

*UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA*

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



***GESTIÓN DE LA CALIDAD EN EL CENTRO DE  
CONTROL DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA***

***INFORME DE SUFICIENCIA  
PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA***

Presentada por:

ROJAS SOTO, Alcibiades José

Bachiller en ciencias con mención en  
Ingeniería Mecánica Eléctrica

LIMA – PERÚ

2005

## **DEDICATORIA:**

nis padres, por sus enseñanzas y apoyo constante e invaluable.

A mis hermanos, por su amistad y comprensión.

## **AGRADECIMIENTOS:**

A todo el equipo del Centro de Control de Luz del Sur S.A.A., por su apoyo y compromiso permanente en el cumplimiento de los objetivos empresariales.

Al Ing. Rodolfo Zamalloa, asesor del informe de suficiencia, por sus recomendaciones y aportes para el enriquecimiento del presente documento.

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO I:</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>8</b>
<b>CAPITULO II:</b>	<b>GENERALIDADES SOBRE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS</b>	
2.1	Concepto.....	10
2.2	Sistema eléctrico peruano.....	11
2.2.1	Actores del negocio eléctrico peruano.....	13
2.3	Normatividad peruana vigente.....	16
2.3.1	Ley de Concesiones Eléctricas.....	16
2.3.2	Código Nacional de Electricidad.....	16
2.3.3	Obligaciones relacionadas con la calidad de los servicios eléctricos.....	17
2.3.4	Obligaciones relacionadas con la operación a tiempo real de los servicios eléctricos .....	18
2.3.5	Obligaciones relacionadas con el cuidado del medio ambiente .....	20



2.3.6 Obligaciones relativas a las condiciones de trabajo.....	22
--	----

**CAPITULO III: DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE CONTROL**

3.1 Organización.....	33
3.2 Funciones.....	34
3.3 Descripción de equipos y soporte informático.....	35
3.3.1 Sistema telecontrol – funcionalidades.....	35
3.3.2 Componentes del sistema telecontrol – hardware ...	40
3.3.3 Componentes del sistema telecontrol – software .....	45
3.3.4 Componentes del sistema telecontrol comunicaciones.....	50
3.3.5 Otros sistemas informáticos.....	51

**CAPITULO IV: DESCRIPCIÓN DE PROCESOS DE GESTION DEL CENTRO DE CONTROL**

4.1 Programación de maniobras .....	63
4.2 Gestión de maniobras programadas .....	65
4.3 Gestión de maniobras imprevistas.....	67
4.4 Supervisión en tiempo real del sistema eléctrico.....	70

**CAPITULO V: MEJORAMIENTO DE PROCESOS EMPLEANDO TECNICAS Y MODELOS DE GESTIÓN DE CALIDAD**

5.1	Re-orientación de actividades del Centro de Control hacia la misión de la empresa.....	76
5.1.1	Programación de maniobras.....	80
5.1.2	Gestión de maniobras programadas.....	81
5.1.3	Gestión de maniobras imprevistas.....	82
5.1.4	Supervisión en tiempo real del sistema eléctrico.....	83
5.2	Identificación de problemas que impiden la excelencia operativa .....	84
5.3	Priorización de problemas existentes.....	86
5.4	Investigación sistémica de las causas.....	87
5.5	Planteamiento de acciones de mejoramiento y re-diseño de procesos.....	93
5.5.1	Gestión de maniobras imprevistas.....	93
5.5.2	Programación de maniobras.....	96
5.5.3	Gestión de maniobras programadas.....	100
5.5.4	Supervisión en tiempo real del sistema eléctrico ...	103

**CAPITULO VI: IMPLEMENTACIÓN PRIORIZADA DE ACCIONES DE MEJORAMIENTO**

6.1	Modelo de implementación .....	105
6.2	Especificación de indicadores de gestión.....	114
6.2.1	Duración promedio de interrupciones imprevistas AT/MT .....	115

6.2.2	Energía no suministrada a clientes por responsabilidad del Centro de Control.....	116
6.2.3	Incumplimiento de tiempos de maniobras en cortes programados .....	117

**CAPITULO VII: RESULTADOS OBTENIDOS**

7.1	Duración promedio de interrupciones imprevistas AT/MT .....	119
7.2	Energía no suministrada a clientes por responsabilidad del Centro de Control (ENS) .....	119
7.3	Incumplimiento de tiempos de maniobras en cortes programados (% T.Maniobras) .....	119
<b>CONCLUSIONES</b> .....		121
<b>ANEXOS</b> .....		124
<b>GLOSARIO</b> .....		156
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....		157

## CAPÍTULO I

### I.0 INTRODUCCIÓN

El concepto de calidad ha ido evolucionando a lo largo de los años, ampliando objetivos y variando la orientación. Se puede decir que su papel ha tomado una importancia creciente al evolucionar desde un mero control o inspección, a convertirse en uno de los pilares de la estrategia global de la empresa, la cual debe estar siempre presente en todos sus departamentos, liderada por la alta dirección y con la participación y compromiso de todos los recursos humanos.

El objetivo del presente informe es lograr la excelencia operativa del Centro de Control de LUZ DEL SUR S.A.A. en la gestión de operaciones durante interrupciones imprevistas y programadas del suministro eléctrico, para lo cual se identificaron los problemas por los cuales sus procesos y actividades no se estaban desarrollando y gestionando bajo un enfoque de gestión integral de la calidad.

Una vez identificados estos inconvenientes, se recurrió al empleo de herramientas de calidad para identificar las causas que los generaban, con la finalidad de tomar acciones correctivas que llevaron a rediseñar y/o

enriquecer los procesos y sus actividades, con la finalidad de contribuir con el logro de los objetivos organizacionales.

En el capítulo II se explica el concepto de la operación en tiempo real de sistemas eléctricos, se detalla también el sistema eléctrico peruano y sus principales actores, y se menciona finalmente la normatividad peruana vigente bajo la cual una empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica realiza sus operaciones

En los capítulos III y IV se describe la organización, funciones y procesos que se realizan en el Centro de Control de LUZ DEL SUR S.A.A., así como también se trata el tema del soporte informático y equipos con los que cuenta para realizar sus actividades.

En el capítulo V, luego de una re-orientación de actividades del área hacia la misión de la empresa, se explica el proceso del empleo de herramientas de calidad para identificar y priorizar los problemas que existían en cada uno de los procesos, así como también las causas que los generaban, en base a lo cual se tomaron acciones correctivas que llevaron a rediseñar y/o enriquecer los procesos y sus actividades.

Finalmente, en los capítulos VI y VII, se detalla el proceso de implementación de las acciones de mejoramiento tomadas, la determinación de los indicadores de gestión para el control correspondiente, así como también los resultados obtenidos.

## CAPÍTULO II

### II.0 GENERALIDADES SOBRE LA OPERACION EN TIEMPO REAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.1 Concepto.- 2.2.- Sistema eléctrico peruano.- 2.2.1 Actores del negocio eléctrico peruano.- 2.3 Normatividad peruana vigente.- 2.3.1 Ley de Concesiones Eléctricas 2.3.2 Código Nacional de Electricidad.- 2.3.3 Obligaciones relacionadas con la calidad de los servicios eléctricos.- 2.3.4 Obligaciones relacionadas con la operación en tiempo real de los servicios eléctricos.- 2.3.5 Obligaciones relacionadas con el cuidado del medio ambiente.- 2.3.6 Obligaciones relativas a las condiciones de trabajo.

#### 2.1 CONCEPTO

La operación en tiempo real de sistemas eléctricos se refiere a las tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de las operaciones de un sistema interconectado, en estado normal y de emergencia, para el resguardo de la calidad de servicio y la seguridad del sistema.

En el caso de una empresa de distribución como es el caso del presente informe, estas tareas comprenden la gestión de

---

<sup>1</sup> RD N°14-2005 EM/DGE. Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTOTR), p. 288310. Definición 23.

maniobras programadas relacionadas con la desenergización de circuitos o equipos para la ejecución de labores de mantenimiento y obras, la gestión de maniobras imprevistas con la finalidad de reestablecer el suministro eléctrico cuando se presente fallas en determinados circuitos o equipos, y finalmente la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener los parámetros del sistema eléctrico dentro de las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Hay varios aspectos que se toman en cuenta en la operación de un sistema eléctrico. El primero y más importante es la seguridad del personal y la del público, lo cual requiere que se sigan procedimientos de seguridad al operar la red. En segundo lugar está la confiabilidad del abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios. Finalmente está la economía de la operación, la cual debe ser la más adecuada dentro de los límites de seguridad y protección.<sup>2</sup>

## **2.2 SISTEMA ELECTRICO PERUANO<sup>3</sup>**

En el Perú se diferencian dos sistemas interconectados a partir de octubre del año 2000: El Sistema Interconectado Centro Norte y el Sistema Interconectado Sur, los cuales conforman el

---

<sup>2</sup> DONALD G.FINK / H.WAYNE BEATY. Manual de Ingeniería Eléctrica. 1996. Tomo III, p.16-2.

<sup>3</sup> MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Plan referencial de electricidad 2001-2010, p. 3

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Ver Figuras 1 y 2 al final del presente capítulo.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional esta conformado por líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, sistemas de compensación reactiva y cargas, cuya finalidad principal es la de transferir energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo sin interrupción y manteniendo los estándares de calidad. (Ver Figura 3 al final del capítulo). El sector cuenta con una longitud de 14 679 km de Líneas de Transmisión, de las cuales 14 297 km pertenecen al SEIN y 382 Km pertenecen a Sistemas Eléctricos Aislados.

Actualmente en el Sistema Interconectado Nacional se pueden distinguir dieciséis (16) áreas operativas según el procedimiento Nro.9 de coordinación en tiempo real del COES-SINAC (Ver Anexo 2).

El Sistema Interconectado Nacional Peruano hoy en día cubre una extensión geográfica importante que abarca desde Tumbes por el norte hasta Tacna por el sur, en el nivel de tensión de 220 kV. Las líneas de transmisión del SEIN pasan por subestaciones importantes de generación, cargas y de paso.



En el Norte del país, las líneas de transmisión recorren la costa en forma radial; en el Centro las líneas son anilladas pero con una fuerte concentración hacia Lima (principal consumidor de energía del país); y finalmente en el Sur, existe una mixtura de líneas, donde en el Este prevalece aún el nivel de tensión de 138 kV, mientras que en el Oeste el nivel de tensión de las principales subestaciones está cambiando a 220 kV.

La máxima demanda y la producción de energía del SEIN en el año 2004 fueron de 3131 MW (en el mes de diciembre) y 22618 GW.h respectivamente, del cual el 81% fue de origen hidráulico y el 19% de origen térmico<sup>4</sup>. Hasta el mes de marzo del año 2005, la máxima demanda y la producción de energía en el SEIN fue de 3107 MW (en el mes de marzo) y 9196 GW.h.<sup>5</sup> Ver Figura 4a y 4b al final del presente capítulo (datos del 2003).

### *2.2.1 ACTORES DEL NEGOCIO ELÉCTRICO PERUANO*<sup>6</sup>

En la actividad eléctrica intervienen los siguientes grupos de actores:

a. Clientes o Usuarios.

---

<sup>4</sup> MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGE. Anuario 2003, p.42

<sup>5</sup> MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGE. Informativo N°4 Abril 2005, p.2

<sup>6</sup> MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Plan referencial de electricidad 2001-2010, p. 8

- b. Empresas Concesionarias Eléctricas.
- c. Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- d. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG).
- e. Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Los clientes o usuarios pueden ser aquellos que realizan sus transacciones en forma libre, actualmente con demanda superior a 1 MW, o aquellos que pertenecen al servicio público de electricidad, actualmente con demanda inferior a 1 MW.

Las empresas pueden ser Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras independientes, así como, por excepción, existen empresas que generan, transportan y/o distribuyen simultáneamente sólo en los sistemas eléctricos aislados. En el Anexo 1 se lista las empresas del sector eléctrico peruano.

Las empresas Generadoras y Transmisoras del Sistema Interconectado Nacional conforman el Comité de Operación

Económica del Sistema (COES) cuyo objetivo fundamental es el despacho a mínimo costo.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), es el órgano encargado de supervisar, regular y fiscalizar a las entidades del sector energía velando, por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los clientes en general y cautelando la adecuada conservación del medio ambiente.

Así mismo, OSINERG regula la tarifa y fija los distintos precios regulados del servicio eléctrico, las tarifas del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos y las de distribución de gas natural por red de ductos.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el encargado de velar por el cumplimiento del marco legal vigente (Ley de Concesiones Eléctricas). Su función es conducir las políticas energéticas de mediano y largo plazo orientadas al aprovechamiento óptimo de los recursos sin perjudicar al medio ambiente. Además, promueve la inversión privada en el sector para la modernización de la infraestructura. Por otro lado el MEM es el único organismo con poder concedente,

por lo que otorga concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico en el País.

La Figura 5, al final del presente capítulo, muestra la relación entre los diferentes actores.

## **2.3    NORMATIVIDAD PERUANA VIGENTE**

### *2.3.1 LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS*

Las principales obligaciones de los concesionarios de distribución eléctrica se encuentran contenidas en la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (la Ley), así como en su Reglamento (el Reglamento de la Ley), aprobado por Decreto Supremo 9-93-EM Esta ley define la organización del sector eléctrico, la fijación de tarifas y el otorgamiento de concesiones

### *2.3.2 CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD*

El artículo 99° de la Ley establece claramente la obligación de las empresas de cumplir con el Código Nacional de Electricidad, el cual contiene disposiciones que se encuentran relacionadas con la protección del ambiente,

la seguridad y la calidad del servicio. El Tomo IV del Código Nacional de Electricidad, aprobado mediante Resolución Ministerial 303-78-EM/DGE, está dedicado al Sistema de Distribución.

### 2.3.3 OBLIGACIONES RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

- a. El artículo 64° del Reglamento de la Ley establece que los concesionarios *“están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente”*.
- b. Consecuentemente con lo anterior, mediante Decreto Supremo N° 20-97-EM, se dictó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (la Norma Técnica), así como también la base metodológica para su aplicación, de aplicación imperativa para los servicios de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- c. La Norma Técnica establece el control de calidad en los siguientes aspectos: La calidad de producto, referida a la tensión, frecuencia y perturbaciones; la calidad de

suministro, que regula todo lo relativo a las interrupciones; la calidad de servicio comercial, referida al trato al cliente, medios de atención y precisión de la medida; y finalmente la calidad de alumbrado público, referida a las deficiencias de este servicio.

- d. En La Norma de calidad se especifican una serie de indicadores relacionados con la calidad de suministro, de producto, servicio comercial y alumbrado público, así como la forma en que estos se miden y controlan. El transgredir las tolerancias exigidas por la Norma Técnica trae como consecuencia el pago de compensaciones y/o multas a los clientes afectados por parte de las empresas concesionarias.

#### *2.3.4 OBLIGACIONES RELACIONADAS CON LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS*

- a. En la Norma Técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados, aprobada por R.D. N°14 -2005 – EM/DGE, se establecen los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los Sistemas Interconectados.

- b. Están contempladas también las obligaciones del Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema, relacionadas con la coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema; así como con la información que debe transferir a los Integrantes del Sistema, la DOCOES, la Dirección y al OSINERG; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.
  
- c. Considera las obligaciones de los Integrantes del Sistema, relacionadas con la operación de sus instalaciones; así como con la forma y oportunidad de entrega de la información necesaria para el cumplimiento de las funciones del Coordinador.
  
- d. Existen procedimientos técnicos establecidos por el COES los cuales deben ser cumplidos por los integrantes del sistema. En el caso de empresas distribuidoras, los procedimientos a los cuales nos referimos son los siguientes:
  - 1. Procedimiento N°1, programación de la operación semanal del SINAC.
  - 2. Procedimiento N°2, programación de la operación diaria del sistema interconectado nacional.

3. Procedimiento N°9, coordinación de la operación en tiempo real del sistema interconectado nacional.
4. Procedimiento N°12, programación del mantenimiento para la operación del sistema interconectado nacional.
5. Procedimiento N°16, racionamiento por déficit de oferta.
6. Procedimiento N°21, ingreso de nuevas instalaciones.

#### *2.3.5 OBLIGACIONES RELACIONADAS CON EL MEDIO AMBIENTE*

- a. Además de las normas generales sobre medio ambiente aplicables a cualquier actividad, el sector eléctrico contempla obligaciones adicionales y especiales.
- b. El artículo 9° de la Ley establece que el Estado previene la conservación del medio ambiente, así como el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.



- c. Para obtener una concesión es requisito presentar un Estudio de Impacto Ambiental - EIA (artículo 25°, literal "j" de la Ley).
- d. El Reglamento de Protección Ambiental en las actividades eléctricas (aprobado por D.S. N° 29-94-EM y R.D. N° 008-97-EM/DGAA), aprueba los niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía.
- e. El reglamento anterior establece que los concesionarios de distribución tendrán la responsabilidad del control y protección del medio ambiente en lo que a su actividad se refiere (Art. 5°), para lo cual contarán con un Auditor Ambiental Interno, quien tiene como función, entre otras, *"desarrollar planes de rehabilitación, definir metas para mejorar y controlar el mantenimiento de los programas ambientales"* (Art. 6°).

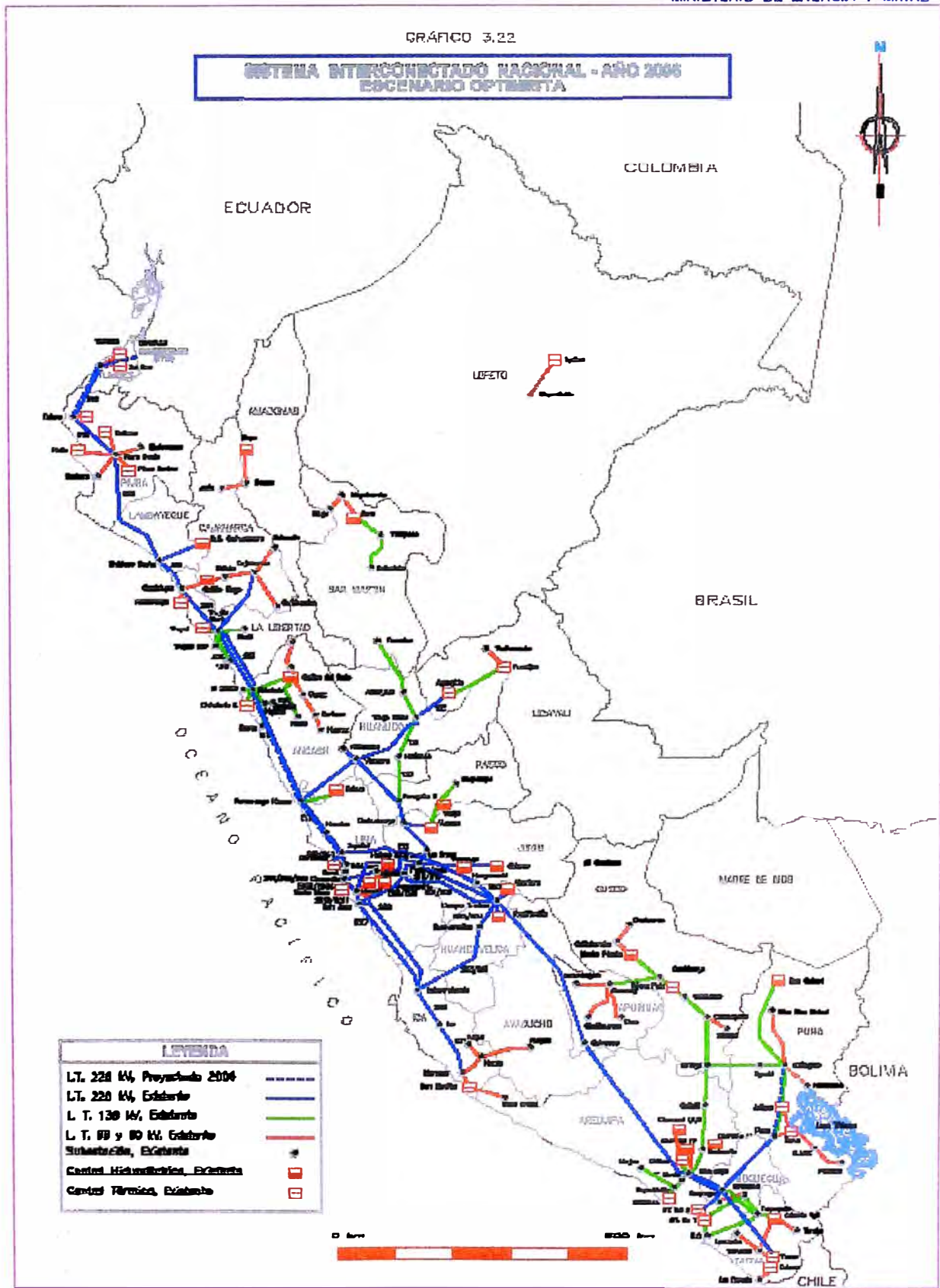
### 2.3.6 OBLIGACIONES RELATIVAS A LAS CONDICIONES DE TRABAJO

- a. Además de las normas laborales de aplicación a cualquier actividad económica, en el sector eléctrico se cuenta con el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub-sector Electricidad, aprobado por Resolución Ministerial N° 263-2001-EM/VME, del 18 de junio de 2001, el cual es aplicable a las actividades de construcción, operación y mantenimiento que se realicen sobre las instalaciones eléctricas de generación, transmisión y distribución.
  
- b. La mencionada norma establece la obligación de la empresa concesionaria de elaborar anualmente un estudio sobre los riesgos relativos a su actividad (Art. 8°), a partir del cual debe formular un Programa Anual de Seguridad e Higiene Ocupacional, que debe ser entregado a OSINERG (Art. 9°), y un Reglamento Interno de Seguridad (Art. 11°). Asimismo, la empresa debe constituir un Sistema de Seguridad e Higiene Ocupacional, un Comité de Seguridad e Higiene Ocupacional, un Subcomité de Seguridad e Higiene

Ocupacional, y contar con personal de Seguridad e Higiene Ocupacional.

- c. El mencionado reglamento también contiene disposiciones para prevenir contactos con partes de tensión y procedimientos para efectuar el mantenimiento y maniobras de los componentes de los circuitos eléctricos de media, alta y muy alta tensión.
  
- d. Asimismo, la empresa está obligada a implementar diversos programas, entre los que destacan los de simulacros de incendios, los de emergencias, servicios médicos y primeros auxilios.
  
- e. Igualmente, se establece la obligación de efectuar una serie de investigaciones, evaluaciones y estadísticas, relacionados con la cantidad de accidentes, ruidos, vibraciones, temperaturas, radiaciones, etc.

**FIGURA 1**



PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2003 - 2012

66-8

Fuente: Plan referencial de electricidad 2003-2012 Pag.66B- Ministerio de Energía y Minas

