

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE
SUMINISTROS EN EMPRESA DISTRIBUIDORA
ELÉCTRICA DEL NORTE CHICO”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

EDWARD JOEL VARGAS AVENDAÑO

PROMOCIÓN 1 994 - II

LIMA – PERÚ

2 003

A la memoria de mi recordado padre
Alfonso. El agradecimiento a Dios
por tener a mi madre y mis
hermanos, quienes me brindaron su
apoyo en todo momento.

**ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE
SUMINISTRO EN EMPRESA DISTRIBUIDORA
ELÉCTRICA DEL NORTE CHICO**

SUMARIO

El presente informe pretende dar a conocer los índices de calidad de suministro: Frecuencia de Interrupciones por Cliente (FIC) y Tiempo de Interrupciones por Clientes (TIC) en la empresa distribuidora de energía del Norte Chico, calculados de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE); así mismo se presenta algunas alternativas de inversión para mejorar y garantizar los índices de suministro a corto, mediano y largo plazo en alimentadores considerados críticos, la evaluación y los cálculos son determinados de acuerdo a las normativas emitidas por las autoridades correspondientes. De aprobarse las inversiones sugeridas, la empresa distribuidora evitará compensar a los clientes por mala calidad de servicio, sobre todo en aquellos clientes comprendidos de los alimentadores críticos; asimismo se disminuiría satisfactoriamente el monto de Energía dejada de vender por causa de interrupciones programadas e imprevistas.

ÍNDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
DISPOSICIONES DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE)	
1.1 Normas que rigen el control de la calidad del servicio eléctrico.	4
1.2 Auditoría y Fiscalización eléctrica en el Perú, respecto a la calidad del servicio eléctrico.	6
1.3 Disposiciones de la NTCSE sobre la calidad de suministro.	8
1.4 Efectos de la mala calidad del servicio por interrupciones	12
1.5 Magnitud y beneficios de las compensaciones por interrupciones.	15
1.6 Impacto de las interrupciones de suministro en los segmentos de Generación, Transmisión y Distribución.	16
1.7 Clasificación de las interrupciones según parámetros técnicos.	17
CAPITULO II	
DETERMINACIÓN Y CUANTIFICACION DE LOS INDICES DE CALIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	
2.1 Esquema de la red de distribución.	18
2.2 Sistema de protección.	18

2.3	Características de la red de distribución del Norte	19
2.4	Características del sistema de distribución.	19
2.5	Capacidad instalada de transformadores MT/ BT	19
2.6	Índices de Calidad en el sistema de distribución del Norte Chico	20
2.7	Procedimiento para la determinación de los índices de continuidad del suministro.	21
2.8	Presentación de las compensaciones por alimentador de la calidad del suministro.	21

CAPITULO III

DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES

3.1	Definiciones generales en la evaluación de proyectos de inversión en Edelnor S.A.	22
3.1.1	Proyecto	22
3.1.2	Evaluación de un proyecto	22
3.1.3	Cálculo de la bondad de un proyecto	23
3.1.4	Método de evaluación de proyectos en Edelnor S.A.	24
3.1.5	Prototipo de informe de evaluación de proyectos	26

CAPITULO IV**PROPUESTAS Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE MEJORA
DE LOS INDICES DE CALIDAD**

4.1	Instalación de un reconectador automático para el control de fallas a tierra	28
4.1.1	Descripción de la alternativa	29
4.1.2	Especificaciones del reconectador automático	29
4.1.3	Presentación de las interrupciones	33
4.1.4	Parámetros de evaluación.	33
4.1.5	Costos y Beneficios	34
4.1.6	Inversión del proyecto	35
4.1.7	Evaluación económica	35
4.1.8	Conclusiones y recomendaciones	36
4.2	Renovación de redes de MT de conductores no normalizados	36
4.2.1	Descripción de la alternativa	37
4.2.2	Presentación de las interrupciones	37
4.2.3	Parámetros de evaluación	37
4.2.4	Costos y Beneficios	38
4.2.5	Inversión del proyecto	38
4.2.6	Evaluación Económica	39
4.2.7	Conclusiones y recomendaciones	39
4.3	Optimización del Mantenimiento Predictivo, Preventivo y correctivo	40
4.3.1	Estrategias de mantenimiento de Líneas de Media y Baja Tensión	41

4.3.1.1	Introducción.	41
4.3.1.2	Ámbito de aplicación	42
4.3.1.3	Tipos de Mantenimiento.	43
4.3.1.4	Revisiones de Mantenimiento	45
4.3.1.5	Nivel de clasificación de Mantenimiento	47
4.3.1.6	Descripción de componentes de las Líneas aéreas de MT	47
4.3.1.7	Revisiones de mantenimiento	50
4.3.2	Codificación de incidentes	65
4.3.2.1	Causas de incidentes programadas e imprevistas	68
4.3.2.2	Elementos averiados	78
4.3.2.3	Procedimiento de registros de incidentes	79
4.3.2.4	Codificación de defectos	84
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		87
ANEXOS		
ANEXO A		
ESQUEMAS UNIFILARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO		
A.1.	Ubicación de la zona de Concesión del Norte Chico	92
A.2.	Esquema unifilar de los alimentadores críticos del Norte Chico	93
ANEXO B		
INDICES DE CALIDAD EN EL NORTE CHICO		
B.1.	Interrupciones imprevistas en el Norte Chico	97
B.2.	Impacto de interrupciones de suministro en los segmentos de Generación, Transmisión y Distribución	98

B.3	Frecuencia de interrupciones por clientes (FIC) en el Norte Vs. Sucursales	99
B.4	Tiempo de interrupciones por clientes(TIC) en el Norte Vs. Sucursales	100
B.5	Flujograma de determinación de los índices de calidad del suministro	101
B.6	Compensaciones por alimentador en el Norte	102

ANEXO C

CUADROS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

C.1	Mejora de la protección en las redes aéreas de media tensión en alimentadores : H-01; H-04; H-08; HL-06 y CY-02.	104
C.2	Mejora de las redes de media tensión en alimentador crítico: HL-06.	108

ANEXO D

RECONECTADOR AUTOMÁTICO (RECLOSER)

D.1	Reconectador Automático Aéreo.	112
	BIBLIOGRAFÍA	116

PROLOGO

Las Secciones Técnicas tienen como función principal mantener la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, cumpliendo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Seguridad establecidas por Edelnor S.A.A.; Así mismo la Sección Técnica Panamericana (Norte Chico) tiene a su cargo la operación de las 04 Subestaciones de Transmisión (SET's) y administra la generación y distribución de energía en los centros aislados de Huacho y Huaral a través de 04 minicentrales.

Las actividades se clasifican en dos grupos:

La primera está orientada a la programación de trabajos de mantenimiento en redes y subestaciones de distribución en baja tensión (BT), media tensión (MT); en forma predictiva, preventiva y correctiva.

La segunda es básicamente solucionar las fallas detectadas en las redes tanto por reclamos de clientes como por inspecciones, teniendo en todos los casos plazos establecidos por lo que se denominan trabajos en condiciones de emergencia.

Las Secciones Técnicas dentro las actividades mencionadas realiza los servicios de atención de reclamos en los suministros de clientes, atención de interrupciones del servicio en MT causadas por maniobras, ampliaciones, mantenimiento, etc. ; efectúa

mantenimiento en las redes de BT y MT. Así mismo realiza trabajos que requieren alta capacitación y tecnología de punta como los mantenimientos en redes de media tensión energizadas, trabajos de mantenimiento con Hidrolavado y Termovisión de redes y subestaciones de Distribución.

Los alimentadores de distribución primaria 10 kV denominado críticos que pertenecen a las SET's: Huacho (H-01, H-04, H-08); Huaral (HL-06) y Chancay (CY-02), presentan problemas de interrupciones imprevistas por diversos motivos (33 interrupciones imprevistas por fallas a tierra); así mismo se debe señalar que las redes afectadas tienen una antigüedad promedio de 20 años. Dichos circuitos cuentan con una topología radial, con los cuales difícilmente se podría realizar traslados de carga, el 50% está constituido por estructuras que utilizan aisladores de porcelana cuyo recorrido lo realiza por zona de corrosión severa y moderada y en el plan de mantenimiento preventivo considera la limpieza de aisladores en 02 oportunidades. Los conductores han sufrido deterioro y rápido envejecimiento, ocasionando caídas y la consecuente interrupción del servicio, por lo que es imprescindible su cambio.

Entre las zonas afectadas por problemas de interrupciones de media tensión se encuentran las siguientes distritos: Aucallama Huaral, Chancay, Huacho, Vegueta y Hualmay.

Los indicadores de la calidad de suministro en los alimentadores denominados críticos no satisfacen los estándares fijados por lo tanto es considerado de mala calidad de suministro y los suministradores deben compensar a sus clientes de acuerdo a lo establecido por las NTCSE

Para disminuir y/o eliminar las interrupciones en los alimentadores denominados críticos, se planteó las siguientes alternativas:

- a) Instalación de Reconectores Automático (Recloser) para aislar las fallas a tierra y cortocircuito ocasionadas por interrupciones imprevistas.
- b) Renovación integral de redes no normalizadas (10, 13,16,21, 33 y 53 mm²) y envejecidas.
- c) Eficiente Mantenimiento preventivo.

OBJETIVO Y ALCANCES

El objetivo del presente trabajo es mejorar los indicadores de la calidad de suministro en los alimentadores críticos pertenecientes al Norte Chico y garantizar la continuidad del servicio eléctrico en los clientes de acuerdo a las exigencias que NTCSE, el suministrador dejará de compensar a sus clientes por mala calidad de suministro eléctrico. En el año 2000 de acuerdo a las interrupciones se consideraron cinco alimentadores en media tensión como críticos que pertenecen a las SET's: Huacho (H-01, H-04, H-08); Huaral (HL-06) y Chancay (CY-02). Esta mejora consistió en evaluar y recomendar algunas alternativas de solución a corto, mediano y largo plazo que se vería reflejado finalmente en el año 2003. La primera alternativa contempla la adquisición de reconector automático (recloser), la segunda alternativa recomienda la renovación de redes no normalizadas y antiguas, y la tercera alternativa se trata de un eficiente mantenimiento predictivo preventivo y correctivo.

CAPITULO I

DISPOSICIONES DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE)

1.1. Normas que rigen el control de la calidad del servicio eléctrico.

La norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos fue publicada en el periódico El Peruano el 11 de octubre de 1997, a partir de esta fecha empieza a regir la norma, el cual se dicta para garantizar a los usuarios un suministro eléctrico confiable, adecuado y oportuno.

La norma es aplicable para los suministros de servicios eléctricos relacionados con la Generación, Transmisión, y Distribución de la electricidad.

El control de la calidad de los eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- a) Calidad del Producto
- b) Calidad de Suministro**
- c) Calidad del Servicio Comercial
- d) Calidad de Alumbrado Público

La calidad de suministro se refiere a la frecuencia y duración de las interrupciones del suministro.

Se fijan estándares de calidad para el servicio de la electricidad y el alumbrado público que rigen desde la fecha de entrada en vigencia de la Norma. La adecuación de las entidades involucradas en la prestación de este servicio, se lleva a cabo en tres

(3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente:

Primera etapa 1 (Octubre 97 a Abril 99)

Tienen una duración de un (1) año y seis (6) meses y comienza al entrar en vigencia la norma. En cuanto a la calidad de suministro en esta etapa, las entidades involucradas en la prestación del servicio están obligadas a:

- a) Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros; excepto en aquellos casos que, por mandato explícito de la Norma, puedan implementarse en etapas posteriores.
- b) Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de la información: Para el cálculo de los indicadores; para la comparación con los estándares de calidad; y, para la transferencia, a la autoridad, de la información requerida por ella.
- c) Efectuar la campaña piloto de medición y registro de las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad; calcular los indicadores; y actuar sobre ellos para mejorar la calidad, de ser necesario.
- d) Presentar, dentro de los primeros seis (6) meses, un Programa de Adecuación a la Norma que comprenda los puntos mencionados en los párrafos anteriores. Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

Segunda Etapa (Abril 99 a Octubre del 2000)

Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la primera.

El incumplimiento con los plazos y Programas de adecuación planteados en la Primera Etapa da lugar a las sanciones establecidas en la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

Tercera Etapa (Octubre del 2000 a indefinido)

Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la segunda.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

1.2 Auditoría y Fiscalización Eléctrica en el Perú, respecto a la calidad del servicio eléctrico.

A partir del año 1994, en la cual el Ministerio de Energía y Minas publica la guía de fiscalización eléctrica para las empresas de distribución eléctrica, comienza la fiscalización para Edelnor (ex -Electrolima), la cual consta en primera instancia en la designación de un auditor para efectos de dar cumplimiento con dicha normativa; el auditor cumplía la función del ente regulador, como verificación de resultados de reuniones con la empresa fiscalizada, entrega de información al Ministerio,

evaluación final de la empresa, elaboración de recomendaciones, nivel de verificación del cuestionario por el grado de cumplimiento, selección de puntos de medición para las campañas de medición, elaboración de los informes periódicos finales para el Ministerio, etc. Cabe señalar que en los años 95, 96 y parte del 97, el Ministerio mantuvo los límites en cuanto a indicadores fijados en la guía de Fiscalización del año 1995.

Las herramientas básicas de los informes de fiscalización de las empresas de auditoría e inspectoría se basan en dos parámetros que son, el análisis del desarrollo del cuestionario y la evaluación de la encuesta.

- El contenido del informe es el siguiente:
 1. Relación de respuestas del cuestionario
 2. Relación de actas correspondientes a los exámenes o pruebas más resaltantes que se haya efectuado durante el proceso de fiscalización
 3. Determinación de las variaciones que se hayan producido con respecto a las conclusiones o comentarios de los informes parciales anteriores trimestrales del período fiscalizado, así como las correcciones o acciones que haya tomado el concesionario, con respecto a las recomendaciones de dichos informes.
 4. Evaluación de los resultados del Cuestionario.
 5. Conclusiones y recomendaciones sobre el estado y características del Producto, Servicio y Comercialización.
 6. Recomendaciones a las Empresas Fiscalizadas.
 7. Recomendaciones a la Dirección General de Electricidad (DGE).

- La aplicación de la encuesta tiene como objetivo lo siguiente:
 8. Identificar el nivel de calidad con el que el usuario recibe el servicio prestado.
 9. Grado de satisfacción del mercado.
 10. Cruzar la opinión obtenida del usuario, con las informaciones correspondientes obtenidas de la empresa, a través del Cuestionario.
- Luego se realiza un análisis comparativo entre resultados de cuestionario y encuesta.
- Recomendaciones sobre acciones correctivas que debe tomar la empresa fiscalizada.
- Recomendaciones sobre acciones correctivas complementarias a la Dirección General de Electricidad.

Informes del Auditor

El auditor presentará a la DGE, con copia a la Empresa fiscalizada, los siguientes informes:

Informes parciales trimestrales contienen los resultados de los aspectos del cuestionario que hayan sido verificados, de acuerdo con el cronograma establecido del programa anual de fiscalización.

El informe final a más tardar el último día de enero del año siguiente al ejercicio fiscalizado, que contenga los resultados del cuestionario con las conclusiones y recomendaciones del caso.

1.3. Disposiciones de la NTCSE sobre la calidad de suministro.

En materia de calidad de interrupciones la NTCSE prevé lo siguiente:

- Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega.
- El período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.
- Para efectos de penalizaciones no se consideran las interrupciones totales de suministros cuya duración sea menor a tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor.
- La calidad de suministro se evalúa por medio de dos indicadores así: El Número Total de Interrupciones (N) por Semestre, durante un Período de Control; La Duración Total Ponderada de Interrupciones (D), durante un período de Control de un semestre.

