y económico es el transformador, juntamente con los interruptores en aceite son los elementos de mayor importancia dentro del sistema de transformación es por esta razón que para evaluar el estado del sistema de transformación nos basaremos principalmente en estos dos rubros, dejando como condiciones complementarias el estado de los demás equipos del sistema. Con esto no queremos minimizar la importancia de los demás equipos en el sistema, puesto que en la inspección visual que se realice será muy importante las recomendaciones y conclusiones que se obtengan acerca de estos equipos.

Para evaluar el estado de los transformadores y disyuntores en aceite tenemos que dividir el trabajo en dos partes, una que analiza las condiciones externas que se obtienen de la inspección visual y la otra que valore el estado interno de los equipos criterios que son obtenidos a partir de ciertos ensayos como son: la prueba de rigidez dieléctrica del aceite y el ensayo de aislamiento.

Además en los transformadores será de fundamental importancia analizar las estadísticas de carga, a continuar determinar si a existido o no sobrecarga en los transformadores desde su fecha de puesta en servicio hasta la fecha de estudio.

### 4.2.1. Inspección visual de cada una de las subestaciones.

Esta inspección se realizará en el sitio y se determinará el tipo de subestación que se tiene, si es que la subestación tipo rural o subestación tipo cabina. La diferencia entre dos tipos de subestaciones depende del tipo de protección utilizado.

La inspección visual determina las condiciones de operaciones, el tipo de equipo principal y auxiliar y cual es el estado de estos equipos, determinando si los transformadores periódicamente han tenido o no un tratamiento de pintura exterior, si es que se encuentren aisladores dañados, si el nivel de ruidos de los transformadores es normal o no, si es que se nota oxidación o no, presencia de suciedad, etc. Todas las conclusiones que se tiene luego de realizada la inspección visual reflejan claramente el tipo de mantenimiento que se le da a las subestaciones en estudio, contribuyendo de esta manera a determinar nuestro objetivo principal que es la evaluación del sistema de transformación. Como referencia se puede apreciar en las Figuras 4.1 y 4.2

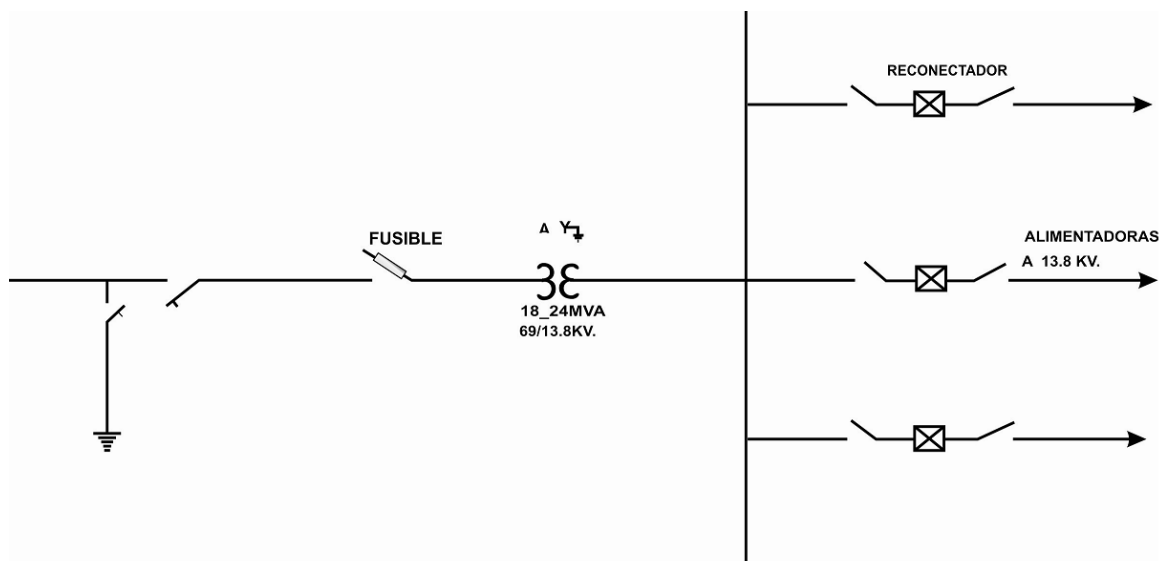


Fig. 4.1 Diagrama unifilar de protección de una subestación del tipo rural.

