

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**GESTION INTEGRAL DE CALIDAD EN INSTALACIONES DE ALTA  
TENSION DE UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

**INFORME DE SUFICIENCIA PARA OPTAR EL TITULO  
PROFESIONAL DE**

**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**PEDRO ALBERTO ARIAS FLORES**

**Promoción 1991- I**

**Lima-Perú**

**2010**

## INDICE

### PROLOGO

### CAPITULO 1

#### INTRODUCCION

- 1.1 Objetivo
- 1.2 Alcances
- 1.3 Justificación

### CAPITULO 2

#### DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO

- 2.1 Sistema Eléctrico del Perú.
- 2.2 Sistema Eléctrico de la Empresa
- 2.3 Evolución de la Demanda.
- 2.4 Proyección Futura.

### CAPITULO 3

#### IDENTIFICACION DEL PROBLEMA Y LA NECESIDAD.

- 3.1 Cultura y Valores de la Empresa.
- 3.2 Actores en el sistema
- 3.3 Tipo de Instalaciones y equipos a controlar
  - 3.3.1 Transformadores de Potencia

- 3.3.2 Transformadores de medida (corriente, tensión y combinados)
- 3.3.3 Interruptores
- 3.3.4 Pararrayos
- 3.3.5 Cables Subterráneos de 60 kV.

## **CAPITULO 4**

### **MARCO TEORICO**

- 4.1 Metodología para la identificación de los Problemas.
- 4.2. Normas Técnicas Relacionadas.
- 4.3. Normas Legales Relacionadas.
- 4.4. Procedimientos del COES.

## **CAPITULO 5**

### **DESCRIPCION DE LA MEJORA DEL PROCESO DE PUESTA EN SERVICIO DE UN EQUIPO EN ALTA TENSION**

- 5.1 Análisis de la Causa del Problema  
Diagrama Causa-Efecto (Espina de pescado)
- 5.2 Priorización de las Causas  
Diagrama de PARETO
- 5.3 Árbol de Soluciones
- 5.4 Mejoras implementadas
  - 5.4.1 Implementar el Area de Gestión de Activos
  - 5.4.2 Flujo de información para la puesta en Servicio de equipos en Alta Tensión.
  - 5.4.3 Procedimiento de Programación de Maniobras en Alta Tensión.
  - 5.4.4 Especificaciones, Formatos y Procedimientos.

## **CAPITULO 6**

ANALISIS ECONOMICO

CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

## PROLOGO

En el Capitulo 1 se explica en forma resumida el Objetivo del presente informe, los antecedentes y alcances. Nos da una idea general del contenido del Informe.

En el Capitulo 2 se presenta un resumen del Sistema Eléctrico Nacional con el objeto de dar una idea general de los principales componentes operativos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. También se brinda información de la empresa materia del presente informe, algunos detalles técnicos generales y la distribución del consumo por tipo de clientes. Se muestra la evolución de la demanda lo cual da un panorama del crecimiento del país y estas a su vez motivan a realizar un estudio para proyectar las demandas futuras y ver cuales serán la obras de ampliación que deberán realizarse con el objeto de abastecer la demanda de energía del país.

En el Capitulo 3 se describe los principios fundamentales de la empresa así como a los participantes o actores que se relacionan con el proceso de puesta en servicio de instalaciones de Alta Tensión. Se definen los equipos críticos sobre los cuales se pondrá especial interés en la gestión de la empresa.

En el Capitulo 4 se presenta el marco teórico, los fundamentos y las herramientas de Ingeniería que se emplearan en el presente Informe.

En el Capítulo 5 se describe el proceso de análisis que finalmente nos llevarán a las soluciones y mejoras, las cuales serán una propuesta para su implementación.

*En el Capítulo 6 se realiza un análisis económico para obtener la rentabilidad del proyecto.*

## CAPITULO 1

### INTRODUCCION

En la actualidad la información es uno de los puntos claves para efectuar una adecuada gestión en cualquier ámbito de la administración; los sistemas eléctricos no son ajenos a este concepto y es necesario contar con un Sistema de Gestión de la Calidad para supervisar las actividades que involucran la Puesta en Servicio de instalaciones de Alta Tensión, cuando se efectúe algún cambio o ampliación en la misma.

Así mismo una adecuada Gestión y Administración en la Puesta en Servicio de los Activos Claves en Alta Tensión, nos permitirá reducir los eventos inesperados en los mismos; para eso debemos aplicar los criterios técnicos y de Ingeniería que existen; estos abarcan desde inspecciones, pruebas, registros, mediciones, y monitoreos.

#### 1.1 OBJETIVO

Establecer un Sistema de “Gestión Integral de Calidad en Instalaciones de Alta Tensión de una Empresa de Distribución Eléctrica” con la finalidad de controlar que los Equipos Eléctricos en Alta Tensión que ingresen a operar, debido a ampliaciones o por renovación, cuenten con las pruebas necesarias mínimas que reduzcan la ocurrencia de eventos inesperados durante la puesta en servicio de los mismos; también asegurar la actualización de la información técnica en la base de datos de equipos.

## 1.2 ALCANCES

La empresa cuenta con 29 Subestaciones, distribuidas en 04 subestaciones de 220/60 kV (02 de ellas tienen transformación 60/10 kV) y 25 Subestaciones de 60/22,9/10 kV. Así mismo cuenta con redes aéreas y cables subterráneos de 60 kV que enlazan dichas subestaciones. El presente trabajo abarca los equipos de Alta Tensión más relevantes, y para ello nos centraremos en los siguientes componentes.

- Transformadores de Potencia
- Transformadores de medida (corriente, tensión y combinados)
- Interruptores
- Pararrayos
- Cables Subterráneos de 60 kV.

## 1.3 JUSTIFICACIÓN

La necesidad de implementar un Sistema de Gestión de la Calidad se genera por la importancia que tienen los equipos eléctricos mencionados en el ítem anterior. La falla de alguno de estos significaría la interrupción del servicio eléctrico que afectaría a una gran parte de la capital. Los actuales estándares de calidad y exigencias del ente regulador, nos motiva a implementar nuevas herramientas de gestión que minimice la ocurrencia de alguna falla en los equipos definidos como críticos.

## CAPITULO 2

### DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO

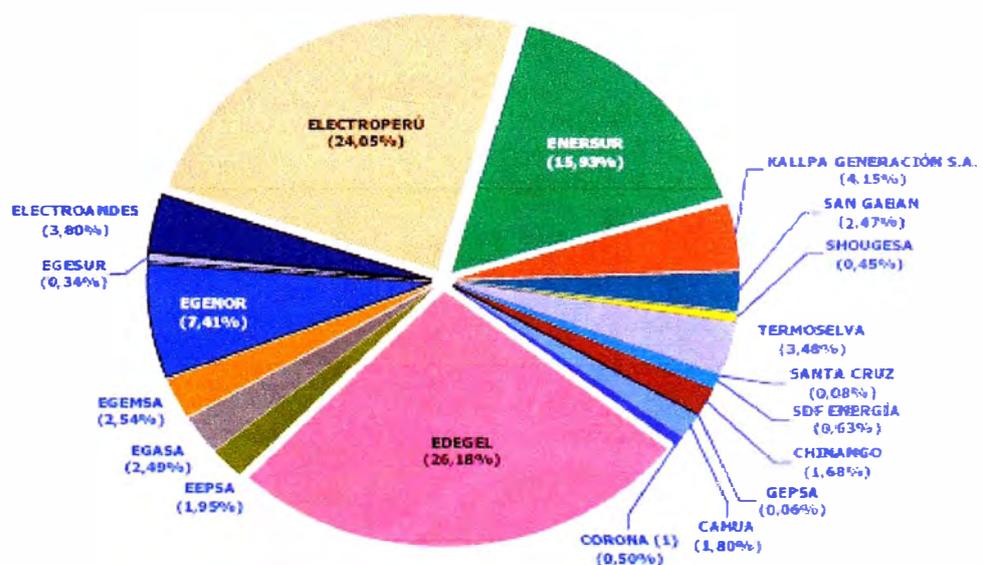
#### 2.1 Sistema Eléctrico del Perú.

##### Producción.

La producción de energía eléctrica del SEIN en el año 2009 fue de 29 807 GW.h, notándose un crecimiento de 0,8 % con respecto al año 2008.

La producción de energía eléctrica y la participación porcentual por empresas integrantes se muestran en el Gráfico 2.1, donde se aprecia que las empresas de mayor producción de energía fueron EDEGEL con 7 802 GW.h y ELECTROPERÚ con 6 149 GW.h.

Gráfico 2.1



TOTAL = 29 807,25 GW.h

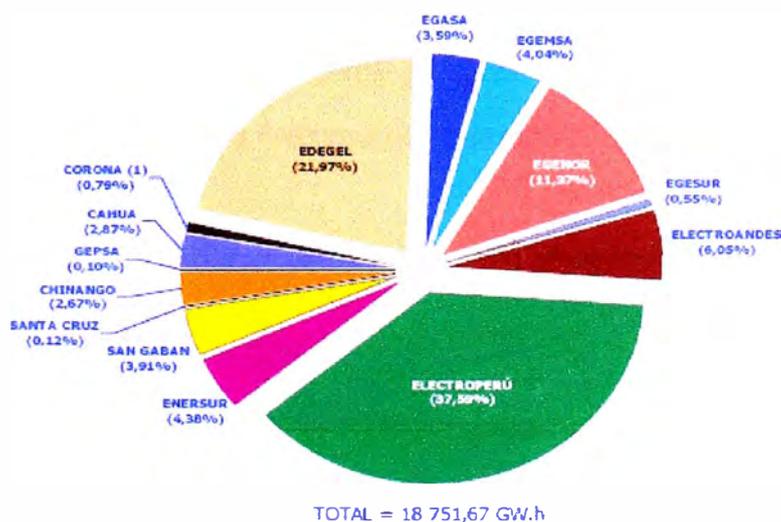
La producción de energía por tipo de fuente energética (hidráulica y térmica) se muestra en el Gráfico 2.2. Los resultados indican el predominio de la generación hidráulica en el abastecimiento de la demanda de energía con 18751 GW.h y la generación termoeléctrica fue de 11 055 GW.h.

Gráfico 2.2



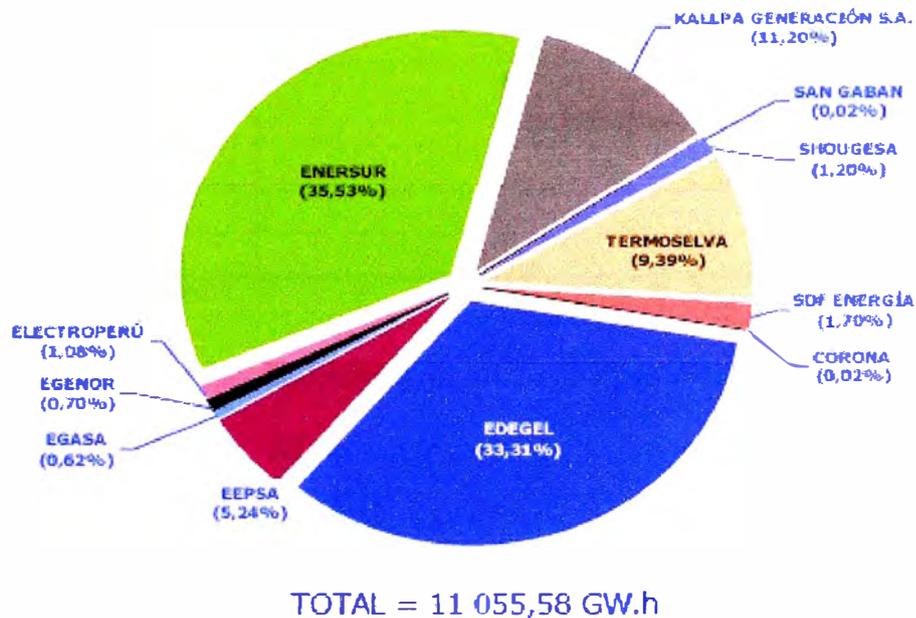
La participación por empresas en la producción hidroeléctrica del SEIN en el año 2009 se muestra en el Gráfico 2.3, apreciándose que la empresa de mayor producción hidroeléctrica fue ELECTROPERÚ con 7 048 GW.h y la de menor producción fue GEPSA con 19 GW.h.

Gráfico 2.3



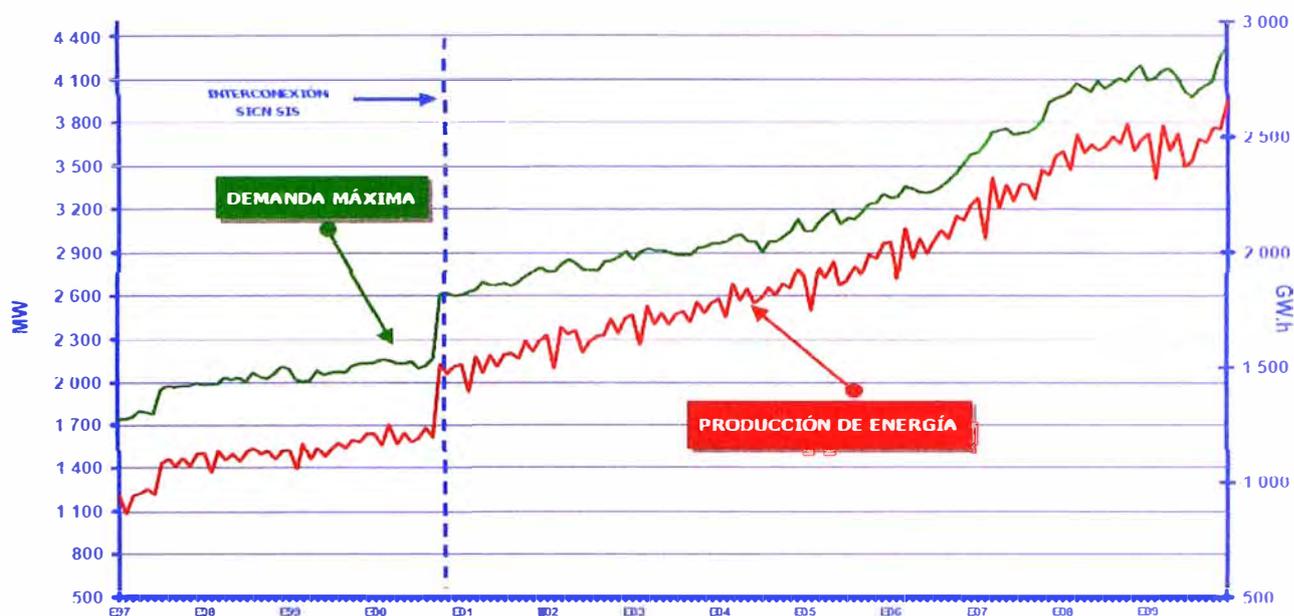
La participación por empresas en la producción termoeléctrica del SEIN en el año 2009 se muestra en el Gráfico 2.4, apreciándose que la empresa de mayor producción fue ENERSUR con 3 928 GW.h y la de menor producción fue SAN GABÁN con 2 GW.h.

Gráfico 2.4



En el Gráfico 2.5 se presenta la evolución mensual y anual de la producción de energía del SEIN para el período 1997 – 2009, en este se aprecia el crecimiento constante a lo largo del período mostrado tanto en la producción de energía como de la demanda máxima de potencia.

Gráfico 2.5



La demanda máxima del SEIN para el año 2009 fue 4 322 MW ocurrida el día 09 de diciembre a las 19:15 horas, valor superior en 3% respecto a la demanda máxima del año 2008. La repartición de esta máxima demanda entre las impresas generadoras se aprecia en el Gráfico 2.6, y la división entre potencia hidroeléctrica y térmica en el Gráfico 2.7

Gráfico 2.6

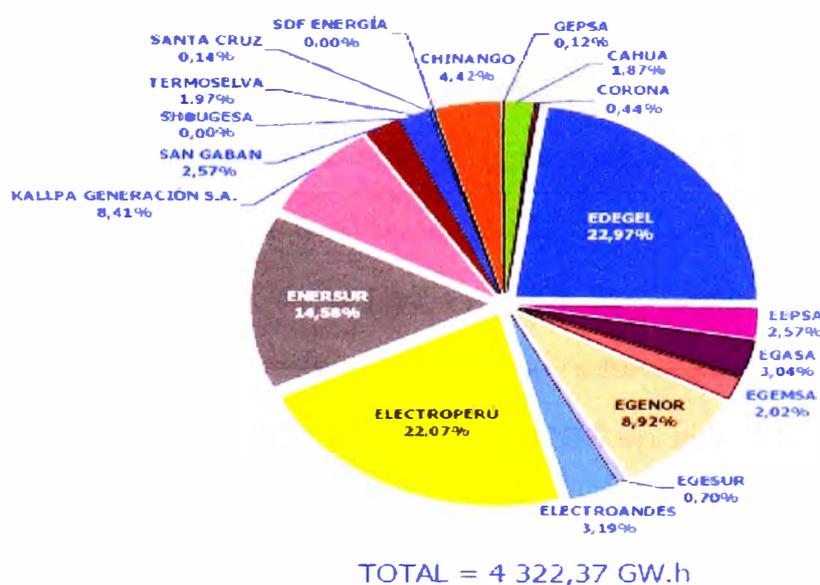
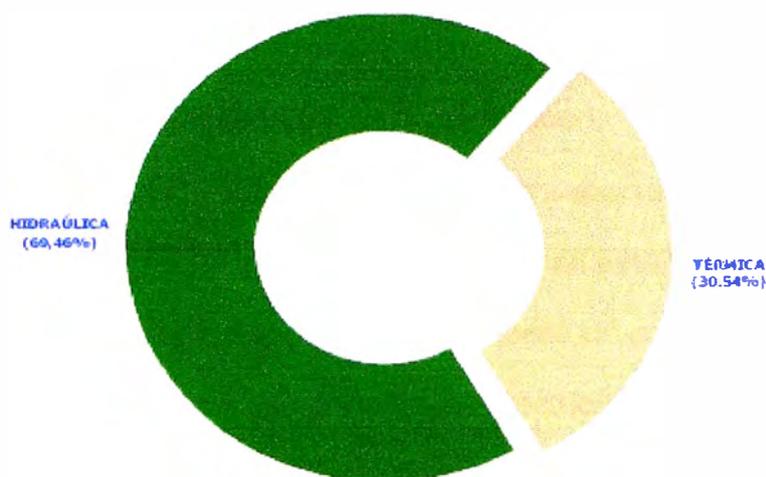


Gráfico 2.7



b. Ingreso de unidades de generación e instalaciones de transmisión.

Durante el año 2009 ingresaron al SEIN las siguientes instalaciones.

Nº	PROYECTO	OPERACIÓN COMERCIAL	EMPRESA
1	UNIDAD 2 DE KALLPA EN SE CHILCA DE REP	25-Jun-09	KALLPA
2	CENTRAL HIDRÁULICA POECHOS II DE SINERSA	28-May-09	SINERSA
3	CT EMERGENCIA TRUJILLO NORTE	07-Jul-09	ELECTROPERÚ
4	UNIDAD Nº 3 DE LA CT CHILCA 1 DE ENERSUR	02-Ago-09	ENERSUR
5	INTERCONEXIÓN DEL SUBSISTEMA BAGUA – JAÉN AL SEIN: INGRESO DE NUEVA LT 138 KV CARHUAQUERO – JAÉN, Y DE CENTRALES DE ELECTRO-ORIENTE	22-Ago-09	ELECTROORIENTE
6	UNIDAD TGS DE LA CT SANTA ROSA DE EDEGEL	02-Set-2009	EDEGEL
7	C.H. LA JOYA	01-Oct-09	GEPSA
8	C.H. EL PLATANAL Y LT 220 KV CHILCA-EL PLATANAL*	17-Dic-09	CELEPSA

\* En operación experimental

### c. Disponibilidad de Gas Natural.

Debido a que la disponibilidad diaria de gas natural proveniente de Camisea para la generación eléctrica estuvo limitada a 190 millones de pies cúbicos diarios por la capacidad de la Red Principal de Transporte de gas natural, entre mayo y noviembre se presentaron situaciones de congestión de transporte de gas natural, por lo que el COES en aplicación del D.L. 1041, efectuó la redistribución del gas natural disponible para generación con la finalidad de lograr un uso eficiente de dicho recurso natural.

En el mes de noviembre se presentaron valores de presión en el ducto de gas natural, cercanos a los valores de alarma de la CT Ventanilla, que impidieron la utilización de un volumen diario entre 10 a 20 millones de pies cúbicos diarios del gas natural disponible para generación.

En diciembre TGP culminó la ampliación de la capacidad del ducto de la Red Principal de transporte de gas natural, con lo cual ésta pasó de 290 a 450 millones de pies cúbicos diarios, lo que posibilitó un aumento en 111 millones de pies cúbicos diarios para la generación eléctrica, lo cual incrementa en aproximadamente 500 MW la oferta del parque térmico que puede operar a base de este recurso.

#### **d. Interconexión con el Ecuador.**

Mediante DU 109-2009, se establecieron las disposiciones para viabilizar la exportación temporal de electricidad y reducir los cargos a los usuarios del servicio público de electricidad.

Asimismo, estableció las condiciones mediante las cuales se procedió a la exportación de energía eléctrica al Ecuador, debido a una situación temporal de emergencia en materia energética.

Esta exportación no afectó el Costo Marginal de Corto Plazo de energía del mercado eléctrico interno. ELECTROPERÚ fue la empresa responsable de retirar esta demanda del Mercado de Corto Plazo peruano.

El 17 de noviembre, se inició el suministro de potencia y energía al Ecuador, alcanzando 67,8 MW de máxima potencia en el período noviembre diciembre con un consumo de energía de 62,5 GW.h en dicho período.

#### **e. Integración de Sistemas Aislados Mayores al SEIN.**

En el año 2009 se culminó la LT Jaén – Carhuaquero en 138kV, lo que significó la interconexión del Sistema Aislado Mayor Bagua Jaén, que

demanda del SEIN 3 MW en horas punta, ya que cuenta con generación local hidroeléctrica.

f. Hidrología.

El volumen almacenado en los embalses del SEIN en el año 2009 correspondió a un año hidrológico comprendido entre promedio y seco: promedio para las cuencas de las zonas Centro y Norte de la vertiente del Pacífico (ríos Rímac, Santa y Chancay) y seco para las cuencas Oriental de la vertiente del Atlántico (ríos Mantaro, Tulumayo, Tarma, Paucartambo) y Sur de la vertiente del Atlántico y Pacífico (San Gabán, Vilcanota y Chili). El Lago Junín alcanzó un nivel máximo en mayo de 404,8 millones de m<sup>3</sup> (92% de su capacidad máxima).

En el caso de los embalses de EDEGEL presentaron un nivel máximo en el mes de mayo con 273,4 millones de m<sup>3</sup> (97% de su capacidad máxima). En cambio los embalses de EGASA alcanzaron un nivel máximo de almacenamiento de 208,03 millones de m<sup>3</sup> en el mes de abril (60% de su capacidad máxima).

**g. Eventos Relevantes de la Operación.**

Durante el año 2009 sucedieron diversos eventos en el SEIN, de los cuales las más importantes fueron las siguientes:

1. El 06 de febrero se desconectaron 412 MW de la CT Ventanilla debido a la pérdida de sus servicios auxiliares por una falla en el circuito de protección y medida, que originó la salida de toda la central. Esta falla originó el rechazo de 323 MW por casi 15 minutos.
2. El 07 de marzo se desconectaron 590 MW de la CH Mantaro, debido a un cortocircuito en los servicios auxiliares. Esta falla originó el rechazo de hasta 845 MW.

3. El 09 de marzo se desconectó manualmente hasta 669 MW debido a la salida de las CCHH Mantaro y Restitución por mantenimiento correctivo en la guía de desplazamiento del sistema de limpia rejas de la nave desarenadora "D" y asimismo rescatarla ataguía atascada en la pre Toma de la presa Tablachaca.
4. El 12 de noviembre se desconectaron 468 MW de la CT de Ventanilla, debido a la actuación de su protección de "bajo nivel en el domo de alta presión (HP)" de los calderos correspondientes a las unidades TG3 y TG4, originado por una falla en la unidad TV. Esta falla originó el rechazo de 321 MW por 4 minutos.

## 2.2 Sistema Eléctrico de la Empresa

La empresa cuenta con una zona de 3.000 km<sup>2</sup>, que incluye 30 de los más importantes distritos de Lima, los que en conjunto superan los 4 millones de habitantes.

En esta zona, que se extiende a lo largo de 120 km. de costa, se concentra la más importante actividad comercial, de servicios, turística y una significativa parte de las empresas productivas del país.

Esto, sumado al creciente estándar de vida de la población y a la gran disponibilidad de recursos constituye un excelente potencial de desarrollo para la industria, el comercio, y negocios de diverso tipo.

La empresa atiende a más de 860 mil clientes.

El año 2009 fue signado por las consecuencias de la denominada crisis mundial, que se manifestó de diferentes formas, desde la caída drástica del comercio internacional y el precio de los commodities, debilidad y pérdida de confianza en el sector financiero, paralización de muchos proyectos de inversión y postergación de otros, hasta una dramática disminución del

consumo, como consecuencia de la pérdida de los ahorros y créditos, que afectó a millones de individuos y empresas, especialmente en los mercados norteamericanos y europeos.

Consecuentemente, la mayoría de los países, especialmente los desarrollados, vieron decrecer de forma importante sus economías. Sin embargo, Perú fue una de las pocas excepciones, y no sólo no cayó en recesión, sino que mostró un crecimiento del 1% que no obstante ser positivo, resultó modesto comparado con el 9,8% del 2008 y 8,9% del 2007. Este crecimiento a sido producto de un manejo serio de la economía, el incremento del gasto público y el buen desempeño de los sectores involucrados a la demanda interna como servicios, construcción, electricidad y otros.

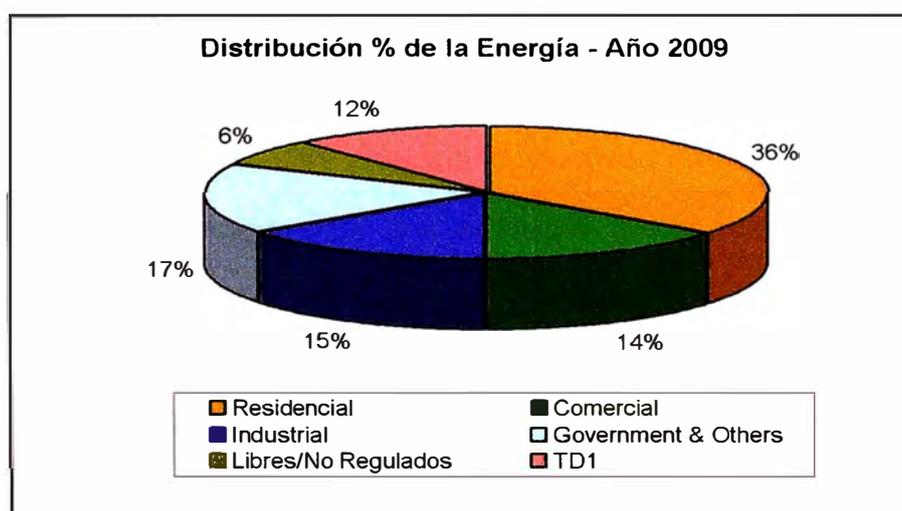
La distribución de la energía por tipo de clientes es tal que el Consumo Residencial es el de mayor participación 35,67%. (Ver Cuadro 2.1)

Cuadro 2.1

**DISTRIBUCION PORCENTUAL DE LA ENERGIA POR TIPO DE CLIENTES**

Tipo de Clientes	Energía 2009 (GWh)	Energía 2010- Agosto (GWh)	%
Residencial	2.212	1.558	35,67%
Comercial	882	624	14,23%
Industrial	936	671	15,09%
<i>Government &amp; Others</i>	1.077	795	17,37%
Libres/No Regulados	381	237	6,14%
TD1	713	505	11,50%
	6.201	3.885	

\*Para el año 2010 los valores son a Agosto



### 2.3 Evolución de la Demanda.

Como se muestra en el Cuadro 2.2 el crecimiento de la demanda en términos de potencia fue para el año 2007 y 2008 de 5,6% y 9,72% respectivamente; así mismo en términos de energía el crecimiento fue de 8% para ambos años. Sin embargo, por lo ya mencionado anteriormente en el año 2009, la potencia se incremento sólo en 2,75% y en términos de energía incremento un 2,66%.

Cuadro 2.2

**MAXIMA DEMANDA Y ENERGIA 2006 - 2010**

Año	Pot (MW) LDS	Energía (GWh)	Increment Poten %	Increment Energía %
2006	915	5.546		
2007	967	6.008	105,68%	108,32%
2008	1.061	6.505	109,72%	108,27%
2009	1.091	6.678	102,83%	102,66%
2010	1.121	5.192	102,75%	77,75%

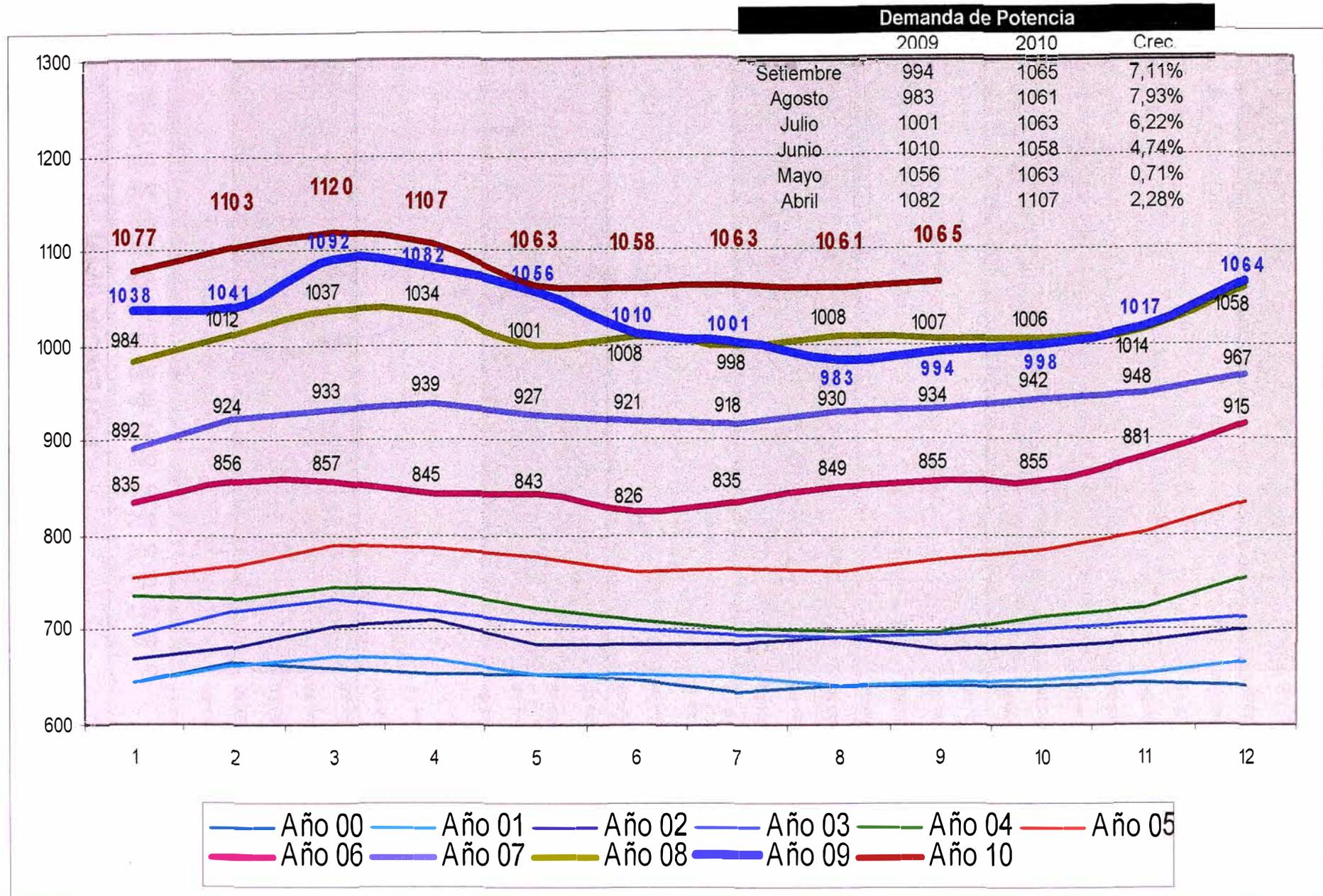
\* Energía total en los puntos de compra de la empresa

En el año 2009 a partir del mes de Junio los efectos de la crisis (Estados Unidos y Europa principalmente) se hicieron sentir, es así que la demanda a partir de este mes y hasta fin de año se mantuvo igual e inclusive menor en algunos meses comparados con sus respectivos del año 2008. Para el año 2010 se nota la recuperación sin embargo la proyección de la demanda respecto del año 2009 resulta ser igual comparada con el año 2008, lo cual en términos prácticos significa el atraso de un año en cuanto al crecimiento .

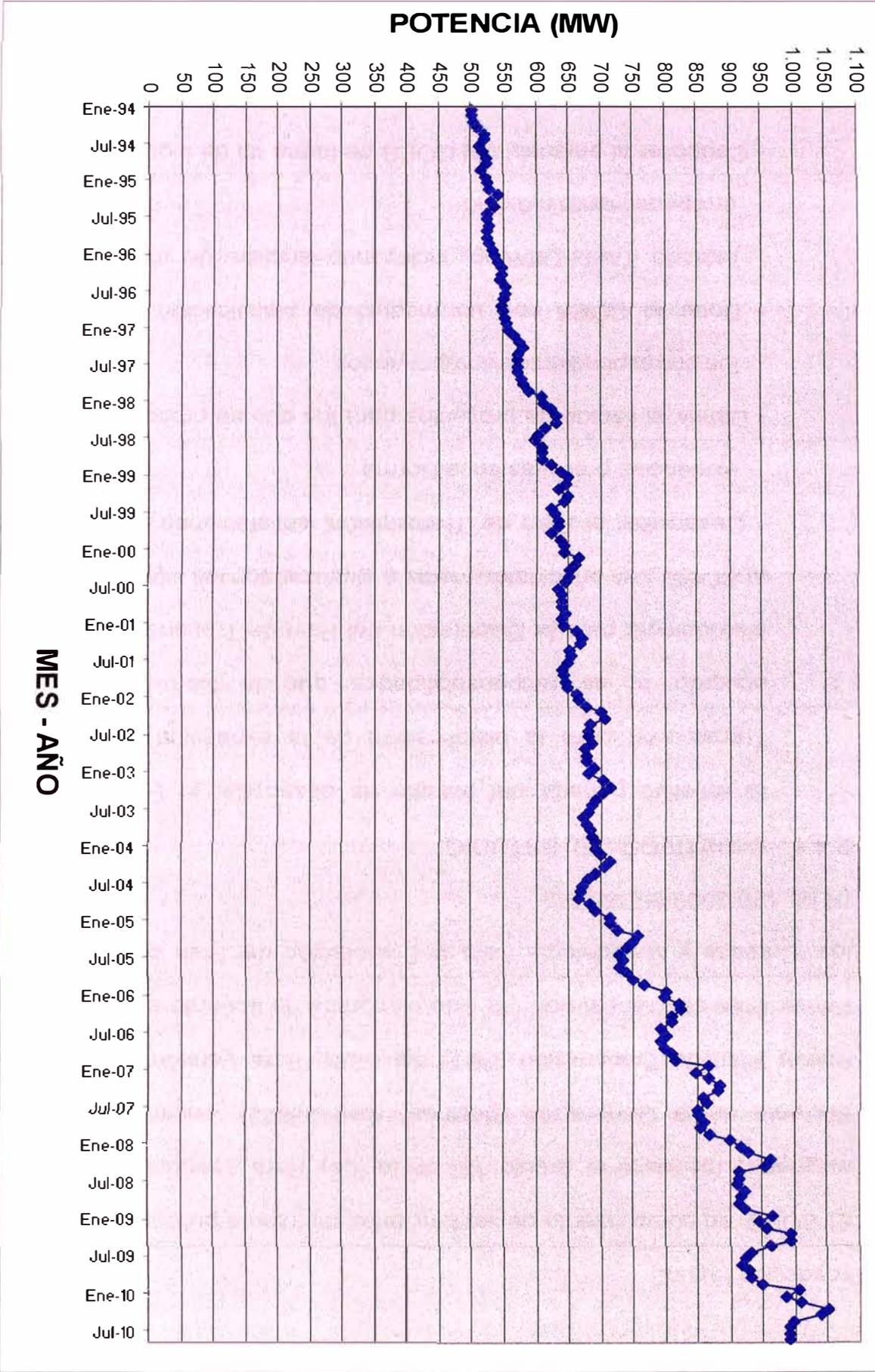
Los Gráficos 2.8 y Gráfico 2.9 muestran la Evolución de la Demanda desde el año 1994 hasta la fecha, como se observa el incremento es constante y aún cuando existen períodos de “recesión” igualmente la demanda se recupera, esto es lógico ya que existe el incremento normal (incremento vegetativo) y los nuevos suministros e incrementos de nuevas cargas cada año.

Para el año 2010 se estima culminar el año con incremento del 6% y para el 2011 un incremento del 5,5%. Con el propósito de acompañar estos futuros crecimientos de la economía nacional, será indispensable que las empresas del sector eléctrico realicen las inversiones necesarias para expandir y reforzar la infraestructura de generación, transmisión y distribución y estar así en condiciones de satisfacer la creciente demanda de potencia y energía de los sectores productivos del país.

# Evolución de la Máxima Demanda (MW)



# EVOLUCION DE LA MAXIMA DEMANDA 1994 -2010



## 2.4 Proyección Futura.

El COES, en cumplimiento de las funciones de interés público que le fueron asignadas mediante el Artículo 13° de la “Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” (Ley 28832), encargó efectuar el Primer Plan de Transmisión (PPT) del SEIN. Esta Versión Preliminar del Primer Plan de Transmisión, ha sido elaborada de acuerdo a lo indicado en los “Criterios y Metodología Para la Elaboración del Plan de Transmisión” (R.M. 129-2009-MEM/DM).

### 2.4.1 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El objetivo general del estudio es desarrollar el Primer Plan de Transmisión para la planificación de la expansión del SEIN, de acuerdo a las responsabilidades que la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” le asigna al COES. Las principales metas a alcanzar son las siguientes:

- Desarrollar el Plan de Transmisión, satisfaciendo el conjunto de exigencias previstas en la Norma
- Definir el listado de proyectos para los que se propone se realicen los correspondientes anteproyectos
- Dotar al COES con un modulo de planificación basado en el método Trade-Off/Risk, incluyendo análisis de minimización de arrepentimiento máximo
- Capacitar al personal del COES de forma tal de lograr una efectiva transferencia tecnológica en los temas objeto de estudio

El estudio fue realizado por un consorcio de empresas especializadas en los temas de planificación de la transmisión, estudios eléctricos y estudios integrados generación/transmisión:

Merrill Energy (Estados Unidos), ME Consultores (Argentina) y PSR (Brasil), bajo la dirección del Dr. Mario Veiga Pereira y la colaboración de Silvio Binato, Hyde Merrill y Daniel Llarens.

#### 2.4.2 EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

La primera tarea del estudio de planificación es el diagnóstico de corto y largo plazo. Dicho diagnóstico consiste de un análisis de las condiciones operativas futuras del SEIN con base en supuestos de crecimiento de la demanda, de expansión de la oferta de generación y otras incertidumbres.

##### **Diagnóstico del SEIN Años 2011-2015**

Los estudios de diagnóstico del SEIN fueron ejecutados a través de simulaciones operativas (modelo PERSEO) y estudios eléctricos complementarios (modelo DIGSILENT). Las principales conclusiones son:

- El SEIN actual, con los refuerzos del Plan Transitorio de Transmisión, (el sistema Base) permite una operación del sistema de potencia que cumple con los criterios de desempeño establecidos por la Norma hasta el año 2013. Este sistema presenta una base sólida para el desarrollo posterior de la red.
- Para el año 2015 sería necesario un refuerzo para evacuar la expansión del central Machupicchu, el cual se justifica bajo el criterio beneficio/costo de confiabilidad N-1: o LT en 220 kV Onocora – Quencoro – Machupicchu (simple terna).
- Los estudios eléctricos realizados para las condiciones más probables de operación correspondientes al año 2015, con la CH Machupicchu II Etapa en servicio comercial, muestran que el

sistema de transmisión opera correctamente con la ampliación propuesta cumpliendo con las condiciones de desempeño mínimo indicadas en la Norma, permite además reducir pérdidas en el sistema de transmisión e incrementar las posibilidades de abastecer demanda de la zona con una adecuada calidad de servicio.

- Los estudios eléctricos muestran además que:
  1. No se requiere de compensación reactiva adicional para control de tensión en el SEIN.
  2. La red de transmisión en la Zona Norte tiene una capacidad de transmisión suficiente para abastecer la demanda prevista y en particular permite un incremento significativo de la demanda en la zona de Cajamarca lo cual permitirá el abastecimiento de demanda minera en dicha zona.

Hasta aquí sólo hemos presentado los resultados en el corto plazo con las conclusiones que se mencionan, el estudio completo y detallado se encuentra en el documento denominado "ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN" - CONCURSO COES N°06/2009.

## CAPITULO 3

### IDENTIFICACION DEL PROBLEMA Y LA NECESIDAD.

#### 3.1 Cultura y Valores de la Empresa.

##### Objetivos

- Vender, transmitir y distribuir energía eléctrica.
- Prestar servicios relacionados a la distribución de energía eléctrica.
- Ser eficiente económicamente, con el objeto de tener una empresa permanente y estable, capaz de generar y atraer los recursos necesarios para las inversiones requeridas.
- Dar satisfacción a nuestros clientes, tanto en el suministro eléctrico como en la atención a sus necesidades de servicio.  
*“De existir alternativas , los clientes deberían elegirnos”*
- Búsqueda frecuente de oportunidades de negocios en áreas afines.

##### Valores

- Honestidad, respeto mutuo y observancia de los más altos principios éticos en nuestras relaciones con trabajadores, clientes, contratistas y proveedores.
- Seguridad e idoneidad en el desempeño de las labores, cuidando la vida y la salud de las personas y el buen uso de los recursos que disponemos.
- Honradez, integridad y corrección en nuestro quehacer diario.

- Constancia y perseverancia en el desarrollo de nuestras actividades.
- Trabajo en equipo, que integre al personal con las metas del área y de la Empresa, generando el interés colectivo por los resultados y por lograr un buen clima laboral.
- Iniciativa, creatividad y audacia en la búsqueda y encuentro de nuevos retos y en la experimentación de nuevos métodos y procedimientos para arribar a soluciones.
- Proteger el medio ambiente, a través del desarrollo energético sostenible.

Estos objetivos y valores que son la base de nuestras actividades, son respaldadas, incentivadas, promovidas y compartidas por la Gerencia y sus funcionarios.

Para ello la empresa inició en el año 1999 un proceso para obtener certificaciones como una forma de conseguir los objetivos y mantener los valores declarados. Es así que la Empresa cuenta con las siguientes Certificaciones:

- ISO 9000  
Servicio de Instalación, Mantenimiento y Reemplazo de Medidores de Energía Eléctrica
- ISO 14001  
Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001:2004
- OHSAS 18001  
Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo OHSAS 18001:2007

Sin lugar a duda para la empresa la Seguridad del Personal es la prioridad y ningún objetivo esta primero que la Seguridad. Para ellos la empresa se basa en la “ADMINISTRACION MODERNA DE LA PREVENCION DE RIESGOS”, el cual tiene como principales conceptos los siguientes:

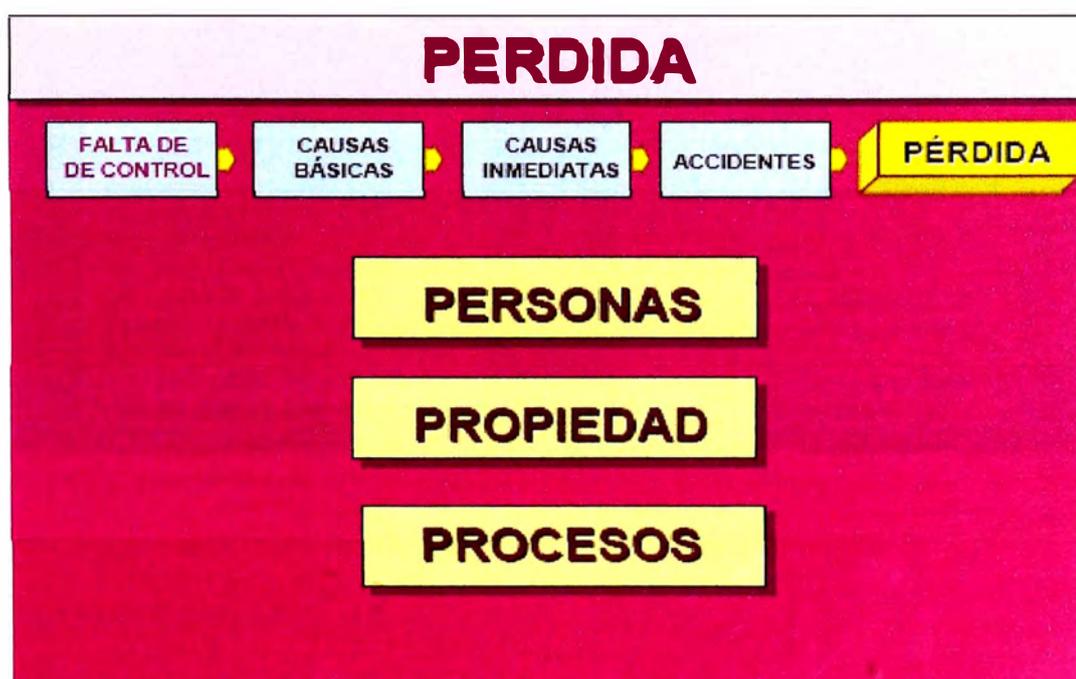
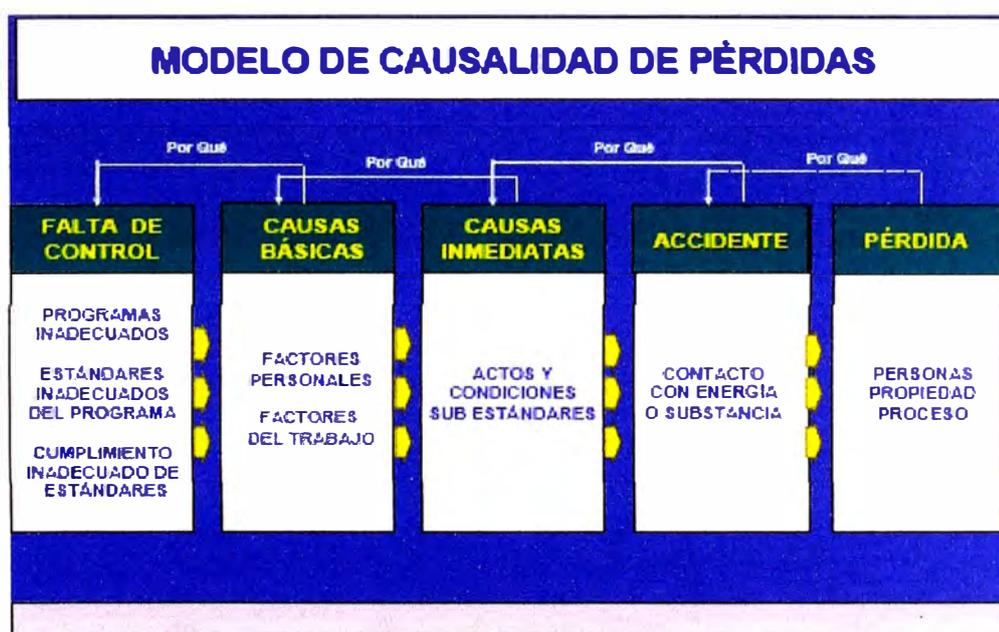
- La seguridad es un aspecto prioritario para Luz del Sur
- Sistematización de las actividades preventivas
- Integración y participación de todos los niveles
- El liderazgo, desarrollo y control de los programas de seguridad es de responsabilidad de la línea de mando.
- Caminar hacia una cultura preventiva, concepto prevención
- No existe trabajo tan importante, ni emergencias tan grandes que impidan disponer de tiempo para desarrollar un trabajo con seguridad ”
- Hacer de la seguridad un estilo de vida.

