

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SISTEMATIZACIÓN DE PROCESOS DE MANTENIMIENTO EN
DISTRIBUCIÓN**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOEL DAVID URBINA BRAGA

**PROMOCIÓN
2001 - I**

**LIMA – PERÚ
2007**

**SISTEMATIZACIÓN DE PROCESOS DE MANTENIMIENTO EN
DISTRIBUCIÓN**

A mi hija, Noelia Sofia

A mi esposa, Verónica

A mi madre, Aída

A mi abuela, Carmen

A mi tía y primos, Carmen Rosa, Alonso y Sebastian

SUMARIO

El presente trabajo muestra una descripción de los procesos que se ejecutan en el área de mantenimiento distribución, así mismo se observa la forma en que dicha área se vuelve crítica, luego de desatender por un determinado periodo de tiempo la importancia del mantenimiento en frío.

El objetivo general del presente trabajo es mostrar como al modificar algunas metodologías de operación, entre ellas la estrategia de mantenimiento, se logra revertir la situación de crisis, todo esto gracias a una reacción inmediata y oportuna del área de mantenimiento distribución.

Las actividades que se realizaban en el área de mantenimiento distribución antes de tomar acciones correctivas de emergencia estaban orientadas con la política de la Empresa (misión y visión) y al sostenimiento y crecimiento de la Empresa.

El cambio de metodología ocasionó que las actividades realizadas en el área de mantenimiento distribución, las cuales afectaban directamente a la continuidad del fluido eléctrico, estuvieran orientadas a la calidad del servicio eléctrico.

Finalmente del análisis se logra cambiar algunas metodologías, tales como el de inspección de las redes, así mismo se cambia la estrategia de mantenimiento que se venía utilizando con frecuencia en el dicha área.

ÍNDICE

CAPITULO I	
ACTIVIDADES EN MANTENIMIENTO DISTRIBUCIÓN	2
1.1. Identificación de la compañía y actividad económica	2
1.2. Actividad económica	3
1.3. Operaciones	3
1.4. Misión de Luz del Sur:	4
1.5. Visión de Luz del Sur:	4
1.6. Actividades de mantenimiento	5
1.6.1 Cambio de aisladores en estructuras de media tensión	5
1.6.2 Cambio de conectores de codo	5
1.6.3 Cambio de fusibles en subestaciones	6
1.6.4 Renovación de la red aérea MT	6
1.6.5 Cambio de retenidas	6
1.6.6 Instalación de rieles	6
1.6.7 Instalación de disyuntores BT	6
1.6.8 Lavado de estructuras en caliente	7
1.6.9 Limpieza de aisladores en frío	7
1.6.10 Limpieza de aisladores porta barra y sistema de barra	7
1.6.11 Limpieza de seccionadores tripolares aéreos	7
1.6.12 Limpieza de seccionadores tripolares a nivel	7
1.6.13 Limpieza en caliente de subestaciones compactas	7
1.6.14 Poda de árboles, retiro de nidos y colgajos (en caliente)	8
1.6.15 Reemplazo de terminales	8
1.6.16 Renovación de la red subterránea de MT	8
1.6.17 Reposición de conductor sustraído MT	8
1.7. Análisis de actividades relacionadas a calidad y seguridad	9

CAPITULO II	
PROCESOS ACTUALES	14
2.1. Estrategias de mantenimiento	14
2.2. Tipos de Mantenimiento	15
2.2.1 Mantenimiento Preventivo	15
2.2.2 Mantenimiento Correctivo	16
2.2.3 Mantenimiento Predictivo	16
2.3. Inspecciones rutinarias del supervisor de mantenimiento	17
2.4. Mantenimiento en Redes Aéreas de MT	19
2.5. Mantenimiento en Subestaciones de Distribución	20
2.6. Clasificación de los alimentadores de media tensión	20
2.6.1 Alimentadores Importantes	20
2.6.2 Alimentadores Críticos	20
2.6.3 Alimentadores Estacionales	20
CAPITULO III	
PROCESOS A OPTIMIZAR	21
3.1. Objetivo Principal	21
3.2. Objetivos Específicos	21
3.3. Estrategias de Mantenimiento	22
3.4. Tipo de Mantenimiento	22
3.4.1 Mantenimiento Programado	22
3.4.1.a Mantenimiento Basado en Tiempo	22
3.4.2.b Mantenimiento Basado en Condición	23
3.4.2 Mantenimiento No Programado	24
3.4.2.a Reparaciones de emergencia	24
3.4.2.b Esquema de Mantenimiento	25
3.4.2.c Priorización de Alimentadores	25
3.4.2.d Metodología de Inspecciones	26

CAPITULO IV	
METODOLOGÍA DE PRIORIZACIÓN DE CIRCUITOS	27
4.1. Cálculo de pesos	27
Conclusiones	32
Anexos	33
Bibliografía	42

INTRODUCCIÓN

A fines del 2006, las interrupciones imprevistas existentes en la zona de concesión de Luz del Sur, en circuitos importantes aumentaron considerablemente, la causa mas común fue falta de mantenimiento. Una vez solucionada una interrupción imprevista, ésta reapareciera en un periodo de tiempo no muy prolongado, es decir, la reparación provisional de la falla no era suficientemente capaz de solucionar las interrupciones imprevistas. La frecuencia de interrupciones imprevistas se duplicó en comparación del año 2006 (comparando Enero 2006 con Enero 2007). Rápidamente se identifica la causa del porque las reparaciones provisionales no surtían efecto, siendo el mantenimiento en frío la causa mas importante. En consecuencia existe la necesidad de realizar un análisis de que circuito era más importante y cual debía ir primero, resultando una lista de circuitos importantes, en los cuales se tuvo que realizar mantenimiento en frío de forma inmediata antes de que colapsen.

Las actividades que se realizaban en el Departamento Mantenimiento Distribución antes de tomar acciones correctivas de emergencia estaban orientadas con la política de la empresa (misión y visión) y al sostenimiento y crecimiento de la Empresa, actualmente existe una proporción constante en las actividades que están orientadas a la Misión y Visión, así como el sostenimiento y crecimiento de la Empresa.

CAPITULO I

ACTIVIDADES EN MANTENIMIENTO DISTRIBUCIÓN

1.1. Identificación de la compañía y actividad económica

Luz del Sur S.A.A. es una subsidiaria de Ontario Quinta S.R.L., (antes Ontario Quinta A.V.V. de Aruba), que posee el 61,16% de las acciones de capital, fue constituida en Lima, Perú el 24 de agosto de 1996, como resultado de la escisión acordada por los accionistas de Tecsur S.A., antes Luz del Sur Servicios S.A., la escisionaria.

Ontario Quinta A.V.V., fue constituida originalmente en Aruba. En mayo de 2003 sus accionistas acordaron reorganizar la sociedad, transfiriendo su domicilio legal de Aruba al Perú, y transformándola de una sociedad exenta de Aruba, a una sociedad comercial de responsabilidad limitada (S.R.L.). Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el 99,9989% de sus participaciones sociales son de propiedad de Peruvian Opportunity Company S.A.C. (en adelante POC), una entidad domiciliada en Perú, constituida originalmente por Sempra Energy Internacional Holding B.V. y PSEG Americas Ltd. quienes individualmente poseían el 50% de sus acciones de capital. El 15 de diciembre de 2007, AEI Southern Cone Holding Ltd. adquirió la participación de esta última en POC.

De acuerdo con la normatividad legal aplicable a un proceso de escisión, la Compañía es solidariamente responsable con la escisionaria ante cualquier contingencia originada por situaciones ocurridas con anterioridad a la fecha de escisión.

1.2. Actividad económica

La actividad económica principal de la Compañía es el servicio público de distribución de energía eléctrica en el área asignada según contrato de concesión. El área asignada tiene una extensión de 3 000 km², e incluye 30 de los más importantes Municipios de Lima, con una población de aproximadamente 3.5 millones de habitantes. De acuerdo con sus estatutos sociales, la Compañía puede efectuar actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que estén relacionadas con su actividad económica principal. El domicilio legal de la Compañía, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Av. Canaval y Moreyra 380, San Isidro, Lima, Perú.

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006 el número de trabajadores (funcionarios y empleados) de la Compañía fue de 669 y 657, respectivamente.

1.3. Operaciones

Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, los ingresos por distribución de energía provienen de aproximadamente 781 529 clientes regulados (760 118 en el 2006) y de 24 clientes libres (29 en el 2006) que representan el 94% y el 6% (92% y 8% en el 2006) de esos ingresos, respectivamente.

La Ley de Concesiones Eléctricas exige que toda empresa concesionaria de distribución de electricidad debe tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía para los siguientes 24 meses como mínimo. Al 31 de diciembre de 2007, la Compañía tiene firmados 61 contratos de suministro de energía con 14 empresas generadoras pertenecientes al SINAC, que le garantizan una potencia total contratada de 1 750,65 MW (932 MW, al 31 de diciembre de 2006). Los 61 contratos antes indicados incluyen entre otros:

- 6 contratos vigentes a partir del 1 de enero de 2007, con vencimiento el 31 de diciembre de 2010, con una potencia total contratada de 650 MW.
- 1 contrato vigente a partir del 1 de enero de 2008, con vencimiento el 31 de diciembre de 2009, con una potencia total contratada de 60 MW, renovable por tres años más a opción de la Compañía.
- 11 contratos vigentes a partir del 1 de enero de 2008, con vencimiento el 28 de febrero de 2009, con una potencia total contratada de 112.49 MW.

- 6 contratos vigentes a partir del 1 de de enero de 2008, con vencimiento el 30 de setiembre de 2009, con una potencia total contratada de 44.35 MW.
- 1 contrato vigente a partir del 1 de setiembre de 2008, con vencimiento el 30 de setiembre de 2009, con una potencia total contratada de 3.59 MW.
- 2 contratos vigentes a partir del 1 de febrero de 2008, con vencimiento el 30 de setiembre de 2009, con una potencia total contratada de 24 MW.
- 2 contratos vigentes a partir del 1 de marzo de 2008, con vencimiento el 30 de setiembre de 2009, con una potencia total contratada de 12.96 MW.
- 3 contratos vigentes a partir del 1 de junio de 2009, con vencimiento el 30 de setiembre de 2009, con una potencia total contratada de 39.2 MW.
- 1 contrato vigente a partir del 1 de noviembre de 2008, con vencimiento el 30 de setiembre de 2009, con una potencia total contratada de 11.65 MW.
- 5 contratos vigentes a partir del 1 de octubre de 2009, con vencimiento el 31 de diciembre de 2012, con una potencia total contratada de 224.96 MW.
- 4 contratos vigentes a partir del 1 de enero de 2011, con vencimiento el 31 de diciembre de 2012, con una potencia total contratada de 157.83 MW.
- 3 contratos vigentes a partir del 1 de enero de 2012, con vencimiento el 31 de diciembre de 2012, con una potencia total contratada de 124.26 MW.