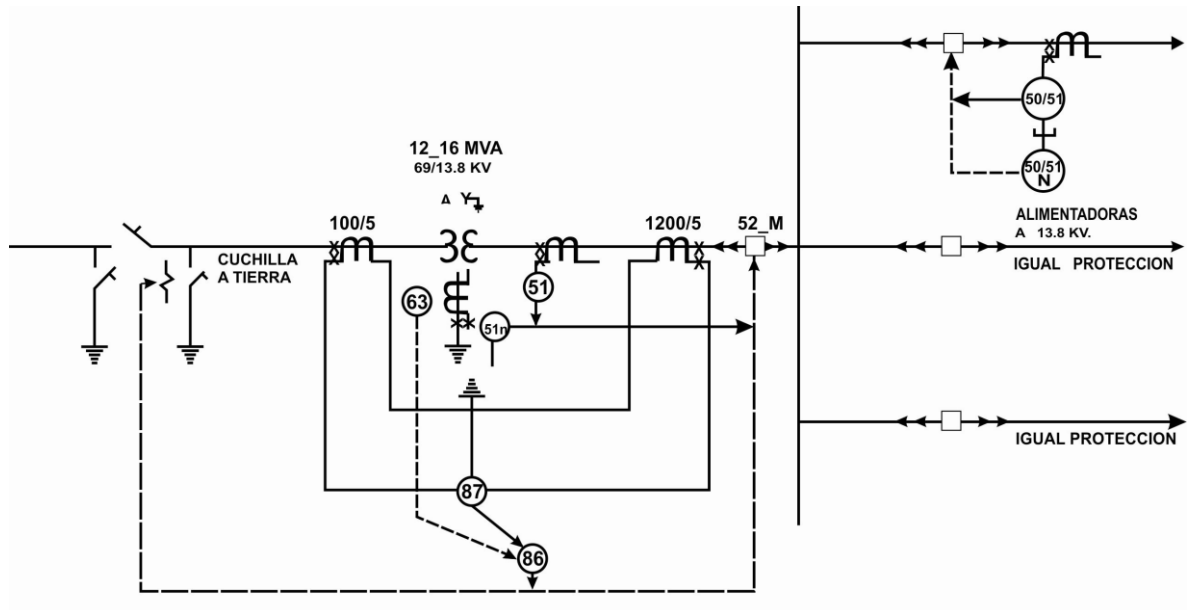


Fig. 4.2 Diagrama unifilar de protección de una subestación del tipo cabina

#### 4.2.2. ENSAYOS A LAS SUBESTACIONES.

De los ensayos que se realicen a las subestaciones del sistema y de los resultados que se obtengan de las mismas servirá para cuando se realice la evaluación final de sistema de transformación, luego priorizaremos en la evaluación a aquellos componentes que económica y técnicamente sean de mayor importancia dentro de la subestación, estos son justamente los transformadores de potencia y los disyuntores de aceite.

Existen muchos ensayos estandarizadas que se podrían realizar a los transformadores de potencia y disyuntores en aceite, pero dado que la evaluación se va a realizar a una Empresa Eléctrica que ya ha estado operando por muchos años, entonces para determinar el estado de estos equipos nos referimos únicamente al ensayo del dieléctrico del aceite para los transformadores y disyuntores de potencia y al ensayo de aislamiento a los devanados de los transformadores.

##### 4.2.2.1. Pruebas de dieléctrico del aceite:

El procedimiento se utilizará para conocer la rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores como de los disyuntores de potencia.

Los resultados que se obtengan de los ensayos se comparara luego con los recomendados por normas establecidas (ASTM D 877-64 y la ASTM D 1816-60 T.) y que se diferencian básicamente por la separación de los electrodos. En el Cuadro N° 4.2 se presenta a modo de ejemplo los resultados obtenidos de ensayos dieléctricos al aceite de los transformadores del sistema eléctrico Chilca-Lima y Trujillo.

Cuadro N°4.2 Resultados de los ensayos dieléctricos del aceite del transformador elevador y del transformador reductor del sistema eléctrico de Chilca-Lima y Trujillo

TRANSFORMADOR	ENSAYO DEL ACEITE NIVEL DE TENSION APLICADO (KV)		NIVEL NORMAL DE TENSION (KV)
	MUESTRA 1	MUESTRA 2	
<b>Elevador ABB</b>	<b>10 kV</b>	<b>60 kV</b>	<b>33</b>
<b>Bahía las Flores</b>	<b>10 kV</b>	<b>60 kV</b>	<b>22</b>
<b>Transformador de corriente</b>	<b>1 kV</b>	<b>10 kV</b>	<b>220</b>
<b>Reductor ABB</b>	<b>10 kV</b>	<b>60 kV</b>	<b>220</b>
<b>T. de acoplamiento</b>	<b>1 kV</b>	<b>10 kV</b>	<b>220</b>
<b>Capacitivo</b>	<b>10 kV</b>	<b>60 kV</b>	<b>22</b>

Datos de la electrificación en Trujillo y de los ensayos realizadas a los equipos de la subestación de Chilca-Lima

#### A. PROCEDIMIENTOS:

- a. En primer lugar se deberá limpiar totalmente el equipo de ensayo para eliminar cualquier partícula o fibra de algodón y tomar una parte del aceite a ensayar.

- b. El equipo de ensayo deberá llenarse con aceite, estando tanto el aceite como el equipo a la temperatura ambiente.
- c. Se tendrá que esperar tres minutos para dejar escapar las burbujas de aire de la muestra antes de aplicar la tensión.
- d. La velocidad de aumento de la tensión deberá ser de unos tres mil voltios por segundo.
- e. Deberán aplicarse cinco descargas disruptivas en cada llenado y luego debe vaciarse el receptáculo y volverse a llenar con aceite nuevo de la muestra original.
- f. La tensión media de los 15 ensayos (5 ensayos sobre cada una de tres llenadas). Se toma normalmente como rigidez dieléctrica del aceite.
- g. Se recomienda que el ensayo se continúe hasta que las medidas de los promedios dé como mínimo, tres llenados sin presentar variaciones importantes

El método ASTM D877-64 indica el uso de electrodos de aristas vivas de 1 pulgadas de diámetro separados 0.1 pulgadas entre sí.

El método ASTM D 1816-60 T indica el uso de electrodos especiales separados 0.04 pulgadas entre sí y con circulación continua de aceite. Este último ensayo es más sensible a las contaminaciones débiles.

La rigidez del aceite nuevo debe exceder el valor mínimo para un buen aceite, como lo indica en la siguiente Cuadro N° 4.3



Tabla 4.3 Comparación de la rigidez dieléctrica del aceite.

Kv medidas de la rigidez Dieléctrica según ASTM D877-64	Kv medidas de rigidez dieléctrica según ASTM D1816-60T	Condición del aceite
30 o superior de 26 a 29 Inferior a 26	29 o superior de 15 a 23 inferior a 15	Bueno Útil Malo

4.2.2.2. Pruebas de aislamiento de los devanados del transformador de potencia.

La metodología empleada para la determinación de las pruebas de aislamiento podría ser utilizada tanto para los transformadores de distribución como para los transformadores de potencia, y de manera general su principio básico puede ser utilizada para realizar pruebas de aislamiento a cualquier tipo de devanado.

Los resultados que se obtengan en las pruebas se los deberá comparar luego por los recomendados por normas establecidas para poder luego evaluar el estado del aislamiento de los transformadores de potencia del sistema. En los Cuadros N°4.4 y N°4.5 se presenta ejemplos de los resultados obtenidos al efectuar ensayos de aislamiento a los tranformadores de la Subestacion Chilca.- Lima.