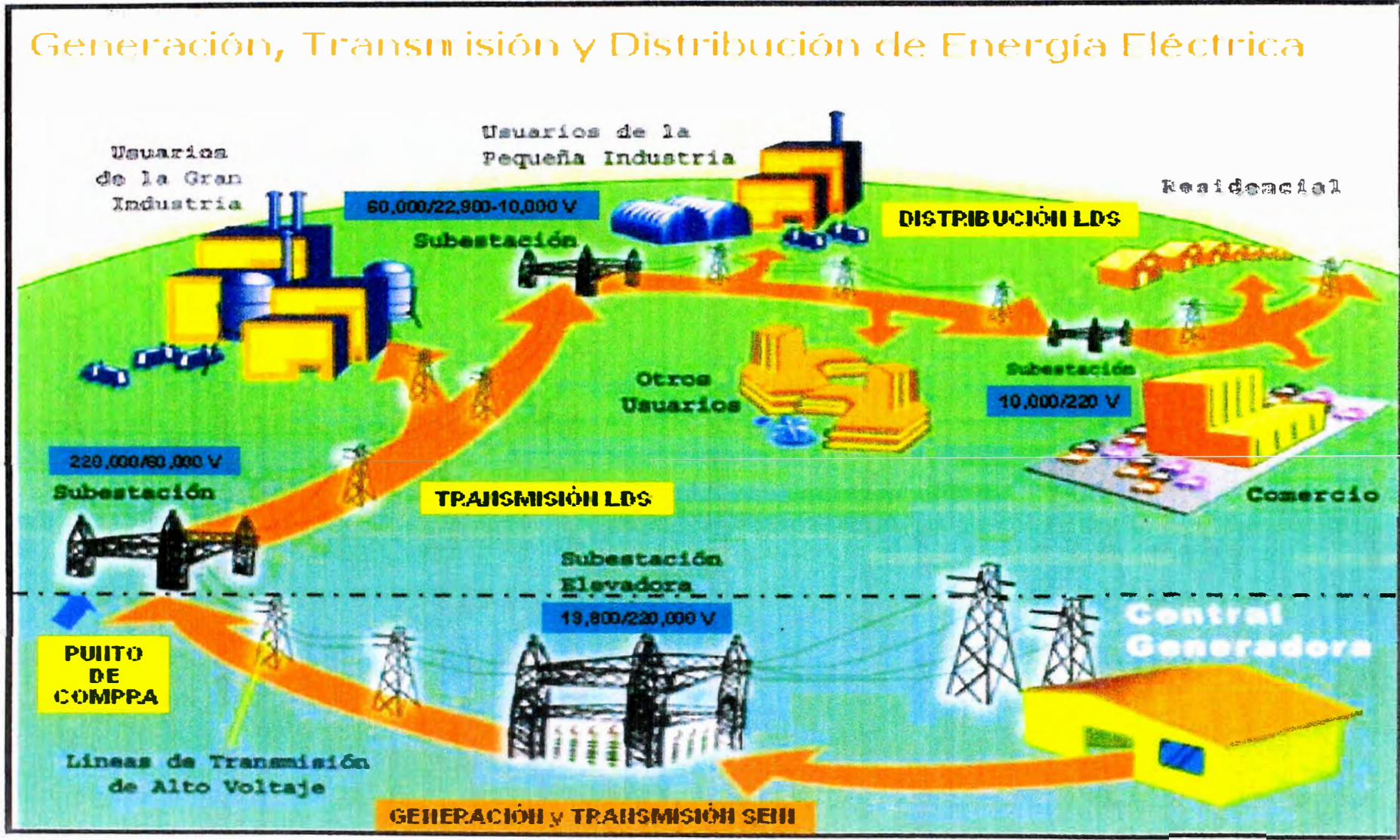






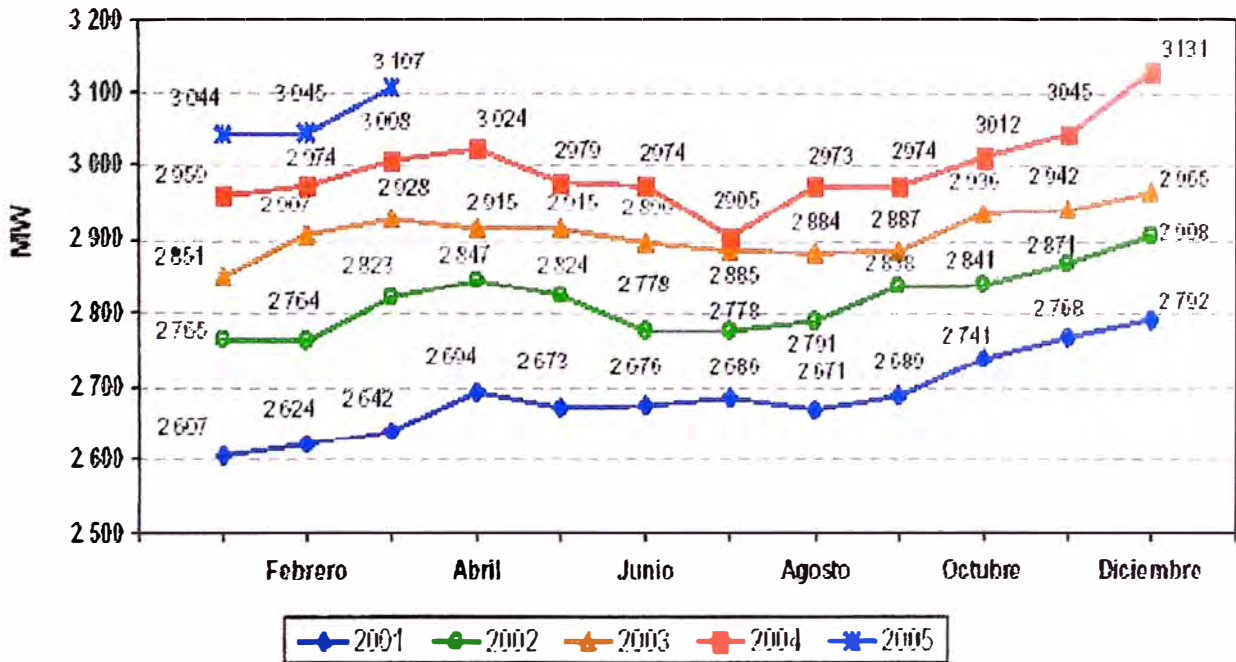
**FIGURA 2**

FIGURA 3



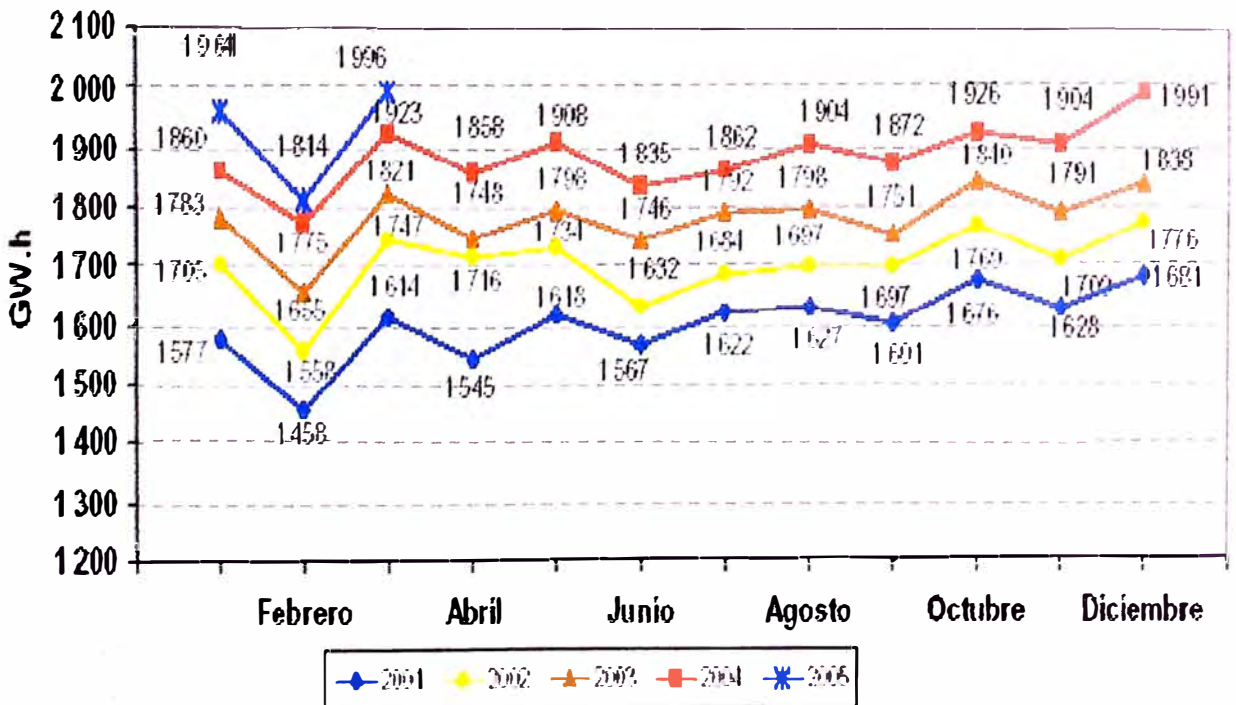
**FIGURA 4a**

**MÁXIMA DEMANDA MENSUAL EN EL SEIN 2001 - 2005<sup>4</sup>**



Fuente: Informativo N° 4 – DGE Abril 2005

**PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2001 - 2005<sup>4</sup>**



Fuente: Informativo N° 4 – DGE Abril 2005

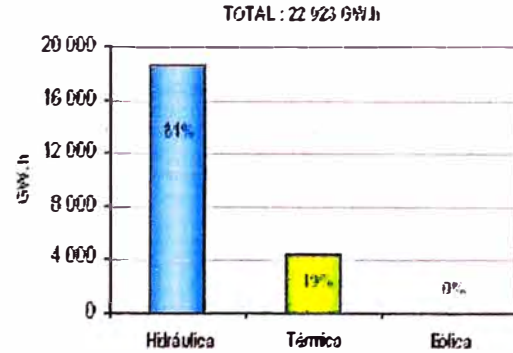


**FIGURA 4b**

a - Según tipo de servicio y origen

Origen Servicio	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total
Para mercado eléctrico	18 118	3 242	1,2	21 361 92%
Para uso propio	415	1 147		1 562 7%
<b>TOTAL</b>	<b>18 534</b> 81%	<b>4 389</b> 19%	<b>1,2</b>	<b>22 923</b>

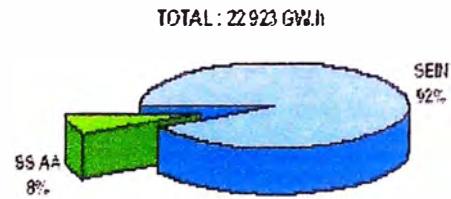
**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2003, POR ORIGEN**



b - Según sistema y origen

Origen Sistema	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total
SEIN	18 011	2 099		20 999 92%
SSAA	523	1 401	1,2	1 925 8%
<b>TOTAL</b>	<b>18 534</b> 81%	<b>4 389</b> 19%	<b>1,2</b>	<b>22 923</b>

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2003, POR TIPO DE SISTEMA**



c - Según tipo de servicio y sistema

Servicio	Sistema	SEIN	SSAA	Total
Para mercado eléctrico		20 999	471	21 361 92%
Para uso propio		109	1 454	1 562 7%
<b>TOTAL</b>		<b>20 999</b> 92%	<b>1 925</b> 8%	<b>22 923</b>

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2003, POR TIPO DE SERVICIO**

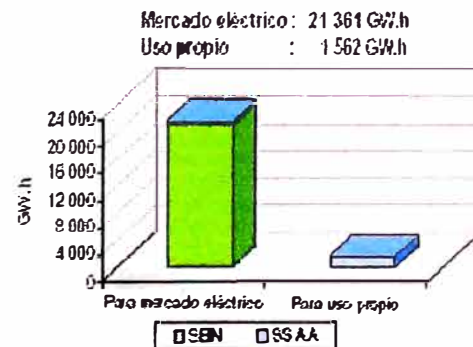
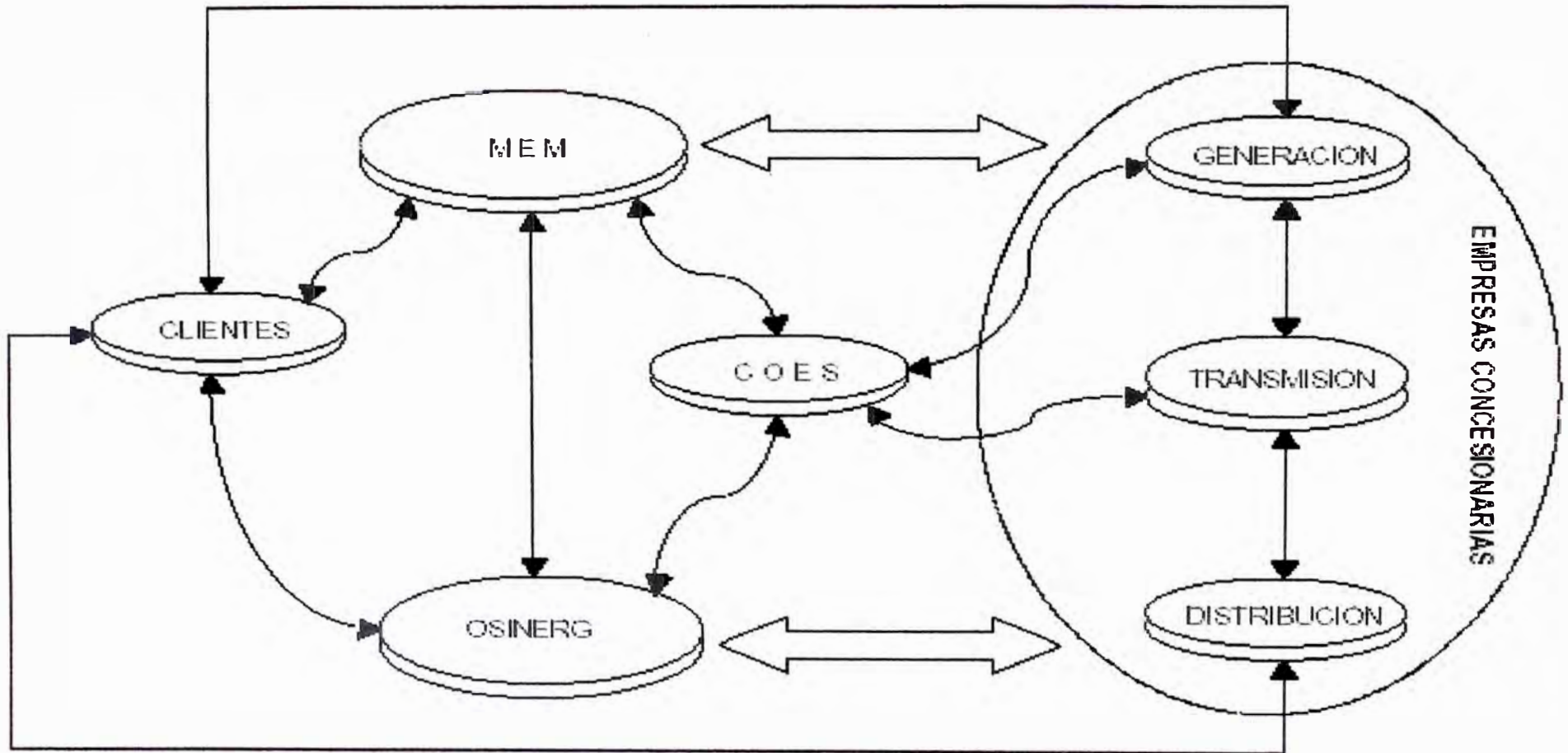


FIGURA 5

ACTORES QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO



Fuente: Plan referencial de electricidad 2001-2011 Pag.9- Ministerio de Energía y Minas

## CAPÍTULO III

### III.0 DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE CONTROL

3.1 Organización.- 3.2.- Funciones.- 3.3 Descripción de equipos y soporte informático.- 3.3.1 Sistema telecontrol - funcionalidades.- 3.3.2 Componentes del sistema telecontrol - hardware 3.3.3 Componentes del sistema telecontrol - software.- 3.3.4 Componentes del sistema telecontrol – comunicaciones.- 3.3.5 Otros sistemas informáticos.

El área objeto del estudio es el Dpto. Centro de Control de Luz del Sur S.A.A. Luz del Sur S.A.A. es una empresa de distribución de energía eléctrica creada en el año de 1994 como consecuencia de la privatización de la empresa del estado Electro-Lima. Tiene una zona de concesión de 3000 km<sup>2</sup>, que abarca 30 de los más importantes municipios de Lima, los mismos que en conjunto superan los 3,2 millones de habitantes . Ver Figura 6 al final del presente capítulo.

Es importante destacar que en ésta área, se concentra la más importante actividad comercial, turística y de servicios, además de una

significativa parte de las empresas productivas del país. El número de clientes que atiende asciende a aproximadamente 720 000 clientes.<sup>7</sup>

En todos los niveles de la Organización, Luz del Sur S.A.A está comprometida en la edificación de una cultura preventiva, la meta está en la consolidación del concepto de prevención, en el pensamiento, en el sentimiento, en la voluntad y en la acción de cada persona, cualquiera sea el nivel, función o tarea que desempeñe dentro de la Organización.

### **NUESTRA MISIÓN**<sup>8</sup>

- a. Vender, transmitir y distribuir energía eléctrica.
- b. Prestar servicios relacionados a la distribución de energía eléctrica.
- c. 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.
- d. Dar satisfacción a nuestros clientes, tanto en el suministro eléctrico como en la atención y el servicio comercial. “De existir alternativas, los clientes deberían elegirnos”.

---

<sup>7</sup> Pagina Web de Luz del Sur S.A.A: [www.luzdelsur.com.pe](http://www.luzdelsur.com.pe)

<sup>8</sup> Pagina Web de Luz del Sur S.A.A: [www.luzdelsur.com.pe](http://www.luzdelsur.com.pe)

e. Búsqueda frecuente de oportunidades de negocios en áreas afines.

### **NUESTROS VALORES**<sup>9</sup>

a. Honestidad, respeto mutuo y observancia de los más altos principios éticos en nuestras relaciones con trabajadores, clientes, contratistas y proveedores.

b. 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.

c. Honradez, integridad y corrección en nuestro quehacer diario.

d. Constancia y perseverancia en el desarrollo de nuestras actividades.

e. 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.

f. 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.

---

<sup>9</sup> Pagina Web de Luz del Sur S.A.A: [www.luzdelsur.com.pe](http://www.luzdelsur.com.pe)

- g. Proteger el medio ambiente, a través del desarrollo energético sostenible.

### **3.1 ORGANIZACIÓN**

La misma está constituida por la Gerencia General, la Gerencia Comercial, la Gerencia de Finanzas y Contraloría, la Gerencia de Recursos Humanos, la Gerencia de Transmisión y la Gerencia de Operaciones.

El Dpto. Centro de Control depende organizativamente de la Gerencia de Transmisión según se muestra en la Figura 7 (al final del presente capítulo). El número de personas que laboran asciende a trece (13), quienes se encuentran organizados según los siguientes puestos:

- a. Un (1) Jefe de departamento.
- b. Un (1) Ingeniero supervisor.
- c. Un (1) Ingeniero analista.
- d. Un (1) Técnico programador de maniobras.

- e. Un (1) Técnico administrador de la base de datos.
- f. Ocho (8) Técnicos coordinadores de turno.

### **3.2 FUNCIONES**

Las funciones del Dpto. Centro de Control son las que se detallan a continuación:

- a. Establecer sistemas de programación de la indisponibilidad de circuitos y/o equipos acorde con las necesidades de mantenimiento y puestas en servicio de instalaciones, asegurando la confiabilidad del sistema eléctrico.
- b. Gestión en tiempo real las maniobras programadas requeridas para la liberación de circuitos solicitados por las áreas de mantenimiento.
- c. Gestión en tiempo real las maniobras en alta tensión (A.T.) y media tensión (M.T.) requeridas para la normalización segura y rápida de las interrupciones no programadas, es decir, las que se producen como consecuencia de fallas propias del sistema o por acciones de terceros.

- d. Supervisar y controlar en tiempo real que los parámetros eléctricos del sistema de Luz del Sur se encuentren dentro de las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), dirigiendo la ejecución de operaciones necesarias para tal fin.

### **3.3 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y SOPORTE INFORMÁTICO**

La continua exigencia de mejora en la calidad de servicio demandada por los usuarios y el nuevo entorno legal y de competencia, hacen necesario que las compañías eléctricas dispongan de sistemas de información y control de la red. Los avances de la electrónica, informática y comunicaciones hacen que hoy en día sea posible disponer de sistemas de este tipo, dando lugar a lo que se denomina automatización.

#### **3.3.1 SISTEMA TELECONTROL – FUNCIONALIDADES**

El actual sistema telecontrol a través del SCADA con el que cuenta el C.Control permite el monitoreo y supervisión del sistema eléctrico, logrando de esta manera:

- a. Aminorar los tiempos de reposición del servicio.



- b. Regulación de tensión en las SETs cuando se presentan perturbaciones en el sistema.
- c. Planificación en el sistema eléctrico, gracias a los registros históricos con que cuenta el sistema.
- d. Detección de situaciones anormales, debido a la llegada de telealarmas y tomar previsiones antes que ocurra una interrupción.
- e. Realizar un mejor análisis de fallas, empleando los registros históricos de eventos y de cargas.

La información que transmite el telecontrol en tiempo real puede clasificarse en cuatro grupos: teleseñal, telemedida, telemando y telealarma.

**a. *Teleseñal***

Se refiere al estado (abierto/cerrado) de un equipo de maniobra tal como un seccionador o un interruptor. Cada equipo de maniobra en una SET le corresponde un punto de teleseñal. Ver Figura 8 (al final del presente capítulo)

**b. *Telemedida***

Se refiere a los datos análogos que provienen de transductores o de valores digitalizados, y expresan valores de diversas magnitudes de los componentes de la red, como corriente, tensión, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, etc. Ver Figura 8 (al final del presente capítulo)

**c. *Telemando***

Se refiere a las ordenes enviadas desde el centro de control con el fin de ejecutar una maniobra en los interruptores de potencia y/o seccionadores (abrir/cerrar), o sobre los reguladores de los transformadores de potencia (bajar/subir). Ver Figura 8 (al final del presente capítulo)

**d. *Telealarma***

Esta referido al estado de alarma o normal de algún componente de la Subestación, como por ejemplo el transformador, el interruptor, los servicios auxiliares, etc.

Todas las alarmas de cada circuito de una SETs se han clasificado de acuerdo al tipo de evento que se presenta, es decir: salida fuera de servicio del equipo por actuación del sistema de protección, alarmas por falta de tensión de mandos o servicios auxiliares, y alarmas cuando los valores de operación del circuito o equipo se encuentran cercanos a los valores de seteo de los relés de protección o valores nominales del equipo (sobrecarga).

A manera de ejemplo, a continuación se muestran las alarmas correspondientes a los transformadores de potencia de las SETs:

### ***ALARMA 2 (Disparo)***

Disparo Relé Diferencial fase 'R'

Disparo Relé Diferencial fase 'S'

Disparo Relé Diferencial fase 'T'

Disparo Relé de Sobrecorriente fase 'R' 60 KV.

Disparo Relé de Sobrecorriente fase 'S' 60 KV.

Disparo Relé de Sobrecorriente fase 'T' 60 KV.

Disparo Relé de Sobrecorriente fase 'R' 10 KV.

Disparo Relé de Sobrecorriente fase 'S' 10 KV.

Disparo Relé de Sobrecorriente fase 'T' 10 KV.

Disparo Relé Bucholtz (cuba)

Disparo Relé Bucholtz-Conmutador

Disparo Relé Imagen Térmica

Disparo Temperatura del Aceite

Disparo Resorte de Gradín

Disparo Relé de Frecuencia

Disparo Válvula de Seguridad

#### ***ALARMA 4 (señales)***

Alarma Relé Buchholtz

Alarma Relé Imagen Térmica

Alarma Temperatura del Aceite

Alarma Relé Térmico (sobrecarga)

Alarma Falla de Ventiladores

Alarma Nivel mínimo o máximo de aceite

Alarma Perdida SF6 interruptor 10 KV.

Alarma nivel mínimo o máximo de aceite (conmutador)

Alarma Falla Extractores 1

Alarma Falla Extractores 2

Alarma Falla Motor Gradín

### **ALARMA 5 (SS.AA)**

Alarma Falta Tensión de mandos 60 KV.

Alarma Falta Tensión de mandos 10 KV.

Alarma Falta Tensión de Medición

Alarma Falta Tensión Motor Gradín

Alarma Falta Tensión Protección para salidas 10 KV.

Alarma Falta Tensión de motor 60 KV.

Alarma Falta Tensión de motor interruptor 10 KV.

Alarma Falta Tensión de Calefacción 60 KV.

### **3.3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA TELECONTROL – HARDWARE**

Los componentes del hardware del sistema telecontrol se encuentra en diversas instalaciones, tanto en el C.Control como en las diversas subestaciones de transmisión (SETs). Ver Figura 9 (al final del presente capítulo)

## **a. Equipos en el Centro de Control**

### **Servidores de Procesos**

- *Dos (2) Servidores Hewlett Packard modelo D280, equipados con:*

CPU PA-RISC de 100 MHz

Dos (2) discos internos de 2 Gb y de 9 Gb

512 Mb. de memoria RAM

Una (1) conexión LAN Ethernet IEEE.802.3.

Una (1) interfase SCSI adicional para conexión de discos externos de históricos

Una (1) unidad DAT de 4 mm.

Una (1) unidad CD-ROM

Un (1) Terminal de mantenimiento alfanumérico, con teclado castellano

Sistema Operativo HP-UX

Software de TCP/IP y utilidades de HP-UX.

Software de OASyS completo (CMX y XIS)

Software de aplicación protocolo SAP-20 para comunicación con RTU's

Software de aplicación protocolo DNP 3.0 para comunicación con RTU's

Una (1) unidad de discos para almacenamiento externo de valores históricos con 4 discos de 1 Gb.

El SCADA utiliza dos procesadores principales para asegurar la redundancia del sistema. Si ocurriese un fallo en la CPU, el sistema conmutaría automáticamente, pasando el control desde la CPU activa a al de reserva.

Estas conmutaciones pueden ser inducidas por operadores con los debidos niveles de privilegio para realizar esta operación. Los discos son dispuesto de tal manera que el XIS activo pueda escribir sobre ambos disco a la vez, manteniendo los dos discos la misma información. En el caso de una conmutación de XIS, el XIS de reserva será capaz de leer del disco secundario sin que ocurra ninguna pérdida de datos.

### **Estaciones de Operación**

*Dos (2) Estaciones de Operación (Workstation), marca: Hewlett Packard modelo C3600, para puesto de operación, dotada de:*

CPU PA-8600-RISC de 552 MHz

Un (1) disco interno de 18 Gb.

512 Mb. De memoria RAM

Una (1) conexión LAN Ethernet IEEE 802.3

Dos (2) controladores gráficos de resolución 1280 x 1024

Dos (2) monitores color resolución 1280 x 1024

Un (1) teclado castellano

Un (1) ratón

Sistema operativo HP-UX

Software de X-Windows, Motif, TCP/IP y utilidades de HP-UX.

Software de XOS-OASyS

Una estación de trabajo permite, fuera del sistema en tiempo real, el desarrollo y distribución de los gráficos, así como la configuración de la base de datos sin necesidad de interrumpir las operaciones del SCADA.

*Un (1) X-Terminal marca: Hewlett Packard modelo Envizex*

CPU PA-RISC de 75 MHz

80 Mb. de memoria RAM

Una (1) conexión LAN Ethernet IEEE 802.3

Un (1) teclado castellano y un (1) ratón

El X-terminal se emplea para labores de mantenimiento del sistema.



### **Dispositivos Adicionales**

- Un (1) Hub Ethernet 10 Mbits de 16 puertos para LAN del Centro de Control
- Un (1) Switch de 24 puertos 10/100 Mbits
- Una (1) Impresora marca: HP, modelo: 2500CM
- Un (1) Armario de comunicaciones
- Un (1) Servidor de Acceso Remoto, marca: Xyplex MaxServer, modelo: MX-1608 con 8 puertos de salida serie para periféricos.
- Dos (2) Servidores de Acceso Remoto, marca: Xyplex MaxServer, modelo: MX-1640 dotado de 4Mb de memoria RAM y 40 líneas de comunicación serie asíncronas.
- Tres (3) Rack con fuentes de alimentación conteniendo 28 modems marca: Vairys modelo PP-312 para comunicar vía 2/4 hilos a velocidad de 1200 bps, FSK y norma Bell 202-D
- Seis (6) modems marca: Racal Datacom, modelo: RMD3222

#### **b. Equipos en la subestación de transmisión (SETs)**

La subestaciones cuentan con una RTU como concentrador de señales tanto analógicas como digitales,

que se transmiten o reciben del SCADA. Es una unidad independiente que solo se utiliza para ese fin.

Por contar con RTU las subestaciones convencionales deben acondicionar las señales analógicas (medición), es decir las de medición de los diversos parámetros de los circuitos deben utilizar transductores, llamados comúnmente convertidores.

La posición de estado (abierto/cerrado o alarma/normal) de los circuitos, se le proporciona a la RTU a través de contactos secos (sin tensión).

### 3.3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA TELECONTROL – SOFTWARE

El SCADA con el que cuenta el C.Control es OASyS, el cual es de plataforma abierta, utiliza eficientemente el sistema de gestión de bases de datos relacionables, del interfase hombre-maquina y de la tecnología de creación de redes de comunicación.

Los procesos se conforman de cuatro elementos, los cuales se detallan a continuación:

**a. *CMX “Control & Measurement eXecutive”***

Es a la vez el nombre de la base de datos en tiempo real y del núcleo SCADA que se encarga de adquirir los datos, comprobar las condiciones de alarma, escalar valores y controlar los dispositivos.

Todos los procesos CMX comparten los datos contenidos en la base de datos CMX, la cual representa todos los puntos de entrada/salida del sistema de control.

Cada línea de comunicaciones con RTUs esta atendida por un proceso llamado poll, el cual es responsable de la adquisición de datos y del envío de comandos a la remota.

**b. *XOS “X-Windows Operator Station”***

Interfase Hombre-Máquina para prestaciones gráficas dinámicas y el control de dispositivos por parte del operador.

La interfase del usuario de OASyS se basa en plataformas estándares caracterizadas por la sencillez de manejo que actualmente existen en todos los sistemas informáticos de propósito general.

Un monitor, un teclado y el ratón o bola trazadora son los medios físicos a través de los cuales el sistema es supervisado y controlado.

Los despliegues más importantes en la operación y supervisión de la red, mediante el sistema SCADA son:

1. *Operación y monitoreo de una subestación, en media o alta tensión*, de la cual se puede realizar maniobras y tener conocimiento de los valores de las magnitudes eléctricas correspondientes a los circuitos de la subestación.
2. *Resumen de Alarmas*, en el se puede apreciar las alarmas que están presentes en ese momento de todas las Subestaciones que se encuentran integradas al SCADA.

3. *Gráficos de tendencias*, se presentan curvas de parámetros durante el periodo de tiempo preseleccionado. El despliegue extrae los datos de los registros históricos.
  
4. *Resumen de Eventos*, en el se pueden leer todos los eventos registrados durante el día preseleccionado, extrae los datos de los registro históricos de eventos.
  
5. *Sumario de Comunicaciones*, el despliegue muestra el estado de las comunicaciones con los distintos enlaces de comunicación. Presentándose estadísticas diarias, horarias e instantáneas.
  
6. *Sumario General de Alarma*, en el se muestran ocho archivos tipo texto, conteniendo eventos, que corresponde a los siete días de la semana y uno del presente día
  
7. *Reportes tipo Texto*, En el se presentan los reportes históricos cada 15 minutos de las distintos valores

seleccionado previamente de todos los que recibe el SCADA.

**c. *XIS “eXtended Information System”.***

Base de datos relacional para información histórica. Es una plataforma para aplicaciones empresariales en tiempo real y la interconexión con el sistema corporativo.

**d. *XAP “eXternal Application Procesor”***

Aplicaciones específicas externas al sistema OASyS, las cuales pueden ser creadas y distribuidas a cualquier nodo de la red mediante la consola de desarrollo XAP.