1.4. Misión de Luz del Sur:

Es una empresa de distribución eléctrica sólida y rentable, con acertadas inversiones y una prudente administración de costos y riesgos que mejoran la calidad de vida de sus clientes y aumentan el valor para sus accionistas, con principios éticos y responsabilidad social, brindando bienestar y fomentando el desarrollo de sus empleados con el compromiso continuo de mantener la seguridad en sus operaciones y el respeto al medio ambiente.

1.5. Visión de Luz del Sur:

Ser la empresa distribuidora de energía eléctrica más efectiva e innovadora, con los más altos estándares de seguridad de Latinoamérica.

1.6. Actividades de mantenimiento

Las actividades están divididas básicamente en dos grupos, el primer grupo está alineado con la Misión y Visión de la Empresa, las cuales se encargan de mantener la confiabilidad de los equipos en óptimo estado de operatividad, para que las maniobras realizadas por los operadores se desarrollen con total normalidad y seguridad.

El segundo grupo está alineado con la calidad del servicio eléctrico, básicamente a reducir la frecuencia y duración de interrupciones imprevistas.

Las actividades más importantes realizadas en Mantenimiento Distribución sirven para mantener en óptimo estado de funcionamiento a los elementos que son parte de la red de distribución eléctrica en el nivel de media tensión. Existe el mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, estos aplicados proporcionan un nivel de seguridad en las instalaciones, que permite se brinden los adecuados niveles de calidad en energía. Seguidamente se describen las actividades de mayor incidencia que se realizan en Distribución Luz del Sur y que están orientadas a salvaguardar la calidad del servicio eléctrico.

1.6.1 Cambio de aisladores en estructuras de media tensión

La ejecución de cambio de aisladores es importante en zonas donde existe un alto grado de corrosión y polución; al contaminarse el aislador de suciedad, se acorta la distancia de fuga de línea a tierra elevando la probabilidad de producirse una descarga, afectando así la continuidad del servicio.

1.6.2 Cambio de conectores de codo

El cambio de conectores de codo se da cuando existe una emergencia en el transformador de distribución, ya que por calentamiento o sobrecarga el aceite dieléctrico empieza a fluir fuera del transformador bajando el nivel de aislamiento del mismo, con eso podría producirse una descarga eléctrica y afectar la continuidad del servicio eléctrico.

1.6.3. Cambio de fusibles en subestaciones

El cambio de fusibles en subestaciones de distribución es una actividad regularmente frecuente, este se presenta cuando un seccionador de potencia apertura o cuando los fusibles que protegen al transformador de potencia apertura por algún problema de cortocircuito en las llaves de baja tensión.

1.6.4. Renovación de la red aérea MT

El cambio de red aérea de media tensión es una actividad importante, debido a la corrosión que presenta la zona costera, el conductor de energía presenta un deterioro y éste se cristaliza produciéndose la caída del mismo afectando a la continuidad del servicio eléctrico.

1.6.5. Cambio de retenidas

El cambio de retenidas es importante ya que al estar sueltas, a consecuencia de un choque o por encontrarse corroída, pueden tener algún contacto con la red eléctrica y producir una descarga que afectaría la continuidad del servicio eléctrico.

1.6.6. Instalación de rieles

La instalación de rieles es importante porque protege a las estructuras de media tensión de embestidas accidentales ya que muchas de estas estructuras se encuentran en avenidas muy transitadas y podría producirse una descarga que afectaría la continuidad del servicio eléctrico.

1.6.7. Instalación de disyuntores BT

La instalación de disyuntores básicamente es para proteger al transformador ante sobrecargas existentes en la red de baja tensión y evitar que ocurra un daño mayor, como es el deterioro del transformador que de cierto modo es un activo fijo importante de baja rotación.

1.6.8. Lavado de estructuras en caliente

El lavado de estructuras en caliente aparece debido a la gran cantidad de polución y alto nivel de corrosión existente en la ciudad de Lima, esto produce que los aisladores de las estructuras de media tensión acorten su distancia de fuga y pueda ocasionar una descarga que afectaría la continuidad del servicio eléctrico.

1.6.9. Limpieza de aisladores en frío

La limpieza de aisladores en frío se da cada cierto tiempo debido a que el lavado en caliente de estructuras no asegura la limpieza adecuada del aislador, siempre será necesario ingresar en frío a las estructuras para poder asegurar el buen funcionamiento del aislador.

1.6.10. Limpieza de aisladores porta barra y sistema de barra

La limpieza de aisladores porta barra y sistema de barra se dan para evitar descargas eléctricas, ya que estos aisladores se encuentran normalmente en una subestación convencional y existe personal que ingresa regularmente, se necesita asegurar el correcto funcionamiento de la subestación por seguridad.

1.6.11. Limpieza de seccionadores tripolares aéreos

La limpieza de seccionadores tripolares aéreos forma parte de la limpieza de la red aérea y este equipo es utilizado para maniobras mas no como equipo de protección.

1.6.12. Limpieza de seccionadores tripolares a nivel

La limpieza de seccionadores tripolares a nivel forma parte de la limpieza de la red aérea y éste equipo es utilizado para maniobras mas no como equipo de protección.

1.6.13. Limpieza en caliente de subestaciones compactas

La limpieza en caliente de subestaciones compactas es realizada con una aspiradora especial que aspira el polvo y basuras arrojadas por terceros, esto se realiza para evitar algún amago de incendio pues existen transformadores con temperaturas altas y se podría afectar la continuidad del servicio eléctrico.

1.6.14. Poda de árboles, retiro de nidos y colgajos (en caliente)

La poda de árboles, retiro de nidos y colgajos Esta actividad me permite mantener alejadas las ramas de los árboles alejadas de las líneas de MT, alejando el riesgo de interrupción por contacto directo con la red.

1.6.15. Reemplazo de terminales

El reemplazo de terminales es una actividad que se da con muy poca frecuencia debido a que la probabilidad de que un Terminal falle es muy baja, sin embargo el reemplazo ocurre después de 3 años por lo menos.

1.6.16. Renovación de la red subterránea de MT

La renovación de la red subterránea de media tensión se da cuando en un tramo subterráneo se presentan varias fallas, es decir ha sido reparado mas de una vez, bajando la confiabilidad del conductor, lo cual induce a que el cable sea cambio en su totalidad para evitar afectar la continuidad del servicio eléctrico.

1.6.17. Reposición de conductor sustraído MT

La reposición de conductor sustraído en media tensión es ocasionada básicamente por terceros al sustraer conductor desnudo de la red afectando la continuidad del servicio eléctrico.

Las actividades que se realizan descritas líneas arriba, son las más comunes e importantes realizadas en Mantenimiento Distribución, siendo unas mas frecuentes que otras dependiendo de la época estacional. Dichas actividades afectan directamente a la frecuencia de interrupciones imprevistas, es decir, si son aplicadas con mayor frecuencia se tiene un menor número de interrupciones imprevistas.

Los presupuestos aprobados de los años 2006 y 2007, se aprecia una tendencia de efectuar ciertas actividades más que otras, ésta tendencia guarda relación directa con los objetivos de la Empresa, tener el nivel más alto nivel en estándares de seguridad. Así mismo se aprecia que el mantenimiento en frío no es tomado con la consideración adecuada.

1.7. Análisis de actividades relacionadas a calidad y seguridad.

A continuación se muestran las actividades que están directamente relacionadas con la calidad del servicio en la red de media tensión considerando el presupuesto 2006.

TABLA 1.1
Actividades relacionadas con la calidad del servicio eléctrico

Item	Descripción Actividad	Porcentaje influencia 2006
1	Cambio de aisladores	11,96%
2	Cambio de conectores de codo	8.64%
3	Instalación de rieles	5.72%
4	Lavado de estructuras en caliente	4.51%
5	Limpieza de aisladores	2.74%
6	Limpieza en caliente de equipos de subestaciones compactas	2.32%
7	Poda de arboles, retiro de nidos y colgajos (en caliente)	2.05%
8	Renovación de la red aérea MT	1.98%
9	Renovación de la red subterránea de BT	1.38%
10	Renovación de la red subterránea de MT	1.29%
11	Reposición de conductor sustraído MT	1.20%
12	Renovación de empalmes	0.71%
13	Renovación de terminales	0.49%
14	Renovación de equipamiento en SSEE	0.17%
	Total	45.16%

Seguidamente se muestran las actividades que están directamente relacionadas con la seguridad en instalaciones eléctricas.

TABLA 1.2

Actividades relacionadas con la seguridad en las instalaciones eléctricas

Item	Descripción actividad	Porcentaje influencia 2006
1	Cambio de equipos de protección	12.71%
2	Cambio de estructuras	11.47%
3	Cambio de retenidas	7.86%
4	Cambio de tablero de BT	4.21%
5	Forrado de conductor MT	3.88%
6	Instalación de Cabinas Especiales de Protección	3.82%
7	Instalación de disyuntores BT	2.06%
8	Instalación de rejillas para subestaciones compactas	1.86%
9	Limpieza de local y zanjas	1.54%
10	Mantenimiento de celda MT en subestaciones convencionales	1.45%
11	Mantenimiento de transformadores	1.12%
12	Renovación de la red aérea BT (Al x CAIS)	0.82%
13	Renovación de pozos de tierra	0.66%
14	Soterrado de red aérea MT	0.54%
15	Traslado de red aérea por afectación de DMS	0.49%
16	Traslado de tableros BT aéreos a nivel	0.35%
	Total	54.84%