Según el DS N° 020-97 EM, la calidad del suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Para el cálculo se procede de la siguiente manera:

N= Número total de interrupciones de cliente por semestre.

D= Duración total ponderada de interrupciones de cliente por semestre.

$$D = \sum(K_i * d_i) \quad (1.1)$$

(expresada en horas)

Donde: d_i : Duración individual de la interrupción i .

K_i : Interrupciones por tipo:

- Interrupción programada en redes $k_i = 0,5$

- Otras : $k_i = 1,0$

TABLA N° 1.1**Tolerancia en Alta, Media y Baja Tensión (Sector Típico N° 1)**

Descripción	N° Interrupciones/ Semestre (N')	N° Horas/ Semestre (D')
Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	2	4
Clientes en Media Tensión	4	7
Clientes en Baja Tensión	6	10

Nota : Para el sector típico N° 2 se incrementa en un 30% las tolerancias. Se redondea al entero superior.

TABLA N° 1.2**Tolerancia en Alta, Media y Baja Tensión (Sector Típico N° 2)**

Descripción	N° Interrupciones/ Semestre (N')	N° Horas/ Semestre (D')
Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	3	6
Clientes en Media Tensión	6	10
Clientes en Baja Tensión	8	13

Los sectores típicos vigentes que están comprometidos con la NTCSE son los siguientes:

TABLA N° 1.3**Sectores Típicos Comprometidos con la NTCSE**

Sectores de Distribución	Localidades
Sector Típico 1	Lima
Sector Típico 2	Huacho, Huaral, Chancay, Supe y Barranca.

Nota: Los sectores típicos 3 y 4 no están considerados en el cálculo de la compensación.

TABLA N° 1.4**Compensaciones por Calidad de Suministro**

Compensación por interrupciones = $e * E * ENS$ (en US\$)

TABLA N° 1.5**Compensaciones Unitaria vigente (e)**

Compensación unitaria	E (US\$/kWh)
Segunda etapa (Abril '99 a Octubre 2000)	0,05
Tercera etapa (Octubre 2000 a indefinido)	0,95

E = Indicador de calidad de suministro:

$$E = \left[1 + \frac{(N - N')}{N'} + \frac{(D - D')}{D'} \right] \quad (1.2)$$

ENS = Energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado.

$$\boxed{ENS = ERS(NHS - \sum d_i) * D} \quad (1.3)$$

(expresada en kWh)

Donde: ERS : Es la proyección de energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

$\sum d_i$: Es la previsión de duración total real de las interrupciones evitadas

en el semestre.

Las compensaciones así calculadas son complementarias a las obtenidas por interrupciones mayores a 4 horas Ley de Concesiones Eléctricas. En consecuencia, de los montos de las compensaciones por mala calidad de suministro, calculadas de acuerdo a la NTCSE, se descuentan aquellos montos pagados conforme a los artículos 57° y 86° de la Ley de Concesiones y 131° y 168° de Reglamento de la misma Ley, abonándose la diferencia, al cliente, por la mala calidad de suministro eléctrico recibido.

1.4 Efectos de mala calidad del servicio por interrupciones.

Los efectos por mala calidad de interrupciones a los equipos, pueden ir desde un desarreglo en la operación programada de las computadoras o de equipos controlados por microprocesadores hasta la desactivación de los arrancadores de motores. Los efectos de mal funcionamiento de los equipos tienen consecuencias variables dependiendo de la naturaleza crítica del equipo. Los hospitales, por ejemplo, utilizan una variedad de equipos muy elaborados.

La tabla N° 6 se muestran diferentes equipos de hospital y el efecto de los distintos problemas de la calidad de interrupciones.

TABLA N° 1.6

CARGAS SENSIBLES DE UN HOSPITAL

CARGAS SENSIBLES	RESULTADO PROBABLE DE PERTURBACIONES SEVERAS
Sistemas de monitoreo de pacientes	Análisis incorrecto de tendencia o falsa alarma, Pérdida de datos, Tiempo perdido por reiniciación y reprogramación
Analizado de sangre a gas, equipo de laboratorio.	Puede llevar a extensa programación y pérdida de tiempo en reajuste
Contador de células en sangre	Perturba o retarda las corridas de prueba
Monitoreo nuclear	Incapacidad de repetir la prueba debido al límite de exposición del paciente a radiación.
Escáner o escudriñador de rayos X/ ultrasonido	Efecto nulo hasta descompostura del equipo
Computadoras de los sistemas de información del hospital	Pérdida de tiempo en reiniciación, reprogramación y en pérdida de memoria

Los problemas de la calidad de la energía puede interrumpir en forma especial a los procesos industriales tales como los de extrusión de plásticos u otros procesos continuos. Un paro temporal de la maquinaria de extrusión de plástico puede dar como resultado el endurecimiento del plástico en la maquinaria y el bloqueo de extrusores. La limpieza de la maquinaria antes de volver a poner en marcha el proceso es una labor extremadamente intensa y muy costosa. Otro ejemplo de perturbación es el daño que sufren las fábricas textiles cuando las máquinas tejedoras tienen pérdida momentánea de energía eléctrica.

Las lámparas de vapor de sodio a alta presión requieren de varios minutos para volver a encender después de la interrupción momentánea. Este puede ser un riesgo para la seguridad, aún cuando las lámparas de descarga de alta intensidad (HID) tengan una capacidad de restablecimiento rápido, excepto si se entremezclan algunos otros tipos de luminarias con las lámparas HID. La edición de 1987 de National Electrical Code, en su artículo 700-16 reconoce este problema. Se requiere alumbrado de emergencia u otros medios para mantener los niveles adecuados de iluminación mientras se restablece el sistema de alumbrado HID a su operación normal.

Así mismo la mala calidad de energía puede afectar a los componentes, los impulsos de rayos. Estos se ocasionan, por lo general, cuando la energía inyectada de impulso del rayo da lugar a un salto de arco dentro del equipo o de los materiales componentes y ocurre un deterioro debido al exceso de esfuerzo eléctrico.

1.5 Magnitud de costos y beneficios de las compensaciones por interrupciones.

Existen las siguientes compensaciones por interrupciones del suministro:

- Interrupciones mayores a 4 horas.
- Calidad de suministro.

a) Interrupciones mayores a 4 horas

Los artículos N° 86 de la Ley de Concesiones Eléctricas y la N° 168 de su reglamento establece que si se produce una interrupción mayor a 4 horas se compensará al usuario de la siguiente forma:

TABLA N° 1.7

Compensación por Interrupción Mayor a 4 Horas

$\text{Monto a compensar} = (\text{Energía a compensar}) \times (\text{Tarifa de compensación})$
--

Donde:

- Energía a compensar, es la energía no servida mayor a 4 horas.
- Tarifa de compensación, es la diferencia entre el costo de racionamiento (0,25 US\$/kWh resolución CTE N° 026-98) menos la tarifa correspondiente al usuario.

b) Calidad de Suministro

Según el DS N° 020-97 EM (NTCSE), la calidad del suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Para el cálculo se procede de la siguiente forma:

N = Número total de interrupciones de cliente por semestre.

D = Duración total ponderada de interrupciones de cliente por semestre.

$$D = \sum(k_i * d_i)$$

(1.4)

(expresada en horas)

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

k_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupción programada:

- Por expansión o refuerzo $k_i = 0,25$

- Por mantenimiento $k_i = 0,50$

- Otras $k_i = 1,0$

1.6 Impacto de las interrupciones de suministro en los segmentos de Generación, Transmisión y Distribución.

En el anexo B se muestra el reporte de interrupciones para el período 2000-2001 y se identifica el responsable de cada una de las interrupciones. Realizando una clasificación para el segmento de la Generación –Transmisión y para el segmento de distribución; asimismo se muestra los porcentajes de incidencia.

1.7 Clasificación de las interrupciones según parámetros técnicos.

Siempre que se realizan análisis estadísticos de variables tales como “interrupciones de suministro eléctrico” y otras, es importante conocer su origen o causa y también los lugares del sistema eléctrico afectados por las interrupciones.

El desglose de esta información permite por una parte evaluar las posibles variaciones de los índices descritos y por otra identificar las soluciones para mejorar dichos índices en el anexo B que ilustra los valores obtenidos de los índices de interrupción del sistema Norte, desde el punto de vista de la causa u origen de la interrupción. En este contexto, si la principal causa de las interrupciones son las razones climáticas, el encargado de la planificación y desarrollo de la red deberá asumir los costos adicionales de construir las líneas y otros componentes del sistema eléctrico para las condiciones climáticas extremas, siempre que el costo económico y social de la interrupción así los justifique.

En el contexto del presente estudio también interesa cuantificar la participación de los segmentos de Generación, Transmisión, Fuerza Mayor y Otras razones, en los índices de interrupciones de suministro.

CAPITULO II

DETERMINACIÓN Y CUANTIFICACION DE LOS INDICES DE CALIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Esquema de la red de distribución.

Los alimentadores críticos tienen una similitud de topología radial, pertenecen al mismo sector típico, cantidad de clientes, sistema de protección y otros; asimismo dichos alimentadores están compuesto de redes troncales y laterales, los cuales se muestran en el esquema eléctrico unifilar; también en el esquema gráfico se muestra la topología de red (radial), las distancias, secciones de conductor, tipos de conductores aéreos, tipos de subestaciones aéreas (ver anexo A).

2.2 Sistema de protección.

Las redes de distribución en 10 kV y 20 kV tiene el sistema de protección siguiente:

Tramo troncal: Con relé de Protección de distribución 2000R (DPU 2000R) es un relé basado en microprocesadores.

Tramos laterales: Con fusibles de expulsión tipo “K” ANSI

La selectividad de la protección en todo el alimentador se realiza por el método de discriminación por tiempo.

2.3 Características de la red de distribución del Norte.

Edelnor cuenta con un sistema de distribución de media tensión predominantemente de tres conductores con neutro aislado con las siguientes características de operación:

- Tensión nominal del sistema : 10 kV
- Tensión máxima de operación : 10.5 kV
- Tensión máxima del equipo : 12 kV
- Frecuencia nominal del sistema : 60 Hz.

2.4 Características del sistema de distribución.

Los alimentadores del Norte Chico tienen instalado 455 812 m. de red aérea y 19 109 m. de red subterránea, siendo los alimentadores comprendidos de la SET Huaral los más extensos en la zona de influencia.

Las características eléctricas de los conductores aéreos y cables subterráneos se muestran en el esquema unifilar (ver anexo A)

2.5 Capacidad instalada de transformadores MT/BT.

Los alimentadores de la zona norte cuentan con 975 subestaciones de distribución de Edelnor, 135 subestaciones particulares, y está conformada por dos tipos de subestaciones tales como:

Subestación aérea biposte (SAP).

Subestación aérea monoposte (SAM).

- Puestos de Medición a la Intemperie (PMI)

- subestación convencional (SS)

La suma total de la potencia nominales de los transformadores instalados es de 70 044 kVA.

Las potencias normalizadas de los transformadores trifásicos: 50, 100,160, 250 kVA

Las potencias normalizadas de los transformadores monofásicos; 10, 15, 25 kVA.

Las características eléctricas principales son:

- Tipo : Trifásico ; Monofásico
- Relación de transformación : 10,000/230 Voltios
- Frecuencia : 60 Hz
- Número de bornes terminales en primario : 3;2
- Número de bornes terminales en secundario : 4
- Conexión en el lado primario : Triángulo
- Conexión en el lado secundario : Estrella
- Grupo de conexión : Dy5

2.6 Índices de calidad de suministro en Sistema de distribución del Norte Chico.

Los índices de calidad (FIC y TIC) en el Norte están mejorando considerablemente a pesar de la topología radial que presentan sus alimentadores, aún cuando en algunos semestres no se llega a cumplir la meta interna fijada por la empresa (ver anexo B) debido a las interrupciones sucedidas en Generación y Transmisión; sin embargo existen algunos alimentadores considerados críticos que

contribuyen a desmejorar los índices de calidad, la cual se ve reflejada en el cálculo de los índices. En el anexo B se puede apreciar que la meta interna se superaría largamente sin la participación de las interrupciones de Generación y Transmisión.

2.6 Procedimiento para la determinación de los índices de continuidad del suministro.

En el anexo B se presenta un flujograma de determinación de los indicadores de calidad de servicio, se aprecia el procedimiento para la determinación de los índices originadas por las interrupciones programadas e imprevistas en el sistema de distribución de energía.

2.8 Presentación de las compensaciones por alimentador de la calidad de suministro.

En el anexo B se presenta la relación de alimentadores del Norte que se encuentran compensando por mala calidad de suministro con los montos totales.

CAPITULO III DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES

3.1 Definiciones generales en la evaluación de proyectos de inversión en EDELNOR S.A.

3.1.1 Proyecto.

Un proyecto es la causa que origina un flujo de costos y beneficios que se producen en distintos períodos de tiempo. El desafío es identificar y valorar el flujo de beneficios y costos que son atribuibles a un proyecto.

3.1.2 Evaluación de un proyecto.

La evaluación económica de un proyecto consiste en emitir un juicio sobre la bondad o conveniencia de una proposición; para ello es necesario definir previamente el o los objetivos perseguidos. El proceso de evaluar implica identificar, medir y valorar los costos y beneficios pertinentes de distintas y múltiples alternativas de proyectos para lograr los objetivos propuestos, a los efectos de establecer cuál de ellos es más conveniente ejecutar.

Para identificar los costos y beneficios pertinentes de un proyecto, debe primeramente definirse la situación “Sin Proyecto”, que corresponde a lo que

sucedería durante el horizonte de evaluación en el caso de que no se ejecute el proyecto.

La tarea para el evaluador será estimar, para un horizonte de evaluación, los flujos de costos y beneficios de cada alternativa “Con Proyecto” y restar de éstos los flujos estimados para la situación “Sin Proyecto”. Al hacerlo, sin embargo, debe optimizar la situación “Sin Proyecto”; es decir la situación “Sin Proyecto” no corresponde a la situación actual, sino a la situación actual optimizada durante el horizonte de evaluación. El proceso de optimización involucra inversiones menores o adecuaciones administrativas que son convenientes de introducir para eliminar obvias ineficiencias de la situación actual.

3.1.3 Cálculo de la bondad de un proyecto

Una vez estimados los flujos pertinentes de beneficios y costos que un proyecto tiene con respecto a la situación “Sin Proyecto” para un horizonte dado de evaluación, se proceden a calcular los indicadores relevantes que se utilizarán en EDELNOR S.A., éstos son Valor Actual Neto (VAN) y la tasa Interna de Retorno (TIR) para los proyectos “Por Mejora” y el Valor Actual de Costos (VAC) para los proyectos por “Por Demanda”.

El VAN y el VAC se calculan para una tasa de descuento dada y corresponden al valor que tiene el proyecto hoy. La tasa de descuento corresponde al valor tiempo que el dinero tiene para el proyecto. Básicamente la tasa de

descuento refleja el valor relativo que tiene el recibir el dinero hoy versus recibirlo en el futuro.

Así, la tasa de descuento para un proyecto en particular es “r” y en “n” años más se recibirá un flujo “Fn”, el valor de ese flujo hoy será $F_n/(1+r)^n$.