Las aplicaciones creadas bajo este entorno pueden leer y escribir datos a la base de datos de CMX y XIS, generar alarmas y eventos como participar en suma de una perfecta integración en el entorno OASyS.

La relación cliente/servidor suministra la base necesaria para la intercomunicación entre procesos, sin

necesidad de preocuparse de su localización física dentro de la red. Esto permite a cualquier proceso acceder a la base de datos de SCADA sin necesidad de conocer la localización de los datos.

### *3.3.4 COMPONENTES DEL SISTEMA TELECONTROL – COMUNICACIONES*

Parte fundamental de un sistema SCADA son las comunicaciones. El Telecontrol se sirve de ellas para recibir y transmitir información mediante un protocolo de comunicaciones.

Los protocolos de comunicaciones que se emplean son:

- a. Microplex 5000 de Harris.
- b. SAP-20 de SAINCO.
- c. DNP 3.0

La enlace comunicación con las RTUs instaladas en las Subestaciones de Transmisión, pueden clasificarse por el medio de transmisión en:

- a. Físico, enlace logrado a través de un cable multipar
- b. Microondas Análogas
- c. Microondas Digital
- d. Fibra Óptica
- e. Radio – módem
- f. Mixtos, tiene tramos de al menos dos de las cuatro anteriores.

### *3.3.5 OTROS SISTEMAS INFORMÁTICOS*

Adicionalmente al sistema control descrito líneas arriba, en el C.Control se dispone de sistemas informáticos



de soporte para el adecuado cumplimiento de las funciones del área, los cuales se describen a continuación

**a. *Sistema de Gestión de Maniobras***

Es un sistema georeferenciado de gestión de maniobras programadas e imprevistas, el cual permite registrar todas las operaciones ejecutadas en el sistema eléctrico en tiempo real (Ver Figura 10a y 10b al final del presente capítulo )

Tiene las funcionalidades de consulta de clientes, suministros interrumpidos luego de un evento, consulta de llamadas por interrupciones, asignación de documentos de seguridad por intervención de trabajos de mantenimiento, etc.

**b. *Sistema de Interrogación remota***

Es un sistema que permite acceder a los diferentes relés de protección de los equipos y circuitos de una subestación de transmisión, con la finalidad de contar en menor tiempo con información relacionada con los eventos que han causado la actuación de los sistemas

de protección (Ver Figura 11 al final del presente capítulo).

**c. *Base de datos de curvas típicas de carga***

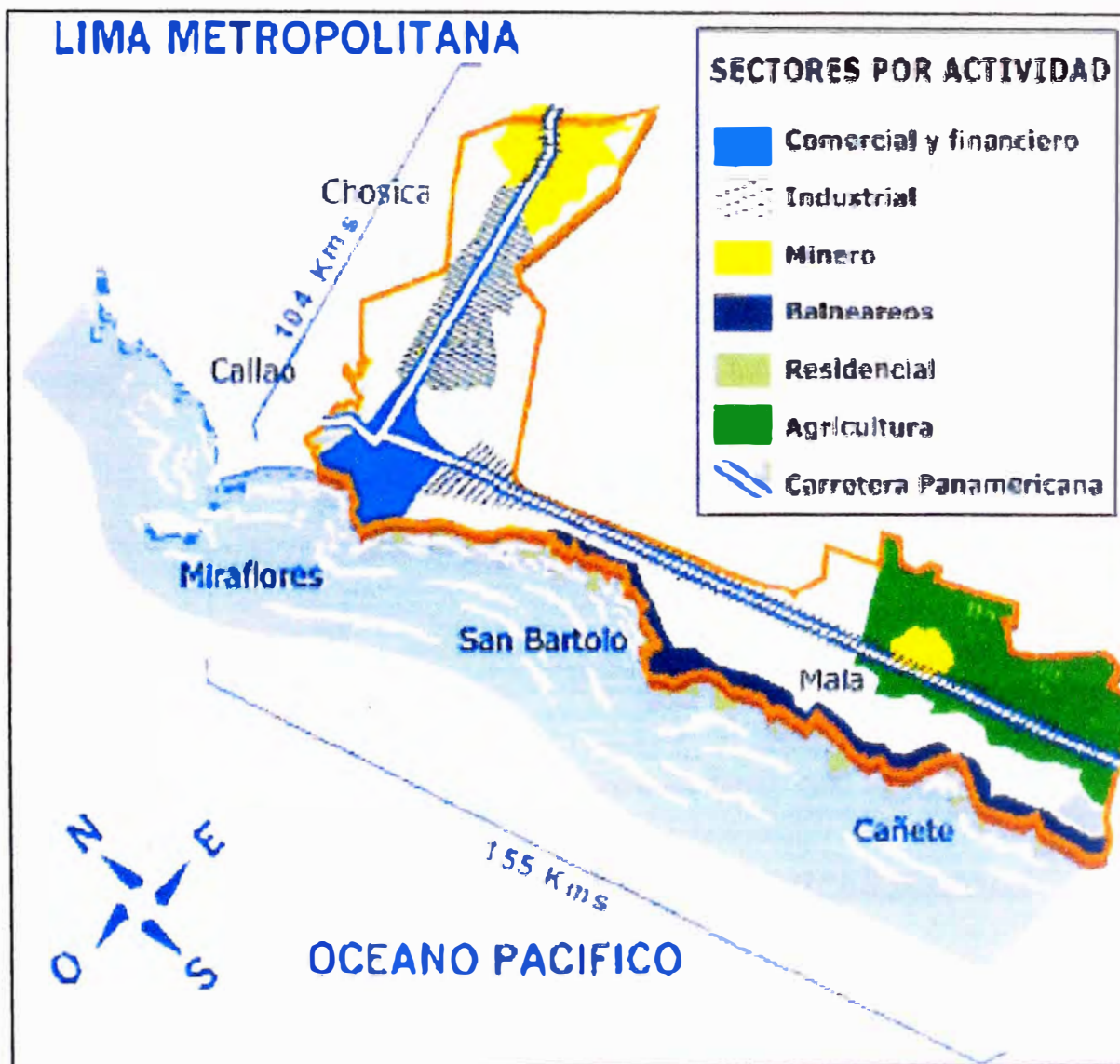
Es una base de datos que permite hacer consultas de diagramas de carga típicos de transformadores de potencia, líneas de transmisión y alimentadores. Las consultas también pueden ser efectuadas para determinadas fechas y hora (Ver Figura 12 al final del presente capítulo).

**d. *Sistema de flujos de alimentadores en M.T.***

Es una base de datos de flujos de carga de todos los alimentadores de las redes de distribución elaborada en base a los consumos de las diferentes subestaciones de distribución. Esta base de datos en conjunto con la información de curvas de carga típicas de los alimentadores, permite efectuar traslados de carga con la finalidad de reponer el suministro luego de haberse producido alguna interrupción por falla de equipos. (Ver Figura 13 al final del presente capítulo).

**FIGURA 6**

**ZONA DE CONCESIÓN DE LUZ DEL SUR S.A.A**



**Distritos**

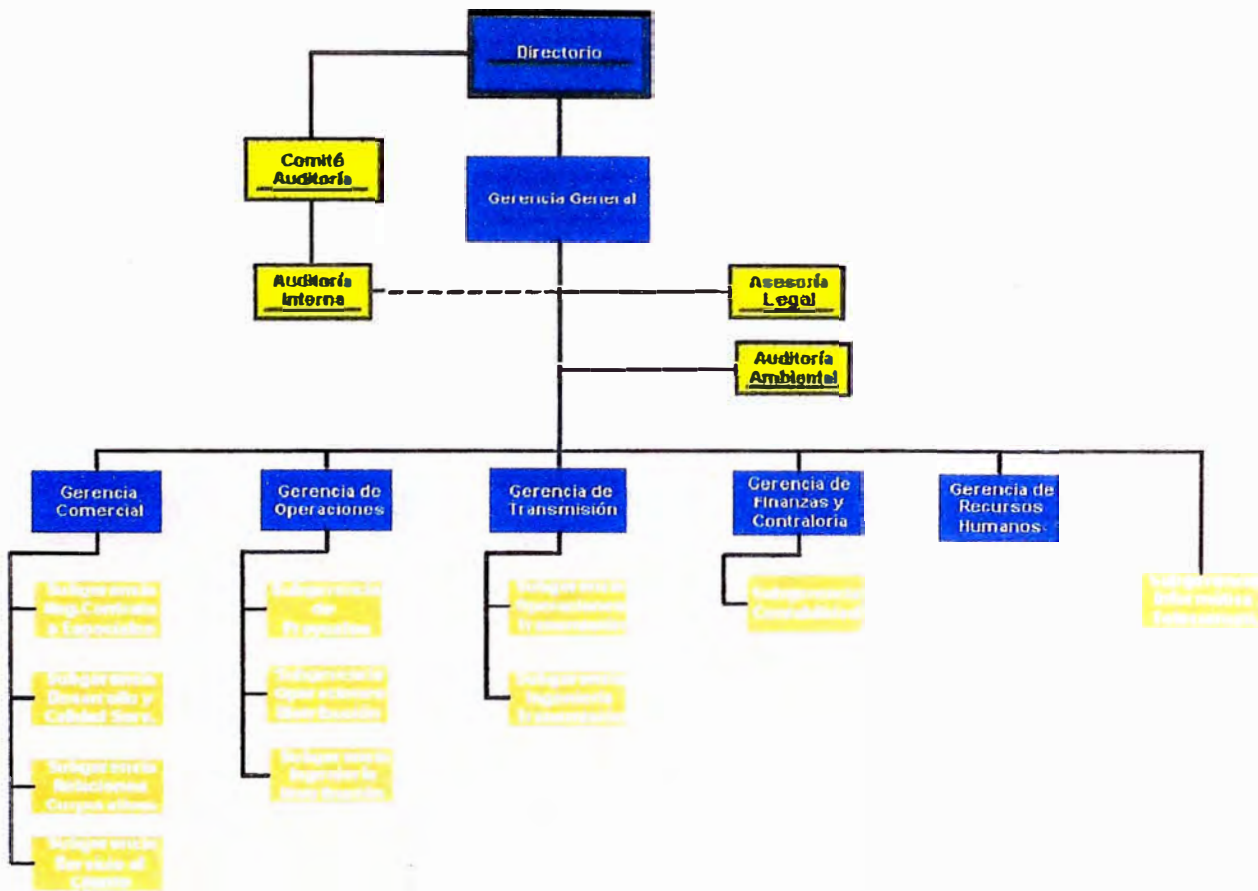
Lima Cercado (\*)  
 Jesús María (\*)  
 La Victoria  
 San Isidro (\*)  
 Surquillo  
 Miraflores  
 San Luis  
 Lince  
 San Borja  
 Barranco  
 Santiago de Surco  
 Santa Anita

San Juan de Miraflores  
 Chorrillos  
 Villa El Salvador  
 Ate Vitarte  
 La Molina  
 El Agustino (\*)  
 Villa María del Triunfo  
 Chaclacayo  
 Lurigancho-Chosica  
 Asia  
 Mala  
 San Antonio

Santa Cruz de Flores  
 Chilca  
 Pucusana  
 Santa María del Mar  
 San Bartolo  
 Punta Negra  
 Punta Hermosa  
 Lurín  
 Pachacamac  
 Cieneguilla  
 16 distritos de Huarochiri  
 Calango

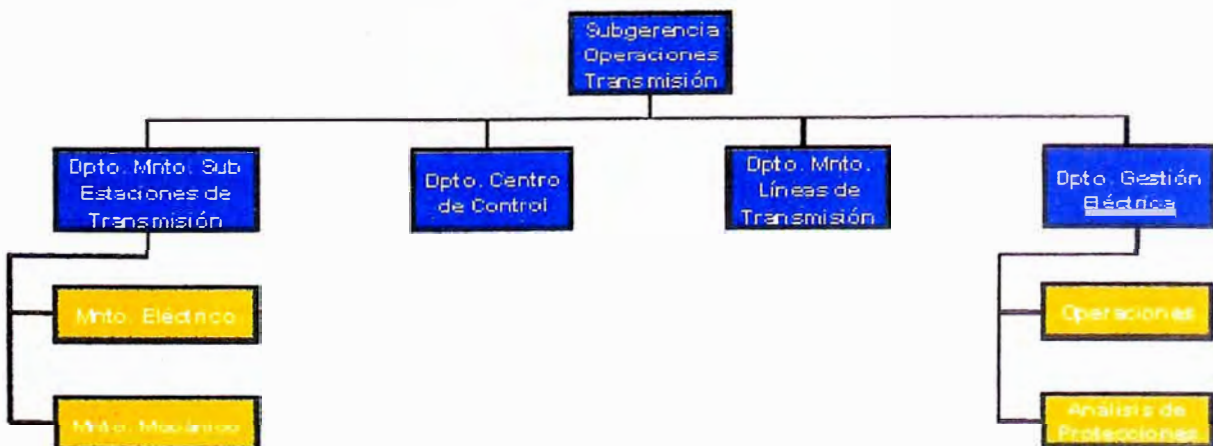
**FIGURA 7**

**ORGANIGRAMA LUZ DEL SUR S.A.A**



Fuente: Página Web de Luz del Sur S.A.A. [www.luzdelsur.com.pe](http://www.luzdelsur.com.pe)

**ORGANIGRAMA DE LA SUBGERENCIA DE OPERACIONES TRANSMISIÓN**

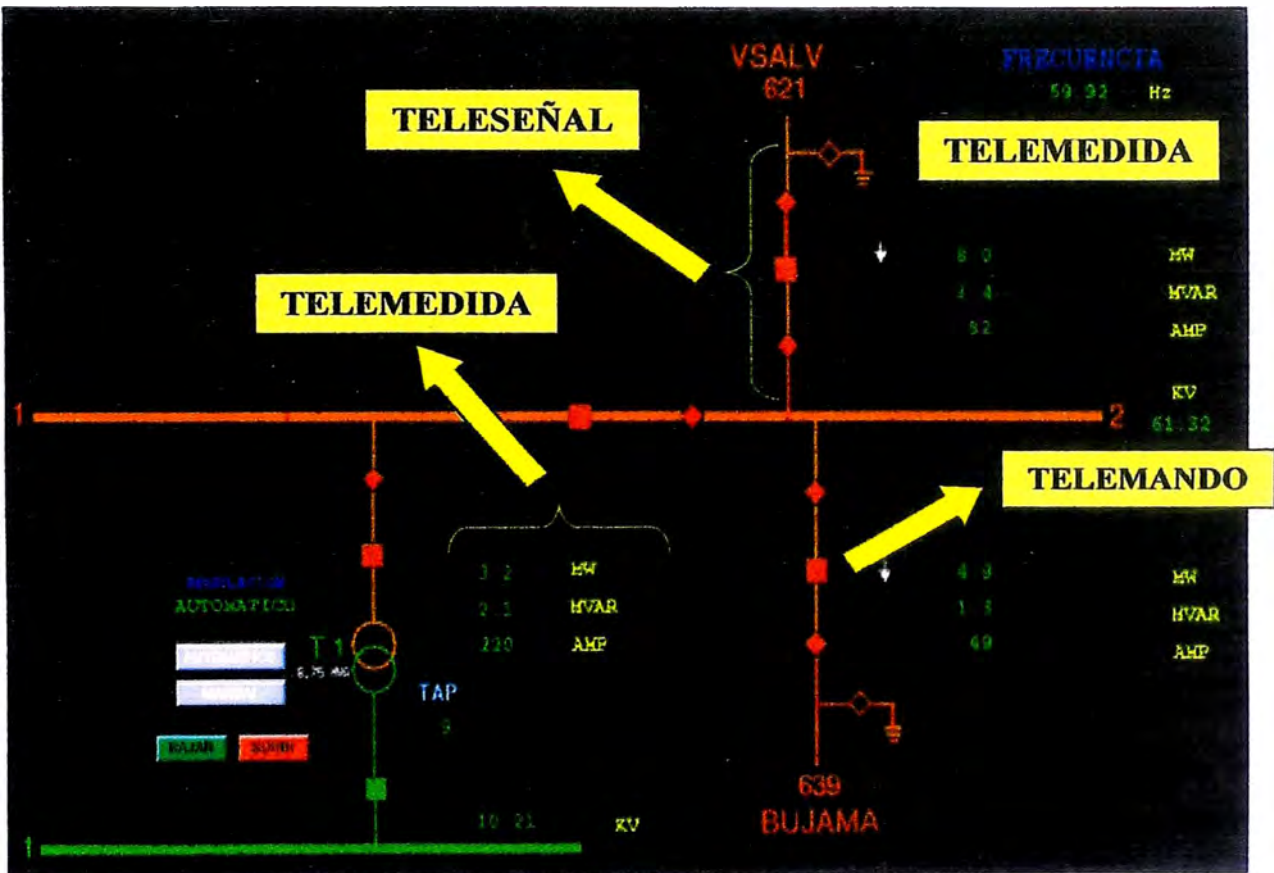


Fuente: Elaboración propia.



**FIGURA 8**

**TELESEÑAL – TELEMEDIDA - TELEMANDO**



**TELEALARMA**

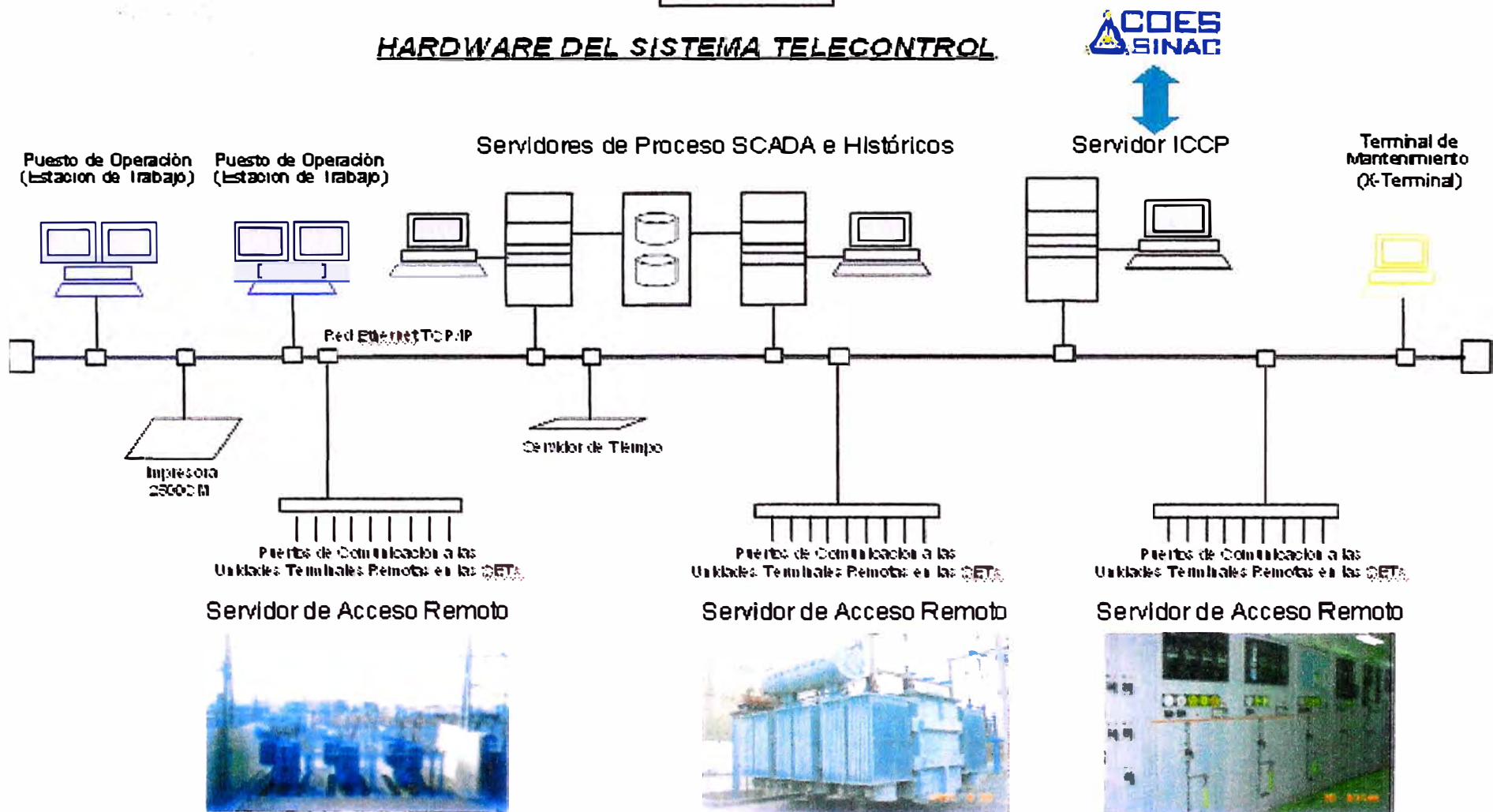
**RESUMEN ACTUAL DE ALARMAS**

FECHA y HORA	Filtro KW : Mensaje de Alarma	KV
04/05/03 18:06:16	Valor:0 AMP - analog Alm Inf.: ROSA LINEA 610 AMP	SANTA ROSA 4
04/05/03 18:06:16	Valor:0 AMP - analog Alm Inf.: ROSA LINEA 609 AMP	SANTA ROSA 6
07/05/07 11:46:52	Cambio de estado a LOCAL. SROSN CONDUCTOR SALA NUEVA	SANTA ROSA 3
07/05/07 18:32:45	Valor:286.308 AMP - analog Alm Sup.: PUENT A21 SE1132 AMP	BUJAMA
07/05/07 18:32:45	Valor:361.742 AMP - analog Pread Sup.: LINDA 64 SE552 AMP	BUJAMA 4
07/05/07 18:32:45	Valor:207.592 AMP - analog Pread Sup.: PUENT A23 AMP	BUJAMA
07/05/07 18:32:45	Valor:64.0027 KV - analog Pread Sup.: VPM1 BARRA2 60 KV	VILLA MARIA
07/05/07 18:32:45	Valor:512477 KV - analog Pread Inf.: BARRA BARRA B 270 KV	BARRA BARRA
07/05/07 18:32:45	Valor:214.31 KV - analog Pread Sup.: BARRA BARRA B 220 KV	SANTA ROSA
07/05/07 18:32:45	Valor:213.831 KV - analog Pread Sup.: ROSA BARRA A 270 KV	SANTA ROSA
07/05/07 18:32:45	Valor:0 AMP - analog Alm Sev Inf.: CHOBI 283 SE1036 AMP	CHOBI
07/05/07 18:32:45	Valor:63.035 KV - analog Pread Sup.: VSALV BARRA2 60 KV	VILLA MARIA
07/05/07 18:32:45	Valor:61.1022 KV - analog Pread Sup.: CHOPE LINEA 677 KV uv	CHOPE LINEA
07/05/07 18:32:45	Valor:0 KV - analog Alm Sev Inf.: SUJAN BARRA2 60 KV	SAN JUAN
07/05/07 18:32:45	Valor:1.04309 KV - analog Alm Sev Inf.: GALVE BARRA2 10 KV	GALVE
07/05/07 18:32:45	Valor:0 KV - analog Alm Sev Inf.: GALVE BARRA2 60 KV	GALVE

Fuente: SCADA Luz del Sur S.A.A.

**FIGURA 9**

**HARDWARE DEL SISTEMA TELECONTROL**

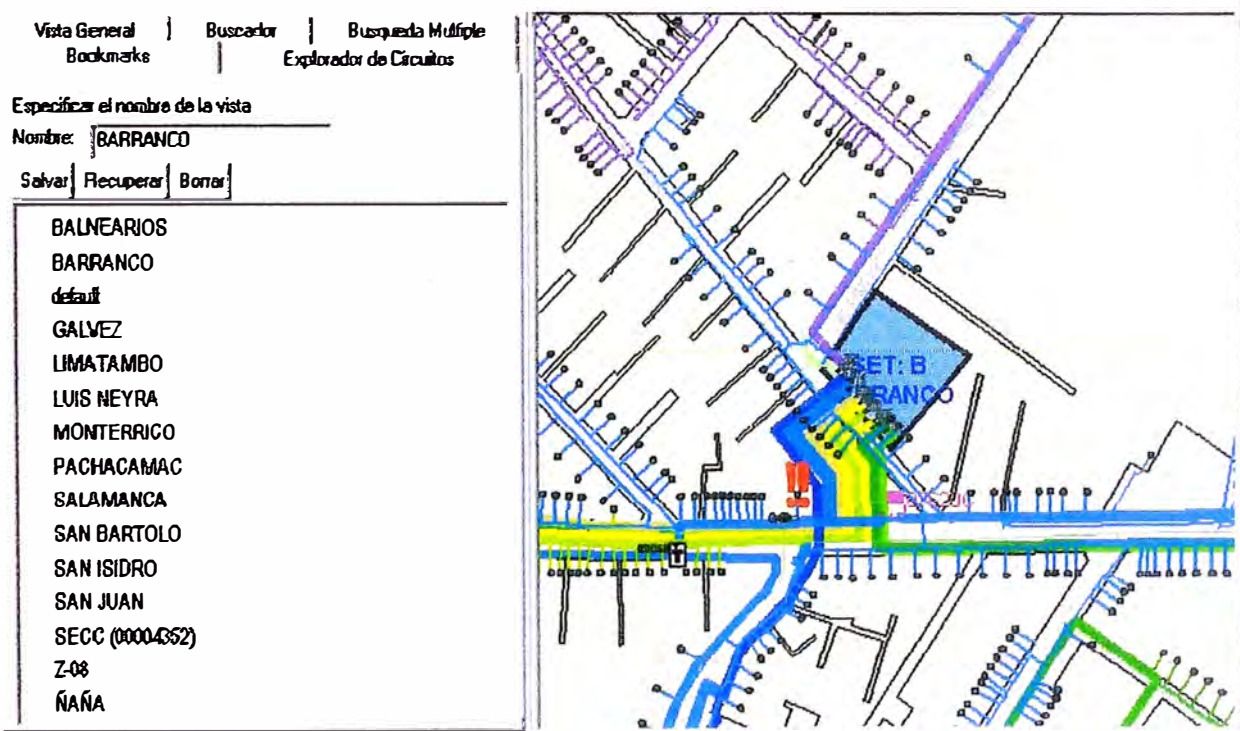


Fuente: SCADA Luz del Sur S.A.A.