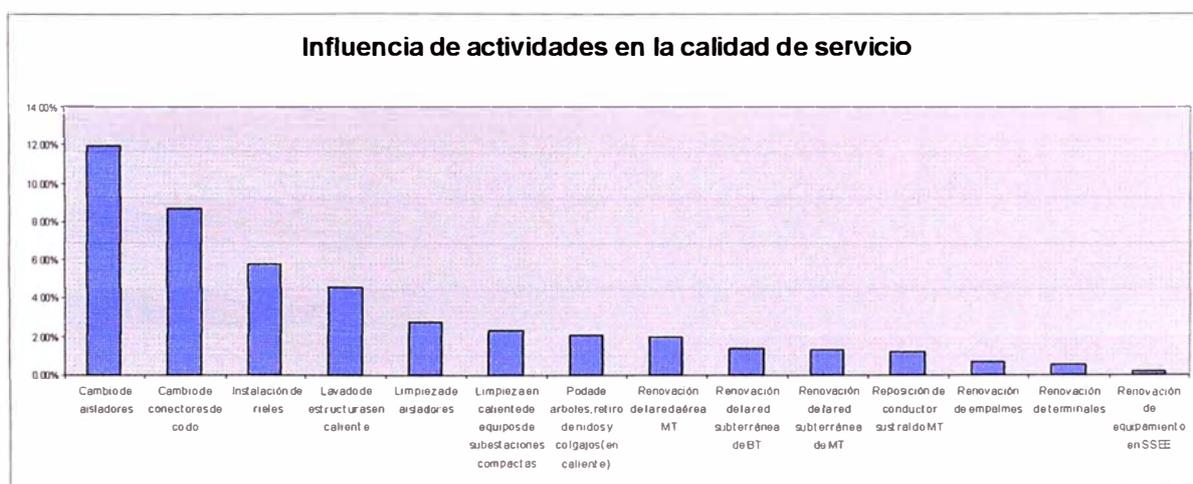


Figura 1.1

Actividades relacionadas con la calidad del servicio eléctrico



Figura 1.2

Actividades relacionadas con la seguridad en las instalaciones eléctricas

Seguidamente se efectúa el mismo análisis realizado para el presupuesto 2006 pero con el presupuesto 2007.

Tabla 1.3

Actividades relacionadas con la calidad del servicio eléctrico

Item	Descripción Actividad	Porcentaje influencia 2007
1	Renovación de la red aérea MT	8.56%
2	Renovación de la red subterránea de MT	4.72%
3	Poda de arboles, retiro de nidos y colgajos (en caliente)	4.45%
4	Renovación de la red subterránea de BT	4.22%
5	Cambio de aisladores	4.06%
6	Renovación de equipamiento en SSEE	3.38%
7	Lavado de estructuras en caliente	2.62%
8	Instalación de rieles	2.35%
9	Renovación de empalmes	2.23%
10	Limpieza de aisladores	1.70%
11	Reposición de conductor sustraído MT	1.01%
12	Cambio de conectores de codo	0.54%
13	Limpieza en caliente de equipos de subestaciones compactas	0.47%
14	Renovación de terminales	0.29%
	Total	40.59%

Tabla 1.4

Actividades relacionadas con la seguridad en las instalaciones eléctricas

Item	Descripción actividad	Porcentaje influencia 2007
1	Cambio de estructuras	13.08%
2	Cambio de equipos de protección	11.65%
3	Renovación de pozos de tierra	8.42%
4	Forrado de conductor MT	6.46%
5	Renovación de la red aérea BT (Al x CAIS)	6.16%
6	Cambio de tablero de BT	3.03%
7	Cambio de retenidas	2.92%
8	Limpieza de local y zanjas	1.91%
9	Instalación de rejas para subestaciones compactas	1.45%
10	Traslado de tableros BT aéreos a nivel	1.41%
11	Instalación de disyuntores BT	1.04%
12	Mantenimiento de transformadores	0.76%
13	Instalación de Cabinas Especiales de Protección	0.59%
14	Mantenimiento de celda MT en subestaciones convencionales	0.41%
15	Soterrado de red aérea MT	0.12%
	Total	59.41%

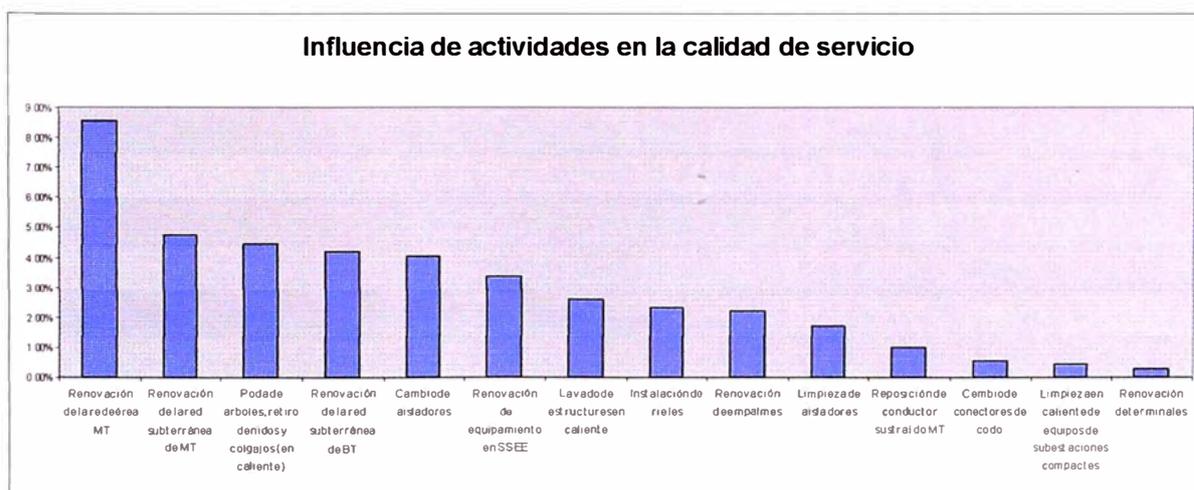


Figura 1.3

Actividades relacionadas con la calidad del servicio eléctrico



Figura 1.4

Actividades relacionadas con la seguridad en las instalaciones eléctricas

La figura 1.1 muestra los valores de la tabla 1 y la figura 1.2 muestra los valores obtenidos en la tabla 2, se muestra en forma decreciente las actividades importantes que afectan directamente a la calidad de energía eléctrica, sin embargo se aprecia una inadecuada importancia, tanto así que el porcentaje de importancia a la calidad de energía eléctrica es del 45.16%, siendo el 54.84% orientado a la seguridad de las instalaciones eléctricas en el 2006

La figura 1.3 muestra los valores de la tabla 3 y la figura 1.4 muestra los valores obtenidos en la tabla 4, se muestra en forma decreciente las actividades importantes que afectan directamente a la calidad de energía eléctrica, sin embargo se aprecia una inadecuada importancia, tanto así que el porcentaje de importancia a la calidad de energía eléctrica es del 45.16%, siendo el 54.84% orientado a la seguridad de las instalaciones eléctricas en el 2007.

CAPITULO II PROCESOS ACTUALES

Los procesos actuales en mantenimiento distribución se vienen dando mediante estrategias de mantenimiento que se utilizan para efectos de mejor utilización de los recursos.

2.1. Estrategias de mantenimiento

El mantenimiento se realiza a las instalaciones eléctricas de distribución para la cual se han definido los siguientes elementos:

- Redes aéreas (estructuras, derivaciones)
- Subestaciones Eléctricas de Distribución (compactas, aéreas y convencionales)

Cada elemento dispondrá de sus gamas de mantenimiento, en donde se establecerán las acciones a realizar, las frecuencias y los procedimientos.

El mantenimiento que se realiza a todos los elementos integrantes de las Redes Aéreas y Subestaciones Eléctricas de Distribución, son considerando las disposiciones legales y medio ambientales existentes.

El tipo de mantenimiento que se realiza es el necesario y suficiente para mantener las instalaciones en condiciones adecuadas de operación, tendiendo hacia técnicas de mantenimiento predictivo, con el fin de incrementar en lo posible su eficiencia.

La frecuencia de mantenimiento dependerá del equipo, la tecnología, el consejo del fabricante, la experiencia acumulada y la realimentación de los resultados de los diferentes tipos de mantenimiento. Esta frecuencia contendrá un valor estándar ya definido y del medio ambiente en el cual está instalado (alta polución, polución normal, alta contaminación).

Las clasificaciones de las instalaciones se fijan en tres niveles A, B y C por este orden, considerando instalaciones de nivel A, aquellas que por su requerimiento de disponibilidad o impacto necesitan una mayor atención. Las de nivel B, aquellas que se ajustan a las frecuencias estándares y las de nivel C aquellas que son las de menor requerimiento.

Se irá aplicando el mantenimiento selectivo para conseguir mayor eficacia de los recursos disponibles, pasando de los criterios subjetivos a los objetivos a medida que se vaya disponiendo de herramientas adecuadas.

2.2. Tipos de Mantenimiento

Las actividades derivadas del mantenimiento se agrupan sobre la base de tres funciones generales:

1. Mantenimiento Preventivo
2. Mantenimiento Correctivo
3. Mantenimiento Predictivo

2.2.1 Mantenimiento Preventivo

Es el mantenimiento efectuado sobre las instalaciones y su entorno para recuperar sus condiciones reglamentarias, mejorar su funcionalidad deteriorada por el envejecimiento y la agresión de elementos externos, incorporar modificaciones de tipo técnico y mejoras para la prevención de riesgos y su adaptación al medio ambiente.

El mantenimiento preventivo se efectuará en dos formas:

- Mantenimiento preventivo periódico programado fuera de servicio.
- Mantenimiento preventivo periódico programado en servicio

Este mantenimiento incluye:

- Corrección de los defectos declarados en todo tipo de inspecciones.
- Sustitución de cables por averías repetitivas en el mismo tramo.
- Limpieza de aisladores.
- Limpieza y adecuación de instalaciones en zonas de alta polución.

- Poda de árboles con cercanía a redes de MT.
- Mantenimiento de armados.
- Retemplado de retenidas.
- Retemplado de conductores
- Mantenimiento de cuellos y accesorios de línea.

Se origina como consecuencia del mantenimiento predictivo y de acuerdo al tipo de instalación.

2.2.2 Mantenimiento Correctivo

Es el mantenimiento originado por las averías que afectan al servicio o a las instalaciones que quedan en condiciones inadmisibles de utilización (generalmente produce interrupciones del suministro a los clientes).

El objetivo de la reparación es restituir el elemento averiado, dejando la instalación en condiciones admisibles de utilización.

Estas tareas de mantenimiento incluyen la localización de la avería, su reparación y la reposición del servicio.

Cuando por urgencias en la recuperación del servicio se realice una reparación provisional, y después se proceda a la normalización de dicha instalación, ésta normalización definitiva, se considerará parte de la reparación.

El mantenimiento correctivo originado por las averías puede ser de 2 formas: mantenimiento correctivo programable y mantenimiento no programable (consecuencia de una reparación provisional).