El cálculo anterior es lo que se denomina actualización y de esta forma, el VAN y el VAC a una tasa de descuento “r” de un proyecto que produce flujos netos “Fi” durante “n” años es la suma de los flujos actualizados, es decir:

$$\boxed{VALOR \ ACTUAL = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i}} \quad (3.1)$$

Para el VAN: $F_i = \text{Ingresos} - \text{Costos por año } i$

Para el VAC: $F_i = \text{Costos originados por cada alternativa en el año } i$

Por otra parte, la tasa interna de retorno (TIR) de un proyecto corresponde a la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero.

$$\boxed{TIR \Rightarrow \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} = 0} \quad (3.2)$$

3.1.4 Método de evaluación de proyectos en EDELNOR S.A.

En EDELNOR S.A. existen básicamente dos tipos de proyectos. El primer tipo, que llamaremos “Proyectos por Demanda”, corresponde a todos aquellos proyectos que se deben realizar para abastecer la demanda de energía en la zona de concesión y el segundo tipo, que denominaremos “Proyectos de Mejoras”, corresponde a todos los proyectos de inversión que no estén directamente relacionados con abastecimiento de la demanda, sino más bien con el mejoramiento

de las operaciones de la compañía, dentro de éstos, una especial mención requieren los proyectos de control de pérdidas.

- Proyectos por Demanda

Los Proyectos por Demanda se generan a través de las obligaciones que EDELNOR S.A. tiene que abastecer la demanda por energía eléctrica en su zona de concesión y por lo tanto, son proyectos que hay que hacerlos independientemente de su rentabilidad. La evaluación de proyectos en este caso, tiene por objeto identificar el momento óptimo de ejecutar el proyecto e identificar la mejor alternativa que desde el punto de vista técnico y económico resuelve el problema.

Generalmente, los proyectos por demanda se originan a través de situaciones de sobrecarga que se detectan en la red como producto del crecimiento del consumo de energía eléctrica. Por ello, primeramente y dentro de lo posible, se debe contar con una proyección de demanda sectorizada geográficamente que superpuesta a la red física existente, de cuenta de las situaciones de sobrecarga que se deben resolver.

Para resolver dichas situaciones se deben generar alternativas de proyectos de inversión para el horizonte bajo análisis, alternativas que van desde cambio de un transformador, refuerzo de alguna línea, hasta instalaciones completamente nuevas. Se entiende que una situación de sobrecarga está solucionada en un año particular si bajo el criterio de contingencia n-1, no se produce sobrecarga en ningún punto del sistema, es decir, cuando no hay

sobrecarga ante la presencia de una sola falla en el sistema a la hora en que ocurre la Demanda Máxima.

Una vez identificada la alternativa de solución de las situaciones de sobrecarga se procede a evaluarlas económicamente y a compararlas para determinar la mejor alternativa (la que posea el menor VAC). En este caso la tasa de descuento a utilizar en la evaluación de proyectos de inversión es del 14% real anual sobre los activos.

- Proyectos de mejoras

Los proyectos de mejoras se generan a través de la identificación de necesidades en la empresa que una vez satisfechas producen mayores ingresos y/o menores costos.

La evaluación económica de estos proyectos pasa necesariamente por la clara definición de la situación Sin Proyectos”.

La tasa de descuento a utilizar en la evaluación de éstos proyectos es de 14 % real anual sobre activos.

3.1.5 Prototipo de informe de evaluación de proyectos.

Cada informe corresponde a la evaluación de un proyecto que soluciona un problema o resuelve una necesidad. Por ello, el informe se centra en el problema a resolver y por lo tanto contiene todas las alternativas de los proyectos analizados que resuelven dicho problema.

La estructura del informe obedece al siguiente esquema general:

Título

- Descripción del Problema a Resolver (objetivo del proyecto)
- Situación Sin Proyecto
- Descripción de Alternativas
- Parámetros de Evaluación
- Beneficios de cada Alternativa
- Costos de cada Alternativa
- Montos de Inversión de cada Alternativa
- Evaluación Económica de Alternativas
- Análisis de Sensibilidad
- Conclusiones y Recomendaciones.

CAPITULO IV PROPUESTAS Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE MEJORA DE LOS INDICES DE CALIDAD

4.1 Instalación de reconectador automático para control de fallas a tierra.

En la zona norte del departamento de Lima, existe redes aéreas con conductores de cobre de secciones no normalizadas en mal estado y protegidos solamente con seccionadores unipolares (tipo Cut-Out) y fusibles de expulsión, los cuales operan ante fallas por cortocircuitos y no ante fallas a tierra; en consecuencia ante una falla de este tipo, se produce la interrupción total del alimentador, afectando otros circuitos no comprometidos con la falla.

De acuerdo a la estadística de interrupciones presentadas en el anexo B se tiene que durante el año 2000, se han registrado un total de 33 interrupciones por fallas a tierra. La zona del Norte Chico se caracteriza por ser agrícola, los alimentadores críticos abarca zonas de corrosión severa y moderada que han acelerado el envejecimiento de la línea trayendo como consecuencia la disminución de la vida útil; así mismo en otros sectores se presentan el problema de cortocircuitos ocasionados por hurto de conductor.

4.1.1 Descripción de la alternativa

El objetivo del proyecto consiste en mejorar la selectividad de la protección de los alimentadores considerados críticos de acuerdo a la relación de interrupciones, para ello se consideraron la instalación de 05 recloser's (uno por alimentador) de acuerdo al cuadro de equipos proyectados mostrado en el anexo C; asimismo el reconectador automático (RECLOSER) debe tener un diseño que garantice un máximo de confiabilidad y un mínimo de mantenimiento.

Será de tipo aéreo cuyos soportes previstos serán los postes de concreto armado centrifugado de 13/400; así mismo la red primaria será alimentada en 10 kV, 60 Hz, trifásica de tres hilos.

4.1.2 Especificaciones del reconectador automático.

Establece las características técnicas que deben cumplir los interruptores de recierre automático (recloser), que serán utilizados en el sistema de distribución aérea de energía eléctrica de media tensión 10 kV.

Normas de fabricación y pruebas

Los equipos deben cumplir con las siguientes normas:

- ANSI/IEEE C37.60-1989 : Requerimiento de utilización de los interruptores de recierre automático.
- ANSI/IEEE C37.61-1973 : Guía de aplicación, operación y mantenimiento de interruptores automático.
- ANSI/IEEE C37.100-1981: Definición sobre interruptores de potencia.

- IEEE N°80EH0157-8-PWR: Aplicación, coordinación de los reclosers, seccionalizadores y fusibles.

Condiciones de servicio.

Condiciones ambientales.- El área de concesión de Edelnor se caracteriza por tener zonas de severa contaminación salina e industrial, de neblina y carente de lluvias, con las siguientes condiciones ambientales:

Temperatura ambiente	5 a 30 ° C
Humedad relativa	70 a 100%
Altura máxima sobre el nivel del mar	: 1000 m

Condiciones de operación.- Los equipos serán usados en un sistema de distribución de media tensión de tres conductores con el neutro aislado y con las siguientes características de operación:

Tensión nominal	10 kV
Tensión máxima de operación	10.5 kV
Regulación de tensión	5%
Tiempo máximo de despeje de falla	: 5%
Frecuencia nominal	60 Hz

Características Técnicas del interruptor de Recierre Automático de 10 kV

(Reclosers).

Características Eléctricas:

Número de fases:	: 3
Corriente nominal continua	: 560 A
Tipo de control	: Relé microprocesador

Medio de interrupción	: Vacío
Corriente de cortocircuito simétrica	: 12 kA
Nivel básico de aislamiento (BIL)	: 95 kV
Longitud mínima de línea de fuga de los aisladores	: 520 mm
Número de operaciones de recierre	4 disparos, 3 recierres
Tensión de descarga, en húmedo 60 Hz, durante 10s	: 45 kV
Radio interferencia 100 kHz, 9.41 kV	: 100 μ V
Tolerancia de operación solenoide de recierre de alta tensión	: \pm 10

Característica de Diseño de Construcción

Diseñado para montaje exterior en estructuras aéreas, de líneas aéreas de Distribución.

Previsto para aperturar con carga, con ayuda de pértiga para lo cual deberá estar Equipado con cuernos o ganchos apropiados.

Con indicador de posición (abierto/ cerrado), visible desde la superficie del suelo.

El tanque del interruptor deberá ser completamente sellado y deberá ser de un material resistente a la fuerte corrosión salina, preferentemente de aluminio.

El sistema de montaje será con abrazadera para instalación en postes de madera ó Concreto. Deberá ser ajustable y de un material resistente a la corrosión salina.

Los bornes de conexión deberán ser de bronce, galvanizado con un espesor mínimo de 80 micrones.

El interruptor deberá contar con una caja de control ubicada a una distancia Adecuada, para permitir su acceso con el equipo de servicio.

La caja de control deberá contar con:

- El sistema de protección y control (relé microprocesador), con conexión tipo RS232 para comunicaciones con una PC.
- La fuente de alimentación del relé y del mecanismo de mando del interruptor
- Un interruptor de local/ distancia.

El sistema de protección y de control (relé controlado por microprocesador) deberá contar con:

- Panel de señalización de estados.
- Control e indicación de distancia.
- Relé homopolar direccional a tiempo definido, con regulación de 0 a 5 Segundos.
- Rango de fallas a tierra de 10 % a 160% de la corriente nominal con incremento de 10%.
- Rango de fallas sensibles a tierra de 1% al 8% de la corriente nominal, con incremento del 1% .
- Tiempo muerto entre ciclos independiente en cada ciclo de 0,25 a 180 Segundos por pasos progresivos.
- Las curvas de protección según normas IEC o similar.
- Registro de los últimos eventos.
- Contador electrónico de las operaciones.
- Registro o monitoreo de la corriente instantánea en cada una de las fases de la red.

El fabricante debe garantizar que los componentes electrónicos de la caja de control

no sufran daños ante las inclemencias del clima.

Los equipos serán libres de mantenimiento, con una vida mecánica mínima de 2000 Operaciones, ó 10 años, en condiciones normales.

El funcionamiento del sistema de protección y control del interruptor no deberá ser afectado de ninguna manera por fluctuaciones de tensión en la línea. Los requisitos de energía para el propio funcionamiento del interruptor de recierre deberán ser suministrados por un sistema totalmente independiente de la energía de la línea, y del sentido de la corriente en la línea.

Los aisladores serán del tipo polimérico, resistente a ambientes de alta contaminación salina y alta polución, así mismo resistente a actos vandálicos, como tiro de piedras o disparos.

Deberán tener incorporados transformadores de corriente de 300/100/1 A.

4.1.3 Presentación de las interrupciones.

Se adjunta la relación de las interrupciones imprevistas en la sección técnica norte en el año 2000 en el Anexo B.

4.1.4 Parámetros de evaluación.

Los parámetros para la evaluación de la alternativa son las siguientes:

- Horizonte de evaluación: 10 años
- Vida útil 25 años
- Depreciación 10 años
- Tasa de descuento 16.3% anual

- Moneda

∴ Dólares americanos

$$VR = \frac{I_0 \times (VU - PE)}{VU}$$

(4.1)

Donde :

- VR Valor residual.
 VU Vida Útil.
 PE Período de evaluación.
 I₀ Inversión inicial.

4.1.5 Costos y Beneficios

Costo por operación y mantenimiento

No se considera los gastos de mantenimiento, ya que los equipos proyectados no necesitan labores de mantenimiento.

Beneficios por disminución de la energía no suministrada

En el anexo C, se muestra que el mayor ingreso obtenido por la disminución de la energía no suministrada, asciende a MUS\$ 0,485 por año. Dicho ahorro se mantiene constante durante todo el período de estudio.

Cabe mencionar que con la ejecución del proyecto, se ha previsto obtener un ahorro del 50% respecto a la situación sin proyecto.

Beneficios por pagos de calidad de suministro.

En el anexo C se indica que el ahorro de los pagos por calidad MUS\$ 41.557.

Se debe mencionar que con la ejecución del proyecto, se ha previsto obtener un ahorro del 50% respecto a la situación sin proyecto.

4.1.6 Inversión del proyecto.

- Costo de reconector automático MUS\$ 12.49
- Monto total de inversión MUS\$ 65.30 .

4.1.7 Evaluación económica.

A continuación se presenta el cuadro resumen del flujo de fondos para la alternativa "A".

TABLA N° 4.1
Indicadores Económicos

Tasa	12%	14%	15.3%	16.3%	17.3%	18%	19%
VAN	117.6	102.5	93.59	87.3	81.4	77.0	67.8
TIR	45.73%						

4.1.8 Conclusiones y recomendaciones

La ejecución del proyecto resulta necesario para:

- Mejorar los índices de calidad de suministro(FIC y TIC) en el alimentador analizado, de acuerdo a lo exigido por la norma técnica de la calidad de los servicios eléctricos, emitida mediante D.S. N° 020-97-EM.
- Mejorar la selectividad en la protección del alimentador .
- Cumplir con la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L N° 25844), su Reglamento y demás normas vigentes.
- Disminuir los pagos por incumplimiento de la calidad de suministro, por compensaciones a clientes.
- El proyecto es bastante rentable, por lo tanto se recomienda aprobar el proyecto por el monto de MUS\$ 65.30.

4.2 Renovación de redes de MT de conductores no normalizados.

En la zona norte del departamento de Lima, existe redes aéreas con conductores de cobre de secciones no normalizadas y en mal estado. Estas redes aéreas actualmente se encuentran en mal estado, parte de ella presenta corrosión en el conductor, en la ferretería que inclusive ha llegado hasta el fierro de los postes; así mismo en ciertos tramos se encuentran dentro de la propiedad privada y presentan numerosos empalmes aéreos como producto de los trabajos de mantenimiento anteriores.

En estas condiciones, estas redes presentan un peligro para las personas que transitan por las inmediaciones y para el personal que realiza labores de

mantenimiento, por la posibilidad de la caída de los conductores o postes debido a su mal estado.

4.2.1 Descripción de la alternativa

El proyecto consiste en reemplazar el conductor de cobre envejecido y no normalizado (10, 13, 16, 21, 33 y 53 m²) por conductor de aluminio engrasado de 70 y 120 mm² de acuerdo a tabla adjunta, en un período de 03 años.

En el esquema unifilar de la red de MT se puede observar los tramos y cantidades a renovar (ver anexo A).

El presente proyecto se ha considerado ejecutarse en tres años, se dará prioridad en el primer año a las líneas más antiguas de menor sección y las que se encuentran en mal estado, las cuales han causado interrupciones de energía a los clientes.

4.2.2 Presentación de las interrupciones.

Ver las interrupciones imprevistas en la sección técnica norte en el año 2000 (Ver anexo N° B).

4.2.3 Parámetros de evaluación.

Los parámetros para la evaluación de la alternativa son las siguientes:

- Horizonte de evaluación 10 años
- Vida útil 25 años
- Depreciación 10 años

- Tasa de descuento 16.3% anual
- Moneda Dólares americanos

4.2.4 Costos y Beneficios

Costo por operación y mantenimiento

No se considera los gastos de mantenimiento, ya que los equipos proyectados no necesitan labores de mantenimiento.

Beneficios por disminución de la energía no suministrada

En el anexo D, se muestra que el mayor ingreso obtenido por la disminución de la energía no suministrada, asciende a MUS\$ 0,04 por año. Dicho ahorro se mantiene constante durante todo el período de estudio.

Cabe mencionar que con la ejecución del proyecto, se ha previsto obtener un ahorro del 50% respecto a la situación sin proyecto.

Beneficios por pagos de calidad de suministro.

En el anexo D se indica que el ahorro de los pagos por calidad MUS\$. 3.16.

Se debe mencionar que con la ejecución del proyecto, se ha previsto obtener un ahorro del 50% respecto a la situación sin proyecto.

4.2.5 Inversión del proyecto.

El monto de la inversión será dividido en tres años de acuerdo a la tabla Inversión de mejora de las redes aéreas Anexo D. La inversión para este proyecto es de MUS\$ 451.47.

TABLA N° 4.2**Monto de Inversión para Renovación de Redes en HL-06**

Año	2001	2002	2003
Monto (MUS\$)	143.16	178.6	129.71

4.2.6 Evaluación económica.

A continuación se presenta el cuadro resumen del flujo de fondos para la alternativa “B”.