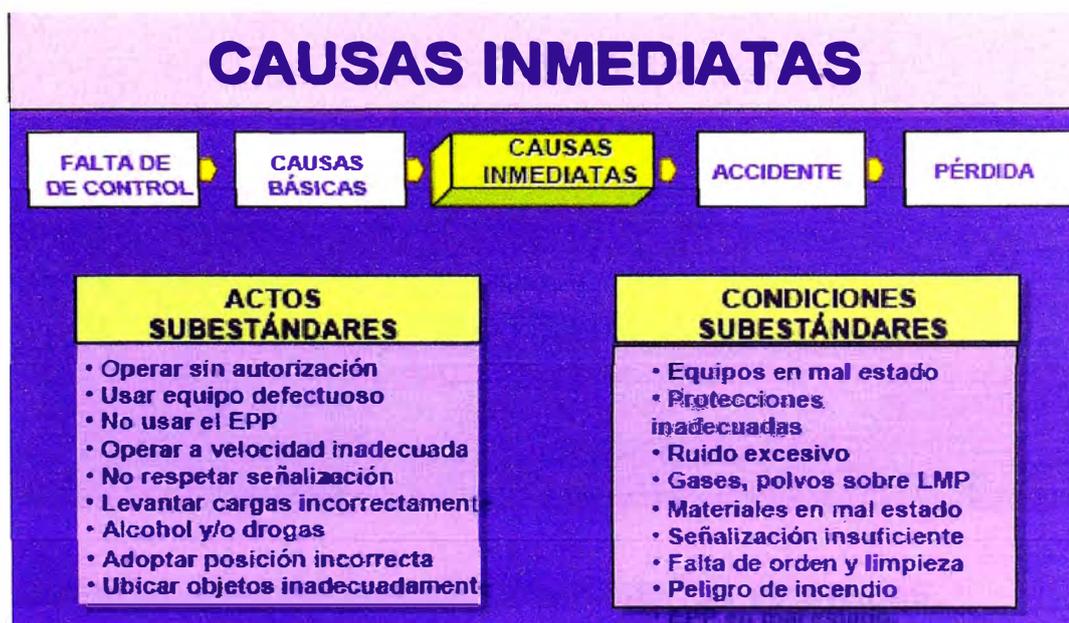
La seguridad constituye hoy en día, una gran reserva de oportunidades para mejorar la competitividad de nuestra empresa y mejorar la calidad de vida de sus trabajadores.

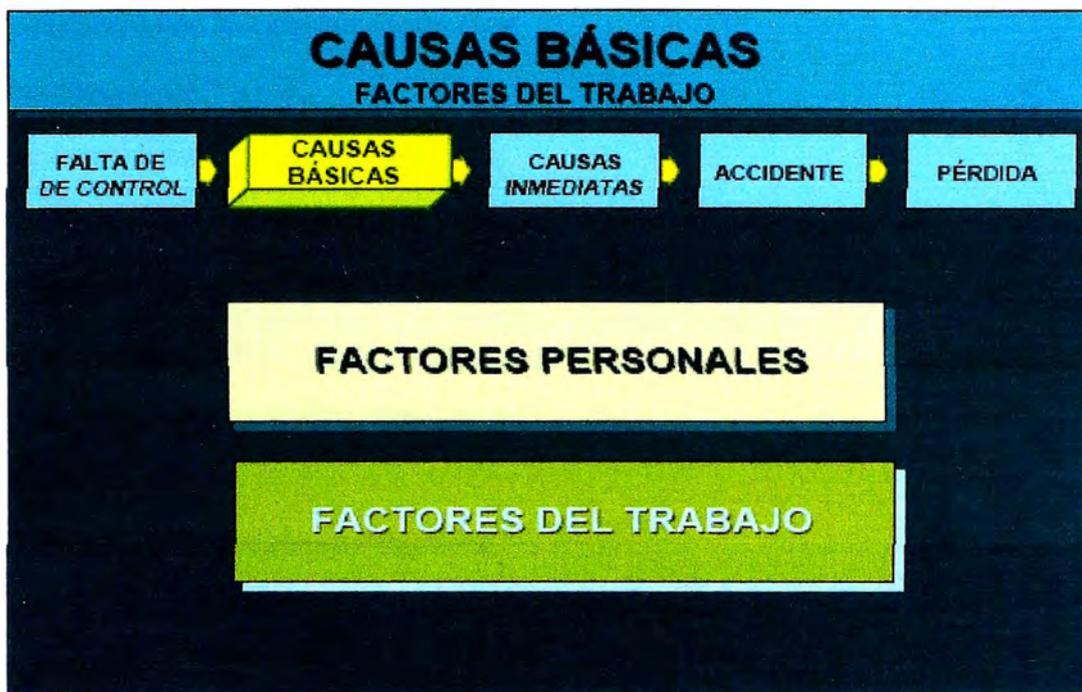


## CAUSAS Y CONSECUENCIAS DE LOS ACCIDENTES

La ignorancia de las funciones administrativas de su trabajo, de sus estandares y responsabilidades es una de las debilidades mas serias de la sociedad industrial y es casi universal.







#### ELEMENTOS PARA EL CONTROL DE ACCIDENTES Y PERDIDAS

Liderazgo y Administración

Entrenamiento de la Administración

Inspecciones Planeadas.

Análisis y Procedimientos de Tareas

Investigación de Accidentes/Incidentes.

Observación de Tareas.

Preparación para la Emergencia.

Reglas de la Organización

Análisis de Accidentes/Incidentes

Entrenamiento de los Trabajadores.

Equipos de Protección Personal

Control de Salud

Sistema de Evaluación del Programa

Controles de Ingeniería

Comunicaciones Personales

Comunicaciones con Grupos

Promoción General

Contratación y Colocación

Control de adquisiciones

Seguridad fuera del Trabajo

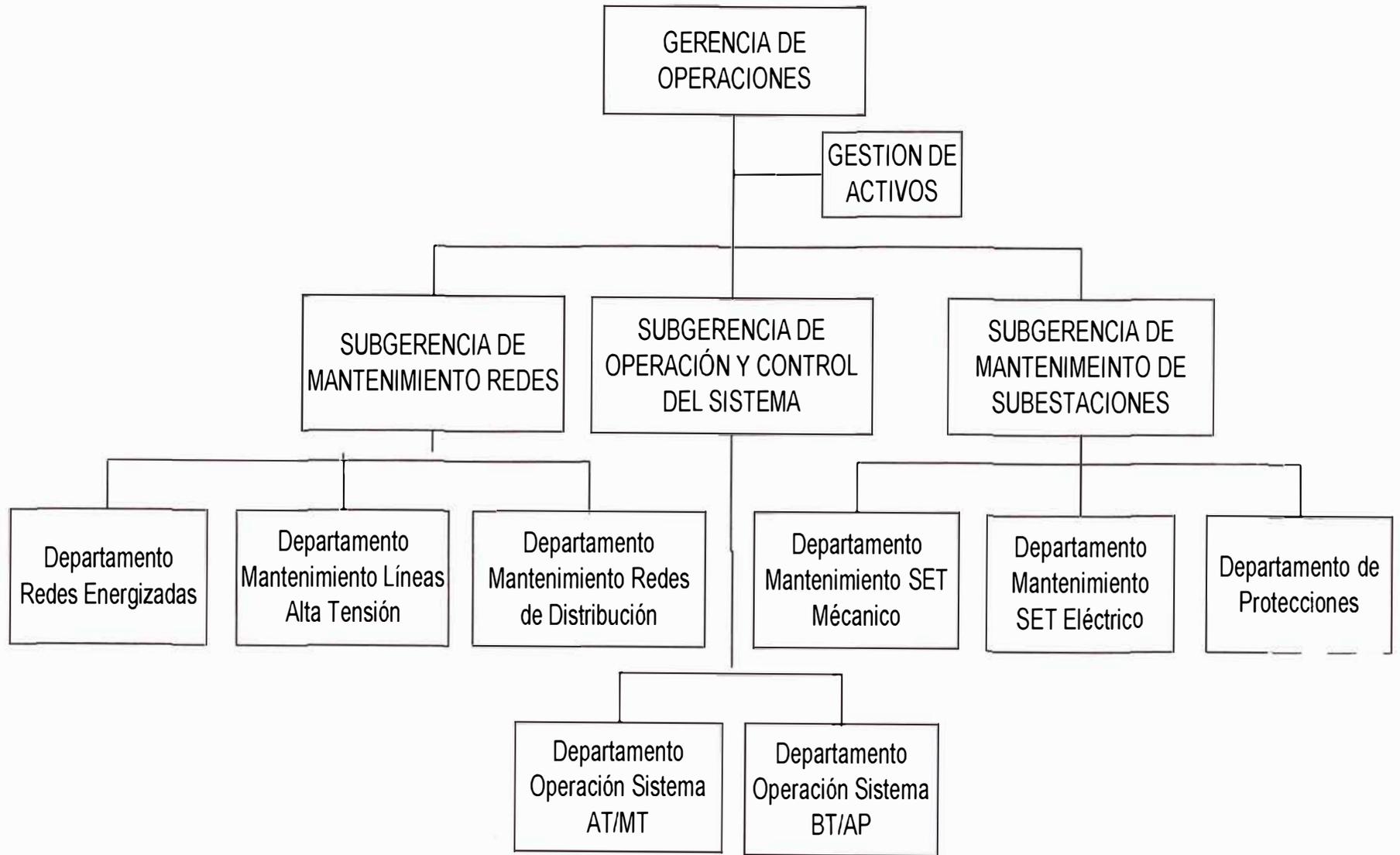
### 3.2 Actores en el sistema.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional está compuesto por:

- Generadores (21).
- Transmisores (07)
- Distribuidores (10) y
- Clientes Libres (38).
- Y todo ellos bajo la dirección operativa del COES - SINAC (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional).

La empresa se encuentra incluida dentro de los DISTRIBUIDORES y su organización se muestra en el siguiente Organigrama:

# ORGANIGRAMA DE LA GERENCIA DE OPERACIONES



En los procesos de cambio o instalación de equipos críticos participan por lo menos el COES y la empresa de Distribución; sin embargo hay trabajos que pueden involucrar a más integrantes del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), tales como Generadores, Transmisores y/o Clientes Libres.

A continuación haremos una corta descripción de las funciones de cada uno de los puestos del Organigrama de la Empresa que tienen relación directa con el proceso de cambio de Equipos de Alta Tensión:

**Dpto. Operación del Sistema AT/MT (DOSATMT) .-** Encargado de aprobar las maniobras, los tiempos de liberación de circuitos, los horarios y los traslados planteados, esta conformada por las siguientes áreas:

**Supervisor del Centro de Control.-** Es responsable de la programación mensual, semanal y diario, de trabajos y maniobras solicitados por las áreas de LDS y gestionar la difusión de los cronogramas de cortes programados a los clientes afectados en coordinación con el programador de la Gerencia de Ingeniería y Planeamiento. También evalúa la operatividad de las redes y la simultaneidad de trabajo máximo para la dirección de maniobras, empleando para ello SOFP e información de cargas históricas del SCADA para todos los traslados de carga.

Asimismo es responsable de definir la duración, fechas y horarios disponibles de los circuitos y comunicar oportunamente al COES la programación de estas maniobras.

**Supervisor Operaciones Transmisión.-** Es responsable de gestionar los recursos necesarios para la ejecución de las maniobras programadas. (personal, LPAT, equipamiento de unidades)

**Área de Soporte del Sistema.-** Encargado de analizar, actualizar, implementar, modificar y/o mantener todas las señales, alarmas y posiciones de los nuevos equipos e instalaciones en el sistema SCADA que se modifiquen durante los trabajos programados.

**Dpto. Mantenimiento SET's Mecánico (DMSETM).-** Es responsable de verificar que los trabajos solicitados ingresen a las redes sin afectar su operatividad, efectuar la recepción de la nuevas instalaciones y/o equipos cuando sea necesario, asimismo coordinar con el DOSATMT las pruebas necesarias para actualización de las señales del SCADA.

**Dpto. Mantenimiento SET's Eléctrico (DMSETE) .-** Es responsable de verificar que los trabajos solicitados ingresen a las redes sin afectar su operatividad, efectuar la recepción de la nuevas instalaciones y/o equipos; ejecutar los cambios de seteos para la coordinación de la Protección cuando sea necesario, asimismo coordinar con el DOSATMT las pruebas necesarias para actualización de las señales del SCADA.

**Dpto. Protecciones (DP).-** Es responsable de analizar y actualizar la coordinación de la protección en AT.

**Dpto. Mantenimiento Líneas AT (DMLAT).-** Cumplir con la programación de sus trabajos de mantenimiento en líneas de transmisión, manteniendo actualizado la información técnica de las redes en coordinación con el DPATR, asimismo coordinar con el DOSATMT las pruebas necesarias para actualización de las señales del SCADA.

**Dpto. Redes Energizadas (DRE).**- Es responsable de evaluar los requerimientos de atención y definir los tiempos de liberación de circuitos, horarios y recursos para la ejecución de sus operaciones sin afectación de clientes.

**Dpto. Planeamiento AT y Regulación (DPATR).**- Mantener los datos actualizados en el Software oficial de flujo de potencia (SOFP) así como actualizar en el Sistema de información de Transmisión los datos técnicos de todo el equipamiento y redes del sistema de transmisión

**Dpto. Obras Transmisión (DOT).**- Cumplir con la programación de sus trabajos de modificación ó implementación de redes y/o equipos en el sistema de transmisión, gestionar la recepción de las nuevas instalaciones con los DMSETM, DMSETE, DMLAT, DP y DOSATMT, asimismo coordinar con el DOSATMT las pruebas necesarias para actualización de las señales del SCADA.

### 3.3 Tipo de Instalaciones y equipos a controlar

En las Sub Estaciones de Transformación existen una gran cantidad de equipos, todos ellos importantes para la operación y continuidad del servicio, sin embargo algunos de ellos por su función y dependencia deben tomar nuestra mayor atención, pues de ocurrir una falla en estos componentes, el tiempo de interrupción del servicio eléctrico sería considerable. Por ejemplo la falla de un Transformador de Potencia y su cambio implica aproximadamente entre 12 y 15 horas.

La falla de un pararrayo puede ocasionar la explosión de este y dañar otros equipos, originando una sería de fallas en cascada.

La reparación de una falla de un cable de 60 kV, puede tomar hasta 24 horas desde la localización de la misma hasta su reparación.

Es por esto que a ciertos equipos daremos especial atención por lo que indicaremos la cantidad de esto y cuales son:

#### 3.3.1 Transformadores de Potencia

<b>TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>	<b>CANTIDAD</b>
Transformadores 220/60 kV	9
Transformadores 60/10 kV	30
Transformadores 60/22.9/10 kV	19
	58

#### 3.3.2 Transformadores de medida (corriente, tensión y combinados)

<b>TRANSFORMADORES DE MEDIDA</b>	<b>CANTIDAD</b>
Transformadores de corriente 60kV	165
Transformadores de tensión 60 kV	165
Transformadores de corriente 220kV	27
Transformadores de tensión 220 kV	27
	384

## 3.3.3 Interruptores

<b>INTERRUPTORES</b>	<b>CANTIDAD</b>
Interruptores 220 kV	12
Interruptores 60 kV	138
	150

## 3.3.4 Pararrayos

<b>PARARRAYOS</b>	<b>CANTIDAD</b>
Pararrayos 220 kV	24

## 3.3.5 Cables Subterráneos de 60 kV.

<b>CABLES SUBTERRANEOS</b>	<b>CANTIDAD (mts)</b>
Cables 60 kV Seco	18.053
Cables 60 kV Aceite	15.670
	33.723

## CAPITULO 4

### MARCO TEORICO

La evolución del concepto de calidad aplicado a la industria, y ahora a los servicios, muestra claramente que se ha pasado de una etapa, en donde la calidad era aplicada totalmente al control realizado al final de las líneas de producción, a otra donde aplicamos calidad total a todo dentro de la organización. Por ende, ya se habla de calidad de vida en el trabajo, calidad de vida en los servicios y calidad ambiental.

Recordemos que el concepto de calidad hoy en día, es aplicado en el ámbito industrial, como el logro de hacer las cosas bien la primera vez. Y se aplica control de calidad sobre las operaciones desde el diseño. Hasta que se obtiene el producto final e inclusive se habla de la calidad en la atención al cliente.

El camino que nos lleva hacia la Calidad Total crea una nueva cultura, establece y mantiene un liderazgo, desarrolla al personal y lo hace trabajar en equipo, además de enfocar los esfuerzos de calidad total hacia el cliente y a planificar cada uno de los pasos para lograr la excelencia en sus operaciones.

El hacer esto exige vencer obstáculos que se irán presentando a lo largo del camino. Estos obstáculos traducidos en problemas se deben resolver conforme se presentan evitando con esto las variaciones del proceso. Para esto es necesario basarse en hechos y no dejarse guiar solamente por el sentido común, la experiencia o la audacia. Basarse en estos tres elementos puede ocasionar que al

momento de obtener un resultado contrario al esperado nadie quiera asumir responsabilidades.

De allí la importancia de basarse en hechos reales y objetivos, además de que surge la necesidad de aplicar herramientas de solución de problemas adecuadas y de fácil comprensión.

Las herramientas y técnicas cualitativas y no cuantitativas son las siguientes:

1. Recolección de datos.
2. Lluvia/Tormenta de ideas (Brainstorming).
3. Diagrama de Pareto.
4. Diagrama de Ishikawa.
5. Diagrama de flujo.
6. Matriz de relación.
7. Diagrama de comportamiento
8. Diagrama de Gantt.
9. Entrevistas.
10. Listas checables.
11. Presentación de resultados.

La experiencia de los especialistas en la aplicación de estas herramientas señala que bien utilizadas y aplicadas, con la firme idea de estandarizar la solución de problemas, los equipos pueden ser capaces de resolver hasta el 95% de los problemas

#### 4.1. Metodología para la identificación de los Problemas

Para efectos de desarrollo del presente trabajo utilizaremos dos herramientas de las mencionadas, estas son:

DIAGRAMA CAUSA - EFECTO (ISHIKAWA).

DIAGRAMA DE PARETO.

A continuación explicaremos brevemente en que consisten estas metodologías.

### **DIAGRAMA CAUSA - EFECTO (ISHIKAWA).**

El Diagrama Causa-Efecto es una forma de organizar y representar las diferentes teorías propuestas sobre las causas de un problema. Se conoce también como diagrama de Ishikawa (por su creador, el Dr. Kaoru Ishikawa, 1943), ó diagrama de Espina de Pescado y se utiliza en las fases de Diagnóstico y Solución de la causa.

El Profesor Dr. Kaoru Ishikawa nació en el Japón en el año 1915 y falleció en 1989. Se graduó en el Departamento de Ingeniería de la Universidad de Tokio. Obtuvo el Doctorado en Ingeniería en dicha Universidad y fue promovido a Profesor en 1960. Obtuvo el premio Deming y un reconocimiento de la Asociación Americana de la Calidad . Falleció el año 1989.

Dr. Kaoru Ishikawa 1915-1989.

Fue el primer autor que intentó destacar las diferencias entre los estilos de administración japonés y occidentales. Precursor de los conceptos sobre la calidad total en el Japón. Posteriormente tuvo una gran influencia en el resto del mundo, ya que fue el primero en resaltar las diferencias culturales entre las naciones como factor importante para el logro del éxito en calidad. Era gran convencido de la importancia de la filosofía de los pueblos orientales.

Ishikawa estaba interesado en cambiar la manera de pensar de la gente respecto a su trabajo. Para él, la calidad era un constante proceso que siempre podía ser llevado un paso más. Hoy es conocido como uno de los más famosos "Gurús" de la calidad mundial. Todos quienes están interesados en el tema de la calidad deben estudiar a Ishikawa, pero no solamente de manera superficial, repasando sus planteamientos, sino analizando profundamente su concepción del trabajo y sobre todo aplicándola cada quien a su propio entorno.

El control de calidad, término tan usado hoy en día en todos los círculos académicos, fue un planteamiento de Ishikawa, más de 50 años atrás, en el Japón de la post guerra. El control de la calidad en pocas palabras fue definido por él como "Desarrollar, Diseñar, Manufacturar y Mantener un producto de calidad". Es posible que la contribución más importante de Ishikawa haya sido su rol en el desarrollo de una estrategia de calidad japonesa. El no quería que los directivos de las compañías se enfocaran solamente en la calidad del producto, sino en la calidad de toda la compañía, incluso después de la compra. También predicaba que la calidad debía ser llevada más allá del mismo trabajo, a la vida diaria.

Fue fundador de la Unión de Científicos e Ingenieros Japoneses (Union of Japanese Scientists and Engineers, UJSE), entidad que se preocupaba de promover la calidad dentro de Japón durante la época de la post-guerra.

Ishikawa hizo muchas aportaciones, entre las cuales se destacan:

- Creación del diagrama causa-efecto, o espina de pescado de Hishikawa, o en inglés "Fishbone Diagram".
- Demostró la importancia de las 7 herramientas de calidad.
- Trabajó en los círculos de calidad.

Su concepción conceptual al concebir su Diagrama Causa-Efecto (Espina de Pescado de Ishikawa) se puede resumir en que cuando se realiza el análisis de un problema de cualquier índole y no solamente referido a la salud, estos siempre tienen diversas causas de distinta importancia, trascendencia o proporción. Algunas causas pueden tener relación con la presentación u origen del problema y otras, con los efectos que este produce.

El diagrama de Ishikawa ayuda a graficar las causas del problema que se estudia y analizarlas. Es llamado "Espina de Pescado" por la forma en que se van colocando cada una de las causas o razones que a entender originan un problema. Tiene la ventaja que permite visualizar de una manera muy rápida y clara, la relación que tiene cada una de las causas con las demás razones que inciden en el origen del problema. En algunas oportunidades son causas independientes y en otras, existe una íntima relación entre ellas, las que pueden estar actuando en cadena.

La mejor manera de identificar problemas es a través de la participación de todos los miembros del equipo de trabajo en que se trabaja y lograr que todos los participantes vayan enunciando sus sugerencias. Los conceptos que expresen las personas, se irán colocando en diversos lugares. El resultado obtenido será un Diagrama en forma de Espina de Ishikawa.

Ideado en 1953 se incluye en él los siguientes elementos:

El problema principal que se desea analizar, el cual se coloca en el extremo derecho del diagrama. Se aconseja encerrarlo en un rectángulo para visualizarlo con facilidad.

Las causas principales que a nuestro entender han originado el problema.

Gráficamente está constituida por un eje central horizontal que es conocida como "línea principal o espina central". Posee varias flechas inclinadas que se

extienden hasta el eje central, al cual llegan desde su parte inferior y superior, según el lugar adonde se haya colocado el problema que se estuviera analizando o descomponiendo en sus propias causas o razones. Cada una de ellas representa un grupo de causas que inciden en la existencia del problema. Cada una de estas flechas a su vez son tocadas por flechas de menor tamaño que representan las “causas secundarias” de cada “causa” o “grupo de causas del problema”.

El Diagrama que se efectúe debe tener muy claramente escrito el nombre del problema analizado, la fecha de ejecución, el área de la empresa a la cual pertenece el problema y se puede inclusive colocar información complementaria como puede ser el nombre de quienes lo hayan ejecutado, etc.

Elementos claves del pensamiento de Ishikawa:

- La calidad empieza con la educación y termina con la educación.
- El primer paso a la calidad es conocer lo que el cliente requiere.
- El estado ideal de la calidad es cuando la inspección no es necesaria.
- Hay que remover la raíz del problema, no los síntomas.
- El control de la calidad es responsabilidad de todos los trabajadores.
- No hay que confundir los medios con los objetivos.
- Primero poner la calidad y después poner las ganancias a largo plazo.
- El comercio es la entrada y salida de la calidad.
- Los altos ejecutivos de las empresas no deben de tener envidia cuando un obrero da una opinión valiosa.
- Los problemas pueden ser resueltos con simples herramientas para el análisis.

Información sin información de dispersión es información falsa.

La teoría de Ishikawa era manufacturar todo a bajo costo. Postuló que algunos efectos dentro de empresas que se logran implementando el control de calidad son la reducción de precios, bajar los costos, establecer y mejorar la técnica, entre otros.

No es en vano que a Ishikawa se le deba mucha gratitud por sus ideas que revolucionaron el mundo de la industria, la administración, el comercio y los servicios. De su capacidad y sus teorías se nutrió el Japón y llegó a ser lo que todos vemos hoy día.

¿Cómo interpretar un diagrama de causa-efecto?.

El diagrama Causa-Efecto es un vehículo para ordenar, de forma muy concentrada, todas las causas que supuestamente pueden contribuir a un determinado efecto.

Permite, por tanto, lograr un conocimiento común de un problema complejo, sin ser nunca sustitutivo de los datos. Es importante ser conscientes de que los diagramas de causa-efecto presentan y organizan teorías. Sólo cuando estas teorías son contrastadas con datos podemos probar las causas de los fenómenos observables.

Errores comunes son construir el diagrama antes de analizar globalmente los síntomas, limitar las teorías propuestas enmascarando involuntariamente la causa raíz, o cometer errores tanto en la relación causal como en el orden de las teorías, suponiendo un gasto de tiempo importante.

### **DIAGRAMA DE PARETO.**

El Diagrama de Pareto es una gráfica en donde se organizan diversas clasificaciones de datos por orden descendente, de izquierda a derecha por medio de barras sencillas después de haber reunido los datos para calificar las causas. De modo que se pueda asignar un orden de prioridades.

El nombre de Pareto fue dado por el Dr. Joseph Juran en honor del economista italiano Vilfredo Pareto (1848-1923) quien realizó un estudio sobre la distribución de la riqueza, en el cual descubrió que la minoría de la población poseía la mayor parte de la riqueza y la mayoría de la población poseía la menor parte de la riqueza. Con esto estableció la llamada "Ley de Pareto" según la cual la desigualdad económica es inevitable en cualquier sociedad.

Vilfredo Pareto 1848-1923

El Dr. Juran aplicó este concepto a la calidad, obteniéndose lo que hoy se conoce como la regla 80/20.

Según este concepto, si se tiene un problema con muchas causas, podemos decir que el 20% de las causas resuelven el 80% del problema y el 80% de las causas solo resuelven el 20% del problema.

Por lo tanto, el Análisis de Pareto es una técnica que separa los "pocos vitales" de los "muchos triviales". Una gráfica de Pareto es utilizada para separar gráficamente los aspectos significativos de un problema desde los triviales de manera que un equipo sepa dónde dirigir sus esfuerzos para mejorar. Reducir los problemas más significativos (las barras más largas en una Gráfica Pareto) servirá más para una mejora general que reducir los más pequeños. Con frecuencia, un aspecto tendrá el 80% de los problemas. En el resto de los casos, entre 2 y 3 aspectos serán responsables por el 80% de los problemas.

Usando el Diagrama de Pareto se pueden detectar los problemas que tienen más relevancia mediante la aplicación del principio de Pareto (pocos vitales, muchos triviales) que dice que hay muchos problemas sin importancia frente a solo unos graves.

La gráfica es útil al permitir identificar visualmente en una sola revisión tales minorías de características vitales a las que es importante prestar atención y de esta manera utilizar todos los recursos necesarios para llevar a cabo una acción correctiva sin malgastar esfuerzos.

En relación con los estilos gerenciales de Resolución de Problemas y Toma de Decisiones, se puede ver como la utilización de esta herramienta puede resultar una alternativa excelente para un gerente de estilo Bombero, quien constantemente a la hora de resolver problemas sólo “apaga incendios”, es decir, pone todo su esfuerzo en los “muchos triviales”.

Algunos ejemplos de tales minorías vitales serían:

- La minoría de devoluciones que representa la mayoría de quejas de la clientela.

La minoría de compradores que representen la mayoría de las ventas.

La minoría de productos, procesos, o características de la calidad causantes del grueso de desperdicio o de los costos de reproceso.

- La minoría de vendedores que esta vinculada a la mayoría de partes impugnadas.

La minoría de problemas causantes del grueso del retraso de un proceso.

La minoría de productos ó servicios que representan la mayoría de las ganancias obtenidas.

- La minoría de elementos que representan al grueso del costo de un inventario.

Se recomienda su uso:

- Para identificar oportunidades para mejorar

- Para identificar un producto o servicio para el análisis para mejorar la calidad.

- Cuando existe la necesidad de llamar la atención a los problema o causas de una forma sistemática.
- Para analizar las diferentes agrupaciones de datos.
- Al buscar las causas principales de los problemas y establecer la prioridad de las soluciones.
- Para evaluar los resultados de los cambios efectuados a un proceso (antes y después).
- Cuando los datos puedan clasificarse en categorías.
- Cuando el rango de cada categoría es importante.

#### ¿Cuándo se utiliza?

- Al identificar un producto o servicio para el análisis, para mejorar la calidad.
- Cuando existe la necesidad de llamar la atención a los problema o causas de una forma sistemática.
- Al identificar oportunidades para mejorar.
- Al analizar las diferentes agrupaciones de datos (ejm: por producto, por segmento, del mercado, área geográfica, etc.)
- Al buscar las causas principales de los problemas y establecer la prioridad de las soluciones.
- Al evaluar los resultados de los cambios efectuados a un proceso (antes y después)
- Cuando los datos puedan clasificarse en categorías.
- Cuando el rango de cada categoría es importante.

#### ¿Cómo se utiliza?

1. Seleccionar categorías lógicas para el tópico de análisis identificado (incluir el periodo de tiempo).

2. Reunir datos. La utilización de un Check List puede ser de mucha ayuda en este paso.
3. Ordenar los datos de la mayor categoría a la menor.
4. Totalizar los datos para todas las categorías.
5. Calcular el porcentaje del total que cada categoría representa.
6. Trazar los ejes horizontales (x) y verticales (y primario - y secundario).
7. Trazar la escala del eje vertical izquierdo para frecuencia (de 0 al total, según se calculó anteriormente), de izquierda a derecha trazar las barras para cada categoría en orden descendente. Si existe una categoría "otros", debe ser colocada al final, sin importar su valor. Es decir, que no debe tenerse en cuenta al momento de ordenar de mayor a menor la frecuencia de las categorías.
8. Trazar la escala del eje vertical derecho para el porcentaje acumulativo, comenzando por el 0 y hasta el 100%
9. Trazar el gráfico lineal para el porcentaje acumulado, comenzando en la parte superior de la barra de la primera categoría (la mas alta)
10. Dar un título al gráfico, agregar las fechas de cuando los datos fueron reunidos y citar la fuente de los datos.
11. Analizar la gráfica para determinar los "pocos vitales"

#### 4.2. Normas Técnicas Relacionadas.

Son documentos que contienen especificaciones técnicas basadas en los resultados de la experiencia y del desarrollo tecnológico. Las normas son el fruto del consenso entre todas las partes interesadas e involucradas en la actividad objeto de la misma (fabricantes, administración, consumidores, laboratorios, centros de investigación). Además, debe aprobarse por un Organismo de Normalización reconocido.

- Francia  
AFNOR Association Française de Normalisation
- Alemania  
DIN Deutsches Institut für Normung
- Estados Unidos  
ANSI American National Standards Institute  
ASTM American Society for Testing and Materials
- Internacionales  
CEN Comité Europeo de Normalización  
ISO International Organization for Standardization
- IEC Comisión Electrotécnica Internacional.
- IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

#### 4.3. Normas Legales Relacionadas.

A continuación se indican algunas de las Normas Legales más relevantes que rigen la actividad en electricidad.

- D.Ley. N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas (92-11-19)
- D.S N° 009-93-EM. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (93-02-25)
- (2001-05-30)
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM.- Reglamento de Transmisión.(2007-05-17)
- D.S N° 022-2009-EM, Aprueban Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad. (2009-03-16)

- D.S N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (97-10-11)
- (99-11-08)
- R.D N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. (1999-12-05)
- R.D N° 006-2000-EM/DGE.- Modificación de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.(2000-04-15)
- D.S N° 013-2000-EM.- Modificación de diversas disposiciones referidas a la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE. (2000-07-27)
- (2001-07-16)
- D.S. N° 040-2001-EM.- Modifican la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (2001-07-17)
- R.M. N° 366-2001-EM/VME.- Aprueban el Código Nacional de Electricidad Suministro (2001-08-06)
- Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Versión adecuada al D.S N° 040-2001-EM. (2001-09-05)
- R.N° 083-2003-OS/CD.- Modificación a la Base Metodológica para la aplicación de la "NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS" - NTCSE (versión adecuada a la RM N° 012-2003-EM/DM y RM N° 013-2003-EM/DM) (2003-06-11)
- R.D N° 014-2005-EM/DGE.- Norma Técnica Para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (03-03-2005)
- R.M N° 037-2006-MEM/DM.- Código Nacional de Electricidad - Utilización, publicada el 30 de enero 2006.

- **Nota : Adquiere vigencia a partir del 01 de julio del 2006.**
- D.S N° 002-2008-EM.- "Modifican la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" (09-01-2008)
- R.M N° 175-2008-MEM/DM.- Sobre modificaciones del Código Nacional de Electricidad - Utilización (2008-04-22)

#### 4.4. Procedimientos del COES.

- Operación de Corto Plazo Programación Semanal del SINAC
- Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional
- Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional
- Reprogramación de la Operación
- Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado Nacional
- Racionamiento por Déficit de Oferta
- Verificación del Cumplimiento de Requisitos para ser Integrante del COES SINAC
- Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES SINAC

## CAPITULO 5

### DESCRIPCION DE LA MEJORA DEL PROCESO DE PUESTA EN SERVICIO DE UN EQUIPO EN ALTA TENSION

#### 5.1 Análisis de la Causa del problema

Para identificar la causa de los problemas se ha utilizado el Método de Causa-Efecto, el cual se ha desarrollado con la colaboración de las personas que participan directamente en las actividades asociadas. Las áreas involucradas son las que se indican en el siguiente cuadro:

Cuadro 5.1

PROCESO	AREA INVOLUCRADA
ANTEPROYECTO	
SUMINISTROS	Departamento de Diseño e Ingeniería
INGENIERIA	
EJECUCION DE OBRAS	Departamento de Obras
PUESTA EN SERVICIO	
Formatos	Departamento de Operación y Control del Sistema
Pruebas	Departamento de Obras
Protocolos	Departamento de Mantenimiento SET o LT
AUTORIZACION PARA PUESTA EN SERVICIO	Departamento Mantenimiento SET o LT
	Departamento Operación y Control del Sistema
ACTUALIZACION DE LA INFORMACIÓN EN LOS SISTEMAS TÉCNICOS	Departamento Obras
	Departamento Operación y Control del Sistema
	Departamento de Planeamiento

La relación de causas identificadas son las siguientes:

#### PERSONAL

- Falta de Experiencia de los Diseñadores en la Operación de las Instalaciones: Los ingenieros que se desempeñan como diseñadores cuentan con la experiencia de proyectos ejecutados con anterioridad, sin embargo esta experiencia es básicamente desde el punto de vista de

diseño y cálculos. Esto origina que durante la construcción se efectúen modificaciones a solicitud de quienes tendrán a su cargo el Mantenimiento y la Operación de las instalaciones. Esto implica pérdidas de tiempo y reprocesos que alargan y encarecen el costo final de la Obra. Los más críticos es lo relacionado a las observaciones de las áreas de Operación y Control del Sistema (Maniobras efectuadas por el Centro de Control y Operadores de Campo) las cuales no se identifican sino casi al final de la obra cuando se inician las pruebas de recepción; lo cual muchas veces pone en riesgo la fecha pactada de culminación.

- Falta de Comunicación entre Constructores y Receptores de Obra: El área encargada de la construcción tiene plazos que cumplir y muchas veces no toma en cuenta las necesidades de quienes recibirá, las obras. Por lo general los problemas se detectan por inspecciones “voluntarias” de los receptores que identifican un problema y recién buscan la solución; de lo contrario el problema se detecta sólo en la etapa de la recepción y muchas veces esto implica la postergación de la fecha prevista para la puesta en servicio del equipo o instalaciones.
- Desconocimiento de Protocolos y Pruebas de Activos: Los ejecutores de obra, que son quienes llevan a cabo la construcción de un proyecto sin embargo muy poco de ellos conocen en detalle las pruebas o protocolos que se deben aplicar a un determinado equipo. Como se entiende, si un equipo en Alta tensión falla, las pérdidas económicas no sólo se reducen a la falla del equipo sino a la potencial falta de suministro eléctrico de una parte del área de concesión que abastece.
- Desconocimiento de los Constructores de la “Gestión de Activos” (Asset Management): La necesidad de mejorar la competitividad, fuerza a las

organizaciones a minimizar el coste total de posesión de los activos y explotarlos del mejor modo posible. A medida que los fallos en el servicio se vuelven más costosos, tanto a nivel de pérdida de producción como a nivel de mala publicidad, las organizaciones intentan mejorar los ciclos de vida de sus activos mediante unos correctos programas de mantenimiento.

En el caso de fallo general de un activo, una respuesta rápida es crítica. En los últimos años, normas rigurosas respecto a la salud, el medio ambiente y los riesgos laborales han sido aprobadas, siendo los propietarios de las empresas y los operadores los responsables de su cumplimiento. El registro de los activos, registros del riesgo, planificación del trabajo, gestión de los costes del ciclo de vida, métodos sistemáticos para la identificación de problemas y mejoras continuas están, gradualmente, siendo vistas como prerequisites para una correcta gestión de los activos empresariales.

Ofreciendo una plataforma que permita conectar gente, procesos, activos y conocimiento junto con la capacidad para tomar decisiones mediante información de calidad, la gestión de activos empresariales ofrece una visión holística de los activos base de las organizaciones, permitiendo a los gestores controlarlos y administrarlos obtenido la mayor calidad, eficiencia y rendimiento posible.

- Presión por culminar la Obra: La falta de Planificación y control de las etapas lleva inevitablemente a arazos en la ejecución de las obras, lo cual implica que al finalizar el plazo establecido, los ejecutores estén más preocupados en culminar la obra y descuidan la información necesaria

que asegure que los equipos críticos ingresen a operar con todas las pruebas necesarias que reduzcan al mínimo la posibilidad de fallas.

## **METODO**

- **Falta de Procedimientos: Revisión de Proyectos y Recepción de Obras:** Debido a que no existen procedimientos que indiquen claramente cuales son los procesos o pasos a seguir durante la ejecución de un proyecto de Inversión de Alta Tensión, cada área realiza sus labores independientemente de las otras, esto origina un desorden y conflicto de interes en el sentido que cada área se siente afectado por las labores que realiza la otra área relacionado con el Proyecto en cuestión. Cada una de ellas prioriza sus actividades sin tener en cuenta plazos o metas trazadas por la Gerencia.
- Los cambios no se comunican formalmente a las áreas involucradas. Al no existir procedimientos claros las áreas encargadas de recepcionar la información para actualizar los planos y modificaciones en los sistemas formales no recibe esta información a tiempo y muchas veces se entera por su propia iniciativa o porque se entera que se a ejecutado un cambio, más no recibe una comunicación formal con toda la información que ellos requieren
- Cada área maneja su propia información. Al no existir un Sistema Informático único que centralice la información para empleo de todos aquellos que la requieran, cada área a optado por manejar su propia base de datos.
- Desconocimiento de responsabilidades con relación a la información. Al realizarse una obra que implique ampliaciones o modificaciones en los Sistemas de Alta Tensión la información de los equipos y pruebas se

encuentran de alguna manera dispersa entre todas las áreas que han participado en el Proyecto sin embargo esta no se centraliza y es puesta a disposición de quienes Mantendrán y Operarán las instalaciones. Es decir cada área mantiene la información que pudo obtener en el proceso de ejecución del proyecto pero no hay un mecanismo para centralizar esta información.

## **EQUIPOS**

- Sistema informático Corporativo Inexistente. Como ya se mencionó anteriormente la información se encuentra dispersa en las áreas participantes en el Proyecto pero no se encuentra unificada, en consecuencia cada vez que se requiera consultar algún dato de la instalación debe hacerse varios "cruces" de información o recurrir al mismo equipo; lo cual implica costos innecesarios de transporte y horas hombre.
- Sistema Informático de seguimiento de Obras.

En el Diagrama CAUSA-EFECTO, también denominado "Espina de pescado", se muestra la relación de las CAUSAS que Influyen directamente en mayor o menor grado sobre el EFECTO (PROBLEMA).

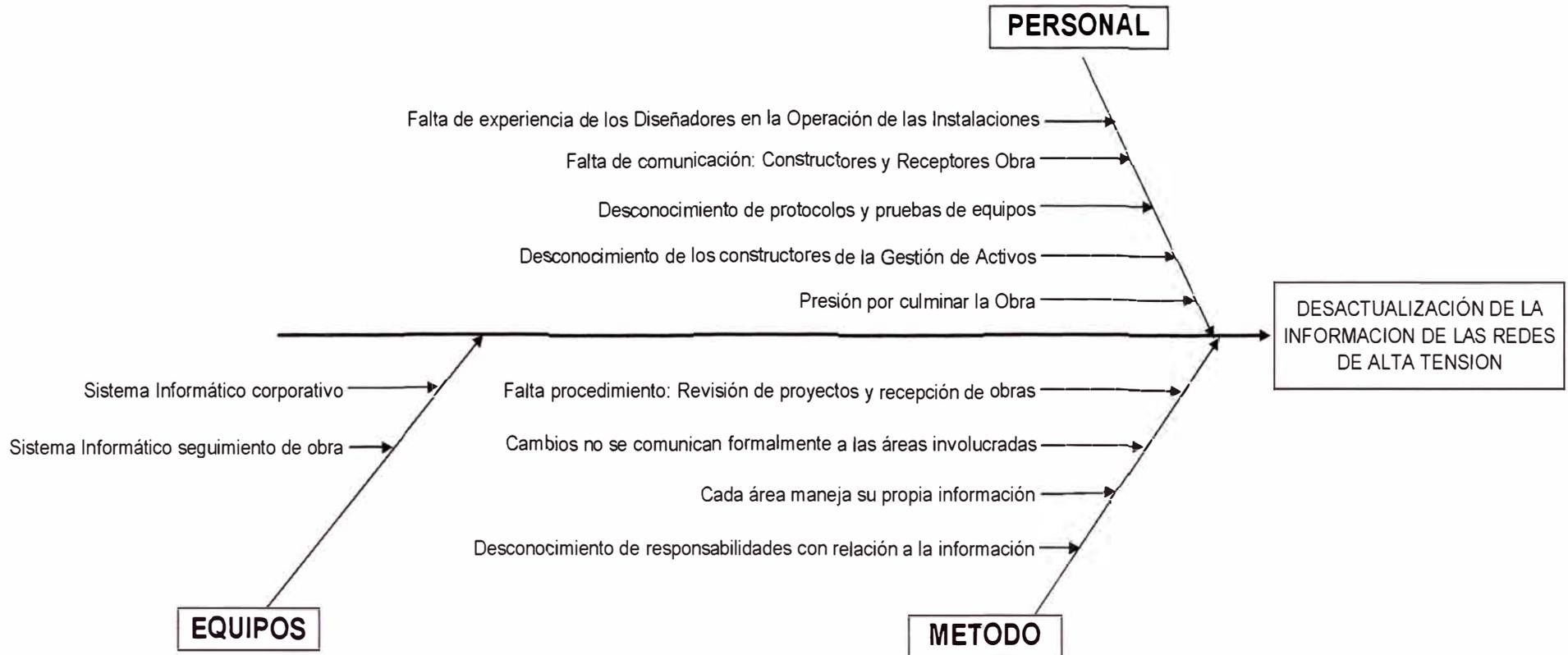
Para nuestro caso son 11 causas agrupadas de la siguiente forma:

PERSONAL: 5 CAUSAS

METODO: 4 CAUSAS

EQUIPO: 2 CAUSAS.