2.2.3 Mantenimiento Predictivo

Es el mantenimiento efectuado sobre las instalaciones y su entorno para verificar que su estado ofrece las garantías necesarias para la continuidad de suministro en condiciones de seguridad y sin afectar al medio ambiente. Este mantenimiento se realiza con el equipo termovisor.

Este mantenimiento incluye:

- El reconocimiento visual y periódico efectuado al material, equipo o sistema observando su estado real por comparación.
- Revisiones termografías.
- Medidas en la puesta a tierra
- Ensayos de aceite en transformadores.

2.3. Inspecciones rutinarias del supervisor de mantenimiento

La inspección de una línea de media tensión consiste en un recorrido por la traza de la línea accediendo a la base de todas las estructuras, sin subirse a los mismos, con objeto de detectar las anomalías de aparición rápida que, bien por modificaciones del entorno o provocadas por terceros, puedan provocar averías de consecuencias graves y que el tiempo entre dos reconocimientos reglamentarios es insuficiente para su prevención. Esta inspección se realizará con la instalación en servicio. Para revisar los aisladores y los conductores se utilizarán los binoculares.

El formato de inspección se utilizará en cada uno de los postes. Se leerán todos los títulos y códigos, revisando los que correspondan. Si el resultado es correcto, no se realizará ninguna anotación en el documento de revisión.

Las deficiencias encontradas de alto riesgo para las personas y que puedan provocar efectos graves en el entorno o que afecten al mantenimiento de la línea en servicio, se pondrán en conocimiento del técnico del alimentador de inmediato y como plazo máximo se informará antes de finalizar la jornada laboral del día.

En caso de existir diferencias entre los esquemas unifilares y los datos de terreno, (secciones, límites de zona, equipos de protección, equipos de operación, estructuras, etc.), éstos serán incorporados en el esquema unifilar de terreno y enviados a las áreas responsables de la actualización al término de la jornada de revisión.

El objetivo de la inspección es detectar todas aquellas circunstancias con posibilidad de repercutir en la seguridad de las personas, el medio ambiente, las instalaciones, o que puedan afectar a la continuidad del suministro eléctrico.

La periodicidad de esta inspección, vendrá fijada a criterio del responsable del alimentador, valorando el grado de incidencia y clasificación del nivel de la Línea.

Como resultado de los diferentes tipos de inspección se determinan los defectos que deben ser corregidos. Estos defectos se clasifican según su grado de criticidad en:

- A (Críticos)
- B (Mayores)
- C (Menores)

Los defectos de criticidad tipo A son aquellos en los cuales la razón o la experiencia determinan la existencia de un riesgo notorio que implica un peligro en un tiempo corto, para las personas, bienes o el medio. El tiempo máximo de corrección del defecto es de una semana a partir de su constatación.

Los defectos de criticidad tipo B son aquellos en los cuales la razón o la experiencia, determina la no existencia de un peligro inmediato para la seguridad de las personas, bienes o el medio, pero que sí pueden originar un fallo en la instalación, o que pueden reducir la capacidad de utilización.

El tiempo estándar de corrección del defecto es de tres meses a partir de su constatación.

Los defectos de criticidad tipo C son aquellos en los cuales la razón o la experiencia determina la no existencia de un peligro inmediato para la seguridad de las personas, bienes o el medio, no perturban el funcionamiento de las instalaciones, y en los que la desviación observada no tiene un valor significativo para el uso efectivo o el buen funcionamiento de las instalaciones.

El tiempo de corrección estándar del defecto es de un año a partir de su constatación.

Aunque la mayoría de los defectos reales pueden tener asignada una criticidad estándar, la jefatura de Mantenimiento o supervisores responsables de la inspección asignarán la

verdadera criticidad, que estará condicionada por factores relativos a la zona y al tamaño del alimentador, inclusive para los casos críticos puede solicitar el corte inmediato del servicio en coordinación con el Centro de Control de Operaciones.

Las deficiencias detectadas por OSINERG, podrán tener tiempos de corrección distintos del estándar en función de las directivas, compromisos asumidos, o bien, por la disponibilidad del presupuesto.

2.4. Mantenimiento en Redes Aéreas de MT

A efectos de estrategias de mantenimiento, las líneas aéreas de media tensión (alimentadores de media tensión) se clasificarán en tres grupos (A, B, C) definidos por: la tensión de funcionamiento, su incidencia en el mercado, su entorno, paso por zona urbana, estado actual de deterioro y la tecnología.

Podrán cambiar su nivel de clasificación las líneas aéreas de media tensión que cumplan alguno de los siguientes requisitos:

- Por condiciones ambientales.
Líneas situadas en zonas de condiciones muy adversas. (Cementerías, salinidad, polígonos químicos, canteras, etc.)
- Por su estado.
Líneas muy deterioradas o por su antigüedad significan un riesgo para la continuidad del servicio eléctrico.
- Por sensibilidad, criticidad de mercado y redundancia.
Líneas que alimentan a un mercado singular, refinerías y/o fábricas de gran consumo.

Las operaciones de corrección y mejora que se realicen en una instalación obligarán a replantear una nueva clasificación de la línea.

2.5. Mantenimiento en Subestaciones de Distribución

A efectos de estrategias de mantenimiento, las subestaciones de distribución se clasifican en tres grupos definidos por: SED Convencionales, SED Compactas y SED Aéreas.

2.6. Clasificación de los alimentadores de media tensión

Para efectos de estrategia de mantenimiento y una mejor utilización de los recursos, se proponen separar las instalaciones en tres niveles de clasificación, A, B y C, considerando como:

2.6.1 Alimentadores Importantes:

Aquellas que por su requerimiento de disponibilidad, ante una salida de servicio, tiene mayor repercusión en los indicadores de calidad de servicio y opinión pública (Sedes de gobierno, centrales de comunicación, canales de televisión, hospitales, etc.).

2.6.2 Alimentadores Críticos:

Aquellas que por una salida de servicio, tiene un impacto negativo en los indicadores de calidad de servicio y afecta directamente a los montos de compensación.

2.6.3 Alimentadores Estacionales:

Aquellas que por su ubicación geográfica tienen un impacto negativo ante una salida de servicio del alimentador (zonas de playa).

CAPITULO III PROCESOS A OPTIMIZAR

De lo expuesto líneas arriba se identifica que en el proceso de revisión de la red aérea o subestación eléctrica, solo se identifican puntos críticos, en donde solo se realizará lo suficiente y necesario para evitar alguna interrupción en el corto plazo, no considerándose un mantenimiento de mayor envergadura, para evitar problemas a largo plazo, ya que por el clima y/o por la corrosión existente en la zona de concesión debería tomar un papel mas importante.

3.1. Objetivo Principal:

Garantizar la calidad del servicio eléctrico así como evitar las interrupciones imprevistas del servicio, mediante un adecuado programa de mantenimiento que asegure el funcionamiento y la seguridad en las operaciones en las redes e instalaciones de distribución y alumbrado público.

3.2. Objetivos Específicos:

La Gestión del Departamento de Mantenimiento Distribución está alineada con la política y objetivo de la Empresa, para el cumplimiento de estos objetivo y realizar las actividades de mantenimiento de manera ordenada y eficiente la Jefatura define los siguientes objetivos como los más relevantes:

- Analizar la información relacionada con los procesos de gestión del departamento y las instalaciones de distribución.
- Evaluar y proponer la aplicación de medidas preventivas, correctivas y mejoras necesarias para optimizar los procesos operativos, aumentar la productividad del personal y asegurar el cumplimiento de las metas del Departamento.

- Mantener las instalaciones de distribución en condiciones óptimas de operación garantizando la seguridad para las personas, el medio ambiente y disminuyendo las compensaciones por calidad de suministro.
- Extender la vida económica de los activos relevantes del sistema de distribución, haciendo un uso eficiente del presupuesto asignado.
- Ejecutar las soluciones del cumplimiento del procedimiento 011-2004-OS/CD y modificatoria, de forma preventiva para evitar la aparición de fallas relacionadas con dicho procedimiento.
- Revisar las redes de distribución buscando las fallas que podrían causar interrupciones y afectar la seguridad o la integridad de las instalaciones.
- Reducir el riesgo de accidentes por incumplimiento en las distancias mínimas de seguridad.
- Atender los reclamos técnicos, ODAS y anomalías reportadas por las diferentes áreas de Luz del Sur y los oficios del OSINERGMIN relacionados a temas de fiscalización.
- Coordinar con Telefónica para eliminar los casos de riesgo por proximidades de las líneas de telecomunicación con líneas energizadas de distribución.

3.3. Estrategias de Mantenimiento

Involucra las actividades de mantenimiento divididas en dos grupos: programado y no programado. Estas actividades están orientadas a determinar el estado de las redes e instalaciones de distribución, reducir la frecuencia de interrupciones (imprevistas y programadas) y eliminar condiciones subestándares en las instalaciones eléctricas, garantizando su seguridad, así como la calidad del suministro.

3.4. Tipo de Mantenimiento

3.4.1 Mantenimiento Programado

3.4.1.a Mantenimiento Basado en Tiempo

Es el desarrollo de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, definidas en el tiempo y elaboradas en función de los factores ambientales tales como la polución, la contaminación ambiental, la humedad, el crecimiento de la vegetación (árboles) y la permeabilidad de los suelos. Este plan contempla las siguientes actividades programadas:

- Limpieza en caliente de subestaciones convencionales, considerando como prioridad las subestaciones convencionales subterráneas.
- Poda de árboles con la red energizada (en caso exista vegetación cercana a las subestaciones y redes áreas)
- Lavado de aisladores en subestaciones aéreas y estructuras de media tensión Se efectúa en promedio dos veces al año en las zonas de mayor polución y antes de la temporada de verano.
- Mantenimiento de pozos de tierra, que contempla la medición, la aplicación de solución salina y la revisión de las conexiones del sistema de puesta a tierra.
- Mantenimiento preventivo de transformadores, el cual incluye cambio de aceite y empaques.
- Inspección, coordinación y mantenimiento de equipos relés para la protección de redes y subestaciones.
- Mantenimiento preventivo de interruptores, que incluye barnizado, cambio de empaques y visores, revisión de contactos, así como el mantenimiento a los seccionadores de potencia.
- Identificación y Subsanación de anomalías relacionadas al procedimiento 011 2004 OS / CD.
- El mantenimiento basado en el tiempo, el cual considera también el mantenimiento en frío de los diferentes tipo de subestaciones (convencionales, áreas y bóvedas) vía el programa de anual de mantenimiento.
- Atención de reclamos, ODAS, llamadas RT 100, RT 200 y RT 211.