TABLA N° 4.3**Flujo de Fondos para Renovación de Redes**

Tasa	12%	14%	15.3%	16.3%	17.3%	18%	19%
VAN	-95.3	-113.5	-123.56	-130.4	-136.6	-140.6	-123.7
TIR	5.37%						

4.2.7 Conclusiones y recomendaciones

La ejecución del proyecto resulta necesario porque:

- Se reduce el riesgo de accidentes por caída de conductor, brindando mayor seguridad a las personas que transitan por las inmediaciones y para el personal que realiza labores de mantenimiento; así mismo evitar el pago por multas.

- Se da mayor seguridad a las instalaciones eléctricas, garantizando la continuidad del servicio a los clientes.
- Mejorar los índices de calidad de suministro(FIC y TIC) en el alimentador analizado, de acuerdo a lo exigido por la norma técnica de la calidad de los servicios eléctricos, emitida mediante D.S. N° 020-97-EM.
- Cumplir con la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L N° 25844), su Reglamento y demás normas vigentes.
- Disminuir los pagos por incumplimiento de la calidad de suministro, por compensaciones a clientes.
- No es rentable la inversión.

4.3 Optimización de mantenimiento Predictivo, Preventivo, y Correctivo.

En la zona norte del departamento de Lima, existe redes aéreas con conductores de cobre de secciones no normalizadas y en mal estado. Estas redes aéreas actualmente se encuentran en mal estado, parte de ella presenta corrosión en el conductor, en la ferretería que inclusive ha llegado hasta el fierro de los postes; así mismo en ciertos tramos se encuentran dentro de la propiedad privada y presentan numerosos empalmes aéreos como producto de los trabajos de mantenimiento anteriores.

En estas condiciones, estas redes presentan un peligro para las personas que transitan por las inmediaciones y para el personal que realiza labores de mantenimiento, por la posibilidad de la caída de los conductores o postes debido a su mal estado.

4.3.1 Estrategias de Mantenimiento de líneas de Media y Baja tensión

El proyecto consiste en aplicar los recursos disponibles adecuadamente a fin de alcanzar un sistema de distribución de energía eléctrica que cumpla con los niveles de calidad de servicio exigidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y permita satisfacer las necesidades de los clientes.

Los objetivos principales son disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones, para ello será necesario establecer estrategias para su desarrollo:

4.3.1.1 Introducción.

En la actualidad las prácticas de mantenimiento que se están desarrollando en el Perú son muy similares a las que se realizan en el ámbito mundial: el cambio de aisladores convencionales por aisladores de silicona, con el fin de reducir las interrupciones debidas a pérdidas de aislamiento o fallas en la cadena de aisladores.

De las normas aplicadas en los diferentes países, la Peruana es la única que pondera la duración de las interrupciones programadas, por un factor de 0.5.

Asimismo se debe implementar una política de mantenimiento preventivo, orientada a inspeccionar el estado de las componentes del sistema con el fin de reducir las interrupciones debido a causas atribuibles a mantenimiento.

La política de mantenimiento puede implementarse teniendo en cuenta los registros de las últimas intervenciones o mantenimientos correctivos hechos en las líneas y en los diferentes componentes del sistema y planificando su próxima inspección haciendo mayor énfasis en las áreas críticas para el funcionamiento del sistema y las que se encuentran ubicadas en regiones geográficas con características

críticas para la operación del mismo.

4.3.1.2 Ámbito de aplicación.

Las estrategias de mantenimiento se aplicarán a todas las redes de Distribución, cuyas instalaciones se clasifican en:

Líneas Aéreas de MT

Se entiende desde la posición de MT de salida de la subestación, hasta el elemento de protección en el lado de Media Tensión del Centro de Transformación, incluye dispositivos de maniobra y protección. Las pautas de revisión se aplicarán en las revisiones de todas las líneas, cuyo valor de tensión de explotación está comprendido entre 1 y 36 kV.

Centros de Transformación

Las pautas de revisión se aplicarán a Centros de Transformación (CT) de intermedia MT/BT hasta 36 kV, con una potencia hasta 500 kVA y cuyo mantenimiento es responsabilidad de las empresas de Distribución.

Líneas Aéreas de BT

Se entiende por red de Baja Tensión (BT) desde los fusibles de BT del Centro de Transformación (CT), hasta el punto de derivación de la red de BT hacia el cliente (Acometida). Los fusibles no se consideran en las pautas de revisión BT, los que se contemplan en el CT. El procedimiento de revisión se aplicará a redes con

tensión inferior a 1.000 V. Las pautas de revisión se aplicarán a Centros de Transformación (CT) de intemperie

4.3.1.3 Tipos de mantenimiento.

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

- Revisar
- Adecuar
- Reparar

◆ Revisar (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 no afectan al medio ambiente. Esta actividad se imputará a gastos.

Este mantenimiento incluye:

- Inspecciones periódicas.
- Revisiones termográficas.
- Reconocimientos reglamentarios.
- Medidas en la puesta a tierra y tensión de paso y contacto.
- Revisión de equipos detalladas (Gamas de Mantenimiento).
- Diagnóstico de cables.

- Ensayos de aceite en transformadores.
- Medidas de carga y tensión en redes y centros de transformación.

◆ **Adecuar (Mantenimiento Preventivo)**

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

Este mantenimiento incluye:

- Cambio de topología por modificación del entorno.
- Coordinación de fusibles.
- Corrección de los defectos declarados en todo tipo de revisiones.
- Tala y poda y eliminación del arbolado de líneas existentes.
- Mejoras en la puesta a tierra.
- Limpieza de aisladores.
- Sustitución de cables por averías repetitivas en el mismo tramo.
- Limpieza y adecuación de aparamenta en zonas polucionadas.
- Repintado de apoyos.

Se origina como consecuencia del mantenimiento predictivo (revisar).

Se considerará como actividad imputada a gastos, salvo aquellas acciones que supongan un claro alargamiento de la vida útil de la instalación, que se imputará como inversión.

◆ **Reparar (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). Este tipo de actividad se considerará como gasto.

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, esta normalización definitiva, se considerará parte de la reparación.

4.3.1.4 Revisiones de mantenimiento.

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

- **Críticos**
- **Mayores**
- **Menores**
- **Informativos**

Defectos críticos: Son aquéllos en los cuales la razón, la experiencia o el criterio determina 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.

Defectos mayores: Son aquéllos en los cuales la razón, la experiencia o el criterio 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, incluso aquellos que pueden reducir la capacidad de utilización.

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

Defectos menores: Son aquéllos en los cuales la razón, la experiencia o el criterio determina la No existencia de un peligro inmediato para la seguridad de las personas, bienes o el medio, los que 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.

Defectos informativos: Son aquéllos defectos menores que interesa seguir su evolución y cuya corrección no es obligada antes de 3 años.

Aunque la mayoría de los defectos reales pueden tener asignada una criticidad estándar, los jefes de explotación asignarán la verdadera prioridad, que estará condicionada por factores relativos a la zona, al mercado que alimenta la instalación o bien, por la disponibilidad del presupuesto.

4.3.1.5 Nivel de clasificación de mantenimiento.

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:

- Nivel A :
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 TV, grandes clientes o clientes singulares, etc.).
- Nivel B :
Aquellas donde una salida de servicio, tiene menor impacto en los indicadores de calidad de servicio, no afecta a grandes clientes o clientes singulares.
- Nivel C :
Aquellas de menor tasa de falla o desconexión, y bajo costo de Interrupción.

4.3.1.6 Descripción de componentes de las líneas aéreas de MT.

AISLAMIENTO [A]

Comprende los aisladores y elementos terminales de los cables aislados de MT.

Los amarres de los CTs (centros de transformación) y los aisladores de soporte se revisarán como un apoyo de paso o final de la línea, anotando como número de apoyo la identificación del CT.

CABLE DE TIERRA [B]

Corresponde al conductor y a sus accesorios destinado a la protección contra rayos y tensión de paso y contacto.

CONDUCTOR [C]

Comprende los conductores de cualquier naturaleza, cable o alambre, con o sin aislación.

En los CT, el conductor se considerará que comienza en la derivación de la línea de MT, incluyendo el conector.

Se considerará como "vano", el tramo de conductor que une la luz entre dos apoyos.

Se considerará como "puente" la unión en un mismo apoyo entre los conductores de dos vanos y sin tensión mecánica.

Se considerará "empalme" la unión entre conductores que asegura su continuidad eléctrica y mecánica.

Se considerará "conexión", la unión entre conductores que asegura la continuidad eléctrica de los mismos, siendo su resistencia mecánica reducida.

CRUCES [G]

Se refiere a las alturas en los cruzamientos de las líneas de MT con ferrocarriles, carreteras, otras líneas eléctricas y de telecomunicación; incluye las distancias de separación respecto a los apoyos de otras líneas eléctricas, telecomunicaciones y las condiciones de seguridad, definidas en el reglamento de Líneas de Media Tensión.

HERRAJES [H]

Incluye los elementos de fijación de los aisladores al apoyo, al conductor y los

accesorios del conductor.

CIMIENTOS [I]

Se refiere a las sujeciones de las bases de los apoyos al terreno, utilizando hormigón como materia de sujeción.

ESTRUCTURA [J]

Incluye la estructura central del apoyo y todos los elementos fijados a la misma. Crucetas, señalizaciones, tornillos, elementos de protección para la avifauna etc.

VANO, PASO POR ZONAS [L]

Incluye el conductor, las distancias de éste respecto al arbolado y al terreno, su proximidad a las construcciones considerando las distancias de seguridad aplicables al paso por zonas edificadas.

APOYO [P]

Incluye los diferentes tipos de apoyos y tirantes.

APARAMENTA [R]

Se refiere a los diferentes aparatos que posibilitan la explotación de la línea, interruptores, seccionadores, transformadores, fusibles etc.; incluye los mandos para su maniobra, las crucetas y las conversiones aéreas subterráneas.

- Seccionadores.- comprende los seccionadores exteriores y su mando de accionamiento con los herrajes de fijación al apoyo incluidos.
- Reconectores.- comprende los reconectores exteriores y su mando de accionamiento local con los herrajes de fijación al apoyo incluidos.
- Interruptores.- comprende los interruptores exteriores y su mando de accionamiento local con los herrajes de fijación al apoyo incluidos.

- Fusibles.- comprende las bases portafusibles y los fusibles exteriores.
- Pararrayos.- comprende los pararrayos de las conversiones A/S, no incluye los pararrayos de los CTs.
- Equipos de medida.- incluye los transformadores de tensión y corrientes asociadas al equipo.
- Condensadores.- incluye los instalados en las líneas de MT, su equipo de control y los herrajes de fijación al apoyo.
- Reguladores de tensión.- incluye los instalados en las líneas de MT, su equipo de control y los herrajes de fijación al apoyo.

PUESTAS A TIERRA [T]

Comprende los conductores del circuito de tierra, las tomas de tierra y sus conexiones con la aparamenta (Seccionadores, interruptores, pararrayos etc.).

4.3.1.7 Revisiones de mantenimiento.

Las revisiones se realizarán para controlar el estado de las líneas aéreas de MT y la incidencia que sobre éstas tienen los componentes y conceptos descritos.

Cada tipo de revisión, obedecerá a unos criterios, instrucciones y frecuencias que se definen los apartados correspondientes.

Tipos de revisiones a aplicar en líneas aéreas de MT:

- Inspección.
- Inspección por Podas.
- Inspección por disparos.

- Reconocimiento reglamentario. (si es requerido)
- Medidas de resistencia de puesta a tierra.
- Revisión termográfica.
- Revisión detallada.

a) INSPECCIÓN

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

La inspección de una línea de MT consiste en un recorrido de una parte de la instalación previamente definida, que se realiza con una determinada periodicidad.

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

◆ Método para la inspección

Método:

Esta revisión se realizará con la instalación en servicio.

La unidad de revisión, estará formada por el apoyo y el vano siguiente en la dirección del recorrido de inicio al final de la ruta.

La guía de inspección, se utilizará en cada uno de los apoyos. 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.

Para revisar los aisladores y los conductores se utilizarán los prismáticos.

Los defectos de grave riesgo para las personas, los que puedan provocar efectos graves en el entorno o que afecten al mantenimiento de la línea en servicio, se pondrán en conocimiento del técnico de la Zona de inmediato, y como plazo máximo, 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, apoyos, 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.

◆ **Descripción de los códigos de revisión para la inspección.**

Se detallan a continuación los posibles defectos a revisar en una inspección, en función del condicionante que la origine.

TABLA N° 4.4.1 [A] - AISLAMIENTO

A 11	Elemento o cadena roto
A 12	Elemento o cadena contaminado
A 13	Elemento o cadena con señal de descargas
A 16	Aislamiento, elemento o cadena desplomado.

TABLA N° 4.4.2 [B] – CABLE DE TIERRA

B 11	Cable de tierra con venas cortadas
B 51	Latiguillo roto o falta

TABLA N° 4.4.3 [C] – CONDUCTOR

C 11	Conductor hebras rotas en vano o puente.
C 12	Conductor puente con descargas en vano, por tense flojo.
C 21	Conductor, antivibrador defectuoso.
C 41	Conductor con más de dos empalmes por vano.
C 42	Mas de un empalme por vano de circuito y conductor en cruce
C 43	Conductor, empalme defectuoso o inadecuado.
C 62	Conductor del puente con descargas o defectos.

C - -	Conductor destensado.
C - -	Conductor con chaqueta en mal estado.
C - -	Conductor fuera del aislador

TABLA N° 4.4.4 [G] – CRUCE

G 23	Cruce, líneas eléctricas de MT distancia insuficiente.
G 33	Cruce, líneas eléctricas de BT distancia insuficiente.
G 43	Cruce, líneas de telecomunicaciones distancia insuficiente.
G 53	Cruce con carreteras, distancia insuficiente.

TABLA N° 4.4.5 [H] – HERRAJE

H 12	Herrajes, elemento o cadena con desgaste.
H 42	Herrajes, grapas en mal estado o presentan deslizamiento.
H 51	Herrajes, retención rota o suelta en aislador rígido.
H 63	Soporte defectuoso de aparamenta.
H 71	Herrajes, cruceta en mal estado.

TABLA N° 4.4.6 [I] – CIMIENTOS

*	Cimientos en mal estado
---	-------------------------

TABLA N° 4.4.7 [J] - ESTRUCTURA

J 13	Estructura, falta tornillería o está floja.
J 21	Cuerpo cruceta en mal estado
J 32	Estructura, crucetas con oxido.
*	Cruceta desnivelada.
*	Cruceta inadecuada
J 51	Falta placa de señal de peligro
J 52	Señal de peligro rota o dañada
J 61	Falta placa o número de identificación del apoyo
J 62	Placa o número de identificación del apoyo dañado o roto
J 71	Nidos en cabeza que pueden afectar a la explotación.
J 72	Nidos en cruceta que pueden afectar a la explotación.
J 73	Protección de avifauna deteriorado o en mal estado.
J 81	Elemento antiposada en mal estado
JA	Pintura en mal estado

TABLA N° 4.4.8 [L] – VANO, PASO POR ZONAS

L 21	Vano cuya distancia a la masa vegetal es inferior a 2 m.
L 25	Distancia a arbolado de partes en tensión inferior a 2 m.
L 31	Distancia insuficiente a edificaciones accesibles, inferior a 5,0 m.

L 31	Distancia insuficiente a edificaciones accesibles, inferior a 5,0 m.
L 32	Distancia insuficiente a edificaciones inaccesibles, inferior a 4,0 m.
L 61	Vano distancia vertical al terreno menor a 6 m.
*	Separación de conductores con empresas apoyadas inferior a lo normado.