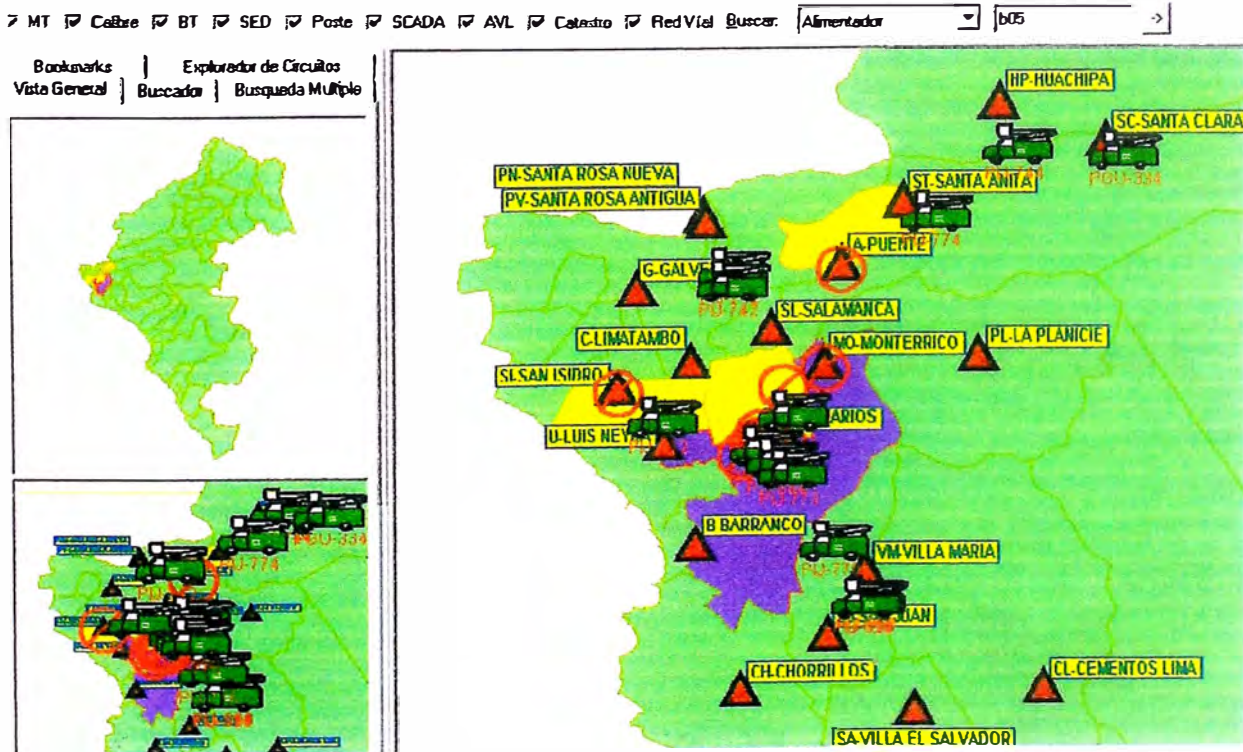


FIGURA 10a

### ESQUEMA GEO-REFERENCIADO



### SEGUIMIENTO DE UNIDADES

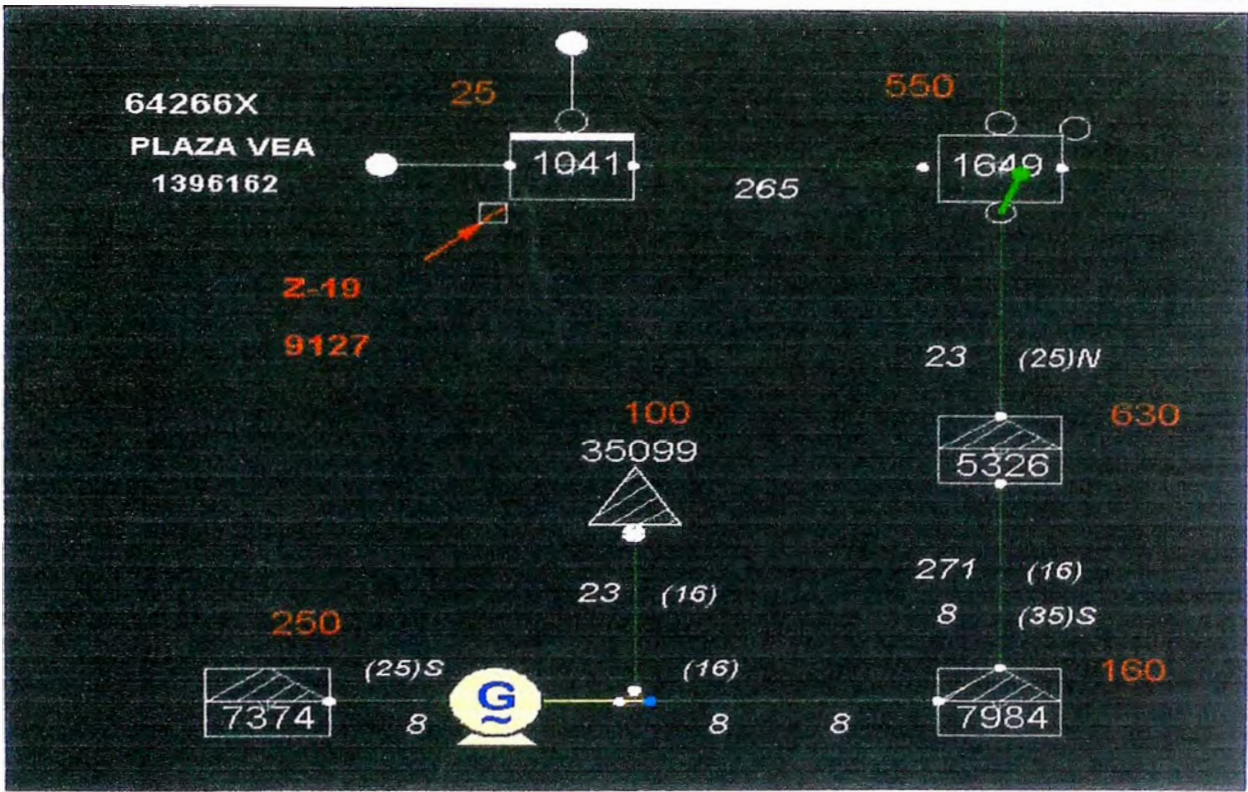


Fuente: Sistema de gestión de maniobras – Luz del Sur S.A.A.

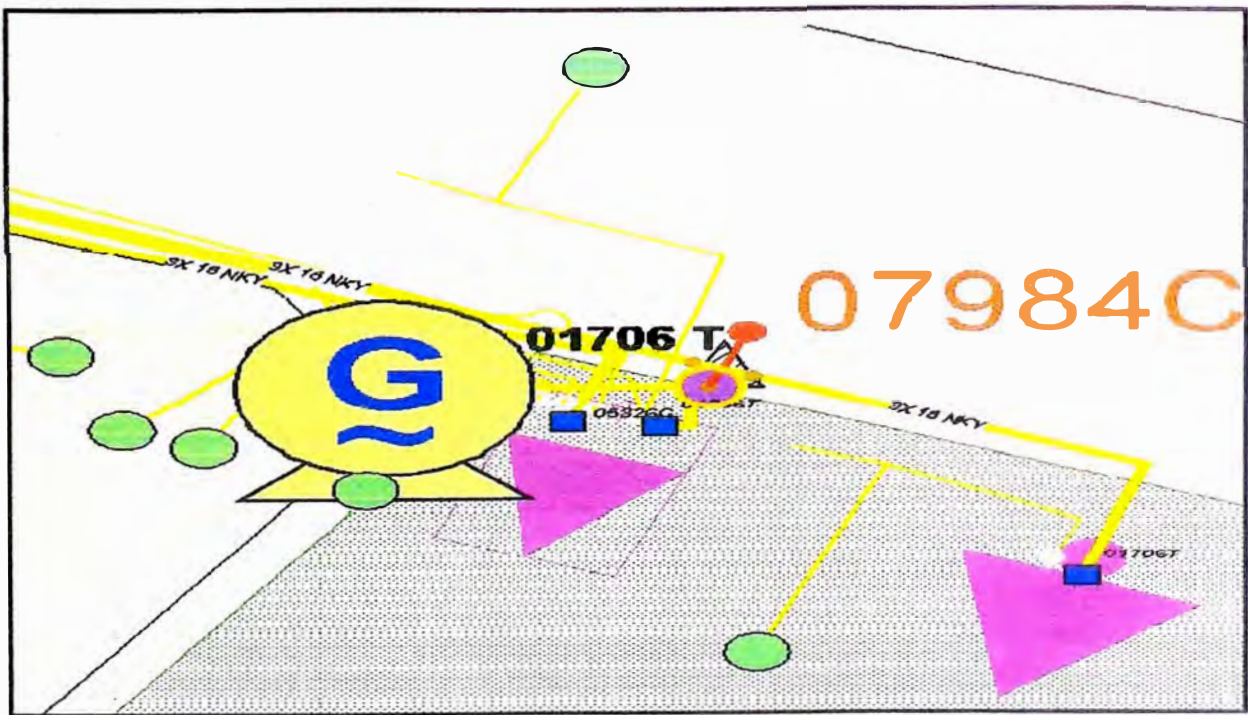


**FIGURA 10b**

**ESQUEMAS UNIFILARES**



**ESQUEMA GEO-REFERENCIADO**

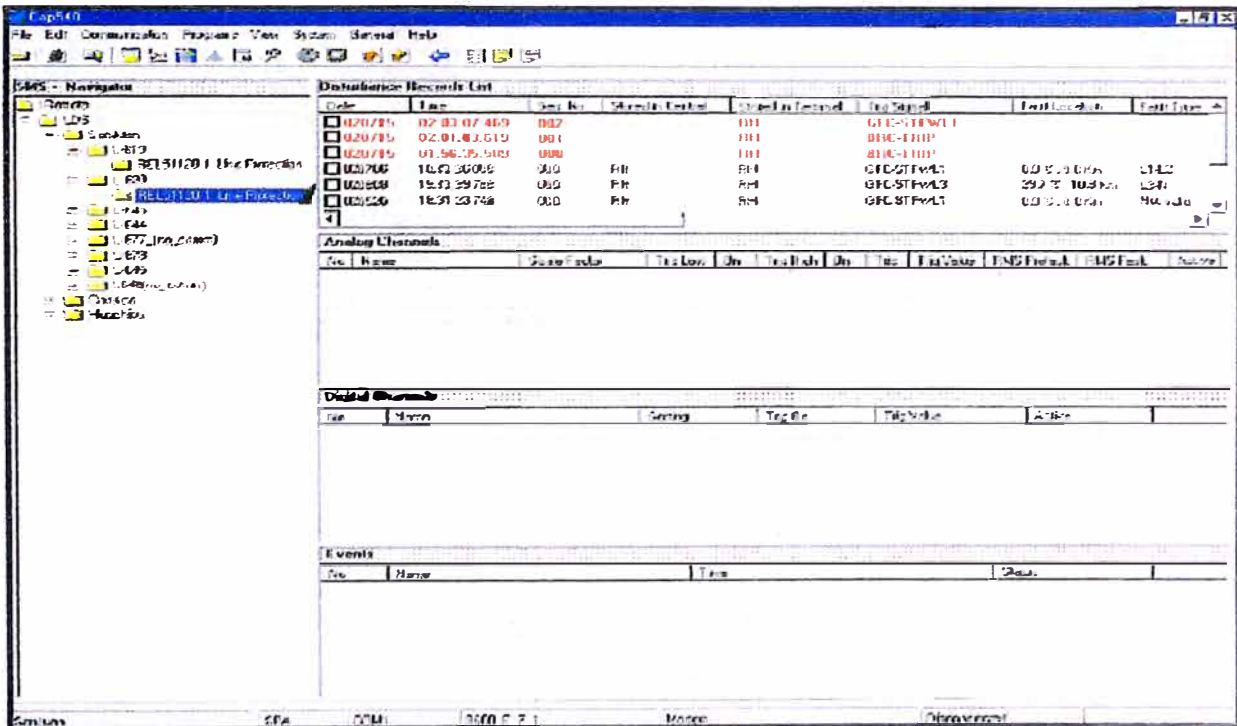


Fuente: Sistema de gestión de maniobras – Luz del Sur S.A.A.

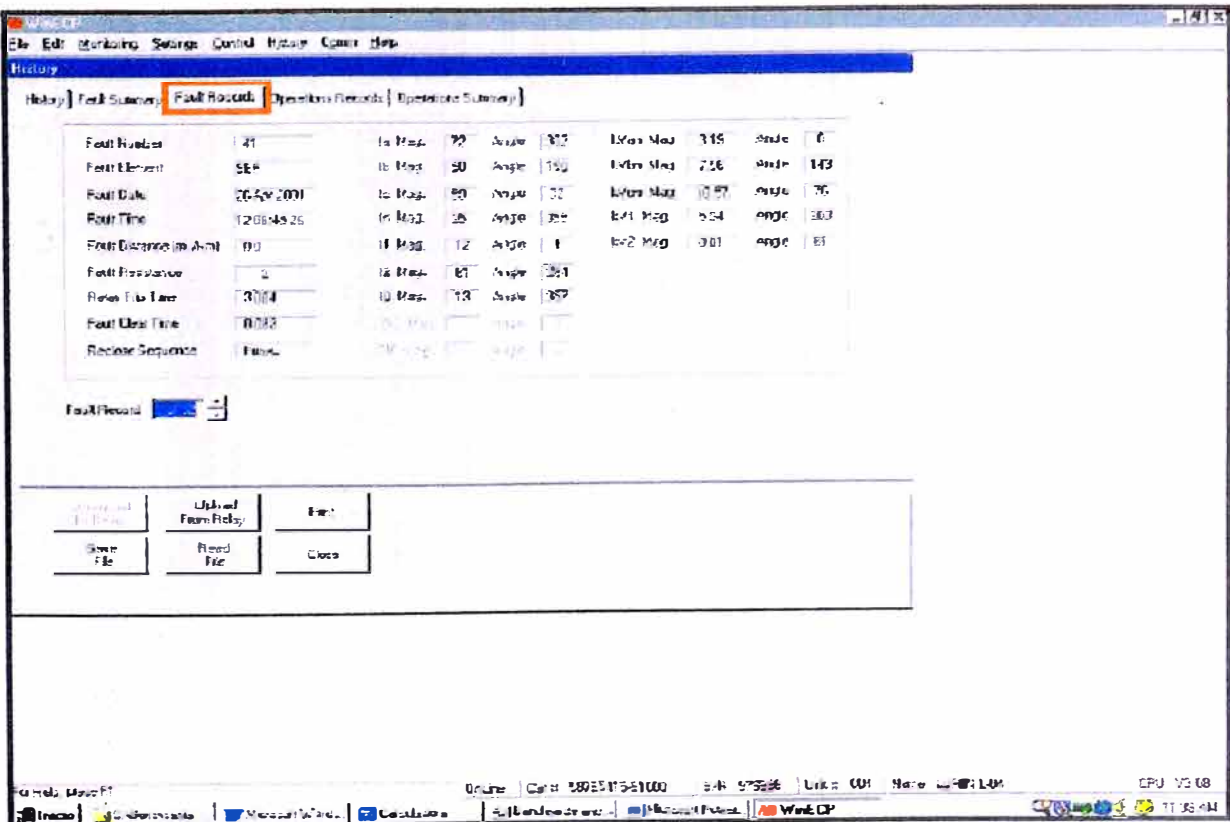


**FIGURA 11**

**INTERROGACION REMOTA DE LINEAS A.T**



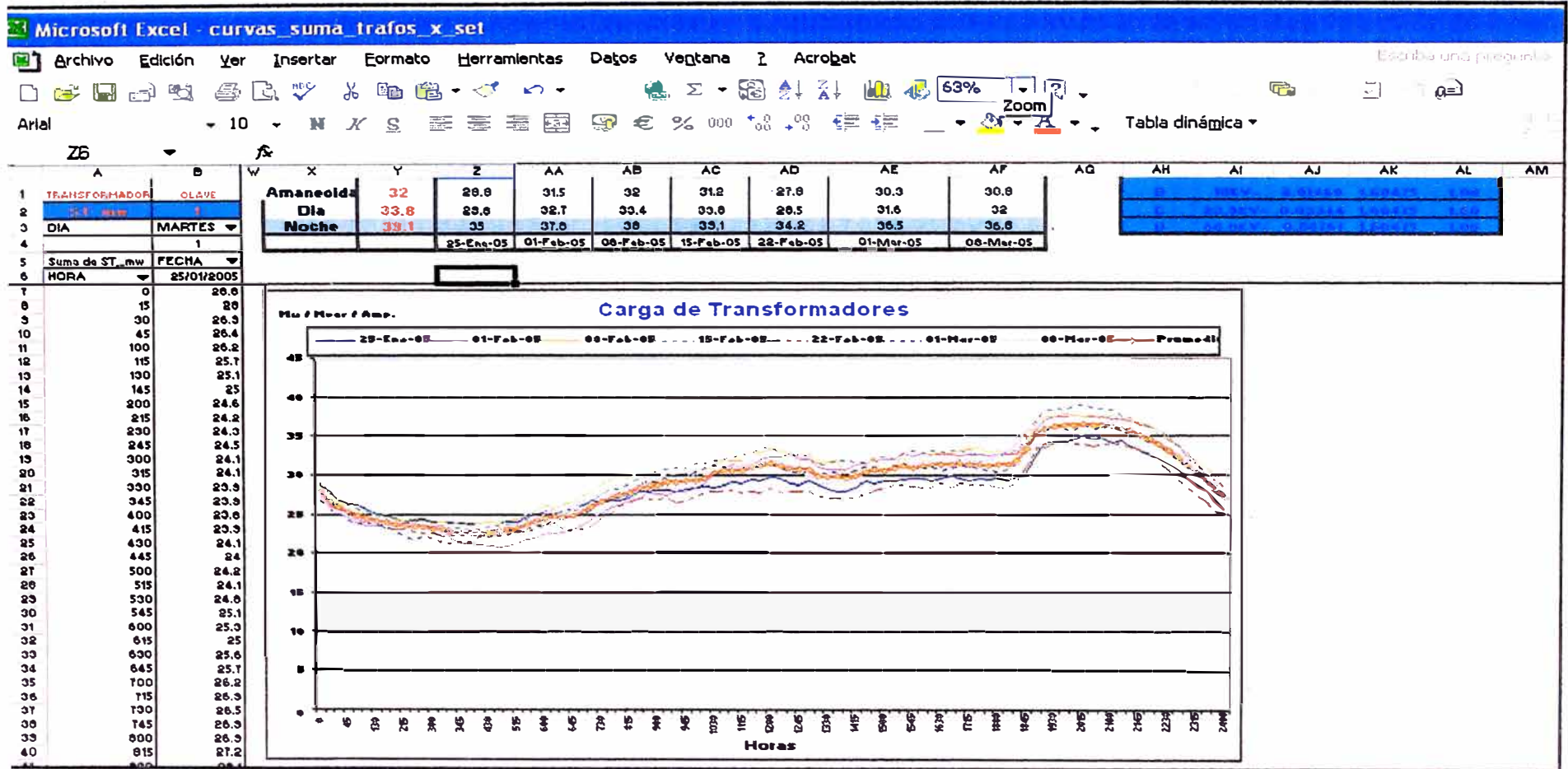
**INTERROGACION REMOTA DE ALIMENTADORES M.T.**



Fuente: Sistema de interrogación remota – Luz del Sur S.A.A.

FIGURA 12

**SISTEMA DE CURVAS TÍPICAS**



Fuente: Curvas típicas – Luz del Sur S.A.A

FIGURA 13

SISTEMA DE TRASLADOS EN M.T.

Microsoft Excel demanda\_ali\_fu\_flujos\_ver1\_1

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ? Acrobat

Arial - 10 -

HOJA DE CALCULO PARA EL TRASLADO DE CARGAS						CAPACIDAD DE CABLES SUBTERRANEOS Y LINEAS AERIAS				
DATOS DEL CIRCUITO A TRASLADA			DATOS DEL CIRCUITO RECEPTOR							
Alimentador	L3	Alimentador	SL1	Capacidad Nominal del Circuito Critico		FACTOR DE AGRUPAMIENTO 0.7				
Carga total alimentador (MVA de carga)	Carga circuito transferido (MVA de carga)	Carga total alimentador (MVA de carga)	Carga circuito receptor (MVA de carga)	150						
160	120	107	57							
Carga total alimentador (MVA de carga)	Carga circuito transferido (MVA de carga)	Carga total alimentador (MVA de carga)	Carga circuito receptor (MVA de carga)	Carga total del circuito (MVA de carga)	Factor Subtransmision					
8	0	52.00	33	129.57	116	67	0.99			
9	0	51.50	33	129.53	116	64	0.93			
10	30	43.00	37	112.33	102	130	0.81			
11	45	41.75	35	112.33	102	133	0.83			
12	160	41.75	40	124.00	112	120	0.80			
13	15	46.00	33	117.00	108	122	0.77			
14	130	45.75	34	113.23	105	119	0.74			
15	143	44.00	33	113.53	103	116	0.72			
16	200	43.25	32	109.67	101	114	0.71			
17	215	42.25	32	107.25	99	111	0.70			
18	230	42.25	32	106.26	98	110	0.69			
19	245	41.75	31	105.00	97	108	0.68			
20	260	40.25	31	103.00	95	106	0.67			
21	275	41.25	31	103.80	95	106	0.67			
22	290	40.25	31	103.77	95	106	0.67			
23	345	41.00	31	106.23	98	109	0.69			
24	400	42.00	32	107.67	100	112	0.70			
25	415	40.75	32	107.67	100	112	0.70			
26	430	41.25	31	106.67	99	110	0.69			
27	445	43.75	30	108.23	100	110	0.69			
28	500	40.25	30	103.23	92	112	0.70			
29	515	39.75	30	103.23	92	114	0.72			
30	530	41.25	31	106.67	96	115	0.74			
31	545	42.25	32	107.67	97	124	0.77			
32	600	43.25	32	113.00	102	125	0.84			
33	615	44.25	33	120.33	103	142	0.83			
34	630	43.25	34	122.67	106	160	0.84			
35	645	46.25	35	133.00	121	156	0.81			
36	700	48.00	36	141.33	123	164	1.03			
37	715	50.25	38	149.00	134	172	1.00			
38	730	53.00	40	152.33	139	178	1.11			
39	745	54.00	41	152.00	136	176	1.10			
40	800	54.75	41	143.33	132	173	1.08			
41	815	56.00	42	146.33	133	175	1.09			
42	830	58.75	44	148.33	136	178	1.12			

			10 KV		
SECCION	TIPO	INSTALACION	CAPACIDAD NOMINAL	CAPACIDAD (F.C. = 0.7)	CAPACIDAD REAL
15	MEY	Subterráneo	75	68	
25	MEY	Subterráneo	104	79	
35	MEY	Subterráneo	130	93	
70	MEY	Subterráneo	153	114	
95	MEY	Subterráneo	183	142	
120	MEY	Subterráneo	232	182	
240	MEY	Subterráneo	375	285	
16	HVSY	Subterráneo	67	66	
33	HVSY	Subterráneo	140	106	
70	HVSY	Subterráneo	200	152	
16	HVSY	Subterráneo	112	85	
25	HVSY	Subterráneo	144	108	16
35	HVSY	Subterráneo	171	130	
50	HVSY	Subterráneo	271	153	19
70	HVSY	Subterráneo	244	197	21
120	HVSY	Subterráneo	333	252	32
240	HVSY	Subterráneo	487	370	45
300	HVSY	Subterráneo	533	405	

			10 KV	
SECCION	TIPO	INSTALACION	CAPACIDAD NOMINAL	CAPACIDAD REAL
33	AA	Aereo	130	
35	AA	Aereo	133	
67	AA	Aereo	200	
70	AA	Aereo	201	
120	AA	Aereo	284	
165	AA	Aereo	253	
165	AA	Aereo	244	485
240	AA	Aereo	472	
15	CU	Aereo	70	
16	CU	Aereo	68	
16	CU	Aereo	112	
21	CU	Aereo	130	
25	CU	Aereo	154	
33	CU	Aereo	174	

Microsoft Excel - flujos set04

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ? Acrobat

Arial - 10 -

Flujos Set04 Feeder Id	Section Id	Equipment Id	IA (Amps)	PIA (%)	Loading A (%)	VA (Kvll)	IA (Amps)	PIA (%)	Loading A (%)	VA (Kvll)
26225	SL04Z	SLD	90.80	90.80	10.20	90.80	90.80	90.80	10.20	
26226	SL04Z	DEFAULT	90.80	90.80	10.20	90.80	90.80	90.80	10.20	
26227	SL04Z	DEFAULT	90.80	90.80	10.20	90.80	90.80	90.80	10.20	
26228	SL04Z	SL04Z306S11	168.0	90.60	44.8	10.19	247.0	90.60	65.9	10.18
26229	SL04Z	AA_125_3_D	168.0	90.61	57.3	10.13	247.0	90.62	84.3	10.10
26230	SL04Z	SL04Z306S13	168.0	90.73	44.8	10.13	247.0	90.79	65.9	10.09
26231	SL04Z	AA_125_3_D	168.0	90.74	57.3	10.09	247.0	90.01	64.3	10.04
26232	SL04Z	SL04Z306S15	168.0	90.81	54.5	10.09	247.0	90.92	60.7	10.04
26233	SL04Z	AA_125_3_D	168.0	90.82	57.3	10.02	247.0	90.93	84.3	9.934
26234	SL04Z	SL04Z306S17	168.0	90.98	44.8	10.02	247.0	91.15	65.9	9.931
26235	SL04Z	SL04Z306S17	168.0	90.98	44.8	10.02	247.0	91.15	65.9	9.931
26236	SL04Z	306S7545C11	23.4	91.01	18.0	10.01	41.1	91.22	31.6	9.914
26237	SL04Z	306S7545C12	23.4	91.00	16.7	10.01	41.1	91.20	29.3	9.914
26238	SL04Z	306S7545C12	23.4	91.00	23.4	10.01	41.1	91.20	41.1	9.914
26239	SL04Z	7545C7544C11	20.4	91.01	14.6	10.01	35.2	91.21	25.2	9.913
26240	SL04Z	7545C7544C12	20.4	91.01	25.8	9.994	35.2	91.21	44.6	9.891
26241	SL04Z	7545C7544C13	20.4	90.99	14.6	9.994	35.2	91.18	25.2	9.891
26242	SL04Z	7545C7544C13	20.4	90.99	20.4	9.994	35.2	91.18	35.2	9.891
26243	SL04Z	7544C8014C11	16.2	91.00	11.6	9.994	27.8	91.19	19.8	9.890
26244	SL04Z	7544C8014C12	16.2	91.00	20.5	9.991	27.8	91.19	35.2	9.886
26245	SL04Z	7544C8014C13	16.2	90.99	11.6	9.991	27.8	91.18	19.8	9.885
26246	SL04Z	7544C8014C13	16.2	90.99	16.2	9.991	27.8	91.18	27.8	9.885
26247	SL04Z	6014C8013C11	15.6	90.99	11.1	9.990	27.0	91.18	13.3	9.885
26248	SL04Z	6014C8013C12	15.6	90.99	19.8	9.988	27.0	91.18	34.1	9.880
26249	SL04Z	6014C8013C12	15.6	90.99	11.1	9.987	27.0	91.18	19.3	9.880
26250	SL04Z	6014C8013C13	15.6	90.99	15.6	9.987	27.0	91.18	27.0	9.880
26251	SL04Z	6013C8012C11	14.5	90.99	10.4	9.985	24.5	91.18	17.5	9.876
26252	SL04Z	6013C8012C12	14.5	90.99	18.4	9.985	24.5	91.16	31.1	9.876
26253	SL04Z	6013C8012C13	14.5	90.99	10.4	9.985	24.5	91.17	17.5	9.876
26254	SL04Z	6013C8012C13	14.5	90.99	14.5	9.985	24.5	91.17	24.5	9.876

Fuente: Flujos de alimentadores – Luz del Sur S.A.A



## CAPÍTULO IV

### IV.0 DESCRIPCIÓN DE PROCESOS DE GESTIÓN DEL CENTRO DE CONTROL

4.1 Programación de maniobras.- 4.2.- Gestión de maniobras programadas.- 4.3 Gestión de maniobras imprevistas.- 4.4 Supervisión en tiempo real del sistema eléctrico.

#### 4.1 PROGRAMACIÓN DE MANIOBRAS

Es el proceso mediante el cual se establece y centraliza la programación de la indisponibilidad de circuitos y/o equipos acorde con las necesidades de mantenimiento y puestas en servicio de instalaciones de A.T. y M.T., asegurando la confiabilidad del sistema eléctrico.

Dentro de la empresa, las áreas que requieren la indisponibilidad de circuitos o equipos por razones de mantenimiento o reforma/ampliación de redes son las siguientes:

##### a. *Nivel de A.T. (220 – 60 kV)*

1. Área de mantenimiento de líneas de transmisión.