3.4.2.b Mantenimiento Basado en Condición

El análisis de fallas, la vida útil de las instalaciones, la criticidad de los alimentadores y la magnitud de los alimentadores determinan el plan de mantenimiento basado en la condición, así como las instalaciones de alumbrado.

Este plan contempla las siguientes actividades programadas, orientadas a obtener información del estado y comportamiento de las redes e instalaciones:

- Inspecciones de subestaciones y redes aéreas de distribución.

- Medición de temperatura y carga de los equipos y conductores.
- Termografía para evaluar el estado de las subestaciones y redes de B.T. y M.T. a fin de detectar con antelación fallas que pudieran producirse, tales como falsos contactos y sobre cargas.
- Reacondicionamiento o sustitución de partes en un equipo una vez que han fallado, el cual permanece en estado provisional hasta programar su intervención en el circuito.
- Rotación de transformadores para prolongar su vida útil, para lo cual se realizan mediciones de carga que permiten la elaboración de programa de rotación de estos activos, previo mantenimiento del equipo a instalar.
- Identificación y cambio de tabiques con contenido de asbesto.
- Subsanación de las anomalías relacionadas con el procedimiento 011 2004 OS / CD y los reclamos de clientes.
- Atención y corrección de casos sobre DMS, para preservar la seguridad de las personas y las instalaciones de distribución.
- Protección de las instalaciones de distribución en casos de DMS.

3.4.2 Mantenimiento No Programado

3.4.2.a Reparaciones de emergencia

Consiste en el reacondicionamiento o sustitución de partes en equipos o instalaciones de distribución una vez que han fallado y ocurre de urgencia o emergencia, éstas reparaciones se consideran como provisional, que luego son programadas para la subsanación definitiva.

3.4.2.b Esquema de Mantenimiento

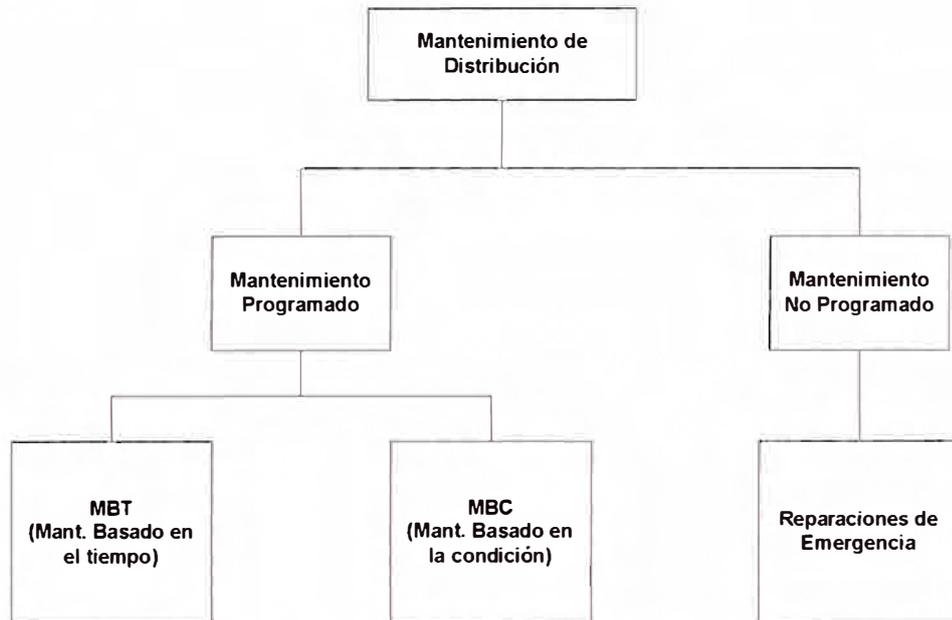


Figura 3.1
Esquema de mantenimiento

3.4.2.c Priorización de Alimentadores

Se establecen 3 tipos de alimentadores:

- **Importantes:** Son aquellos alimentadores ubicados en zonas de alta afluencia de público, hospitales, centros comerciales, clientes importantes, etc.
- **Estacionales:** Son aquellos que, según las diferentes épocas del año, presentan un aumento en su demanda promedio, o que, por las características ambientales propias de la zona, requieren una frecuencia de mantenimiento diferente al resto de alimentadores (es el caso de las zonas costeras o de sierra en verano).
- **Vulnerables:** Son aquellos que debido a su configuración radial el impacto en caso de una interrupción es significativo.

A cada uno de estos tipos de alimentadores le corresponde frecuencias diferentes de inspección y mantenimiento.

3.4.2.d Metodología de Inspecciones

Para realizar las inspecciones del Sistema de Distribución se debe mantener la premisa de trabajar en condiciones seguras, para evitar percances que originen daños al personal, las instalaciones eléctricas y el medio ambiente.

Es esencial que los técnicos encargados de la inspección verifiquen el cumplimiento de los procedimientos relacionados con el trabajo y/o inspección a realizar.

Para realizar las inspecciones se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Asignar el personal debidamente capacitado, indicando el circuito a inspeccionar y la ubicación del mismo.
- El personal debe estar en buenas condiciones físicas y anímicas.
- Consultar los esquemas unifilares para la correcta identificación.
- Consultar las bases históricas de mantenimiento de las instalaciones a inspeccionar.
- Verificar que los equipos, herramientas y equipamiento de protección personal se encuentren en buenas condiciones.
- Analizar las condiciones de trabajo y que no existan elementos extraños en las instalaciones (aves, roedores, etc.).
- Señalizar la zona de trabajo en caso de ser necesaria esta medida, sobre todo en el ingreso a subestaciones subterráneas.
- En todo momento se debe respetar las distancias mínimas de seguridad a puntos con tensión.
- La información obtenida deberá ser llenada en los formatos de inspección correspondiente para el tipo de inspección que se está realizando así como las tomas fotografías de las condiciones de las instalaciones.
- En caso de detectar alguna anomalía que representa riesgo para la continuidad del servicio eléctrico o riesgo público, se deberá informar inmediatamente a la jefatura del área para su asignación a los departamentos correspondiente.

CAPITULO IV: METODOLOGÍA DE PRIORIZACIÓN DE CIRCUITOS

La metodología utilizada en la priorización dada, se calcula asignando pesos a los alimentadores importantes, vulnerables y estacionales de acuerdo al tamaño, última fecha de intervención en caliente y última fecha de intervención en frío, quedando establecido que el mantenimiento en caliente nos permite mantener el activo en óptimo estado de funcionamiento por un periodo determinado, mas no me permite mantener a mi activo por mas de 2 años en óptimas condiciones de operatividad.

4.1. Cálculo de pesos:

Peso mantenimiento (25%):

$(01/02/2007 - \text{última fecha frío}) + (01/02/2007 - \text{última fecha caliente}) / (\text{hoy} - 01/01/2005)$

Peso críticos 2007 (50%):

$(\text{Mwh interrumpidos} / \text{Alim mayor Mwh interrumpidos}) * (\text{frecuencia de interrupciones} / \text{Alim mayor frecuencia de interrupciones})$

Peso anomalías (5%):

$\# \text{ anomalías} / \text{Alimentador con más anomalías}$

Peso clientes (10%):

$(\text{cantidad clientes}) / (\text{alimentador con mas clientes})$

Peso energía (10%):

$(\text{energía alimentador}) / (\text{energía alimentador mayor})$

Tabla 4.1

Lista de circuitos priorizados para atención de mantenimiento en frío.

Alim	Red aérea (m)	Postes MT	Sub. Aéreas	PMI	Total Estruct.	Estruc. a lavar	25%	50%	5%	10%	10%	Prioridad
							Peso Manto (frío + caliente)	Peso anomalías	Peso críticos 2007	Peso clientes	Peso energía	
C18	264	14	4	1	19	18	2.0	0	0.0	0.5	0.5	0.61
SL7	974	16	3	3	22	19	2.0	0	0.0	0.5	0.6	0.61
Z8	1,725	36	9	2	47	45	2.0	0	0.0	0.4	0.6	0.60
Z17	3,173	50	4	0	54	54	2.0	0	0.0	0.5	0.4	0.59
Z3	2,085	36	3	3	42	39	2.0	0	0.0	0.3	0.5	0.59
Z7	398	9	1	3	13	10	2.0	0	0.0	0.4	0.5	0.58
CH22	1,764	28	0	0	28	28	2.0	0	0.0	0.0	0.8	0.58
G13	217	6	2	1	9	8	2.0	0	0.0	0.5	0.3	0.58
ST24	1,661	25	0	0	25	25	2.0	0	0.0	0.0	0.8	0.58
Z11	703	10	7	0	17	17	2.0	0	0.0	0.4	0.4	0.58
Z6	355	8	6	0	14	14	2.0	0	0.0	0.4	0.4	0.58
U7	343	9	4	0	13	13	2.0	0	0.0	0.3	0.4	0.58
SL9	1,213	25	5	1	31	30	2.0	0	0.0	0.4	0.4	0.57
U19	299	8	5	0	13	13	2.0	0	0.0	0.3	0.3	0.56
G16	2	7	1	2	10	8	2.0	0	0.0	0.3	0.3	0.56
SI11	69	1	3	1	5	4	2.0	0	0.0	0.1	0.5	0.56
Z16	345	9	7	0	16	16	2.0	0	0.0	0.2	0.4	0.56
U6	583	16	0	0	16	16	2.0	0	0.0	0.2	0.4	0.56
C16	89	1	7	3	11	8	2.0	0	0.1	0.1	0.4	0.56
VM17	1,394	25	8	2	35	33	2.0	0	0.0	0.2	0.3	0.55
IG14	342	7	0	0	7	6	2.0	0	0.0	0.1	0.4	0.55
U13	150	3	3	1	7	6	2.0	0	0.0	0.1	0.3	0.54
SI17	116	3	1	0	4	4	2.0	0	0.0	0.1	0.2	0.54
SI14	228	4	2	1	7	6	2.0	0	0.0	0.1	0.2	0.54
PL1	696	14	7	1	22	21	2.0	0	0.0	0.1	0.2	0.54
CH21	2,506	47	0	0	47	47	2.0	0	0.0	0.0	0.3	0.53
U10	336	6	1	4	11	7	2.0	0	0.0	0.1	0.2	0.53
C19	230	6	6	0	12	12	2.0	0	0.0	0.1	0.2	0.53
A3	1,450	26	0	0	26	26	2.0	0	0.0	0.0	0.2	0.52
SU1	32,478	136	12	0	148	12	2.0	0	0.0	0.1	0.0	0.51
SM11	6,989	49	6	2	57	55	2.0	0	0.0	0.1	0.1	0.51
G8	44	2	0	0	2	2	2.0	0	0.0	0.0	0.1	0.51
G4	44	2	0	0	2	2	2.0	0	0.0	0.0	0.1	0.51
SU3	27,286	167	12	1	180	7	2.0	0	0.0	0.0	0.0	0.51
SU4	483	5	1	1	7	6	2.0	0	0.0	0.0	0.1	0.51
G3	44	2	0	0	2	2	2.0	0	0.0	0.0	0.0	0.51
SR2	98	3	2	1	6	5	2.0	0	0.0	0.0	0.0	0.50
SU2	10	4	0	1	5	4	2.0	0	0.0	0.0	0.0	0.50
IG23	2,896	62	0	0	62	62	2.0	0	0.0	0.0	0.0	0.50
SA20	10,481	190	51	0	241	230	1.6	0	0.0	0.7	0.3	0.49
A16	1,758	18	9	8	35	27	1.6	0	0.0	0.1	0.5	0.48
CH5	4,508	86	17	6	109	103	1.5	0	0.0	0.5	0.6	0.49
MO11	799	2	4	6	12	6	1.7	0	0.0	0.0	0.3	0.46
MO22	9233	174	33	5	212	206	1.2	0	0.1	0.6	0.6	0.44
A18	663	56	13	0	69	69	1.6	0	0.0	0.1	0.4	0.44
SA19	14,050	170	23	14	207	175	1.7	0	0.0	0.0	0.2	0.44
SJ2	9,836	162	33	3	198	192	1.4	0	0.0	0.5	0.3	0.44
VM15	6,486	94	26	0	120	117	1.4	0	0.1	0.8	0.5	0.47
PL6	15,186	279	44	3	326	278	1.2	0	0.0	0.5	0.6	0.41
SJ4	8,005	125	22	1	148	147	1.0	0	0.0	0.8	0.5	0.39
IG11	10,188	146	42	4	192	188	1.0	0	0.0	0.7	0.6	0.38
SJ5	12,637	210	40	3	253	250	1.1	0	0.0	0.8	0.4	0.39
L3	12,325	159	26	5	190	151	1.6	0	0.0	0.2	0.2	0.43