Cuadro N°4.4 Resultados de los ensayos de aislamiento a los transformadores de la subestación de Chilca - Lima

TRANSFORMADOR	RANGO NORMAL DE AISLAMIENTO		ENSAYO DE ACEITE NIVEL DE TENSION (KV)	NIVEL NORMAL DE TENSION (KV)
	DEVANADO ALTA	DEVANADO BAJA		
Capacitivo AREVA	3000 MΩ	3500 MΩ	10 kV	22 kV
Bahía las Flores	2000 MΩ	2000 MΩ	10 kV	22 kV
Reductor ABB	2000 MΩ	2500 MΩ	10 kV	10 kV
De corriente	3000 MΩ	2000 MΩ	10 kV	220 kV
Elevador ABB	1000 MΩ	1000 MΩ	10 kV	132 kV

Datos extraídos de las ensayos realizadas a los transformadores de la subestación de Chilca - Lima

Cuadro N° 4.5 Resultados de los ensayos de aislamiento a los transformadores utilizados en la electrificación de la subestación de Chilca - Lima

TRANSFORMADOR	PRUEBA DE AISLAMIENTO (MΩ ) 30”/60”			RANGO NORMAL DEL AISLAMIENTO	
	BAJA- TIERRA	ALTA-TIERRA	ALTA- BAJA	DEV. ALTA	DEV. BAJA
Bahia las Flores	16000 MΩ	19 000 MΩ	36000 MΩ	20 MΩ primario	20 MΩ primario
Elevador ABB	10000 MΩ	8000 MΩ	15000 MΩ	10 MΩ primario	10 MΩ secundario

Resultado de las pruebas realizadas a los transformadores utilizados en la electrificación de una localidad rural de Trujillo y de las pruebas realizadas en la subestación de Chilca - Lima

#### PROCEDIMIENTOS:

- a. En primer lugar se deberá desenergizar el transformador que será sometido a la prueba.
- b. Se deberá esperar hasta que la temperatura del transformador se estabilice.
- c. Se procederá a megar los devanados de baja tensión a tierra, alta tensión a tierra, y entre los de alta tensión y baja tensión utilizando un medidor con las escalas adecuadas de acuerdo con los niveles de tensión de operación del transformador.

- d. Se deberá aumentar la tensión aplicado a 30 y 60 segundos.
- e. Para evaluar el estado del aislamiento de deberá comparar los resultados obtenidos con los recomendados por la IEEE Standard Guide for Testing Insulation Resistance of Electrical Machinery 9.3.

#### 4.3. VIDA UTIL RESTANTE DEL SISTEMA DE TRANSFORMACION.

Para la determinación del tiempo de vida útil restante del sistema de transformación realizaremos un análisis técnico de pérdida de vida útil únicamente al dispositivo más importante del sistema de transformación que son los transformadores de potencia, para los demás equipos que forman el sistema de transformación la vida útil restante dependerá exclusivamente de la fecha de instalación del equipo y de los porcentajes de depreciación anual de acuerdo a los índices normalizados según estándares, si en la inspección visual se note que un equipo auxiliar se encuentre en un estado de avanzado deterioro, entonces se deberá recomendar su cambio o arreglo.

El procedimiento empleado para la determinación de la vida útil de los transformadores de potencia, está basada en criterios de evaluación de acuerdo a las normas ANSI, que fundamenta sus contenidos de acuerdo a los siguientes criterios:

- El nivel de deterioramiento del aislamiento es una función de la temperatura y del tiempo.

- La variación de la temperatura está en relación directa con las variaciones de carga del transformador, y está expresado comúnmente como un porcentaje de pérdida de vida.
- El deterioramiento del aislamiento se caracteriza generalmente por una reducción de su resistencia mecánica y de su resistencia dieléctrica.

#### 4.3.1. PROCEDIMIENTO:

- a. Se deberá estimar las características típicas de cargas diarias en Mva.

La obtención de las características típicas resulta mucho más fácil si se analizan los datos de carga diaria pero a nivel de la Tensión primaria en alta. Ver fig. 4.1

- b. Se deberá transformar la característica de carga en otra equivalente en forma rectangular como está especificado en ANSI appendix (57 – 92), artículo 92 –05 – 500. Ver fig. 4.2

Las tablas utilizadas para determinar el porcentaje de pérdidas de vida son funciones de la carga promedio antes del pico, del pico de carga y su duración, por lo tanto, es necesario estimar estos valores en las características de carga rectangular resultante.

- c. Se estimará una temperatura ambiental promedio de trabajo de los transformadores. Que en nuestro medio podría ser 30° C.
- d. Se determinará el tipo de enfriamiento del transformador y su capacidad de placa.
- e. Se calculará la corriente nominal y la corriente de carga de acuerdo al tipo de enfriamiento del transformador.
- f. Se fijará la máxima corriente permitida que garantiza una normal vida esperada al transformador.

- g. Se seleccionará criterios según normas ANSI de acuerdo a las características de la subestación y se determinan los límites de los picos de carga en función de la máxima capacidad de placa.
- h. Se determinará la corriente y el porcentaje de pérdida de vida máxima, correspondiente a los límites de los picos de carga.