2. Área de mantenimiento de subestaciones de transmisión.
3. Área de obras de transmisión.

**D. Nivel de M.T. (22,9 – 10 – 2,3 kV)**

1. Área de operación y mantenimiento distribución.
2. Área de redes energizadas.
3. Área de proyectos distribución.

Por ser integrante del SINAC, la indisponibilidad de algunos circuitos en el nivel de A.T. que forman parte del "área operativa 9" (Ver Anexo 2), o son equipos de regulación automática de tensión (SVC), es coordinada con el COES según lo establecido en los procedimientos técnicos del COES-SINAC N° 1 y 2; así como en la Norma Técnica de Operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTOTR).

Las actividades que forman parte del proceso de programación de maniobras se describen a continuación:

- a. Recepción de requerimientos anuales, mensuales y semanales, de salida fuera de servicio de circuitos de parte de las áreas de mantenimiento y obras de transmisión.

- b. Evaluación de la factibilidad de la programación de circuitos teniendo en cuenta la confiabilidad del sistema eléctrico y las metas anuales de la dirección en lo relacionado a cortes programados.
- c. Comunicación al CUES de la programación anual, mensual y semanal, en cumplimiento con sus procedimientos operativos.
- d. Reunión semanal con las áreas de mantenimiento y obras de distribución, así como con el personal de maniobras, con la finalidad de centralizar los requerimientos de estas áreas en la programación semanal y determinar los tiempos de maniobras.
- e. Elaboración del resumen diario de maniobras para el C.Control con la finalidad de iniciar el proceso de gestión de maniobras programadas.

En el Anexo 3 se muestra un diagrama de flujo del proceso de programación de maniobras.

#### **4.2 GESTIÓN DE MANIOBRAS PROGRAMADAS**

Es el proceso mediante el cual el C.Control dirige la ejecución de maniobras en los circuitos y equipos de A.T. y M.T. del sistema eléctrico, con la finalidad de que los mismos sean desenergizados y puestos a tierra para la intervención segura del personal solicitante.

El listado de circuitos y equipos a operar son los que figuran en el programa de operación diario que resulta del proceso de programación de maniobras mencionado en el punto 4.1.

Las maniobras son ejecutadas desde el C.Control empleando el sistema de mando a distancia (telemando) para los circuitos y equipos de 220, 60, 22.9 y 10kV de las subestaciones de transmisión (SETs), mientras que las maniobras en 22.9, 10, 2.3 y 0.22 kV son ejecutadas por personal operativo de campo, quienes siguen las directivas impartidas por el C.Control.

Las actividades que forman parte del proceso de gestión de maniobras programadas se describen a continuación:

- a. Recepción por parte del C.Control del programa diario de maniobras elaborado por el programador de maniobras.
- b. Evaluación de la factibilidad de ejecutar las operaciones indicadas en el programa diario teniendo en cuenta el estado del sistema eléctrico momentos antes de la ejecución.
- c. Coordinación con el personal de campo para ejecutar las maniobras programadas factibles de ejecución, cumpliendo los procedimientos de seguridad y de trabajo establecidos. Las maniobras en el nivel de A.T. son ejecutadas desde el C.Control por telemando.

- d. Coordinación con el COES y con la empresa integrante correspondiente (EDELNOR, EDEGEL o REP), en el caso de que los circuitos programados formen parte de la "zona operativa 9", antes de dirigir las maniobras de desenergización del circuito o equipo, así como antes de su energización, según lo estipulado los procedimientos técnicos del COES-SINAC.
- e. Reporte via correo electrónico a las áreas de mantenimiento y obras de transmisión y distribución sobre condiciones subestándares encontradas durante el desarrollo de las labores operativas. Se denomina condición subestándar a un cambio físico que se produce en el ambiente, equipo o materiales, bajo los niveles que se han establecido como correctos o que se aceptan como tales.
- f. Registro de maniobras ejecutadas en una base de datos elaborada para tal fin.

En el Anexo 4 se muestra un diagrama de flujo del proceso de dirección de maniobras programadas.

#### **4.3. ~~GESTION DE MANIOBRAS IMPREVISTAS~~**

Es el proceso mediante el cual el C.Control dirige la ejecución de maniobras en los circuitos y equipos de A.T. y M.T. del sistema eléctrico,



con la finalidad de reponer el suministro eléctrico a nuestros clientes. La indisponibilidad intempestiva de estos circuitos se produce como consecuencia de la actuación de sus sistemas de protección, debido a las siguientes razones.

a. Fallas propias en sus componentes

*Ej:* En el caso de una línea de transmisión, los componentes son los interruptores, seccionadores de barra y línea en los extremos de la línea, el conductor en sí y los equipos de protección y control. Ver Figura 14 al final del presente capítulo.

b. Sobrecarga, la cual puede producirse como consecuencia de la salida intempestiva de otro circuito eléctricamente relacionado, o por una inadecuada programación de la indisponibilidad de circuitos.

c. Fallas ocasionadas por agentes externos, tales como atentados.

d. Fallas por fenómenos climatológicos.

Las actividades que forman parte del proceso de gestión de maniobras imprevistas se describen a continuación:

a. Recepción, por parte del C.Control, de la información de una falta de suministro a nuestros clientes a través de sistema de llamadas o alarmas provenientes del sistema de telecontrol.

- b. En el caso de M.T., se dispone la revisión del mismo mediante el personal operativo de campo y el apoyo del personal de mantenimiento de transmisión o distribución (de ser necesario y según sea el caso), con la finalidad de determinar el circuito fallado.

En el caso de A.T., el circuito indisponible y la zona interrumpida se determinan por información recibida a través del sistema telecontrol.

- c. Coordinación con el COES en el caso de que los circuitos indisponibles formen parte de la "zona operativa 9", con la finalidad de recibir información y alcances adicionales respecto al estado del sistema interconectado nacional.
- d. Si se ha presentado interrupción en el suministro eléctrico de energía, se dispone la ejecución de maniobras para su reposición tales como:
  - 1. En el nivel de M.T., se traslada la carga interrumpida a través de circuitos auxiliares y/o mediante la instalación de grupos electrogénos. Ver Figura 15 al final del presente capítulo.
  - 2. En el nivel de A.T., se efectúan maniobras de cambio de configuración del sistema eléctrico o reposición de circuitos no fallados. Ver Figura 16 al final del presente capítulo.

- e. Reporte via correo electrónico a las áreas de mantenimiento y obras de transmisión y distribución sobre condiciones subestándares encontradas durante el desarrollo de las labores operativas.
- f. Registro de maniobras ejecutadas en una base de datos elaborada para tal fin.

En el Anexo 5 se muestra un diagrama de flujo del proceso de dirección de maniobras imprevistas.

#### **4.4 SUPERVISION EN TIEMPO REAL DE PARÁMETROS ELECTRICOS**

Es el proceso mediante el cual el C.Control supervisa lo siguiente:

- a. Que los parámetros de tensión y frecuencia del sistema eléctrico se encuentre operando dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE, resguardando de esta manera la calidad del servicio.
- b. Que los equipos operen dentro de los límites de carga que su capacidad lo permita, resguardando con ello la seguridad del sistema.

La variación de los parámetros eléctricos tales como tensión y frecuencia se producen por perturbaciones ocurridas en un sistema eléctrico.

Las actividades que forman parte del proceso de supervisión en tiempo real de los parámetros eléctricos son:

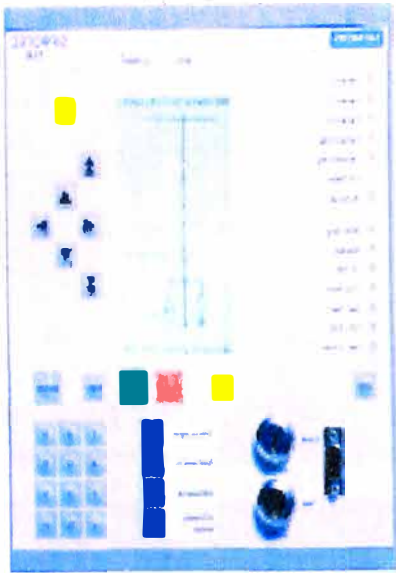
- a. Recepción, por parte del C.Control, de alarmas provenientes del sistema de telecontrol relacionadas con variaciones en la tensión en barras de las subestaciones de transmisión (SET), o la activación de los esquemas de rechazo de carga establecidos por el COES para perturbaciones relacionadas con la frecuencia.
- b. Ejecución de operaciones a distancia en la SETs tales como regulaciones de tensión o indisponibilidad de circuitos o equipos, con la finalidad de superar el estado de alerta.
- c. Coordinación con el COES en el caso de que se haya producido un rechazo de carga por mínima frecuencia, con la finalidad de solicitar autorización para la reposición paulatina de la carga rechazada en la magnitud y oportunidad que el COES disponga, con la finalidad de asegurar la estabilidad del sistema.
- d. Reporte via correo electrónico a las áreas de mantenimiento y obras de transmisión y distribución sobre condiciones subestándares encontradas durante el desarrollo de las labores de supervisión.

En el Anexo 6 se muestra un diagrama de flujo del proceso de supervisión de parámetros eléctricos.

Cabe precisar que las maniobras realizadas durante los procesos de dirección de maniobras programadas e imprevistas, así como en el de supervisión en tiempo real de los parámetros eléctricos, son ejecutadas desde el C.Control cumpliendo los procedimientos internos de seguridad y trabajo; así como también según lo establecido en la NTOTR y el procedimiento operativo N° 12 del COES-SINAC.



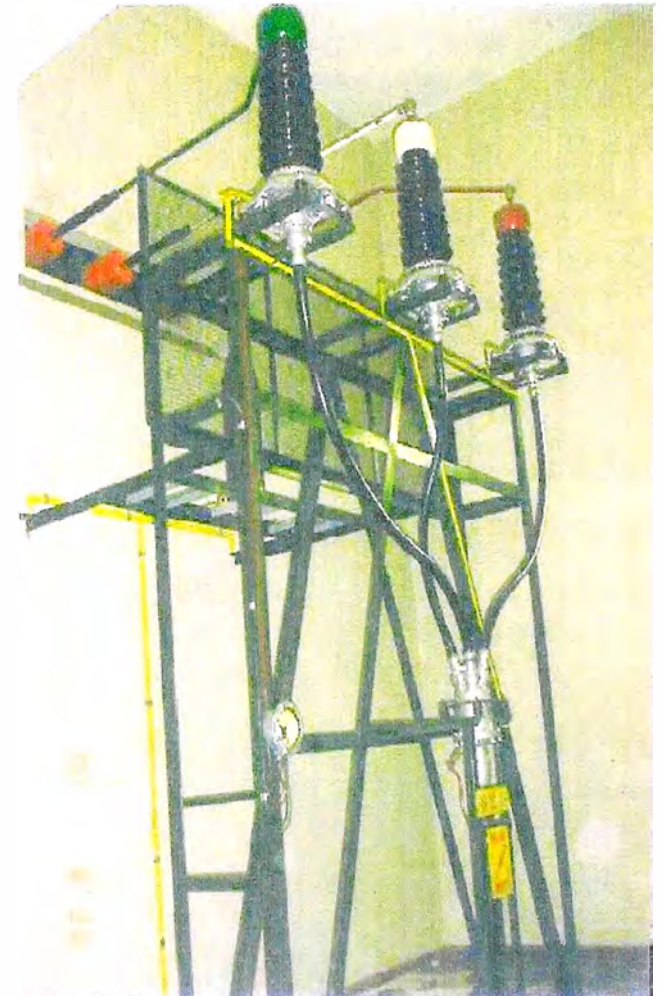
**FIGURA 14**



**Relé de protección**



**Equipos de celda**



**Cable y accesorios**



FIGURA 15

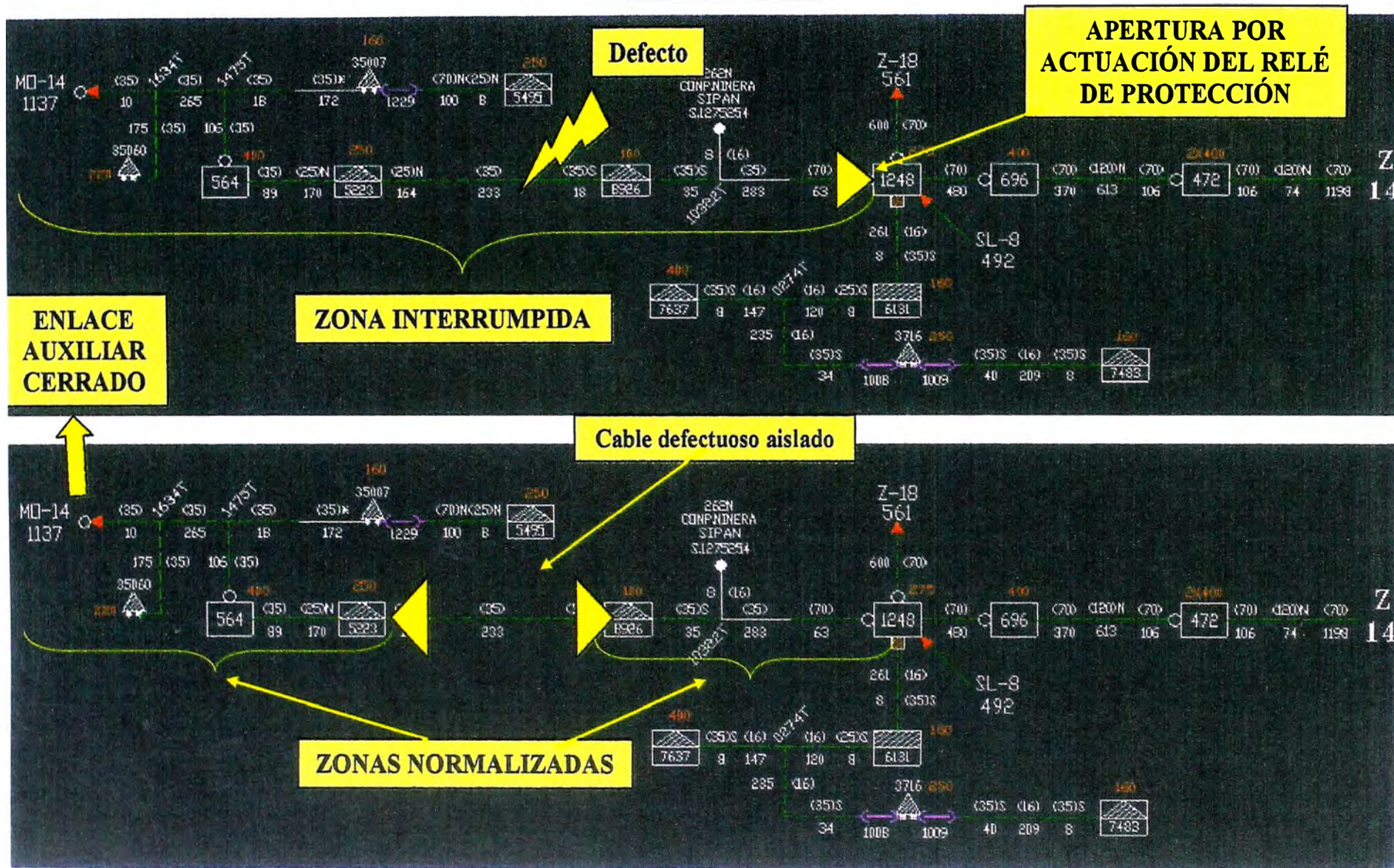
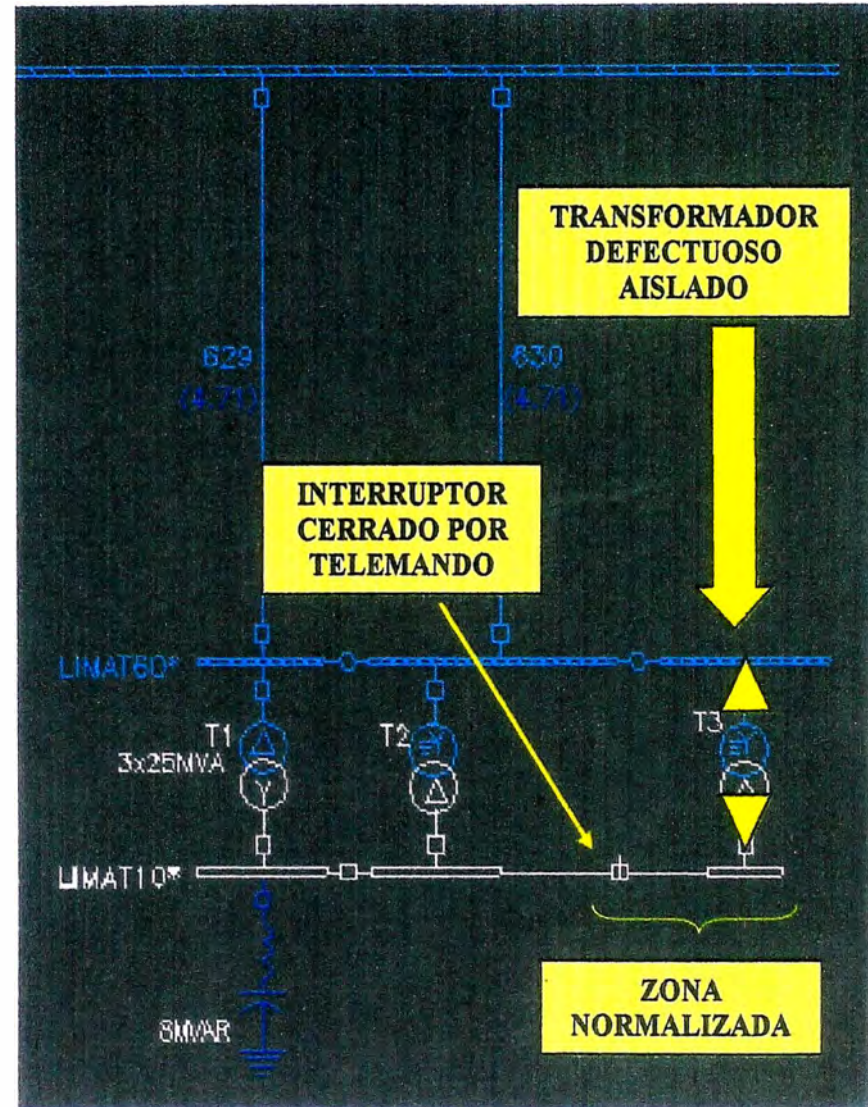
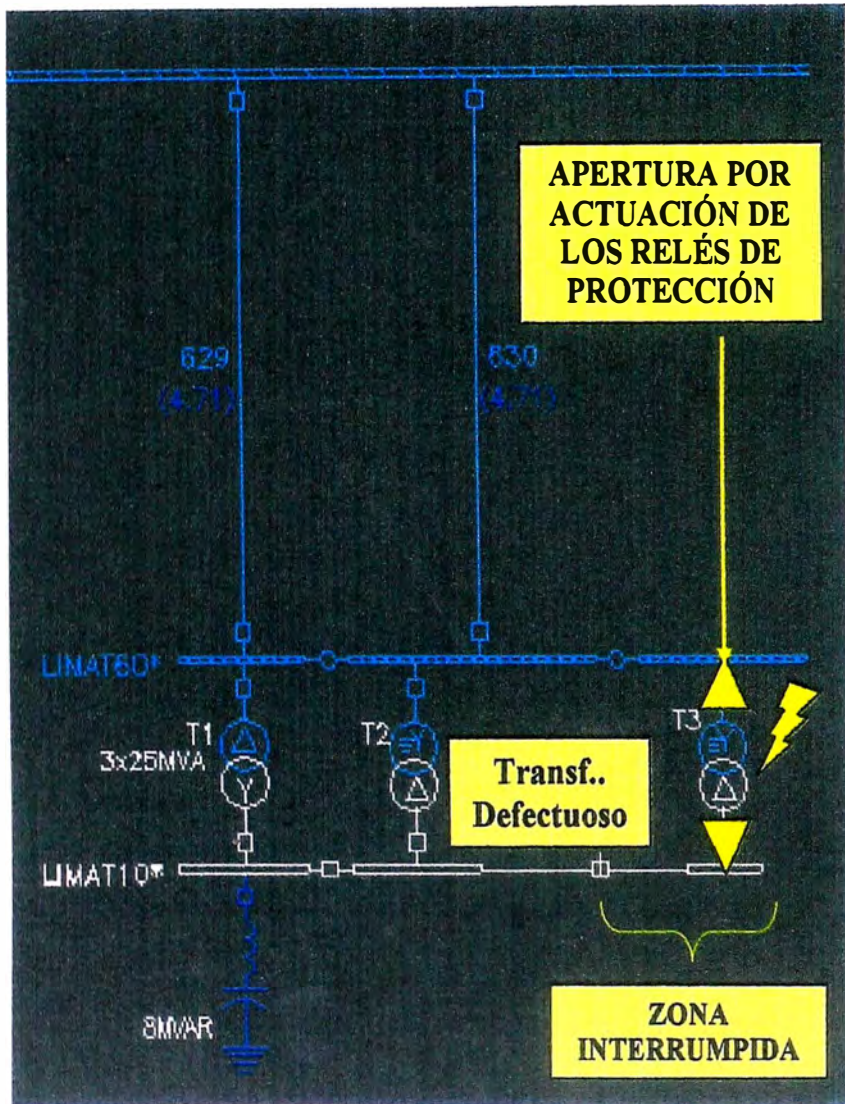




FIGURA 16





## CAPÍTULO V

### **V.0 MEJORAMIENTO DE PROCESOS EMPLEANDO TÉCNICAS Y MODELOS DE GESTIÓN DE CALIDAD**

5.1 Re-orientación de actividades del Centro de Control hacia la misión de la empresa.- 5.1.1 Programación de maniobras.- 5.1.2 Gestión de maniobras programadas.- 5.1.3 Gestión de maniobras imprevistas.- 5.1.4 Supervisión en tiempo real del sistema eléctrico.- 5.2 Identificación de problemas que impiden la excelencia operativa.- 5.3 Priorización de problemas existentes.- 5.4 Investigación sistémica de las causas.- 5.5 Planteamiento de acciones de mejoramiento y re-diseño de procesos.- 5.5.1 Gestión de maniobras imprevistas.- 5.5.2 Programación de maniobras.- 5.5.3 Gestión de maniobras programadas.- 5.5.4 Supervisión en tiempo real del sistema eléctrico.

#### **5.1 RE-ORIENTACIÓN DE ACTIVIDADES DEL CENTRO DE CONTROL HACIA LA MISIÓN DE LA EMPRESA**

De los cinco puntos que conforman el enunciado de la misión de la empresa mencionado en el capítulo III, existen dos (2) directamente relacionadas con nuestras funciones, por lo que al mejorar nuestras actividades como producto del análisis y solución de los problemas actuales, estaremos contribuyendo con el logro de la misión.

Los puntos a los cuales hacíamos referencia son los siguientes:

- a. Dar satisfacción a nuestros clientes en el suministro eléctrico.
- b. Ser eficiente económicamente.

De no lograr establecer e interiorizar el concepto de mejora continua en cada uno de los integrantes del área, lo cual nos permitirá identificar y resolver los problemas existentes, estaríamos atentando contra a competitividad de la organización.

Según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), el entregar a los clientes una energía de buena calidad a los clientes implica:

- a. **No transgredir** tolerancias establecidos por la NTCSE (Título 6: calidad de suministro)<sup>10</sup> para la duración acumulada (D) y la frecuencia o número de interrupciones (N) de las interrupciones programadas y no programadas, los cuales son :

1.  $N = 2$  y  $D = 4$  horas /semestre, para clientes de media tensión (M.A.T y A.T.).

---

<sup>10</sup> MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS-DGE: D.S.N°020-97 EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, p.31

2.  $N = 4$  y  $D = 7$  horas /semestre, para clientes de media tensión (M.T.).

3.  $N = 6$  y  $D = 10$  horas /semestre, para clientes de baja tensión (B.T.).

En el Anexo 7 se detalla la metodología de cálculo de los indicadores N y D según la NTCSE.

- b. **No transgredir** tolerancias establecidas por la NTCSE (Título 5: calidad de producto)<sup>11</sup> para los niveles de tensión en los puntos de entrega, es decir, mantener los valores de tensión en los suministros dentro  $\pm 5\%$  de la tensión nominal (o de operación para el caso de los clientes de MAT y AT) por un tiempo superior al 5% del período de medición.

En lo relacionado a la frecuencia, implementar el esquema de rechazo y reconexión automática de carga establecido por los estudios anuales del COES, con la finalidad de prever situaciones de inestabilidad.<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS-DGE: D.S.Nº020-97 EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, p.12

<sup>12</sup> RD Nº14-2005 EM/DGE. Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTOTR), título séptimo, p.288307.

En el Anexo 8 se detalla la metodología de cálculo de los indicadores relacionados con la calidad de producto según la NTCSE.

El infringir o superar los valores normalizados traen como consecuencia el pago de compensaciones a los clientes por entregarles un servicio de mala calidad (insatisfacción del cliente), con lo cual no se logra en la organización la eficiencia económica esperada.

De lo anterior, podemos deducir que para lograr la excelencia operativa, y por ende contribuir con la competitividad de la organización, en cada una de las actividades que forman parte de los procesos del C.Control debemos orientar nuestra atención y esfuerzos en:

a. No superar los estándares establecidos por la NTCSE para la calidad de suministro y calidad de producto dentro de lo que corresponde a nuestras funciones, lo cual se traduce básicamente en:

1. Mantener la calidad de suministro.
2. Mantener la calidad de producto.

b. Evitar incurrir en costos operativos innecesarios, para lo cual debemos concentrarnos en:

1. Evitar el incumplimiento de procedimientos operativos que conlleven al pago de multas.
2. Distribuir eficazmente las labores del personal operativo de campo.

La forma como lograremos cumplir con lo mencionado anteriormente es justamente el objetivo del presente informe.

Con miras a que en cada uno de los procesos del área se logre la excelencia operativa deseada, cada una de las actividades del centro de control debe orientarse y enriquecerse según lo mencionado líneas arriba, lo cual detallaremos a continuación para cada uno de los procesos mencionados en el capítulo IV.

#### *5.1.1 PROGRAMACIÓN DE MANIOBRAS*

Dentro de este proceso podemos contribuir con mantener la calidad de suministro siguiendo los siguientes objetivos en todas las actividades de este proceso:

- a. No programar en repetidas ocasiones la indisponibilidad de un mismo circuito que implique corte del suministro a clientes.
- b. No programar la indisponibilidad de circuitos arriesgando la confiabilidad del sistema eléctrico en A.T. y M.T., con la finalidad de evitar interrupciones imprevistas del suministro eléctrico.
- c. Asegurar el cumplimiento de los tiempos de maniobras programadas.
- d. Interiorizar el concepto de mejora continua.

### 5.1.2 *GESTION DE MANIOBRAS PROGRAMADAS*

Dentro de este proceso podemos contribuir con mantener la calidad de suministro, calidad de producto y disminuir los costos operativos, siguiendo los siguientes objetivos en todas las actividades de este proceso:

- a. No causar oscilaciones bruscas de tensión durante la ejecución de maniobras para la indisponibilidad de circuitos.
- b. Reportar condiciones subestándares encontradas durante el desarrollo de las labores operativas.
- c. No cometer errores de operación en A.T. y M.T que produzcan interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico
- d. No incurrir en gastos operativos innecesarios del personal de campo.
- e. No incurrir en multas por incumplimiento de procedimientos operativos.
- f. Interiorizar el concepto de mejora continua.