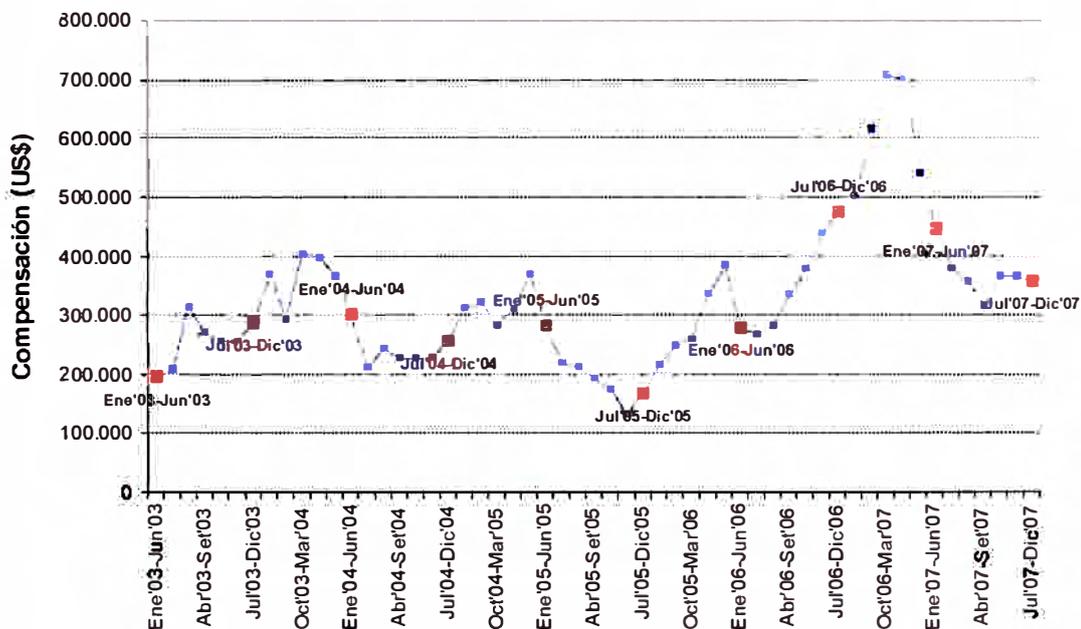
Alim	Red aérea (m)	Postes MT	Sub. Aéreas	PMI	Total Estruct.	Estruct. a lavar	Peso Manto (frío + caliente)	Peso anomalías	Peso críticos 2007	Peso clientes	Peso energía	Prioridad
SA17	13,176	212	52	0	264	264	1.4	0	0.0	0.6	0.3	0.44
ST21	15,994	278	33	13	324	311	1.2	0	0.0	0.3	0.6	0.39
SJ1	19,298	285	43	11	339	323	1.5	0	0.0	0.3	0.4	0.43
Z19	375	15	4	0	19	19	1.0	0	0.0	0.6	0.6	0.36
PL5	3,381	33	13	2	48	46	1.4	0	0.0	0.1	0.4	0.39
SL3	150	48	3	1	52	51	1.4	0	0.0	0.3	0.4	0.43
SJ6	3,229	68	19	3	90	87	1.4	0	0.0	0.2	0.3	0.41
MO14	646	3	11	4	18	14	1.4	0	0.0	0.3	0.5	0.43
SL15	1,712	32	9	6	47	41	1.2	0	0.1	0.1	0.6	0.38
ST13	5,519	101	14	4	119	115	1.1	0	0.0	0.4	0.4	0.36
PR21	1,933	44	1	2	47	45	1.1	0	0.0	0.0	0.9	0.36
IG12	3,304	55	16	5	76	71	1.0	0	0.0	0.4	0.6	0.35
L22	1570	17	0	1	18	17	1.0	0	0.0	0.0	0.9	0.34
SA12	11,107	157	32	1	190	173	1.2	0	0.0	0.4	0.2	0.36
VM10	2,785	54	11	1	66	65	1.1	0	0.0	0.5	0.3	0.36
SL5	1,398	36	7	1	44	43	1.3	0	0.0	0.3	0.3	0.39
SC11	12,137	216	41	5	262	256	1.1	0	0.0	0.5	0.4	0.35
SI12	1,366	32	3	0	35	35	1.0	0	0.0	0.5	0.4	0.34
HP1	16,862	307	33	1	341	319	1.4	0	0.0	0.2	0.2	0.40
VM11	4,516	70	12	7	89	81	1.0	0	0.0	0.4	0.4	0.34
U15	951	19	9	1	29	28	1.0	0	0.0	0.4	0.5	0.33
ST14	8,330	142	29	1	172	171	1.0	0	0.0	0.5	0.3	0.33
Z1	1,785	31	4	0	35	35	1.0	0	0.0	0.3	0.5	0.33
SL2	2,433	48	8	4	60	56	1.4	0	0.0	0.1	0.3	0.38
SL11	359	13	3	1	17	16	1.0	0	0.0	0.4	0.4	0.33
Z10	737	16	4	0	20	20	1.0	0	0.0	0.3	0.4	0.33
A20	3,827	76	12	1	89	88	1.0	0	0.0	0.5	0.3	0.33
G21	152	3	2	1	6	5	1.0	0	0.0	0.4	0.3	0.32
U4	1,717	31	5	0	36	36	1.0	0	0.0	0.3	0.4	0.32
SL17	2,882	55	11	13	79	66	1.0	0	0.0	0.1	0.6	0.32
C9	706	12	5	2	19	17	1.0	0	0.0	0.3	0.4	0.32
B5	1,083	32	4	2	38	36	1.1	0	0.0	0.3	0.3	0.33
ST11	5,805	167	41	0	208	208	1.0	0	0.0	0.4	0.3	0.32
PR11	7,207	110	13	8	131	123	1.4	0	0.0	0.1	0.3	0.39
A1	3,085	43	10	5	58	53	1.4	0	0.0	0.1	0.3	0.39
A11	1,446	47	9	8	64	45	1.0	0	0.0	0.1	0.6	0.32
SL1	2,930	50	8	10	68	58	1.0	0	0.0	0.1	0.6	0.32
B4	1,086	36	7	0	43	43	1.0	0	0.0	0.2	0.4	0.31
SI20	356	6	5	0	11	11	1.0	0	0.0	0.3	0.4	0.31
B11	3,665	61	3	8	72	64	1.2	0	0.0	0.1	0.3	0.32
Z18	272	5	3	0	8	8	1.0	0	0.0	0.3	0.3	0.31
SC20	17,726	374	55	6	435	429	1.0	0	0.0	0.2	0.4	0.32
G15	164	60	12	1	73	72	1.0	0	0.0	0.3	0.3	0.30
C6	376	7	6	2	15	13	1.0	0	0.0	0.2	0.3	0.30
B13	1,903	38	7	3	48	45	1.2	0	0.0	0.2	0.2	0.34
PL3	4,855	73	20	3	96	93	1.0	0	0.0	0.1	0.4	0.30
B2	267	13	5	0	18	18	1.0	0	0.0	0.2	0.3	0.30
A17	2,690	43	5	19	67	48	1.0	0	0.0	0.0	0.5	0.30
SI2	148	2	3	1	6	5	1.0	0	0.0	0.1	0.4	0.30
A14	1,126	23	1	0	24	20	1.1	0	0.0	0.0	0.4	0.31
VM1	2,064	25	5	2	32	20	1.0	0	0.0	0.2	0.2	0.30
A6	3,845	78	6	4	88	84	1.0	0	0.0	0.1	0.3	0.29
Z13	333	8	0	1	9	8	1.0	0	0.0	0.1	0.3	0.30
C12	295	4	2	0	6	6	1.0	0	0.0	0.2	0.3	0.29
PL7	6,552	85	10	2	97	95	1.0	0	0.0	0.2	0.2	0.29
C15	541	13	1	2	16	14	1.0	0	0.0	0.0	0.3	0.29
SL8	2,342	22	8	2	32	16	1.0	0	0.0	0.2	0.2	0.29
A22	843	37	6	2	45	33	1.0	0	0.0	0.1	0.3	0.29
C17	425	9	1	4	14	10	1.0	0	0.0	0.1	0.3	0.29