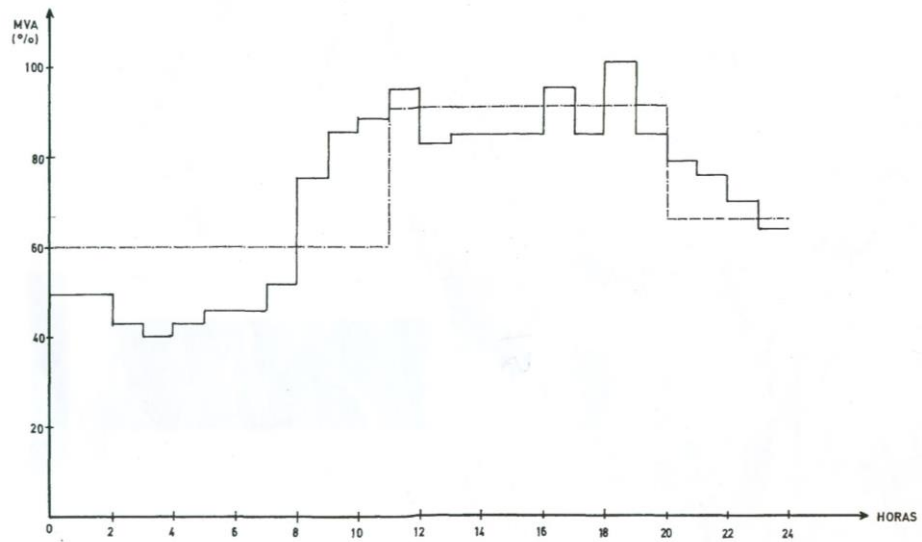


Fig. 4.1 Característica típica de carga diaria de una subestación

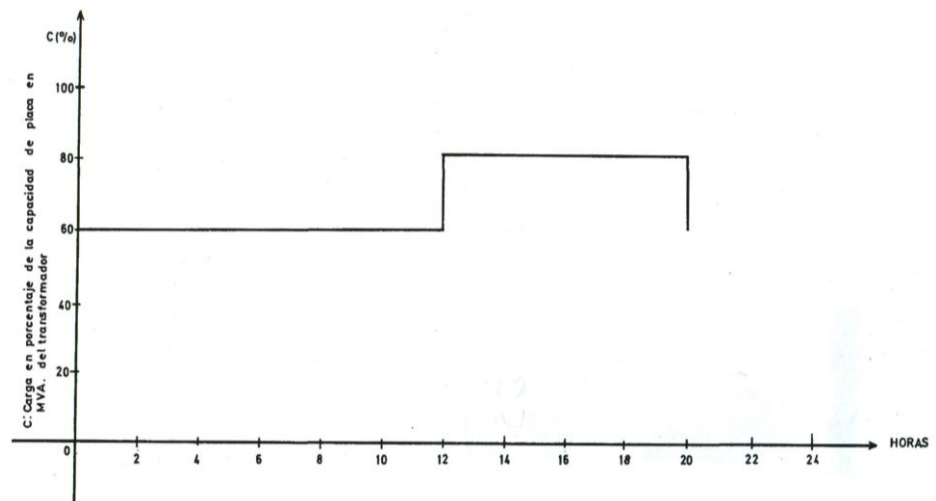


Fig. 4.2 Característica equivalente rectangular de carga típica diaria de una subestación

- i. Se analizarán todos los datos disponibles de carga de la subestación para comparar con la corriente máxima permitida que garantiza una normal vida esperada. Si la corriente de carga analizada es inferior no hay pérdida de vida, si la corriente de carga es superior, existirá pérdida de vida, y se penalizará dependiendo a que valor de corriente corresponde lo determinado en literal i.
- j. Se deberá sumar todos los porcentajes de pérdida de vida diaria esperada y dividirlo para el total de datos analizados obteniendo de esta forma un porcentaje de pérdida de vida diaria promedio para todo el tiempo que ha estado trabajando el transformador.
- k. Se multiplicará el porcentaje de pérdida de vida diaria por todos los años de servicio del transformador por el tiempo de vida esperado se obtiene la pérdida de vida en años, debido a sobrecargas durante el tiempo que ha estado operando.
- l. Por último se deberá estimar el tiempo de vida que le queda al transformador.

$$T = T1 - T2 = A \quad (4.1)$$

Donde:

T : Tiempo de vida estimada restante a partir de la fecha de evaluación.

T1 : Tiempote vida esperada en años.

T2 : Pérdida de vida por sobrecarga.

A : Años de servicio del transformador.

CAPITULO V  
PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL ESTADO  
DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

5.1. SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIO.

Para iniciar el estudio del sistema de distribución primario y poder emitir criterios del tipo de sistema, necesitamos revisar la información existente, en especial el plano físico de la ciudad en el que se describa los recorridos de las líneas de distribución primaria, a partir de esta revisión se podrá determinar el número total de alimentadores que forman el sistema así tener idea del tamaño del sistema de distribución primaria en estudio.

Con la ayuda de toda la información suministrada se deberá incluir lo siguiente:

Si el sistema es aéreo o subterráneo, describir los tramos en que es subterráneo, se deberán determinar los calibres y longitudes de conductores aéreos y subterráneos, los niveles de tensión utilizados en el sistema, de existir dos o más niveles de tensión determinar el número de alimentadores totales existentes para cada nivel de tensión el tipo de poste utilizado, el tipo de conductores de los troncales de alimentadores, tipos de crucetas, tipos de aisladores, se deberá describir los distintos tipos de equipos de interruptores existentes, etc.

Indudablemente si se realiza una buena descripción del sistema se habrá contribuido en evaluar el sistema de distribución primaria.

#### 5.1.1. Información disponible del sistema de distribución primaria.

La información más importante que se deberá disponer del sistema serán los siguientes:

- a. En primer lugar se deberá disponer del plano físico del sistema en estudio donde se encuentran marcados los distintos recorridos de las alimentadoras del sistema primario.

Esta información será de mucha ayuda para la descripción del sistema, para la zonificación en el estudio de sobrecarga de alimentadores, para la determinación del área de influencia de los alimentadores, para establecer el tipo de alimentador dependiendo del tipo de abonado residencial, comercial, o industrial.

- b. El diagrama unifilar del sistema de subtransmisión. Donde se indiquen las distintas subestaciones y alimentadores primarios.



Esta información nos servirá para determinar los niveles de tensión de los alimentadores y el número total de alimentadores primarios que emergen por transformador.

- c. Solicitar información de las tablas o registros donde se describen por cada tramo de alimentador las longitudes de los mismos, el número de fases del tramo, los calibres y tipos de los conductores de fase, los calibres y tipos de los conductores de neutro.

Esta información servirá para poder determinar en la descripción del sistema los calibres, tipos longitudes de conductores utilizados, también servirá para conocer los calibres de conductores de troncales para determinar la sobrecarga existente en los conductores. En el Cuadro N°5.1 a modo de ejemplo se presenta un resumen de los calibres y conductores y conductores troncales empleado en el sistema de Trujillo.