Nota : Las distancias serán verificadas de acuerdo a la norma o reglamento de cada país.

TABLA N° 4.4.9 [P] – APOYOS METÁLICOS

P 11	Apoyo metálico deformado o revirado, que afecte al tense
------	--

TABLA N° 4.4.10 [P] – APOYOS DE HORMIGÓN

P 21	Poste de hormigón con grietas, con riesgo de caída
*	Apoyo con fierros a la vista
*	Apoyo sin protección en la base.

TABLA N° 4.4.11 [P] – APOYOS DE MADERA

P 31	Apoyo de madera, podrido o roto con riesgo de caída
*	Apoyo podrido, quemado, carcomido, agrietado en la parte exterior

TABLA N° 4.4.12 [P] – TIRANTES o VIENTOS

P 41	Apoyos con vientos con posibilidad de roturas (Hebras cortadas o corroídas)
P 42	Apoyo con vientos sin protección en zona frecuentada
*	Falta de tirante
*	Falta de aislador tensor
*	Aislador de tensor sobre la proyección de la red BT
*	Tirante destensado

TABLA N° 4.4.13 [P] – APOYOS

P 51	Apoyo desplomado que afecta su resistencia mecánica
P 53	Apoyo sin la debida robustez.
*	Apoyo desaplomado

TABLA N° 4.4.14 [R] - APARAMENTA

R 12	Terminales cable subterráneo en mal estado (puntos calientes)
R 22	Falta de pararrayos o está en mal estado
R 41	Dispositivo de maniobra sin poder maniobrar.
R 42	Mandos de los dispositivos en mal estado o sin candado.
R 43	Banqueta (ménsula) rota o con aisladores rotos.
R 49	Falta dispositivo de maniobra en derivaciones.
R 4 C	El seccionador de la línea a menos de 5 m de altura.
R 51	Fusibles o relés de MT en mal estado o puenteado.
R 61	Trafos de medida con aisladores rotos o descargas.
*	Equipo de medida en mal estado.

TABLA N° 4.4.15 [T] – PUESTA A TIERRA

T 31	PaT de apoyo con conexión suelta, floja o rota
T 34	PaT de apoyo no visible.
T 38	PaT de apoyo de hormigón y metálico sin conexión
T 3 D	PaT, desconectada o sin grapa de conexión

b) INSPECCION POR PODA

El objetivo de la inspección es detectar en todas aquellas zonas de arboladas, las cuales están previamente definidas y acotadas para cada alimentador, los árboles o ramas con posibilidad de repercutir en las instalaciones y que puedan afectar a la continuidad del suministro eléctrico.

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

◆ Método para la inspección**Método:**

Esta revisión se realizará con la instalación en servicio.

La unidad de revisión, estará formada por el apoyo y el vano siguiente en la

dirección del recorrido de inicio al final de la ruta.

La guía de inspección, se utilizará en cada uno de los apoyos. 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.

Los defectos de grave riesgo para las personas, los que puedan provocar efectos graves en el entorno o que afecten al mantenimiento en servicio de la línea, se pondrán en conocimiento del técnico de la Zona de inmediato, y como plazo máximo, antes de finalizar la jornada laboral del día.

◆ **Descripción de los códigos de revisión para la inspección.**

TABLA N°4.5 [L] – VANO, PASO POR ZONAS

L 21	Vano cuya distancia a la masa vegetal es inferior a 2 m.
L 25	Distancia a arbolado de partes en tensión inferior a 2 m.

Nota : Las distancias serán verificadas de acuerdo a la norma o reglamento.

c) INSPECCIÓN POR DISPAROS

El objeto de la inspección es detectar las causas que han originado las interrupciones en el suministro eléctrico.

Consiste en un recorrido por la línea de MT que se realizará después de haberse producido alguna de las siguientes situaciones:

- Con un disparo de una línea en un día y que afecte a grandes clientes o clientes singulares.
- Mas de dos disparos de una línea en un día y que no afecte a grandes clientes o clientes singulares.
- Una acumulación de cinco disparos en una semana de una línea, y que

no afecte a grandes Clientes y clientes singulares

En los tres casos en ausencia de condiciones climatológicas adversas.

Método a aplicar en una inspección por disparos

A efectos de localización de las posibles causas que han ocasionado los disparos y para evitar una revisión total de la línea, se fijarán los siguientes niveles de actuación:

- **Nivel 1.** Revisar las zonas que la experiencia sancione con mayores probabilidades de avería (zonas arboladas, zonas con gran afluencia de aves, zonas con contaminación salina, etc.).
- **Nivel 2.** Revisar de la línea principal, las derivaciones y los CTs (ver procedimiento de revisión de inspección por disparos de CTs).
- **Nivel 3.** Revisar las derivaciones de propiedad particular.
- **Nivel 4.** Realizar la termografía de las instalaciones.
- **Nivel 5.** Instalar detectores móviles para localización de defectos monopolares y de fases.

◆ Instrumentos específicos:

- Niveles 1,2 y 3. - Prismáticos. Emisora. Cámara fotográfica.
- Nivel 4. - Equipo de termovisión.
- Nivel 5. - Detectores móviles de paso de defecto (Indicadores de Falla).

◆ **Hoja de inspección:**

Para los tres primeros niveles se utilizará la hoja de inspección y reconocimiento reglamentario, para los niveles cuarto y quinto se elaborará un informe detallado.

◆ **Método:**

Esta revisión se realizará con la instalación en servicio.

La unidad de revisión estará formada por el apoyo y el vano siguiente en la dirección del recorrido de inicio al final de la ruta.

La guía de inspección se utilizará en cada uno de los apoyos. 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.

Para revisar los aisladores y los conductores se utilizarán los prismáticos.

Los defectos de grave riesgo para las personas, los que puedan provocar efectos graves en el entorno o que afecten al mantenimiento en servicio de la línea, se pondrán en conocimiento del técnico de la Zona de inmediato, y como plazo máximo, antes de finalizar la jornada laboral del día.

◆ **Descripción de los códigos de inspección por disparos.**

Se detallan a continuación los posibles defectos a revisar en una inspección por disparos. En función del condicionante que origine la inspección por disparos, se elegirán aquellos códigos relacionados con los posibles defectos que se pretendan detectar.

TABLA N° 4.6.1 [A] - AISLAMIENTO

A 11	Elemento o cadena roto
A 12	Elemento o cadena contaminado
A 13	Elemento o cadena con señal de descargas

TABLA N° 4.6.2 [C] – CONDUCTOR

C 12	Conductor puente con descargas en vano, por tense flojo.
------	--

TABLA N° 4.6.3 [L] – VANO, PASO POR ZONAS

L 21	Vano cuya distancia a la masa vegetal es inferior a 2 m.
------	--

TABLA N° 4.6.4 [R] - APARAMENTA

R 22	Falta de pararrayos o está en mal estado
R 25	Falta de pararrayos en PT
R 41	Dispositivo de maniobra sin poder maniobrar.
*	Equipos de operación o protección puenteados o en mal estado

d) RECONOCIMIENTO REGLAMENTARIO

Consiste en una inspección a la que se añaden aspectos reglamentarios a efectos de dar cumplimiento a exigencias del ente regulador.

◆ **Descripción de los códigos de inspección Reglamentaria.**

TABLA N° 4.7 [C] – CONDUCTOR

C 92	Conductor con sección no reglamentaria.
------	---

e) MEDIDAS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Consiste en medir la resistencia del electrodo de PaT del apoyo para verificar que su medida, en ohmios, cumple los requisitos reglamentarios, y pueda garantizar el buen funcionamiento de las protecciones y localizadores de defecto.

◆ **Descripción de los códigos de Medidas de resistencia de puesta a tierra.**

TABLA N° 4.8 | T | – PUESTA A TIERRA

T 21	PaT de apoyo sin anillo con D. maniobra o z.p.c.
T 22	PaT de apoyo > a 20 Ohms con D. maniobra o z.p.c.
T 41	PaT en apoyo con fusibles y/o pararrayos superior 20 Ohms.

Nota : Los valores serán verificados de acuerdo a la norma o reglamento.

f) REVISION TERMOGRAFICA

Consiste en detectar, temperaturas inadecuadamente altas en las conexiones del circuito principal y derivaciones, incluidas las protecciones o seccionamientos (conectores, empalmes, elementos de conexión de los seccionadores, conexiones de los transformadores, condensadores, reguladores de tensión y conductores).

Se revisará el circuito completo, con unas condiciones mínimas de intensidad ó carga en el circuito. Se tendrán en cuenta aquellos apoyos donde haya puentes, conexiones y terminales.

◆ **Método para la revisión termografica**

Método

A criterio del responsable de la zona, se realizará la planificación de los trabajos a realizar, de acuerdo al siguiente índice:

Confección del listado de las líneas a revisar. Este listado comprenderá solamente las líneas que durante alguna época del año alcancen una carga, al menos, del 15 % de su valor nominal. El listado comprenderá además la longitud, sección e intensidad mínima (15 % de la nominal) de cada línea según su conductor.

A fin de conseguir que el reconocimiento se realice en el momento de mayor carga, el listado de líneas anterior se subdividirá en dos o tres grupos, buscando su estacionalidad en cuanto a cargas máximas de las mismas (Verano, Invierno u otro). Se preparará copias de planos con la situación de las líneas a inspeccionar y listado de los apoyos.

El día anterior al de efectuar la revisión, se verificará con los Centros de Control, las intensidades de las líneas y se programarán las maniobras necesarias para conseguir la intensidad mínima necesaria para la inspección.

Para la realización de la inspección termográfica la carga de la línea debe ser igual o superior al 15% de la máxima admisible y debe realizarse transcurridos al menos 20 minutos de la puesta en servicio, con el fin de que se establezca la temperatura.

Cada día antes de iniciar los trabajos, se consultará con los Centros de Control si ha habido variaciones en la explotación de la red con lo previsto el día anterior. En las líneas en que no se alcance el 15 % mínimo no se hará Termografía. No debe realizarse inspección termográfica con velocidades de viento superior a 25 Km/h.

El operador termográfico, como responsable de la manipulación de la cámara, tendrá en cuenta y aplicará el Manual de Instrucciones del Sistema con que esté operando.

Detectado un “punto caliente”, el vehículo se detendrá o aminorará la marcha, con objeto de identificarlo con seguridad, grabarlo en el equipo de grabación y que el operador pueda, por su luminosidad valorar provisionalmente su

importancia.

Se llevará a cabo la grabación de la imagen termográfica cuando se detecte un punto caliente.

Se hará una fotografía digital del punto y su entorno, en la que se mencione su localización exacta de ser necesario.

Será de obligado cumplimiento la Legislación vigente en materia de Prevención de Riesgos Laborales , así como las Normas particulares de cada empresa.

Es muy importante definir exactamente la situación del “punto caliente” y la clase de material que lo provoca, para facilitar su posterior reparación y seguimiento estadístico.

Terminada la revisión diaria, el operador termográfico anotará los resultados de la inspección, para su envío a la Unidad responsable de la explotación y en caso de existir algún defecto “Crítico”, lo comunicará, además, telefónicamente al responsable de la Zona que corresponda para su rápida reparación.

◆ **Guía del método de medidas**

Los conductores de las líneas aéreas, presentan puntos de contacto en los que, por problemas de montaje o bien por deterioro del material, se puede presentar un proceso de calentamiento, que llega incluso hasta la destrucción del contacto o a la avería de la línea.

A los contactos que presenten estos síntomas los denominamos, “Puntos Calientes”.

Dichos puntos son normalmente:

- · Empalmes.
- · Conexiones.
- · Puentes.
- · Conexiones.
- · Equipos de operación, en las de las grapas de compresión y terminales.
- · Amarres de las líneas, contacto eléctrico entre las dos superficies planas unidas por pernos.
- · Otros elementos de unión en puente flojo, como grapas bifilares, preformados.
- · Otros (Rotura de venas, etc.)

En la revisión termográfica de las líneas, se pretende la detección y análisis de los “puntos calientes”, para su posterior estudio y toma de las medidas de corrección oportunas, para lo que los puntos calientes, se anotarán en el impreso que se anexa, en el mismo los puntos calientes se Clasifican en:

- C = Crítico (reparación inmediata)
- M = Mayor (Reparación a corto plazo)
- m = menor (reparación a largo plazo)

Además se anotará, para cada uno de los apoyos, donde se encontró un punto caliente los siguientes datos:

- Fecha y hora de la revisión.
- Nombre y tensión de la línea.
- Número del apoyo.
- Cara y fase.

- Calificación
- Localización (Terminal, Empalme, Puente etc.)

♦ **Descripción de los códigos de la revisión termografica.**

TABLA N° 4.9.1 | C | – CONDUCTOR

C 81	Punto caliente en empalme.
C 82	Punto caliente en grapa.
C 83	Punto caliente en el puente.
C 84	Punto caliente en otros.
C 85	Punto caliente dispositivos de maniobra, vías de corriente.
C 86	Punto caliente dispositivos de maniobra, palas de conexión.
C 87	Punto caliente en las conversiones A/S.
C 88	Punto caliente en pararrayos.

TABLA N° 4.9.2 | R | - APARAMENTA

R 47	Dispositivo maniobra, punto caliente en vías de corriente.
R 48	Dispositivo maniobra, punto caliente cuchillas de ruptura.
R 53	Fusibles MT, punto caliente en pinza de conexión.
R 42	Mandos de los dispositivos en mal estado o sin candado.

g) REVISION DETALLADA

La revisión detallada, consiste en la comprobación del estado de operación y posterior reglaje con correcciones si se precisan, de los seccionadores e interruptores aéreos y demás aparamenta específica de maniobra o protección.

♦ **Método para la revisión detallada**

La revisión se realizará con la línea en desenergizada, en taller reemplazando el equipo existente o empleando métodos de trabajos con tensión.

Se revisarán todos los conceptos, adecuarán o reemplazarán los componentes, según la Gama de mantenimiento de cada elemento de maniobra, anotando en cada caso:

- Anomalía corregida (D)
- Anomalía pendiente (P)
- Anomalía corregida y pieza cambiada (S)
- Realizado sin novedad (C)

4.3.2 Codificación de incidentes.

Como se ha mencionado, la propuesta de codificación de incidentes, se basa en la Normativa Calidad Suministro y consta de cuatro puntos principales:

TABLA N° 4.10 Clasificación de tipos de Incidente

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
O	TRABAJO OPERACIÓN
L	DESLASTRE DE CARGAS
C	DISPARO DE CABECERA
P	PROTECCIONES INTERMEDIAS
S	DEFECTO NO LOCALIZADO
A	AVERÍA
X	DESCONEXIÓN MANUAL O MANIOBRAS
N	ANOMALÍA
D	TRABAJO PROGRAMADO
T	TRABAJO EN TENSIÓN

Trabajo Operación.- El incidente consiste en maniobras realizadas por el Centro de Control, normalmente efectuada en subestaciones y que no producen ningún tipo de interrupción de suministro.

Deslastre de Cargas.- El incidente consiste en el disparo de líneas AT, MT y/o transformadores AT/ MT, en condiciones de baja frecuencia en la red, como consecuencia de incidentes en la red de transporte (pérdida de líneas) o en producción (perdidas de grupos). Para estos incidentes, el nivel de tensión será siempre AT.

Disparo de Cabecera.- El incidente ha supuesto el disparo por protecciones del interruptor de cabecera del circuito, sin resultar elemento averiado alguno ni realizar maniobras en la línea para localizarlo. La reposición puede producirse mediante el ciclo de reconexión automática (caso de líneas aéreas) o la reconexión manual (local o por telemando).