## DIAGRAMA CAUSA - EFECTO



## 5.2 Priorización de las Causas

Luego de terminado el diagrama CAUSA – EFECTO se procedió a cuantificar y valorar las causas para identificar cuales son las que más influyen sobre nuestro problema (EFECTO). Realizando una encuesta se llegó al siguiente resumen que se muestra a continuación:

Cuadro 5.2

**RESULTADO DE LA IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS CON MAYOR INCIDENCIA SOBRE EL EFECTO**

ITEM	CAUSA DE LOS PROBLEMAS	INCIDENCIA	ACUMULADO	DISEÑO, ING y OBRAS	MANT SET y LLTT	OPERACIÓN	PLANEAMIENTO	TOTAL
1	Falta de Procedimientos: Revisión de Proyectos y Recepción de Obras	22%	22%	5	7	5	2	19
2	Los cambios no se comunican formalmente a las áreas involucradas	17%	39%	4	5	4	2	15
3	Cada área maneja su propia información	13%	52%	3	4	3	1	11
4	Desconocimiento de Protocolos y Pruebas de Activos	10%	62%	2	3	3	1	9
5	Desconocimiento de Diseñadores y Constructores de la "Gestión de Activos".	9%	71%	2	3	2	1	8
6	Desconocimiento de responsabilidades con relación a la información	9%	80%	2	3	2	1	8
7	Falta de Comunicación entre Constructores y Receptores de Obra	5%	85%	1	1	1	1	4
8	Presión por culminar la Obra	5%	90%	1	1	1	1	4
9	Falta de Experiencia de los Diseñadores en la Operación de las Instalaciones	3%	93%	1	1	1	0	3
10	Sistema informático Corporativo Inexistente	3%	97%	1	1	1	0	3
11	Sistema Informático de seguimiento de Obras	3%	100%	1	1	1	0	3
				23	30	24	10	87

Para mostrar de una manera gráfica la influencia de las CAUSAS con mayor aporte sobre el problema analizado se han elaborado los siguientes gráficos:

- CUADRO ANALÍSTICO DEL IMPACTO DE LAS CAUSAS POR TIPO Y CLASE.
- ESTADISTICA POR IMPACTO (CAUSA)
- CUADRO ANALÍSTICO POR TIPO Y CLASE DE CAUSA

De estos cuadros se puede concluir que las tres primeras causas acumulan el 51,72% de los problemas.

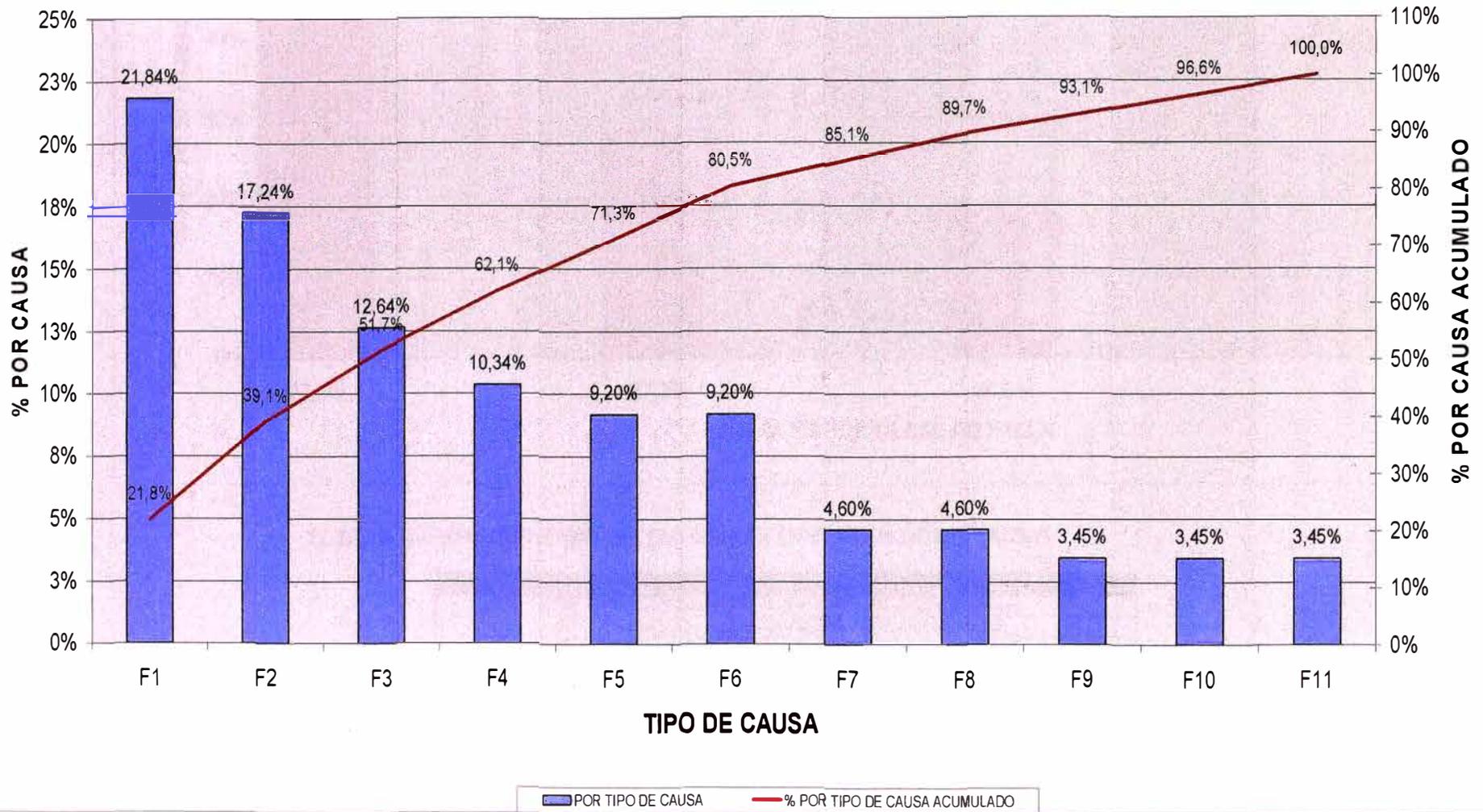
Las siguientes tres causas representan 28,7% de los problemas.

Es decir el 54% de las causas representan el 80% de los problemas.

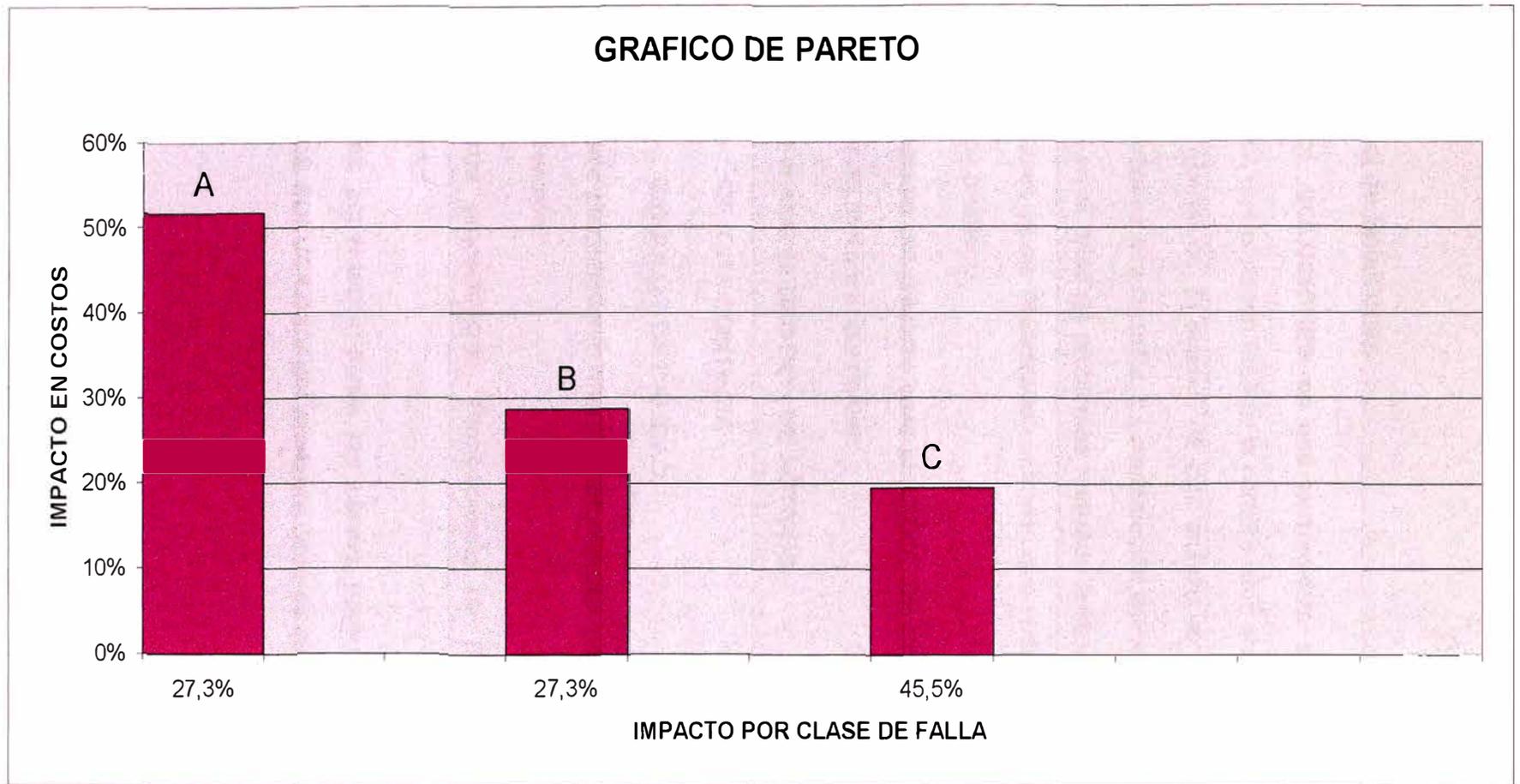
## CUADRO ANALITICO DEL IMPACTO DE LAS CAUSAS POR TIPO Y CLASE

CLASE	IMPACTO x CLASE	IMPACTO POR ENCUESTA DE ACUERDO A CLASE	RESULTADO DE ENCUESTA ACUMULADO x CLASE	Tipo	Evento	RESULTADO DE ENCUESTA	RESULTADO ACUMULADO DE ENCUESTA	% de cada CAUSA	% Acum. CAUSA
A	27,3%	51,7%	45	F1	Falta de Procedimientos: Revisión de Proyectos y Recepción de Obras	19	19	21,84%	21,84%
				F2	Los cambios no se comunican formalmente a las áreas involucradas	15	34	17,24%	39,08%
				F3	Cada área maneja su propia información	11	45	12,64%	51,72%
B	27,3%	28,7%	25	F4	Desconocimiento de Protocolos y Pruebas de Activos	9	54	10,34%	62,07%
				F5	Desconocimiento de Diseñadores y Constructores de la "Gestión de Activos".	8	62	9,20%	71,26%
				F6	Desconocimiento de responsabilidades con relación a la información	8	70	9,20%	80,46%
C	45,5%	19,5%	17	F7	Falta de Comunicación entre Constructores y Receptores de Obra	4	74	4,60%	85,06%
				F8	Presión por culminar la Obra	4	78	4,60%	89,66%
				F9	Falta de Experiencia de los Diseñadores en la Operación de las Instalaciones	3	81	3,45%	93,10%
				F10	Sistema informático Corporativo Inexistente	3	84	3,45%	96,55%
				F11	Sistema Informático de seguimiento de Obras	3	87	3,45%	100,00%

## ESTADISTICA POR IMPACTO (CAUSAS)



# CUADRO ANALITICO DE POR TIPO Y CLASE DE CAUSA



**EL 80,5% DE LOS PROBLEMAS SE CONCENTRAN EN EL 54,6% DE LAS CAUSAS**

CLASE	Tipo	Evento
A	F1	Falta de Procedimientos: Revisión de Proyectos y Recepción de Obras
	F2	Los cambios no se comunican formalmente a las áreas involucradas
	F3	Cada área maneja su propia información
B	F4	Desconocimiento de Protocolos y Pruebas de Activos
	F5	Desconocimiento de Diseñadores y Constructores de la "Gestión de Activos".
	F6	Desconocimiento de responsabilidades con relación a la información

### 5.3 Árbol de Soluciones

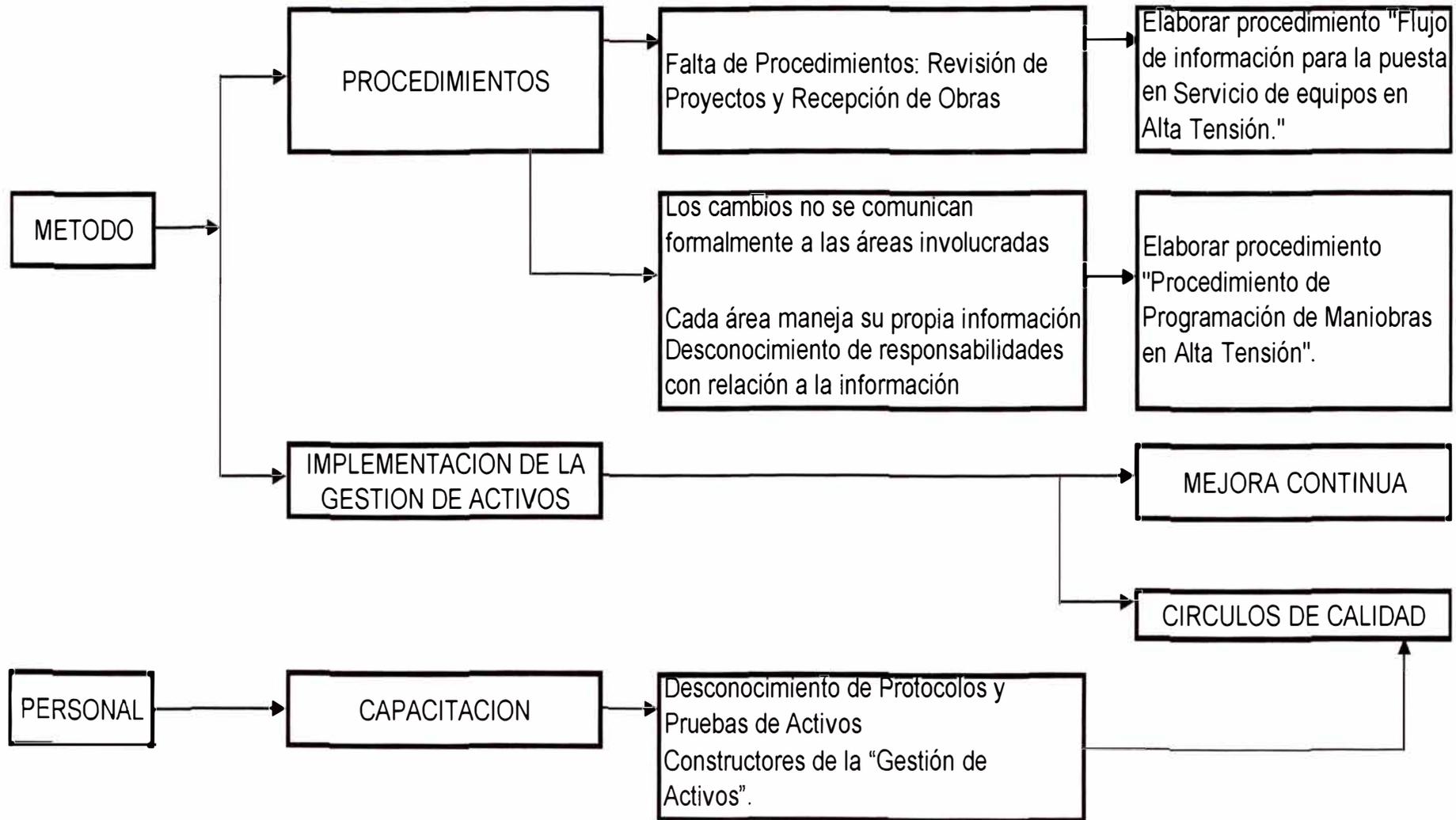
El **ARBOL SOLUCIONES** es una herramienta similar y complementaria al Árbol de Problemas, que pretende facilitar la comprensión amplia de la solución y su formulación en términos operativos. El objetivo de este análisis es identificar los cambios requeridos para que el problema sea resuelto. La construcción del árbol de resultados esperados se realiza con base en el árbol de problemas realizado anteriormente, transformando las situaciones desfavorables en las situaciones contrarias que pudieran resolver el malestar generado por la situación problema.

Para el estudio del presente caso el ARBOL DE SOLUCIONES tiene como resultados las siguientes acciones a implementar:

- Crear el Área de GESTION DE ACTIVOS
  - MEJORA CONTINUA
  - CIRCULOS DE CALIDAD
- Elaborar procedimiento "Flujo de información para la puesta en Servicio de equipos en Alta Tensión."
- Elaborar procedimiento "Procedimiento de Programación de Maniobras en Alta Tensión".

**Estas tres actividades serán las claves para resolver el problema planteado, el ARBOL DE SOLUCIONES del presente caso se muestra a continuación.**

# ARBOL DE SOLUCION



## 5.4 Mejoras implementadas

A continuación se describen las actividades implementadas con el objeto de solucionar el problema.

### 5.4.1 Creación del Área de GESTION DE ACTIVOS

#### **FUNCIONES DEL ÁREA DE GESTION DE ACTIVOS**

1. Efectuar el análisis integral, desarrollo de propuestas y mejoramiento de tecnologías de mantenimiento.
2. Identificar y analizar modos de falla y evaluación del ciclo de vida de transformadores de potencia y otros equipos relevantes del Sistema de Transmisión y Distribución.
3. Participar en el desarrollo e implementación de sistemas automáticos de evaluación de condición de los diferentes equipos de subestaciones, enlazados en un sistema de información propio.
4. Apoyar en la planificación y supervisión de pruebas eléctricas especiales y de rutina en transformadores de potencia de 220 y 60 kV, transformadores de medida, conmutadores bajo carga, pararrayos, seccionadores y capacitores.
5. Evaluar datos de pruebas de aislamiento (DOBLE).
6. Efectuar el diagnóstico de resultados de análisis de aceites aislantes de transformadores, conmutadores e interruptores.
7. Inspeccionar las pruebas de recepción en fábrica de transformadores de potencia y otros equipos del sistema de transmisión.
8. Emitir informes con recomendaciones basadas en la condición de los equipos.

9. Elaborar y/o revisar manuales de operación, mantenimiento y pruebas especiales de equipos de 220 y 60 kV.
  10. Desarrollar protocolos de prueba a ser usados en las pruebas de campo.
  11. Elaborar y/o revisar especificaciones técnicas, estándares y procedimientos de equipos de MAT, AT y MT.
- 5.4.2 “Flujo de información para la puesta en Servicio de equipos en Alta Tensión.”

### **1. OBJETIVO**

Definir y asegurar un correcto flujo de información de un proyecto de Transmisión, de tal modo que se logre que todos los sectores involucrados puedan opinar y aportar durante el desarrollo del proyecto.

### **2. ALCANCE**

Todo el personal de los diferentes departamentos al interior de las Gerencias de Ingeniería y Planeamiento; y, Operaciones de Luz del Sur.

### **3. DOCUMENTOS A CONSULTAR**

Normas y procedimientos operativos al interior de la Gerencia de Operaciones.

Procedimiento GO-PA-030: “Adquisición de bienes para proyectos de inversión”

Reglamento Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas, aprobado con R.M. N° 161-2007-MEM/DM.

### **4. RESPONSABILIDADES**

#### **4.1 Jefes Departamento**

- 4.1.1 Promover y controlar el cumplimiento de este procedimiento.

## **4.2 Asesores de Seguridad, Salud y Medio Ambiente**

4.2.1 Dar recomendaciones respecto a los procedimientos de ejecución de las obras.

## **5. DEFINICIONES**

SGPR.- Subgerencia Planeamiento y Regulación.

SGMR.- Subgerencia Mantenimiento Redes

SGMSET.- Subgerencia Mantenimiento SET

SGOCS.- Subgerencia Operación y Control del Sistema

DPATR.- Departamento Planificación Alta Tensión y Regulación

DDCOAT.- Departamento Diseño y Control de Obras Alta Tensión

DMLAT.- Departamento Mantenimiento Líneas de Alta Tensión

DOSATMT.- Departamento Operación Sistema AT y MT

DME.- Departamento de Mantenimiento Eléctrico

DMM.- Departamento de Mantenimiento Mecánico.

DP.- Departamento de Protecciones.

## **6. ETAPAS DEL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE TRANSMISION Y FLUJO DE INFORMACION.**

### **6.1. Anteproyecto**

- Los sectores que pueden generar información en esta etapa del proyecto son: DPATR, DDCOAT, DMLAT, DOSATMT, DMM, DME y DP.
- En el documento de anteproyecto se deberán definir los sectores involucrados en el proyecto.
- La documentación generada en esta etapa del proyecto será un Estudio de Alternativas y Factibilidad, y una Memoria Descriptiva del proyecto:

La versión previa deberá ser revisada por los sectores involucrados, quienes deberán formular sus observaciones directamente al sector que generó la documentación.

Antes de la elaboración de la versión final se deberá sostener una reunión en conjunto con todos los sectores involucrados para revisar sus observaciones, uniformizar criterios; y, de ser el caso, efectuar modificaciones.

La versión final deberá ser remitida a los sectores involucrados para que tomen conocimiento de la misma.

## 6.2. Adquisición de suministros

- Los sectores que pueden generar información en esta etapa del proyecto son: DDCOAT, DMLAT, DOSATMT, DMM, DME y DP
- La documentación generada en esta etapa del proyecto será un conjunto de Especificaciones Técnicas de equipos y materiales:

La versión previa deberá ser revisada por los sectores involucrados, quienes deberán formular sus observaciones directamente al sector que generó la documentación. El plazo máximo para efectuar dicha revisión será de una semana.

Antes de la elaboración de la versión final se deberá sostener una reunión en conjunto con todos los sectores involucrados para revisar sus observaciones, uniformizar criterios; y, de ser el caso, efectuar modificaciones.

En un plazo máximo de dos días contados a partir de la fecha en que se realizó la reunión mencionada en el guión anterior, la versión final deberá ser remitida a los sectores involucrados para que tomen conocimiento de la misma

- Luego de la elaboración de la versión final de las Especificaciones Técnicas de equipos y materiales necesarios para la ejecución del proyecto, el sector responsable del proyecto deberá gestionar el desarrollo del respectivo Concurso de Precios para la adquisición de los mismos, de acuerdo a los lineamientos establecidos en el ***Procedimiento GO-PA-030 “Adquisición de bienes para proyectos de inversión”***.

En esta etapa se deberán generar cuadros comparativos de ofertas técnicas, cuya versión previa deberá remitirse a los sectores involucrados para que formulen sus observaciones antes de emitir la versión final que también deberá ser distribuida a dichos sectores para toma de conocimiento. El plazo máximo para formular dichas observaciones será de dos días.

- El sector responsable de la adquisición de los equipos y materiales necesarios para la ejecución del proyecto deberá remitir a los sectores involucrados copia simple de la siguiente información:

Esquemas, manuales y catálogos de instalación, operación y mantenimiento. **La versión original será para DMM, DME y/o DMLAT (según corresponda).**

Acta de recepción, protocolo de pruebas y normas aplicables.

### 6.3. Ingeniería

- Los sectores que pueden generar información en esta etapa del proyecto son: DDCOAT, DMLAT, DOSATMT, DMM, DME y DP
- La documentación generada en esta etapa del proyecto será un Expediente Técnico (memoria descriptiva, relación de equipos y materiales, planos, esquemas, cálculos y estudios justificativos, etc.), según el alcance del proyecto:

La versión previa deberá ser revisada por los sectores involucrados, quienes en un plazo máximo de una semana deberán formular sus observaciones directamente al sector que generó la documentación.

Antes de la elaboración de la versión final se deberá sostener una reunión en conjunto con todos los sectores involucrados para revisar sus observaciones, uniformizar criterios; y, de ser el caso, efectuar modificaciones.

En un plazo máximo de cuatro días contados a partir de la fecha en que se realizó la reunión mencionada en el guión anterior, la versión final deberá ser remitida a los

sectores involucrados para que tomen conocimiento de la misma y ejecuten el proyecto según corresponda.

#### 6.4. Ejecución de la obra

- Los sectores que pueden generar información en esta etapa del proyecto son: DDCOAT, DMLAT, DOSATMT, DMM, DME y DP.
- La documentación generada en esta etapa del proyecto serán, un expediente de inicio de obra, cuaderno de obra, valorizaciones, liquidaciones, acta de puesta en servicio, una memoria descriptiva de lo ejecutado, planos y esquemas replanteados, y liquidación de obra. De ser el caso, el acta de puesta en servicio deberá ser firmada por el Osinergmin.
- El expediente de inicio obra deberá ser remitido a los Asesores de Seguridad, Salud y Medio Ambiente para que opinen sobre los procedimientos a emplear.
- La información referente a lo ejecutado deberá ser remitida a los sectores involucrados para que tomen conocimiento de la misma.

### ANEXO I

#### ESQUEMA DE CONTENIDO DE LA DOCUMENTACION DE UN PROYECTO DE TRANSMISION

##### 1) ANTEPROYECTO

1. Estudio de Alternativas.
2. Factibilidad.

3. Memoria descriptiva.
4. Criterios básicos de diseño.
5. Metrado y presupuesto referencial.
6. Ficha de Inversión.

## **2) ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS**

1. Generalidades.
2. Extensión del suministro.
3. Normas aplicables.
4. Condiciones de servicio.
5. Características técnicas del equipamiento solicitado.
  - 5.1. Características principales.
  - 5.2. Características de diseño y suministro.
  - 5.3. Características constructivas.
  - 5.4. Accesorios y detalles.
  - 5.5. Resistencia a los movimientos sísmicos.
6. Pruebas de aceptación.
  - 6.1. Pruebas Tipo.
  - 6.2. Pruebas de rutina.
  - 6.3. Pruebas de muestreo.
  - 6.4. Pruebas adicionales.
  - 6.5. Criterios de aceptación y rechazo.
  - 6.6. Inspecciones.
7. Despacho y transporte.
8. Garantías.
9. Plazos de entrega, penalidades y cronograma.
10. Información a presentar.

10.1. Información requerida con la oferta.

10.2. Información a remitir por el postor ganador.

11. Hojas de características técnicas.

### **3) CUADRO COMPARATIVO DE OFERTAS TECNICAS**

1. Hojas de datos técnicos garantizados.

2. Cuadro de evaluación técnica según Procedimiento GT-P-30  
“Adquisición de bienes para proyectos de inversión”.

### **4) EXPEDIENTE TECNICO**

1. Memoria descriptiva.

1.1. Generalidades y antecedentes.

1.2. Normas aplicables.

1.3. Criterios de diseño.

1.4. Descripción del proyecto.

1.5. Album fotográfico.

1.6. Anexos.

2. Especificaciones técnicas de suministros.

3. Especificaciones técnicas de montaje.

3.1. Especificaciones técnicas generales.

3.2. Especificaciones técnicas de montaje electromecánico.

3.3. Especificaciones técnicas de obras civiles.

4. Memoria de cálculo.

4.1. 4.1. Memoria de cálculo electromecánico.

4.2. 4.2 Memoria de cálculo civil.

5. Informes de estudios especializados (EIA, Servidumbre, etc.)

6. Metrado y presupuesto.

6.1. Metrado del proyecto.

- 6.2. Presupuesto del proyecto.
- 6.3. Análisis de costos unitarios del proyecto.
- 7. Planos y esquemas.
  - 7.1. Planos generales.
  - 7.2. Planos electromecánicos.
  - 7.3. Esquemas eléctricos
  - 7.4. Planos civiles.
  - 7.5. Planos de estructuras metálicas.
  - 7.6. Esquemas y planos del Sistema de Control
  - 7.7. Esquemas y planos Sistema de Comunicaciones
  - 7.8. Esquemas y planos de la Seguridad Electrónica

## **5) EXPEDIENTE DE INICIO DE OBRA**

- 1. Procedimientos específicos para las tareas a ejecutarse en la obra.
- 2. Plan de Prevención de Riesgos de la Empresa Contratista.
- 3. Plan de Prevención de Riesgos específico para la obra.
- 4. Formatos para usar en obra (IP, OP, AST, Investigación de Accidentes, etc.).
- 5. Plan de Contingencias.
- 6. Relación oficial de personal calificado, con fotocheck, y con los cursos aprobados según la tarea que va a realizar en la obra.
- 7. Póliza vigente de Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo (póliza, facturas, relación del personal asegurado).
- 8. Pólizas vigentes.
- 9. Curriculum vitae del personal técnico.
- 10. Funciones y responsabilidades del personal técnico.

11. Carta compromiso del Ingeniero Residente.
12. Certificado de habilidad del Ingeniero Residente, emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú.
13. Relación de equipos y maquinarias y el control sobre su estado (mantenimientos revisiones, etc.).
14. Acta de la Charla de Inducción de 4 horas efectuada previo al inicio de la obra, impartida a todo el personal (incluye choferes y operadores), con presencia de personal de LDS.
15. Acta de inspección previa a la zona de trabajo con la finalidad de detectar y controlar los riesgos adyacentes.
16. Cronograma de Obra (incluir la capacitación del personal operador).
17. Contrato de Obra vigente.
18. Cuaderno de Obra legalizado.
19. Cuaderno de reporte de Accidentes y Cuasi accidentes.
20. Permisos especiales de trabajo.
21. Reglas, instructivos generales y especiales.
22. Medios de acceso en el lugar de trabajo.
23. Señalización de Obra.

**6) INFORME FINAL DE OBRA**

1. Memoria descriptiva de lo ejecutado.
2. Copia del cuaderno de obra
3. Planos y esquemas replanteados.
4. Liquidación de obra.
5. Acta de Recepción

## ANEXO II

### Flujo de Información Durante el Desarrollo de un Proyecto de Transmisión

Etapas del Proyecto	Documentación Generada				Destino Sectores Involucrados
	Documento	Autor	Versiones	Tiempo	
Anteproyecto	Estudio de Alternativas y Factibilidad	DPATR DDCOAT DME DMM DMLAT	Previa		DPATR DDCOAT DME DMM DMLAT
	Memoria Descriptiva	DCSATMT DP	Final		DCSATMT DP
Adquisición de Suministros	Especificación Técnica	DDCOAT DME DMM DMLAT DCSATMT	Previa Final	7 días 2 días	DDCOAT DME DMM DMLAT DCSATMT
	Concurso de Precios	DP	Observaciones	2 días	DP
Ingeniería	Expediente Técnico	DDCOAT DME DMM DMLAT DCSATMT DP	Previa Final	7 días 4 días	DDCOAT DME DMM DMLAT DCSATMT DP
		Expediente de Inicio de Obra Cuaderno de Obra Valorizaciones Liquidaciones Acta de Puesta en Servicio Memoria Descriptiva de lo Ejecutado Planos y Esquemas Replanteados Liquidación de Obra	DDCOAT DME DMM DMLAT DCSATMT DP		

#### 5.4.3 Procedimiento de Programación de Maniobras en Alta Tensión.

##### 1. OBJETIVO

Establecer la secuencia administrativa del proceso de programación de trabajos y maniobras en Líneas y Subestaciones de Transmisión de Luz del Sur, definiendo los documentos necesarios, los plazos de cada etapa del proceso, responsabilidades y las comunicaciones necesarias a los clientes y autoridades (COES).

##### 2. ALCANCE

Es aplicable a todos los departamentos que requieran de un trabajo y/o maniobra programada en líneas de AT y subestaciones de transmisión y para aquellos que intervengan en el proceso operativo y administrativo.

### 3. DEFINICIONES

- **Indicadores N y D:** Son indicadores de Calidad de Suministro que evalúan la continuidad del servicio eléctrico, para un período de control semestral. Si se exceden los límites establecidos en la NTCSE, el cliente será compensado al final del semestre.
  - ✓ **Indicador N:** Número de veces que un cliente se encuentra sin servicio en un semestre.
  - ✓ **Indicador D:** Tiempo que un cliente permanece sin servicio en un semestre.
  
- **NTCSE:** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
  
- **Trabajo Programado:** Actividad relacionada con el mantenimiento, expansión o reforzamiento en la red de transmisión, el cual se ejecuta mediante un cronograma aprobado en la Reunión de Programación y es emitido oficialmente en el programa final. Los trabajos programados pueden ser con o sin interrupción del servicio eléctrico.
  
- **Trabajos Fuera de Programa:** Es un trabajo programado no incluido en el Programa Final, el cual debe estar debidamente justificado y autorizado por la Gerencia de Operaciones.

También se encuentran incluidos los cortes solicitados por el cliente (\*).

(\*) **Motivos:** “Aumento de Carga” y “Mantenimiento de las Instalaciones Internas”. En los casos mencionados, el cliente deberá presentar una carta solicitando el corte.

- **Interrupciones Programadas:** se considera así a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, que haya sido programada oportunamente por mantenimiento o ampliaciones de redes y notificada a los clientes afectados y a la autoridad con una anticipación mínima de 48 horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.
- **Interrupciones No Programadas:** Son aquellas interrupciones que incumplen con las condiciones indicadas para las interrupciones programadas.
- **Maniobras:** Son las actividades que se ejecutan en forma secuencial en los elementos de seccionamiento, para efectuar la conexión o desconexión de los equipos electromecánicos en las redes eléctricas.
- **Supervisor del Centro de Control:** Es el encargado de gestionar los trabajos y requerimientos de maniobras de las áreas solicitantes de Lunes a Viernes de cada semana.

- **Semana 1:** Es la semana previa a la realización de las maniobras programadas.
- **Semana 2:** Es la semana en que se ejecutan las maniobras, se considera desde Lunes a Domingo.
- **Programa Preliminar:** Listado de los trabajos propuestos por las áreas solicitantes para el mes siguiente y los horarios de las maniobras analizadas por el Supervisor del Centro de Control.
- **Programa Previo Semanal:** Es el listado de trabajos y horarios de maniobras que han sido revisados por el DOSATMT.
- **Programa Final Semanal:** Listado de maniobras definitivas, luego de la programación y aprobación en el sistema Power On.
- **Suspensión:** se considera así a todo trabajo o maniobra que se suspende en la etapa de Programación (después de haber sido programado en el sistema Power On).
- **Software oficial de Flujo de Potencia SOFP:** Se considera el sistema oficial y corporativo de la empresa para determinar los flujos de carga en LLTT y Subestaciones, cuyos parámetros serán actualizados permanentemente por el DPATR, actualmente es el DIGSILENT.

#### 4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

Manual de ejecución de maniobras en Subestaciones de Transmisión y Distribución.

#### 5. RESPONSABILIDADES

**Dpto. Operación del Sistema AT/MT.-** Encargado de aprobar las maniobras, los tiempos de liberación de circuitos, los horarios y los traslados planteados, esta conformada por las siguientes áreas:

**Supervisor del Centro de Control.-** Es responsable de la programación mensual, semanal y diario, de trabajos y maniobras solicitados por las áreas de LDS y gestionar la difusión de los cronogramas de cortes programados a los clientes afectados en coordinación con el programador de la GIP. También evalúa la operatividad de las redes y la simultaneidad de trabajo máximo para la dirección de maniobras, empleando para ello SOFP e información de cargas históricas del SCADA para todos los traslados de carga, de acuerdo a la metodología señalada en el anexo 07.

Asimismo es responsable de definir la duración, fechas y horarios disponibles de los circuitos y comunicar oportunamente al COES la programación de estas maniobras.

**Supervisor Operaciones Transmisión.-** Es responsable de gestionar los recursos necesarios para la ejecución de las

maniobras programadas. (personal, LPAT, equipamiento de unidades)

**Área de Soporte del Sistema.-** Encargado de analizar, actualizar, implementar, modificar y/o mantener todas las señales, alarmas y posiciones de los nuevos equipos e instalaciones en el sistema SCADA que se modifiquen durante los trabajos programados.

**Dpto. Mantenimiento SET's Mecánico.-** Es responsable de verificar que los trabajos solicitados ingresen a las redes sin afectar su operatividad, efectuar la recepción de la nuevas instalaciones y/o equipos cuando sea necesario, asimismo coordinar con el DOSATMT las pruebas necesarias para actualización de las señales del SCADA.

**Dpto. Mantenimiento SET's Eléctrico.-** Es responsable de verificar que los trabajos solicitados ingresen a las redes sin afectar su operatividad, efectuar la recepción de la nuevas instalaciones y/o equipos; ejecutar los cambios de seteos para la coordinación de la Protección cuando sea necesario, asimismo coordinar con el DOSATMT las pruebas necesarias para actualización de las señales del SCADA.

**Dpto. Protecciones.-** Es responsable de analizar y actualizar la coordinación de la protección en AT.

**Dpto. Planeamiento AT y Regulación.-** Mantener los datos actualizados en el Software oficial de flujo de potencia (SOFP) así como actualizar en el Sistema de información de Transmisión los

datos técnicos de todo el equipamiento y redes del sistema de transmisión

**Dpto. Mantenimiento Líneas AT.-** Cumplir con la programación de sus trabajos de mantenimiento en líneas de transmisión, manteniendo actualizado la información técnica de las redes en coordinación con el DPATR, asimismo coordinar con el DOSATMT las pruebas necesarias para actualización de las señales del SCADA.

**Dpto. Obras Transmisión DOT.-** Cumplir con la programación de sus trabajos de modificación ó implementación de redes y/o equipos en el sistema de transmisión, gestionar la recepción de las nuevas instalaciones con los DMSETM, DMSETE, DMLAT, DP y DOSATMT, asimismo coordinar con el DOSATMT las pruebas necesarias para actualización de las señales del SCADA.

**Dpto. Redes Energizadas.-** Es responsable de evaluar los requerimientos de atención y definir los tiempos de liberación de circuitos, horarios y recursos para la ejecución de sus operaciones sin afectación de clientes.

## **6. PROCEDIMIENTO DE TRABAJOS Y MANIOBRAS PROGRAMADAS**

### **ETAPA N°1 - REQUERIMIENTOS**

#### **6.1. Solicitudes de maniobras**

Toda área será responsable de solicitar los circuitos a programar en el mes siguiente, cumpliendo con el formato del anexo 01, el cual será remitido por correo al Supervisor del Centro de Control

como máximo al mediodía del martes anterior al fijado por el COES.

## **6.2. Análisis de las maniobras**

Con las solicitudes recepcionadas, el Supervisor del Centro de Control, será el encargado de analizar las fechas y horas de disponibilidad de los circuitos, de acuerdo a los flujos de carga revisados con el SOFP, así como la operatividad en la simultaneidad de maniobras en dirección (Centro de Control) y ejecución (en coordinación con el Supervisor de Operaciones), además de evaluar el efecto de las maniobras programadas por el COES.

Con la información obtenida remitirá el programa mensual de maniobras al COES, adicionalmente se remitirá el programa mensual a los Dptos. de la Gerencia Operaciones involucrados como máximo el martes anterior al ultimo jueves del mes.

### **6.2.1. Criterios de Priorización para la Programación.**

Los criterios de priorización de la programación son de entera responsabilidad de las áreas solicitantes, el cual estará especificado en el anexo 01, ya que son las conectoras de las particularidades de los trabajos, Estos son algunos de los aspectos que se tendrán que evaluar:

- Cumplir con los compromisos adquiridos con la autoridad (Osinerg) Ejemplo: Normalización de

condiciones de riesgo que afectan la seguridad de terceros.

- Cambio de transformadores sobrecargados ó equipos, traslados de cargas en circuitos sobrecargados o reformas en la red, para evitar la reducción de la vida útil de redes y equipos e interrupciones imprevistas.
- Cumplir con los tiempos de atención para clientes.
- Maniobras solicitadas por las empresas Generadoras y de Transmisión a través del COES.
- Reformas de red por trabajos de terceros (Municipios, EMAPE, etc.)
- Reformas de red que mejoran la operatividad del sistema eléctrico, el tiempo de liberación de circuitos y la cantidad de recursos a emplear.
- Directivas transitorias establecidas por la Gerencia de Operaciones de Luz del Sur.

## **6.2.2. Coordinaciones Previas Necesarias**

### **6.2.2.1. Coordinación con el Departamento de**

**Protecciones:** En todos los casos que involucren modificaciones y/o ampliaciones en los equipos, redes ó capacidad de estos, el Dpto. responsable del trabajo deberá coordinar previamente, para considerar los análisis de cambios e implementación de ajustes de reles.

### **6.2.2.2. Coordinación con el Área Soporte del**

**Sistema:** En todos los casos que involucren

modificaciones y/o ampliaciones en los equipos, redes ó capacidad de estos, el Dpto. responsable del trabajo deberá coordinar previamente, para considerar la actualización e implementación de señales, valores y mandos en el SCADA.

**6.2.2.3. Coordinación con Mantenimiento SET Mecánico y Eléctrico:** En caso los trabajos involucre ampliaciones ó modificaciones de equipamiento en los SET's, se deberá contar con la recepción de estos.

**6.2.2.4. Coordinación con Mantenimiento Líneas AT:** En caso los trabajos involucren ampliaciones ó modificaciones de las redes de AT, se deberá contar con la recepción de estos trabajos.

**6.2.3. Evaluación de Compensación y Energía Interrumpida en KWh.**

El Supervisor del Centro de Control evaluará el impacto en la compensación e indicadores de gestión de la GO de cada trabajo programado que involucre corte a los clientes e informará al Jefe del DOSATMT y SGOCS para su autorización previa.

**6.3. Reunión de programación mensual:**

El ultimo jueves de cada mes, el COES remitirá la confirmación de la programación mensual de maniobras al DOSATMT, el Supervisor del Centro de Control remitirá al día siguiente a las 16:00 horas la programación en el anexo 02 y convocará la

reunión para el primer martes próximo a las 14:00 horas, para la observaciones y coordinaciones de las siguientes áreas:

Area o Sector	Encargado
Departamento Protecciones	Verificar que de existir modificaciones en las instalaciones y/o redes se asegure el estudio de protección y su implementación.
Soporte del Sistema del DOSATMT	Verificar que de existir modificaciones en las instalaciones y/o redes se asegure que todo equipo, red adicional ó modificación de estas deberá ser actualizado ó incorporado al SCADA del Centro de Control.
DMSETE DMSETM DMLTA DOT	<b>Jefes de Departamentos:</b> Remitir toda la información necesaria para actualizar el sistema de información de Transmisión. <b>Todo cambio, modificación ó implementación en el sistema AT debe ser informado al Centro de Control y Departamentos correspondientes.</b> (* ) DOT cuando tenga maniobras programadas en el mes
DMLAT	<b>Jefe de Departamento Líneas Alta Tensión:</b> Adicionalmente debe garantizar la termovisión previa y/o durante las maniobras programadas en las líneas que son afectadas por la línea F/S.
DPATR	<b>Jefe de Departamento Planeamiento Transmisión:</b> Recopilará la información necesaria para actualizar el sistema de información de Transmisión, verificando que sea la necesaria para mantenerse actualizado
Operaciones	<b>Supervisor de Operaciones:</b> Define las cuadrillas necesarias para la ejecución de maniobras, así como los recursos adicionales para estas maniobras (cuadrillas, unidades de pruebas y/o grupos electrógenos).
DOSATMT	<b>Jefe del DOSATMT:</b> Encargado de aprobar las maniobras, los tiempos de liberación de circuitos, los horarios y los traslados planteados Por último debe hacer un análisis previo de las maniobras a ejecutar, teniendo en consideración que para la liberación del circuito a intervenir se cumpla con las normas de seguridad.

## ETAPA N° 2 - PROGRAMACIÓN

### **6.4. Elaboración del Programa Mensual**

El Supervisor del Centro de Control remitirá el programa de maniobras del mes siguiente (anexo 02) con plazo máximo el martes de la siguiente semana de haber remitido el programa mensual del COES. Con esta información los Dptos. Involucrados deberán preparar la documentación necesaria para la programación de las maniobras.

El área que ejecutará un trabajo en AT que implique la ampliación de la capacidad de transformación o de transporte, cambios en la configuración de la topología o en las protecciones, en la configuración física de las instalaciones u otras, deberá convocar a las reuniones que sean necesarias para explicar a las áreas de Operaciones y Mantenimiento las implicancias de los trabajos a realizar, incluidas las maniobras necesarias a realizar. En estas reuniones se levantarán actas donde se consignarán los acuerdos tomados y el responsable de seguimiento de los mismos es el área ejecutora de los trabajos.

El Jefe de Departamento del área solicitante deberá solicitar una reunión con el jefe del DOSATMT previamente a la autorización de la maniobra para explicar el informe escrito presentado. Cuando se trate de trabajos en Subestaciones de 220/60 kV participarán en esta reunión los Subgerentes respectivos. En esta reunión se debe levantar un acta que será firmada por todos

los participantes y donde expresamente se indicará que el Centro de Control ha comprendido cabalmente el contenido del informe.

#### **6.5. Programación Semanal (semana 02)**

El lunes de la semana 0 hasta las 12:00, los Dptos. Deberán remitir su requerimiento semanal (anexo 03) de la semana 02 en base al el programa mensual aprobado, esta fecha podrán incluir pedidos fuera del programa mensual debidamente sustentados.

Los departamentos que soliciten maniobras programadas en la semana 02, de acuerdo al anexo 03, deberán remitir la documentación necesaria (anexo 05) como máximo el viernes ultimo de la semana 0 hasta las 12:00, para la revisión y reunión de programación semanal del martes de la semana 01

En caso de considerar maniobras fuera del programa mensual, el Jefe de Departamento solicitante deberá explicar todos los detalles del trabajo al Jefe de DOSATMT, con el VB de este último podrán solicitar incluirlo en la programación semanal.

El martes de la semana 01 a las 09:00 se realizará la reunión de programación semanal donde las Áreas solicitantes explicaran todas los detalles de los trabajos donde solicitan circuitos. esta información será validada con la documentación presentada y se levantara un acta de conformidad donde las área confirmen que han explicado todos los detalles de su trabajo y el Centro de Control ha entendido los alcances de estos trabajos.