Cuadro N° 5.1 Calibres y longitudes de bifurcación troncal de los conductores del sistema Eléctrico de Trujillo.

SUBESTACION	ALIMENTADOR		NIVEL DE TENSION (KV)	LONGITUD DE LA TRONCAL Y RAMALES (M)
	N°	NOMBRE		
<b>T. Biposte</b>	<b>1</b>	<b>AMT TN 005</b>	<b>10</b>	<b>300</b>
<b>T. Biposte</b>	<b>2</b>	<b>AMT TN 003</b>	<b>10</b>	<b>280</b>

Datos de la electrificación rural de una localidad de Trujillo

- d. Solicitar información de los tipos de interrupciones ocurridos en el sistema desde su instalación.

Esta información nos servirá para evaluar la operación y el mantenimiento que ha tenido el sistema.

- e. Se solicitará también la fecha aproximada de instalación de los alimentadores del sistema.

Esta información será muy importante para la determinación del tiempo de vida útil restante del sistema.

- f. Se pedirá información del tipo de interconexión utilizada en el sistema.

- g. Se solicitará un listado del número total de postes instalados a la fecha de estudio, del tipo de poste, así como el número total y tipos de crucetas utilizadas en el sistema. A modo de ejemplo se tiene el Cuadro N° 5.2 los respectivos tipo de postes, longitud y cantidad del sistema eléctrico de Huancavelica y del pequeño sistema San Ignacio I Etapa.

Cuadro N°5.2 Número total y tipos de postes utilizados en el sistema de distribución eléctrico de Huancavelica.

<b>TIPO DE POSTE</b>	<b>LONGITUD (M)</b>	<b>CANTIDAD</b>
CAC 15/500/2/225/450	15	6
CAC 15/500//3/225/450	15	8
CAC 13/500/3/225/450	13	4
CAC 13/400	13	26
CAC 12/300	12	23
CAC 11/200	11	9
CAC 12/400/2/225/450	12	3

Datos obtenidos de la electrificación de la región Huancavelica – sector II y de la electrificación rural del pequeño sistema eléctrico San Ignacio – I etapa

- h. Se deberá solicitar estadísticos de operaciones actualizadas donde conste, los diferentes tipos de equipos de interrupción empleada en cada una de los alimentadores.

Esta información es muy importante en el análisis del sistema operativo y de transferencia de carga en casos de fallas.

- i. Se deberá disponer de los datos de carga por alimentador. Esta información se utilizará en el análisis de sobrecarga de los alimentadores.

#### 5.1.2. EVALUACION DEL ESTADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

Para evaluar el estado del sistema de distribución primaria se deben considerar dos aspectos fundamentales que son los resultados que se tengan del recorrido e inspección visual en la que se determina el estado externo de los postes, conductores, aisladores, crucetas, etc., y de los resultados del análisis de sobrecarga de los conductores de los alimentadores.

El análisis de los registros de mantenimiento nos ayudará a reafirmar y justificar los resultados obtenidos en la inspección visual.

##### 5.1.2.1. Inspección visual.

El recorrido de la inspección visual que se deberá realizar al sistema detectará las condiciones físicas en que trabaja el sistema de distribución primaria, para posteriormente resumir los resultados y evaluar el sistema.

El recorrido de debe realizar dentro de la zona de influencia de los alimentadores del sistema.

##### A. PROCEDIMIENTOS:

- a. En primer lugar se deberá zonificar el sistema en estudio dependiendo del tipo de abonado, ya sean estos residenciales, comerciales, o industriales.

b. Determinar el número total de alimentadores que forman cada una de las zonas. El 100% corresponde al número total de alimentadores y estadísticamente queda justificada que con solo analizar el 30% o más del total de alimentadores, se pueden emitir un criterio acerca del universo, asegurándose una buena confiabilidad de los resultados obtenidos.

Luego de determinado el número de alimentadores para la inspección dependerá de condiciones como: facilidad de movilización, peligros existentes para el personal movilizad, costo de movilización, etc.

c. Una vez determinadas las rutas para el recorrido, se deberá unificar usando una simbología estándar durante la inspección.

d. Durante el recorrido diagramar la ruta de la línea incluyendo nombre de calles servidas.

e. Los diagramas escritos anteriormente deberán ir acompañados de hojas de información indicando el estado de cada tramo de los alimentadores.

Con la información recopilada, de la inspección visual se puede evaluar luego el estado físico en que operan los distintos elementos de distribución primaria. Como ejemplo se tiene el Cuadro N°5.3 información del estado externo de los elementos del sistema de distribución primaria de la localidad de Paucara.

Cuadro N° 5.3 Información del estado externo de los elementos del sistema de distribución primaria de la localidad de Paucara

NUMERO	TRAMO	POSTE			CONDUCTOR				CRUCETA		AISLADOR		PAT		OBSERVACIONES
		TIPO	ALTURA	CONDICIONES	FASE	N°	BANCO	ESTADO	TIPO	ESTADO	TIPO	ESTADO	TIPO	ESTADO	
14	69.8	CAC	13	OK	3	1		OK	Madera tratada	OK	PIN 56-3	OK	PAT- 3	OK	SE N° 2
17	56.4	CAC	13	OK	3	1		OK	Madera tratada	OK	PIN 56-3	OK	PAT-1C	OK	
5	70.5	CAC	13	OK	3	1		OK	Madera Tratada	OK	PIN 56-2	OK	PAT-1C	OK	
11	94.2	CAC	13	OK	3	1		OK	Madera tratada	OK	PIN 56-2	OK	PAT-1C	OK	
30	62.1	CAC	13	OK	3	1		OK	Madera tratada	OK	SUSP 52-3	OK	PAT-1C	OK	SE N° 4
37	67.9	CAC	13	OK	3	1		OK	Madera Tratada	OK	PIN 56-2	OK	PAT-1C	OK	Empalme aéreo
34	67.9	CAC	13	OK	3	1		OK	Madera tratada	OK	SUSP 52-3.	OK	PAT-2	OK	Empalme aéreo

Datos de la ampliación y mejoramiento del sistema eléctrico de la localidad de Paucara y barrios afines

#### 5.1.2.2. Análisis estadístico de carga de los alimentadores.

El análisis estadístico de carga de los alimentadores se realiza en forma rápida y precisa, es por esta razón que se podría determinar la existencia o no de sobrecarga en la mayoría de los alimentadores en un tiempo relativamente prudente, en el caso de que el sistema sea muy grande se podría determinar una muestra representativa y analizar la sobrecarga existente en esta muestra.