Los distintos tipos de reconexión automática o manual que podemos encontrar son los siguientes:

Reconexión automática

RA .- Reconexión automática con éxito

Reconexión manual

CRS.- Ciclo de reenganches automáticos sin éxito, seguido de conexión manual con éxito

RM.- Reconexión manual por no existir o estar fuera de servicio la reconexión automática

Protecciones Intermedias.- El Incidente ha conllevado la actuación de protecciones de la red, pero no en la cabecera del circuito (recloser, fusibles, ...), sin resultar elemento averiado alguno. La reposición de servicio se produce por reconexión

manual o automática del circuito o por la reposición de los fusibles fundidos o rearme del dispositivo actuado.

Defecto No Localizado.- El incidente ha producido la actuación de las protecciones, bien sea en cabecera o en puntos intermedios, resultando infructuosos los subsiguientes intentos de reposición, aparentando existir una avería en algún elemento del circuito. Posteriormente se han realizado maniobras para localizarla, pero no se ha podido localizar avería alguna y se ha repuesto al servicio.

Avería.- Cuando en el origen o en el transcurso de la resolución del incidente ha resultado averiado algún equipo de la red, en cualquier nivel de tensión (AT, MT o BT). Los campos correspondientes a Elemento Averiado y Causa del Incidente habrán de ser cumplimentados por la Unidad Operativa Técnica (UOT) en la que se ubica el Elemento Responsable.

La codificación de Avería actuará como vinculación con el módulo de Gestión de Obras y Mantenimiento, el que podrá consultar los registros de incidencia para conformar información estadística del desempeño de la red.

Desconexión Manual o Maniobras.- El incidente tiene su origen en la desconexión de un elemento de corte, manual o por telemando, normalmente por necesidades propias de explotación y mantenimiento (facilitar trabajos, normalización tras reparación, reparto de cargas, descargos inmediatos, ...), pero también por causas externas (a petición cuerpo bomberos, policía, etc...). Este tipo de incidente es aplicable a aquellos que resulten de desconexiones por error.

Atención Anomalía (Defecto).- El incidente ha consistido en comprobar y en su caso resolver, sin interrupción del suministro y sin necesidad de maniobras, alguna

anomalía de las instalaciones de la que se ha tenido conocimiento a través de comunicaciones de personas particulares o miembros de organismos de servicios públicos. Normalmente se aplicará únicamente a incidentes BT.

Trabajo Programado.- Consiste en la realización de un descargo programado con la debida antelación y cumpliendo todos los requisitos de información a los clientes, para la ejecución de tareas que fuese necesario efectuar en la red.

Trabajo en Tensión.- Se trata de un ‘falso’ Incidente. El objetivo de gestionar en el SGI este tipo de Incidentes es determinar el Tiempo Medio de Interrupción evitado.

Causas de incidentes programados e Imprevistos

4.3.2.1 Causas de Incidentes Programadas e Imprevistas

Para los incidentes que resulten de trabajos programados se han establecido las siguientes Causas:

TABLA N° 4.11 CAUSAS DE INCIDENTES PROGRAMADAS

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
91	MANTENIMIENTO OTROS
92	MANTENIMIENTO REGLAMENTARIO
93	MEJORAS DE RED
94	NECESIDADES AJENAS
95	NUEVAS INSTALACIONES
96	CALIDAD DEL PRODUCTO
97	REDISTRIBUCIÓN DE CARGAS

Mantenimiento Otros.- Cuando se realizan trabajos de mantenimiento, tanto predictivo como correctivo, no comprendidos en exigencias reglamentarias y que no representan una mejora en la red.

Mantenimiento Reglamentario.- Cuando se realizan trabajos de mantenimiento,

tanto predictivo como correctivo, con el fin de cumplir requisitos reglamentarios de verificaciones eléctricas en las compañías.

Mejoras de Red.- Cuando se realizan trabajos de mantenimiento en la red, tanto predictivo como correctivo, con el fin de mejorar la calidad del servicio.

Necesidades Ajenas.- Cuando se realizan trabajos o interrupciones de suministro a petición de otras empresas de servicios (eléctricas, aguas, gas, telefónicas), clientes (para trabajos en sus instalaciones) u organismos de servicios públicos (Policía, Bomberos, Municipalidades,...)

Nuevas Instalaciones.- Cuando se realizan trabajos con el fin de poner en servicio nuevas instalaciones o conectar nuevos clientes.

Calidad de Producto.- Cuando el trabajo a realizar consiste en el ajuste del nivel de tensión de suministro con interrupción del mismo a los clientes.

Redistribución de Cargas.- Cuando el trabajo a realizar consiste en la distribución de cargas entre diversas instalaciones con el fin de garantizar la calidad de suministro a los clientes, realizando para ello una interrupción del mismo.

Incidentes Imprevistos

Cada compañía podrá distinguir tres categorías de incidentes en función de la responsabilidad del mismo (Propia, Terceros o Fuerza Mayor). En la tabla siguiente se recogen los diversos tipos de incidentes en función de su responsabilidad, grupo de pertenencia (Interno, Externo, Atmosférico) y el código propuesto.

En la tabla que se muestra a continuación no se recoge el tipo de responsabilidad FUERZA MAYOR, ya que se considerará de este modo cualquier tipo de causa que la autoridad competente considere excepcional y no imputable a la empresa

eléctrica.

La LNDR del Grupo aplicará el desglose descrito en la tabla, pero puede ser posible que, en un futuro, se simplifique dicha tabla si se observa que no aporta valor añadido que suponga una mejora en la gestión.

Cada compañía deberá considerar el detalle de la información comprometida con las autoridades locales respectivas.

TABLA N° 4.12 CAUSAS DE INCIDENTES PROGRAMADOS E IMPREVISTOS

RESPONSABILIDAD	GRUPO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
PROPIA	Interno	01	DEGRADACIÓN MATERIAL
PROPIA	Interno	02	ERROR MANIOBRA
PROPIA	Interno	03	ERROR MANTENIMIENTO
PROPIA	Interno	04	ERROR MONTAJE o INSTALACIÓN
PROPIA	Interno	05	ERROR PROYECTO, DISEÑO, PROGRAMACIÓN
PROPIA	Interno	06	FALTA MANTENIMIENTO
PROPIA	Interno	07	FALLO EQ. PROTECC., CONTROL, REGUL.
PROPIA	Interno	08	FALLO MATERIAL
PROPIA	Interno	09	MATERIAL INADECUADO
PROPIA	Interno	10	NECESIDADES PROPIAS URGENTES
PROPIA	Interno	11	SOBRECARGA
PROPIA	Interno	19	OTRAS CAUSAS PROPIAS INTERNAS
PROPIA	Externo	21	ANIMALES
PROPIA	Externo	22	PÁJAROS
PROPIA	Externo	23	ÁRBOLES
PROPIA	Externo	24	CUERPO EXTRAÑO
PROPIA	Externo	25	MOVIMIENTO NATURAL TIERRAS (SISMO)
PROPIA	Externo	29	OTRAS CAUSAS PROPIAS EXTERNAS
PROPIA	Atmosférico	31	GRANIZO
PROPIA	Atmosférico	32	HIELO
PROPIA	Atmosférico	33	HUMEDAD
PROPIA	Atmosférico	34	INUNDACIÓN, RIADA
PROPIA	Atmosférico	35	LLUVIA
PROPIA	Atmosférico	36	NIEBLA
PROPIA	Atmosférico	37	NIEVE
PROPIA	Atmosférico	38	POLUCIÓN
PROPIA	Atmosférico	39	SALINIDAD
PROPIA	Atmosférico	40	TEMPERATURA
PROPIA	Atmosférico	41	TORMENTA
PROPIA	Atmosférico	42	VIENTO
PROPIA	Atmosférico	49	OTRAS CAUSAS ATMOSFÉRICAS
TERCEROS	Explotación	51	CLIENTE
TERCEROS	Explotación	52	OTRA DISTRIBUIDORA
TERCEROS	Explotación	53	PRODUCCIÓN (GENERACIÓN)
TERCEROS	Explotación	54	PRODUCTOR RÉGIMEN ESPECIAL
TERCEROS	Explotación	55	TRANSPORTE
TERCEROS	Externo	61	ACTIVIDADES DE TERCEROS
TERCEROS	Externo	62	EXCAVADORAS
TERCEROS	Externo	63	FILTRACIONES, INUNDACIÓN
TERCEROS	Externo	64	GOLPE DE PICO
TERCEROS	Externo	65	INCENDIO
TERCEROS	Externo	66	PERSONAS
TERCEROS	Externo	67	VANDALISMO
TERCEROS	Externo	68	VEHÍCULOS
TERCEROS	Externo	69	OTRAS CAUSAS DE TERCEROS

A continuación se incluyen textos explicativos para la correcta asignación de la causa del incidente. La responsabilidad del incidente se obtendrá a partir de la causa asignada.

Responsabilidad Propia (Grupo Interno)

Degradación Material.- Cuando el incidente tiene su origen en el fallo de algún componente de las instalaciones debido a una reducción anormal de sus características y cuando el material es el adecuado y hace cierto tiempo que fue instalado.

Error Maniobra.- Cuando el incidente lo ha originado un error cometido en la operación de la red. El error puede ser cometido por el ordenante o por el ejecutor de la maniobra y puede consistir en maniobrar un equipo distinto del que había de maniobrase, realizar una maniobra distinta de que la había de hacerse o realizar maniobras en orden distinto. Se incluyen los casos en que un error de utilización desencadena el Incidente.

Error Mantenimiento.- Cuando el incidente lo ha originado algún error cometido en la realización de trabajos sobre las instalaciones, equipos asociados (protecciones, control, comunicaciones) y circuitos; no importa se trate de personal propio o de contratista.

Error Montaje O Instalación.- Cuando el incidente lo ha originado algún error cometido en el proceso de puesta en marcha de la instalación de un componente, de modo que dicho componente no quedó en las condiciones de funcionamiento adecuadas.

Error Proyecto, Diseño, Programación O Ajuste.- Cuando el incidente lo ha originado algún error que fue cometido en el proyecto de la instalación o en la programación o ajuste de equipos de la misma (protecciones, control, comunicaciones)

Falta Mantenimiento.- Cuando el incidente tenga su origen en el fallo de algún componente por falta de mantenimiento. También se aplicará a los casos en que el estado de las instalaciones y edificios asociados, cuyo mal estado (techos, muros, etc.) haya propiciado la irrupción de agua, animales u objetos en las instalaciones o reducido su nivel de aislamiento, sea el origen del incidente.

Fallo Equipo Protección, Control, Regulación O Comunicaciones.- Cuando el incidente tiene su origen en la actuación intempestiva o errática de dichos equipos o en el cableado asociado a los mismos. Cuando se trate de errores de ajuste o programación, se considerará error de proyecto o montaje.

Fallo Material.- Cuando el incidente tiene su origen en el fallo de algún componente de la red considerado adecuado y de reciente instalación, sin que dicho fallo pueda achacarse a un error de proyecto o montaje, a la degradación de material, a la falta de mantenimiento o a un error de utilización.

Material Inadecuado.- Cuando el incidente tiene su origen en el fallo de algún componente del que se tiene conocimiento de que sus características son inadecuadas, por lo que habría de sustituirse, pero aún se mantiene en servicio.

Necesidades Propias Urgentes.- Cuando el incidente resulte de la necesidad imperiosa de realizar determinadas actividades de interés propio que no han podido ser programadas.

Sobrecarga.- Cuando, en condiciones normales de explotación, el incidente resulte de una condición de sobrecarga. Se excluyen los casos en que la sobrecarga es, a su vez, resultado de un error de maniobra.

Otras Causas Propias Internas.- Cuando el incidente haya sido originado por alguna otra causa relativa al estado de las instalaciones y a la explotación de la red, distinta de las anteriores y que no pueda ser asociada a la acción, voluntaria o no, de terceros.

Responsabilidad Propia (Grupo Externo)

Animales.- Cuando el incidente lo ha originado la acción, inmediata o previa, de algún animal (roedores, gatos,...) sobre las instalaciones, excluidos pájaros.

Pájaros.- Cuando el incidente lo ha originado la acción, inmediata o previa, de alguna ave sobre las instalaciones (bandadas, nidos, colisión, excrementos, etc.)

Árboles.- Cuando el incidente lo ha originado la caída, inmediata o previa, de un árbol o ramas sobre las instalaciones (líneas, techumbres, etc.) No puede asignarse esta causa a las incidencias que resulten del crecimiento natural de árboles en la proximidad de las instalaciones que no guardan las distancias reglamentarias (en estos casos la causa será falta de mantenimiento) ni a las ramas caídas sobre las instalaciones por efecto del viento o por acciones de vandalismo.

Cuerpo Extraño.- Cuando el incidente lo ha originado la presencia o contacto de algún objeto sobre las instalaciones; por caída o llevado por el viento. Han de excluirse aquellos casos en los que se aprecie vandalismo o que resulten de obras y trabajos.

Movimiento Natural De Tierras.- Cuando el incidente lo ha originado el desplazamiento de tierras resultante de fenómenos sísmicos o movimientos naturales del terreno. Han de excluirse aquellos casos que resulten de obras y trabajos.

Otras Causas Propias Externas.- Cuando el incidente haya sido originado por causa externa a las instalaciones y a la explotación de la red, no sea ninguna de las anteriores y no pueda ser asociada a la acción, voluntaria o no, de terceros.

Responsabilidad Propia (Grupo Atmosférico)

Granizo.- Cuando el incidente puede asociarse a esta condición meteorológica, que puede provocar desperfectos en las instalaciones eléctricas y edificios.

Hielo.- Cuando el incidente resulta del depósito de hielo sobre las instalaciones, lo que puede provocar cortocircuitos, rotura de conductores, acercamientos entre conductores activos y, en casos extremos, torsiones y caídas de estructuras.

Humedad.- Cuando el incidente puede asociarse a esta condición meteorológica, que tiende a disminuir el nivel de aislamiento entre los componentes activos y tierra. Este caso se aplica, básicamente, a instalaciones interiores (condensación)

Inundación, Riada.- Cuando el incidente viene provocado por una avalancha de agua sobre las instalaciones, interiores o exteriores, que puede producir arrastre de las instalaciones (postes de líneas aéreas) y cortocircuitos (inundación de centros)

Lluvia.- Cuando el incidente puede asociarse a esta condición meteorológica, que tiende a disminuir el nivel de aislamiento entre los componentes activos y tierra.

Niebla.- Cuando el incidente puede asociarse a esta condición meteorológica, que tiende a disminuir el nivel de aislamiento entre los componentes activos y tierra. Este caso se aplica, básicamente, a instalaciones exteriores.

Nieve.- Cuando el incidente resulta del depósito de nieve sobre las instalaciones, lo que puede provocar cortocircuitos, rotura de conductores, acercamientos entre conductores activos y, en casos extremos, torsiones y caídas de estructuras.

Polución.- Cuando el incidente puede asociarse a esta condición ambiental, que tiende a disminuir el nivel de aislamiento entre los componentes activos y tierra, así como a disminuir la vida útil de los materiales.

Salinidad.- Cuando el incidente puede asociarse a esta condición ambiental, que tiende a disminuir el nivel de aislamiento entre los componentes activos y tierra, así como a disminuir la vida útil de los materiales.

Temperatura.- Cuando el incidente puede asociarse a condiciones térmicas anormales que superan los valores de diseño de las instalaciones y equipos de control, protección, refrigeración, regulación... etc. asociados, provocando una actuación errática de los mismos o sobrecalentamientos.

Tormenta.- Cuando el incidente se haya producido con motivo de este hecho, en el que se presentan varios fenómenos meteorológicos, incluyendo las descargas atmosféricas.

Viento.- Cuando el incidente se haya producido en ocasión de vientos huracanados que pueden producir contactos entre conductores activos y entre un conductor y partes metálicas.