Con esta información el Supervisor del Centro de Control deberá remitir la programación semanal al COES el martes de la

semana 01, antes de las 14:00. La información enviada corresponderá a los trabajos comprendidos entre el lunes y domingo de la semana siguiente. De igual manera remitirá antes de las 16:00 horas el programa semanal a todos los Dptos. Involucrados de acuerdo al anexo 04.

#### 6.5.1. Envío del Programa Definitivo Semanal

El Programa semanal será remitido por el COES el jueves de la semana 01 a las empresas del SEIN, siendo remitido oficialmente por el Supervisor del Centro de Control vía correo el jueves de la semana 01 a todos los Departamentos involucrados.

Los supervisores del Centro de Control y Operaciones se reunirán los jueves de la semana 01, para disponer los recursos operativos necesarios para la ejecución de maniobras de la semana siguiente.

El Jefe de DOSATMT con el Supervisor del Centro de Control, presentarán el jueves de la semana 01 a las 10:00 la programación de la semana 02 con la siguiente información:

- Listado de programación semanal.
- Pedidos de maniobra, inspección previa y procedimientos de cada maniobra.
- Flujos de carga en el SOFP considerando las condiciones de las líneas y transformadores del sistema eléctrico de AT programadas por el COES y LDS para cada maniobra solicitada.

- Confirmación vía correo del DMLAT de la disponibilidad de las líneas de AT que asumirán las cargas de las líneas programadas.
- Cargas reales obtenidas del SCADA.
- Informe del trabajo a ejecutar según anexo 08

6.5.2. Evaluación de los planes de contingencia para las maniobras programadas.

Todas las maniobras programadas de la semana deben ser evaluadas y contar con un plan de contingencia preparado por el Supervisor del Centro de Control y aprobado por el Jefe de Departamento del DOSATMT, este plan de contingencia tendrá como mínimo:

1. En líneas de transmisión: Considerar los flujos de corriente para la contingencia de la pérdida adicional de una línea en caso de los anillos de 60kV y líneas de 220KV. Analizar la actuación de las protecciones en estos casos, definir los rechazos de carga necesarios, los tiempos de entrega por parte del solicitante del circuito desde el aviso de la contingencia.
2. En Transformadores: En caso de contar con tres transformadores en el SET, la contingencia de la pérdida adicional de un transformador. Analizar la actuación de las protecciones en estos casos, los seteos de temperatura de aceite y cobre de los transformadores, los tiempos de entrega por parte del solicitante del circuito desde el aviso de la contingencia.

### 6.5.3. Control de la Documentación

#### **Revisión de la Documentación del Expediente**

6.5.3.1.El Supervisor del Centro de Control verificará que la documentación del expediente esté completa según el tipo de tarea (Anexo 05).

6.5.3.2.El programador controlará que la información registrada en los esquemas, planos, hojas de equipamiento sean legibles, no tenga errores y estén completas ya que con ello se procederá a la programación de los trabajos y maniobras.

6.5.3.3.Los expedientes no serán programados en los siguientes casos:

- Cuando carezca de alguno de los documentos indicados en el Anexo 05.
- Cuando los documentos tengan errores de registro como por ejemplo: Capacidad de Equipos, campos sin registrar, etc.
- Cuando los documentos sean ilegibles o que tengan una baja calidad en visualización, por ejemplo: esquemas unifilares, plano proyecto, etc.
- Cuando se incumpla con las coordinaciones establecidas con las diferentes áreas involucradas.
- Cuando el pedido de maniobra tenga borrones, no tenga letra legible ó este mal registrado.

6.5.3.4. Los lunes de la Semana 01 el Supervisor comunicará a los solicitantes los expedientes observados que no han sido programados.

#### **6.6. Programación Diaria fuera de programa**

Todo pedido de maniobra adicional al programa semanal deberá ser coordinador con el Supervisor del Centro de Control como máximo hasta las 10:00 del día anterior a la maniobra, deberá contar con los requisitos señalados en el anexo 05 y deberá ser explicada en todos los detalles mediante un informe escrito al Jefe del DOSATMT, asimismo contará con autorización del Subgerente correspondiente, Subgerente de Operación y Control del Sistema y Gerente de Operaciones.

#### **6.7. Programación de Trabajos y Maniobras en el Sistema POWER ON**

Los días miércoles de la Semana 01, el programador del Centro de Control ingresa la secuencia de maniobras para cada solicitud al sistema Power On.

##### **6.7.1. Generación de Clientes Afectados, Elaboración de Cartas y Reparto**

El Supervisor del Centro de Control informará al JD de Control Técnico la programación de corte y los circuitos que serán afectados con una anticipación mínima de 7 días, siendo los responsables de la notificación a los clientes.

##### **6.7.2. Reparto de Cartas**

Las cartas de acuerdo al listado de clientes afectados deberán ser distribuidas como máximo el viernes de la semana 01 y esta a cargo del DCT

#### **6.8. Aprobación de la Secuencia de Maniobras en el POWER ON**

El Jueves de la Semana 1 después del mediodía, las maniobras registradas serán aprobadas por el Supervisor del Centro de Control en el sistema Power On y finalmente autorizadas por el Jefe del Departamento Centro de Control y Operaciones.

Si durante el proceso de autorización de secuencia de las maniobras a cargo del Centro de Control se detectaran inconsistencias, éstas serán devueltas al programador para la revisión y subsanación correspondiente.

Adicionalmente, el sistema Power On replica la secuencia de maniobras al SISCAL, plataforma que permite realizar los cálculos necesarios para el control de la Calidad de Suministro y remitir a la autoridad el reporte de las interrupciones programadas con 48 horas de anticipación.

#### **6.9. Emisión del Programa Final**

Todos los días hasta las 17:00 el Programador del Centro de Control remitirá el programa de maniobras del día siguiente de acuerdo al anexo 06, el cual deberá mantener la siguiente información:

- Fecha y hora de la conexión y reconexión
- Para las pruebas, la hora de inicio.
- En casos de traslados, los horarios donde son factibles los traslados programados.

- Motivo de la maniobra

Además se debe adjuntar el anexo 04 firmado por el JD, donde debe figurar todos los responsables que intervendrán en los circuitos de programados y el motivo de la maniobra.

Este programa será revisado y aprobado por el Supervisor del Centro de Control y el Jefe del DOSATMT.

#### **6.10. Entrega de información de renovación y/o implementación de nuevo equipamiento y redes**

El viernes de la Semana 01 hasta las 12:00 horas, el Supervisor del Centro de Control entregará esta información en los formatos GT-FR-007 (Formato de actualización de redes) y GT-FR-008 (Formato de actualización de Equipos), al Departamento Planificación Transmisión, para la actualización del sistema de Información de Transmisión.

### **7. DOCUMENTACIÓN DE CONSULTA**

- DS-020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y sus modificatorias.
- DS-040-2001-EM, Base Metodológica para la aplicación de la Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- NTOTR

### **8. REGISTROS**

- LDS-FR-001 Pedido de maniobras para trabajos en el circuito o equipo
- GT-FR-007 Formato de actualización de redes
- GT-FR-008 Formato de actualización de Equipos
- LDS-FR-006 Formato de inspección previa

## 9. ANEXOS

- Anexo 01 – Formato de solicitudes de maniobras para el programa mensual.
- Anexo 02 – Formato del programa de maniobras mensual.
- Anexo 03 – Formato de solicitudes de maniobras semanal.
- Anexo 04 – Formato del programación semanal definitivo.
- Anexo 05 – Documentación necesaria para programación de maniobras.
- Anexo 06 – Programa diario de maniobras.
- Anexo 07 – Metodología para el análisis de flujo de carga.
- Anexo 08 – Informe de Trabajo.



## Anexo – 02

Luz del Sur S. A. A.  
Sub Gerencia Operación y Control del Sistema  
Dirección y Control Sistema AT y MT

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE LINEAS Y SE TRANSF DE LUZ DEL SUR S. A. A.  
PARA EL MES DE DEL 2009

DIA	SET.	COMPONENTE P/S	HORA	DPTO.	MOTIVO	MANIOBRA	AVISO CLTE	M.W.H
Mi. 01	Balnearios Santa Clara Moyopampa - Balnearios Callahuasica	Barra 60 KV Sist. 2 L-655 L 6060 Tr.220 60 kv (informativo)	00:30 a 06:00 04:00 a 06:00 08:00 a 17:00 08:00 a 18:00	DOT MSET EDEGEL EDEGEL	O-02 Camb. Medidor	Chacarilla Fuera de Progr.	*****	
Ju. 02	Balnearios Balnearios Moyopampa - Balnearios Callahuasica	Barra 60 KV Sist. 2 Secc. de Pueta a Tierra 220 KV Sist. B L 6060 Tr.220 60 kv (informativo)	00:30 a 06:00 09:00 a 13:00 08:00 a 17:00 08:00 a 17:00	DOT MSET EDEGEL EDEGEL	O-02 E-01	Chacarilla Chacarilla	***** *****	
Vi. 03	Moyopampa - Balnearios	L 6060	08:00 a 17:00	EDEGEL			*****	
Sa. 04	Ñaña - Santa Clara Balnearios Huñico	L-655 TR 2 220/60 KV F.S Central (informativo)	08:00 a 16:00 08:00 a 16:00 22:00 a 24:00	MLT DOT EDEGEL	L-195 O-200	Vitarte Chacarilla	***** *****	
Do. 05	Santa Rosa N. - Santa Rosa A. Santa Rosa - Ingenieros T Puente Balnearios Callahuasica Huachipa Huñico	L-702 L-609 Barra 60 KV Sist. 2 L 6031 F.S Central (informativo)	08:00 a 13:00 08:00 a 16:30 05:00 a 14:00 23:00 a 24:00 00:00 a 09:00	MLT MLT DOT EDEGEL EDEGEL	L-06 L -37 O-02	Vitarte Vitarte Chacarilla	***** ***** *****	
Lu. 06	Villa Maria Callahuasica - Huachipa Moyopampa - Balnearios	VM-16 L 6031 L 6060	09:00 a 13:00 00:00 a 07:00 08:00 a 17:00	MSET EDEGEL EDEGEL	E-292	San Juan	*****	
Ma. 07	San Juan - Villa Maria Callahuasica	L-643 Tr.220 60 kv (Informativo)	08:30 a 16:30 06:00 a 19:00	MLT EDEGEL	EP	San Juan	*****	
Mi. 08	San Juan - Villa Maria Callahuasica	L-644 Tr.220 60 kv (Informativo)	08:30 a 16:30 06:00 a 18:00	MLT EDEGEL	EP	San Juan	*****	
Ju. 09	Plamete	TR. 2 60/10 KV	00:30 a 08:30	MSET	E-290	Vitarte	*****	
Vi. 10	Limatambo	C-17	02:00 a 06:00	MSET	E-293	Chacarilla	*****	
Sa. 11	Ñaña - Santa Clara	L-655	08:00 a 16:00	MLT	L-195	Vitarte	*****	
Do. 12	Santa Rosa N. - Santa Rosa A. Balnearios - Neyra Ingenieros	L-705 L-631 IG-12	08:30 a 14:30 07:30 a 15:30 09:00 a 13:00	MLT MLT MSET	L-06 EP E-293	Vitarte Chacarilla Vitarte	***** ***** *****	
Lu. 13	Villa Salvador	SA-12	09:00 a 13:00	MSET	E-293	San Juan	*****	
Ma. 14	Limatambo	TR. 1 60/10 KV	00:30 a 08:30	MSET	E-290	Chacarilla	*****	
Mi. 15	Santa Rosa - Galvez	L-627	08:00 a 16:00	MLT	L-06	Vitarte	*****	
Ju. 16	Santa Rosa - Galvez	L-628	08:00 a 16:00	MLT	L-06	Vitarte	*****	
Vi. 17	La Planicie Huñico	PL07 F.S Central (informativo)	01:00 a 05:00 00:00 a 24:00	MSET EDEGEL	E-293	Vitarte	*****	
Sa. 18	Huñico Canteras	F.S Central (informativo) (Cantenas - C. Chilca) L-2090	00:00 a 24:00 08:00 16:00	EDEGEL MSET	E-01	Cablete - REP	***** *****	
Do. 19	Santa Rosa - Ingenieros T Puente Ñaña - Santa Clara Ingenieros Huñico	L-609 L-655 IG-13 F.S Central (informativo)	08:00 a 16:30 08:00 a 14:30 09:00 a 13:00 00:00 a 17:00	MLT MLT MST EDEGEL	L-37 L-195 E-293	Vitarte Vitarte Vitarte	***** ***** *****	
Lu. 20	San Bartolo S.R. - NA - HP - SC	TR. 1 60/10 KV Barra y Equipos de 60 KV	07:30 a 16:30 08:00 a 17:00	MSET MLT	E-13 L-10	San Juan	***** *****	
Ma. 21	San Bartolo S.J - SA - VM - CH	TR. 2 60/10 KV Barra y Equipos de 60 KV	08:30 a 16:30 08:00 a 17:00	MSET MLT	E-290 L-10	San Juan	***** *****	
Mi. 22	Villa Maria B - PL - ST - MO - SL Santa Rosa N.	VM-12 Barra y Equipos de 60 KV Barra 220 Sist. A	09:00 a 13:00 08:00 a 17:00 08:30 a 16:30	MSET MLT REP	E-292 L-10	San Juan	***** *****	
Ju. 23	San Isidro PA - PR - S - A	SI-07 Barra y Equipos de 60 KV	01:30 a 05:30 08:00 a 17:00	MSET MLT	E-293 L-10		***** *****	
Vi. 24	Huampul	F.S Central	00:00 a 24:00	EDEGEL			*****	
Sa. 25	Huampul	F.S Central	00:00 a 24:00	EDEGEL			*****	
Do. 26	Santa Rosa Nueva Puente Santa Rosa - Huachipa San Juan - Villa Salvador Cantena Huampul	TR. 3 220/60 KV (Sta Rosa - Babones T Puente) L-610 L-657 L-619 Barra y Equipos de 220 KV F.S Central	09:00 a 13:00 09:00 a 15:00 07:30 a 16:30 08:30 a 16:30 08:00 a 17:00 00:00 a 24:00	MSET MSET MLT MLT MLT EDEGEL	E-312 E-313 L-12-32 EP L-10	Vitarte Vitarte Vitarte San Juan	***** ***** ***** *****	
Lu. 27	La Planicie Huampul	PL-CAP.1 F.S Central	09:00 a 13:00 00:00 a 24:00	MSET EDEGEL	E-291	Vitarte	*****	
Ma. 28	Limatambo Huampul	C-CAP.1 F.S Central	09:00 a 13:00 00:00 a 24:00	MSET EDEGEL	E-291	Chacarilla	*****	
Mi. 29	Huachipa Santa Anita Puente	L-659 A-CAP.1	07:30 a 16:30 08:30 a 16:30	MLT MSET	L-12-32 E-20-291	Vitarte Vitarte	***** *****	
Ju. 30	Huachipa Santa Anita	L-659	07:30 a 16:30	MLT	L-12-32	Vitarte	*****	
Vi. 31	Huachipa Santa Anita	L-659	07:30 a 16:30	MLT	L-12-32	Vitarte	*****	

E-01 = Mantenimiento y Control de Equipos  
E-15 = Mant. y Control de Conmutador Bajo Ca  
E-20 = Revisión Mant. Banco de Capacitores  
E-290 = Pruebas Eléctricas  
E-291 = Prueba de Relé

E-292 = Prueba de Relé homopolar o Relé de Falla a 0  
E-293 = Prueba de Relé DPU Multifuncion  
E-312 = Prueba de Relé Diferencial  
E-313 = Prueba de Relé de Distancia  
E-575 = Instalar paneles acústicos

L-06 = Mant. Terminales  
L-10 = Lavado con Tensión  
L-12 = Cambio brazo de torre o poste  
L-32 = Cambio de perfiles  
L-37 = Cambio de terminal

L-195 = Poda de arboles  
EP = Escalamiento parcial  
O-02 = Ampliar barra  
O-200 = Fuera de servicio por seguridad

## Anexo – 03

Luz del Sur S. A. A.  
 Sub Gerencia Operación y Control del Sistema  
 Dirección y Control Sistema AT y MT

REQUERIMIENTO SEMANAL DE LINEAS Y S.E. TRANSF. DE LUZ DEL SUR S. A. A.  
PARA LA SEMANA DEL DD/MM A DD/MM DEL 2006

DIA	SET.	COMPONENTE F/S	HORA	DPTO.	MOTIVO	RESPONSABLE	MANIOBRA	VISO CLTE	MW-H
Lu. 06	Villa Maña Callabuanca - Huachipa Meyopampa - Balnearios	VM-16 L-6031 L-6060	09:00 a 13:00 00:00 a 07:00 08:00 a 17:00		E-292		San Juan	----	
Ma. 07	San Juan - Villa María Callabuanca	L-643 Tr.220/60 kV (informativo)	08:30 a 16:30 06:00 a 18:00		EP		San Juan	----	
Mi. 08	San Juan - Villa María Callabuanca	L-644 Tr.220/60 kV (informativo)	08:30 a 16:30 06:00 a 18:00		EP		San Juan	----	
Ju. 09	Planicie	TR. 2 60/10 KV	00:30 a 08:30		E-290		Vitarte	----	
Vi. 10	Limatambo	C-17	02:00 a 06:00		E-293		Chavarilla	----	
Sa. 11	Ñaña - Santa Clara	L-655	08:00 a 16:00		L-195		Vitarte	----	
Do. 12	Santa Rosa N. - Santa Rosa A. Balnearios - Neyva Ingenieros	L-705 L-631 IG-12	08:30 a 14:30 07:30 a 15:30 09:00 a 13:00		L-06 EP E-293		Vitarte Chacanilla Vitarte	----	

E-01 = Mantenimiento y Control de Equipos E-292 = Prueba de Relé homopolar o Relé L-06 = Mant. Terminales EP = Escalanteo parcial  
 E-15 = Mant. y Control de Conmutador Bajo Ca E-293 = Prueba de Relé DPU Multifunción L-10 = Lavado con Tensión O-02 = Ampliar barra  
 E-20 = Revisión Mant. Banco de Capacitores E-312 = Prueba de Relé Diferencial L-12 = Cambio brazo de torre O-200 = Fuera de servicio por seguridad  
 E-290 = Pruebas Eléctricas E-313 = Prueba de Relé de Distancia L-32 = Cambio de perfiles  
 E-291 = Prueba de Relé E-575 = Instalar paneles acústicos L-37 = Cambio de terminal  
 E-36 = Cambio de transformador de corriente L-195 = Poda de arboles

Anexo – 04

Luz del Sur S. A.  
 Sub Gerencia Operación y Control del Sistema  
 Dirección y Control Sistema AT y MT

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE LINEAS Y S E TRANSF DE LUZ DEL SUR S. A.  
 PARA LA SEMANA DEL DOMINICA DOMM DEL 2009

DIA	SEI.	COMPONENTE F/S	HORA	DPTO	MOTIVO	RESPONSABLE	Tipo	MANO DE OBRA	AVISO CLIENTE	ANM-11
Lu. 20	San Juan - Villa María SR-NA-HP-SC	L-643 Barra y Equipos de 60 KV	08:30 a 16:30 08:00 a 17:00	MLT	EP L-10		Fuera de Progr.	San Juan —	— —	
Má. 21	SI-SA-VM-CH	Barra y Equipos de 60 KV	08:00 a 17:00	MLT	L-10			—	—	
Mi. 22	Villa María San Juan - Villa María San Bartolo B-PL-ST-MO-SL	VM-12 L-643 TR 2 60/10 KV Barra y Equipos de 60 KV	09:00 a 13:00 08:30 a 16:30 08:30 a 16:30 08:00 a 17:00	MSET MLT MSET MLT	E-292 EP E-290 L-10		Fuera de Progr. Fuera de Progr.	San Juan San Juan San Juan —	— — — —	
Ju. 23	San Isidro San Juan - Villa María Huachipa - Santa Clara PA - FR - S - A	SI-07 L-644 L-656 Barra y Equipos de 60 KV	01:30 a 05:30 08:30 a 16:30 05:00 a 09:00 08:00 a 17:00	MSET MLT MLT MLT	E-293 EP Pto. Caliente L-10		Fuera de Progr. Fuera de Progr.	— San Juan — —	— — — —	
Vi. 24	Huancayo Planicie	F/S Central PL-01	00:00 a 2:400 01:00 a 04:00	EDIX 3FL MSET	Edix 3FL Camb. Reducir		Fuera de Progr.			
Sa. 25	Huancayo Balmacanes Balmacanes Balmacanes	F/S Central (Balmacanes - Balmacanes) L-637 Barra 60 KV Sist. 2 TR 2 220/60 KV	00:00 a 2:400 06:00 a 16:00 06:00 a 16:00 06:00 a 16:00	EDIX 3FL DOT DOT DOT	Edix 3FL O-200 O-200 O-200		Fuera de Progr. Fuera de Progr. Fuera de Progr.	Chacabilla Chacabilla Chacabilla	— — — —	
Do. 26	Santa Rosa Nueva Puente Sta. Rosa - Balmacanes T Puente San Juan - Villa Salvador Puente Neyra Planicie Balmacanes Balmacanes Huancayo Huancayo Huancayo	TR 3 220/60 KV (Sta. Rosa - Balmacanes T Puente) L-610 L-610 L-619 TR 2 60/10 KV TR 2 60/22.9/10 KV TR 1 60/10 KV Barra 60 KV Sist. 1 TR 2 220/60 KV F/S Central L-6040 L-6544	09:00 a 13:00 09:00 a 15:00 08:00 a 16:30 07:00 a 15:00 08:30 a 15:30 05:00 a 17:00 06:00 a 16:00 06:00 a 16:00 06:00 a 16:00 00:00 a 2:400 00:00 a 2:400 00:00 a 2:400	MSET MSET MLT MLT MSET MSET MSET DOT DOT EDIX 3FL EDIX 3FL EDIX 3FL	E-312 E-313 L-37 EP E-290 E-575 E-15 O-200 O-200 E-291 E-291 E-291		Fuera de Progr. Fuera de Progr.	Vitarte Vitarte Vitarte San Juan Vitarte Chacabilla Vitarte Chacabilla Chacabilla — — —	— — — — — — — — — — — — —	

E-01 = Mantenimiento y Control de Equipos E-292 = Prueba de Relé homopolar o Relé L-06 = Mant. Terminales EP = Escalamiento parcial  
 E-15 = Mant. y Control de Comutador Bajo Corriente E-293 = Prueba de Relé DPU Multifunción L-10 = Lavado con Tensión O-02 = Ampliar barra  
 E-20 = Revisión Mant. Banco de Capacitores E-312 = Prueba de Relé Diferencial L-12 = Cambio brazo de torre O-200 = Fuera de servicio por seguridad  
 E-290 = Pruebas Eléctricas E-313 = Prueba de Relé de Distancia L-32 = Cambio de perfiles  
 E-291 = Prueba de Relé E-575 = Instalar paneles acústicos L-37 = Cambio de terminal  
 E-36 = Cambio de transformador de corriente L-195 = Poda de árboles

## Anexo - 05

## DOCUMENTACIÓN SUSTENTATORIA DEL EXPEDIENTE

	Pedido de Maniobras	Informe de Trabajo	Formatos Actualización de Equipos y/o Redes AT	Conformidad del DP y Soporte del Sistema	Acta de Inspección previa	Procedimiento de la tarea	Protocolo de pruebas	Memo de solicitud de pruebas SCADA
	1	2	3	4	5	6	7	8
Mantenimiento de Redes	X	X			X	X		
Puesta en Servicio	X	X	X	X	X	X	X	X
Renovación Equipos y/o redes	X	X	X	X	X	X	X	X
Retiro de Instalaciones	X	X	X		X	X		X
Ampliaciones	X	X	X	X	X	X	X	X
Pruebas	X	X			X	X		

Es la información necesaria para programar una maniobra, a continuación se define cada uno de los documentos:

1. **Pedido de Maniobras:** Es el documento que se envía al Área de Centro de Control, solicitando una Maniobra para dejar fuera de servicio y a tierra un determinado circuito o equipo eléctrico, para trabajar en un circuito o equipo de AT ó MT desenergizado, con tensión presente o no.
  - 1.1. Deberá estar firmado por la persona que solicita la maniobra.
  - 1.2. Contará con la autorización del Jefe de Departamento del área solicitante y con la firma del Subgerente del área solicitante.

1.3. Deberán consignarse en el pedido de maniobra todos los datos requeridos tales como:

- Tiempo efectivo de trabajo.
- Indicación de Pruebas dieléctricas requeridas
- Documentación Sustentatoria.
- **Motivo del Pedido de Maniobras (indicar en forma clara y concreta la descripción del trabajo a ejecutarse).**
- Cambio de equipos tales como Transformadores, Interruptores, Seccionadores, tramos de línea, cambio de estructuras, limpieza de aisladores, poda, nuevo equipamiento, etc.

2. **Informe de Trabajo:** detallen el objetivo de los trabajos, los alcances de los mismos, los cambios de equipamiento y configuración de los circuitos, los ajustes de protecciones donde aplique. El informe debe indicar expresamente el estado final de los circuitos al término de los trabajos realizados.
3. **Formatos Actualización de Equipos y/o Redes AT:** Son los formatos para actualización de redes (GT-FR-007) y equipos (GT-FR-007) de acuerdo al trabajo ejecutado, se debe incluir cuando se efectúa cambio ó implementación de nuevo equipamiento ó redes.
4. **Conformidad del Departamento de Protecciones:** Toda trabajo que involucre un cambio en los seteos de protección, deberá contar con la coordinación previa del DP.
5. **Conformidad de Soporte del Sistema:** Toda trabajo que involucre modificaciones y/o ampliación en el SCADA deberá contar con la

coordinación previa para programar adecuadamente los trabajos necesarios

6. **Inspección previa:** Es un documento debidamente aprobado por el Jefe de Departamento y la Subgerencia del área que solicita la maniobra, donde se deben definir claramente los riesgos y medidas de control necesarias
7. **Procedimiento de la Tarea:** Toda intervención en equipo ó red de Transmisión deberá contar con un procedimiento aprobado.
8. **Protocolo de Pruebas:** Es un documento donde se consignan los detalles de las pruebas eléctricas realizadas a los equipos nuevos o por mantenimiento, tales como transformadores, interruptores y seccionadores. Sirve de garantía al momento de ser insertado en la red de distribución.
9. **Memorandum de solicitud de pruebas en el SCADA:** Toda intervención en equipos que modifiquen ó puedan afectar las señales del SCADA, en relación de medida, telemando, posición del de estado ó alarma deberá contar con una solicitud de pruebas al DOSATMT.

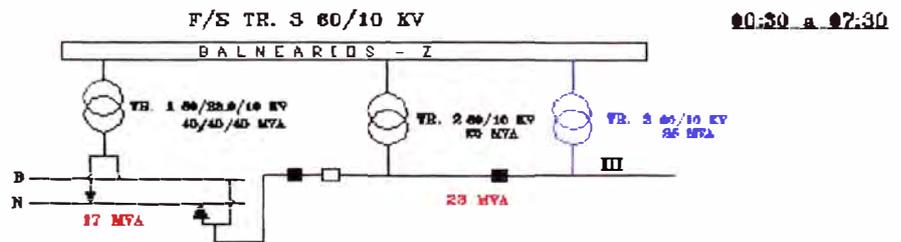
Anexo – 06



**SET. Balnearios**

Hora de Inicio de Manobra: 00:00  
 Hora de Fin de Manobra: 08:30

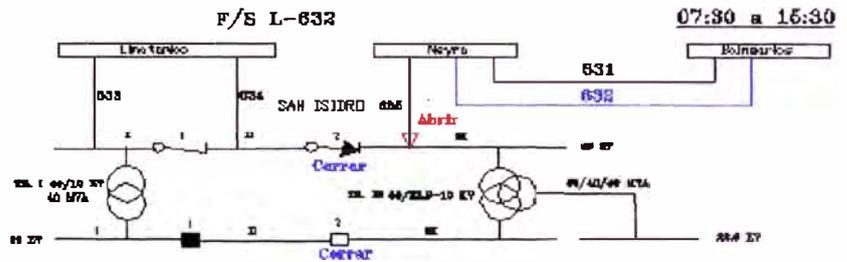
DOMINGO 19 DE ABRIL DEL 2009



**SET. Balnearios - Neyra**

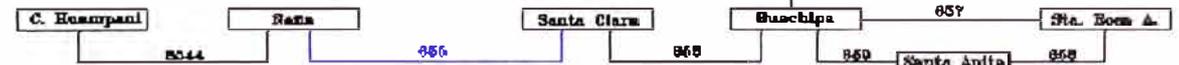
Hora de Inicio de Manobra: 05:00  
 Hora de Fin de Manobra: 18:00

- 1) Cerrar interruptor de maniobra 2 en 10 kV de S1
- 2) Abrir interruptor 60 kV de T. 3 60/10 KV de S1
- 3) Abrir interruptor 60 kV de L-632 en S1
- 4) Cerrar interruptor de maniobra 2 en 60 kV en S1
- 5) Cerrar interruptor 60 kV de T. 3 60/10 KV de S1
- 6) Abrir interruptor de maniobra 2 en 10 kV de S1
- 7) Poner F/S L-632



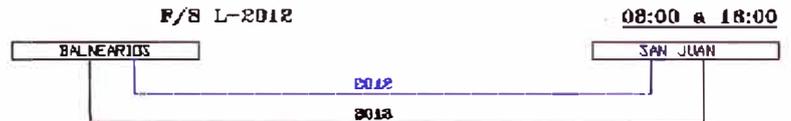
**SET. Naña - Santa Clara**

Hora de Inicio de Manobra: 05:00  
 Hora de Fin de Manobra: 15:30



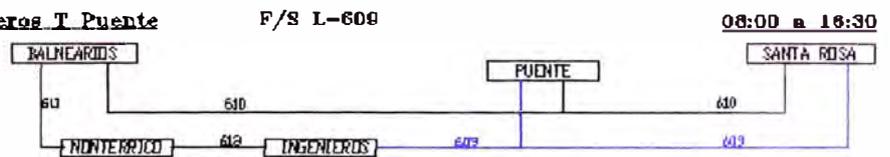
**SET. Balnearios - San Juan**

Hora de Inicio de Manobra: 06:00  
 Hora de Fin de Manobra: 17:00



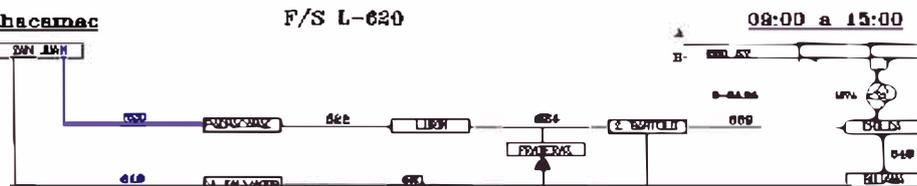
**SET. Sta. Rosa - Ingenieros T. Puente**

Hora de Inicio de Manobra: 05:00  
 Hora de Fin de Manobra: 17:30



**SET. San Juan - Pachacamac**

Hora de Inicio de Manobra: 06:00  
 Hora de Fin de Manobra: 16:00  
 1do. Es en SET. Poderes a la L-621  
 2do. Abrir L-620



## Anexo - 7

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA MANIOBRAS  
PROGRAMADAS**

1. Toda simulación de flujo de carga deberá ser realizada utilizando el Software oficial de Flujo de Potencia SOFP (DIGSILENT).
2. Se deberá revisar las condiciones de los equipos y redes existentes para el flujo, se deberá efectuar una corrida previa para contrastar con valores actuales del SCADA.
3. Se deberá considerar las condiciones del sistema eléctrico programadas en horarios simultáneos por el COES y LDS.
4. Luego de efectuar las operaciones de aperturas y cierres en el SOFP, se deberá contrastar los valores de los circuitos y transformadores no afectados con los valores típicos del día programado.
5. Para los días feriados se debe analizar el comportamiento del mismo feriado del año anterior, considerando la diferencia entre un feriado de semana larga, un feriado solamente para el sector público ó un feriado simple de martes, miércoles ó jueves. En todos estos casos se deberá definir el factor entre 0.8 y 1.2 respecto al análisis de flujo del domingo típico.
6. Comprobar con los valores reales más próximos del SCADA en maniobras anteriores del mismo circuito, considerando las condiciones similares en el SEIN.
7. Para sacar F/S los transformadores de Potencia en Balnearios (220KV) se deberá coordinar con el Departamento de Protecciones para definir si es necesario efectuar el cambio de seteos en la protección durante las maniobras.



#### 5.4.4 Especificaciones, Formatos y Procedimientos.

Como resultado del Análisis efectuado para mejorar el Proceso de puesta en servicio de un equipo en Alta Tensión se identificaron y propusieron tres (03) actividades. Una de estas actividades fue la creación de un Área denominada “GESTIÓN DE ACTIVOS”; esta área finalmente se encargará de plantear, junto con las áreas operativas, los procedimientos, especificaciones y formatos que finalmente son los documentos operativos que serán las guías sobre las cuales se desarrollarán las actividades que permitirán que el sistema de “Gestión Integral de Calidad en Instalaciones de Alta Tensión de una Empresa de Distribución Eléctrica” tenga los resultados que buscamos.

A continuación se lista la relación de los principales documentos asociados al presente análisis (Los documentos se encuentran adjuntos en el APENDICE:

#### **ESPECIFICACIONES**

- GA-E-001 VALORES ORIENTACION VIGILANCIA CALIDAD ACEITE TRANSFORMADORES
- GA-E-002 VALORES DE ORIENTACION PARA LA VIGILANCIA DE LA CALIDAD DE ACEITE OLTC
- GA-E-004 Valores de grado de polimerización GP de transformadores de potencia
- GA-E-006 ET RESISTENCIA DEVANDADOS TRANSFORMADORES
- GA -E-007 FRECUENCIA DE EJECUCION DE PRUEBAS

- GA -E-008 DEFINICIÓN DE TERMINOS DE EVALUACION DE ACTIVOS
- GA -E-009 ET CONSIDERACIONES EN TRANSFORMADORES
- GA -E-010- ET CONSIDERACIONES EL LLTT
- GA-E-013 Pruebas Eléctricas en Cables Subterranos en AT
- GA-E-015 ET Valores de Orientacion en Pararrayos 220 kV
- GA-E-016 Valores de orientación pruebas interruptores 220 kV  
Magrini
- GA-E-017 Consideraciones en el Almacenamiento de Bushings  
(Rev. 01)
- GT-E-001 Parámetros a considerar en pruebas 220 y 60 kV Rev  
01
- GT-E-003 VALORES DE ALARMA DE LOS EQUIPOS DE  
MONITOREO EN TIEMPO REAL GASES Y SATURACIÓN

#### **FORMATOS**

- GT-FR-032 Registros observados que no cumplen con GT-E-  
003-2
- GT-FR-033 Reporte de Pruebas Aceptación en Fábrica  
Transformadores 220 kV.
- GT-FR-034 Lista de Chequeo Reporte de Pruebas Aceptación  
en Fábrica Transformadores

#### **PROCEDIMIENTOS**

- GA-PR-009 P- Servicio Transformadores de potencia (Rev. 02)
- GA-PR-013 Pruebas de Cables de Potencia
- GA-PR-014 Toma de Muestra de Aceite

- GA-PR-016 Instalaciones de Testigo DP en Transformadores (Rev02)
- GA-PR-017 Pruebas de Aceptación en Fábrica Transf trif 60 kv.
- GT-PA-054 Pruebas de Aceptación en Fábrica Transf monif.

## CAPITULO 6

### ANALISIS ECONOMICO.

El Análisis Económico se fundamenta en el supuesto que la inversión inicial y los desembolsos durante el período de análisis resultan ser rentables frente a la pérdida económica generada por no realizar el proyecto.

Para el Análisis se debe considerar la siguiente información:

- Periodo de evaluación: 20 años
- Se implementará un nuevo Área denominada "Gestión de Activos", lo cual representará una inversión inicial.
- El área ya establecida, se estima que operará durante 5 años, luego de los cual esta se disolvería, entendiendo que los procesos ya establecido son ahora parte del trabajo y la rutina normal de las labores.
- Las posibles pérdidas o Costos evitados se originan debidos a la probabilidad de falla de un equipo. Para este caso se ha considerado la salida fuera de servicio de una Subestación con una potencia instalada de 90 MVA y que por las características de operación esta entrega 49 MWh, por un período de 14 horas (tiempo promedio de cambio de un transformador).
- De acuerdo a la Resolución N° 028-2003-OS/CD "Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Osinerg", la multa que podría aplicarse sería: "Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la ley".

- También se consideran las compensaciones que se pagarían debido al tiempo de interrupción del servicio eléctrico.

PROYECTO DE INVERSION - 2010				
<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>		<b>SISTEMA DE GESTION PARA INSTALACIONES DE ALTA TENSION</b>		
<b>GRUPO</b>	2 SUBESTACIONES DE PODER			
<b>SUB GRUPO</b>	23 SUBESTACIONES DE SUBTRANGMISICION AT/MT			
<b>ITEM</b>	2320 Renovaciones SET AT/MT			
<b>AREA GESTORA (CR)</b>	8300	<b>SUBGERENCIA MANTENIMIENTO SETS</b>		
<b>NOMBRE DEL RESPONSABLE</b>	PEDRO ARIAS FLORES			
<b>CRs EJECUTORES</b>	8310	<b>DPTO MANTENIMIENTO MECÁNICO</b>		
	8320	<b>DPTO MANTENIMIENTO ELÉCTRICO</b>		
	8330	<b>DPTO PROTECCIONES</b>		
<b>FECHA DE INICIO</b>	<b>Enero-10</b>			
<b>FECHA DE TERMINO</b>	<b>Diciembre-10</b>			

(MONEDA : US\$)				
ANO	INVERSION	INGRESOS	COSTOS EVITADOS	COSTOS GENERADOS
0	56.500			
1		0	108.182	108.400
2		0	108.182	108.400
3		0	108.182	108.400
4		0	108.182	108.400
5		0	108.182	108.400
6		0	108.182	
7		0	108.182	
8		0	108.182	
9		0	108.182	
10		0	108.182	
11		0	108.182	
12		0	108.182	
13		0	108.182	
14		0	108.182	
15		0	108.182	
16		0	108.182	
17		0	108.182	
18		0	108.182	
19		0	108.182	
20		0	108.182	
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				

TIPO DE ACTIVO FIJO	SUBESTACIONES AT
TASA DE DEPRECIACION	5,0%
PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO	20 AÑOS
TASA DESCUENTO (PREDETERMINADA)	18%

INDICADORES DEL PROYECTO	
VAN	105.033 US\$
TIR	31,7%
PRI	8 AÑOS
B/C	2,9

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO CORRECTO	
SUB GERENTE RESPONSABLE	FIRMA
Pedro Arias Flores	
	FECHA

### JUSTIFICACION TECNICA / ECONOMICA

#### A) DESCRIPCION DEL PROYECTO

Se trata de evaluar el beneficio de mantener un Sistema de Calidad que asegure que los equipos de Alta Tensión ingresen en Operación con las pruebas adecuadas y efectuar la actualización de los datos para mantener actualizada la base de datos de los equipos.  
Con esto se busca disminuir la posibilidad de falla en los equipos críticos y que podrían representar un alto costo debido a la falta del servicio eléctrico producto de la falla.

#### B) JUSTIFICACION

Se busca asegurar la continuidad del servicio con el objeto de cumplir los estándares actuales de calidad de suministro, evitar las multas y sanciones debido a fallas en alguno de los equipos críticos.

#### C) DETALLE DE LAS INVERSIONES

##### INVERSION: (Miles US\$)

Descripción	Und.	Cnt	PU	Parcial	SubTotal
<b>SUMINISTROS</b>					56,50
Implementación de Oficina para el Área de Gestión de activos	Glb	1	15,00	15,00	
Muebles	Glb	1	5,50	5,50	
Asesor para implementación (costo global al año)	Glb	1	36,00	36,00	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
<b>TOTAL PROYECTO</b>					<b>56,50</b>

##### COSTOS: (Miles US\$)

Descripción	Und.	Cnt	PU	Parcial	SubTotal
					108,40
Ingeniero Senior	Glb	1	24,00	24,00	
Ingeniero Analista	Glb	2	19,20	38,40	
Gastos Administrativos	Glb	1	10,00	10,00	
Ejecución de pruebas	Glb	24	1,50	36,00	
				0,00	
				0,00	
<b>TOTAL</b>					<b>108,40</b>

\* Estos costos sólo se realizarán los cinco primeros años, luego de ellos el sistema debe ya funcionar sólo, con algunas auditorias de verificación

**GENERACION DE INGRESOS Y COSTOS**

PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO  
EN FUNCION AL TIEMPO DE DEPRECIACION ECONOMICA

20

AÑOS

**PERIODO DE ANALISIS DEL PROYECTO CORRECTO**

RESUMEN DE INGRESOS, COSTOS EVITADOS Y COSTOS GENERADOS

**SISTEMA DE GESTION PARA INSTALACIONES DE ALTA TENSION**

A) INGRESOS                    US\$ 0

B) COSTOS EVITADOS

	PERIODO	US\$
1. AHORRO POR ENERGIA NO SUMINISTRADA	C /AÑO	15 101.69
2. AHORRO POR COSTOS DE REPARACION FALLA	C /AÑO	15 000.00
3. AHORRO POR INDEMNIZACIONES	C /AÑO	-
4. AHORRO MULTAS POR DISMINUCION TIEMPOS INTERRUP.	C /AÑO	5 844.16
5. AHORRO DE COMPENSACIONES POR DISMINUCION TIEMPOS DE INTERRUPCION.	C /AÑO	72 235.80
<b>TOTAL INGRESOS (C /AÑO):</b>		<b>108.181,65</b>

C) COSTOS GENERADOS

1. OPERACION Y MANTENIMIENTO		108 400.00
<b>TOTAL COSTOS (C /AÑO):</b>		<b>108.400.00</b>

DETALLE DE INGRESOS Y COSTOS GENERADOS

e (3ra. etapa) = 0.35

Costo de Energía (#)	
Descripción	US\$/kWh
Precio de compra de energía	0.0371
Precio promedio Venta a Mercado regulado	0,1103
Pérdidas de energía en el horizonte	7.7%

A) INGRESOS

B) COSTOS EVITADOS

1. Ahorro por Energía No Suministrada (ENS)

	D	E	F	G	H=D*E*F*G*100	I	J	K	L=H*I	EDV=L*#	EDV(Perd)*#	(N-C)*J/K
	f.u.	MVA	f.c	f.p.	kW interr.	Horas	N° fallas	Periodo	ENS	EDV x falla (US\$)	EDC x falla (US\$)	ENS (US\$)
Atención inmediata	0.8	90.0	0.75	0.91	49 140.00	14	6.0	20	687960.00	75 881.89	25 543.02	15 101.69
Atención posterior					0.00				0,00	0,00	0,00	0,00
												15.101,69

2. Ahorro del Costo de Reparación de la Falla ( Q )

	O	P	Q = O + P	Q * J / K
	M.O	Costo Equipos Materiales	en el Periodo	Q Anual (US\$)
Atención inmediata	20 000,00	30 000,00	50 000,00	
Atención posterior				
			50 000,00	15.000,00

3. Ahorro por Indemnizaciones (I)

Monto (US\$)	N° fallas	Periodo(años)	I Anual (US\$)
M	J	K	I = M * J / K
	1	20	-

4. Ahorro Multas.

Número de Multa (s) : -1.5 (1000 UIT)	Grado de Sanción (% Multa)	Multa US\$	Probabilidad	Multa aplicable Anual (US\$)
Monto (UIT) máx.	0%	0,0	99.0%	-
Valor UIT (S/.)	25%	292207.8	2.0%	5 844.16
Tipo de Cambio	50%	584415.6	0.0%	-
Valor UIT (US\$)	75%	876623.4	0.0%	-
	100%	1168831.2	0.0%	-
			100%	5.844,16

De acuerdo a la Resolución N° 028-2003-OS/C.D "Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Osinerg", la multa que podría aplicarse sería:

1,5 "Por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la ley"

5. Ahorro de Compensaciones por disminución de interrupciones ( C )

	ENS	e	C = ENS * e	C * J / K
Atención inmediata	687 960.00	0.35	240.786.00	C Anual (US\$)
Atención posterior	-	0.35	240.786.00	72.235,80

C) COSTOS GENERADOS

1. Por Operación y Mantenimiento

. Costo Anualizado

US\$

108 400.00

## CONCLUSIONES

1. Un sistema de Gestión de la Calidad no sólo se puede aplicar a un proceso productivo, este se puede implementar en general para controlar cualquier proceso. En particular hemos aplicado el método de Ishikawa (Espina de pescado), el método de PARETO y el ARBOL DE SOLUCIONES, la metodología es sencilla, sin embargo los resultados obtenidos a nivel de diagnóstico han sido realmente trascendentes.
2. El “efecto” o “problema” que queremos analizar se denomina “Puesta en servicio y actualización de la información de las redes de Alta Tensión”.
3. Las CAUSAS identificadas son las siguientes:

### PERSONAL

- Falta de Experiencia de los Diseñadores en la Operación de las Instalaciones
- Falta de Comunicación entre Constructores y Receptores de Obra
- Desconocimiento de Protocolos y Pruebas de Activos
- Desconocimiento de los Constructores de la “Gestión de Activos” (Assest Management).
- Presión por culminar la Obra.

### METODO

- Falta de Procedimientos.
- Los cambios no se comunican formalmente a las áreas involucradas
- Cada área maneja su propia información
- Desconocimiento de responsabilidades con relación la información

EQUIPOS

- Sistema Informático Corporativo Inexistente.
- Sistema Informático de Seguimiento de Obra.

4. Las CAUSAS mas relevantes identificadas son las siguientes:

CLASE	Tipo	Evento
A	F1	Falta de Procedimientos: Revisión de Proyectos y Recepción de Obras
	F2	Los cambios no se comunican formalmente a las áreas involucradas
	F3	Cada área maneja su propia información
B	F4	Desconocimiento de Protocolos y Pruebas de Activos
	F5	Desconocimiento de Diseñadores y Constructores de la "Gestión de Activos".
	F6	Desconocimiento de responsabilidades con relación a la información

La Clase A corresponde a las CAUSAS relacionadas con el METODO

La Clase B corresponde a las CAUSAS relacionadas con el PERSONAL

5. Del cuadro que se muestra a continuación podemos establecer que el 54,6% de las CAUSAS constituyen el 80,46% de los problemas.