### 5.1.3 *GESTION DE MANIOBRAS IMPREVISTAS.*

Dentro de este proceso podemos contribuir con mantener la calidad de suministro y disminuir los costos.

operativos siguiendo los siguientes objetivos en todas las actividades de este proceso:

- a. Reponer de manera segura y rápida el suministro luego de una interrupción imprevista.
- b. No causar interrupciones imprevistas por errores de operación en A.T. y M.T.
- c. No incurrir en multas por el incumplimiento de procedimientos operativos.
- d. No incurrir en gastos operativos innecesarios del personal de campo.
- e. Interiorizar el concepto de mejora continua.

#### *5.1.4 SUPERVISION EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELECTRICO*

Dentro de este proceso podemos contribuir con mantener la calidad de producto y disminuir los costos operativos siguiendo los siguientes objetivos en todas las actividades de este proceso:



- a. Normalizar rápidamente el estado de alarma.
- b. No incurrir en multas por el incumpliendo de procedimientos operativos.
- c. Reportar inconvenientes durante labores de reposición del estado de alarma para la toma de acción de las áreas respectivas.
- d. Interiorizar el concepto de mejora continua.

## **5.2 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS QUE IMPIDEN LA EXCELENCIA OPERATIVA**

El listado que se muestra a continuación, es un primer listado de inconvenientes que se tiene para orientar las actividades según los objetivos mencionados líneas arriba, el mismo que fue elaborado como producto de reuniones de trabajo con el personal del C.Control en las cuales se empleó una de las herramientas de calidad denominada "*tormenta de ideas*".

- a. No se cuenta con un sistema adecuado de reporte de defectos encontrados por el personal operativo de campo, que permita hacer un seguimiento y almacenamiento en una base de datos.

- b. No se cuenta con un sistema de registro de problemas ocurridos durante las labores del C.Control, el cual permita tomar acciones correctivas y seguimientos posteriores, siguiendo el concepto de mejora continua.
- c. Se requiriere unificar los criterios de operación y normalización de interrupciones en A.T. y M.T.
- d. No se cuenta con un procedimiento adecuado para la entrega de turno, con la finalidad de evitar inconvenientes de operación por falta de información.
- e. Se requiere mejorar la metodología de análisis de eventos en A.T. y M.T.
- f. No se entrena permanentemente al personal en las operaciones en A.T. y M.T.
- g. La ubicación de las cuadrillas de operadores de campo no es la adecuada.
- h. No hay intervención conjunta de las áreas de mantenimiento de transmisión y distribución en los cortes programados.

- i. Se incumple los tiempos de maniobras programadas porque no participa en las reuniones de coordinación personal que está día a día en contacto con las operaciones en A.T. y M.T.
- j. No se revisa permanentemente con el personal de turno la normatividad vigente.
- k. No se cuenta con un sistema de ubicación geográfica de unidades de operación en el campo.
- l. Demora en el sistema de interrogación remota de los equipos de protección para contar con mayor información acerca de la falla o evento ocurrido.
- m. Hay deficiencias en los sistemas de detección de eventos e interrupciones en el sistema eléctrico.

### **5.3 PRIORIZACION DE PROBLEMAS EXISTENTES**

Evaluando la lista preliminar anterior según la matriz mostrada en el Anexo 9, se puede observar que el “reponer de manera segura y rápida el suministro luego de una interrupción imprevista” es uno de los objetivos que más inconvenientes tiene para ser cumplido, pero que a su vez al solucionar dichos

inconvenientes estaríamos contribuyendo a cumplir otros objetivos en su totalidad (6 de los 11).

No se ha elegido analizar el inconveniente que más se repite en cada uno de los objetivos, debido a que sólo contribuiríamos en solucionar parcialmente cinco (5) de los once (11) objetivos del C.Control.

#### **5.4 INVESTIGACION SISTEMICA DE LAS CAUSAS**

Empleando el diagrama de afinidad (Ver Anexo 10) se han agrupado los inconvenientes que impiden reponer de manera segura y rápida el suministro luego de una interrupción imprevista, con la finalidad de evaluar las causas que los generan.

Dicha agrupación se detalla a continuación:

- a. Detección de interrupciones.
- b. Lógica de reposición de suministros interrumpidos.
- c. Ubicación de unidades de maniobra.
- d. Sistema de mejora continua

Empleando un diagrama de causa efecto, y considerando los inconvenientes ya evaluados para cada agrupación, se ha determinado las causas que los generan. Ver Anexo 11.

**a. *Detección de interrupciones***

**1. Sistema inadecuado de detección de eventos y interrupciones**

- i.* Sistema de agrupación de llamadas ineficiente
  - Inadecuados criterios de agrupación.
  - No hay una alarma en cada probable interrupción.
  
- ii.* Sistema ineficiente de alarmas del sistema telecontrol
  - Alarmas no discriminadas por importancia.
  - Despliegues confusos

**b. *Lógica de reposición de suministros interrumpidos***

**1. Mejorar sistemas de análisis de eventos en A.T. y M.T.**

- i.* Falta desarrollar un sistema de traslados de alimentadores en M.T.

- ii. Sistematización de curvas típicas de carga de todos los circuitos.
- iii. Implementar flujos de sistemas de potencia para análisis de contingencias.

**2. Se requiere unificar criterios de operación.**

- i. El personal no participa en la elaboración de procedimientos.
- ii. Falta actualizar los procedimientos.

**3. Demora en información de la actuación de la protección.**

- i. Acceso remoto de relés con problemas de información.
  - No se revisa periódicamente los enlaces de comunicación.

**4. Procedimiento inadecuado de entrega de turno.**

- i. No hay una entrega de turno dos a dos.
- ii. El sistema de entrega de turno es manual

**5. Falta entrenamiento permanente en maniobras de A.T. y M.T.**

- i. No se programan tareas de revisión de planes de contingencia.
- ii. No se programan entrenamientos en lectura de relés de protección.

**c. *Ubicación de las unidades de maniobras***

1. Falta de un sistema geográfico de seguimiento de unidades.
2. ***La ubicación de las unidades de maniobra no es la adecuada.***
  - i. No hay criterios definidos de ubicación.
    - Considerar criterios de compensaciones.
    - Considerar criterios de frecuencia de fallas.

**d. *Sistema de mejora continua***

1. Falta implementar un sistema de registro de inconvenientes durante el turno.

2. No hay reuniones de análisis con el personal de turno.

Empleando la metodología anterior del diagrama de causa efecto, hemos evaluado las causas que ocasionan diez (10) de los catorce (14) inconvenientes mostrados en el Anexo 11, por lo que emplearemos la misma metodología para evaluar los cuatro (4) inconvenientes restantes mostrados en el Anexo 9, con la finalidad de plantear acciones de mejoramiento para todos los inconvenientes. No se empleó el diagrama de afinidad para este caso debido a que los cuatro (4) inconvenientes no tienen relación.

***a. No hay intervención conjunta del personal de mantenimiento y obras***

1. No hay reuniones de coordinación con el personal de dichos sectores para la elaboración de los programas de mantenimiento anuales y mensuales.
2. La programación de cortes anual y mensual de transmisión y distribución no es intercambiada para su intervención conjunta.



**b. No participa un jefe de turno en la determinación de los tiempo de maniobras de los cortes programados**

1. El horario del personal de turno no permite que cumplan labores diferentes lo relacionado con la gestión de maniobras.

**c. No se cuenta con un sistema adecuado de reporte de defectos**

1. El reporte de defectos es vía mail, lo cual no permite efectuar seguimientos y estadísticas de fallas en los equipos.
2. No se ha planteado el requerimiento de hacer un sistema informático global de reporte de defectos.

**d. Mantener actualizado al personal sobre la normatividad vigente**

- i. No se ha establecido un sistema formal de retroalimentación permanente al personal sobre la normatividad vigente.

## 5.5 PLANTEAMIENTO DE ACCIONES DE MEJORAMIENTO Y REDISEÑO DE PROCESOS

En el acápite anterior (5.4) se han analizado las causas principales de los once (10) inconvenientes que se tiene para orientar las actividades según los objetivos mencionados en el acápite 5.1. Para solucionarlas, se plantearán propuestas de solución para atacar las causas que las generan, lo cual mejorará de esta manera los procesos de gestión del C.Control.

### 5.5.1 ACCIONES DE MEJORAMIENTO EN EL PROCESO DE PROGRAMACIÓN DE MANIOBRAS

Las propuestas detalladas a continuación se plantean por cada uno de los inconvenientes este proceso:

- a. No programar en repetidas ocasiones la indisponibilidad de un mismo circuito que implique corte del suministro a clientes.
  1. Se convocará a reuniones de coordinación con el personal de mantenimiento y obras antes de la emisión de los programas de mantenimiento anuales y mensuales.

2. Se intercambiará los programas de mantenimiento con el personal de distribución, con la finalidad de hacer los correctivos necesarios para lograr la intervención conjunta.
- b.
- No programar la indisponibilidad de circuitos arriesgando la confiabilidad del sistema eléctrico en A.T. y M.T., con la finalidad de evitar interrupciones imprevistas del suministro eléctrico.
1. Implementar sistemas de flujos de potencia para análisis de contingencias en A.T., sistemas de traslados en M.T., así como los sistemas de soporte (base de datos).
  2. Actualizar y elaborar nuevos procedimientos con la participación del personal de turno, con la finalidad de unificar criterios.
  3. Programar tareas de entrenamiento del personal en la revisión de planes de contingencia así como en la lectura de relés.

c. Asegurar el cumplimiento de los tiempos de maniobras programadas.

1. Se programará al personal de turno para que participe en las reuniones semanales de determinación de los tiempos de maniobras.

2. Se programará al personal de operadores de campo para que visite las SETs días antes de los cortes programados, con la finalidad de que se despeje cualquier duda desde el punto de vista operativo.

d. Interiorizar el concepto de mejora continua.

1. Se implementará un sistema de registro de inconvenientes durante las labores realizadas en el C.Control, con la finalidad de que se emplee como una base de datos para analizar los procesos y se detecte oportunidades de mejora.

2. Se programarán reuniones de calidad semanales con el personal del C.Control, con la finalidad de debatir la información registrada en el sistema anterior y conversar y unificar criterios sobre otros temas

relativos a la operación, logrando de ésta manera una retroalimentación entre todos los miembros del área.

En el Anexo 12- se muestra el proceso mejorado de programación de maniobras.

#### *5.5.2 ACCIONES DE MEJORAMIENTO EN EL PROCESO DE GESTION DE MANIOBRAS PROGRAMADAS*

Las propuestas detalladas a continuación se plantean por cada uno de los inconvenientes este proceso:

a. No causar oscilaciones bruscas de tensión durante la ejecución de maniobras para la indisponibilidad de circuitos.

1. Implementar sistemas de flujos de potencia para análisis de contingencias en A.T., sistemas de traslados en M.T., así como los sistemas de soporte (base de datos).

2. Actualizar y elaborar nuevos procedimientos con la participación del personal de turno, con la finalidad de unificar criterios.



3. Programar tareas de entrenamiento del personal en la revisión de planes de contingencia así como en la lectura de relés.
  4. Se implementará un sistema de entrega de turno, así como el procedimiento respectivo, con la finalidad de que toda la información sea transferida de turno a turno y los temas pendientes siempre queden resaltados permanentemente.
- b. No cometer errores de operación en A.T. y M.T que produzcan interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico.
1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.2.a
- c. Reportar condiciones subestándares encontradas durante el desarrollo de las labores operativas:
1. Se diseñará e implementará un sistema que permita reportar defectos a otros sectores, con la finalidad que sirva de base de datos para efectuar seguimientos y estadísticas.

2. De la misma manera se implementará un sistema de entrega de turno, así como el procedimiento respectivo, con la finalidad de que toda la información sea transferida de turno a turno y los temas pendientes siempre queden resaltados permanentemente.

d. No incurrir en gastos operativos innecesarios del personal de campo.

1. Contar en el C.Control con un sistema de operación GIS, el cual permitirá conocer la ubicación exacta de las unidades con respecto a las zonas afectadas, con la finalidad de enviar a las unidades más cercanas al punto de falla.

2. Para determinar la ubicación más adecuada de las unidades de maniobras, se debe efectuar la zonificación de nuestra zona de concesión en base a los siguientes criterios y datos históricos:

- Número de interrupciones por distrito.
- Número de interrupciones por circuito.
- Zonas de importancia de nuestros clientes

3. Actualizar y elaborar nuevos procedimientos con la participación del personal de turno, con la finalidad de unificar criterios.
- e. No incurrir en multas por incumplimiento de procedimientos operativos.
1. Se establecerá un sistema formal de retroalimentación permanente acerca de la normatividad vigente, así como su modificación.
- f. Interiorizar el concepto de mejora continua.
1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.1.d

En el Anexo 13 se muestra el proceso mejorado de gestión de maniobras programadas.

### 5.5.3 ACCIONES DE MEJORAMIENTO EN EL PROCESO DE GESTIÓN DE MANIOBRAS IMPREVISTAS

Las propuestas detalladas a continuación se plantean por cada uno de los inconvenientes de este proceso:

- a. Reponer de manera segura y rápida el suministro luego de una interrupción imprevista.
  1. Revisar periódicamente los accesos telefónicos de la interrogación remota de relés para no tener problemas intempestivos de falta de comunicación una vez ocurrida una interrupción.
  2. Implementar sistemas de flujos de potencia para análisis de contingencias en A.T., sistemas de traslados en M.T., así como los sistemas de soporte (base de datos).
  3. Actualizar y elaborar nuevos procedimientos con la participación del personal de turno, con la finalidad de unificar criterios.

4. Programar tareas de entrenamiento del personal en la revisión de planes de contingencia así como en la lectura de relés.
  5. Efectuar una revisión total de las alarmas que llegan al C.Control provenientes de las subestaciones de transmisión con la finalidad de re-clasificarlas según su importancia, permitiendo brindar mayor información al técnico de turno del C.Control con miras a tomar decisiones en menor tiempo.
  6. Mejorar los despliegues del SCADA en el C.Control.
  7. Mejorar el sistema de agrupación de llamadas, incrementando alarmas sonoras y mejorando los criterios establecidos para la lógica de funcionamiento.
- b. No causar interrupciones imprevistas por errores de operación en A.T. y M.T.
1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.2.a



c. No incurrir en multas por el incumplimiento de procedimientos operativos.

1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.2.e

d. No incurrir en gastos operativos innecesarios del personal de campo.

1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.2.d

e. Interiorizar el concepto de mejora continua.

1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.1.d

En el Anexo 14 se muestra el proceso mejorado de gestión de maniobras imprevistas.

#### 5.5.4 ACCIONES DE MEJORAMIENTO EN EL PROCESO DE GESTIÓN DE SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

- a. Normalizar rápidamente el estado de alarma.
  1. Efectuar una revisión total de las alarmas que llegan al C.Control provenientes de las subestaciones de transmisión con la finalidad de re-clasificarlas según su importancia, permitiendo brindar mayor información al técnico de turno del C.Control con miras a tomar decisiones en menor tiempo.
  2. Mejorar los despliegues del SCADA en el C.Control.
- b. No incurrir en multas por el incumpliendo de procedimientos operativos.
  1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.2.e
- c. Reportar inconvenientes durante labores de reposición del estado de alarma para la toma de acción de las áreas respectivas

1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.2.c

d. *Interiorizar el concepto de mejora continua.*

1. Las acciones de mejoramiento son las que se mencionan para el punto 5.5.1.d

En la el Anexo 15 se muestra el proceso mejorado de supervisión en tiempo real del sistema eléctrico.

## CAPÍTULO VI

### VI.0 INSTALACIÓN PRIORIZADA DE ACCIONES Y PROCEDIMIENTOS DE MEJORAMIENTO PROPUESTOS

6.1 Modelo de implementación.- 6.2 Especificación de indicadores de gestión.- 6.2.1 Duración promedio de interrupciones imprevistas AT/MT.- 6.2.2 Energía no suministrada a clientes por responsabilidad del Centro de Control.- 6.2.3 Incumplimiento de tiempos de maniobras en cortes programados.

#### 6.1 MODELO DE INSTALACION

En la evaluación efectuada en el acápite 5.3 se mencionó que al solucionar los inconvenientes del objetivo de "reponer de manera segura y rápida el suministro luego de una interrupción imprevista", a su vez lográbamos cumplir con otros siete (6) objetivos de un total de los once (11).

En la matriz de problemas mostrada en el Anexo 9 también se puede observar que existen diez (10) inconvenientes por solucionar para cumplir con el objetivo mencionado líneas arriba, pero que a su vez la solución de estos inconvenientes se puede

priorizar teniendo en cuenta el número de objetivos con los cuales están relacionados, por lo que se seguirá dicha prioridad para implementar las acciones de mejoramiento recomendadas en el capítulo V.

Los diez (10) inconvenientes son lo que se listan a continuación en orden de prioridad de implementación:

- a. No hay reuniones de análisis con el personal de turno
- b. No se entrena permanentemente al personal en las operaciones en A.T. y M.T.
- c. Se requiere mejorar la metodología de análisis de eventos en A.T. y M.T.
- d. No se cuenta con un procedimiento adecuado para la entrega de turno, con la finalidad de evitar inconvenientes de operación por falta de información.
- e. Se requiere unificar los criterios de operación y normalización de interrupciones en A.T. y M.T.



- f. No se cuenta con un sistema de registro de problemas ocurridos durante las labores del C.Control, el cual permita tomar acciones correctivas y seguimientos posteriores, siguiendo el concepto de mejora continua.
- g. Hay deficiencias en los sistemas de detección de eventos e interrupciones en el sistema eléctrico.
- h. La ubicación de las cuadrillas de operadores de campo no es la adecuada.
- i. No se cuenta con un sistema de ubicación geográfica de unidades de operación en el campo.
- j. Demora en el sistema de interrogación remota de los equipos de protección para contar con mayor información acerca de la falla o evento ocurrido.

Los otros inconvenientes a solucionar en orden de prioridad son los siguientes:

- a. No se revisa permanentemente con el personal de turno la normatividad vigente.

- b. No se cuenta con un sistema adecuado de reporte de defectos encontrados por el personal operativo de campo, que permita hacer un seguimiento y almacenamiento en una base de datos.
- c. No hay intervención conjunta de las áreas de mantenimiento de transmisión y distribución en los cortes programados.
- d. Se incumple los tiempos de maniobras programadas porque no participa en las reuniones de coordinación personal que está día a día en contacto con las operaciones en A.T. y M.T.

La implementación de las acciones de mejoramiento recomendadas en el capítulo V las agruparemos de la siguiente manera, teniendo en cuenta la priorización anterior:

**a. *Instalación del sistema de mejora continua***

Las acciones que se tomaron fueron las siguientes:

1. Se efectuaron charlas sobre temas de trabajo en equipo y mejora de procesos a todo el personal, con la finalidad de interiorizar la importancia de la mejora continua en las actividades.

2. Se cambió el horario del personal de turno del C.Control con la finalidad de que un día a la semana esté totalmente dedicado a reuniones de análisis, retroalimentación, unificación de criterios, actualización y elaboración de procedimientos. En estas reuniones se informa al personal acerca de cambios en la normatividad vigente.
3. Se implementó un sistema de registro de inconvenientes durante las labores de trabajo, información que es analizada durante las reuniones de análisis para corregir procedimientos y/o detectar oportunidades de mejora.

**b. Programación de entrenamientos periódicos del personal en operaciones de A.T. y M.T.**

Las acciones que se tomaron fueron las siguientes

1. Se han dictado cursos sobre actualización de operación de sistemas de potencia, así como sistemas de protección. La frecuencia programada es una vez por año.
2. Se ha dictado cursos acerca de lectura e interpretación de señales de los relés de protección, con la finalidad de tomar mejores decisiones.

3. Se ha decidido que la actualización de los planes de contingencia tanto en M.T. y A.T sea hecha por el personal de turno en forma paulatina, siendo esto una manera de entrenamiento en el manejo de las herramientas de análisis.

**c. *Mejoramiento de sistemas de análisis e información.***

Las acciones que se tomaron fueron las siguientes:

1. En los últimos dos años se ha ido mejorando la metodología de análisis de traslados en M.T., empleando para ello herramientas de flujos de carga y curvas típicas de alimentadores, lo cual ha contribuido a disminuir los tiempos de análisis.
2. Se ha mejorado también el manejo de la información en la base de datos, habiéndose desarrollado macros para efectuar consultas de cargas típicas de alimentadores, transformadores y líneas de transmisión.
3. Se actualizaron y elaboraron en forma conjunta (con la participación del personal) procedimientos operativos, con la finalidad de unificar criterios y adoptar en base a su experiencia las mejores formas de operación.

4. Se ha implementado paulatinamente un software de flujo de sistemas de potencia, con la finalidad de poder simular contingencias y operaciones en A.T.

**d. *Mejoramiento de sistemas informáticos de apoyo para la detección de interrupciones y eventos***

Las acciones que se tomaron fueron las siguientes:

*En sistema telecontrol*

1. Se implementaron alarmas de caída de carga en los alimentadores (antes sólo existía de apertura de interruptores), con la finalidad de detectar interrupciones parciales en circuitos antes que el ingreso de llamadas.
2. Se cambiaron despliegues con la finalidad de mejorar la operatividad.
3. Se discriminaron las alarmas que llegan al C.Control, con la finalidad de disponer de mayor información acerca de los eventos en las subestaciones de transmisión.



### En el sistema de llamadas

1. Se mejoraron los criterios de agrupación de llamadas para alertar sobre interrupciones.
2. Se puso alarmas para alertar sobre el ingreso de reclamos.

### En el sistema de lectura remota de relés

1. Se implementó como procedimiento interno el revisar periódicamente desde el C.Control (todos los lunes) los sistemas de comunicación a los relés de protección, con la finalidad de reportar a tiempo cualquier desperfecto para su solución definitiva.

#### **e. Reubicación de unidades operativas de campo**

Las acciones que se tomaron fueron las siguientes:

1. Se ha implementado un sistema georeferenciado (GIS) el cual permite conocer la ubicación exacta de las unidades con respecto a las zonas afectadas, con la finalidad de enviar a las unidades más cercanas al punto de falla.

2. Se ha planteado la determinación de la ubicación más adecuada de las unidades de maniobras, efectuando la zonificación de nuestra zona de concesión en base a los siguientes criterios y datos históricos:

- Número de interrupciones por distrito.
- Número de interrupciones por circuito.
- Zonas de importancia de nuestros clientes

**f. *Contribuir en la prevención de fallas futuras***

Dicha contribución la efectuaremos reportando cualquier condición subestandar detectada en el desarrollo de las operaciones diarias, tanto en interrupciones imprevistas como programadas, con la finalidad de que los sectores correspondientes efectúen las correcciones necesarias para evitar una falla futura.

Actualmente el reporte se efectúa vía e-mail, pero se ha planteado el requerimiento de efectuarla a través de un sistema informático, con la finalidad de que sirva de base datos para las demás áreas para efectuar consultas y estadísticas.

#### **g. *Mejoramiento del proceso de programación de maniobras***

Las acciones que se tomaron fueron las siguientes:

1. Antes de la emisión de los programas de mantenimiento anual y mensual, se convoca a reuniones conjuntas de coordinación con el personal de mantenimiento y obras.
2. Los programas de mantenimiento con el personal de distribución son intercambiados una vez elaborados, con la finalidad de hacer los correctivos necesarios para lograr la intervención conjunta.
3. El personal de turno del C.Control participa en las reuniones semanales de determinación de los tiempos de maniobras de cortes programados.
4. Cuando se programan cortes de SETs totales, el personal de operadores de campo visita la subestación días antes de la fecha del corte, con la finalidad de despejar cualquier duda desde el punto de vista operativo.

## **6.2 ESPECIFICACIÓN DE INDICADORES DE GESTIÓN**

En el párrafo 5.3 mencionamos que al resolver los inconvenientes de "reponer de manera segura y rápida el

suministro luego de una interrupción imprevista”, estábamos contribuyendo a cumplir otros objetivos en su totalidad (6 de los 11), por lo que estableceremos indicadores de gestión y seguimiento para este objetivo, así como para los otros cuatro (4) objetivos cuyos inconvenientes no están relacionados con el primero.

#### *6.2.1. DURACIÓN PROMEDIO DE INTERRUPCIONES IMPREVISTAS AT/MT*

Se monitorea mediante el empleo de dos (2) indicadores que miden el tiempo promedio de reposición de interrupciones imprevistas, teniendo en cuenta en un primer caso la zona afectada (D.Prom\_1), y en el segundo caso toda la concesión de la empresa (D.Prom\_2). La formulación de cálculo es la siguiente:

$$**D.Prom 1 = Kva-h Interrumpido / Kva Interrumpido**$$

$$**D.Prom 2 = Kva-h Interrumpido / Kva Instalado**$$

**Kva.-h Interrumpido:** Sumatoria de la potencia instalada de cada subestación interrumpida por el

tiempo de interrupción durante el período de medición (anual o mensual).

**Kva. Interrumpido:** Potencia instalada total interrumpida durante el período de medición (anual o mensual).

**Kva. Instalado:** Potencia instalada total de las subestaciones de distribución de la concesión de LDS para el período de medición.

### **6.2.2 ENERGÍA NO SUMINISTRADA A CLIENTES POR RESPONSABILIDAD DEL CENTRO DE CONTROL (ENS)**

Relacionado con las interrupciones en el suministro eléctrico ocasionada por una inadecuada operación del personal de turno del C.Control y/o inadecuadas coordinaciones en el proceso de programación de maniobras. Este indicador nos da una idea de la eficacia del entrenamiento permanente y las mejoras operativas implantadas en el C.Control.



### *6.2.3 INCUMPLIMIENTO DE TIEMPOS DE MANIOBRAS EN CORTES PROGRAMADOS (%)*

Indicador que nos da una idea del incumplimiento de los tiempos de maniobras en los cortes programados, con la finalidad de evaluar la efectividad de la participación del personal del C.Control en las reuniones de programación semanal.

## CAPÍTULO VII

### VII.0 RESULTADOS OBTENIDOS

7.1 Duración promedio de interrupciones imprevistas AT/MT.- 7.2 Energía no suministrada a clientes por responsabilidad del Centro de Control (ENS).- 7.3 Incumplimiento de tiempos de maniobras en cortes programados (% T.Maniobras).

A continuación se presenta el desenvolvimiento año a año de los indicadores de gestión planteados en el capítulo VI, lo cual muestra la contribución de la gestión de calidad en la mejora de las labores y resultados operativos.

También se detallan adicionalmente los beneficios obtenidos en el área debido a la interiorización del concepto de mejora continua en los procesos del área.

### **7.1 DURACIÓN PROMEDIO DE INTERRUPCIONES IMPREVISTAS AT/MT**

En el Anexo 16 se muestra la evolución año a año del indicador D.Prom\_1 y D.Prom\_2 , en la cual se puede observar su disminución en mayor grado que años anteriores, luego de haberse introducido mejoras en los procesos.

### **7.2 ENERGÍA NO SUMINISTRADA A CLIENTES POR RESPONSABILIDAD DEL CENTRO DE CONTROL (ENS)**

En la Anexo 17 se muestra la evolución año a año del indicador ENS, en la cual se puede observar la disminución de la energía no suministrada a nuestros clientes por responsabilidad del C.Control, como resultado del entrenamiento y las mejoras operativas implantadas.

### **7.3 INCUMPLIMIENTO DE TIEMPOS DE MANIOBRAS EN CORTES PROGRAMADOS (% T.Maniobras)**

En el Anexo 17 se muestra la evolución año a año de este indicador, en la cual se puede observar la disminución del porcentaje de incumplimiento del tiempo de maniobras en cortes

programados, lo cual representa la eficacia de la participación del personal del C.Control en las reuniones de programación.