Otras Causas Atmosféricas.- Cuando el incidente haya sido originado por un fenómeno meteorológico distinto de los anteriores.

Responsabilidad Terceros (Grupo Explotación)

Cliente.- Cuando el incidente haya tenido su origen en las instalaciones de un cliente

de la propia empresa distribuidora.

Otra Distribuidora.- Cuando el incidente haya tenido su origen en las instalaciones de otra empresa distribuidora o revendedor.

Producción.- Cuando el incidente haya tenido su origen en instalaciones de producción de energía eléctrica (generación), que no sean productores en régimen especial.

Productor Régimen Especial.- Cuando el incidente haya tenido su origen en las instalaciones de un autoproducer en régimen especial.

Transporte.- Cuando el incidente haya tenido su origen en instalaciones incluidas en la red de transporte de energía eléctrica, según lo definido por el Reglamento.

Responsabilidad Terceros (Grupo Externo)

Actividades De Terceros.- Cuando el incidente resulte de contactos accidentales de personas o máquinas en ocasión de trabajos u otras actividades organizadas en la proximidad de las instalaciones, siempre y cuando dichos trabajos sean ajenos a la Empresa. Incluye los casos de movimientos de terreno, caída de árboles, ... etc. provocados por dichas actividades.

Excavadoras.- Cuando el incidente resulte de la acción de una máquina excavadora que dañe o arranque partes de una instalación subterránea y siempre que se trate de trabajos ajenos a la Empresa.

Filtraciones, Inundación.- Cuando el incidente lo ha originado la irrupción, inmediata o previa, de agua sobre las instalaciones, sin que pueda asociarse al mal estado de las mismas. No puede asignarse esta causa a las incidencias que resulten

de arrastre o de anegación de las instalaciones por lluvia torrencial (en estos casos la causa será de tipo atmosférico)

Golpe De Pico.- Cuando el incidente resulte de los desperfectos provocados por la perforación de una instalación subterránea sin intervenir una máquina excavadora y siempre que se trate de trabajos ajenos a la Empresa.

Incendio.- Cuando el incidente se ha producido a causa de un incendio, natural o provocado, próximo a las instalaciones. En el caso de fuego provocado sobre las instalaciones propiamente dichas, se asignará la causa vandalismo.

Personas.- Cuando el incidente tenga su origen en la acción involuntaria, alocada o imprudente de personas sobre las instalaciones; excluyendo los casos de vandalismo y aquellos en que dichas personas participen en una obra o actividad organizada que se realice próxima a las instalaciones.

Vandalismo.- Cuando el incidente resulte de acciones no accidentales de personas sobre las instalaciones de la empresa, con el objetivo de dañarlas o expoliarlas (robo, disparos de cazadores, ... etc.)

Vehículos.- Cuando el incidente resulte de choque o contacto accidental de algún vehículo sobre las instalaciones; excluyendo aquellos casos en los que el vehículo participe en una obra o actividad organizada que se realice próxima a las instalaciones

Otras Causas De Terceros.- Cuando el incidente sea ocasionado por otras actividades de terceros que no queden reflejadas en las anteriores descripciones.

4.3.2.2 Elementos averiados.

A continuación se indican los posibles elementos averiados en un incidente,

en función del tipo de la instalación a que pertenecen y el nivel de tensión. La tabla vigente en cada momento se podrá consultar en el módulo CDS.

4.3.2.3 Procedimiento de registros de incidentes.

Procedimiento de registro de Incidentes

El Sistema de Gestión de Incidentes (SGI) es la aplicación informática corporativa adoptada por las Empresas de Distribución, para reflejar los Incidentes que se producen en la explotación de las redes e instalaciones eléctricas. El módulo SGI, que soporta la gestión de todo lo relativo a los Incidentes, forma parte del conjunto de distintos módulos que constituyen el Sistema de Distribución de Endesa (SDE).

Debe resaltarse que el SGI gestiona todo tipo de Incidentes (Imprevistos o Programados), independientemente de su nivel de tensión (AT, MT o BT) y de la incidencia sobre los Clientes (con o sin interrupción). Esto es así ya que la definición de Incidente que se empleó para la Especificación Funcional del SGI indica que “Incidente es todo aquel evento que merezca ser registrado y, en su caso, analizado posteriormente”. De esta forma podremos conocer la calidad de servicio que se está dando a los clientes, tanto en continuidad del suministro (duración de interrupciones, número de las mismas) como en la calidad del producto (microcortes, variaciones de tensión y/o frecuencia, etc.).

También es importante señalar que, por ser el SGI un sistema auditable, cualquier actuación o modificación realizada sobre los incidentes, queda registrada

La función más relevante del SGI es la de registrar y almacenar en la Base de Datos de Explotación (BDE) todos y cada uno de los Incidentes que han supuesto afectación a la Calidad de Suministro a Clientes, de modo que puedan obtenerse los Índices de Calidad a nivel corporativo, sean o no requeridos por los Organismos competentes, y con el desglose geográfico (región o Municipalidad), organizativo (Empresa, Zona, Unidad Operativa Técnica UOT), sociológico (Urbano, Semiurbano, Rural concentrado, Rural disperso) o tipo de cliente, que se requiera. Estos datos se obtienen de la BDE mediante consultas efectuadas desde el módulo de Calidad de Suministro (CDS), que también forma parte del SDE.

La obtención desde el módulo CDS de índices de calidad, permite que los responsables de las mismas dispongan de información de los Incidentes para orientar sus planificaciones de Inversiones y Trabajos de Mantenimiento Predictivo y Preventivo (Revisar y Adecuar) de las instalaciones bajo su responsabilidad, de tal forma de eficientar los gastos de mantenimiento y, al mismo tiempo, reducir al mínimo rentable las penalizaciones por calidad de servicio.

En el SGI existen dos entornos: el entorno 'off-line' (válido para gestiones del tipo Consulta) y el entorno 'on-line', en el cual los Incidentes se encuentran en estado Activo.

Los Incidentes se activan desde el Centro de Control o desde el Servicio de Atención Telefónica a Clientes (ATC). A su vez, los Incidentes registrados en el Centro de Control pueden ser activados automáticamente o manualmente, según afecten o no a instalaciones telecontroladas. Se entiende que, incluso en el supuesto de instalaciones telecontroladas, cabe la posibilidad de activar manualmente algún

Incidente, por fallos transitorios del Sistema de Telecontrol.

Los usuarios que dispongan del módulo SGI pueden consultar cualquier Incidente registrado en la BDE. También pueden consultar los Incidentes activos en el momento de generar la consulta, con indicación de número de Clientes afectados, Municipios afectados, u otra información complementaria.

El ciclo completo de un Incidente, con afectación a clientes, supone los siguientes y sucesivos estados:

1. **Activo (en curso):** El Centro de Control gestiona el Incidente y, cuando no existe ningún cliente sin suministro, lo traslada al estado Cerrado.
2. **Cerrado (resuelto):** El Incidente pasa a ser gestionado por la Unidad Operativa Técnica UOT que corresponda (en función del elemento responsable); ésta habrá de informar (Cumplimentar) los aspectos tecnológicos y de causas y elementos averiados, de los que es la mejor conocedora.
3. **Cumplimentado (informado):** La unidad de Calidad de Suministro comprueba que la información existente en el incidente sea completa y fiable. De no ser así, es la única que puede modificar cualquier información, en caso de ser necesario y previa consulta con el Centro de Control o la Zona, con el fin de que cualquier auditoría a la que se vea sometido el sistema sea soportable.
4. **Validado (comprobado):** Una vez validado el incidente por CdS, ya no se puede modificar ningún aspecto del mismo.

La mayoría de Incidentes registrados (Disparos seguidos de reconexión automática o con conexión manual por parte del Centro de Control, sin otras maniobras en la red) no requieren información alguna de las Unidades Operativas

Técnicas (UOT) y pasan directamente del estado Cerrado al estado Cumplimentado. En la siguiente tabla se reflejan los datos que vienen informados (cumplimentados) desde el Centro de Control mediante el sistema SAC.

Cuando el Centro de Control no disponga del Sistema de Ayuda a la Conducción (SAC) corporativo o del Sistema de Gestión de Incidentes por “caída” de los mismos, los incidentes no se generarán automáticamente en el SGI, por lo que deberán ser dados de alta manualmente y con posterioridad a los hechos. Esta actividad puede ser desarrollada por los operadores del Centro de Control o bien por personal perteneciente a la unidad de Calidad de Suministro. En este último caso, dicho personal precisará cierta información relativa a los Incidentes que deberá recibir en el formato adecuado para facilitar su comprensión y posterior introducción en el SGI.

Para este efecto se muestra a continuación el Formulario Específico N°1, que será llenado por los operadores del Centro de Control. En el citado formulario, además de ciertas informaciones de carácter general, se hacen constar las distintas maniobras realizadas en la resolución del incidente por parte del operador del Centro de Control, así como las partes de la red que han quedado sin suministro, indicando la posición georeferenciada del o los equipos operados. Esto es lo que en el SGI se denomina Etapa y Afectación.

TABLA N° 4.13 Datos Cumplimentados desde el Centro de Control

Descripción	Tipo de Incidente									
	Trabajo Operación (O) (sin afectación)	Desconexión Manual (M) o Maniobras (con afectación)	Deslastre de Cargas (L) (con afectación)	Disparo de Cabecera (C) (con afectación)	Protecciones Intermedias (P) (con afectación)	Defecto no localizado (S) (sin avería con afectación)	Avería (A) (con o sin afectación)	Trabajo Programado (D)	Trabajo en Tensión (T) (sin afectación)	Anomalías (N) en BT
Elemento Operado				O						
Elemento Responsable					O		O			
Etapas de Reposición		O	O	O	O	O	C	C		
Fecha Inicio Incidente	O	O	O	O	O	O	O	O	O	
Fecha Localización					O		O			
Fecha Prevista Resolución		C	C	C	C	C	C	C		
Maniobras		O	O	O	O	O	O	C		
Nivel de Tensión		O	O	O	O	O	O	O	O	
Observación Centro Control		O	O	O	O	O	O	O	O	
Referencia Aviso										
Referencia Descargo								O	O	
Tipo de Incidente	O	O	O	O	O	O	O	O	O	
UOT Incidente		O	O	O	O	O	O	O	O	

O: Información Obligatoria

C: Información Conveniente

Puesto que es obligatorio indicar la fecha y hora de cada maniobra, el CDS podrá calcular el producto de la potencia interrumpida por su tiempo de interrupción, que es lo que se precisa para obtener los diversos índices de calidad en base a conocer en qué término municipal y a que zona pertenece cada uno los centros de

distribución afectados, en el periodo de tiempo entre cada maniobra.

En otros apartados del formulario se indicará aquella información que ayude a la correcta asignación del Tipo y Causa del Incidente así como del Elemento Operado, Elemento Responsable, Elemento Averiado y las Observaciones que el operador considere oportunas para explicar el incidente y su resolución, para un posterior tratamiento estadístico. Una vez introducido el incidente en el SGI, puede procederse a su Cierre, de la misma forma como habría hecho el operador en caso de funcionamiento correcto de los sistemas.

En tanto el Centro de Control no disponga del Sistema de Ayuda a la Conducción (SAC), el proceso de generación manual de los incidentes puede limitarse únicamente a los reglamentarios, es decir, aquellos incidentes imprevistos y programados que produzcan interrupciones de suministro superiores a 3 minutos. No obstante, lo recomendable es registrar en el SGI también aquellos incidentes que no hayan alcanzado el tiempo indicado, como sucede con los disparos con reconexión automática.

4.3.2.4 Codificación de defectos.

En las Estrategias de Mantenimiento de la Línea de Negocio de Distribución Regional (LNDR), están los planes de mantenimiento según las instalaciones, la frecuencia o ciclos y los recursos necesarios asociados a los planes, documento que ha sido complementado por las compañías para la consideración de sus particularidades.

Del mismo modo se efectuará un análisis en conjunto con las empresas para converger a una normativa común que satisfaga las expectativas de codificación de defectos que permita mejorar la programación de los diversos tipos de mantenimiento.

a) Procedimiento de Codificación de Defectos

Las revisiones tienen por objeto detectar los componentes con defecto del sistema de distribución que eventualmente podrían causar una interrupción. La codificación de los defectos encontrados permitirá posteriormente, efectuar el análisis tendiente a evaluar la efectividad del mantenimiento y efectuar una refocalización de gastos según la severidad de los defectos.

La codificación de defectos que se encuentren en el sistema de distribución, mediante alguno de los tipos de revisiones del mantenimiento preventivo, se presenta con la siguiente agrupación:

A Aislamiento	J Estructura
B Cable de protección de tierra	K Cable fibra óptica
C Conductor	L Vanos pasos por zonas
D Distancias	P Apoyos
E Acceso	R Aparamenta
F Transformador	T Puesta a tierra
G Cruces	U Secundario del Transformador
BT	

H Herrajes

X Embarrado y conexiones

I Cimientos

Los defectos encontrados en el sistema de distribución son registrados en la ficha correspondiente, según el tipo de revisión y los equipos en que se efectúe.

En Anexo Código de Defectos en Revisiones que se adjunta, se muestra la codificación de los defectos encontrados en las diversas instancias de revisión, que está incorporada a las Estrategias de Mantenimiento de la LNDR, y podrá ser complementada con las observaciones que las compañías efectúen al respecto.

Las descripciones que no poseen una codificación, se le solicitará a la administración del Sistema SDE para que les sea asignada en la clasificación que corresponda.

Por lo anterior y para que las compañías converjan a una codificación común de incidencias, se propone la codificación de Incidencias, Causas de Incidentes, Elementos Averiadados y Defectos, la que se basa en las Estrategias de Mantenimiento.

CONCLUSIONES

- 1.- A mediano plazo, la instalación de un reconectador automático es totalmente rentable frente a la posibilidad de renovar las redes envejecidas en un alimentador. La instalación de este equipo ayuda a mejorar los índices de calidad (FIC Y TIC) ocasionados sobre todo por fallas a tierra y ayuda a disminuir las compensaciones por Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la ley de Concesiones Eléctricas; asimismo contribuye a garantizar la continuidad de servicio en los suministros que se ve reflejada en mayores ingresos económicos.
- 2.- La alternativa de renovación de redes envejecidas y no normadas tiene un TIR muy por debajo de la exigencia de la empresa; sin embargo dichos proyectos deben considerarse como proyectos por seguridad con baja rentabilidad.
- 3.- Los valores límites del número de interrupciones de la NTCSE resultan mucho más exigente que las normas de Chile y Colombia.
- 4.- La Norma Técnica de los Servicios Eléctricos (NTCSE) no es explícito el objetivo mediato de incentivar la buena calidad de los servicios ofrecidos mediante consideraciones distintas a las de evitar una sanción económica
- 5.- Las acciones que la empresa distribuidora debe tomar para mejorar la calidad de suministro permitirá tener un mejor control de gestión para la evaluación de sus índices de calidad.

6.- De las compensaciones y el indicador que se seleccione, se observa que el usuario recibe finalmente compensaciones en exceso o en defecto al daño sufrido por mala calidad del suministro. En el primer caso, el usuario recibiría un ingreso por compensaciones superior al daño recibido. En el segundo caso, el usuario no resulta resarcido totalmente por el daño inflingido; sin embargo la ley define el indicador de Costo de Racionamiento como el promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía y tener que obtenerla por fuentes alternativas.

7.-La tendencia moderna en el campo de mantenimiento esta orientada más a la inspección y al mantenimiento cuando sea necesario, en contra del mantenimiento preventivo, periódico que se ha utilizado comúnmente. Este tipo de mantenimiento requiere información operativa y de revisiones de redes periódicas. De esta manera se evitan interrupciones innecesarias.