CLASE	IMPACTO y CLASE	Tipo	Evento	% de cada CAUSA	% Acum. CAUSA
A	27,3%	F1	Falta de Procedimientos: Revisión de Proyectos y Recepción de Obras	21,84%	21,84%
		F2	Los cambios no se comunican formalmente a las áreas involucradas	17,24%	39,08%
		F3	Cada área maneja su propia información	12,64%	51,72%
B	27,3%	F4	Desconocimiento de Protocolos y Pruebas de Activos	10,34%	62,07%
		F5	Desconocimiento de Diseñadores y Constructores de la "Gestión de Activos".	9,20%	71,26%
		F6	Desconocimiento de responsabilidades con relación a la información	9,20%	80,46%
C	45,5%	F7	Falta de Comunicación entre Constructores y Receptores de Obra	4,60%	85,06%
		F8	Presión por culminar la Obra	4,60%	89,66%
		F9	Falta de Experiencia de los Diseñadores en la Operación de las Instalaciones	3,45%	93,10%
		F10	Sistema informático Corporativo Inexistente	3,45%	96,55%
		F11	Sistema Informático de seguimiento de Obras	3,45%	100,00%

Si bien la base teórica indica que el 80% de los PROBLEMAS se soluciona resolviendo el 20% de las CUASAS, en nuestro caso estos números son diferentes, pero más adelante veremos que las SOLUCIONES planteadas realmente se aproximan a estos valores.

## RECOMENDACIONES

1. De acuerdo al ARBOL DE SOLUCIONES son tres las acciones planteadas que se deben implementar
  - Crear el Área de Gestión de Activos
  - Elaborar un procedimiento denominado: "FLUJO DE INFORMACIÓN PARA AL PUESTA EN SERVICIO DE EQUIPOS EN ALTA TENSIÓN"
  - Elaborar un procedimiento denominado: "PROGRAMACION DE MANIOBRAS EN ALTA TENSIÓN".
2. El Análisis Económico indica que este proyecto tiene una TIR de 31,7% y un PRI (Período de recuperación de la inversión) de 8 años. La inversión Inicial será de 56 500 US\$ y un gasto anual de 108 400 US\$. Los costos evitados corresponden a las multas o sanciones que la empresa debería pagar de acuerdo a la escala de multas establecidas por el Organismo Regulador OSINERGMIN.
3. Se plantea que el área de GESTION DE ACTIVOS opere durante 5 años, luego de los cuales las áreas podrán desenvolverse solos normalmente.
4. En conclusión si resulta rentable implementar las recomendaciones pues los beneficios a mediano plazo son favorables económicamente.

5. Se debe tener presente los beneficios adicionales, tales como la mejora en la calidad de suministro y la imagen que la empresa refleja ante sus clientes lo cual es un aspecto intangible pero de suma importancia para una empresa de servicios.
6. Podemos decir que luego de la implementación de estas recomendaciones nos podremos sentir seguros que los equipos han pasado por las pruebas y requisitos que aseguran su operación óptima. No obstante que los equipos como cualquier máquina pueden fallar, nos habremos encargado, que de ocurrir una falla; esta no sea atribuible a elementos que se encuentran bajo nuestro control.

## BIBLIOGRAFIA

- Memoria Anual del COES SINAC 2009
- Memoria Anual 2009 de Luz del Sur
- Gestión de la calidad 05-2005. Autor: Matías Martínez Ferreira
- D.S N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (97-10-11)
- R.D N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. (1999-12-05) .
- XIV CICLO DE ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS (UNI -2009)

**APENDICE**

**ESPECIFICACIONES, FORMATOS Y PROCEDIMIENTOS**

**(Referencia item 5.4.4)**



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### VALORES DE ORIENTACION PARA LA VIGILANCIA DE LA CALIDAD DE ACEITE AISLANTE EN TRANSFORMADORES

Código : GA-E-001  
Revisión : 01  
Aprobado : EDH  
Fecha : 23/01/2007  
Página : 1 de 2

#### 1. OBJETIVO

- 1.1 Fijar los límites de deterioro de aceite para realizar el tratamiento de aceite aislante de los transformadores de potencia.
- 1.2 Establecer los valores mínimos a alcanzar para la condición del aceite luego de efectuado el tratamiento.

#### 2 ALCANCES

- 2.1 Transformadores de potencia hasta 69 kV
- 2.2 Transformadores de potencia entre 69 - 220 kV

#### 3 DEFINICIONES

- 3.1 **Reacondicionamiento:** Es un proceso por el cual se elimina, sólo por medios físicos o mecánicos, partículas sólidas del aceite y se disminuye el contenido de agua en el aceite a límites aceptables. (en este caso **no se utiliza** la tierra Füller)
- 3.2 **Regeneración:** Es un proceso por el cual se elimina contaminantes solubles y no solubles del aceite, por medios químicos y de absorción en adición a los medios mecánicos con el fin de restaurar al aceite sus propiedades originales. (**se utiliza** la tierra Füller)

#### 4 DOCUMENTOS A CONSULTAR

Informe GA-023-2005; Norma IEC 60422; Recomendaciones NETA; Recomendaciones SD Myers.

#### 5 RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica (ET).
- 5.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración y revisión de *la presente ET*.
- 5.3 La Subgerencia de Operaciones es responsable de la implementación de *la presente ET*.
- 5.4 La Subgerencia de Ingeniería es responsable de que se cumplan este estándar en la adquisición de nuevos transformadores.
- 5.5 El Jefe de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones es responsable de la verificación y cumplimiento de *la presente ET*.



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### VALORES DE ORIENTACION PARA LA VIGILANCIA DE LA CALIDAD DE ACEITE AISLANTE EN TRANSFORMADORES

Código : GA-E-001  
 Revisión : 01  
 Aprobado : EDH  
 Fecha : 23/01/2007  
 Página : 2 de 2

## 6 VALORES LÍMITES

### 6.1 Para el aceite aislante

Propiedad	Norma	< 69 kV	69 - 230 kV	Acción Requerida
Rigidez dieléctrica (kV/2 mm)	ASTM D-1816	< 40	< 47	Reacondicionar
Acidez (mg KOH/ g Aceite)	ASTM D-974	> 0,10	> 0,10	Regenerar
Tensión interfacial (dinas/cm)	ASTM D-971	< 25	< 30	Regenerar
Saturación (%)	Método SD Myers	≥ 20	≥ 12	Reacondicionar
- Humedad (ppm) - Temperatura muestra (°C)	ASTM D-1533 -			
Factor de potencia 25 °C (%)	ASTM D-924	> 0,2	> 0,2	Regenerar
Factor de potencia 100 °C (%)	ASTM D-924	> 3,5	> 3,5	Regenerar
Color	ASTM D-1500	> 3,5	> 3,5	Regenerar

6.2 Valores **mínimos** para el aceite aislante luego de realizar regeneración y/o reacondicionamiento.

Propiedad	Norma	< 69 kV	69 - 230 kV
Rigidez dieléctrica (kV/2 mm)	ASTM D-1816	> 55	> 55
Acidez (mg KOH/ g Aceite)	ASTM D-974	< 0,05	< 0,05
Tensión interfacial (dinas/cm)	ASTM D-971	> 38	> 38
Saturación (%)	Método SD Myers	≤ 15	≤ 8
- Humedad (ppm) - Temperatura muestra (°C)	ASTM D-1533 -		
Factor de potencia 25 °C (%)	ASTM D-924	< 0,1	< 0,1
Factor de potencia 100 °C (%)	ASTM D-924	< 3,0	< 3,0
Color	ASTM D-1500	≤ 2,0	≤ 2,0
Contenido de Inhibidor (%)	ASTM D-2668	0,3	0,3



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### VALORES D'E ORIENTACION PARA LA VIGILANCIA DE LA CALIDAD DE ACEITE DE CONMUTADORES BAJO CARGA (OLTC)

Código : GA-E-002  
Revisión : 01  
Aprobado : EDH  
Fecha : 21/02/2006  
Página : 1 de 2

#### 1. OBJETIVO

- 1.1 Establecer el análisis físico químico del aceite conmutador como prueba estándar de supervisión para el cuidado de los conmutadores bajo carga (OLTC)
- 1.2 Fijar los valores de orientación para la vigilancia de la calidad del aceite.
- 1.3 Garantizar la calidad del aceite después de una intervención del conmutador.

#### 2. ALCANCES

- 2.1 Transformadores de potencia con OLTC

#### 3. DEFINICIONES

- 3.1 **Reacondicionamiento:** Es un proceso por el cual se elimina, solo por medios físicos, partículas sólidas del aceite y se disminuye el contenido de agua en el aceite a límites aceptables. (en este caso **no** se utiliza la tierra Fuller)

#### 4. DOCUMENTOS A CONSULTAR

- 4.1 Informe GA-023-2005; Informe GA-029-2005; Norma IEC 60422; Manuales MR

#### 5. RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica.
- 5.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las subgerencias de la GT.
- 5.3 La Subgerencia de Operaciones es responsable de la implementación de esta ET.
- 5.4 La Subgerencia de Ingeniería es responsable de que se cumplan estos estándares en la adquisición de nuevos conmutadores.
- 5.5 El Jefe de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones es responsable de la verificación y cumplimiento de esta ET.

#### 6. VALORES LÍMITES

Valores para el aceite a la temperatura de servicio

Conexión de Cambiador	Contenido de Agua (*)	Rigidez Dieléctrica(**)
Conexión en Y	< 40 ppm	> 30 kV/2.5 mm
Conexión en D	< 30 ppm	> 40 kV/2.5 mm

(\*) Método Karl-Fisher IEC 814 (1985)

(\*\*) Método DIN/VDE 0370 Parte 1/12/.78 = IEC 156

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>ESPECIFICACIÓN TÉCNICA</b>	Código : GA-E-002 Revisión : 01 Aprobado : EDH Fecha : 21/02/2006 Página : 2 de 2
	<b>VA LORE SDE OR ENTACION PARA LA VIGILANCIA DE LA CALIDAD DE ACEITE DE CONMUTADORES BAJO CARGA (OLTC)</b>	

## **7 Reposición de aceite al OLTC**

- 7.1 *La inyección del aceite al conmutador, después de cualquier intervención debe efectuarse a través de un sistema de reacondicionamiento (termo vacío) a fin de retirar la humedad del medio dieléctrico.*
- 7.2 *La limpieza del cuerpo insertable debe hacerse con AIRE SECO.*
- 7.3 *En lo posible, los mantenimientos a OLTC's deben realizarse en épocas de verano o clima seco, es decir en el periodo Noviembre - Abril. (En todo caso lo que prevalece es el clima y no los meses del año)*

**Gestión de Activos**



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### VALORES DE GRADO DE POLIMERIZACIÓN (DP) DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Código : GA-E-004  
Revisión : 00  
Aprobado : EDH  
Fecha : 26/12/2005  
Página : 1 de 1

#### 1. OBJETIVO

- 1.1 Establecer los valores límites del grado de polimerización (DP) para el aislamiento de celulosa de los transformadores de potencia, al inicio y final de su vida útil.
- 1.2 Fijar los valores de orientación del (DP) en los transformadores de potencia durante su recepción (nuevos o repotenciados).

#### 2. ALCANCES

- 2.1 Transformadores de potencia del sistema de transmisión hasta 220 kV.

#### 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR

- 3.1 Informe GA-039-2005; Recomendaciones SD Myers; Recomendaciones EPRI 2000; Recomendaciones CEPEL; Artículos IEEE

#### 4. RESPONSABILIDADES

- 4.1 La Gerencia de Transmisión Aprueba la especificación Técnica.
- 4.1 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las subgerencias de la GT.
- 4.2 La Subgerencia de Operaciones es responsable de la implementación de esta ET.
- 4.3 La Subgerencia de Ingeniería es responsable de que se cumplan estos estándares en la adquisición de nuevos transformadores.
- 4.4 El Jefe de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones es responsable de la verificación y cumplimiento de esta ET.
- 4.5 El Jefe de Dpto. Diseños Transmisión es responsable de verificar el cumplimiento de esta ET cada vez que se compre o **repotencie** un nuevo transformador de potencia.

#### 5. VALORES LÍMITES PARA EL GRADO DE POLIMERIZACIÓN

Ciclo de Vida	Grado de Polimerización (DP)
Inicio de vida (Nuevo o Repotenciado)	1 000
Fin de vida	250



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### RESISTENCIA DE DEVANADOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Código : GA-E-006  
Revisión : 00  
Aprobado : EDH  
Fecha : 02/03/2006  
Página : 1 de 2

#### 1. OBJETIVO

1.1 Fijar las variaciones máximas que deben presentar las resistencias de devanados en los transformadores de potencia.

#### 2. ALCANCES

2.1 Transformadores de potencia hasta 220 kV

#### 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR

3.1 Informe GA-07-2006, Norma IEEE Std-62-1995 60422, Norma IEC 60076-1, Recomendación NETA, Recomendación EPRI 2000.

#### 4. RESPONSABILIDADES

4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica.

4.2 Gestión de Activos T&D es responsable de la elaboración, revisión y distribución controlada de la ET.

4.3 La Subgerencia de Operaciones es responsable de la implementación de esta ET.

4.4 El Jefe de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones es responsable de la verificación y cumplimiento de esta ET.

#### 5. VALORES LÍMITES

Variable	Límite
Variación porcentual de lecturas entre fases	+/- 5%
Variación porcentual entre intervalos de medición	+/- 1%
Variación porcentual entre última medición y valor de fábrica	+/- 2%

	<b>ESPECIFICACIÓN TÉCNICA</b>	Código : GA-E-007 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 21/03/06 Página : 1 de 1
	<b>FRECUENCIAS DE EJECUCIÓN DE PRUEBAS</b>	

## 1. OBJETIVO

1.1 Fijar los plazos, para la ejecución de pruebas eléctricas y pruebas al aceite de los equipos de transmisión.

## 2. ALCANCE

2.1 Equipos de 220 y 60 kV: Transformadores de Potencia, Conmutadores Bajo Carga, Interruptores, Transformadores de Tensión, Transformadores de Corriente, Transformadores Combinados (Tensión y Corriente), Pararrayos y Seccionadores.

## 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR:

3.1 Especificación Técnica GA-E-005 Rev. 00

## 4. RESPONSABILIDADES

4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica

4.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las Subgerencias de la GT

4.3 La Subgerencia de Operaciones es el responsable de la implementación de esta ET.

4.4 El Jefe de Dpto. Mantenimiento Subestaciones es responsable de la verificación y cumplimiento de esta ET.

## 5. FRECUENCIAS DE PRUEBAS

Tipo de Prueba	Frecuencia
Pruebas al Aceite en Transformadores	Anual
Pruebas al Aceite en Conmutadores	Anual
Pruebas Eléctricas en Transformadores	Cada 3 Años
Pruebas Eléctricas en Interruptores	Cada 3 Años
Pruebas Eléctricas en Transformadores de Medida	Cada 3 Años
Pruebas Eléctricas en Pararrayos	Cada 3 Años
Pruebas Eléctricas en Seccionadores	Cada 3 Años

A solicitud de Gestión de Activos, las áreas operativas efectuarán pruebas adicionales a las frecuencias establecidas.

Gestión de Activos



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### DEFINICIÓN DE TÉRMINOS DE EVALUACIÓN DE ACTIVOS

Código : GA-E-008  
Revisión : 00  
Aprobado : EDH  
Fecha : 22/03/06  
Página : 1 de 1

#### 1. OBJETIVO

- 1.1 Establecer el mismo significado del lenguaje utilizado por las personas de la Gerencia de Transmisión, con la finalidad de expresar un concepto bien definido sin entrar en conflicto.

#### 2. ALCANCE

- 2.1 Informes Técnicos de Gestión de Activos
- 2.2 Reuniones Técnicas.

#### 3. DEFINICIONES

- 3.1 **Aceptable:** Calificación de una Prueba, Inspección y/o Evaluación realizada a un Activo y cuyos resultados se encuentran dentro de los Estándares Establecidos. No requiere acción alguna y/o seguimiento.
- 3.2 **Cuestionable:** Calificación de una Prueba, Inspección y/o Evaluación realizada a un Activo y cuyos resultados se encuentran en el límite de los Estándares Establecidos. Se requiere establecer tendencias de crecimiento de algún parámetro anormal y/o realizar intervención programada para corregir las anomalías detectadas.
- 3.3 **Inaceptable:** Calificación de una Prueba, Inspección y/o Evaluación realizada a un Activo y cuyos resultados se encuentran fuera de los Estándares Establecidos. Se requiere realizar intervención programada y/o urgente para corregir las anomalías detectadas.
- 3.4 **Observado:** Calificación de una Prueba, Inspección y/o Evaluación realizada a un Activo y cuyos resultados no cuentan con valores de referencia (Elaboración de Estándar con análisis de resultados de pruebas en ejecución). Se requiere realizar seguimiento y establecer tendencias de crecimiento.

#### 4. DOCUMENTOS A CONSULTAR:

- 4.1 Especificación Técnicas: GA-E-001 Rev. 00; GA-E-002 Rev. 01; GA-E-003 Rev. 00; GA-E-004 Rev. 00; GA-E-006 Rev. 00.

#### 5. RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica
- 5.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las Subgerencias de la GT
- 5.3 Las Subgerencias de Transmisión son responsables de la implementación de esta ET.



# ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

## CONSIDERACIONES DE SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Código : GA-E-009  
Revisión : 02  
Aprobado : EDH  
Fecha : 13/06/2007  
Página : 1 de 2

### 1. OBJETIVO:

Asegurar que la adquisición de Transformadores de Potencia cumpla los requisitos necesarios para la **operación, mantenimiento y** conservación del activo y protección del medio ambiente.

### 2. ALCANCE:

Transformadores de Potencia del sistema de transmisión, hasta 220 kV.

### 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR:

- 3.1 Informes Técnicos: GA 003-2005; GA 026-2005, GA 034-2006.
- 3.2 Especificación Técnica GA-E-004 Rev. 00

### 4. RESPONSABLES:

- 4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica.
- 4.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las Subgerencias de la Gerencia de Transmisión.
- 4.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión, Ingeniería Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la implementación de la presente Especificación Técnica.
- 4.4 Los Jefes de Dpto. de Diseños Transmisión, Gestión de Activos y Mantenimiento Subestaciones Transmisión, son responsables de la verificación y cumplimiento de la presente Especificación Técnica.

### 5. PARAMETROS:

Los Departamentos Diseños Transmisión<sup>1</sup> **y Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión**, deberán considerar los siguientes parámetros para el suministro y/o mantenimiento de Transformadores de Potencia:

- Instalación de válvulas del tipo<sup>2</sup> **globo, con señalización para** de verificar su posición (abierta o cerrada).
- Accesorios para instalación de candados en las válvulas, con la finalidad de evitar que personal no autorizado las opere.
- Instalación de tres válvulas de toma de muestras de aceite de diferentes puntos del transformador (nivel inferior, medio y superior).
- Cableado de todos los bornes disponibles de cada elemento o dispositivo (relé, contactor, equipos de monitoreo, iluminación, etc.) a los bornes de ingreso o salida generales del tablero de control.
- Válvula de seguridad de chorro orientable en la parte superior del transformador.
- Tubo de desfogue de aceite acoplado a la válvula de seguridad de chorro orientable.
- Inclusión de grado de polimerización (DP) mínimo después del secado del transformador.
- Inclusión de papel testigo a fin de verificar el grado de polimerización (DP).

<sup>1</sup> Eliminado: ... y Gestión de Activos

<sup>2</sup> Eliminado: ... Del tipo Esféricas



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### CONSIDERACIONES DE SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Código : GA-E-009  
Revisión : 02  
Aprobado : EDH  
Fecha : 13/06/2007  
Página : 2 de 2

- El Tanque conservador de aceite deberá contar con membrana elástica interna para prolongar el estado de conservación del aceite.
- La tubería que conecta el tanque conservador de aceite con el desecador de aire deberá ser de 1" de sección.
- La Válvula de muestreo para el aceite del conmutador bajo carga (OLTC), deberá permitir tomar la muestra de aceite, de la zona más baja del OLTC (ubicada a la altura de una persona).
- Los transformadores de 60/22,9/10 kV y 60/10 kV que se adquieran, deberán tener el conmutador bajo carga, ubicado en el lado de 60 kV. La conexión del devanado en el lado de 60 kV deberá ser del tipo "Y" (estrella).
- ***Instalación de dispositivo de purga y toma de muestra de gases del relé Buchholz, ubicado una altura de 1,4 m. con respecto al nivel del suelo.***

**Gestión de Activos**

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>ESPECIFICACIÓN TÉCNICA</b>	Código : GA-E-10 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 28/04/2006 Página : 1 de 1
	<b>CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	

## 1. OBJETIVO:

Asegurar que el diseño de Líneas de Transmisión cumpla los requisitos necesarios para la conservación del activo (mantenimiento) y condiciones de seguridad.

## 2. ALCANCE:

Líneas de Transmisión de 60 y 220 kV.

## 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR:

Código Nacional de Electricidad

## 4. RESPONSABLES:

- 4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica.
- 4.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las Subgerencias de la Gerencia de Transmisión.
- 4.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión, Ingeniería Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la implementación de la presente Especificación Técnica.
- 4.4 Los Jefes de Dpto. de Diseños Transmisión y Mantenimiento Líneas Transmisión, son responsables de la verificación y cumplimiento de la presente Especificación Técnica.

## 5. PARAMETROS:

Los Departamentos Diseños Transmisión y Mantenimiento Líneas Transmisión, deberán considerar los siguientes parámetros para el diseño y/o mantenimiento de Líneas de Transmisión:

- La resistencia inicial de los pozos de tierra debe ser menor a 25 Ohms. Además, en zonas de tránsito peatonal frecuente deberá asegurarse que las tensiones de paso y toque estén dentro de las tolerancias que establece el Código Nacional de Electricidad.
- La rotulación que indica la distancia del pozo de tierra respecto de la estructura, debe ser tal que su punto central coincida con la dirección en la que se encuentra el pozo respecto del eje del poste.
- El pozo de tierra deberá instalarse a una distancia de entre 1,0 y 2,0 m., respecto al eje del poste, debiendo ser preferente a 1,5 m. El rango de variabilidad de dicha distancia dependerá del ancho de la cimentación y de la presencia de interferencias con otros servicios.

**Gestión de Activos**



# ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

## PRUEBAS ELECTRICAS EN CABLES SUBTERRÁNEOS DE ALTA TENSIÓN

Código : GA-E-13  
Revisión : 00  
Aprobado : EDH  
Fecha : 04/05/2006  
Página : 1 de 1

### 1. OBJETIVO:

Establecer las pruebas necesarias a efectuar, previas a la puesta en servicio de un cable subterráneo nuevo, o en caso de falla (posterior a la reparación)

### 2. ALCANCE:

- 2.1 Cables Subterráneos Tipo O.F. – 60 kV
- 2.2 Cables Subterráneos Tipo XLPE – 60 kV

### 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR:

- 3.1 Normas IEC 60840; IEC 60229; Recomendaciones NETA MTS; Norma Mexicana DT-NMX-J-142-ANCE-2003
- 3.2 Test – Data Reference Book (Doble Engineering Company)
- 3.3 M4000 Insulation Analyzer User Guide (Doble Engineering Company)

### 4. RESPONSABLES:

- 4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica.
- 4.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las Subgerencias de la Gerencia de Transmisión.
- 4.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión, Ingeniería Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la implementación de la presente Especificación Técnica.
- 4.4 Los Jefes de Dpto. de Diseños Transmisión, Obras Transmisión y Mantenimiento Líneas Transmisión, son responsables de la verificación y cumplimiento de la presente Especificación Técnica.

### 5. PRUEBAS A EFECTUAR:

Tipo de Pruebas	Descripción	Tensión de Prueba
<b>PRUEBAS DC</b>		
Medición del Aislamiento de Cubierta	Se aplica tensión entre la pantalla del conductor, y el exterior de la cubierta conectada a tierra. Se verifica el comportamiento de la corriente de fuga durante el proceso de tensión constante (aplicada luego de los incrementos)	15 kV
Medición del Aislamiento Principal	Se aplica tensión entre el conductor, y la pantalla conectada a tierra. Se verifica el comportamiento de la corriente de fuga durante el proceso de tensión constante (aplicada luego de los incrementos)	75 kV (Cable Nuevo) 61 kV (Cable Reparado)
Resistencia de Aislamiento Principal	Efectuar la medición de la resistencia del aislamiento, entre el conductor y la pantalla conectada a tierra.	5 kV
<b>PRUEBAS AC</b>		
Medición del Factor de Potencia	Evaluar las pérdidas del aislamiento, y establecer un valor de referencia para evaluar las tendencias en pruebas futuras.	10 kV
Capacitancia	Efectuar la medición de la capacitancia, y comparar con los valores de fábrica. Evaluar las tendencias en pruebas futuras.	10 kV



# ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

## VALORES DE ORIENTACIÓN PRUEBAS EN PARARRAYOS EN 220 kV

Código : GA-E-015  
Revisión : 00  
Aprobado : EDH  
Fecha : 17/11/06  
Página : 1 de 23

### 1. OBJETIVO

Establecer los valores límites de las pruebas eléctricas que se efectúan a los pararrayos en 220 kV.

### 2. ALCANCE

- 2.1 Pararrayos Ohio Brass PVN
- 2.2 Pararrayos ABB EXLIM P198 BH-245

### 3. DOCUMENTOS RELACIONADOS:

- 3.1 Reportes de pruebas eléctricas de los Pararrayos en 220 kV en:
  - SET Balnearios (TR-2, TR-3, TR-4)
  - Santa Rosa (TR-3, TR-4)
  - San Juan (TR-1)
- 3.2 Colloquium on Application, selection, installation and field testing of surge arrester – George E. Taylor – ABB Power T&D Co. (Presented at the 1995 fail meeting of the Doble clients committees Phoenix, Arizona – September 27, 1995).
- 3.3 Especificación Técnica GA-E-007 "Frecuencias de Ejecución de Pruebas"

### 4. RESPONSABILIDADES

- 4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica
- 4.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración y revisión de la presente Especificación Técnica.
- 4.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión, Ingeniería Transmisión y Gestión de Activos son responsables de la implementación de la presente Especificación Técnica.
- 4.4 Los Jefes de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones Transmisión, Diseños Transmisión, Obras Transmisión y Gestión de Activos, son los responsables de la verificación y cumplimiento de la presente Especificación Técnica.

### 5. PRUEBAS A EFECTUAR

#### 5.1 Medición de Pérdidas

Rango de Tensión x Unidad (kV)	Valor Límite (Watts) (1)	Condición
48	$\leq 0.10$	Aceptable
96	$\leq 0.20$	Aceptable

(1) Valores referidos a una tensión de prueba de 10 kV (AC)

	<b>ESPECIFICACIÓN TÉCNICA</b>	Código : GA-E-015 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 17/11/06 Página : 1 de 23
	<b>VALORES DE ORIENTACIÓN PRUEBAS EN PARARRAYOS EN 220 kV</b>	

## 5.2 Medición de Resistencia de Aislamiento

Rango de Tensión x Unidad (kV)	Valor Referencial (MΩ) (2)		Condición
	Mínimo	Máximo	
48	100	210	Aceptable
96	200	430	Aceptable

(2) Valores referidos a una tensión de prueba de 1 kV (DC)

**Gestión de Activos**



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### VALORES DE ORIENTACIÓN PRUEBAS EN INTERRUPTORES DOBLE CÁMARA 220 kV

Código : GA-E-016  
Revisión : 00  
Aprobado : EDH  
Fecha : 27/01/07  
Página : 1 de 1

#### 1. OBJETIVO

Establecer los valores aceptables de las pruebas eléctricas que se deben efectuar a los interruptores de potencia (doble cámara) en 220 kV.

#### 2. ALCANCE

Interruptor de doble cámara con capacitor gradiente marca **Magrini Galileo** modelo **MHM 245-30 V**

#### 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR:

- 3.1 M4000 Insulation Analyzer User Guide (Doble Engineering Company)
- 3.2 Basic Power Factor Theory and Apparatus Testing – 2005 International Conference of Doble Clients
- 3.3 Manual de operación y mantenimiento del interruptor Magrini MHM 245-30 V.
- 3.4 Reportes de pruebas eléctricas de los Interruptores en 220 kV en la SET Balnearios (TR-3, TR-4, Acoplamiento)

#### 4. RESPONSABILIDADES

- 4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica (ET).
- 4.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración revisión y difusión de la presente ET.
- 4.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión e Ingeniería Transmisión, son los responsables de la implementación de esta ET.
- 4.4 Los Jefes de Dpto. Mantenimiento Subestaciones Transmisión, Diseños Transmisión y Obras Transmisión, son los responsables de la verificación y cumplimiento de esta ET.

#### 5. PRUEBAS A EFECTUAR

##### 5.1 Interruptores de potencia **Magrini Galileo**

Prueba	Valor Límite	Condición
Factor de Potencia Cámara	< 1.00 %	Aceptable
Pérdidas Soporte	< 0.040 W	Aceptable
Resistencia de Contactos	< 150 $\mu\Omega$	Aceptable
Tiempo de cierre	$\leq$ 160 ms	Aceptable
Simultaneidad al cierre	$\leq$ 5 ms	Aceptable
Tiempo de apertura	$\leq$ 30 ms	Aceptable
Simultaneidad a la apertura	$\leq$ 5 ms	Aceptable
Humedad SF6	< -10 °C	Aceptable

5.1 Los interruptores que superen los valores establecidos en el ítem anterior se consideran *observados* y se practicarán pruebas adicionales dispuestas por Gestión de Activos para su análisis

**Gestión de Activos T&D**

	<b>ESPECIFICACIÓN TECNICA</b>	Código : GA-E-017 Revisión : 01 Aprobado : EDH Fecha : 13/06/2007 Página : 1 de 4
	<b>CONSIDERACIONES EN EL ALMACENAMIENTO DE BUSHINGS DE TRANSFORMADORES</b>	

## 1. OBJETIVO

- 1.1 Establecer las consideraciones para el almacenaje apropiado de bushings.
- 1.2 Establecer los controles a realizar a los bushings almacenados para verificar su condición, así como las pruebas requeridas previas a su utilización.

## 2. ALCANCES

Bushings de tipo capacitivo para transformadores de potencia 60 - 220 kV

## 3. DEFINICIONES

- 3.1 **Factor de Potencia:** Se define como la medida de los vatios disipados sobre los voltamperios aplicados.
- 3.2 **Aislamiento general del bushing:** Es el aislamiento comprendido entre el conductor central y la brida montada en un soporte de metal aterrizado (Anexo 7.1).
- 3.3 **Aislamiento principal del bushing (C1):** Es la porción del aislamiento comprendido entre el conductor central y el tap de prueba (Anexo 7.2).
- 3.4 **Aislamiento del tap de pruebas (C2):** Es la porción del aislamiento comprendido entre el tap de prueba y tierra (Anexo 7.3).
- 3.5 **Collar:** Conductor en forma de correa que se coloca alrededor de la porcelana y es utilizado para medir las pérdidas ocasionadas por el flujo de corriente en la superficie del aislamiento sólido.
- 3.6 **Prueba con collar caliente:** El collar es energizado y el conductor central es conectado al cable de baja. Las pérdidas pueden ser medidas en GST GROUND, GST GUARD o en UST (Anexo 7.4).

## 4. DOCUMENTOS A CONSULTAR

- 4.1 Doble 72A-1973-01 Rev. B 7/04, "Apparatus Bushings Storage and Handling".
- 4.2 Guía del usuario Doble del analizador de aislamiento M4000, 72A-1230 Rev. B

## 5. RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica (ET).
- 5.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y difusión de la presente ET.
- 5.3 La Subgerencia de Operaciones es responsable de la implementación de la presente ET.
- 5.4 La Subgerencia de Ingeniería es responsable de que se cumpla este estándar en la adquisición de nuevos transformadores.
- 5.5 El Jefe de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones es responsable de la verificación y cumplimiento de la presente ET.

## 6. PROCEDIMIENTO

- 6.1 Los bushings deberán ser almacenados donde no sean sometidos a daño mecánico. Nunca *deberán ser almacenados en posición horizontal, para prevenir la posibilidad de introducir vacíos o burbujas de aire dentro del sistema de aislamiento interno.* Algunos fabricantes pueden recomendar límites mínimos de ángulos de inclinación de algunos bushings en particular.
- 6.2 Normalmente podrá ser aceptado 15° de inclinación con respecto a la horizontal (con el bushing en posición vertical).

	<b>ESPECIFICACIÓN TÉCNICA</b>	Código : GA-E-017 Revisión : 01 Aprobado : EDH Fecha : 13/06/2007 Página : 2 de 4
	<b>CONSIDERACIONES EN EL ALMACENAMIENTO DE BUSHINGS DE TRANSFORMADORES</b>	

6.3 Es recomendable aplicar una barrera de protección contra la humedad al aislamiento de porcelana de la parte inferior del bushings. Los bushings almacenados en ambientes exteriores deberán estar completamente aislados de la humedad (sellados).

6.4 La condición de almacenamiento de los bushings deberá ser revisada **anualmente** (inspección visual del nivel de aceite, señales de fuga de aceite, daño mecánico, etc.)

6.5 Se deberán realizar pruebas de Factor de Potencia / Collar Caliente, **cada tres años** para validar la condición de los bushings. Las pruebas son las indicadas a continuación:

6.5.1 Bushings con tap de pruebas:

1. Prueba del aislamiento general del bushing
2. Prueba del aislamiento principal bushing (C1)
3. Prueba del aislamiento del tap de pruebas (C2)
4. Prueba de collar caliente

6.5.2 Bushings sin tap de pruebas:

1. Prueba del aislamiento general del bushing
2. Prueba de collar caliente

6.6 Se deberá realizar las pruebas listadas en 6.5.1 ó 6.5.2 previo a la instalación de un bushing en un transformador; estas deben **coincidir** con las pruebas obtenidas en fábrica. Gestión de activos aclarará cualquier duda que se pueda presentar.

6.7 Las tensiones de pruebas recomendadas son:

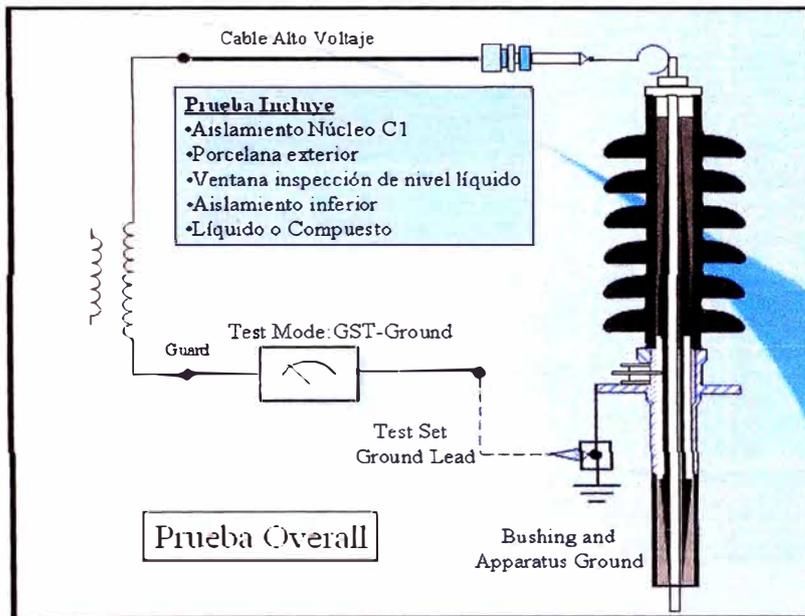
Descripción	Tensión de Prueba (kV)
Prueba de aislamiento general	10 ; 8 ; 6 ; 4 ; 2
Prueba de aislamiento principal (C1)	10 ; 8 ; 6 ; 4 ; 2
Prueba de aislamiento del tap de pruebas (C2)	0,5 <sup>(1)</sup>
Pruebas de collar caliente	10

(1) Tensiones de pruebas superiores a 0,5 kV podrán ser aplicados con la aprobación del fabricante.

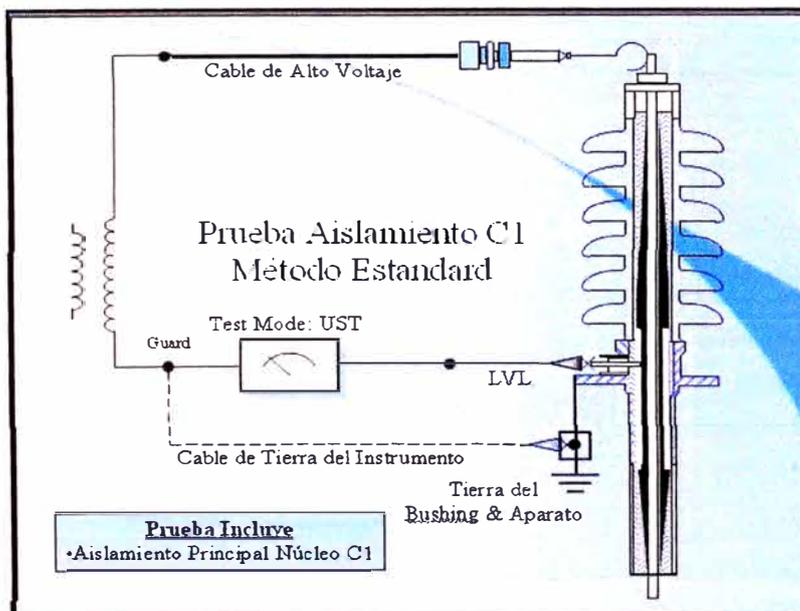
**Gestión de Activos T&D**

**7 ANEXOS**

**7.1 Prueba de Aislamiento general del bushing.**

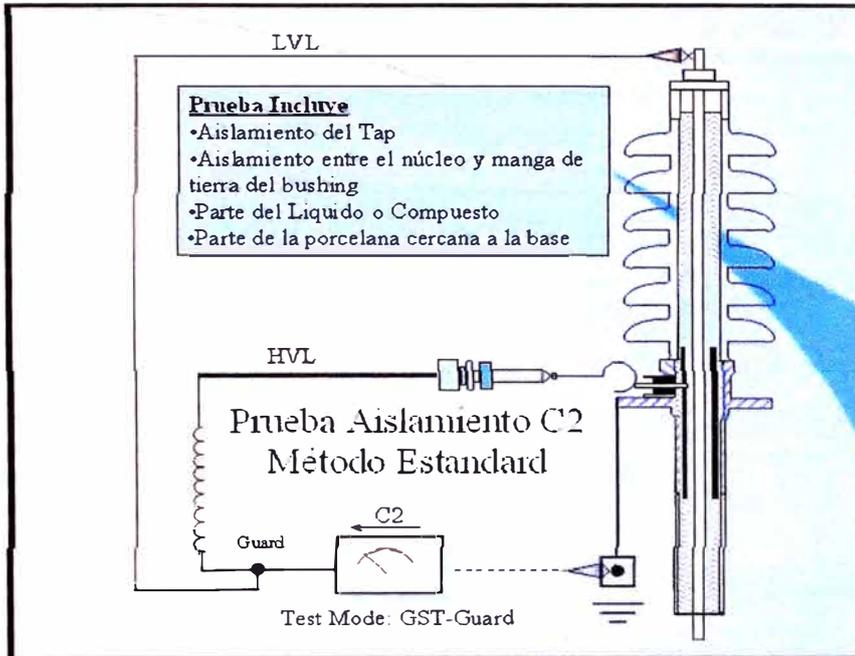


**7.2 Prueba del aislamiento principal del bushing (C1)**

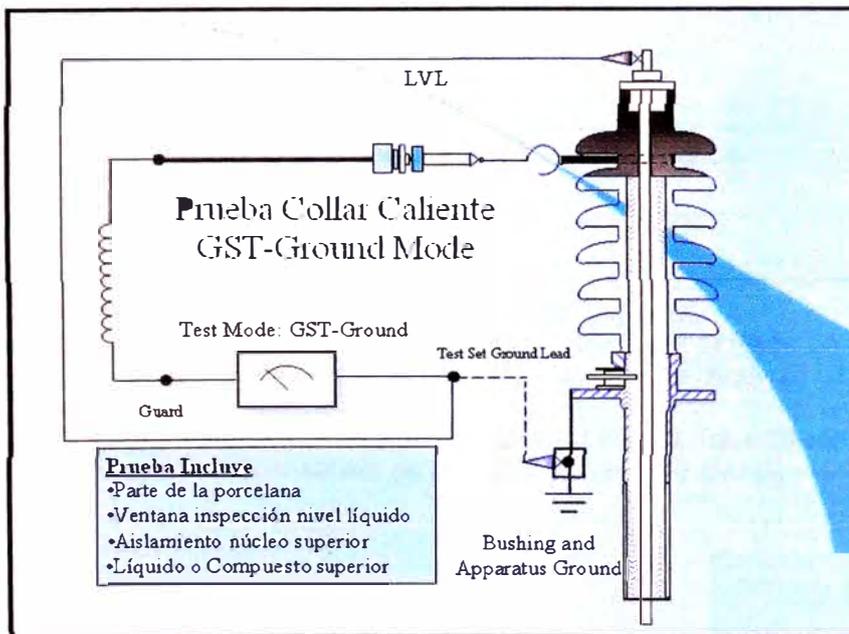


	<b>ESPECIFICACIÓN TECNICA</b>	Código : GA-E-017 Revisión : 01 Aprobado : EDH Fecha : 13/06/2007 Página : 4 de 4
	<b>CONSIDERACIONES EN EL ALMACENAMIENTO DE BUSHINGS DE TRANSFORMADORES</b>	

### 7.3 Prueba del aislamiento principal del tap de pruebas del bushing (C2)



### 7.4 Prueba de Collar Caliente





# ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

## PARA TIPOS A CONSIDERAR EN LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN EQUIPOS DE TRANSMISIÓN 220 y 60 kV

Código : GT-E-001  
Revisión : 01  
Aprobado : GT  
Fecha : 14/08/2007  
Página : 1 de 7

### 1. OBJETIVO

1.1 Establecer los parámetros a considerar en la ejecución de pruebas de aceites y pruebas eléctricas, en los Procesos de Recepción o Mantenimiento Predictivo de equipos de Transmisión.

### 2 ALCANCES

2.1 Equipos de 220 y 60 kV:

- Transformadores de potencia
- Conmutadores bajo carga
- Interruptores
- Transformadores de Tensión
- Transformadores de Corriente
- Transformadores Combinados (Tensión y Corriente)
- Pararrayos
- Seccionadores

### 3 DEFINICIONES

**MANTENIMIENTO PREDICTIVO :** Mantenimiento basado en la detección de falla antes de que suceda, permitiendo corregirla a tiempo, sin interrupción imprevista del servicio. Estas pruebas pueden llevarse a cabo en forma periódica o continua, dependiendo del tipo de equipo o sistema.

**DOBLE:** Fabricante de equipos e instrumentos de diagnóstico y venta de servicios en todo el mundo, para mejorar y optimizar el funcionamiento de industrias de energía eléctrica.

### 4 DOCUMENTOS RELACIONADOS

La presente Especificación Técnica no posee documentos relacionados.

### 5 RESPONSABILIDADES

5.1 La Gerencia de Transmisión aprueba la Especificación Técnica.

5.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y difusión de la presente ET.

5.3 Las Subgerencias de Operaciones, Ingeniería y Gestión de Activos, son responsables de verificar el cumplimiento de esta ET.

5.4 Los Jefes de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones, Diseños Transmisión, Obras Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la implementación y cumplimiento de esta ET.



## ESPECIFICACIÓN TECNICA

PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA  
EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN EQUIPOS DE  
TRANSMISIÓN 220 y 60 kV

Código : GT-E-001  
Revisión : 01  
Aprobado : GT  
Fecha : 14/08/2007  
Página : 2 de 7

### 6 DESARROLLO:

#### 6.1 Pruebas de Aceites:

##### 6.1.1 En Transformadores *de Potencia*:

Prueba	Unidad	Norma	Laboratorio
Análisis de Gases Disueltos	ppm	ASTM D 3612	Morgan Schaffer
Contenido de Furanos	ppb	ASTM D 5837	Morgan Schaffer
Rigidez Dieléctrica	kV/2mm	ASTM D 1816	Morgan Schaffer/LDS
Acidez	Mg KOH/g aceite	ASTM D 974	Morgan Schaffer
Tensión Interracial	dinas/cm	ASTM D 971	Morgan Schaffer/LDS
<b>Saturación</b>	%	<b>Método SD Myers</b>	
- <b>Humedad Kart Fisher</b>	ppm	<b>ASTM D 1533</b>	<b>Morgan Schaffer</b>
- <b>Temperatura de la muestra</b>	° C	-	-
Factor de Potencia a 25 ° C	%	ASTM D 924	Morgan Schaffer
Factor de Potencia a 100 ° C	%	ASTM D 924	Morgan Schaffer
Color	-	ASTM D 1500	Morgan Schaffer/LDS

##### 6.1.2 En Conmutadores Bajo Carga:

Prueba	Unidad	Norma	Laboratorio
Análisis de Gases Disueltos	ppm	ASTM D 3612	Morgan Schaffer
Rigidez Dieléctrica	KV/2,54 mm	IEC 156	Morgan Schaffer/LDS
Humedad Karl Fisher	ppm	ASTM D 1533	Morgan Schaffer

**En todas las tomas de muestra de aceite deberá de registrarse la Temperatura de la Muestra, y de los indicadores de temperatura del aceite y devanados.**

#### 6.2 Pruebas Eléctricas

##### 6.2.1 En Transformadores *de Potencia*:

- Relación de transformación, entre todos los devanados y en todas las posiciones del conmutador cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC).
- Resistencia óhmica de devanados, en todos los devanados y posiciones del conmutador, cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC).
- Resistencia de aislamiento, con mediciones cada 30 segundos hasta 10 minutos, **aplicando una tensión de 5 kV DC.**
- Resistencia de aislamiento del núcleo **respecto a tierra, aplicando entre 0,5 a 1 kV DC durante 1 minuto.**
- Factor de Potencia y Capacitancia del aislamiento de devanados (a 2,5 y 10 kV).
- Factor de Potencia y Capacitancia del aislamiento de los bushings; aislamiento principal del bushing (C1) a 2,5 kV y 10 kV, aislamiento del tap de pruebas (C2) a



## ESPECIFICACIÓN TECNICA

### PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN EQUIPOS DE TRANSMISIÓN 220 Y 60 kV

Código : GT-E-001  
Revisión : 01  
Aprobado : GT  
Fecha : 14/08/2007  
Página : 3 de 7

**0,5 kV (de contarse con el manual del fabricante, aplicar la tensión indicada por este). En caso no se cuente con Tap de Pruebas, se deberá de efectuar la prueba de Collar Caliente (medición de las pérdidas dieléctricas en Watts, aplicando 10 kV).**

- Corriente de excitación, en todos los devanados y en todas las posiciones del conmutador cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC).