Dentro de los beneficios que se han observado como consecuencia de implementar e interiorizar el concepto de mejora continua en el desarrollo de cada una de nuestras actividades y procesos, son:

- a. Mejora en la integración y compromiso del personal para el logro de los objetivos empresariales, debido a las reuniones de análisis participativas dentro del área para la evaluación permanentemente de nuestro desempeño.
- b. La sistematización de actividades repetitivas y secundarias, permitiendo disponer de mayor tiempo para el análisis y el mejoramiento de procesos y procedimientos.
- c. Centralización, exactitud y accesibilidad de la información, lo cual permite tomar mejores decisiones operativas.
- d. El hecho que se hayan propuesto algunas soluciones para los problemas principales del área, no significa que sean la solución definitiva de los mismos, por lo que debemos monitorear permanentemente los resultados y de ser necesario efectuar las correcciones necesarias.

## CONCLUSIONES

1. El re-orientar y re-definir nuestras actividades hacia la misión de la empresa, nos permite contribuir eficazmente con el logro de los objetivos empresariales, manteniendo de esta manera su competitividad.
2. La implementación del concepto de gestión de calidad es uno de los factores estratégicos para la gestión de una empresa, la cual debe ser entendida como algo global, presente en todos los departamentos, liderada por la alta dirección y con la participación e involucración de todos los recursos humanos.
3. El establecer reuniones de mejora dentro del área para evaluar permanentemente nuestro desempeño, logró mejorar la integración del personal así como el compromiso de todos los integrantes del área para el logro de nuestros objetivos.
4. En el anexo 16 se muestra la evolución de los indicadores D.Prom\_1 y D.Prom\_2, los cuales están relacionados con los tiempos de

reposición del suministro eléctrico a nuestros clientes, observándose claramente la incidencia de la implementación y reforzamiento del concepto de mejora continua en el área durante los años 2003 y 2004, respecto a los resultados obtenidos el 2002

5. Igualmente, en el anexo 17 se puede observar la eficacia de los entrenamientos del personal y las mejoras operativas implementadas en el área, así como también la participación del mismo en la toma de decisiones relacionadas con la determinación de tiempos de maniobras en los cortes programados, lo cual se ha traducido durante los años 2003 y 2004 en la disminución de los indicadores de errores operativos del centro de control y el % de incumplimiento de los tiempos de maniobras.
6. Como se detalló en el capítulo V y en los anexos 12, 13, 14 y 15, para lograr mejores resultados no fue necesario cambiar radicalmente la forma cómo se realizaban los procesos dentro del área, sino que se enriquecieron cada una de sus actividades con acciones basadas en la mejora continua y el reconocer que lo que no se mide y analiza, no se puede mejorar.
7. El empleo de la matriz detallada en el anexo 9, nos permitió analizar los problemas del área de una manera sistémica, identificando aquellos que al solucionarse también solucionaban otros



inconvenientes de manera simultánea, logrando orientar la mayor cantidad de esfuerzos del personal en la solución de problemas considerados como críticos.

8. Se puede observar que las medidas implementadas mencionadas en el capítulo VI no solamente están relacionadas con el enriquecimiento de actividades propias del área, sino también con áreas de apoyo tales como telecontrol (SCADA), cuadrillas de emergencia y las áreas de mantenimiento de transmisión y distribución, lo cual refuerza el enfoque sistémico que siempre se debe adoptar para la solución de inconvenientes empresariales
9. Un aspecto importante a considerar es reconocer que también se puede contribuir a evitar interrupciones imprevistas mediante el reporte oportuno de cualquier inconveniente encontrado en el desarrollo de las actividades diarias, reconociendo que la responsabilidad de mantener en estado óptimo los equipos no es solamente de quien tiene a su cargo oficialmente el mantenimiento.
10. El empleo de la tecnología de información para la sistematización de actividades repetitivas y secundarias, permite disponer de mayor tiempo para el análisis y el mejoramiento de procesos y procedimientos.

# **ANEXOS**

- Empresa de Generación San Gabán S.A
- En Transmisión
  - INADE - P.E. Olmos / Tinajones Of. enlace en Lima
- En Distribución
  - Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad -  
ELECTRONOROESTE S.A - ENOSA
  - Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A  
- ELECTRONORTE S.A - ENSA
  - Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte  
Medio S.A - HIDRANDINA
  - Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A - SEAL
  - Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur S.A \_  
ELECTROSUR S.A
  - Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este  
- ELECTRO SUR ESTE S.A
  - Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro  
S.A - ELECTRO CENTRO S.A
  - Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente  
S.A - ELECTRO ORIENTE
  - Empresa de Distribución Eléctrica de Ucayali S.A - ELECTRO  
UCAYALI S.A
  - INADE - Proyecto Especial Chavimochic
  - ELECTRO PUNO S.A

## Empresas Privadas

- En Generación
    - Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A
    - Empresa Municipal Serv. Eléctricos Utcubamba S.A.C
    - Empresa de Generación Eléctrica Atocongo S.A
    - Energía del Sur S.A - ENERSUR
    - Empresa de Generación Eléctrica Pangoa S.A - EGEPSA
  - PANGO PERU
  - Sindicato Energético S.A -SINERSA
  - TERMOSELVA S.R.L
  - Energía Pacasmayo S.R.L
  - Sociedad Minera Corona S.A (Div. Energía)
- 
- En Transmisión
    - Consorcio Energético Huancavelica S.A - CONENHU
    - Consorcio Trans Mantaro S.A - TRANSMANTARO
    - Red Eléctrica del Sur S.A - REDESUR
    - ETESELVA S.A
    - Compañía Transmisora Andina S.A - TRASANDINA
    - Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A
    - Red Eléctrica del Perú S.A

- En Distribución
  - Servicios Eléctricos Rioja S.A - SERSA
  - Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C - COELVISAC
  - Emp. de Serv. Elec. Munic. Paramonga - EMSEMSA
  - Electro Pangoa S.A
  - Empresa Municipal de Servicio Eléctrico de Tocache - Electro Tocache S.A

### Empresas Privatizadas

- En Generación
  - EDEGEL S.A.A
  - Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A \_ ETEVENSA.
  - Duke Energy International Egenor S.A - EGENOR S.A.A
  - Shougang Generación Eléctrica S.A.A - SHOUGESA
  - Empresa Electricidad de los Andes S.A
  - Empresa Eléctrica de Piura S.A - EEPSA
  
- En Transmisión
  - Empresa de Transmisión Eléctrica del Centro - ETECEN\*
  - Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur - ETESUR \*

(\*) Al privatizarse se fusionaron y fue absorbida por Red Eléctrica del Perú S.A

- En Distribución
  - EDELNOR S.A.A
  - Luz del Sur S.A.A
  - Eléctrica ED CAÑETE S.A
  - Electro Sur Medio S.A.A



**CONFIGURACION DEL SISTEMA: AREAS OPERATIVAS DE LA RED**

Actualmente en el Sistema Interconectado Nacional se pueden distinguir las siguientes áreas operativas, las cuales pueden operar independientemente:

**Area 1:** Conformada por las centrales térmicas: Nueva Central Térmica de Tumbes y Las Mercedes y las subestaciones Zorritos y Tumbes.

**Area 2:** Conformada por las centrales térmicas de Malacas, Talara y Verdún y las subestaciones Talara y Malacas.

**Area 3:** Conformada por la central hidráulica Curumuy y las centrales térmicas de Piura, Sullana y Paita y las subestaciones de Piura Oeste y Piura Centro.

**Area 4:** Conformada por la central hidráulica de Carhuaquero y la central térmica de Chiclayo y la subestación Chiclayo Oeste.

**Area 5:** Integrada por la central hidráulica Gallito Ciego y la central térmica de Pacasmayo, y las subestaciones de Gallito Ciego y Guadalupe.

**Area 6:** Integrada por la central térmica de Trujillo Sur y la subestación Trujillo Sur.

**Area 7:** Integrada por las centrales hidráulicas Cañón del Pato y Pariac, la central térmica de Chimbote y las subestaciones de Chimbote 1, Chimbote 2 y Huallanca.

**Area 8:** Integrada por la central hidráulica Cahua, la central térmica de Paramonga y las subestaciones de Paramonga Nueva y Paramonga Existente.

**Area 9:** Integrada por las centrales hidráulicas Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní, las centrales térmicas de Santa Rosa y Ventanilla y las subestaciones de Ventanillas, Chavarría, Santa Rosa, San Juan y Callahuanca.

**Area 10:** Integrada por la central térmica de San Nicolás y las subestaciones de San Nicolás y Marcona.

**Area 11:** Integrada por las centrales hidráulicas de Yaupi, Malpaso, Pachachaca y Oroya, la central térmica de Aguaytía y las subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paragsha II, Huánuco, Carhuamayo y Oroya Nueva.

**Area 12:** Integrada por las centrales hidráulicas de Mantaro, Restitución, Yanango y Chimay, y las subestaciones de Campo Armiño, Huancavelica, Huayucachi, Pachachaca, Pomacocha, Independencia, Ica, Ayacucho y Socabaya.

**Area 13:** Integrada por las centrales hidráulicas de San Gabán, Dolorespata, Bellavista y las subestaciones asociadas.

**Area 14:** Integrada por las central hidráulica de Charcani I, II, III, IV, V y VI, y las centrales térmicas de Chilina, Mollendo y las subestaciones asociadas.

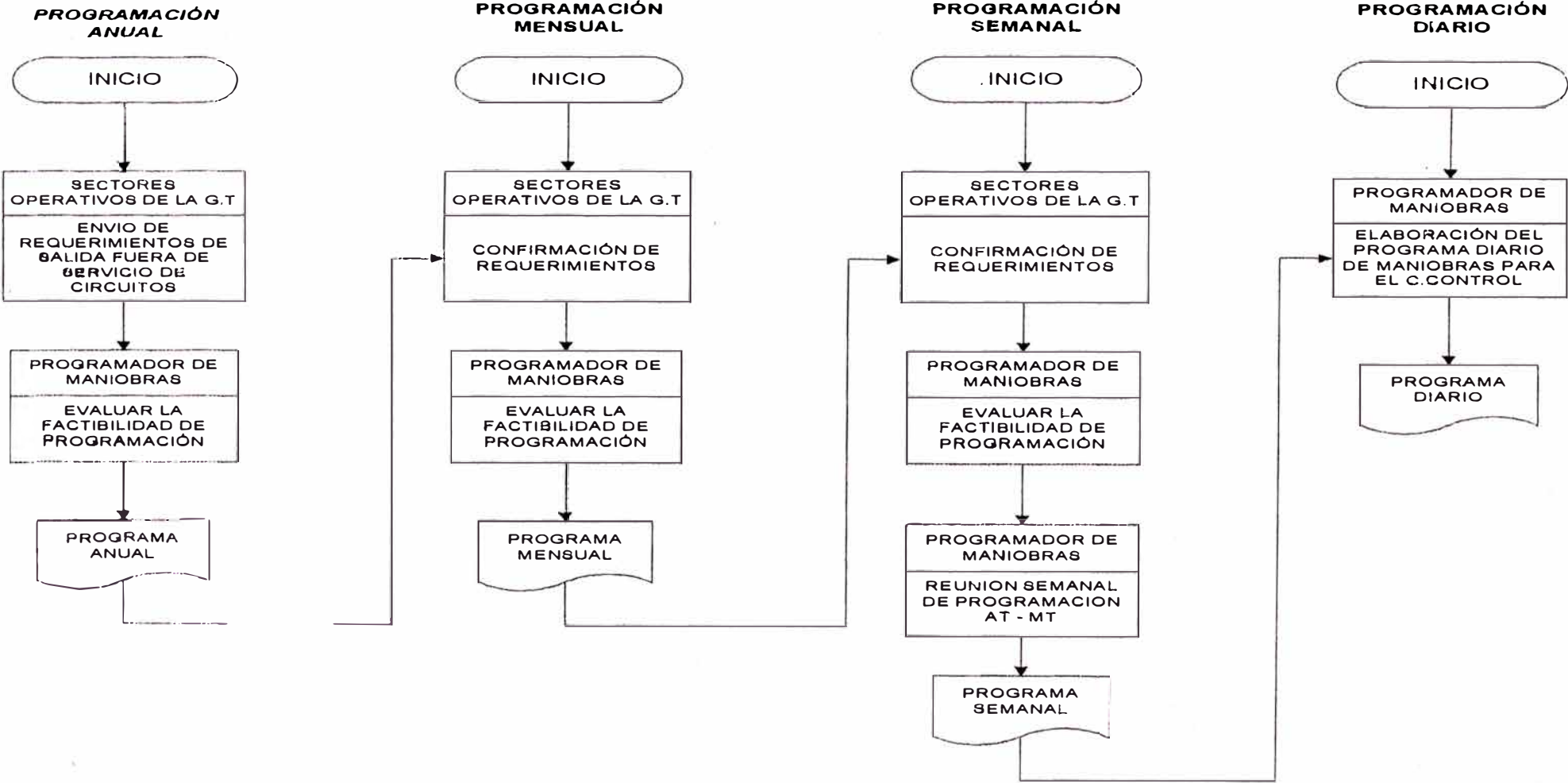
**Area 15:** Integrada por las centrales térmicas de Ilo y Moquegua y las subestaciones asociadas.

**Area 16:** Integrada por las centrales hidráulicas de Aricota 1, 2, las centrales térmicas de Calana y Para y las subestaciones asociadas.

**Fuente: Procedimiento N°09: Coordinación de la operación en tiempo real del SEIN– Pag.27**

ANEXO 3

**FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE PROGRAMACIÓN DE MANIOBRAS**



Fuente: Elaboración propia

**ANEXO 4**

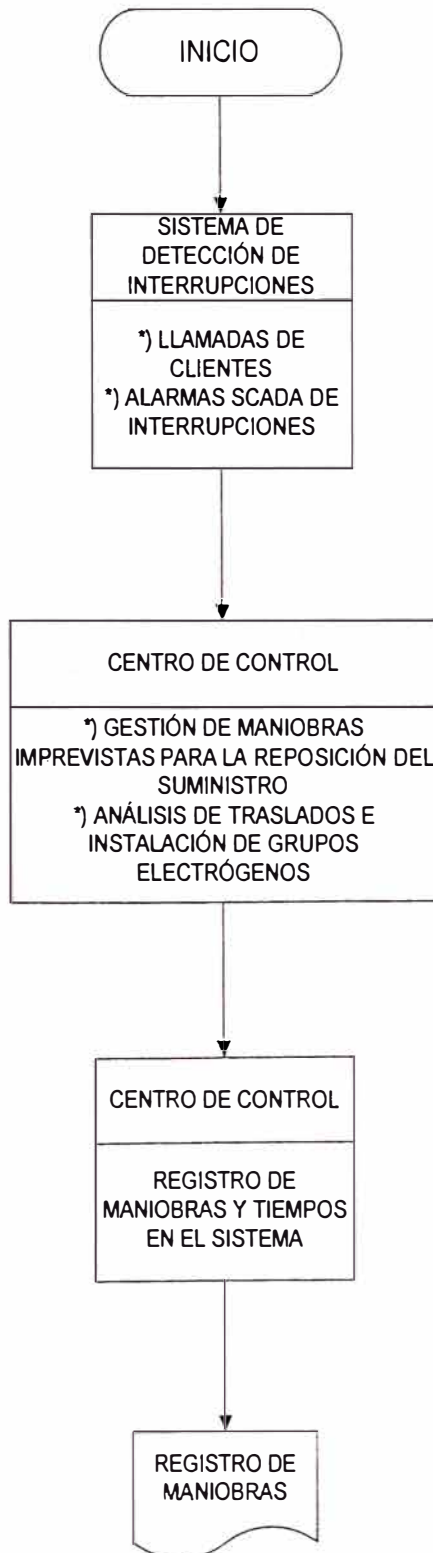
**FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE GESTIÓN DE MANIOBRAS PROGRAMADAS**



**Fuente: Elaboración propia**

**ANEXO 5**

**FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE GESTIÓN DE MANIOBRAS IMPREVISTAS**

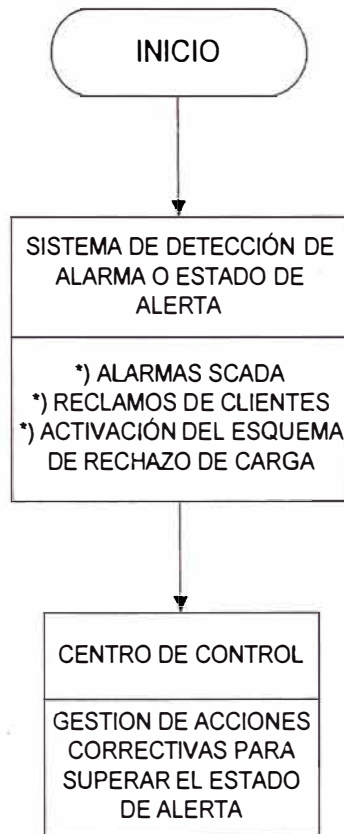


Fuente: Elaboración propia



**ANEXO 6**

**FLUJOGRAMA DEL PROCESO SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE  
PARÁMETROS ELÉCTRICOS**



**Fuente: Elaboración propia**

**METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LA INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTRO “N” Y “D” SEGÚN LA NTCSE**

La calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Para evaluar la calidad de suministro según la NTCSE se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico (N) y la duración de las mismas (D) a consecuencia de ellas. El período de control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega.

Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos por razones de mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoria mente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

**a. Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)**

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un período de control de un semestre:

**N = Número de Interrupciones;** *(expresada en: interrupciones/semestre).*

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

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

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un período de control de un semestre:

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

Donde:

**di** : Es la duración individual de la interrupción i.

**Ki** : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento :  $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas\* por mantenimiento :  $K_i = 0.50$
- Otras :  $K_i = 1.00$

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

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (D):

- $K_i = 0$  ; si la duración real es menor a la programada
- $K_i = 1$  ; si la duración real es mayor a la programada

### **c. Tolerancias**

Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

#### **Número de Interrupciones por Cliente (N')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : *02 Interrupciones/semestre*
- Clientes en Media Tensión : *04 Interrupciones/semestre*
- Clientes en Baja Tensión : *06 Interrupciones/semestre*

#### **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : *04 horas/semestre*
- Clientes en Media Tensión : *07 horas/semestre*
- Clientes en Baja Tensión : *10 horas/semestre*

Fuente: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) – Título sexto

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA INDICADORES DE CALIDAD**  
**RELACIONADOS CON LA CALIDAD DE PRODUCTO SEGÚN LA**  
**NTCSE**

La calidad de producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la calidad de producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados “períodos de control”.

El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendarios continuos, con excepción de la frecuencia cuya medición es permanente durante el período de control. A estos períodos se les denomina “períodos de medición”.

En cada período de medición, los valores instantáneos de los parámetros de la calidad de producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión y frecuencia, y diez (10) minutos para las perturbaciones. Estos períodos se denominan “intervalos de medición”. En el caso de las variaciones instantáneas de frecuencia los “intervalos de medición” son de un (1) minuto.



Si en un intervalo de medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro está fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad.

#### **a. INDICADORES DE CALIDAD PARA LA TENSIÓN**

El indicador para evaluar la tensión de entrega es la diferencia entre la media de los valores eficaces instantáneos medidos en el punto de entrega y el valor de la tensión nominal, expresado en porcentaje de la tensión nominal.

$$\Delta V_k (\%) = [(V_k - V_n) / V_n] \times 100 \%$$

**V<sub>k</sub>** : Media de los Valores Eficaces (RMS) instantáneos medidos.

**V<sub>N</sub>** : Tensión nominal.

#### **TOLERANCIAS**

Para todos los niveles de tensión, en zonas urbanas es de hasta el  $\pm 5\%$  de la tensión nominal en los puntos de entrega, y hasta el  $\pm 7.5\%$  en redes secundarias de zonas rurales y urbano-rurales. La energía es de mala calidad si la tensión se encuentra fuera de los

límites de tolerancia por un tiempo mayor al 5% del Periodo de Medición (8h 24m).

## **b. INDICADORES DE CALIDAD PARA LAS PERTURBACIONES**

Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

- **Para Flicker**, el índice de severidad por Flicker de corta duración (Pst).
- **Para Armónicas**, las tensiones armónicas individuales ( $V_i$ ) y el factor de distorsión total por armónicas (THD).

Estos indicadores (**Pst,  $V_i$ , THD**) se evalúan separadamente para cada intervalo de medición de diez (10) minutos durante el período de medición de perturbaciones, que como mínimo será de siete (7) días calendario continuos.

### **1. TOLERANCIAS PARA INDICADOR DE ARMONICAS**

Los valores eficaces (RMS) de las tensiones armónicas individuales ( $V_i$ ) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite ( $V_i'$  y THD') indicados en la siguiente

tabla. Para efectos de la NTCSE, se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2º) y la cuarenta (40º), ambas inclusive.

Orden de la Armónica ó THD	Vi'  ó  THD'  (% con respecto a la Tensión Nominal del punto medido)	
	Para V > 60 KV	Para V ≤ 60 KV
(Armónicas impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
mayores de 25	0,1 + 2,5 / n	0,2 + 2,5 / n
(Armónicas impares múltiplos de 3)		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
mayores de 21	0.2	0.2
(pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
mayores de 12	0.2	0.5
THD	3	8

El Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD) está definido como:

$$THD = \sqrt{\frac{V^2_1 + V^2_2 + V^2_3 + \dots + V^2_n}{V^2_N}}$$

Donde:

**Vi:** Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica "i" (para i=2 ... 40) expresada en Voltios.

**VN** .- Es la tensión nominal del punto de medición expresada en Voltios.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias establecidas en este numeral, por un tiempo superior al 5% del Período de Medición. Cada tipo de perturbación se considera por separado.

## **2. TOLERANCIAS PARA EL INDICADOR DE LAS FLICKER**

El Índice de Severidad por Flícker (**Pst**) no debe superar la unidad (**Pst**  $\leq$  1) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite: **Pst'**=1 como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

**Fuente:** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) – Título sexto

## ANEXO 9

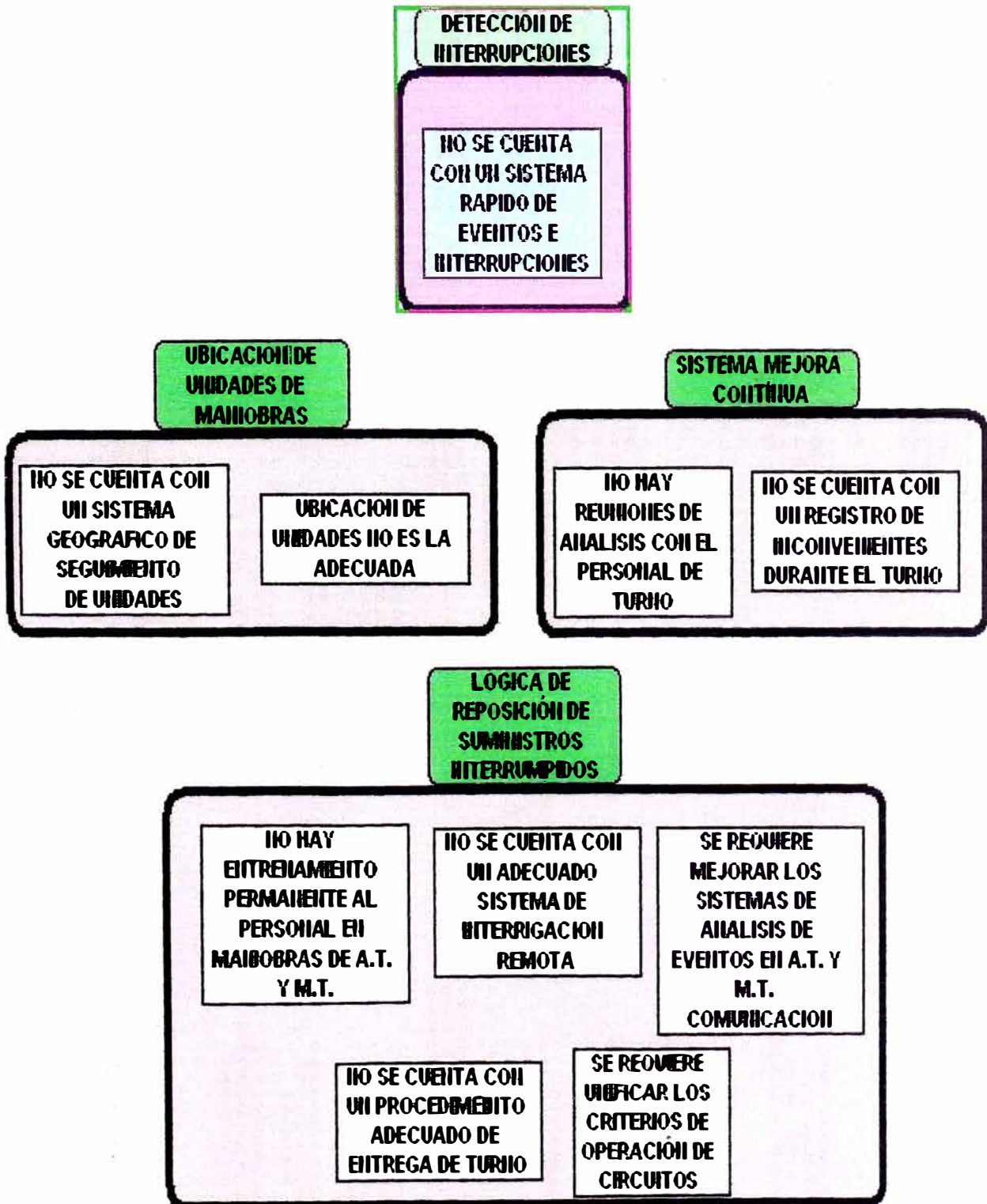
### MATRIZ DE PROBLEMAS

<b>INCONVENIENTES</b>	<b>OBJETIVOS</b>										
	No programar la indisponibilidad de un mismo circuito en repetidas ocasiones	No programar la indisponibilidad de circuitos arriesgando la confiabilidad del sistema eléctrico	Asegurar el cumplimiento de los tiempos de manobras programadas	Interiorizar el concepto de mejora continua	No causar oscilaciones bruscas de tensión durante la ejecución de manobras para la indisponibilidad de circuitos.	Reportar condiciones subestándares encontradas durante el desarrollo de las labores operativas.	No causar interrupciones imprevistas por errores de operación en A.T. y M.T.	No incurrir en gastos operativos innecesarios del personal de campo.	No incurrir en multas por incumplimiento de procedimientos operativos.	<b>Reponer de manera segura y rápida el suministro luego de una interrupción imprevista</b>	
La ubicación de unidades no es adecuada							1		1		2
No hay entrenamiento permanentemente al personal en manobras de A.T. y M.T.		1			1	1			1	1	5
No hay intervención conjunta del personal de mantenimiento y obras	1										1
No participa un J.Turno en la determinación de los tiempos de manobras			1								1
Demora en la información de la actuación de los sistemas de protección									1		1
No se cuenta con un procedimiento adecuado de entrega de turno			1		1	1	1		1		5
No se cuenta con un sistema adecuado de registro de Inconvenientes durante el turno				1					1		2
No se cuenta con un sistema adecuado de reporte de defectos						1					1
No se cuenta con un sistema de detección rápida de eventos o interrupciones									1	1	2
No se cuenta con un sistema de ubicación geográfica de unidades							1		1		2
Mantener actualizado al personal sobre la normatividad vigente con el personal de turno								1			1
Se requiere mejorar los sistemas de análisis de eventos en A.T. y M.T.		1			1	1			1		4
Se requiere unificar los criterios para operación de circuitos		1			1	1	1		1		5
No hay reuniones de análisis con el personal de turno		1		1	1	1			1		5
	1	4	2	2	5	2	5	3	1	10	2