Alim	Red aérea (m)	Postes MT	Sub. Aéreas	PMI	Total Estruct.	Estruc. a lavar	Peso Mantto (frío + caliente)	Peso anomalías	Peso críticos 2007	Peso clientes	Peso energía	Prioridad
Z14	463	7	3	1	11	10	1.0	0	0.0	0.1	0.2	0.29
G14	6	1	1	1	3	2	1.0	0	0.0	0.1	0.2	0.28
G11	596	14	3	1	18	17	1.0	0	0.0	0.1	0.2	0.28
G19	140	1	3	0	4	4	1.0	0	0.0	0.1	0.2	0.28
SL14	1,057	12	2	0	14	14	1.0	0	0.0	0.1	0.1	0.27
A8	6,413	51	0	5	56	51	1.0	0	0.0	0.0	0.2	0.27
G5	51	5	0	0	5	5	1.0	0	0.0	0.1	0.1	0.26
A9	1,330	23	3	10	36	26	1.0	0	0.0	0.0	0.1	0.26
SC13	3,743	55	10	0	65	65	1.0	0	0.0	0.0	0.1	0.26
BB2	9,812	58	9	0	67	9	1.0	0	0.0	0.0	0.0	0.25
HP5	2,013	27	0	0	27	27	1.0	0	0.0	0.0	0.0	0.25
VM14	9,162	151	27	0	178	173	0.9	0	0.6	0.7	0.5	0.37
B8	4,454	99	15	3	117	113	0.6	0	0.0	0.6	0.5	0.25
B6	230	9	3	2	14	12	0.7	0	0.0	0.3	0.3	0.22
SJ3	9,348	194	52	1	247	246	0.2	0	0.0	0.9	0.5	0.19
ST12	12,346	181	46	0	227	225	0.4	0	0.0	0.7	0.4	0.21
CH6	7,210	138	30	15	183	168	0.5	0	0.0	0.2	0.6	0.21
PA4	13,911	227	71	1	299	294	0.2	0	0.0	1.0	0.3	0.18
CH4	15,907	279	47	6	332	322	0.6	0	0.0	0.6	0.5	0.25
A2	994	5	0	0	5	5	0.5	0	0.0	0.0	0.5	0.18
NA4	20,023	287	72	2	361	299	0.3	0	0.0	0.9	0.3	0.21
L4	12,741	205	36	5	246	241	0.6	0	0.0	0.2	0.2	0.20
SC21	5,433	105	11	1	117	116	0.4	0	0.0	0.1	1.0	0.21
B7	2,112	25	12	0	37	29	0.5	0	0.0	0.3	0.3	0.20
A13	1,076	22	3	8	33	25	0.6	0	0.3	0.0	0.5	0.21
CH8	2,263	52	4	16	72	51	0.6	0	0.0	0.1	0.6	0.23
VM16	3,965	84	20	3	107	103	0.3	0	0.0	0.6	0.4	0.16
NA6	25,587	376	87	3	466	463	0.2	0	0.0	0.7	0.4	0.16
VM2	7,225	141	39	3	183	157	0.1	0	0.0	0.9	0.4	0.14
VM7	9,691	171	40	3	214	197	0.4	0	0.0	0.8	0.3	0.20
PA6	15,338	218	61	0	279	275	0.2	0	0.0	0.8	0.3	0.16
NA1	13,273	241	40	5	286	272	0.3	0	0.0	0.3	0.6	0.17
CH1	9,829	194	52	5	251	240	0.2	0	0.0	0.7	0.4	0.17
SC10	11,979	202	52	7	261	254	0.3	0	0.0	0.4	0.5	0.16
SA18	10,302	146	44	0	190	190	0.4	0	0.1	0.4	0.2	0.17
B1	1,235	28	8	2	38	36	0.0	0	0.0	0.6	0.6	0.12
A5	7,426	73	4	0	77	75	0.1	0	0.0	0.4	0.6	0.13
SL4	3,029	82	33	0	115	115	0.1	0	0.0	0.6	0.4	0.14
SA16	19,959	246	57	3	306	291	0.5	0	0.0	0.6	0.4	0.21
PL8	70,725	759	106	6	871	710	0.3	0	0.0	0.6	0.3	0.17
VM5	2,816	77	17	0	94	93	0.1	0	0.0	0.6	0.4	0.12
SR9	7,109	161	28	1	190	127	0.5	0	0.0	0.3	0.2	0.17
G7	1,575	77	21	0	98	98	0.7	0	0.0	0.3	0.4	0.24
C4	1,458	57	17	1	75	74	0.6	0	0.0	0.3	0.4	0.22
SR1	14,139	247	58	2	307	305	0.1	0	0.0	0.5	0.3	0.11
L5	18,238	230	20	6	256	235	0.6	0	0.0	0.1	0.2	0.18
HP7	9,645	144	20	4	168	164	0.3	0	0.0	0.3	0.4	0.14
HP6	11,940	184	32	9	225	214	0.4	0	0.0	0.0	0.4	0.15
CH3	11,742	158	22	4	184	172	0.5	0	0.0	0.4	0.3	0.21
L2	50,014	731	109	12	852	824	0.6	0	0.0	0.3	0.3	0.21
SA14	7,587	223	62	0	285	278	0.1	0	0.0	0.7	0.3	0.11
PR12	11,352	179	31	2	212	205	0.6	0	0.0	0.3	0.2	0.19
C5	1,448	62	13	0	75	35	0.6	0	0.0	0.3	0.3	0.21
B3	2,503	55	15	1	71	64	0.1	0	0.0	0.4	0.5	0.11
VM12	4,836	84	16	4	104	100	0.3	0	0.0	0.3	0.5	0.16
SR8	28,674	139	13	1	153	0	0.5	0	0.0	0.0	0.0	0.13
G6	1,793	69	12	1	82	81	0.4	0	0.0	0.3	0.3	0.15
G10	125	3	1	0	4	4	0.4	0	0.0	0.2	0.2	0.14
MO12	153	33	11	0	44	44	0.2	0	0.0	0.3	0.5	0.12

Alim	Red aérea (m)	Postes MT	Sub. Aéreas	PMI	Total Estruct.	Estruc. a lavar	Peso Manto (frío + caliente)	Peso anomalías	Peso críticos 2007	Peso clientes	Peso energía	Prioridad
PA3	13,316	211	59	0	270	270	0.1	0	0.0	0.6	0.2	0.11
IG15	2,022	42	6	5	53	48	0.4	0	0.0	0.1	0.5	0.16
PA5	11,685	193	38	6	237	218	0.0	0	0.0	0.6	0.3	0.09
PL4	9,692	87	24	2	113	111	0.2	0	0.0	0.4	0.3	0.11
CH2	10,623	189	27	0	216	213	0.4	0	0.0	0.3	0.2	0.14
B12	8,280	145	14	3	162	159	0.0	0	0.0	0.3	0.5	0.09
SI7	143	4	9	0	13	13	0.0	0	0.0	0.3	0.5	0.09
G9	1,807	49	11	1	61	60	0.3	0	0.0	0.4	0.3	0.13
HP2	25,623	379	51	5	435	375	0.2	0	0.0	0.3	0.3	0.11
MO13	4,958	55	24	8	87	79	0.2	0	0.0	0.3	0.4	0.11
SA13	13,106	218	55	5	278	264	0.0	0	0.0	0.3	0.3	0.08
G1	132	7	1	0	8	8	0.2	0	0.0	0.1	0.4	0.09
A23	1,045	16	2	1	19	18	0.2	0	0.0	0.1	0.3	0.10
C2	300	9	2	2	13	11	0.1	0	0.0	0.4	0.3	0.09
BJ3	57,556	651	651	4	1306	720	0.3	0	0.0	0.3	0.2	0.13
S5	54,063	647	57	25	729	584	0.3	0	0.0	0.3	0.3	0.14
C10	990	18	3	2	23	21	0.2	0	0.0	0.1	0.3	0.09
SA15	9,376	152	44	3	199	196	0.0	0	0.0	0.4	0.3	0.07
A7	2,214	42	12	5	59	52	0.0	0	0.0	0.1	0.6	0.07
VM13	2,639	73	16	2	91	77	0.1	0	0.0	0.4	0.2	0.08
C7	388	20	4	0	24	23	0.1	0	0.0	0.1	0.4	0.07
S1	11,713	190	18	3	211	203	0.6	0	0.0	0.2	0.1	0.17
SR5	10,080	180	31	0	211	168	0.2	0	0.0	0.2	0.2	0.09
IG13	1,083	37	3	1	41	52	0.1	0	0.0	0.0	0.5	0.07
HP8	12,262	243	33	5	281	274	0.1	0	0.0	0.1	0.5	0.08
L6	19,358	253	27	6	286	278	0.4	0	0.0	0.1	0.1	0.13
S2	30,872	234	33	7	274	127	0.2	0	0.0	0.3	0.2	0.10
HP3	12,948	206	30	5	241	236	0.2	0	0.0	0.1	0.3	0.09
SR3	12,561	166	29	0	195	170	0.2	0	0.0	0.2	0.1	0.08
C1	664	12	3	1	16	15	0.0	0	0.0	0.2	0.2	0.05
NA5	3,277	53	30	0	83	83	0.0	0	0.0	0.3	0.2	0.05
ST15	5,138	83	18	2	103	101	0.0	0	0.0	0.1	0.3	0.05
C8	2,194	40	4	1	45	44	0.0	0	0.0	0.1	0.3	0.05
A15	1,097	27	6	2	35	33	0.0	0	0.0	0.1	0.4	0.05
BJ1	15,917	230	230	4	464	259	0.2	0	0.0	0.2	0.1	0.07
BJ22	21,790	377	377	21	775	381	0.4	0	0.1	0.1	0.1	0.12
NA3	19,388	327	45	2	374	334	0.0	0	0.0	0.3	0.2	0.04
NA2	27,174	465	69	1	535	448	0.0	0	0.0	0.2	0.2	0.05
PL2	1,950	60	5	2	67	65	0.2	0	0.0	0.0	0.1	0.06
BJ2	41,727	349	349	13	711	314	0.3	0	0.0	0.1	0.1	0.10
A21	7,753	66	5	11	82	71	0.2	0	0.0	0.0	0.2	0.06
L1	4,607	71	3	1	75	74	0.2	0	0.0	0.0	0.2	0.06
BB1	46,935	483	19	1	503	19	0.2	0	0.0	0.0	0.0	0.05
S4	22,490	130	6	1	137	135	0.2	0	0.0	0.0	0.0	0.06

CONCLUSIONES

La priorización dada viene dando resultados aceptables, ya que se pudo detener el incremento sostenido de compensaciones semestrales, es así que el semestre móvil muestra una caída significativa en los semestres de Julio 2006 – Febrero 2006 y así sucesivamente como se indica en el gráfico.