Tensión del Devanado	Tensión de prueba Doble (kV)
60 - 220 kV	10,0
10 - 22.9 kV	5,0 - 10,0

- **Las tensiones de prueba deberán ser los mismos para todas las fases y de preferencia serán los máximos valores indicados en la tabla.**
- **La tensión de prueba no deberá exceder el rango de voltaje línea a línea para el devanado en delta, ni el voltaje línea a neutro para devanados en estrella.**

#### 6.2.2 En Interruptores:

- Factor de Potencia y Capacitancia del aislamiento (10 kV).
- Tiempo de Operación y Simultaneidad.
- Resistencia de Contactos (**corriente aplicada  $\geq 100$  A DC**).
- Medición del contenido de Humedad del SF<sub>6</sub> (prueba de Punto de Rocio).
- Medición de Rigidez Dieléctrica del aceite (IEC 156).

#### 6.2.3 En Transformador de Corriente:

##### 6.2.3.1 Factor de Potencia y Capacitancia del aislamiento

###### a. Llenos de Aceite

Rango de Voltaje del TC	Tensión de prueba Doble (kV)
60 - 220 kV	10,0

###### b. Tipo Seco

Rango de Voltaje del TC	Tensión de prueba Doble (kV)
60 kV	2.0 y 10,0



## ESPECIFICACIÓN TECNICA

### PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN EQUIPOS DE TRANSMISIÓN 220 y 60 kV

Código : GT-E-001  
 Revisión : 01  
 Aprobado : GT  
 Fecha : 14/08/2007  
 Página : 4 de 7

#### 6.2.3.2 Relación de Transformación en todos los devanados secundarios.

##### a. Devanado de Medición

Clase de Precisión	Error de Relación para los Valores de Corriente expresados en % de la Corriente Nominal $\pm E_i$				Error de Fase para los Valores de la Corriente expresados en % de la Corriente Nominal $\pm d_i$			
	%				Minutos			
	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60

##### b. Devanado de Protección

Clase de Precisión	Error de Relación para la Corriente Nominal $\pm E_i$	Error de Fase para la Corriente Nominal $\pm d_i$
5P	$\pm 1$	$\pm 60$
10P	$\pm 3$	-

#### 6.2.4 En Transformador Tensión:

##### 6.2.4.1 Factor de Potencia y Capacitancia del aislamiento

##### a. Línea a Línea Llenos de Aceite

Rango del Voltaje del TP	Tensión de prueba Doble (kV)
60 - 220 kV	10,0

##### b. Línea a Tierra (Llenos de Aceite/Tipo Seco)

La serie de pruebas de acuerdo al tipo de transformador y para todos los rangos de voltaje, se realizan a una tensión de prueba limitada por el terminal del neutro, usualmente 5 kV o menor (2 kV). La prueba de verificación cruzada con el terminal de línea energizado y el terminal de neutro aterrizado, se efectúa en 10 kV o el rango de voltaje del transformador líneas a tierra, cualquiera que sea menor



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA  
EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN EQUIPOS DE  
TRANSMISIÓN 220 y 60 kV

Código : GT-E-001  
Revisión : 01  
Aprobado : GT  
Fecha : 14/08/2007  
Página : 5 de 7

### ***c. Línea a Línea Tipo Seco***

Rango del Voltaje del TP	Tensión de prueba Doble (kV)
60 Kv	2.0 y 10,0

### **6.2.4.2 Relación de Transformación en todos los devanados secundarios.**

#### ***a. Devanado de Medición***

Clase de Precisión	Error de Relación $\pm$ %	Error de Fase $\pm$ Minutos
0,1	0,1	5
0,2	0,2	10
0,5	0,5	20
1,0	1,0	40
3,0	3,0	-

#### ***b. Devanado de Protección***

Clase de Precisión	Error de Relación $\pm$ %	Error de Fase $\pm$ Minutos
3P	3,0	120
6P	6,0	240

### **6.2.5 En Transformador Combinado:**

#### **6.2.5.1 Factor de Potencia y Capacitancia del aislamiento**

##### ***a. Línea a Tierra (Llenos de Aceite/Tipo Seco)***

***La serie de pruebas de acuerdo al tipo de transformador y para todos los rangos de voltaje, se realizan a una tensión de prueba limitada por el terminal del neutro, usualmente 5 kV o menor (2 kV). La prueba de verificación cruzada con el terminal de línea energizado y el terminal de neutro aterrizado, se efectúa en 10 kV o el rango de voltaje del transformador líneas a tierra, cualquiera que sea menor***

#### **6.2.5.2 Relación de Transformación en todos los devanados secundarios.**

##### ***a. Devanado de Medición***

***Considerar los límites indicados en 5.2.3.2, parte a. y 5.2.4.2, parte a.***

##### ***b. Devanado de Protección***

***Considerar los límites indicados en 5.2.3.2, parte b. y 5.2.4.2, parte b.***



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA  
EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN EQUIPOS DE  
TRANSMISIÓN 220 y 60 kV

Código : GT-E-001  
Revisión : 01  
Aprobado : GT  
Fecha : 14/08/2007  
Página : 6 de 7

### 6.2.6 En Pararrayos:

- Pérdidas Dieléctricas (W).

Pararrayos de Carburo de Silicio

Rango de Tensión de La Unidad (kV)	Tensión de prueba Doble (kV)
3,0	2,5
4,5	4,0
6,0	5,0
7,5	7,0
9,0/10,0	7,5
Arriba de 12	10,0

Pararrayos de Óxido de Zinc

MCOV (kV)	Rango de Tensión de La Unidad (kV)	Tensión de prueba Doble (kV)
2,2 a 2,55	2,7 a 3,0	2,0
3,7 a 10,6	4,5 a 12,0	2,5
Arriba de 12,7	Arriba de 12,0	10,0

### 6.2.7 En Seccionadores:

- Resistencia de Aislamiento, con mediciones cada 30 segundos hasta 1 minuto.
- Resistencia de Contactos, **corriente aplicada  $\geq 100$  A DC.**

## 6.3 Entrega de Resultados

**6.3.1 Entregar al Dpto. Gestión de Activos una copia de los resultados de las pruebas observadas y/o que no cumplan los estándares definidos por Gestión de Activos, para su análisis.**

**6.3.2 Luego de recibido los resultados de las pruebas completas y claramente especificadas (marca, tipo, N° Serie, características eléctricas, ubicación, condición: reserva, en servicio, en servicio por primera vez, etc.), el Dpto. Gestión de Activos emitirá su opinión técnica en un plazo máximo de 04 días, en el que se indicará la condición del activo o la indicación de repetición de pruebas (validaciones).**

## 7 DOCUMENTOS DE CONSULTA:

**Procedimiento de Pruebas DOBLE**

**IEC-60044 Parte 1: Transformadores de corriente.**

**IEC-60044 Parte 2: Transformadores de voltaje inductivos.**

**IEC-60044 Parte 3: Transformadores combinados.**

**IEC-60186 Transformadores de voltaje capacitivos**

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>ESPECIFICACIÓN TÉCNICA</b>	Código : GT-E-001 Revisión : 01 Aprobado : GT Fecha : 14/08/2007 Página : 7 de 7
	<b>PARÁMETROS A CONSIDERAR EN LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS EN EQUIPOS DE TRANSMISIÓN 220 y 60 kV</b>	

## **8 REGISTROS:**

***El departamento responsable de las pruebas, deberá entregar al Dpto. Mantenimiento Subestaciones Transmisión (DMSET), los registros de las mediciones y pruebas efectuadas. El DMSET es responsable de administrar los archivos correspondientes.***

***El DMSET deberá registrar en el Sistema AMP las mediciones efectuadas según el procedimiento GA-PR-001 Rev 2.***

## **9 ANEXOS:**

***No Aplica.***



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

Código : GT-E-003  
Revisión : 01  
Aprobado : GT  
Fecha : 16/10/2007  
Página : 1 de 2

### VALORES DE ALARMA DE LOS EQUIPOS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL *GASES Y SATURACIÓN*

#### 1. OBJETIVO

- 1.1 Establecer el monitoreo en línea de la *Saturación* y de los Gases disueltos presentes en el aceite dieléctrico de la cuba de los transformadores.
- 1.2 Fijar los valores de orientación para la vigilancia de la *Saturación del Aceite* y de los Gases disueltos proporcionados por los equipos de monitoreo en línea *de transformadores*.

#### 2 ALCANCE

- 2.1 Transformadores de potencia del sistema de transmisión de 60 y 220 kV.

#### 3 DEFINICIONES

*MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES: Sistema de adquisición de datos y supervisión en línea para diagnosticar problemas incipientes en transformadores de potencia. Sistema que monitorea en tiempo real los parámetros más importantes de transformadores, con el propósito de conocer las condiciones de operación de los transformadores de potencia, siendo el objetivo principal el detectar degradaciones incipientes que permitan tomar decisiones oportunas para reducir la probabilidad de fallas catastróficas en estos equipos.*

#### 4 DOCUMENTOS RELACIONADOS

Ninguno.

#### 5 RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Gerencia de Transmisión Aprueba la especificación Técnica.
- 5.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las subgerencias de la GT.
- 5.3 La Subgerencia de Operaciones es responsable de *verificar el cumplimiento* de esta ET.
- 5.4 El Jefe Dpto. *Centro de Control y Operaciones* es responsable de *la implementación y cumplimiento* de esta ET.
- 5.5 El Jefe Dpto. *Centro de Control y Operaciones* es responsable de comunicar oportunamente los valores de alarma que envíen estos dispositivos electrónicos, al Dpto. Mantenimiento de Subestaciones y a Gestión de Activos, *usando el formato GT-FR-032 y adjuntando el archivo electrónico de los monitoreos efectuados.*

#### 6 DESARROLLO

##### 6.1 VALORES LÍMITES PARA EL MONITOREO DE GASES DISUELTOS

Para transformadores en el que el conmutador de tomas bajo carga (OLTC) **NO** tiene comunicación con la Cuba principal

Queda absolutamente prohibida cualquier modificación del presente documento sin la autorización previa y expresa del responsable de la aprobación del documento.



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

Código : GT-E-003  
Revisión : 01  
Aprobado : GT  
Fecha : 16/10/2007  
Página : 2 de 2

### VALORES DE ALARMA DE LOS EQUIPOS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL GASES Y SATURACIÓN

Parámetro	Gas Level (ppm)
HI Alarm	158,3
High - high Alarm	320,2
Alarm Delay	10 minutos

Para transformadores en el que el conmutador de tomas bajo carga (OLTC) tiene comunicación con la Cuba principal

Parámetro	Gas Level (ppm)
HI Alarm	155,1
High - high Alarm	328,4
Alarm Delay	10 minutos

Gestión de activos fijará los valores de

- ✓ Hourly Trend (ppm/hora) y
- ✓ Daily Trend (ppm/día)

para cada transformador, los cuales dependen de la masa del aceite.

## 6.2 VALORES LÍMITES PARA EL MONITOREO DE LA SATURACIÓN

Para Transformadores 220 kV:

Debe enviar alarma cuando el valor de S (%)  $\geq$  12,0%

Para Transformadores 60 kV:

Debe enviar alarma cuando el valor de S (%)  $\geq$  20,0%

## 7 DOCUMENTOS DE CONSULTA

7.1 Norma IEC 60599 *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis.*

7.2 *Instruction Manual HYDRAN 201R Model i and HYDRAN 201i System*

## 8 REGISTROS:

*GT-FR-032: Registros observados que no cumplen con GT-E-003.*

## 9 ANEXOS:

*No aplica.*



## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

### VALORES DE ALARMA DE LOS EQUIPOS DE MONITOREO EN TIEMPO REAL *GASES Y SATURACIÓN*

Código : GT-E-003  
Revisión : 01  
Aprobado : GT  
Fecha : 16/10/2007  
Página : 1 de 2

#### 1. OBJETIVO

- 1.1 Establecer el monitoreo en línea de la *Saturación* y de los Gases disueltos presentes en el aceite dieléctrico de la cuba de los transformadores.
- 1.2 Fijar los valores de orientación para la vigilancia de la *Saturación del Aceite* y de los Gases disueltos proporcionados por los equipos de monitoreo en línea *de transformadores*.

#### 2 ALCANCE

- 2.1 Transformadores de potencia del sistema de transmisión de 60 y 220 kV.

#### 3 DEFINICIONES

*MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES: Sistema de adquisición de datos y supervisión en línea para diagnosticar problemas incipientes en transformadores de potencia. Sistema que monitorea en tiempo real los parámetros más importantes de transformadores, con el propósito de conocer las condiciones de operación de los transformadores de potencia, siendo el objetivo principal el detectar degradaciones incipientes que permitan tomar decisiones oportunas para reducir la probabilidad de fallas catastróficas en estos equipos.*

#### 4 DOCUMENTOS RELACIONADOS

Ninguno.

#### 5 RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Gerencia de Transmisión Aprueba la especificación Técnica.
- 5.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución a las subgerencias de la GT.
- 5.3 La Subgerencia de Operaciones es responsable de *verificar el cumplimiento* de esta ET.
- 5.4 El Jefe Dpto. *Centro de Control y Operaciones* es responsable de *la implementación* y cumplimiento de esta ET.
- 5.5 El Jefe Dpto. *Centro de Control y Operaciones* es responsable de comunicar oportunamente los valores de alarma que envíen estos dispositivos electrónicos, al Dpto. Mantenimiento de Subestaciones y a Gestión de Activos, *usando el formato GT-FR-032 y adjuntando el archivo electrónico de los monitoreos efectuados.*

#### 6 DESARROLLO

##### 6.1 VALORES LÍMITES PARA EL MONITOREO DE GASES DISUELTOS

Para transformadores en el que el conmutador de tomas bajo carga (OLTC) **NO** tiene comunicación con la Cuba principal





# FORMATO

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 1 de 23

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

### Índice Reporte de Pruebas

#### ESPECIFICACIONES TRANSFORMADOR

CLIENTE	Luz del Sur	OFERTA	
POTENCIA NOMINAL (MVA)		CALCULO	
VOLTAJE NOMINAL PRIMARIO "AT" (kV)	200	AÑO DE FABRICACIÓN	
VOLTAJE NOMINAL SECUNDARIO "BT" (kV)	62,46	PROTOCOLO No.	
VOLTAJE NOMINAL TERCIARIO "TERC" (kV)	10	FECHA DE PRUEBAS	
NUMERO DE FASES	1		
NUMERO DE SERIE			

- 1 Índice Reporte de Pruebas
- 2 Hoja de Chequeo Inicio de Pruebas
- 3 Protocolo Prueba de Impulso
- 4 Protocolo Prueba de Descargas Parciales
- 5 Protocolo Prueba de Resistencia de Aislamiento
- 6 Protocolo Relación de Transformación
- 7 Protocolo Prueba de Resistencia de Devanados
- 8 Protocolo Prueba Pérdidas en Carga
- 9 Protocolo Prueba Pérdidas en Carga (continuación)
- 10 Protocolo Prueba Pérdidas en Vacío
- 11 Protocolo Prueba de Aislamiento
- 12 Protocolo Prueba de Incremento de Temperatura ONAN
- 13 Protocolo Prueba de Incremento de Temperatura ONAF
- 14 Protocolo Prueba de tangente Delta y Capacitancia Devanados
- 15 Protocolo Prueba de tangente Delta y Capacitancia Bushings
- 16 Protocolo Prueba de Nivel de Ruido
- 17 Protocolo Prueba de Tablero de Accesorios
- 18 Protocolo de Prueba de Transformadores de Corriente
- 19 Protocolo de Prueba de Armónicos de Corriente
- 20 Placa del Transformador
- 21 Placa del Transformador (continuación)
- 22 Hoja de Características Técnicas Garantizadas
- 23 Hoja de Características Técnicas Garantizadas (continuación)
- 24 Hoja de Características Técnicas Garantizadas (continuación)



# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 2 de 23

### Hoja de Chequeo Inicio de Pruebas

Serial	Potencia [MVA]				OBSERVACIONES
Ciente	G. conexión				
Luz del Sur					
ITEM	DESCRIPCION	BIEN	MAL	INCOMP	
1	Inspección General				
2	Tornillería completa				
3	Accesorios completos				
4	Fugas de aceite				
5	Nivel de aceite del transformador				
6	Nivel del conmutador				No aplica
7	Nivel del Relé Buchholz				
8	Nivel del Relé de Flujo				No aplica
9	Purga pasatapas y domos				
10	Purga relé Buchholz				
11	Purga del conmutador				No aplica
12	Válvulas de los radiadores abiertas				
12	Sujeción de ventiladores				
14	Funcionamiento de ventiladores				
15	TC's conectados a la bornera y verificación de continuidad				
16	Cortocircuitar y aterrizar borneras				
17	Aterrizar el tanque				
18	Conectores de tierra instalados				
19	Aseguramiento de los herrajes de los pasatapas				
20	Tablero control ventiladores conectado y cableado				
21	Número de fabricación en la tapa de la cuba coincide con el de pedido				
22	Válvulas para la circulación de aire y aceite abiertas				
23	Conector de tierra del núcleo accesible				
24	Sistema de amortiguamiento del tablero				
25	Toma de muestra de aceite laboratorio				
PARA PRUEBAS DIELECTRICAS DE ALTA TENSION					
ITEM	DESCRIPCION	BIEN	MAL	INCOMP	
24	Remover termocuplas				
25	Distancias contra tierra según norma				
26	Distancias entre fases según norma				
27	Distancias contra objetos metálicos cercanos min. la dist. entre fase y tierra				
28	Tierras a un mismo punto para la prueba de impulso				
PARA PRUEBAS DE CALENTAMIENTO					
ITEM	DESCRIPCION	BIEN	MAL	INCOMP	
29	Operación indicador de nivel de transformador				
CONMUTADOR					
30	Serial	Tipo			
31	Marca				

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing.Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 3 de 23

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

### Protocolo Prueba de Impulso

<b>Ciente</b>	Luz del Sur		<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
<b>Devanado</b>	<b>BIL [kV]</b>	<b>BIL Neutro [kV]</b>	<b>SIL [kV]</b>					
AT	1050	325	850					
BT	325	325	NA					
TERCIARIO	75	NA	NA					

**Fecha [dd/mm/aaaa]**  
 Norma IEC 60076-3

**Temp Aceite**  
 Altitud

**Temp Ambiente**

### LI Prueba de Impulso Atmosférico

<b>Devanado</b>	<b>Terminal Probado</b>	<b>Oscilograma</b>	<b>Onda</b>	<b>Up [kV]</b>	<b>Tf [ms]</b>	<b>Tt [ms]</b>	<b>T90% [ms]</b>

**Equipo utilizado**

**Tolerancias** Tiempo de frente: 1,2 ms ± 30%, Tiempo de cola: 50 ms ± 20%

**Observaciones**

**Resultado**

### SIL Prueba de Impulso Tipo Maniobra

<b>Devanado</b>	<b>Terminal Probado</b>	<b>Oscilograma</b>	<b>Onda</b>	<b>Up [kV]</b>	<b>Tf [ms]</b>	<b>Tt [ms]</b>	<b>T90% [ms]</b>

**Equipo utilizado**

**Tf > 100 ms**  
**Tolerancias T90% > 200 ms**  
**Tcross/0 > 1000 ms**

**Observaciones**

**Resultado**

**Convenciones**  
 RFW: Onda atmosférica reducida  
 FW: Onda atmosférica plena  
 RSW: Onda de maniobra reducida  
 FSW: Onda de maniobra plena

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante

	<b>FORMATO</b>	Código : GT-FR-033 Revisión : 00 Aprobado: GT
	<b>REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN          FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV</b>	Fecha : 27/09/2007 Página : 4 de 23

**Protocolo Prueba de Descargas Parciales**

<b>Cliente</b>	Luz del Sur	<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
----------------	-------------	---------------	--	------------------	--	-----------------	--

**Fecha [dd/mm/aaaa]** **Temp Aceite [°C]** **Temp Ambiente [°C]**  
**Norma** IEC 60076-3 **Altitud**

Fase	Tiempo (minutos)												Promedio		Dif. 60-5 pre	
	5pre	5pos	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	pC		mV

<b>Equipo utilizado</b>	<b>Valores Garantizados &lt; a 500 pC a U2</b>
U1 1 min 240,466 kV U2 5 min antes y 30 min después de U1 212,176 kV U3 5 min antes y 5 min después de U2 155,595 kV	
<b>Observaciones</b>	
<b>Resultado</b>	

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing.Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 5 de 23

### Protocolo Prueba de Resistencia de Aislamiento

<b>Ciente</b>	Luz del Sur	<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
<b>Fecha [dd/mm/aaaa]</b>		<b>Temp Aceite</b>		<b>Temp Ambiente</b>			
<b>Norma</b>	IEC 60076	<b>Altitud</b>					

P. Devs	V(kV)	Resistencia en Gohms											Índices		
		15 s	30 s	1 m	2 m	3 m	4 m	5 m	6 m	7 m	8 m	9 m	10 m	Ia	Ip
AT/Tierra	5														
BT/Tierra	5														
AT/BT	5														
TERC/Tierra	5														
AT/TERC	5														
BT/TERC	5														

### Resistencia Núcleo-Gnd

Tensión (kV)	Tiempo (min)	Aislamiento	Resistencia (GOhm)
1	1	Núcleo/Tierra	

<b>Equipo</b>	<b>Valores Garantizados</b> <b>Ip &gt; 2,0 Es Bueno</b> <b>Ip: Índice de polarización (R 10 min /R 1 min)</b> <b>Ia: Índice de absorción (R 1 min /R 30 s)</b> <b>Resistencia Núcleo &gt; a 1 Gohm</b>
---------------	--

**Observaciones**  
 Realizar mediciones antes y después de la prueba de Impulso

**Resultado**

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 6 de 23

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

### Protocolo Prueba de Relación de Transformación

<b>Ciente</b>	Luz del Sur	<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
<b>Fecha [dd/mm/aaaa]</b>		<b>Temp Aceite [°C]</b>		<b>Temp Ambiente [°C]</b>			
<b>Norma</b>	IEC 60076-1	<b>Altitud</b>					

Devanados	Taps	Voltajes [V]		Relación Nominal	Terms A	TTR (Medido)	Límite Superior (Tolerancia +0.5%)	Límite Inferior (Tolerancia -0.5%)
AT / BT	1   1	220000/√3	62460/√3	3,5223	U-PN / r-pn		3,5399	3,5046
AT / BT	2   1	210000/√3	62460/√3	3,3622	U-PN / r-pn		3,3790	3,3453
AT / BT	3   1	200000/√3	62460/√3	3,2020	U-PN / r-pn		3,2181	3,1860
AT / BT	4   1	190000/√3	62460/√3	3,0419	U-PN / r-pn		3,0572	3,0267
AT / BT	5   1	180000/√3	62460/√3	2,8818	U-PN / r-pn		2,8963	2,8674
AT / TERC	1   1	220000/√3	10000	12,7017	U-PN / X'-X''		12,7652	12,6382
AT / TERC	2   1	210000/√3	10000	12,1244	U-PN / X'-X''		12,1850	12,0637
AT / TERC	3   1	200000/√3	10000	11,5470	U-PN / X'-X''		11,6047	11,4893
AT / TERC	4   1	190000/√3	10000	10,9697	U-PN / X'-X''		11,0245	10,9148
AT / TERC	5   1	180000/√3	10000	10,3923	U-PN / X'-X''		10,4443	10,3403
BT / TERC	1   1	62460/√3	10000	3,6061	r-pn / X'-X''		3,6242	3,5881

**Equipo utilizado**

**Valores Garantizados  
 Tolerancia ± 0,50%**

**Observaciones**

Verificar Polaridad sustractiva

**Resultado**

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 7 de 23

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

### Protocolo Prueba Resistencia de Devanados

Cliete	Luz del Sur	Serial		Protocolo		Potencia	
--------	-------------	--------	--	-----------	--	----------	--

Fecha [dd/mm/aaaa]

Temp Aceite [°C]

Temp Ambiente [°C]

Norma IEC 60076-1

Altitud

#### Devanado AT

Tap	Terms A	Resist [Ohm]	Terms B	Resist [Ohm]	Terms C	Resist [Ohm]
1	U - PN					
2	U - PN					
3	U - PN					
4	U - PN					
5	U - PN					

#### Devanado BT

Tap	Terms A	Resist [Ohm]	Terms B	Resist [Ohm]	Terms C	Resist [Ohm]
1	r - pn					

#### Devanado TERCARIO

Tap	Terms A	Resist [Ohm]	Terms B	Resist [Ohm]	Terms C	Resist [Ohm]
1	X' - X''					

Equipo utilizado	Valores de referencia fábrica para seguimiento y cálculo de protecciones
------------------	--

Observaciones
---------------

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 8 de 23

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

### Protocolo Prueba Pérdidas en Carga

Cliente	Luz del Sur	Serial		Protocolo		Potencia	
---------	-------------	--------	--	-----------	--	----------	--

Fecha [dd/mm/aaaa]		Temp Aceite [°C]		Temp Ambiente [°C]	
Norma	IEC 60076-1	Altitud			

Potencia Base [MVA] 16 ONAN

Devanados Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp. de Ensayo			Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp. de Referencia		
					I2R [kW]	Pk [kW] Med/Corr	Zk [%]			I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / TERC 1 / 1	U - PN							75	127.017,06			
AT / TERC 3 / 1	U - PN							75	115.470,05			
AT / TERC 5 / 1	U - PN							75	103.923,05			
BT / TERC 1 / 1	r - pn							75	36.061,30			

Potencia Base [MVA] 20 ONAF

Devanados Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp. de Ensayo			Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp. de Referencia		
					I2R [kW]	Pk [kW] Med/Corr	Zk [%]			I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / TERC 1 / 1	U - PN							75	127.017,06			
AT / TERC 3 / 1	U - PN							75	115.470,05			
AT / TERC 5 / 1	U - PN							75	103.923,05			
BT / TERC 1 / 1	r - pn							75	36.061,30			

Potencia Base [MVA] 48 ONAN

Devanados Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp. de Ensayo			Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp. de Referencia		
					I2R [kW]	Pk [kW] Med/Corr	Zk [%]			I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / BT 1 / 1	U - PN							75	127.017,06			
AT / BT 3 / 1	U - PN							75	115.470,05			
AT / BT 5 / 1	U - PN							75	103.923,05			

Equipo utilizado	Valores de fábrica del Transformador
Observaciones	

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 9 de 23

### Protocolo Prueba Pérdidas en Carga

<b>Cliente</b>	Luz del Sur	<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
<b>Fecha [dd/mm/aaaa]</b>		<b>Temp Aceite [°C]</b>		<b>Temp Ambiente [°C]</b>			
<b>Norma</b>	IEC 60076-1	<b>Altitud</b>					

**Potencia Base [MVA]** 60 ONAF

Devanados Taps	Terms A Voltaje Aplicado (V)	Terms B Voltaje Aplicado (V)	Terms C Voltaje Aplicado (V)	I Inyectada (A)	Datos a Temp. de Ensayo			Temp Ref [°C]	Voltaje Base [V]	Datos a Temp. de Referencia		
					I2R [kW]	Pk [kW] Med/Corr	Zk [%]			I2R [kW]	Pk [kW]	Zk [%]
AT / BT 1 / 1	U - PN							75	127.017,06			
AT / BT 3 / 1	U - PN							75	115.470,05			
AT / BT 5 / 1	U - PN							75	103.923,05			

<b>Equipo utilizado</b>	<b>Valores Garantizados</b>			
	<b>Tap</b>	<b>Pk 75° C (kW)</b>	<b>Z (%)</b>	<b>MVA</b>
	3	(*)	11,7 ± 5%	(*)

**Observaciones**  
 (\*) Valores según propuesta técnica del postor

**Resultado**

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 10 de 23

### Protocolo Prueba Pérdidas en Vacío

Cliente	Luz del Sur	Serial		Protocolo		Potencia	
---------	-------------	--------	--	-----------	--	----------	--

Fecha [dd/mm/aaaa]  
 Norma IEC 60076-1

Temp Aceite [°C]  
 Altitud

Temp Ambiente [°C]

Tap 1

Pot Base [MVA]	Voltaje Base [V]	Voltaje [p.u]	Voltaje Aplicado [V]	Terms A	Terms B	Terms C	Term 1	I1 [A]	Term 2	I2 [A]	Term 3	I3 [A]	Ref Temp [°C]	Po [kW]	Io [%]
60	10000	1,00		X' - X''											

Tap 3

Pot Base [MVA]	Voltaje Base [V]	Voltaje [p.u]	Voltaje Aplicado [V]	Terms A	Terms B	Terms C	Term 1	I1 [A]	Term 2	I2 [A]	Term 3	I3 [A]	Ref Temp [°C]	Po [kW]	Io [%]
60	10000	0,60		X' - X''											
60	10000	0,70		X' - X''											
60	10000	0,80		X' - X''											
60	10000	0,90		X' - X''											
60	10000	0,95		X' - X''											
60	10000	1,00		X' - X''											
60	10000	1,05		X' - X''											
60	10000	1,10		X' - X''											

Tap 5

Pot Base [MVA]	Voltaje Base [V]	Voltaje [p.u]	Voltaje Aplicado [V]	Terms A	Terms B	Terms C	Term 1	I1 [A]	Term 2	I2 [A]	Term 3	I3 [A]	Ref Temp [°C]	Po [kW]	Io [%]
60	10000	1,00		X1 - X2											

### Equipo utilizado

Valores Garantizados  
 Voltaje (%) Po (kW) Io (%) MVA  
 100 (\*) (\*) (\*) (\*)  
 Tolerancia para pérdidas +15%

### Observaciones

(\*) Valores según propuesta técnica del postor

### Resultado

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 KV

Código : GT-FR-033  
Revisión : 00  
Aprobado: GT  
Fecha : 27/09/2007  
Página : 11 de 23

### Protocolo Prueba de Aislamiento

Cliente	Serial	Protocolo	Potencia
Luz del Sur			
Fecha [dd/mm/aaaa]	Temp Aceite [°C]	Temp Ambiente [°C]	
Norma IEC 60076-3	Altitud		

### Prueba de Tensión Aplicada

Devanado	U [V]	f [Hz]	t [min]
AT	140000	60	1
BT	140000	60	1
TERC	38000	60	1

### Prueba de Tensión Inducida

Devanado	U [V]	f [Hz]	t [min]
AT	155595	120	5
AT	212176	120	5
AT	240466	120	1
AT	212176	120	30
AT	155595	120	5

<b>Equipo utilizado</b>	<b>El ensayo es satisfactorio, si la tensión de ensayo no colapsa</b>
<b>Observaciones</b>	
<b>Resultado</b>	

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 KV

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 12 de 23

### Protocolo Prueba de Incremento de Temperatura ONAN

Ciente	Luz del Sur	Serial	Protocolo	Potencia
Fecha [dd/mm/aaaa]		Temp Aceite [°C]		Temp Ambiente [°C]
Norma	IEC 60076-2	Altitud		

Condiciones de Prueba							
Etapa	Tap	Po [W]	Pk [W]	Hot Spot Factor	Resistencia (Ohm)	Temp	Terminales
ONAN	3						
Potencia tomada por el transformador (W)				Potencia tomada por el transformador (W)			
Voltaje aplicado al Transformador (V)				Voltaje aplicado al Transformador (V)			
Corriente tomada por el transformador (A)				Corriente tomada por el transformador (A)			
Temp Ambiente [°C]				Temp Ambiente [°C]			
Temp Aceite en el Nivel Superior [°C]				Temp Aceite en el Nivel Superior [°C]			
Temp Parte Superior del Radiador [°C]				Temp Parte Superior del Radiador [°C]			
Temp Parte Inferior del Radiador [°C]				Temp Parte Inferior del Radiador [°C]			
Cálculos y Correcciones							
Resistencia en Caliente AT - BT (Ohm)				Corrección por Altitud Devanado (Elev Prom) [°C]			
Temp Promedio de los Devanados al Corte [°C]				Corrección por Altitud Aceite (Nivel Superior) [°C]			
Temp Promedio del Aceite al Corte [°C]				Elev del Devanado Referida a 1000 msnm [°C]			
Gradiente Devanado - Aceite al Corte [°C]				Elev del Punto más Caliente Ref a 1000 msnm [°C]			
Elev. del Aceite en el Nivel Sup. con Pérd. Totales [°C]				Elev. del Aceite en el Nivel Sup. Ref a 1000 msnm [°C]			
Elev. Promedio del Aceite con Pérdidas Totales [°C]							
Elev. Promedio del Devanado con Pérdidas Totales [°C]							

Equipo utilizado	Valores referenciales para ajustes de termómetros de Imagen Térmica
Observaciones	

### Curva de Resistencia

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 13 de 23

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

### Protocolo Prueba de Incremento de Temperatura ONAF

<b>Cliente</b>	Luz del Sur	<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
----------------	-------------	---------------	--	------------------	--	-----------------	--

Fecha [dd/mm/aaaa]  
 Norma IEC 60076-2

Temp Aceite [°C]  
 Altitud

Temp Ambiente [°C]

#### Condiciones de Prueba

Etapa	Tap	Po [W]	Pk [W]	Hot Spot Factor	Resistencia (Ohm)	Temp	Terminales
ONAF	3						

Potencia tomada por el transformador (W)		Potencia tomada por el transformador (W)	
Voltaje aplicado al Transformador (V)		Voltaje aplicado al Transformador (V)	
Corriente tomada por el transformador (A)		Corriente tomada por el transformador (A)	
Temp Ambiente [°C]		Temp Ambiente [°C]	
Temp Aceite en el Nivel Superior [°C]		Temp Aceite en el Nivel Superior [°C]	
Temp Parte Superior del Radiador [°C]		Temp Parte Superior del Radiador [°C]	
Temp Parte Inferior del Radiador [°C]		Temp Parte Inferior del Radiador [°C]	

#### Cálculos y Correcciones

Resistencia en Caliente AT - BT (Ohm)		Corrección por Altitud Devanado (Elev Prom) [°C]	
Temp Promedio de los Devanados al Corte [°C]		Corrección por Altitud Aceite (Nivel Superior) [°C]	
Temp Promedio del Aceite al Corte [°C]		Elev del Devanado Referida a 1000 msnm [°C]	
Gradiente Devanado - Aceite al Corte [°C]		Elev del Punto más Caliente Ref a 1000 msnm [°C]	
Elev. del Aceite en el Nivel Sup. con Pérd. Totales [°C]		Elev. del Aceite en el Nivel Sup. Ref a 1000 msnm [°C]	
Elev. Promedio del Aceite con Pérdidas Totales [°C]			
Elev. Promedio del Devanado con Pérdidas Totales [°C]			

Equipo utilizado

Valores referenciales para ajustes de termómetros de Imagen Térmica

Observaciones

### Curva de Resistencia

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado : GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 14 de 23

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

### Protocolo Prueba Tangente Delta y Capacitancia Devanados

<b>Ciente</b>	Luz del Sur	<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
<b>Fecha [dd/mm/aaaa]</b>		<b>Temp Aceite [°C]</b>		<b>Temp Ambiente [°C]</b>			
<b>Referencia Doble</b>		<b>Altitud</b>					

Devanados	Tensión (kV)	GSTg		UST		GST	
		Tan (%)	Cap (pF)	Tan (%)	Cap (pF)	Tan (%)	Cap (pF)
AT/BT	2,5						
AT/TERC	2,5						
BT/AT	2,5						
BT/TERC	2,5						
TERC/AT	2,5						
TERC/BT	2,5						
AT/BT	10,0						
AT/TERC	10,0						
BT/AT	10,0						
BT/TERC	10,0						
TERC/AT	10,0						
TERC/BT	10,0						

<b>Equipo utilizado</b>	<b>Valores Garantizados</b> Tan (%) < 0,50
<b>Observaciones</b> Las mediciones se deberán ejecutar antes y después de la prueba de impulso	
<b>Resultado</b>	

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



**LUZ DEL SUR**

# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 15 de 23

### Protocolo Prueba Tangente Delta y Capacitancia Bushings

<b>Ciente</b>	Luz del Sur	<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
<b>Fecha [dd/mm/aaaa]</b>		<b>Temp Aceite [°C]</b>		<b>Temp Ambiente [°C]</b>			
<b>Referencia Doble</b>		<b>Altitud</b>					

#### Aislamiento C1 (Principal)

N° Serie Bushings	Fase	Tensión (kV)	C1		Observaciones
			Cap (pF)	Tan (%)	
	U	2,5			
	PN	2,5			
	r	2,5			
	pn	2,5			
	U	10,0			
	PN	10,0			
	r	10,0			
	pn	10,0			

#### Aislamiento C2 (Tap)

N° Serie Bushings	Fase	Tensión (kV)	C2		Observaciones
			Cap (pF)	Tan (%)	
	U	0,5			
	PN	0,5			
	r	0,5			
	pn	0,5			

#### Medición de Pérdidas (Collar Caliente)

N° Serie Bushings	Fase	Tensión (kV)	Corriente (mA)	Wattios (W)	Observaciones
	X'	10			
	X''	10			

<b>Equipo utilizado</b>	<b>Valores Garantizados</b> Tan (%) C1 < 0,50 Tan (%) C2 < 1,00 Pérdidas < 0,10 W
<b>Observaciones</b> Las mediciones se deberán ejecutar antes y después de la prueba de impulso	
<b>Resultado</b>	

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
Revisión : 00  
Aprobado: GT  
Fecha : 27/09/2007  
Página : 16 de 23

Protocolo Pruebas de Nivel de Ruido

Cliente	Luz del Sur	Serial	Protocolo	Potencia
---------	-------------	--------	-----------	----------

Fecha [dd/mm/aaaa]	Temp Aceite [°C]	Temp Ambiente [°C]
Norma IEC 60076-10	Altitud	

Pos	Amb (dB)	ONAN			CORR. ONAN			ONAF			CORR. ONAF			ONAF2			CORR. ONAF2			
		H=1/3	H=1/3	H=2/3	H=1/3	H=1/3	H=2/3	H=1/2	H=1/3	H=2/3	H=1/2	H=1/3	H=2/3	H=1/2	H=1/3	H=2/3	H=1/2	H=1/3	H=2/3	

Lp (dB)					
10 log (S)					
Lwa (dB)					
Lwa (prom)					

Equipo utilizado	Valores Garantizados < 78 dB NEMA -TR1
Observaciones	
Resultado	

Responsable      Ing. Luz del Sur      Ing. Luz del Sur      Ing.Fabricante      Ing. Fabricante

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>FORMATO</b>	Código : GT-FR-033 Revisión : 00 Aprobado: GT Fecha : 27/09/2007 Página : 17 de 23
	<b>REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV</b>	

**PRUEBA TABLERO DE ACCESORIOS**

INFORMACION GENERAL			
Cliente	Luz del Sur	Serial	
Protocolo		Potencia [MVA]	
		Fecha [dd/mm/aaaa]	

	ALARMA	DISPARO
Relé Bucholz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Relé de Flujo del Conmutador (3)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Relé de Presión Súbita	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Relé de Ondas de Presión	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Nivel de Aceite del Conmutador Máximo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Nivel de Aceite del Conmutador Mínimo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Nivel de Aceite del Transformador Máximo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Nivel de Aceite del Transformador Mínimo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Válvula de Sobrepresión del Transformador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Válvula de Sobrepresión del Conmutador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Termómetro de temperatura devanado AT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Termómetro de temperatura devanado BT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Termómetro de temperatura devanado Terciario	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Termómetro Temperatura Aceite	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Accionamiento del Conmutador sin Carga	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TABLERO DE VENTILADORES		ACCIONAMIENTO A MOTOR DEL CONMUTADOR	
Mando Manual / Automático	<input type="checkbox"/>	Mando Eléctrico Subir / Bajar	<input type="checkbox"/>
Mando Local / Remoto	<input type="checkbox"/>	Mando Manual Subir / Bajar	<input type="checkbox"/>
Conexión Automática	<input type="checkbox"/>	Tope Final Mecánico	<input type="checkbox"/>
Desconexión Automática	<input type="checkbox"/>	Tope Final Eléctrico	<input type="checkbox"/>
Servicios Auxiliares (Toma, Ilumina., Calefac.)	<input type="checkbox"/>	Mando Manual /Automático	<input type="checkbox"/>
Amperaje Guarda Motores Adecuado a Corriente Ventilador	<input type="checkbox"/>	Sincronización con el Conmutador	<input type="checkbox"/>
Tensión de Alimentación ventilador (230 V)	<input type="checkbox"/>	Mando Conexión - Desconexión	<input type="checkbox"/>
		Tensión de Alimentación Conforme a Placa Mando Motor	<input type="checkbox"/>
		Operación Conmutador con alimentación en Tab. Remoto	<input type="checkbox"/>
		Operación Conmutador con el transformador a tensión nominal	<input type="checkbox"/>
		Operación Conmutador con el transformador a tensión nominal	<input type="checkbox"/>

Nota: X - Probado y funcionando. N.A. - No disponible

OTRAS PRUEBAS	
Pruebas Hydran	<input type="checkbox"/>
Pruebas Qualitrol	<input type="checkbox"/>

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



**LUZ DEL SUR**

# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
Revisión : 00  
Aprobado: GT  
Fecha : 27/09/2007  
Página : 18 de 23

### Protocolo Prueba de Transformadores de Corriente

<b>Ciente</b>	Luz del Sur	<b>Serial</b>		<b>Protocolo</b>		<b>Potencia</b>	
---------------	-------------	---------------	--	------------------	--	-----------------	--

<b>Fecha [dd/mm/aaaa]</b>		<b>Norma</b>		<b>Altitud</b>	
---------------------------	--	--------------	--	----------------	--

TC #	1	Serial	Burden	20	Clase	3	Uso	Imagen Térmica AT
	<b>In Prim (A)</b>	<b>In Sec (A)</b>	<b>Terminales</b>	<b>RelNom</b>		<b>RelMed</b>		
	580	5	1X1:1X2	116				

TC #	2	Serial	Burden	20	Clase	3	Uso	Imagen Térmica BT
	<b>In Prim (A)</b>	<b>In Sec (A)</b>	<b>Terminales</b>	<b>RelNom</b>		<b>RelMed</b>		
	1665	5	2X1:2X2	333				

TC #		Serial	Burden		Clase		Uso	
	<b>In Prim (A)</b>	<b>In Sec (A)</b>	<b>Terminales</b>	<b>RelNom</b>		<b>RelMed</b>		

TC #		Serial	Burden		Clase		Uso	
	<b>In Prim (A)</b>	<b>In Sec (A)</b>	<b>Terminales</b>	<b>RelNom</b>		<b>RelMed</b>		

<b>Equipo utilizado</b>	<b>Valores Garantizados</b> Error relación < +/- 3,0%
-------------------------	--

**Observaciones**  
Verificar la clase de precisión de los TC 's

**Resultado**

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



# FORMATO

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 19 de 23

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

### Protocolo Prueba de Armónicos de Corriente

Cliente	Luz del Sur	Serial	Protocolo	Potencia
---------	-------------	--------	-----------	----------

Fecha [dd/mm/aaaa] Temp Aceite [°C] Temp Ambiente [°C]  
 Norma IEC 60076-1 Altitud

Orden	I1 (%)	I2 (%)	I3 (%)
1			
3			
5			
7			
9			
11			
13			
15			
17			
19			
THD			



Equipo utilizado	Valores de referencia para ajuste de relé diferencial
Observaciones	

Responsable

Ing. Luz del Sur

Ing. Luz del Sur

Ing. Fabricante

Ing. Fabricante



**LUZ DEL SUR**

## FORMATO

### REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
Revisión : 00  
Aprobado: GT  
Fecha : 27/09/2007  
Página : 20 de 23

#### Placa del Transformador

Cliente	Serial	Protocolo	Potencia
Luz del Sur			

	<b>Verificar los datos de Placa</b>
<b>Observaciones</b>	

Pegar Imagen de Placa

Responsable

\_\_\_\_\_  
Ing. Luz del Sur

\_\_\_\_\_  
Ing. Luz del Sur

\_\_\_\_\_  
Ing. Fabricante

\_\_\_\_\_  
Ing. Fabricante



**LUZ DEL SUR**

# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 21 de 23

### HOJA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

ITEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALORES GARANTIZADOS	Cumple (SI/NO)	OBSERVACIONES
<b>1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES</b>					
1.1	Marca/Tipo	-	Monofásico		
1.2	Instalación	-	Exterior		
1.3	Tensión nominal del lado A.T.	kV	200		
1.4	Tensión máxima de operación del lado de A.T.	kV	245		
1.5	Tensión nominal del lado B.T.	kV	62,46		
1.6	Tensión máxima de operación del lado de B.T.	kV	72,5		
1.7	Tensión nominal del lado terciario	kV	10		
1.8	Tensión máxima de operación del lado terciario	kV	12		
1.9	Frecuencia nominal	Hz	60		
1.10	Potencia nominal ONAN / ONAF	MVA			
1.11	Relación de transformación en vacío (tolerancia $\pm 0,5$ %)	kV	$(200 \pm 2 \times 10 / \sqrt{3}) :$ $(62,46 / \sqrt{3}) : 10$		
1.12	Grupo de conexión	-			
1.13	Corrientes nominales:				
	a. En el lado 200 kV (toma central)	A			
	b. En el lado 62,46 kV	A			
	c. En el lado de 10 kV	A			
1.14	Corriente en vacío a 100 % de la tensión nominal (referida a la corriente nominal)	%			
1.15	Pérdidas en el hierro a 100 % de la tensión nominal	kW			
1.16	Pérdidas en el cobre a 75°C y potencia nominal (toma central)	kW			
1.17	Tensión de cortocircuito a 75°C y en la toma central	%			
1.18	Máxima inducción a 100 % de tensión nominal en el núcleo y culata	GAUSS			
1.19	Máxima elevación de temperatura referida a la temperatura ambiente de 30 °C y a 100 % de carga y tensión nominal:				
	a. En aceite, nivel superior	°C			
	b. Arrollamiento (método de la resistencia)	°C			
	c. Núcleo magnético	°C			
1.20	Máxima sobrecarga continua a 105 % de la tensión nominal	%			
1.21	Calentamiento adicional con máxima sobrecarga continua a 105 % de la tensión nominal	°C			
1.22	Máxima corriente permisible de servicio				
	a. En el lado 200 kV	%			
	b. En el lado 62,46 kV	%			
1.23	Capacidad de sobrecarga (referida a la potencia nominal):				
	- En una hora	%			
	- En 3 horas	%			
	- En 6 horas	%			
	- Continuo	%			
1.24	Regulación a potencia nominal en lado 62,46 kV para la toma central y				
	a. Factor de potencia 1,0 en el lado 200 kV	%			
	b. Factor de potencia 0,9 en el lado 200 kV	%			
	c. Factor de potencia 0,8 en el lado 200 kV	%			
1.25	Capacidad entre los arrollamientos de 200 kV y 62,46 kV	$\mu$ F			
1.26	Eficiencia en el lado 62,46 kV para la toma central y factor de potencia de 0,8 en el lado 200 kV				
	- A ¼ de la carga nominal	%			
	- A ½ de la carga nominal	%			
	- A ¾ de la carga nominal	%			
	- A la carga nominal	%			
<b>2 CARACTERÍSTICAS CONMUTADOR DE TOMAS SIN CARGA</b>					
2.1	Marca	-			
2.2	Tipo	-			
2.3	Tensión nominal	kV			
2.4	Corriente nominal	A			



**LUZ DEL SUR**

# FORMATO

## REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 22 de 23

### HOJA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

ITEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALORES GARANTIZADOS	Cumple (SI/NO)	OBSERVACIONES
2.5	Máxima corriente de cortocircuito permisible para:				
	- 5 seg.	kA			
	- 3 seg.	kA			
	- 1 seg.	kA			
2.6	Número de posiciones	#			
<b>3 CARACTERÍSTICAS ADICIONALES</b>					
3.1	Normas adoptadas para el nivel de ruidos	-			
3.2	Tipo de conservador de aceite	-			
3.3	Nivel de ruido	dB			
3.4	Distancia de línea de fuga en aisladores				
	- Lado de 200 kV	mm/kV			
	- Lado de 62,46 kV	mm/kV			
	- Lado de 10 kV	mm/kV			
3.5	Tipo de aceite	-			
3.6	Espesor de la capa de pintura	mils			
<b>4 SISTEMA DE REFRIGERACION</b>					
4.1	Número de radiadores por polo	#			
4.2	Número de ventiladores por polo	#			
4.3	Consumo de potencia para el motor de cada ventilador	kW			
4.4	Sobre elevación de temperatura a plena carga con un radiador fuera de servicio				
	- En el cobre	°C			
	- En el aceite	°C			
4.5	Sobre elevación de temperatura a plena carga con todos los radiadores en servicio y un ventilador desconectado				
	- En el cobre	°C			
	- En el aceite	°C			
<b>5 PESOS</b>					
5.1	Transformador sin aceite	Tn			
5.2	Transformador con aceite, completo con todos sus accesorios	Tn			
5.3	Máximo para el transporte, con aceite, sin accesorios	Tn			
5.4	Máxima para el izaje	Tn			
5.5	Elementos refrigerantes sin aceites	Tn			
5.6	Aceite del transformador, incluyendo el aceite en los elementos refrigerantes	Tn			
5.7	Máxima para la instalación	Tn			
<b>6 DIMENSIONES (S-4-595)</b>					
6.1	Largo	m			
6.2	Ancho	m			
6.3	Altura	m			
6.4	Altura sin considerar las ruedas	m			
<b>7 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA IMAGEN TERMICA</b>					
7.1	Relación de transformación				
	AT				
	BT				
7.2	Clase de precisión				
	AT				
	BT				
7.3	Prestación				
	AT	VA			
	BT	VA			
<b>8 TENSIONES DE ENSAYO</b>					
8.1	Tensión de ensayo a frecuencia industrial 60 c/s, 1 minuto, aplicado a los arrollamientos, incluyendo los bornes				
	a. Lado 62,46 kV	KV r.m.s.			
	b. Lado 200 kV	KV r.m.s.			
	c. Lado neutro 200 kV	KV r.m.s.			
	d. Lado kV terciario	KV r.m.s.			
8.2	Tensión de ensayo con onda de impulso 1/50 ms polaridad positiva y negativa				
	a. Lado 62,46 kV	kV p.v.			
	b. Lado 200 kV	kV p.v.			