El tipo de trabajo que se tenga que realizar para la determinación de la sobrecarga dependerá también del tiempo que tenga instalado el sistema en estudio.

#### A. PROCEDIMIENTO:

- a. Recopilar los datos de carga de un alimentador cualquiera desde su instalación hasta la fecha de evaluación.

- b. Fijar el valor de la operación máxima de la corriente permitida por el conductor sobre la temperatura ambiente, factor de emisividad, velocidad del viento.
- c. Realizar un análisis comparativo de los datos de carga con el valor de corriente máxima permitida obtenida en el literal b.
- d. Elaborar cuadros indicando que alimentadores han sido sobrecargadas, y cual a sido el valor de sobrecarga.

### 5.1.3. TIEMPO DE VIDA UTIL RESTANTE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

Para la determinación del tiempo de vida restante del sistema de distribución primaria habrá que considerar cada uno de sus elementos por separados. Con excepción de los conductores el tiempo de vida restante de los componentes del sistema dependerá de la fecha de instalación de los equipos y del tiempo normal de vida esperada de acuerdo a los porcentajes de depreciación anual estimado por índices normalizados estándar.

En la inspección visual realizada se nota que un componente cualquiera del sistema se encuentra en un estado avanzado de deterioro, entonces se deberá determinar su cambio o arreglo.

Para determinar el tiempo de vida restante de los conductores del sistema de distribución primaria hay que analizar tres factores determinantes que son; el análisis de sobrecarga de los conductores, la sobretensión y las estadísticas de las corrientes de fallas así como el tiempo de duración de la misma.

Dependiendo de los resultados que se obtengan de los análisis realizados se podría concluir si los conductores han sido sometidos o no, a esfuerzos mecánicos superiores que los permitidos perdiendo por consiguiente parte de su vida útil estimada. A modo de ejemplo se tiene el Cuadro N° 5.4 que refleja las fechas de instalación y el tiempo de vida restante de los alimentadores de la localidad de Mazamari.

Cuadro N°5.4 Fecha de instalación y tiempo de vida restante de los alimentadores de la electrificación rural de Mazamari y Trujillo

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>NIVEL DE TENSION (KV)</b>	<b>AÑO DE INSTALACION</b>	<b>RESTO DE VIDA</b>
<b>AMT TN 005</b>	10 kV	2005	20
<b>Mazamari</b>	22.9 kV	2007	22
<b>AMT TN 003</b>	10 kV	2005	20

Datos de la electrificación rural de Mazamari y Trujillo

## 5.2. SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIO.

Se inicie definiendo el área de influencia de la Empresa Eléctrica en estudio, determinar si el sistema de distribución secundario es en forma aérea o subterránea, en el caso de ser mixta se investigará cuales son los tramos subterráneos y cuales son aéreos.

Se realizará un estudio del tipo de materiales que se han empleado en el sistema secundario desde su inicio y con que materiales se cuenta a la fecha del estudio, se deberá determinar también el número de circuitos empleados, así como el tipo de circuito.

Los siguientes procesos a seguir son de mucha importancia para poder tener conocimiento completo del sistema de distribución secundario y alumbrado público.

#### 5.2.1. Información necesaria del sistema de distribución secundaria.

A continuación se describirá la información necesaria que se deberá disponer al inicio de la evaluación:

- a. Conocer el área de influencia del sistema de distribución secundaria, señalando límites bien definidos.

Esta información podrá ser utilizada cuando se realice la descripción del sistema, cuando se seleccione el tipo de muestra y metodología específica de determinación del estado del sistema de distribución secundario.

- b. Se deberá pedir toda la información disponible de los circuitos que forman el sistema de distribución secundario.

Esta información nos servirá para determinar el número total de circuitos que forman el sistema, nos ayudará a determinar el tipo de circuitos predominantes, sea radial o mallado, aéreo o subterráneo, con la ayuda de hojas de circuitos se determinará el número de transformadores por circuito, capacidades utilizadas, calibres de conductores, tipos de estructuras, tipos de luminarias. En el Cuadro N°5.5 como ejemplo se presenta un circuito típico de la distribución secundaria de Pozuzo y Satipo.



Cuadro N°5.5 Características técnicas del circuito típico de un sistema de distribución secundaria de Pozuzo y Satipo

TRANSFORMADOR			RED						LUMINARIAS	
POTENCIA (KVA)	TIPO	NUMERO	TRAMO		LONGITUD (M)	FASES	CONDUCTOR			ESTRUCTURA
			DESDE	HASTA			CALIB.	TIPO		
100	ONAN	1	-	-	700	3	8	Cu	SAB-1	Si
180	ONAN	1	-	-	500	3	10	Cu	SAB-1	No
75	ONAN	1	-	-	600	3	8	Cu	SAB-2	Si

Datos de la electrificación rural de Pozuzo y Satipo

- c. Es necesario los datos estadísticos de carga de los alimentadores primarios, puesto que es prácticamente imposible tener datos estadísticos de carga a nivel del secundario.

Esta información nos servirá para determinar si los conductores y transformadores del sistema secundario fueron o no sobrecargados, permitiéndonos determinar la pérdida de vida del sistema debido a sobrecargas.

- d. Solicitar información acerca del tipo de luminarias utilizadas en las calles, avenidas, ciudadelas y edificios, monumentos, parques así como el número de luminarias utilizadas, capacidad de vatios, lúmenes, etc.

Esta información nos servirá para determinar si el sistema de alumbrado público es conveniente o no.