**ANEXO 10**

**DIAGRAMA DE AFINIDAD**

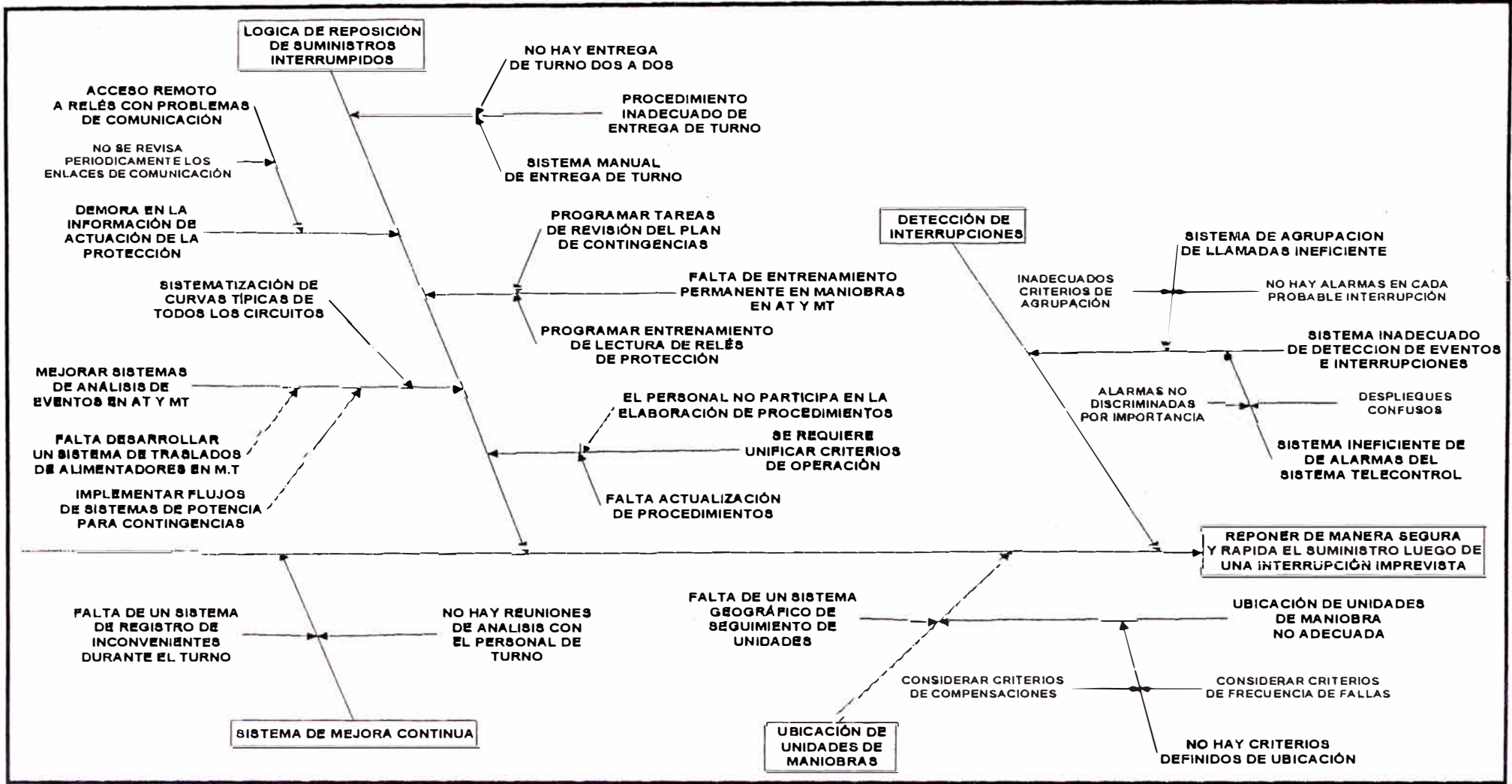
**“REPONER DE MANERA RÁPIDA Y SEGURA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO LUEGO DE UNA INTERRUPCIÓN IMPREVISTA”**





**ANEXO 11**

**DIAGRAMA DE CAUSA EFECTO**



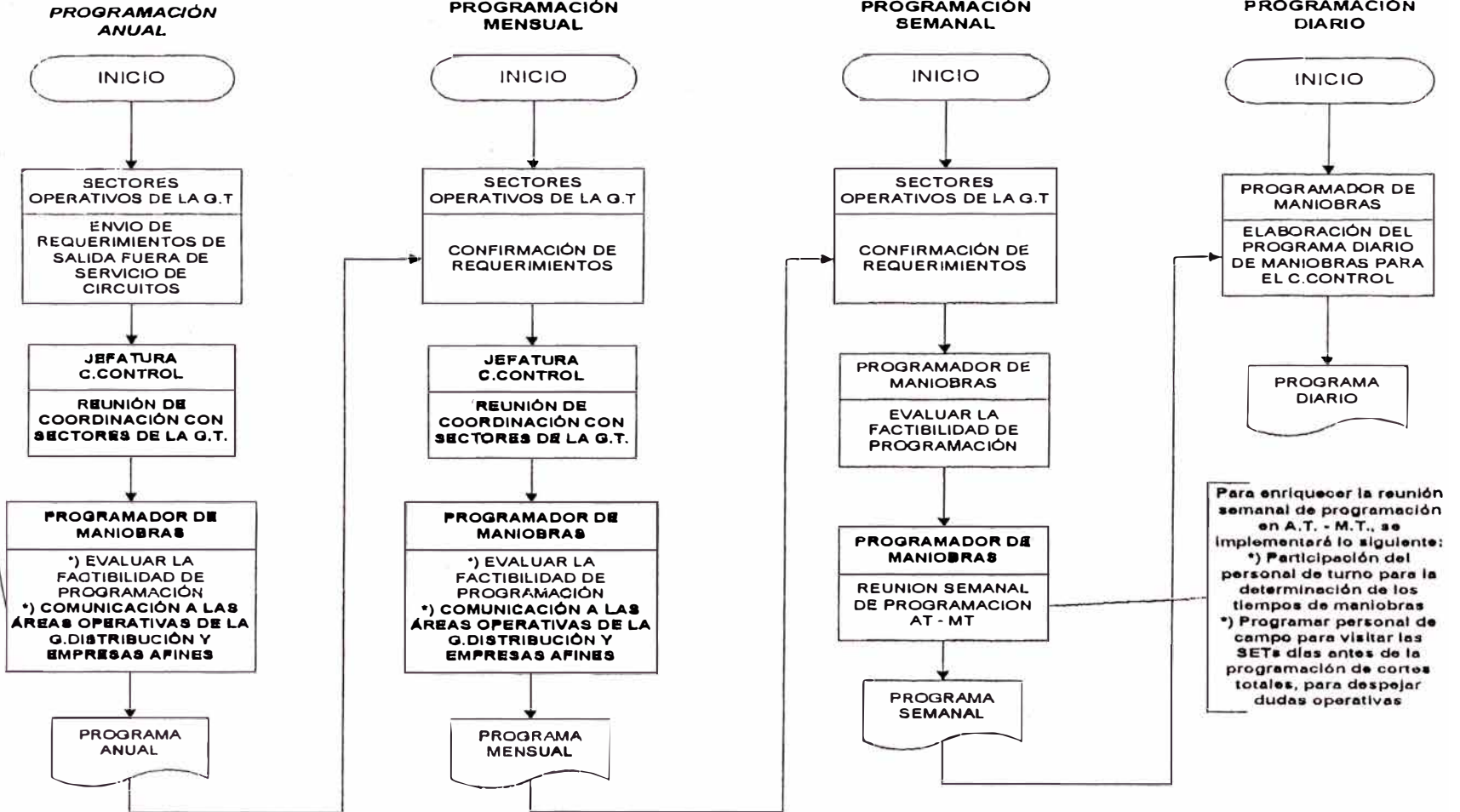
# ANEXO 12

## FLUJOGRAMA MEJORADO DEL PROCESO DE PROGRAMACIÓN DE MANIOBRAS

### Mejora continua

Se ha interiorizado este concepto en cada una de las actividades del área, mediante la implementación de lo siguiente:  
 \*) Sistematización del registro de inconvenientes durante el desarrollo de actividades.  
 \*) Reuniones periódicas con el personal.

La actividad de evaluación de factibilidad de programación mejora al emplear:  
 \*) Sistemas de flujos de potencia en A.T.  
 \*) Entrenamiento permanente al personal en la revisión de planes de contingencias.  
 \*) Unificación de criterios al elaborar procedimientos con la participación del personal.



Para enriquecer la reunión semanal de programación en A.T. - M.T., se implementará lo siguiente:  
 \*) Participación del personal de turno para la determinación de los tiempos de maniobras.  
 \*) Programar personal de campo para visitar las SETs días antes de la programación de cortes totales, para despejar dudas operativas.

Fuente: Elaboración propia

**ANEXO 13**

**FLUJOGRAMA MEJORADO DEL PROCESO DE GESTIÓN DE MANIOBRAS PROGRAMADAS**

**Mejora continua**

Se ha interiorizado este concepto en cada una de las actividades del área, mediante la implementación de lo siguiente:

- \*) Sistematización del registro de inconvenientes durante el desarrollo de actividades
- \*) Reuniones periódicas de retroalimentación y unificación de criterios

La actividad de evaluación de factibilidad de ejecución de maniobras mejoró al emplear:

- \*) Sistemas de flujos de potencia en A.T.
- \*) Sistema de traslados en M.T.
- \*) Entrenamiento permanente el personal en la revisión de planes de contingencias
- \*) Unificación de criterios al elaborar procedimientos con la participación del personal
- \*) Sistematización de la entrega de turno, elaborando el procedimiento respectivo

Para mejorar el reporte de defectos a otros sectores se implementará un sistema que permita disponer de una base de datos para la elaboración de estadísticas y seguimiento.

INICIO

PROGRAMADOR DE MANIOBRAS  
ENVIO AL C.CONTROL DEL PROGRAMA DIARIO DE MANIOBRAS

CENTRO DE CONTROL  
\*) EVALUAR LA FACTIBILIDAD DE EJECUCIÓN DE MANIOBRAS  
\*) GESTIÓN DE MANIOBRAS PROGRAMADAS  
\*) REPORTE DE CONDICIONES SUBESTÁNDARES

Con la finalidad de no incurrir en gastos operativos innecesarios del personal de campo, se adoptó lo siguiente:

- \*) Se cuenta con un sistema georeferenciado de seguimiento de unidades.
- \*) Mejorar la ubicación de unidades de maniobra, considerando criterios de frecuencia de fallas e zonas prioritarias.

CENTRO DE CONTROL  
REGISTRO DE MANIOBRAS Y TIEMPOS EN EL SISTEMA

REGISTRO DE MANIOBRAS

**Fuente: Elaboración propia**

**FLUJOGRAMA MEJORADO DEL PROCESO GESTIÓN DE MANIOBRAS IMPREVISTAS**

**Mejora continua**

Se ha interiorizado este concepto en cada una de las actividades del área, mediante la implementación de lo siguiente:

- \*) Sistematización del registro de inconvenientes durante el desarrollo de actividades
- \*) Reuniones periódicas de retroalimentación y unificación de criterios

Las actividad de gestión segura y rápida de maniobras imprevistas y análisis de traslados e instalación de G.E. mejoró al emplear:

- \*) Sistemas de flujos de potencia en A.T.
- \*) Sistema de traslado en M.T.
- \*) Entrenamiento permanente el personal en la revisión de planes de contingencias
- \*) Unificación de criterios al elaborar procedimientos con la participación del personal
- \*) Sistematización de la entrega de turno, elaborando el procedimiento respectivo.
- \*) Revisión periódica de accesos telefónicos para la interrogación remota de relés

Para mejorar el reporte de defectos a otros sectores se implementará un sistema que permita disponer de una base de datos para la elaboración de estadísticas y seguimiento.

INICIO

SISTEMA DE DETECCIÓN DE INTERRUPCIONES

- \*) LLAMADAS DE CLIENTES
- \*) ALARMAS SCADA DE INTERRUPCIONES

La actividad de detección de interrupciones mejoró al implementar:

- \*) Mejoras en los despliegues y alarmas sonoras del sistema SCADA.
- \*) Mejoras en la lógica de agrupación de llamadas de reclamos de clientes para la predicción del probable inicio de una interrupción

CENTRO DE CONTROL

- \*) GESTIÓN DE MANIOBRAS IMPREVISTAS PARA LA REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO
- \*) ANÁLISIS DE TRASLADOS E INSTALACIÓN DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

Con la finalidad de no incurrir en gastos operativos innecesarios del personal de campo, se adoptó lo siguiente:

- \*) Se cuenta con un sistema georeferenciado de seguimiento de unidades.
- \*) Mejorar la ubicación de unidades de maniobra, considerando criterios de frecuencia de fallas e zonas prioritarias.

CENTRO DE CONTROL

REGISTRO DE MANIOBRAS Y TIEMPOS EN EL SISTEMA

REGISTRO DE MANIOBRAS

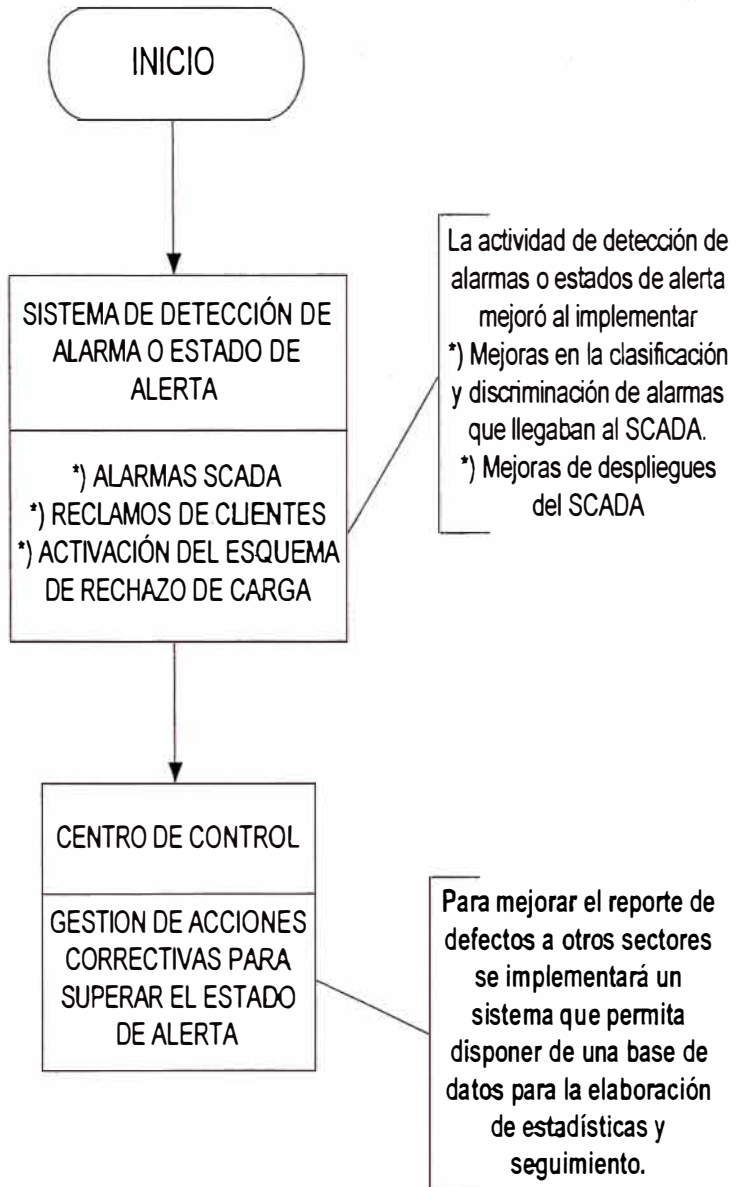
Fuente: Elaboración propia

**FLUJOGRAMA MEJORADO DEL PROCESO SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS**

**Mejora continua**

Se ha interiorizado este concepto en cada una de las actividades del área, mediante la implementación de lo siguiente:

- \*) Sistematización del registro de inconvenientes durante el desarrollo de actividades
- \*) Reuniones periódicas de retroalimentación y unificación de criterios

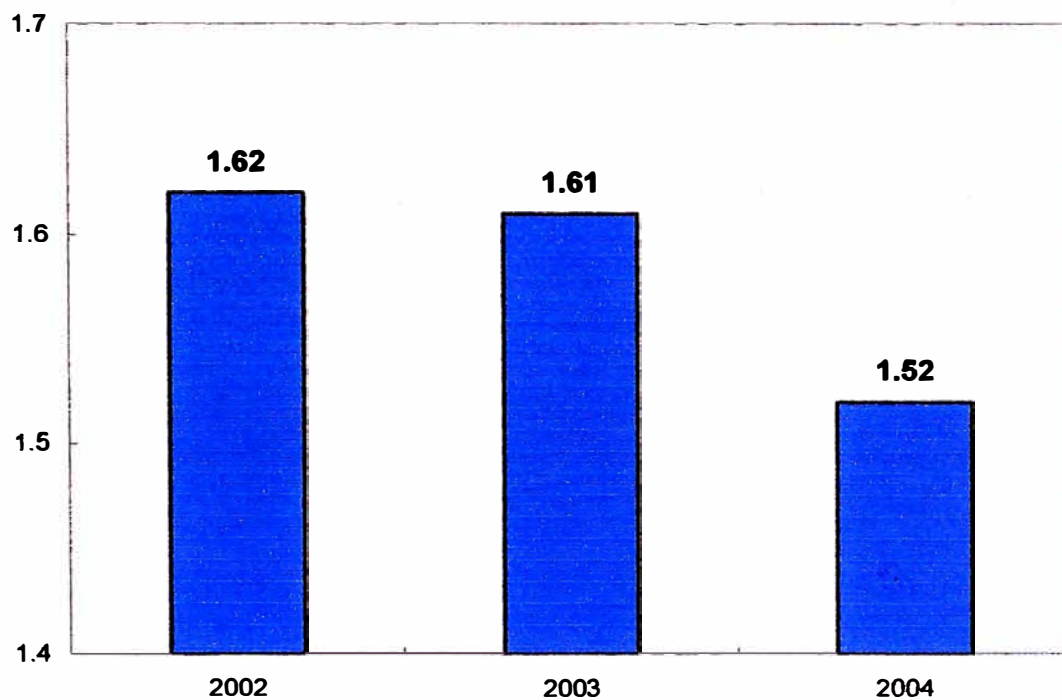


**Fuente: Elaboración propia**

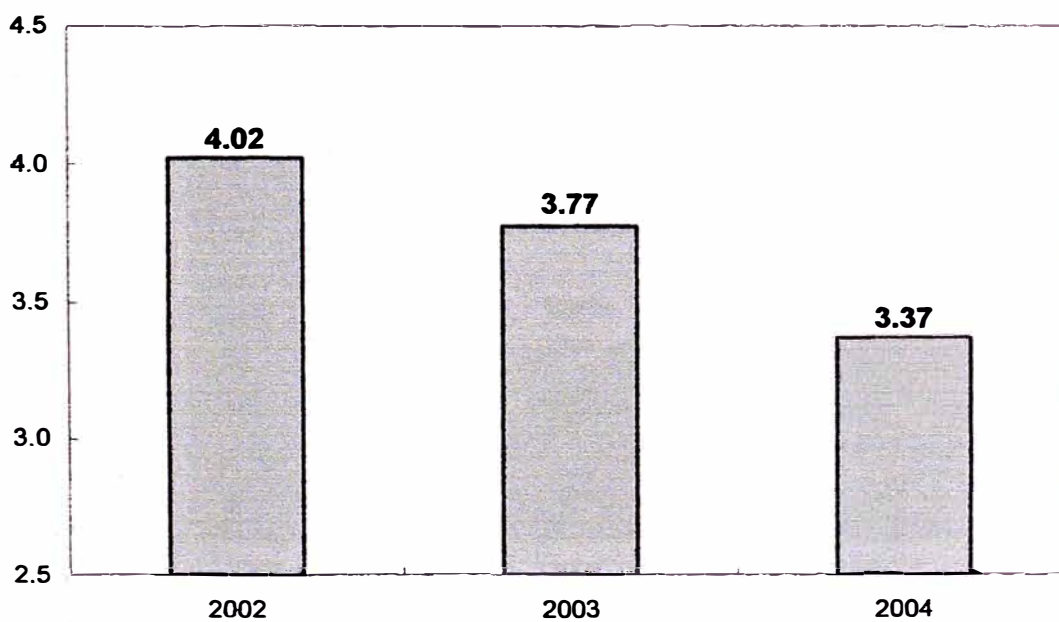


**ANEXO 16**

**Evolución anual del indicador de gestión D.Prom.1**



**Evolución anual del indicador de gestión D.Prom.2**

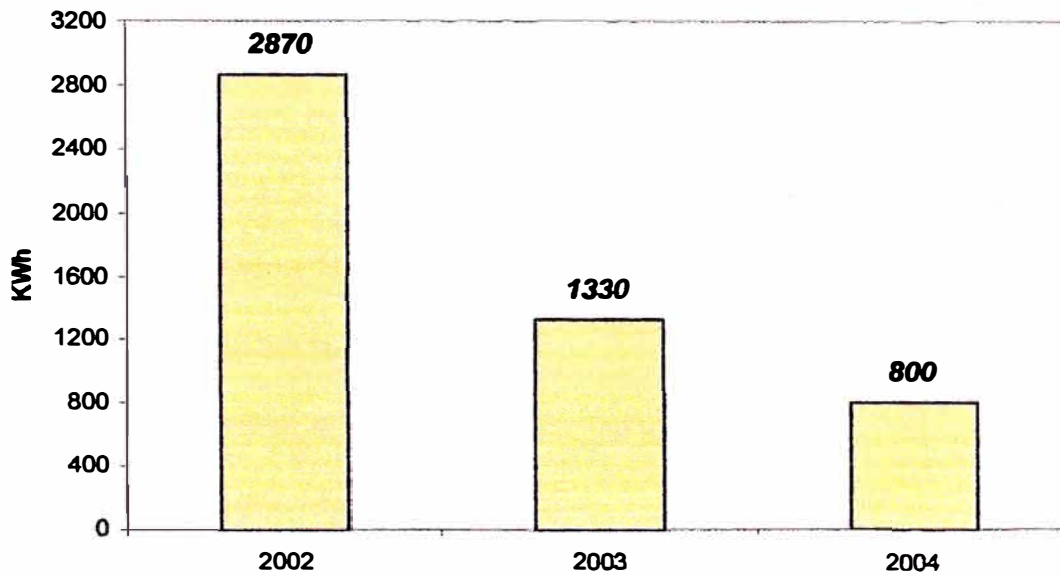


**Fuente: Elaboración propia**

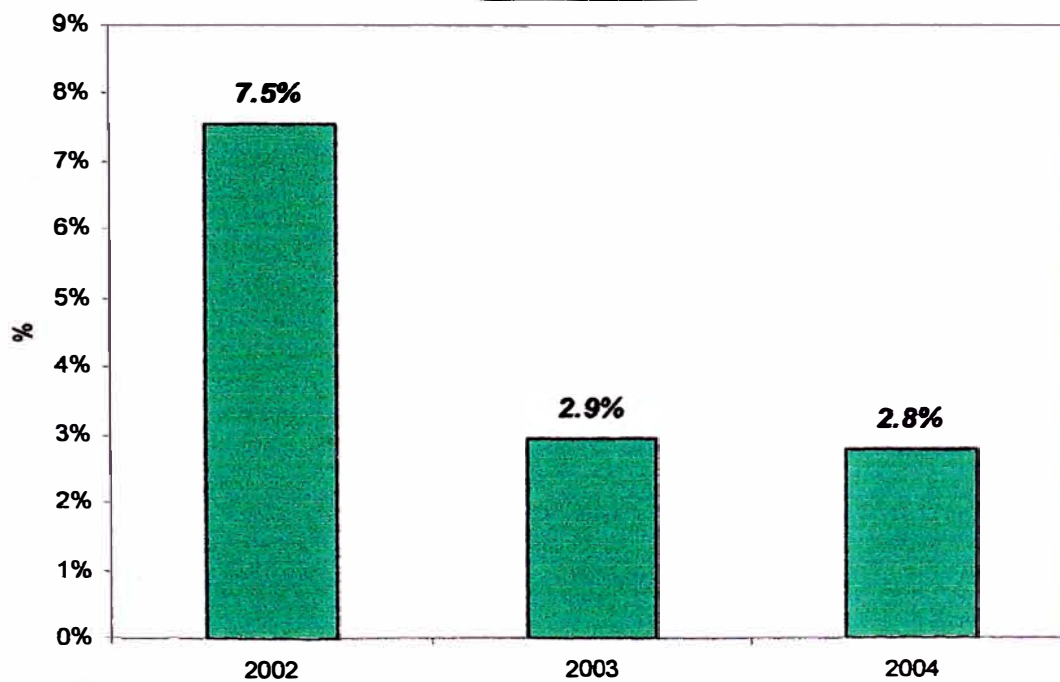


## ANEXO 17

### **Evolución anual del indicador de gestión ENS**



### **Evolución anual del indicador de gestión % T.Maniobras**



**Fuente: Elaboración propia**

## GLOSARIO

1. A.T.: Alta tensión.
2. M.T.: Media tensión.
3. SINAC: Sistema interconectado nacional.
4. SVC: Static Var Compesator.
5. COES: Comité de operación económica del sistema interconectado nacional.
6. NTOTR: Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.
7. SET: Subestación de transformación.
8. NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

## BIBLIOGRAFÍA

1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGE, RD N°14-2005 EM/DGE. Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTOTR), p. 288300-288310.
2. DONALD G.FINK / H.WAYNE BEATY. Manual de Ingeniería Eléctrica. 1996. Tomo III, p.16-2.
3. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Plan referencial de electricidad 2001-20010, 10 p.
4. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGE. Anuario 2003, p.42.
5. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGE. Informativo N°4 Abril 2005, p.2 .
6. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Plan referencial de electricidad 2001-2010, p. 8.

7. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Plan referencial de electricidad 2001-2011, p. 9.
8. PAGINA WEB DE LUZ DEL SUR S.A.A. [www.luzdelsur.com.pe](http://www.luzdelsur.com.pe)
9. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS – DGE. D.S.N°020-97 EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, 52 p.
10. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGE. Código Nacional de Electricidad Suministro 2001. 312 p.
11. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGE. DL.25844. Ley de Concesiones Eléctricas. 41 p.
12. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGE. DS.009-93-EM. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. 102 p.
13. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DGAA. D.S. N° 29-94-EM y R.D. N° 008-97-EM/DGAA. Reglamento de protección ambiental en las actividades eléctricas.
14. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. RM N° 263-2001-EM/VME. Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub-sector Electricidad

15. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Plan referencial de electricidad 2003-2012. p. 66-B.
16. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC: COES – SINAC. Procedimiento de la operación de corto plazo, programación de la operación semanal del SINAC (PR-01). 6 p.
17. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC: COES – SINAC. Procedimiento de la operación diaria del SINAC (PR-02). 4 p.
18. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC: COES – SINAC. Coordinación de la operación en tiempo real del sistema interconectado nacional (PR-09). 30 p.
19. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC: COES – SINAC. Procedimiento de la programación del mantenimiento para la operación del sistema interconectado nacional (PR-12). 9 p.
20. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC: COES – SINAC. Procedimiento de racionamiento por déficit de energía (PR-16). 4 p.

21. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC: COES – SINAC. Procedimiento de ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión del COES-SINAC (PR-21). 4 p.

22. CUADROS BLAS, JORGE. Apuntes del curso de Gestión Integral de Calidad. Ciclo de actualización Enero – Marzo 2003.