**LUZ DEL SUR**

## FORMATO

### REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 kV

Código : GT-FR-033  
Revisión : 00  
Aprobado: GT  
Fecha : 27/09/2007  
Página : 23 de 23

#### HOJA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

ITEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALORES GARANTIZADOS	Cumple (SI/NO)	OBSERVACIONES
	c. Lado neutro 200 kV	kV p.v.			
	d. Lado kV terciario	kV p.v.			
<b>9</b>	<b>TENSIONES AUXILIARES</b>				
9.1	Tensión auxiliar para motores de ventiladores, calefacción e iluminación de la cabina de control	Vac			
9.2	Tensión auxiliar para propósitos de control, mandos y protección	Vdc			
<b>10</b>	<b>FACTORES DE SEGURIDAD DEL DISEÑO</b>				
10.1	Estructura mecánica del tanque				
10.2	Estructura de soporte de la parte activa				
10.3	Estructura aislante de los devanados				
<b>11</b>	<b>DATOS TECNICOS COMPLEMENTARIOS</b>				
11.1	Resistencia mecánica del cobre utilizado AT-MT-BT	N/mm <sup>2</sup>			
11.2	Duración permisible en cortocircuito	s			
<b>12</b>	<b>VIDA UTIL DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES</b>				
12.1	Devanados	años			
12.2	Núcleo	años			
12.3	Tanque	años			
12.4	Pasatapas	años			



# FORMATO

## LISTA DE CHEQUEO REPORTE DE PRUEBAS ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES 220 KV

Código : GT-FR-034  
 Revisión : 00  
 Aprobado: GT  
 Fecha : 27/09/2007  
 Página : 1 de 1

### Lista de Chequeo de Ejecución de Pruebas

#### ESPECIFICACIONES TRANSFORMADOR

CLIENTE	Luz del Sur	OFERTA	
POTENCIA NOMINAL (MVA)		CALCULO	
VOLTAJE NOMINAL PRIMARIO "AT" (kV)	200	AÑO DE FABRICACIÓN	
VOLTAJE NOMINAL SECUNDARIO "BT" (kV)	62,46	PROTOCOLO No.	
VOLTAJE NOMINAL TERCIARIO "TERC" (kV)	10	FECHA DE PRUEBAS	
NUMERO DE FASES	1		
NUMERO DE SERIE			

Prueba/Chequeo	Ejecutado		Resultado	
	Si	No	Bien	Mal
Chequeo Inicio de Pruebas				
Prueba de Impulso				
Prueba de Descargas Parciales				
Prueba de Resistencia de Aislamiento				
Relación de Transformación				
Prueba de Resistencia de Devanados				
Prueba Pérdidas en Carga				
Prueba Pérdidas en Vacío				
Prueba de Aislamiento				
Prueba de Incremento de Temperatura ONAN				
Prueba de Incremento de Temperatura ONAF				
Prueba de tangente delta y Capacitancia Devanados				
Prueba de tangente delta y Capacitancia Bushings				
Prueba de Nivel de Ruido				
Prueba de Tablero de Accesorios				
Prueba de Transformadores de Corriente				
Prueba de Armónicos de Corriente				
Placa del Transformador				
Hoja de Características Técnicas Garantizadas				

#### Observaciones Finales:

Responsable	Ing. Luz del Sur	Ing. Luz del Sur	Ing. Fabricante	Ing. Fabricante
-------------	------------------	------------------	-----------------	-----------------

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-009 Revisión : 02 Aprobado : JSN Fecha : 14/06/2007 Página : 1 de 3
	<b>PUESTA EN SERVICIO DE UN          TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>	

## 1 OBJETIVO

Asegurar que la puesta en servicio de un transformador de potencia, se realice en forma confiable.

## 2 ALCANCE

El presente documento será aplicado a los transformadores de potencia 60 y 220 kV que ingresen al Sistema de Transmisión de Luz del Sur S.A.A. o que se trasladen de una Sub estación a otra.

## 3 DOCUMENTOS RELACIONADOS

3.1 Lista de Chequeo CHL-001 (Rev. 00) "Puesta en Servicio Transformadores"

**3.2 Especificaciones técnicas GA-E-001 (Rev. 01), GA-E-002, GA-E-005, GA-E-008**

## 4 RESPONSABILIDADES

4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba el Procedimiento.

4.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración y revisión del presente procedimiento.

4.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión, Ingeniería Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la implementación del presente Procedimiento.

4.4 El Jefe de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones Transmisión, es responsable de la verificación y cumplimiento del presente Procedimiento.

## 5 EJECUCIÓN DE PRUEBAS

Previo a la puesta en servicio, el Dpto. Mantenimiento de Subestaciones verificará posibles daños en el transformador durante el transporte y ensamble de accesorios. Tanto para transformadores nuevos como para transformadores reubicados, deberá considerar el análisis del registrador de impactos.

### 5.1 Pruebas necesarias para la Puesta en Servicio:

El Departamento de Mantenimiento de Sub estaciones deberá efectuar las siguientes pruebas:

1. Relación de transformación (entre todos los devanados y en todas las posiciones del conmutador cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC)).
2. Resistencia óhmica de devanados (en todos los devanados y en todas las posiciones del conmutador cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC)).
3. Resistencia de aislamiento de todos los devanados con mediciones cada 30 segundos hasta 10 minutos, **a una tensión de prueba de 5 kV.**

**Queda absolutamente prohibida cualquier modificación del presente documento sin la autorización previa y expresa del responsable de la aprobación del documento.**



## PROCEDIMIENTO

### PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Código : GA-PR-009  
Revisión : 02  
Aprobado : JSN  
Fecha : 14/06/2007  
Página : 2 de 3

4. Resistencia de aislamiento del núcleo **a una tensión de prueba de 0.5 ó 1 kV** (1 minuto).
5. Factor de potencia del aislamiento de los devanados (2,5 y 10 kV)
6. Factor de potencia del aislamiento de los bushings **del tipo capacitivo y que disponen de taps de prueba** (Aislamiento principal del bushing (C1) a 2,5 y 10 kV, Aislamiento del tap de pruebas (C2) a 0.5, 1 ó 2 kV de acuerdo al tipo de bushing).  
**Medición de pérdidas (método Doble de collar caliente) a los bushings tipo capacitivo sin tap de pruebas y/o de porcelana a 10 kV.**
7. Corriente de excitación (en todos los devanados y en todas las posiciones del conmutador cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC)).
8. SFRA (Análisis de Respuesta al Barrido de Frecuencia), **en las posiciones nominales y extremas del OLTC. Sólo para los casos de transformadores nuevos o cuando Gestión de Activos lo indique.**
9. Análisis físico químico completo del aceite de la cuba (Normas ASTM: Rigidez dieléctrica, Tensión Interfacial, Acidez, Humedad, Factor de Potencia (FP) a 25 y 100 ° C, Color)
10. Análisis físico químico del aceite del conmutador (Rigidez dieléctrica (Norma IEC), Humedad). Gestión de Activos definirá la necesidad de este dato para los transformadores reubicados.
11. Análisis de gases disueltos del aceite de la cuba.
12. Análisis de gases disueltos del aceite del OLTC. Gestión de Activos definirá la necesidad de este dato para los transformadores reubicados.
13. Entregar a Gestión de Activos una copia de los resultados de las pruebas<sup>1</sup> **observadas y/o que no cumplan los estándares definidos por Gestión de Activos**, para su análisis.<sup>2</sup>
- 14. Luego de recibido los resultados de las pruebas completas y claramente especificadas (marca, tipo, N° Serie, características eléctricas, ubicación, condición: reserva, en servicio, en servicio por primera vez, etc.) Gestión de Activos emitirá su opinión técnica en un plazo máximo de 04 días, en el que se indicará la condición del activo o la indicación de repetición de pruebas (validaciones).**

<sup>1</sup> Eliminado: ... arriba indicadas

<sup>2</sup> Eliminado: ... Las entregas serán conforme las pruebas se ejecuten, en caso haya necesidad de validar algún resultado. En ningún caso deberá superar las 48 horas de culminadas las pruebas.

**Queda absolutamente prohibida cualquier modificación del presente documento sin la autorización previa y expresa del responsable de la aprobación del documento.**

	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-009 Revisión : 02 Aprobado : JSN
	<b>PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>	Fecha : 14/06/2007 Página : 3 de 3

15. Entregar a Gestión de Activos una copia del Formato "Lista de Puesta en Servicio" (Check list), con las respectivas firmas, 5 días antes de la puesta en servicio.

### **5.2 Pruebas Posteriores a la Puesta en Servicio:**

1. Análisis de gases disueltos del aceite de la cuba (Luego de: 24 horas, 07 días, 01 mes, 06 meses, 01 año). **(Solo para los transformadores nuevos).**

...<sup>3</sup>

2. Termografía en hora punta (Dentro de las 24 horas).

...<sup>4</sup>

**Gestión de Activos T&D**

<sup>3</sup> Eliminado: ... 2) Análisis de gases disueltos del OLTC (Luego de: 24 horas, 07 días, 01 mes, 06 meses, 01 año), donde sea aplicable.

<sup>4</sup> Eliminado: ... 4) Entregar a Gestión de Activos una copia de los protocolos de las pruebas arriba indicadas, para su análisis.

**Queda absolutamente prohibida cualquier modificación del presente documento sin la autorización previa y expresa del responsable de la aprobación del documento.**



## PROCEDIMIENTO

### PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA Y CAPACITANCIA EN CABLES DE POTENCIA

Código : GA-PR-013  
Revisión : 00  
Aprobado : JSN  
Fecha : 09/01/2006  
Página : 1 de 2

#### 1. OBJETIVO

1.1 Establecer la metodología para la ejecución de pruebas de medición del Factor de Potencia y Capacitancia, en cables de potencia.

#### 2. ALCANCES

2.1 Cables Subterráneos Tipo O.F. - 60 kV  
2.2 Cables Subterráneos Tipo XLPE - 60 kV

#### 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR

3.1 Test - Data Reference Book (Doble Engineering Company)  
3.2 M4000 Insulation Analyzer User Guide (Doble Engineering Company)

#### 4. EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS

4.1 Identificar cada terminal de los cables.  
4.2 Desconectar todos los terminales del espécimen a probar (totalmente aislado de la red eléctrica).  
4.3 Aterrizar firmemente la(s) pantalla(s) de los cables a probar.  
4.4 Limpiar los terminales de los cables.  
4.5 Proceder a la realización de las pruebas, según:

Prueba	Modalidad de Prueba	Energizar	Puesta a Tierra	Con Circuito de Guarda	UST	Parámetro a medir
1	GND	R	Pantalla	S - T	-	$C_R$
2	GND	S	Pantalla	R - T	-	$C_S$
3	GND	T	Pantalla	R - S	-	$C_T$
4	UST	R	Pantalla	T	S	$C_{RS}$
5	UST	S	Pantalla	R	T	$C_{ST}$
6	UST	T	Pantalla	S	R	$C_{TR}$

$C_R$ : Aislamiento entre la fase R y tierra  
 $C_S$ : Aislamiento entre la fase S y tierra  
 $C_T$ : Aislamiento entre la fase T y tierra  
 $C_{RS}$ : Aislamiento entre las fases R y S  
 $C_{ST}$ : Aislamiento entre las fases S y T  
 $C_{TR}$ : Aislamiento entre las fases T y R

NOTA: Las mediciones entre fases sólo se podrán realizar en cables con apantallamiento común entre las tres fases.

4.6 La prueba deberá de efectuarse con una tensión de 10 kV.

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-014 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 04/05/06 Página : 1 de 6
	<b>TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DIELÉCTRICO</b>	

## 1. OBJETIVO

Asegurar la calidad de la muestra de aceite, con la finalidad de obtener una muestra homogénea y representativa del equipo o lote de aceite, y buscar la reproducibilidad de los resultados independiente de quien tome la muestra.

## 2. ALCANCES

Transformadores de Potencia, Conmutadores Bajo Carga, Interruptores, Cables O.F y Cilindros de Aceite.

## 3. DEFINICIONES

Toma de muestra: Obtención de una cantidad de sustancia adecuada para realizar las pruebas requeridas y que es representativa de la muestra completa.

La toma adecuada de las muestras de aceite busca principalmente:

- Tener en cuenta las medidas de seguridad para el operario y medio ambiente.
- Tomar una muestra de aceite homogénea y representativa del equipo o lote de aceite.
- Buscar la reproducibilidad de los resultados independiente de quien tome la muestra.
- Garantizar un adecuado embalaje de las muestras para evitar su deterioro.

## 4. DOCUMENTOS A CONSULTAR

ASTM D923 – Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids.

ASTM D3613 - Standard Methods of Sampling Electrical Insulating Oils for Gas Analysis and Determination of Water Content.

IEC 60567 – Guía para la toma de muestras de gases y de Aceite en Equipos Eléctricos rellenos de aceite y para el análisis de gases libres y disueltos.

Guía de Toma de Muestras de Aceite - ISA

Procedimiento Cromatografía de Gases en Aceite - PSEG

## 5. RESPONSABILIDADES

5.1 La Gerencia de Transmisión aprueba el Procedimiento.

5.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución del Procedimiento.

5.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión, Ingeniería Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la implementación del presente Procedimiento.

5.4 Los Jefes de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones Transmisión, Mantenimiento Líneas Transmisión, Obras Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la verificación y cumplimiento de este Procedimiento.

## 6. ACCESORIOS PARA LA TOMA DE LA MUESTRA

Para tomar la muestra del aceite dieléctrico en el campo se debe disponer de los siguientes dispositivos y materiales:

- Acoples y mangueras para conexión a las válvulas de los equipos y/o tanques de almacenamiento.
- Herramientas para soltar y apretar componentes.
- Elementos para la recolección de las muestras: jeringas de 50 y/o 20ml, frascos de vidrio color ambar o polipropileno de 1000, 500, 240 y/o 50 ml.
- Kit para derrames o residuos, y material de limpieza.

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-014 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 04/05/06 Página : 2 de 6
	<b>TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DIELÉCTRICO</b>	

- Contenedor para el embalaje y transporte de las muestras.

### 6.1 Acoples a la válvula de toma de muestra

Elementos fabricados para acoplar de manera adecuada los recipientes de recolección de muestras a las válvulas de muestreo, por ejemplo flanches y reducciones, los cuáles pueden ser de diferentes diámetros por lo que se requiere disponer de varios tipos de acoples. Las mangueras o tuberías de conexión deben ser tan cortas como sea posible, impermeable a los gases y resistente al aceite (preferiblemente de tygon)

### 6.2 Dispositivos para recolección de muestras

El dispositivo utilizado debe estar de acuerdo con el tipo de análisis requerido:

ENSAYO	VOLUMEN MUESTRA	MATERIAL
Análisis Físico-Químico	500 ml	Frasco de vidrio color ámbar o Polipropileno
Análisis de Furanos	50 ml	Frasco de vidrio color ámbar
Análisis de Partículas	240 ml	Frasco de vidrio color ámbar
Análisis Cromatográfico de Gases	50 ml	Jeringa de vidrio
Contenido de Humedad	20/30 ml	Jeringa de vidrio
Análisis de PCB	35 ml	Frasco de vidrio color ámbar

**6.2.1 Jeringas Hipodérmicas de Vidrio:** Posee una válvula de plástico de tres vías fijada en su extremo. Esta válvula, a pesar de ser removible, se considera como parte integral del dispositivo de muestreo y toda referencia posterior que se haga de la jeringa supondrá la presencia de ella. La jeringa de vidrio apropiada es aquella de pistón de alta precisión que impida la fuga del aceite y que permita su fácil desplazamiento por cambios del volumen del aceite (**Ver figura No. 1**)

**6.2.2 Frasco de Vidrio color Ambar, o Polipropileno:** Pueden ser de diferentes volúmenes dependiendo el tipo de análisis requerido: 1000, 500, 240 y/o 120 ml. (**Ver figura No.2**)

### 6.3 Embalaje de las muestras

Los contenedores utilizados son cajas plásticas de diferentes tamaños según la cantidad de muestras a transportar. Deberán estar diseñadas para sujetar firmemente las jeringas y los frascos de polipropileno o vidrio y protegerlos contra posibles daños durante el transporte. Además, se utiliza el icopor flexible comercialmente conocido como yumbolón, como elemento de protección para las jeringas.

El envío de las muestras se puede hacer por vía área o terrestre, pero en cualquier caso, los análisis **deben realizarse en un plazo máximo de 15 días** posterior a la toma de la muestra.

## 7. LIMPIEZA Y PREPARACION DE LOS ACCESORIOS

- Las jeringas de vidrio deben ser cuidadosamente lavadas y secadas antes de su uso, para evitar contaminación cruzada.

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-014 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 04/05/06 Página : 3 de 6
	<b>TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DIELÉCTRICO</b>	

- Los acoples para la toma de la muestra se deben limpiar con un trapo limpio y seco, y además, se deben purgar con la muestra de interés.

## 8. PROCEDIMIENTO DE MUESTREO EN EQUIPOS ELÉCTRICOS

- Verificar que la humedad relativa del medio ambiente **no exceda 75%**.
- La ubicación del **punto de toma de muestra de aceite es la válvula de la parte inferior del equipo, o superior (dentro de la cámara)** para el caso de **cables O.F.**, a menos que se indique otra cosa (respetar las distancias mínimas de seguridad establecidas)
- Verificar que haya presión positiva, en caso contrario no se puede realizar la toma de la muestra, hasta que no se presurice la unidad.
- Limpiar con un trapo limpio y seco el área alrededor y al interior de la válvula de muestreo.
- Evaluar el tipo de válvula de muestreo que posee el equipo con el fin comprobar cuál de los dispositivos de acople se adapta mejor para realizar las conexiones.
- Adaptar el dispositivo de acople a la válvula de toma de muestra, de tal manera que quede bien ajustado y colocar la manguera de tygon.
- Colocar debajo de la válvula de toma de muestra un recipiente para recoger los residuos o derrames de aceite.
- Antes de tomar la muestra en jeringa o en frasco se debe **drenar una cantidad suficiente de aceite** (en una vasija recolectora), la cual dependerá de las **dimensiones de la tubería o volumen muerto**.

Después de tomar las precauciones necesarias y de ajustar las conexiones de las válvulas se procede a recolectar las muestras de interés en los recipientes.

**Medida de la Temperatura de la Muestra:** Para el caso de aceites de cuba de Transformadores de Potencia, se debe de tomar y registrar la temperatura del aceite con un termómetro digital, **previo a la toma de muestra para el análisis.**

### 8.1 Toma de Muestra de Aceite en Jeringa

En la **figura N° 1** se indica el procedimiento de muestreo, el cual consiste en:

- La posición de la manija de la válvula de tres vías, siempre apunta hacia la vía cerrada (0°), dejando las otras en comunicación o abiertas, con el fin de realizar el drenaje de las tuberías y accesorios. Recordar drenar la cantidad de aceite necesaria para limpiar la tubería.
- Lavado de la Jeringa: Girar la válvula de tres vías (90°), para que el aceite entre a la jeringa. Dejar llenar la jeringa con el aceite. Gire la válvula de tres vías hacia el equipo (180°)
- Extracción de las burbujas de aire: Colocar la jeringa en posición vertical (manija de la válvula de tres vías hacia arriba) y proceder a sacar cualquier burbuja de aire que se encuentre dentro de la jeringa, presionando cuidadosamente el pistón de la jeringa. Coloque la jeringa nuevamente en posición horizontal y elimine el resto del aceite dejando sólo 1 a 2 ml dentro de la jeringa. **Verificar que no hayan burbujas, en caso contrario repetir este paso, hasta eliminarlas completamente (repetir el proceso por lo menos 2 veces)**
- Llenado de la Jeringa: Gire la válvula de tres vías (90°) para que el aceite ingrese a la jeringa hasta el volumen máximo marcado en ella (20, 30 ó 50 ml). Gire la válvula de tres vías hacia la jeringa (0°) y separe la jeringa. Verifique que no haya burbujas de aire, caso contrario eliminarlas completamente. Cerrar la válvula del equipo intervenido. Verificar que no queden fugas de aceite.

- Rotulación de la Muestra: Llenar el formato de identificación de muestras para pegarlo al cuerpo de la jeringa con cinta. Por ningún motivo coloque cinta en la válvula de tres vías o en el émbolo de la jeringa, ya que el aceite desprende la goma y esta puede ocasionar la contaminación de la muestra o que el émbolo se quede pegado y se rompa la jeringa.
- **Recomendaciones:** No permita que la muestra de aceite sea expuesta de manera directa a la luz del sol. El émbolo de la jeringa debe permanecer siempre limpio para que se pueda desplazar libremente.



**Lavado de Jeringa**



**Extracción de Burbujas**



**Toma Final**



**Medición de Temperatura**

**Figura N°1: Instrucciones para Toma de Muestra de Aceite en Jeringa**

## **8.2 Toma de muestra en Frasco de Vidrio color Ambar, o Polipropileno**

El análisis de rigidez dieléctrica es el más exigente porque hay que evitar la turbulencia del aceite dentro del recipiente. En la **figura N° 2** se indica el procedimiento de muestreo, el cual consiste en:

	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-014 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 04/05/06 Página : 5 de 6
	<b>TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DIELECTRICO</b>	

- Dejar drenar una pequeña cantidad de aceite en el recipiente para derrames con el fin de limpiar la tubería.
- Conectar la manguera al dispositivo de acople del equipo intervenido e introducirla hasta el fondo del frasco, de tal manera que el flujo del aceite en su interior sea de abajo hacia arriba y así evitar la formación de burbujas de aire.
- Para limpiar el frasco de toma de muestra, este se purga dejando entrar un poco de aceite y luego se agita con la tapa puesta. Luego disponer el aceite adecuadamente.
- Para tomar la muestra, el aceite debe de entrar suavemente desde el fondo del frasco y sobre las paredes hasta que el aceite rebose el recipiente. Cerrar la válvula lentamente e ir retirando la manguera del frasco.
- Dejar el frasco con una pequeña cámara de aire (nivel del aceite a pocos milímetros del borde), para evitar inconvenientes por los cambios de temperatura. Tapar firmemente para evitar fugas de aceite o ingreso de aire.
- Cerrar la válvula del equipo intervenido. Verificar que no queden fugas de aceite.
- Limpiar cuidadosamente el frasco que contiene la muestra y proceder a rotularlo con los datos solicitados en la tarjeta de identificación. Pegar la etiqueta al frasco.



**Lavado o Purga**



**Llenado de Aceite**



**Sello Final**



**Medición de Temperatura**

	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-014 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 04/05/06 Página : 6 de 6
	<b>TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DIELECTRICO</b>	

**Figura 2. Instrucciones para Toma de Muestra de Aceite en Frasco**

## 9. PRECAUCIONES GENERALES

- Debe tomarse especial cuidado durante todas las fases de la toma de la muestra y del transporte para evitar la **contaminación** y el contacto del aceite dieléctrico **con el aire**, con la finalidad de asegurar que la muestra sea representativa de las condiciones reales del equipo bajo estudio.
- Cuando se toman muestras en jeringas es posible que se formen burbujas de gas después de algún tiempo de tomada la muestra. La formación de estas burbujas o desgasificación del aceite se debe a cambios de temperatura o presión. **Por ningún motivo se deben eliminar estas burbujas** ya que esta es parte de la muestra.

Observaciones adicionales para transformadores:

- Para estimar de manera indirecta la humedad del papel de los transformadores, es importante registrar el valor de la temperatura de la muestra de aceite.
- Cuando se tome la muestra se debe anotar en el rótulo, si el equipo intervenido está energizado o no.

## 10. IDENTIFICACION DE LAS MUESTRAS

- Las muestras deben identificarse a medida que se van tomando, esto con el fin de evitar confusión de muestras. Cada muestra que se tome en frasco o en jeringa debe estar rotulada con el formato de la **figura N° 3**.

 <b>LUZ DEL SUR S.A.A.</b>	
UBICACION (SET):	CIRCUITO:
EQUIPO:	FASE:
NUMERO DE SERIE:	FABRICANTE:
FECHA MUESTREO:	AÑO FABRIC.:
TEMP. AMBIENTE °C:	HR%:
TEMP. ACEITE °C (T Leida):	POTENCIA:
TEMP. ACEITE °C (T Medida):	VOL. ACEITE:
TIPO DE RESPIRACIÓN:	RESPONS. MUESTREO:
RELACIÓN DE TRANSF.:	
OBSERVACIONES:	

**Figura 3. Rótulo para identificación de muestras**

## 11. EMBALAJE Y TRANSPORTE DE LAS MUESTRAS

- Cada jeringa de vidrio debe estar forrada con icopor flexible (yumbolón), para evitar roturas. Además, los elementos no deben quedar sueltos en la caja para evitar movimientos bruscos.
- Las muestras se pueden enviar por transporte terrestre o aéreo.

	<h1>PROCEDIMIENTO</h1>	Código : GA-PR-016 Revisión : 02 Aprobado : EDH Fecha : 16/07/07 Página : 1 de 2
	<h2>INSTALACIÓN Y RETIRO DE TESTIGOS PARA MEDICIÓN DE DP (COMPRAS DE TRANSFORMADORES)</h2>	

### 1. OBJETIVO

Verificación del Grado de Polimerización (DP) del papel aislante utilizado en los transformadores de potencia, mediante la instalación de testigos del mismo papel y la ejecución de la medición del DP después del secado y las pruebas en fábrica.

### 2. ALCANCES

Todos los transformadores de Potencia nuevos de 220 y 60 kV durante los procesos de recepción en fábrica.

### 3. DOCUMENTOS A CONSULTAR

ASTM D 4243 Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards

### 4. RESPONSABILIDADES

- 4.1 La Gerencia de Transmisión aprueba el Procedimiento.
- 4.2 Gestión de Activos es responsable de la elaboración y revisión del presente Procedimiento.
- 4.3 La Subgerencia de Ingeniería Transmisión es responsable de la implementación del presente Procedimiento.
- 4.4 El Jefe de Dpto. de Diseños Transmisión (DDT) es responsable del cumplimiento del presente procedimiento.

### 5. PROCEDIMIENTO DE MUESTREO EN TRANSFORMADORES

- 5.1 El fabricante del transformador deberá indicar en su cronograma de fabricación, la instalación y retiro de los papeles testigos.
- 5.2 El fabricante deberá confirmar a Luz del Sur (LDS) con 5 días de anticipación, la fecha en que realizará la instalación y retiro de los papeles testigos.
- 5.3 El fabricante deberá prever la instalación de 06 papeles testigo de 20 cm. de longitud c/u
- 5.4 Previo a la instalación de los papeles testigos, el representante de LDS debe colocar su firma sobre ellos, **el N° de Serie del Transformador y la fase donde se instalará**, utilizando un lápiz de cera.
- 5.5 El fabricante del transformador, en presencia del representante de LDS, deberá enrollar, sobre la capa exterior del aislamiento del conductor que une la bobina con el bushing, los papeles testigos. Considerar su fácil retiro.
- 5.6 Los testigos serán retirados según el siguiente detalle:

Detalle	Devanado a instalar testigos	
	Transf. 220 kV	Transf. 60 kV
<i>Instalación de dos (02) testigos. Estos serán retirados luego del proceso de secado del transformador en el horno. Un testigo será analizado por el Fabricante y el otro será entregado a LDS.</i>	10	22,9
<i>Instalación de dos (02) testigos. Estos serán retirados finalizadas las pruebas de recepción en fábrica (inclusive luego de la prueba de calentamiento). Un testigo será analizado por el Fabricante y el otro será entregado a LDS.</i>	60	10
<i>Instalación de dos (02) testigos. Estos NO serán retirados. El Fabricante debe asegurar su correcta instalación, ya que no serán retirados en el corto plazo.</i>	220	60

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-016 Revisión : 02 Aprobado : EDH Fecha : 16/07/07 Página : 2 de 2
	<b>INSTALACIÓN Y RETIRO DE  TESTIGOS PARA MEDICIÓN DE DP  (COMPRAS DE TRANSFORMADORES)</b>	

- 5.7 El retiro de los testigos deberá realizarse en presencia del representante de LDS.
- 5.8 Para cada caso indicado en 5.6, con uno de los testigos el fabricante deberá entregar a LDS el Reporte con los resultados del DP obtenidos de un Laboratorio que tenga acreditado el ensayo con **ISO/IEC 17025**.
- 5.9 El otro testigo será entregado debidamente embalado con una bolsa sellada al representante de LDS a fin de realizar mediciones de DP en un laboratorio independiente.
- 5.10 El DDT debe verificar que el valor del DP cumpla con lo estipulado en las EETT de suministro.

**Gestión de Activos T&D**



## PROCEDIMIENTO

### PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 60 kV

Código : GA-PR-017  
Revisión : 00  
Aprobado : EDH  
Fecha : 14/06/07  
Página : 1 de 11

#### 1. OBJETIVO

Asegurar el cumplimiento de las pruebas de aceptación en fábrica, solicitadas en los procesos de adquisición de transformadores trifásicos de potencia.

#### 2. ALCANCES

Transformadores Trifásicos de Potencia 58±13 x 0,565/22,9/10 kV

#### 3. DEFINICIONES

- 3.1 Devanado de alta tensión: AT.
- 3.2 Devanado de baja tensión: BT.
- 3.3 Devanado terciario: Terciario.
- 3.4 Transformador de corriente: TC.
- 3.5 Transformador de potencial: TP.
- 3.6 Pérdidas en vacío: Po.
- 3.7 Corriente de excitación: Io.
- 3.8 Bases del Concurso de Precios: Documentación que establece las condiciones técnicas (Documento B) y económicas (Documento A) necesarias para la adquisición de suministros para el desarrollo de servicios o ejecución de obras.

#### 4. DOCUMENTOS A CONSULTAR

- Especificaciones Técnicas – Documento B
- IEC 60076-1 Power transformers – Part1: General.
- IEC 60076-2 Power transformers – Part2: Temperature Rise.
- IEC 60076-3 Power transformers – Part3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air.
- IEC 60076-5 Power transformers – Part5: Ability to withstand short circuit.

#### 5. RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Gerencia de Transmisión aprueba el Procedimiento.
- 5.2 El Departamento de Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución del Procedimiento.
- 5.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión, Ingeniería Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la implementación del presente Procedimiento.
- 5.4 Los Jefes de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones Transmisión, Diseños Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la verificación y cumplimiento de este Procedimiento.

#### 6. DESARROLLO DE PRUEBAS

##### 6.1. VERIFICACIONES PREVIAS

Según lo indicado en las Especificaciones Técnicas – Documento B, del Concurso de Precios, se deberá efectuar:

6.1.1. Verificación del alcance del suministro:

- Equipamiento
- Pruebas
- Repuestos, etc.

6.1.2. Verificación de las características generales del equipamiento a recepcionar:

- Condiciones ambientales de operación.
- Características eléctricas de operación.
- Sistemas de accionamiento y mando de ventiladores.

6.1.3 Verificación de las características constructivas.

6.1.4 Verificación de equipos de monitoreo y control.

6.1.5 Verificación del tipo de aceite solicitado.

**6.2. Medición de la Resistencia de Aislamiento de Devanados – Núcleo**

La medición se realiza entre pares de devanados (AT-BT, AT-Terciario, BT-Terciario) y entre cada devanado contra tierra (AT-Tierra, BT-Tierra, Terciario-Tierra). Se aplica una tensión de prueba de 5 kV DC durante 10 minutos y se calculan los índices de absorción y polarización. Se debe conectar a tierra la cuba y el núcleo y los devanados conectarse en cortocircuito. Los bushings deben limpiarse cuidadosamente.

La medición de la resistencia de aislamiento del Núcleo-Tanque con respecto a tierra se realiza aplicando 1 kV DC durante 1min.

La aceptación del ensayo considera la comparación con valores experimentales y la tendencia de los resultados mediante los valores individuales y el índice de polarización.

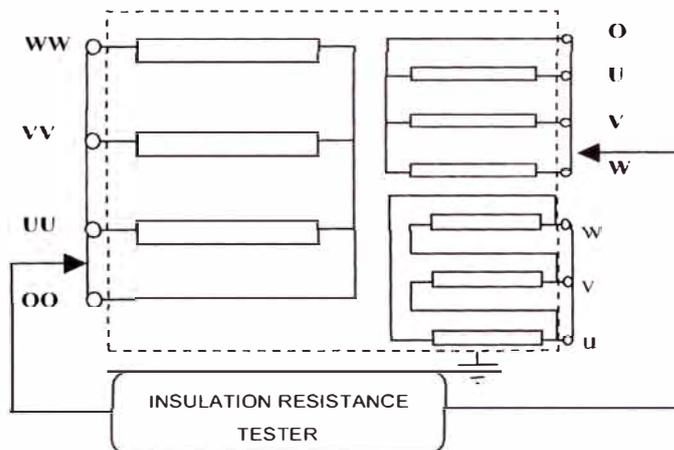


Tabla 1.- Guía para la evaluación del índice de Polarización

Condición	Índice de polarización (PI)
Peligrosa	Menor que 1.0
Pobre	1.0 – 1.1
Cuestionable	1.1 – 1.25
Bueno	1.25 – 2.0

	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-017 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 14/06/07 Página : 3 de 11
	<b>PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA          TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 60 kV</b>	

Tabla 2.- Resistencia de Aislamiento del transformador

Nivel de tensión del arrollamiento del transformador (Volts)	Mínima Tensión de Prueba DC (Volts)	Resistencia de aislamiento mínimo recomendada (MΩ)
Mayor que 5000	5000	25000

### 6.3. Medición de Factor de Potencia y Capacitancia

La medición se debe realizar entre pares de devanados (AT-BT, AT-Terciario, BT-Terciario) y entre cada devanado contra tierra (AT-Tierra, BT-Tierra, Terciario-Tierra). Se debe realizar a las tensiones de prueba de 2.5 y 10.0 kV.

Para los bushings de tipo capacitivo con taps de pruebas, se debe medir el aislamiento principal C1 (tensiones de prueba de 2.5 y 10.0 kV) y el aislamiento del tap C2 (tensión de prueba entre 0.5 a 2.0 kV).

Se registran el factor de potencia y la Capacitancia.

Para los bushings de porcelana se debe medir el aislamiento con el método de collar caliente (de acuerdo a la metodología Doble). Se registran los vatios disipados (tensiones de prueba entre 5,0 a 10.0 kV).

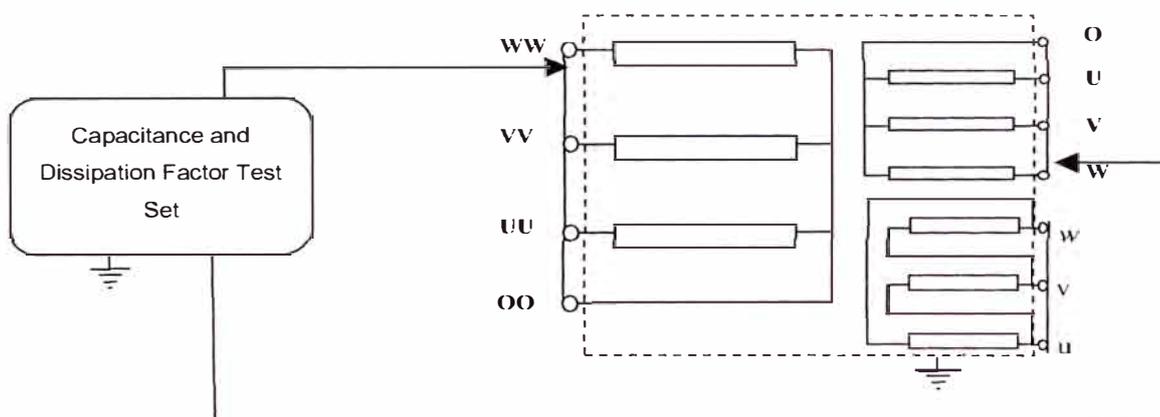


Tabla 3.- Valores límites para bushings y devanados:

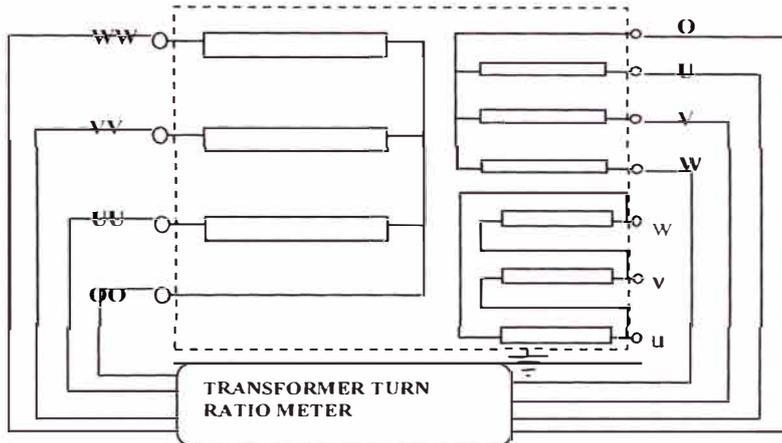
Medición	Factor de potencia (*)
Aislamiento de devanados	≤ 0.50 %
Aislamiento principal de los Bushings (C1)	≤ 0.50 %
Aislamiento de los Tap de pruebas (C2)	≤ 1.00 %

(\*) Referidos a la temperatura de 20 °C.

Medición	Pérdidas
Aislamiento Bushings (Collar caliente)	≤ 0.100 W

**6.4. Medición de la Relación de transformación y polaridad**

La medición se debe realizar por pares de devanados: AT-BT (Todos los taps), AT-Terciario (Todos los taps), BT-Terciario. La polaridad del transformador es determinada por las conexiones internas (indicada por las marcas en los datos de placa).



Debe verificarse que el cociente de la Relación de transformación corresponda a los valores nominales solicitados en las Especificaciones Técnicas – Documento B

Tabla 4.- Valores límites errores de relación de transformación:

Medición	Tolerancia (error) / Valor Esperado	Observaciones
Relación de Transformación	± 0.50 %	Verificar los errores respecto a los valores nominales indicados en la placa
Polaridad	Invertida	Verificar la polaridad con las marcas en los datos de placa

**6.5. Medición de resistencia óhmica de devanados**

La medición se debe realizar a todos los devanados: AT (Todos los taps), BT y Terciario, registrando los terminales entre los que se realizan las medidas y la temperatura de los devanados. Los resultados (de cada fase) se deberán referir a la temperatura de 75°C. El método utilizado es el de caída de tensión (V) en los arrollamientos, mediante inyección de corriente directa (I). La resistencia se calcula por la ley de Ohm:  $R = V/I$ .

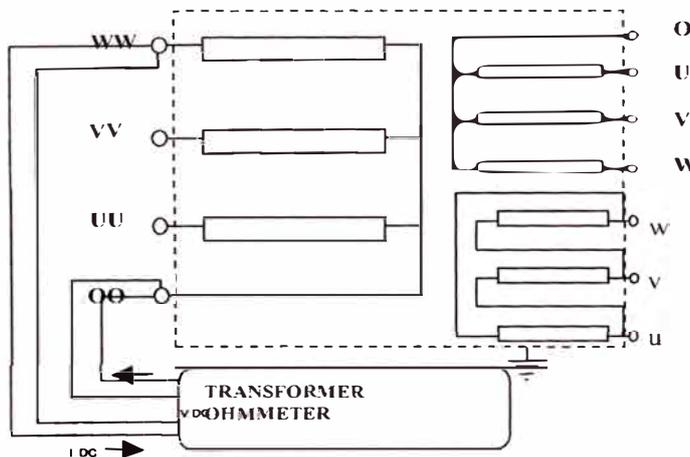


Tabla 5.- Valores límites: De acuerdo a Especificación Técnica GA-E-006

Medición	Límite
Variación de lecturas entre fases	± 5 %

### 6.6. Medición de Pérdidas en Vacío, Corriente de Excitación y sus Armónicas y Nivel de Ruido

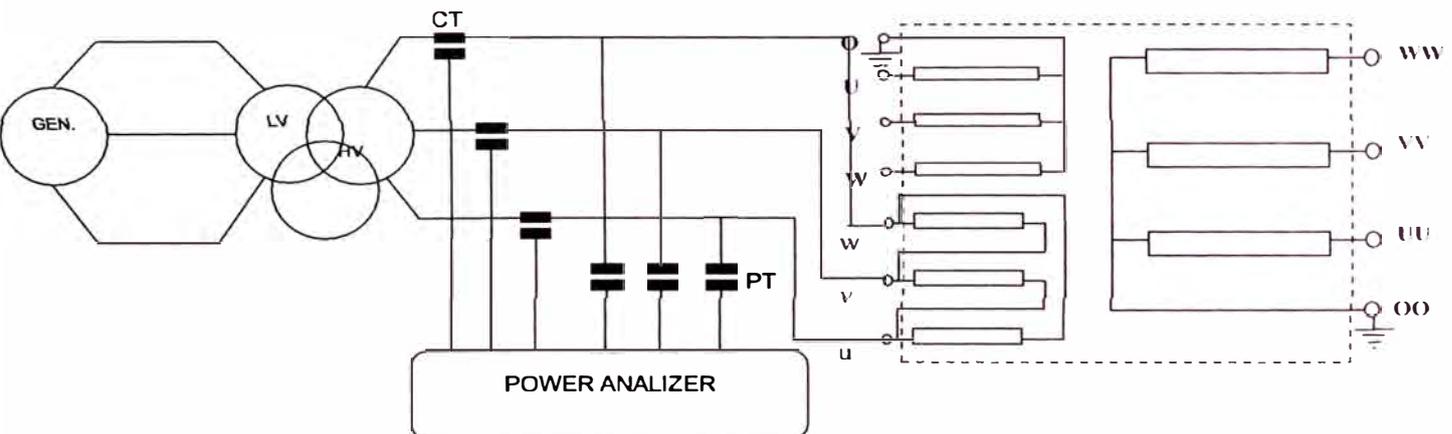
Se debe energizar el transformador a su tensión y frecuencia nominal a través del devanado de más baja tensión dejando los otros devanados en circuito abierto. Se registran las pérdidas en el núcleo y la corriente de excitación y se comparan con las condiciones de garantía teniendo en cuenta las tolerancias definidas por la norma aplicable.