- e. Se deberá contar con los registros de mantenimientos realizados en el sistema. A modo de ejemplo se tiene el Cuadro N° 5.6 donde se tiene la capacidad del transformador de distribución, el tipo de conductor, tipo de estructura y luminarias utilizados en cada tramo y asimismo se aprovecha para evaluar el estado físico de los componentes del sistema.

Cuadro N°5.6 Hoja de los circuitos y evaluación de los componentes del sistema de distribución secundaria en Trujillo

TRANSFORMADOR			TRAMO		CONDUCTOR		ESTRUC TURA	LUMI NARIA	ESTADO DE LOS TRANSFORMA DORES	ESTADO DE LOS CONDUCTO RES	ESTADO DE LOS POSTES Y ACCESORIOS
KVA	TIPO	N °	DE	A	LONG (M)	CALIBRE					
75	ONAN	1			600	8	Deteriora do	No	Se encuentra despintado	OK	Poste en malas condiciones
150	ONAN	1			550	10	OK	Si	OK	Se detectan 3 empates en el tramo	OK
100	ONAN	1			800	1/0	OK	SI	Se encuentra manchado de aceite	OK	Se alcanzan ver el hierro en la base

Datos de la electrificación rural de la localidad rural de Trujillo

### 5.2.2. EVALUACION DEL ESTADO DE LA DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ALUMBRADO.

Se deberá evaluar previamente el estado de los postes o estructuras, los conductores y los transformadores de distribución. La evaluación de los postes o estructuras se determina por simple inspección visual.

La evaluación del estado de los conductores se determinará a partir de la inspección visual y el análisis de sobre carga de los conductores.

La evaluación de los transformadores de distribución dependerá de la inspección visual, de la prueba de aceite y aislamiento obtenidos y del análisis estadístico de sobrecarga. La determinación del estado del estado del sistema de alumbrado público dependerá de la inspección visual realizada y de las pruebas de niveles de iluminación de las distintas luminarias.

Como se podrá notar el determinar el estado del sistema de distribución secundario no es cosa fácil, peor aún sería imposible determinar el estado si se quisiera hacer el análisis a todo el Universo (todo el sistema de

distribución secundario). Es por esta razón que nos vemos obligados a determinar muestras pequeñas pero representativas del universo.

El análisis del sistema se realiza mediante muestras representativas del universo de red secundario.

Es a esta muestra que se le realiza todas las pruebas descritas anteriormente. Para de esta manera evaluar el estado de los transformadores de distribución, que contribuye a la evaluación del sistema secundario.

Cabe indicar que estas muestras son representativas del universo de los transformadores de distribución y de los conductores que conforman dichos circuitos, más no representan el universo de las luminarias de alumbrado público, pero debido a que un circuito cualquiera está formado por un solo transformador y un gran número de luminarias de alguna manera se podría justificar el utilizar las muestras como representativas de todo el universo del sistema de distribución secundario incluyéndose el sistema de alumbrado público.

#### 5.2.2.1. Muestra de los transformadores del sistema de distribución secundaria.

Encontrar estadísticamente la manera de cómo simplificar el trabajo que se tiene al realizar las pruebas a los distintos transformadores de distribución de todo el sistema. Imagínese usted que para determinar el estado del aceite y del aislamiento partes básicas de los transformadores de distribución del sistema nacional por ejemplo se tuviera que hacer pruebas a todos los transformadores aproximadamente que forman el sistema

nacional, sería un trabajo que solamente en costos abarcaría aproximadamente el 30% de costo total del proyecto, a más de la buena cantidad de tiempo que se perdería.

Encontrar estadísticamente la muestra representativa del estado de todo el universo de los transformadores de distribución. A continuación mostraremos procedimientos para obtener la muestra de los transformadores de distribución.

#### A. PROCEDIMIENTOS:

- a. Determinar el número de transformadores que forman la muestra se podría utilizar el teorema del límite central que establece que bajo las condiciones muy generales la distribución de la suma de un gran número de variables aleatorias independientes es idéntica, es decir todos tienen la misma función de probabilidad en el caso discreto o función de densidad en el caso continuo y tiene media  $\mu$  y varianza o desviación típica  $\sigma$ . En el caso de discusión se puede utilizar variables aleatorias independientes que tengan una misma función densidad y  $V$  grados de libertad o sea la distribución  $t$  de student o simplemente distribución  $t$ , lo que establece que si  $V$  es grande ( $V \geq 30$ ) la gráfica de la función  $t$  se aproxima a la curva de la distribución normal.

De acuerdo a dicho teorema se tiene:

$$\frac{x - \mu}{\alpha/\sqrt{n}} = N(0,1) \quad (5.1)$$

$N(0,1)$  es la distribución normal del universo, con medio cero y varianza 1.

$n$ : Es el número de la muestra.

$\mu$ : Es la media de la población.

$\bar{x}$ : Es la media de la muestra.

$\alpha$ : Es la desviación típica de la población.

$Z$ : Nivel de confianza que podría ser del 1.615 para una confiabilidad del 90 %.

Si:

$$\frac{x - \mu}{\alpha/\sqrt{n}} = N(0,1) \quad \text{con probabilidad } (1 - \alpha)$$

Con restricción:

$$-Z_{\alpha/2} \leq \frac{x - \mu}{\alpha/\sqrt{n}} \leq Z_{\alpha/2} \quad (5.2)$$

De donde el error:

$$E = |X - \mu| \leq \frac{Z_{\alpha/2} \cdot \alpha}{\sqrt{n}} \quad (5.3)$$

Utilizando la desigualdad (5.3) encontraremos que el tamaño mínimo de la muestra a tomarse es :

$$n = \frac{(Z_{\alpha/2})^2 \cdot \alpha^2}{E^2} \quad (5.4)$$

$(1 + \alpha)$  en porcentaje es la confiabilidad de la afirmación que garantiza una confiabilidad del 90 %.

b. Una vez determinado el número de transformadores que deben formar la muestra, el siguiente paso es determinar cuales deben ser estos transformadores a continuación mostraremos dos formas posibles de realizar el trabajo:

b.1. Para determinar los transformadores componentes de la muestra se podría correr un algoritmo numérico computacional que generen una cierta cantidad de números aleatorios considerando cualquiera de las distintas áreas; residenciales, comerciales o industriales.

b.2. Otra forma sería seleccionando los transformadores de las zonas bien definidas que son las zonas residenciales, comerciales e industriales, lográndose de esta manera conocer el estado de los transformadores en las distintas zonas de carga.