Evolución de la compensación móvil

Queda demostrado que dejar de realizar mantenimiento en frío es perjudicial para los activos y esto se ve reflejado en los indicadores, tales como la compensación, es así que de ahora en adelante se propone no tener restricciones en el mantenimiento en frío y de ser necesario se realizará porque esto asegurará la continuidad del servicio eléctrico, uno de los principales objetivos de la Empresa.

En la elaboración de presupuestos se deberá considerar una equidad en la participación de la calidad como en la seguridad, para así llegar a un equilibrio y cumplimiento de los estándares requeridos por los objetivos de la Empresa.

ANEXOS

**NORMAS LEGALES Y OPERATIVAS
RELACIONADAS CON ACTIVIDADES DEL
SECTOR ELECTRICO**

Normas legales y operativas relacionadas con actividades del sector eléctrico

Las principales normas legales y operativas relacionadas con el sector eléctrico, donde la Compañía desarrolla sus actividades son como sigue:

(a) Ley de Concesiones Eléctricas

La actividad económica de la Compañía se rige por el Decreto Ley No. 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante Ley de Concesiones), modificado por la Ley No. 28447, y su reglamento aprobado por el Decreto Supremo No. 009-93-EM, modificado por el Decreto Supremo No. 025-2006-EM (en adelante el Reglamento), en virtud de la concesión definitiva de distribución de energía eléctrica otorgada a la Compañía a plazo indefinido, mediante un contrato suscrito con el Ministerio de Energía y Minas, según lo establecido por el Artículo 6 de la Ley de Concesiones y de conformidad con la Resolución Suprema No. 107-96-EM del 28 de noviembre de 1996.

De acuerdo con la Ley de Concesiones, el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución. A partir de octubre de 2000 el sistema eléctrico peruano está conformado por un solo Sistema Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas aislados. La Compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de distribución de energía eléctrica y forma parte del SINAC.

De acuerdo a la Ley de Concesiones, las operaciones de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión están sujetas a las disposiciones establecidas por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC. El COES-SINAC se encarga de coordinar la operación del sistema al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SINAC regula los precios de transferencia de potencia y energía entre los generadores, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión.

(b) Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica

El 23 de julio de 2006, se publicó la Ley 28832 que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones. Esta nueva Ley, que está siendo reglamentada de forma parcial según cada uno de los aspectos principales que contempla, establece como sus objetivos principales: (a) asegurar la generación de energía suficiente y eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de los precios, reducir los riesgos por falta de energía, y asegurar al consumidor final una tarifa mas competitiva, (b) reducir la intervención administrativa en la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado, y (c) propiciar una competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales aspectos contemplados por la nueva Ley son como sigue:

Las empresas generadoras no pueden contratar con usuarios libres y distribuidores una potencia y energía firme mayor a la que produzcan o hubieran contratado con terceros.

La venta de energía que efectúen los generadores a los distribuidores, destinada al servicio público de electricidad, se realizará mediante: (i) contratos sin licitación, en cuyo caso los precios no podrán ser superiores a los precios en barra calculados según lo establecido por la Ley de Concesiones, y, (ii) contratos que resulten de licitaciones.

Los distribuidores están obligados a iniciar el proceso de licitación para el suministro de electricidad con una anticipación mínima de tres años, o antes de dicho plazo pero solo por una cantidad no mayor al 10% de la demanda total de sus usuarios regulados. Sin embargo, la cuarta disposición complementaria transitoria de la Ley, permite que dentro de los tres primeros años de su vigencia, las distribuidoras puedan convocar licitaciones con una anticipación menor a la establecida, pudiendo a través de éstas, cubrir la totalidad de su demanda no contratada.

La norma establece mecanismos de compensación para sistemas aislados, lo cual permitirá compensar en parte la diferencia entre los precios de barra de sistemas aislados con los del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Los usuarios con una demanda anual máxima, comprendida dentro de un rango a ser reglamentado, podrán elegir ser considerados como usuarios libres, o usuarios regulados.

El precio de barra que fije OSINERG (hoy OSINERGMIN), no podrá ser mayor al 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones vigentes al 31 de marzo de cada año.

(c) Ley que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado

El 3 de enero del 2008, se publicó la Ley 29179, la cual establece que la demanda de potencia y energía destinada al servicio público de alumbrado, que no cuente con contratos de suministro de energía que la respalde, será asumida por los generadores, conforme al procedimiento que establezca el OSINERMIN. El monto faltante valorizado a precios de barra del mercado regulado será asignado a los generadores en proporción a la Energía Firme Eficiente Anual del Generador, concepto que será definido por el ente supervisor en un plazo de quince días, menos sus ventas de energía por contratos.

La norma es de aplicación tan solo para retiros de potencia y energía, no cubiertos a través de contratos o procesos de licitación de suministro de electricidad, convocados hasta en dos oportunidades consecutivas adicionales a la convocatoria original.

La norma rige a partir del 4 de enero de 2008 y vence el 31 de diciembre de 2008

(d) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Mediante Ley No. 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, modificado por la ley No.28964, promulgada el 24 de enero de 2007, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN (antes OSINERG), con la finalidad de supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad, hidrocarburos y minería, controlar la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes, incluyendo los relativos a la protección y conservación del medio ambiente. Asimismo, debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos de concesión.

Las tarifas a los usuarios finales del servicio público de electricidad se encuentran dentro del sistema de precios regulados. La Gerencia Adjunta de Regularización Tarifaria – GART (órgano técnico del OSINERGMIN) es la encargada de fijar las tarifas de energía eléctrica, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley de Concesiones y su Reglamento.

(e) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo No. 020-97-EM, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y de los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones.

La NTCSE contempla procedimientos de medición y tolerancias y una aplicación de la norma por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación a OSINERGMIN, así como la aplicación, tanto a empresas eléctricas como a clientes, de penalidades y compensaciones en casos de incumplimiento de los parámetros establecidos por la referida norma.

Actualmente se encuentra en aplicación la Tercera Etapa de la NTCSE. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, la Gerencia de la Compañía considera que en caso de surgir alguna contingencia relacionada al incumplimiento de los parámetros establecidos por la NTCSE, ésta no sería significativa en relación con los estados financieros tomados en su conjunto.

(f) Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico

El 18 de noviembre de 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico, Ley No. 26876, la cual establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5%, u horizontales iguales o mayores al 15%, que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se sujetarán a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

La Gerencia de la Compañía considera que ha cumplido con las normas y regulaciones que le son aplicables.

**POLÍTICAS DE SEGURIDAD, SALUD, MEDIO
AMBIENTE Y RESPONSABILIDAD SOCIAL**

Políticas de Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Responsabilidad Social

Luz del Sur es una empresa de distribución de energía eléctrica que busca mantener su liderazgo en la prevención de riesgos, para lo cual ha asumido el compromiso de preservar la seguridad, la salud, conservar el medio ambiente y mejorar las condiciones de vida de sus colaboradores, su familia, clientes y la sociedad en general.

Para ello hemos establecido 8 compromisos que son promovidos desde la dirección de la empresa y conciernen a todos y cada uno de los trabajadores de Luz del Sur, y son trasladados a nuestros contratistas y proveedores. Nuestros compromisos son:

1. Cumplimiento de la legislación nacional vigente aplicable a nuestro sector, y de nuestros estándares como organización.
2. Estimular la innovación y mejorar la eficacia y la eficiencia de nuestros procesos en un marco de mejora continua.
3. Cumplir con los principios de responsabilidad social establecidos para mejorar las condiciones de vida de nuestros trabajadores.
4. Brindar un servicio con calidad que busque satisfacer a nuestros clientes.
5. Vigilar que nuestras operaciones sean seguras para los trabajadores, contratistas, vecinos, clientes y el medio ambiente, bajo el postulado de: “No existe trabajo tan importante, ni emergencia tan grande que impida disponer del tiempo necesario para desarrollar un trabajo con seguridad”.
6. Mantener programas de capacitación y entrenamiento que propicien el desarrollo personal y profesional de nuestros trabajadores.
7. Mejorar la calidad de vida en nuestra área de concesión. “ Hacer de la seguridad, el cuidado del medio ambiente y la responsabilidad social un estilo de vida dentro y fuera del trabajo.”

8. Mantener sistemas de comunicación internos y externos que brinden información verídica, apropiada y oportuna. Garantizamos el cumplimiento de nuestros compromisos a través del funcionamiento de nuestro Sistema Integrado de Gestión.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844 y sus modificatorias.
2. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.
3. Reglamento de Fiscalización de Actividades Energéticas por Terceros, aprobado por el Decreto Supremo 029-97-EM.
4. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica, aprobadas por el Decreto Supremo N° 020-97-EM, modificado por los Decretos Supremos N° 009-99-EM, N° 056-99-EM, N° 013-2000-EM, N° 050-2001-EM, N° 040-2001-EM, y la Resolución de Consejo Directivo N° 1535-2001-OS/CD y N° 295-1999-OS/CD.
5. Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas”, RM N° 161-2007-MEM/DM.
6. El Código Nacional de Electricidad – suministro, aprobado por Resolución Ministerial 366-2001-EM-VME.
7. El Código Nacional de Electricidad – Utilización, aprobado por Resolución Ministerial 037-2006-MEM/DM vigente a partir del 01/07/2006.
8. Norma Técnica DGE “Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución” aprobado por Resolución Ministerial N° 013-2003-EM/DM.
9. Reglamento de Supervisión de Actividades Energéticas, aprobado por Resolución de Consejo Directivo de OSINERG N° 013-2004-OS/CD.
10. Resolución N° 192-2003-OS/CD, que aprueba el Procedimiento de Atención de Deficiencias y Fiscalización del Servicio de Alumbrado Público.
11. Resolución N° 011-2004-OS/CD, que aprueba el Procedimiento de Fiscalización y Subsanación de Deficiencias en Instalaciones de Media Tensión y Subestaciones de Distribución Eléctricas por Seguridad Pública.
12. Reglamento Nacional de Construcciones y el Reglamento Provincial de Construcciones de Lima.