Durante esta prueba se debe realizar:

- Medición de armónicas en la corriente de excitación al 100 % de la tensión nominal.
- Medición del nivel de ruido para la condición ONAN (a 0.3 metros del perímetro del transformador) y ONAF (a 2 metros del perímetro del transformador). Los puntos de medición están separados 1m entre sí.
- Valor garantizado: ONAF = 77 dB

Además se deberá registrar las pérdidas y la corriente de excitación para tensiones del 90, 95, 105y 110% del voltaje nominal a fin de conocer la curva de saturación.

El sistema de medida empleado incluye TC's y TP's clase 0.1 de alta precisión y mínimo desfase angular para todas las escalas y un analizador de potencia de aplicación especial para ensayo de transformadores.



#### VALORES GARANTIZADOS

VOLTAJE	P <sub>0</sub> (kW)	MVA BASE
Voltaje nominal	29	40



## PROCEDIMIENTO

### PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 60 kV

Código : GA-PR-017  
 Revisión : 00  
 Aprobado : EDH  
 Fecha : 14/06/07  
 Página : 6 de 11

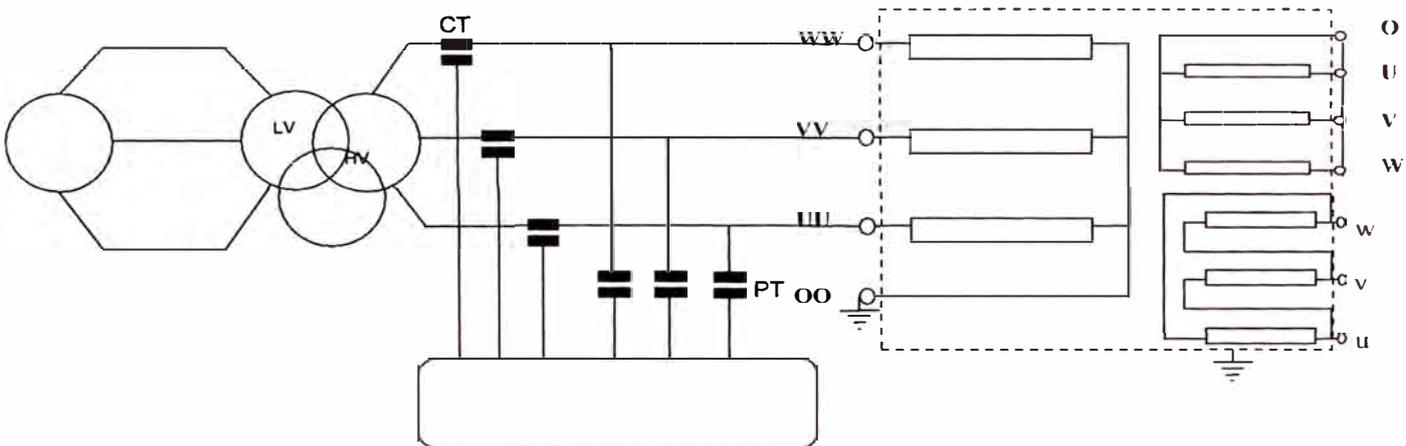
Medición	Tolerancia	Observaciones
Pérdidas en vacío	+ 15.00 %	IEC 60076-1

#### 6.6. Medición de la Impedancias, Pérdidas en carga y tensión de cortocircuito

Las pérdidas en carga están compuestas por pérdidas resistivas y pérdidas adicionales, la frecuencia utilizada durante las pruebas será 60 Hz.

Las pérdidas en carga y la impedancia se miden por pares de devanados (ver tabla de mediciones por potencias). Las mediciones se efectúan con el conmutador de tomas en sus posiciones extremas y en la posición central.

Las mediciones se corrigen por error de precisión y error de ángulo del sistema de medida y el resultado se refiere a la potencia base necesaria y a la temperatura de 75 °C para ser comparadas con las condiciones de garantía.



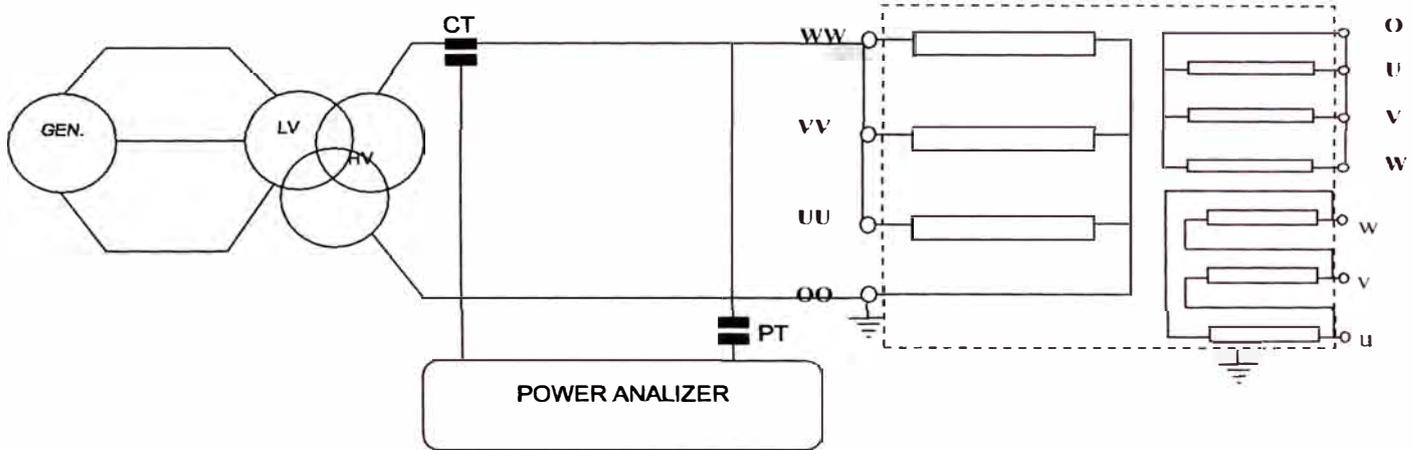
Medición	Potencia	Posiciones de TAP
AT – BT	40 MVA	AT TAP1, 3, y 5
AT – TER	40 MVA	AT TAP 1 3 y 5
BT-TER	40 MVA	

#### VALORES GARANTIZADOS

Medición	PK (kW) Temp :75°C	Zk(%)	MVA BASE
AT tap 1 – BT	-	12.60 ± 10%	40
AT tap 14 – BT	132	11.60 ± 7,5%	40
AT tap 27 – BT	-	11.10 ± 10%	40
AT tap 14 – MT	132	5.90 ± 10%	40
MT – BT	119	3.90 ± 10%	40

#### 6.6. Medición de Impedancia Homopolar

La impedancia de secuencia cero es medida para la combinación de devanados AT-Terciario y BT-Terciario. En la combinación AT-Terciarios se deberá medir en los taps extremos y nominal.



### 6.7. Medición de calentamiento

El ensayo de calentamiento es una prueba de diseño y por tanto se realizará a una unidad por cada diseño en la etapa de refrigeración ONAF, utilizando el circuito de prueba utilizado para medir las pérdidas en carga, el ensayo consta de dos etapas.

- Inyección de pérdidas totales de la etapa de refrigeración bajo prueba (pérdidas en vacío y en carga) para la determinación de la elevación de aceite durante el tiempo requerido para lograr la estabilización de la temperatura del aceite en el nivel superior
- Inyección de corriente nominal de la potencia nominal de la etapa de refrigeración durante una hora, con medición de resistencia después del corte para determinar la elevación del devanado mediante el método de la curva de resistencia vs tiempo.

### 6.8. Medición ensayo con impulso tipo rayo (IR)

Se deberá aplicar a todos los transformadores del suministro, posterior a la ejecución de la prueba de calentamiento.

Se deberá efectuar en cada borne del transformador, de acuerdo a los niveles de aislamiento indicados en la IEC 60076-3.

Secuencia de ensayos:

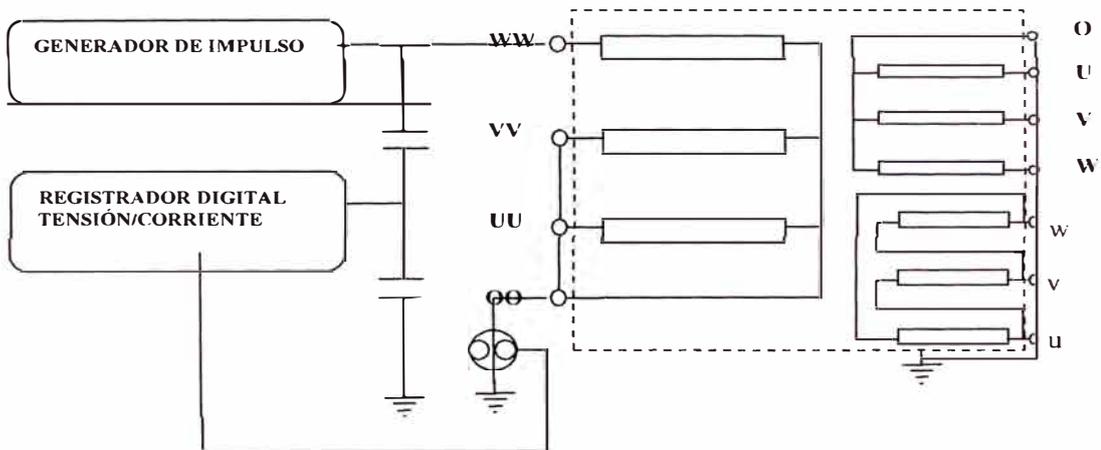
- Un (01) impulso entre 50 y 75% de la tensión plena de ensayo.
- Tres (03) impulsos a tensión plena.

El ensayo de impulso en los terminales de línea se deberá efectuar con el conmutador de tomas en su posición de mínima relación de transformación.

El ensayo de impulso debe consistir en un impulso normalizado tipo rayo:  $1,2 \mu s \pm 30\%$  (frente) y  $50 \mu s \pm 20\%$  (cola). Sin embargo, hay casos en que esta forma de impulso normalizada no puede razonablemente obtenerse, debido a la baja inductancia del arrollamiento o elevada capacidad a tierra.

En estos casos la forma de impulso resultante es a menudo oscilante y se deben aceptar tolerancias más amplias en acuerdo con el fabricante.

La ausencia de diferencias significativas entre las tensiones y corrientes transitorias registradas a tensión reducida y a tensión plena de ensayo constituyen la prueba de que el aislamiento ha soportado el ensayo.  
 (Referencia: Norma IEC 60076-3).

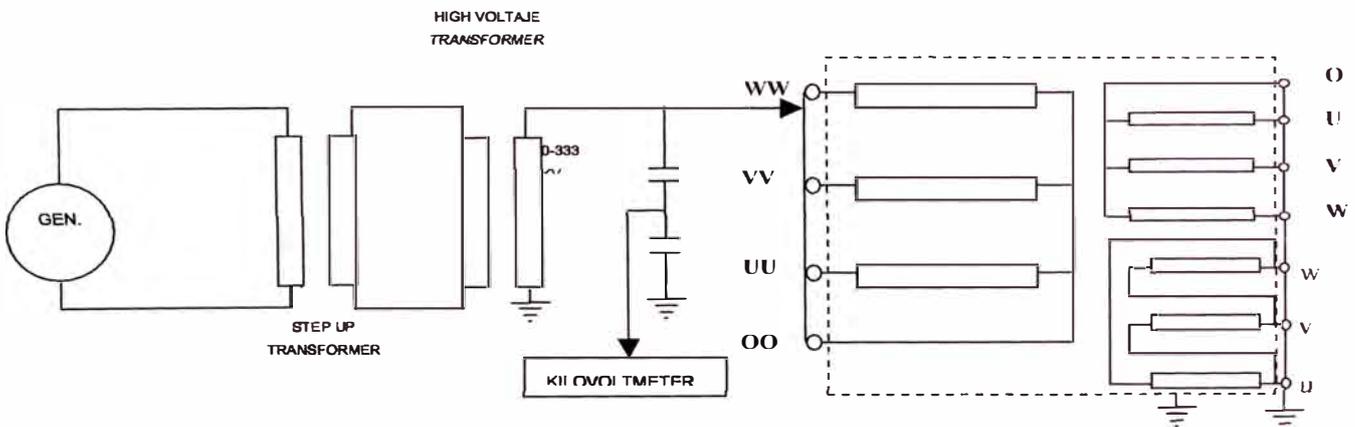


**6.9. Medición de tensión aplicada**

Cada devanado se prueba por separado sometiéndolo a un voltaje AC durante 1 min.

Las salidas del devanado a ensayar se deben cortocircuitar y se someten al nivel de tensión de prueba, en tanto los otros devanados, núcleo y cuba se encuentran aterrizados.

Valores a ser aplicados ( $f \geq 48\text{Hz}$ ):  
 AT: 140 kV  
 BT: 50 kV  
 Terciario: 28 kV



	<h2>PROCEDIMIENTO</h2>	Código : GA-PR-017 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 14/06/07 Página : 9 de 11
	<b>PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 60 kV</b>	

El ensayo se considera satisfactorio si no ocurre ninguna descarga interna durante el tiempo de duración del mismo.

### 6.10. Medición de tensión inducida con medición de descargas parciales

Empleando el circuito de la prueba de pérdidas en vacío este ensayo involucra varias etapas. Con base en el voltaje desarrollado en el devanado de AT en la tabla se establecen los niveles para U1, U2 y U3 durante el voltaje U2 y U3 se lleva a cabo la detección de descargas parciales en las fases de AT. Los niveles de voltaje fase/tierra inducidos de ensayo en el tap 1 en AT son:

DESCRIPCIÓN	TIEMPO	AT (V fase/tierra)
U3	5 min antes y 5 después de U2	46.044 kV
U2	5 min antes y 30 min después de U1	62.787 kV
U1	1 min	71.158 kV

Las descargas parciales se registran por medio de cuadripolos acoplados a los taps de prueba de los pasatapas de la AT como se muestra en la figura 1 DP.

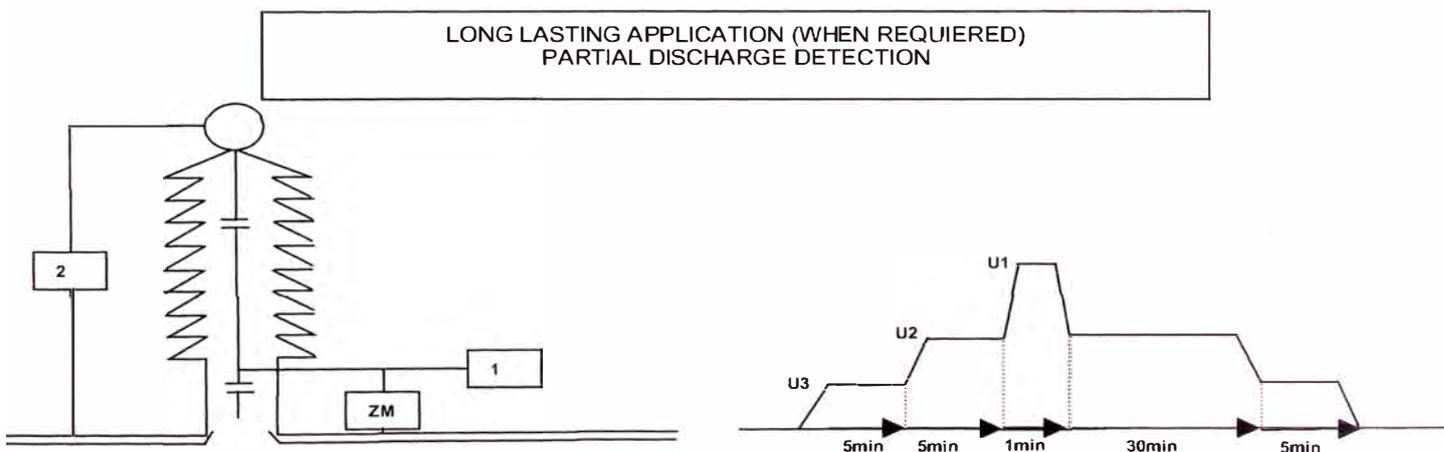


Figura 1 DP

Energización: Devanado terciario, Tensión monofásica, frecuencia = 120 Hz  
Neutro aterrizado

El ensayo es satisfactorio (Norma IEC 60076-3):

- La tensión de ensayo no colapsa.
- El nivel continuo de descargas parciales no excede de 500pC en el ensayo de larga duración a U<sub>2</sub>.

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-017 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 14/06/07 Página : 10 de 11
	<b>PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 60 kV</b>	

- El comportamiento de las descargas parciales no muestra una tendencia continuamente ascendente a  $U_2$  (deben descartarse las crestas ocasionales de naturaleza no sostenida).  
El nivel continuo de carga aparente no excede 100pc a  $1.1U_m/\sqrt{3}$ .

**6.11. Pruebas al tablero de control**

En las pruebas del tablero de control, se confrontará los planos de cableado y se verificarán cada uno de los dispositivos, dado que es necesario realizar un control sobre los transformadores de corriente previo al montaje total del transformador es necesario el resultado de la pruebas sobre estos estará disponible en el momento de realizar las pruebas finales. Se determinará el consumo del sistema de enfriamiento. Se prueban durante la prueba del tablero de control de ventiladores.

**6.12. Muestras de aceite**

Para realizar el seguimiento de generación de gases durante el desarrollo de las pruebas se tomarán muestras de aceite al inicio, al final de la prueba de calentamiento y al final de las pruebas dieléctricas.

**6.13. Funcionamiento correcto del relé Buchholz**

El relé Buchholz es revisado y probado previamente en Metrología. Durante la prueba del tablero de control se verifican el funcionamiento de los contactos.

**6.14. Prueba tipo en fábrica del material de stock de fabricación**

El fabricante debe entregar los protocolos de la lámina magnética y del cobre usado en a fabricación del transformador.

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GA-PR-017 Revisión : 00 Aprobado : EDH Fecha : 14/06/07 Página : 10 de 11
	<b>PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA  TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 60 kV</b>	

- El comportamiento de las descargas parciales no muestra una tendencia continuamente ascendente a  $U_2$  (deben descartarse las crestas ocasionales de naturaleza no sostenida).  
El nivel continuo de carga aparente no excede 100pc a  $1.1U_m/\sqrt{3}$ .

**6.11. Pruebas al tablero de control**

En las pruebas del tablero de control, se confrontará los planos de cableado y se verificarán cada uno de los dispositivos, dado que es necesario realizar un control sobre los transformadores de corriente previo al montaje total del transformador es necesario el resultado de la pruebas sobre estos estará disponible en el momento de realizar las pruebas finales. Se determinará el consumo del sistema de enfriamiento. Se prueban durante la prueba del tablero de control de ventiladores.

**6.12. Muestras de aceite**

Para realizar el seguimiento de generación de gases durante el desarrollo de las pruebas se tomarán muestras de aceite al inicio, al final de la prueba de calentamiento y al final de las pruebas dieléctricas.

**6.13. Funcionamiento correcto del relé Buchholz**

El relé Buchholz es revisado y probado previamente en Metrología. Durante la prueba del tablero de control se verifican el funcionamiento de los contactos.

**6.14. Prueba tipo en fábrica del material de stock de fabricación**

El fabricante debe entregar los protocolos de la lámina magnética y del cobre usado en a fabricación del transformador.

**Gestión de Activos T&D**



## PROCEDIMIENTO

### PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 60 kV

Código : GA-PR-017  
Revisión : 00  
Aprobado : EDH  
Fecha : 14/06/07  
Página : 11 de 11

## ANEXO

### REFERENCIAS:

Tabla 1.- Guía para la evaluación del índice de Polarización  
Fuente: Transformer Maintenance guide Second Edition (tabla 4.2 página 112)

Tabla 2.- Resistencia de Aislamiento del transformador  
Fuente: NETA MTS-2005 - TABLE 100.5

Tabla 3.- Valores límites para bushings y devanados:  
Valores Límites para devanados y bushings según Doble

Tabla 4.- Valores límites errores de relación de transformación:  
Fuente: IEEE Std 62-1995 Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus-  
Part 1: Oil filled power transformers, regulators, and reactor.

Tabla 5.- Valores límites de resistencia óhmica de devanados:  
Especificación Técnica GA-E-006

	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GT-PA-054 Revisión : 03 Aprobado : GT Fecha : 26/09/07 Página : 1 de 10
	<b>PRUEBA DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA          TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS          220 kV</b>	

## 1. OBJETIVO

Asegurar el cumplimiento de las pruebas de aceptación en fábrica, solicitadas en los procesos de adquisición de transformadores monofásicos de potencia.

## 2. ALCANCE

Transformadores Monofásicos de Potencia 200±2x10/62.46/10 kV.

## 3. DEFINICIONES

- 3.1 Devanado de alta tensión: AT.
- 3.2 Devanado de baja tensión: BT.
- 3.3 Devanado terciario: Terciario.
- 3.4 Transformador de corriente: TC.
- 3.5 Transformador de potencial: TP.
- 3.6 Pérdidas en vacío: Po.
- 3.7 Corriente de excitación: Io.
- 3.8 Bases del Concurso de Precios: Documentación que establece las condiciones técnicas (Documento B) y económicas (Documento A) necesarias para la adquisición de suministros para el desarrollo de servicios o ejecución de obras.

## 4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

*Especificaciones Técnicas – Documento B.*  
*IEC 60076-3 Power transformers – Part.3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air.*

## 5. RESPONSABILIDADES

- 5.1 La Gerencia de Transmisión aprueba el Procedimiento.
- 5.2 El Departamento de Gestión de Activos es responsable de la elaboración, revisión y distribución del Procedimiento.
- 5.3 Las Subgerencias de Operaciones Transmisión, Ingeniería Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la implementación del presente Procedimiento.
- 5.4 Los Jefes de Dpto. de Mantenimiento Subestaciones Transmisión, Diseños Transmisión y Gestión de Activos, son responsables de la verificación y cumplimiento de este Procedimiento.

## 6. DESARROLLO DE PRUEBAS

### 6.1. VERIFICACIONES PREVIAS

Según lo indicado en las Especificaciones Técnicas – Documento B, del Concurso de Precios, se deberá efectuar:

6.1.1. Verificación del alcance del suministro:

- Equipamiento.
- Pruebas.
- Repuestos, etc.

6.1.2. Verificación de las características generales del equipamiento a recibir:

- Condiciones ambientales de operación.
- Características eléctricas de operación.

- Sistemas de accionamiento y mando de ventiladores.
- 6.1.3 Verificación de las características constructivas.
- 6.1.4 Verificación de equipos de monitoreo y control.
- 6.1.5 Verificación del tipo de aceite solicitado.

## 6.2. Medición de la Resistencia de Aislamiento de Devanados – Núcleo

La medición se realiza entre pares de devanados (AT-BT, AT-Terciario, BT-Terciario) y entre cada devanado contra tierra (AT-Tierra, BT-Tierra, Terciario-Tierra). Se aplica una tensión de prueba de 5 kV DC durante 10 minutos y se calculan los índices de absorción y polarización. Se debe conectar a tierra la cuba y el núcleo y los devanados conectarse en cortocircuito. Los bushings deben limpiarse cuidadosamente.

La medición de la resistencia de aislamiento del Núcleo-Tanque con respecto a tierra se realiza aplicando 1 kV DC durante 1min.

La aceptación del ensayo considera la comparación con valores experimentales y la tendencia de los resultados mediante los valores individuales y el índice de polarización.

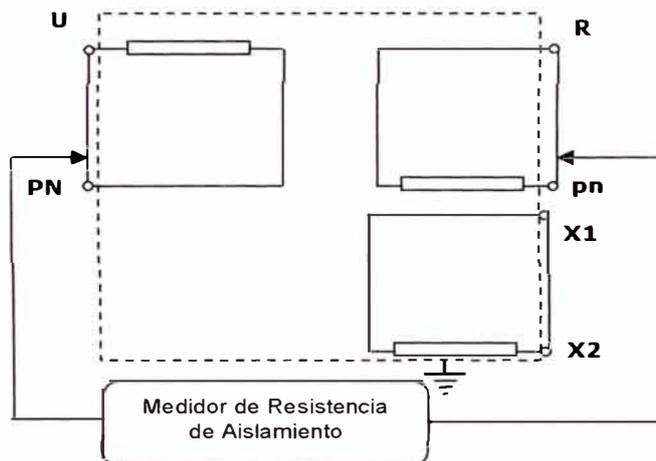


Tabla 1.- Guía para la evaluación del índice de Polarización

Condición	Índice de polarización (PI)
Peligrosa	Menor que 1.0
Pobre	1.0 – 1.1
Cuestionable	1.1 – 1.25
Bueno	1.25 – 2.0

Tabla 2.- Resistencia de Aislamiento del transformador

Nivel de tensión del arrollamiento del transformador (Volts)	Mínima Tensión de Prueba DC (Volts)	Resistencia de aislamiento mínimo recomendada (MΩ)
Mayor que 5000	5000	25000

### 6.3. Medición de Factor de Potencia y Capacitancia

La medición se debe realizar entre pares de devanados (AT-BT, AT-Terciario, BT-Terciario) y entre cada devanado contra tierra (AT-Tierra, BT-Tierra, Terciario-Tierra). Se debe realizar a las tensiones de prueba de 2.5 y 10.0 kV.

Para los bushings de tipo capacitivo con taps de pruebas, se debe medir el aislamiento principal C1 (tensiones de prueba de 2.5 y 10.0 kV) y el aislamiento del tap C2 (tensión de prueba entre 0.5 a 2.0 kV).

Se registran el factor de potencia y la Capacitancia.

Para los bushings de porcelana se debe medir el aislamiento con el método de collar caliente (de acuerdo a la metodología Doble). Se registran los vatios disipados (tensiones de prueba entre 5,0 a 10.0 kV).

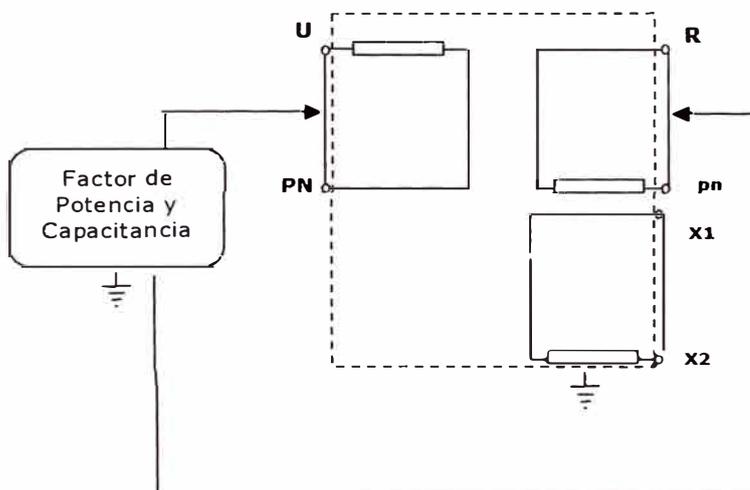


Tabla 3.- Valores límites para bushings y devanados:

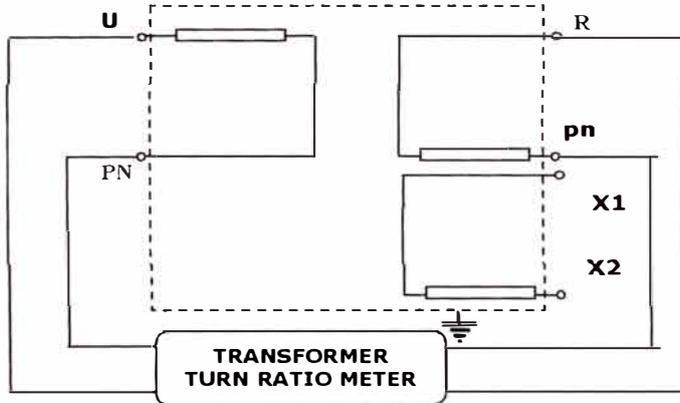
Medición	Factor de potencia (*)
Aislamiento de devanados	≤ 0.50 %
Aislamiento principal de los Bushings (C1)	≤ 0.50 %
Aislamiento de los Tap de pruebas (C2)	≤ 1.00 %

(\*) Referidos a la temperatura de 20 °C.

Medición	Pérdidas
Aislamiento Bushings (Collar caliente)	≤ 0.100 W

### 6.4. Medición de la Relación de transformación y polaridad

La medición se debe realizar por pares de devanados: AT-BT (Todos los taps), AT-Terciario (Todos los taps), BT-Terciario. La polaridad del transformador es determinada por las conexiones internas (indicada por las marcas en los datos de placa).



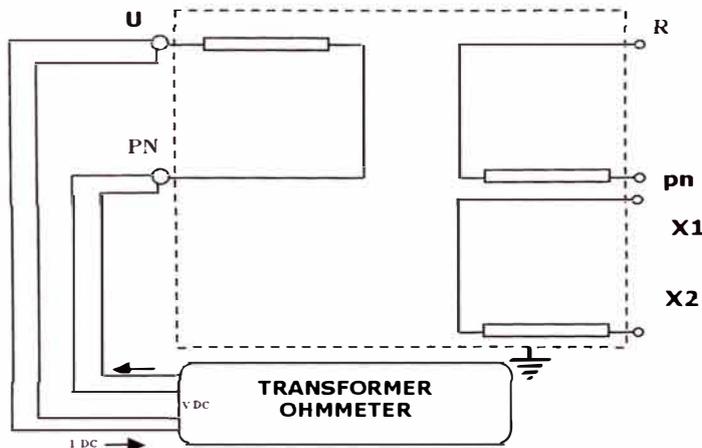
Debe verificarse que el cociente de la Relación de transformación corresponda a los valores nominales solicitados en las Especificaciones Técnicas – Documento B

Tabla 4.- Valores límites errores de relación de transformación:

Medición	Tolerancia (error) / Valor Esperado	Observaciones
Relación de Transformación	± 0.50 %	Verificar los errores respecto a los valores nominales indicados en la placa
Polaridad	Invertida	Verificar la polaridad con las marcas en los datos de placa

### 6.5. Medición de resistencia óhmica de devanados

La medición se debe realizar a todos los devanados: AT (Todos los taps), BT y Terciario, registrando los terminales entre los que se realizan las medidas y la temperatura de los devanados. Los resultados (de cada fase) se deberán referir a la temperatura de 75°C. El método utilizado es el de caída de tensión (V) en los arrollamientos, mediante inyección de corriente directa (I). La resistencia se calcula por la ley de Ohm:  $R = V/I$ .



	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GT-PA-054
	<b>PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 220 kV</b>	Revisión : 03 Aprobado : GT Fecha : 26/09/07 Página : 5 de 10

Tabla 5.- Valores límites: De acuerdo a Especificación Técnica GA-E-006

Medición	Límite
Variación de lecturas entre fases	± 5 %

## 6.6. Medición de Pérdidas en Vacío, Corriente de Excitación y sus Armónicas y Nivel de Ruido

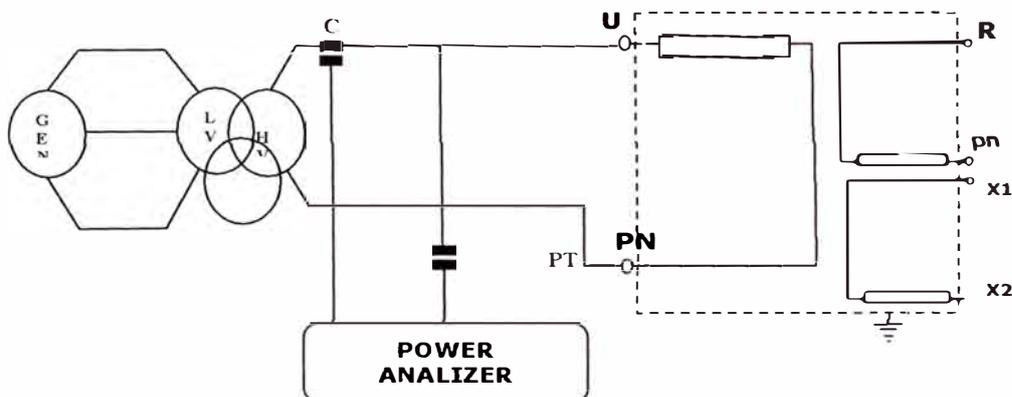
Se debe energizar el transformador a su tensión y frecuencia nominal a través del devanado de más baja tensión dejando los otros devanados en circuito abierto. Se registran las pérdidas en el núcleo y la corriente de excitación y se comparan con las condiciones de garantía teniendo en cuenta las tolerancias definidas por la norma aplicable.

Durante esta prueba se debe realizar:

- Medición de armónicas en la corriente de excitación al 100 % de la tensión nominal.
- Medición del nivel de ruido para la condición ONAN (a 0.3 metros del perímetro del transformador) y ONAF (a 2 metros del perímetro del transformador). Los puntos de medición están separados 1m entre sí.
- Valor garantizado: ONAF1 = 78 dB

Además se deberá registrar las pérdidas y la corriente de excitación para tensiones del 60, 70, 80, 90,95, 105y 110% del voltaje nominal a fin de conocer la curva de saturación.

El sistema de medida empleado incluye TC's y TP's clase 0.1 de alta precisión y mínimo desfase angular para todas las escalas y un analizador de potencia de aplicación especial para ensayo de transformadores.



### VALORES GARANTIZADOS

VOLTAJE	Po (Kw)	Io (%)	MVA BASE
Voltaje nominal	Según postor	Según postor	60

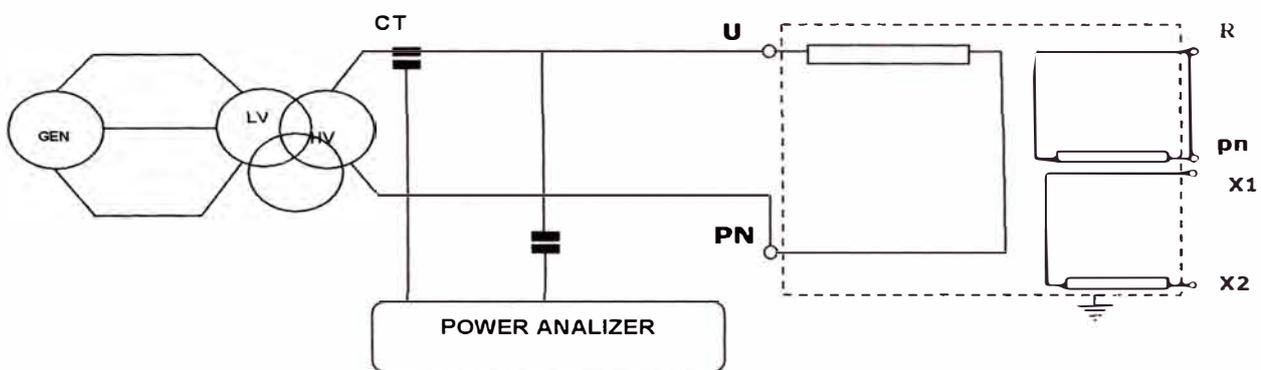
Medición	Tolerancia	Observaciones
Pérdidas en vacío	+ 14.29 %	Especificación Técnica, Documento B

### 6.6. Medición de la Impedancias, Pérdidas en carga y tensión de cortocircuito

Las pérdidas en carga están compuestas por pérdidas resistivas y pérdidas adicionales, la frecuencia utilizada durante las pruebas será 60 Hz.

Las pérdidas en carga y la impedancia se miden por pares de devanados (ver tabla de mediciones por potencias). Las mediciones se efectúan con el conmutador de tomas en sus posiciones extremas y en la posición central.

Las mediciones se corrigen por error de precisión y error de ángulo del sistema de medida y el resultado se refiere a la potencia base necesaria y a la temperatura de 75 °C para ser comparadas con las condiciones de garantía.



Medición	Potencia	Posiciones de TAP
AT – BT	48/60 MVA	AT TAP1, 3, y 5
AT – TER	16/20 MVA	AT TAP 1 3 y 5
BT-TER	16/20	

#### VALORES GARANTIZADOS

Medición	PK (kW) Temp .75°C	Zk(%)	MVA BASE
AT tap 3 – BT	Según postor	11.70 ± 5%	60

### 6.7. Medición de calentamiento

El ensayo de calentamiento es una prueba de diseño y por tanto se realizará a una unidad por cada diseño en las etapas de refrigeración ONAN y ONAF1, utilizando el circuito de prueba utilizado para medir las pérdidas en carga, el ensayo consta de dos etapas.

- Inyección de pérdidas totales de la etapa de refrigeración bajo prueba (pérdidas en vacío y en carga) para la determinación de la elevación de aceite durante el tiempo requerido, para lograr la estabilización de la temperatura del aceite en el nivel superior.
- Inyección de corriente nominal de la potencia nominal de la etapa de refrigeración durante una hora, con medición de resistencia después del corte para determinar la elevación del devanado mediante el método de la curva de resistencia vs tiempo.

	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GT-PA-054 Revisión : 03 Aprobado : GT Fecha : 26/09/07 Página : 7 de 10
	<b>PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA  TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS  220 kV</b>	

### 6.8. Medición ensayo con impulso tipo rayo (IR)

Se deberá aplicar a todos los transformadores del suministro, posterior a la ejecución de la prueba de calentamiento.

Se deberá efectuar en cada borne del transformador, de acuerdo a los niveles de aislamiento indicados en la IEC 60076-3.

Secuencia de ensayos:

- Un (01) impulso entre 50 y 75% de la tensión plena de ensayo.
- Tres (03) impulsos a tensión plena.

El ensayo de impulso en los terminales de línea se deberá efectuar con el conmutador de tomas en su posición de mínima relación de transformación.

El ensayo de impulso debe consistir en un impulso normalizado tipo rayo:  $1,2 \mu s \pm 30\%$  (frente) y  $50 \mu s \pm 20\%$  (cola). Sin embargo, hay casos en que esta forma de impulso normalizada no puede razonablemente obtenerse, debido a la baja inductancia del arrollamiento o elevada capacidad a tierra. En estos casos la forma de impulso resultante es a menudo oscilante y se deben aceptar tolerancias más amplias en acuerdo con el fabricante.

La ausencia de diferencias significativas entre las tensiones y corrientes transitorias registradas a tensión reducida y a tensión plena de ensayo constituyen la prueba de que el aislamiento ha soportado el ensayo.  
(Referencia: Norma IEC 60076-3).

### 6.9. Medición ensayo con impulso tipo maniobra (IM)

El impulso se aplica directamente al borne de línea del devanado de AT. La tensión de ensayo debe aparecer entre línea y tierra. Los bornes de neutro deben estar puestos a tierra.

La tensión de ensayo es normalmente de polaridad negativa para reducir el riesgo de descargas intempestivas en el circuito de ensayo.

La tensión de impulso debe tener un tiempo virtual de frente de al menos  $100 \mu s$ , una duración por encima del 90% de la amplitud especificada de al menos  $200 \mu s$  y una duración total desde el origen virtual al primer paso por cero de al menos  $500 \mu s$ , pero preferiblemente  $1\ 000 \mu s$ .

Secuencia de ensayo:

- 01 onda de impulso de una tensión entre 50 y 75% de la tensión plena de ensayo.
- 03 ondas de impulso de nivel pleno.

El ensayo es satisfactorio si los registros oscilográficos o digitales no indican un colapso súbito de la tensión o discontinuidad de la corriente del neutro.  
(Referencia: Norma IEC 60076-3: Criterio de ensayo Impulso Tipo maniobra).

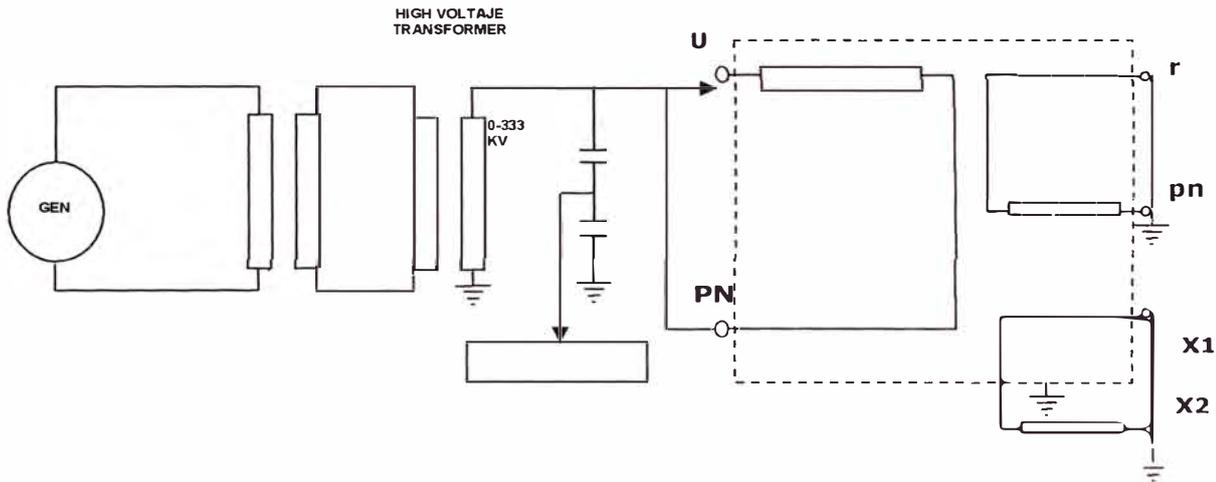
### 6.10. Medición de tensión aplicada

Cada devanado se prueba por separado sometiéndolo a un voltaje AC durante 1 min.

Las salidas del devanado a ensayar se deben cortocircuitar y se someten al nivel de tensión de prueba, en tanto los otros devanados, núcleo y cuba se encuentran aterrizados.

Valores a ser aplicados ( $f \geq 48\text{Hz}$ ):

AT:	140 kV
BT:	140 kV
Terciario:	38 kV



El ensayo se considera satisfactorio si no ocurre ninguna descarga interna durante el tiempo de duración del mismo.

### 6.11. Medición de tensión inducida con medición de descargas parciales

Empleando el circuito de la prueba de pérdidas en vacío este ensayo involucra varias etapas. Con base en el voltaje desarrollado en el devanado de AT en la tabla se establecen los niveles para U1, U2 y U3 durante el voltaje U2 y U3 se lleva a cabo la detección de descargas parciales en las fases de AT. Los niveles de voltaje fase/tierra inducidos de ensayo en el tap 1 en AT son:

DESCRIPCIÓN	TIEMPO	AT (V fase/tierra)
U3	5 min antes y 5 después de U2	155.595 kV
U2	5 min antes y 30 min después de U1	212.176 kV
U1	1 min	240.466 kV

Las descargas parciales se registran por medio de cuadripolos acoplados a los taps de prueba de los *bushings* AT como se muestra en la figura 1 DP.

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GT-PA-054 Revisión : 03 Aprobado : GT Fecha : 26/09/07 Página : 10 de 10
	<b>PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA  TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS  220 kV</b>	

## **7. DOCUMENTOS DE CONSULTA**

*Guía para la evaluación del índice de polarización, Transformer Maintenance Guide, Second Edition (Tabla 4.2 página 112)*

*Resistencia de Aislamiento del transformador, NETA MTS-2005 - TABLE 100.5*

*Valores límites para bushings y devanados: Valores Límites para devanados y bushings según Doble*

*Valores límites errores de relación de transformación, IEEE Std 62-1995, Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus- Part 1: Oil filled power transformers, regulators, and reactor.*

*IEC 60076-1 Power transformers – Part1: General.*

*IEC 60076-2 Power transformers – Part2: Temperature Rise.*

*IEC 60076-3 Power transformers – Part3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air.*

*IEC 60076-5 Power transformers – Part5: Ability to withstand short circuit.*

## **8. REGISTROS**

**GT-FR-033:** *Reporte de Pruebas Aceptación en Fabrica Transformadores 220 kV*

**GT-FR-034:** *Lista de Chequeo Reporte de Pruebas Aceptación en Fábrica Transformadores 220 kV*

 <b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PROCEDIMIENTO</b>	Código : GT-PA-054 Revisión : 03 Aprobado : GT Fecha : 26/09/07 Página : 10 de 10
	<b>PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA  TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS  220 kV</b>	

## **7. DOCUMENTOS DE CONSULTA**

*Guía para la evaluación del índice de polarización, Transformer Maintenance Guide, Second Edition (Tabla 4.2 página 112)*

*Resistencia de Aislamiento del transformador, NETA MTS-2005 - TABLE 100.5*

*Valores límites para bushings y devanados: Valores Límites para devanados y bushings según Doble*

*Valores límites errores de relación de transformación, IEEE Std 62-1995, Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus- Part 1: Oil filled power transformers, regulators, and reactor.*

*IEC 60076-1 Power transformers – Part1: General.*

*IEC 60076-2 Power transformers – Part2: Temperature Rise.*

*IEC 60076-3 Power transformers – Part3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air.*

*IEC 60076-5 Power transformers – Part5: Ability to withstand short circuit.*

## **8. REGISTROS**

**GT-FR-033:** *Reporte de Pruebas Aceptación en Fabrica Transformadores 220 kV*

**GT-FR-034:** *Lista de Chequeo Reporte de Pruebas Aceptación en Fábrica Transformadores 220 kV*