#### 5.2.2.2. Ensayos importantes a transformadores de distribución.

Seleccionado los transformadores que forman parte de la muestra, se deberá realizar a estos transformadores tres tipos de pruebas básicas que son: los ensayos del dieléctrico del aceite, la prueba de aislamiento y la prueba de carga.

a. Ensayo del dieléctrico del aceite:

Para las pruebas dieléctricas del aceite se deberán tomar muestras del aceite de cada uno de los transformadores y luego comparar resultados con el valor mínimo permitido recomendados por normas estándar establecida, si algunos de

los transformadores en la prueba dieléctrica realizada resultara con valores menor a / o recomendado por normas entonces se debe cambiar el aceite y un secado del tanque del transformador.

b. Ensayo de aislamiento.

Se deberán también realizar pruebas de la resistencia de aislamiento y luego comparar los resultados de acuerdo a normas establecidas por el IEEE Standard Guide, artículo 9.3.

c. Ensayo de carga:

Este tipo de pruebas se realiza con el objeto de establecer el estado de carga de los transformadores a la fecha de estudio, datos que servirán de complemento para determinar si los transformadores están sobrecargados o no.

5.2.2.3. Inspección visual.

La inspección visual consiste en realizar un recorrido por el sistema de tal forma de poder establecer un criterio acerca del estado externo en que se encuentran los postes o estructuras, conductores, aisladores, etc.

Sirve también para determinar si existe o no gran cantidad de empalmes en los conductores secundarios si los transformadores presentan manchas de aceite o no, si necesitan un tratamiento de pintura por presencia de óxido, si las luminarias están destruidas o no, etc. En definitiva, la inspección visual será la parte fundamental para evaluar el estado de los postes, parte principal

para evaluar el estado de los conductores y luminarias y será parte secundaria para evaluar el estado de los transformadores de distribución.

### 5.2.3. TIEMPO DE VIDA RESTANTE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ALUMBRADO.

Determinar el tiempo de vida que le resta al sistema de alumbrado público realmente es impredecible, motivo por el cual se realiza la inspección visual al sistema de alumbrado público si se encuentra en buenas condiciones, le falta o no un buen mantenimiento, etc.

El determinar el tiempo de vida que le resta al sistema de distribución secundaria también resulta impredecible en determinar únicamente con respecto a los postes y conductores emplear la inspección visual para concluir es el estado físico externo en que se encuentran.

Del único elemento al que podríamos atrevernos a predecir el tiempo de vida restante es el transformador de distribución aproximadamente.



## CONCLUSIONES

1. En el presente estudio se ofrece un análisis sistemático de procedimientos y detalles que podrían aplicarse en un estudio del estado de evaluación de un sistema eléctrico, teniendo en cuenta la más fundamental de las situaciones que puedan presentarse en un estudio de gran magnitud y responsabilidad.
2. En la presente objetivamente proporcionamos una eficiente comprensión de los procedimientos sistemáticos prácticos, técnicos y económicos que nos pueda ayudar a iniciar y realizar eficazmente un estudio de evaluación del estado de un sistema eléctrico de potencia.
3. En los referentes capítulos de procedimientos de evaluación se ha enfatizado mas en aquellos componentes que económicamente y técnicamente son de mayor importancia dentro del sistema eléctrico.
4. Conociendo los procedimientos sistemáticos de evaluación al estado de un sistema eléctrico; se puede realizar con anticipación una programación de tiempos y costos para cada uno de las etapas de estudio, de esta manera se cumplirá con plazos fijados evitándose molestos retrasos, pérdidas económicas o reprogramaciones innecesarias.

## RECOMENDACIONES

1. Estando aplicando los procedimientos sistemáticos de evaluación al estado de un sistema eléctrico, se recomienda concluir de manera general sobre el estado externo en que se encuentra todos los demás equipos auxiliares que forman parte de un sistema eléctrico de potencia.
2. El proceso de evaluar un sistema eléctrico de potencia no es un estudio sencillo, se necesita de mucha experiencia, capacidad y dedicación. Es por esta razón que se recomienda a los profesionales que se van hacer cargo de un estudio de esta naturaleza; se deben capacitar con anticipación en conocer los procedimientos ha emplearse en el transcurso de la evaluación.
3. La recomendación mas importante que se puede considerar es que debe existir la colaboración de las empresas eléctricas de mantener sus informaciones de bases de datos actualizados de sus sistemas, componentes, accesorios y todo elemento relevante para realizar el análisis sistemático de evaluación del sistema eléctrico en su estado real

## **BIBLIOGRAFIA**

1. John J Grainger and William D. Stevenson, “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGRAW-HILL/Interamericana, 1996, ISBN:9701009088
2. Richard C. Dorf, “The Electrical Engineering Handbook” Second Edition Hardcover, IEEE PRESS 1997
3. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Decreto Supremo N°020-97-EM Octubre de 1997
4. Anderson Paul M. “Analysis of Faulted Power Systems”, Iowa State University Press, 1977.
5. G. Irisarri, A. M Sasson, “An Automatic Contingency Seletion Method for on-line security analysis” IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-100, No. 4, pp 1838-1844, Apri 1981.
6. Elgerd Olle I. Electric Energy System Theory: An Introduction, Second Edition, McGraw-Hill, 1982.
7. Peschon J., Piercy D., Tinney W.F., Tviet O.J. Sensitivity in Power Systems, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.Pas-87, No. 8, Agosto de 1968.
8. Anderson Paul M. Analysis of Faulted Power Systems Iowa State University Press, 1977. February 1981.

## **A N E X O S**