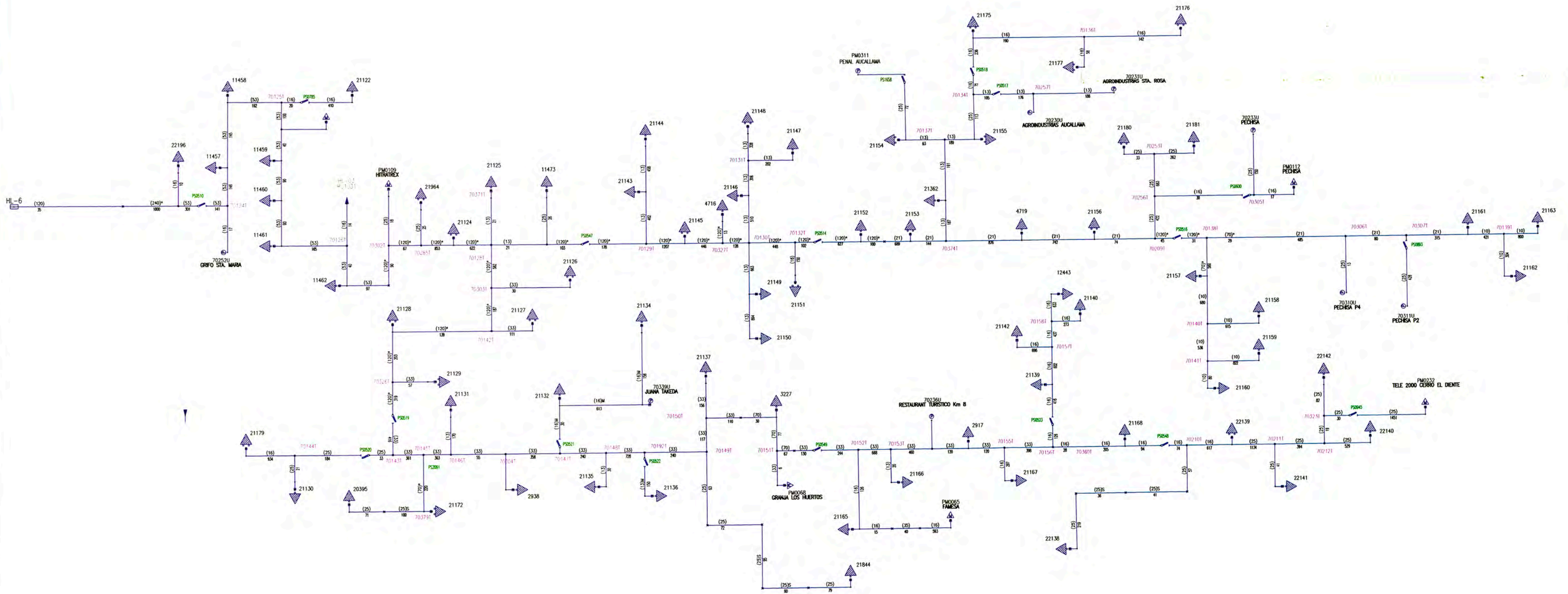
RECOMENDACIONES

- 1.-Las empresas afectadas por desembolsos económicos deben seguir invirtiendo en la compra de equipos de protección (recloser, seccionalizadores,etc) que ayuden a aislar la falla y evitar compensar a clientes.
- 2.-Para mejorar los índices de calidad de suministro, a corto plazo se recomienda aplicar las estrategias de mantenimiento predictivo y preventivo de acuerdo a las políticas de la empresa, a mediano plazo adquirir los equipos de protección (recloser, seccionalizadores,etc.) y a largo plazo renovar las redes en mal estado que garanticen la seguridad y continuidad del servicio eléctrico.
- 3.-Debido a las condiciones difíciles de topografía y contaminación predominantes en algunas zonas del norte. Se recomienda realizar estudios detallados para disminuir el impacto de los cortes por mantenimiento.
- 4.- Las deficiencias en los equipos actuales tales como aisladores de porcelana deben ser corregidas a la brevedad puesto que la experiencia en países con similares problemas indican que la alternativa de los aisladores de silicona pueden disminuir notablemente los problemas de falla de aislamiento.
- 5.- Seguir complementando el plan estratégico integral de la empresa de mejora continua, sobre la base de integrar objetivos, especializar y potenciar a los técnicos y contratistas y mantener una comunicación activa.

ANEXO A

ESQUEMAS UNIFILARES DEL SISTEMA

ELÉCTRICO



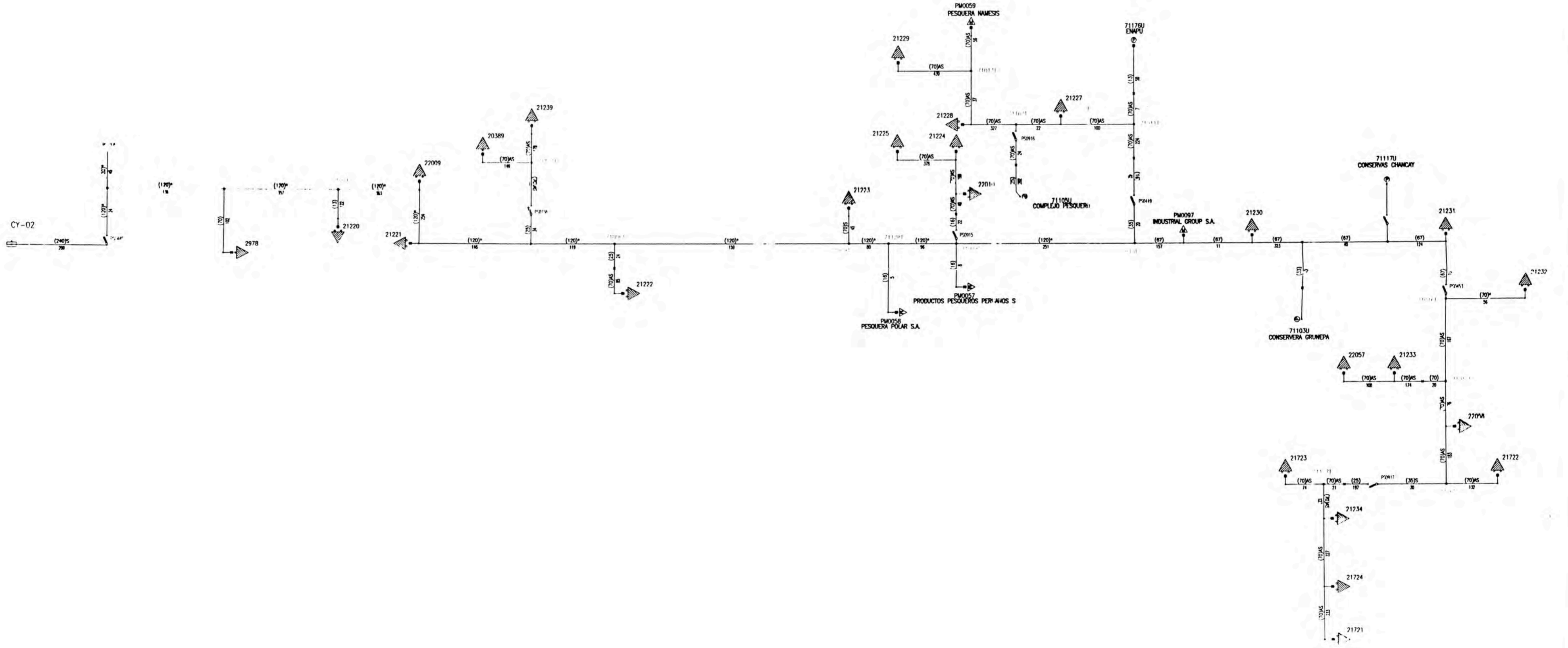
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

ESQUEMA DE LA RED 10KV.

ALIMENTADORES:
06

SET: HUARAL

V.B: E. Vargas Ploteado : E.VARGAS 01 DE MARZO 2001 EP-01

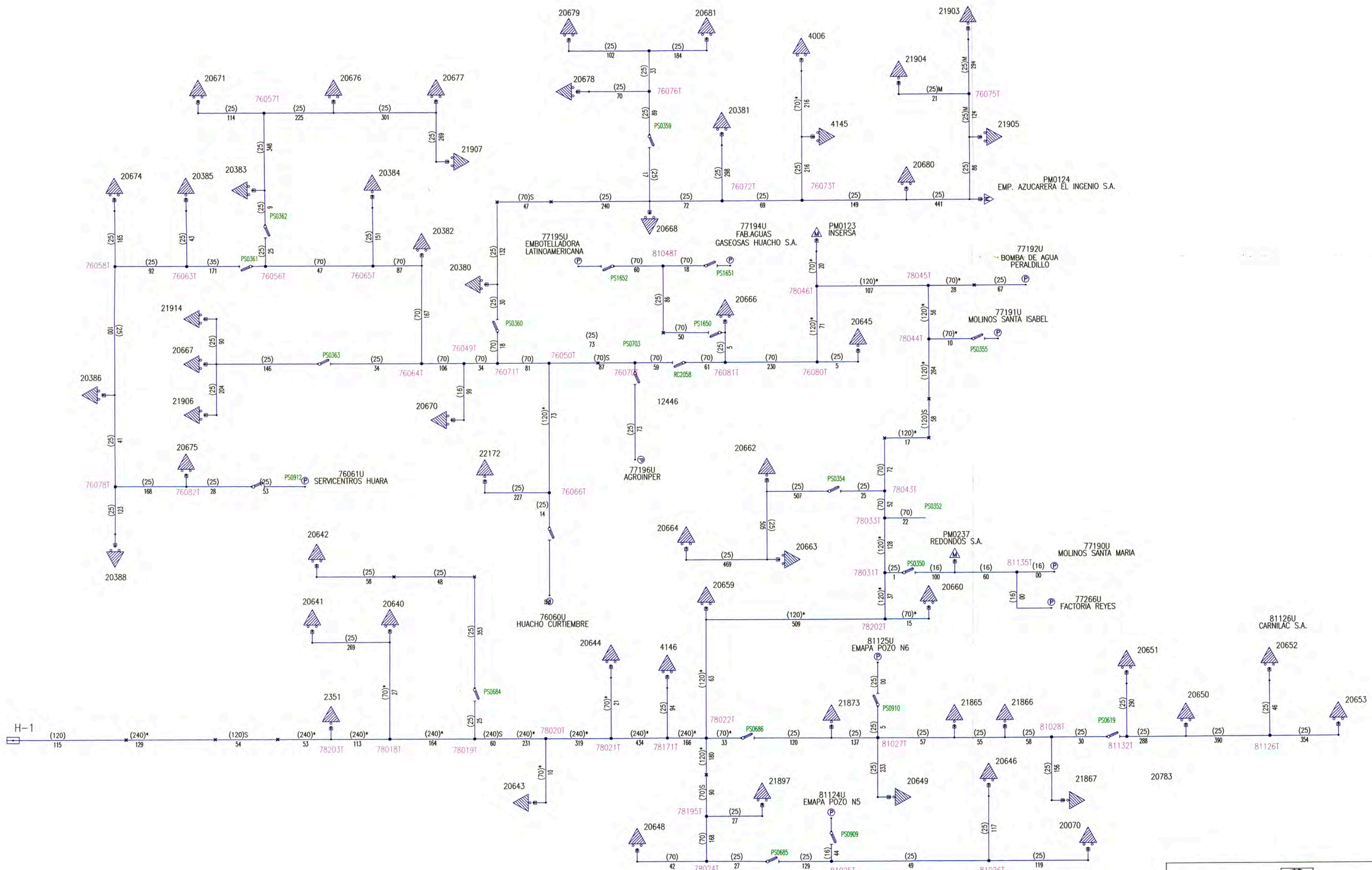


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 ESQUEMA DE LA RED 10kV.

ALIMENTADORES

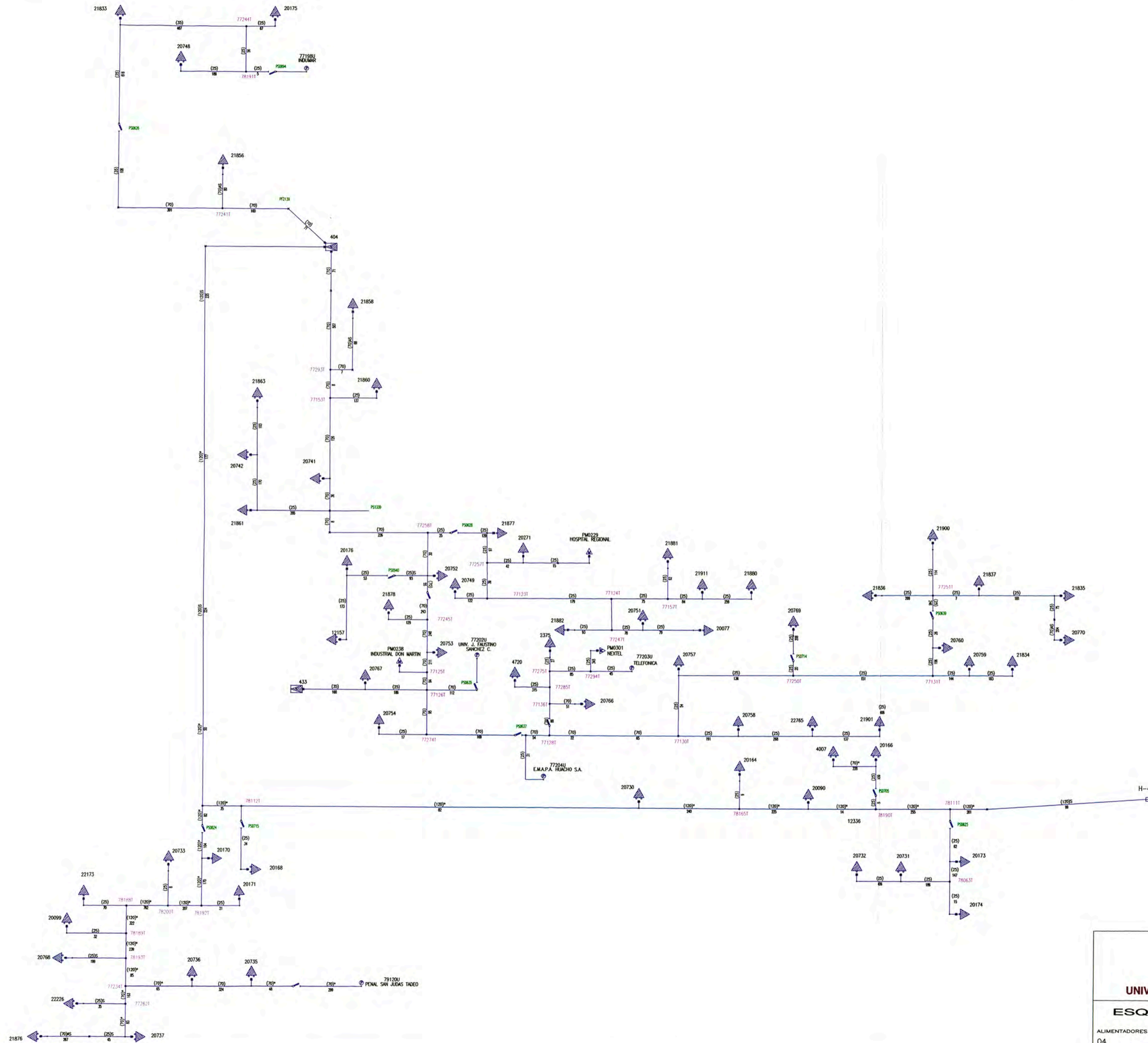
02

SET: CHANCAY

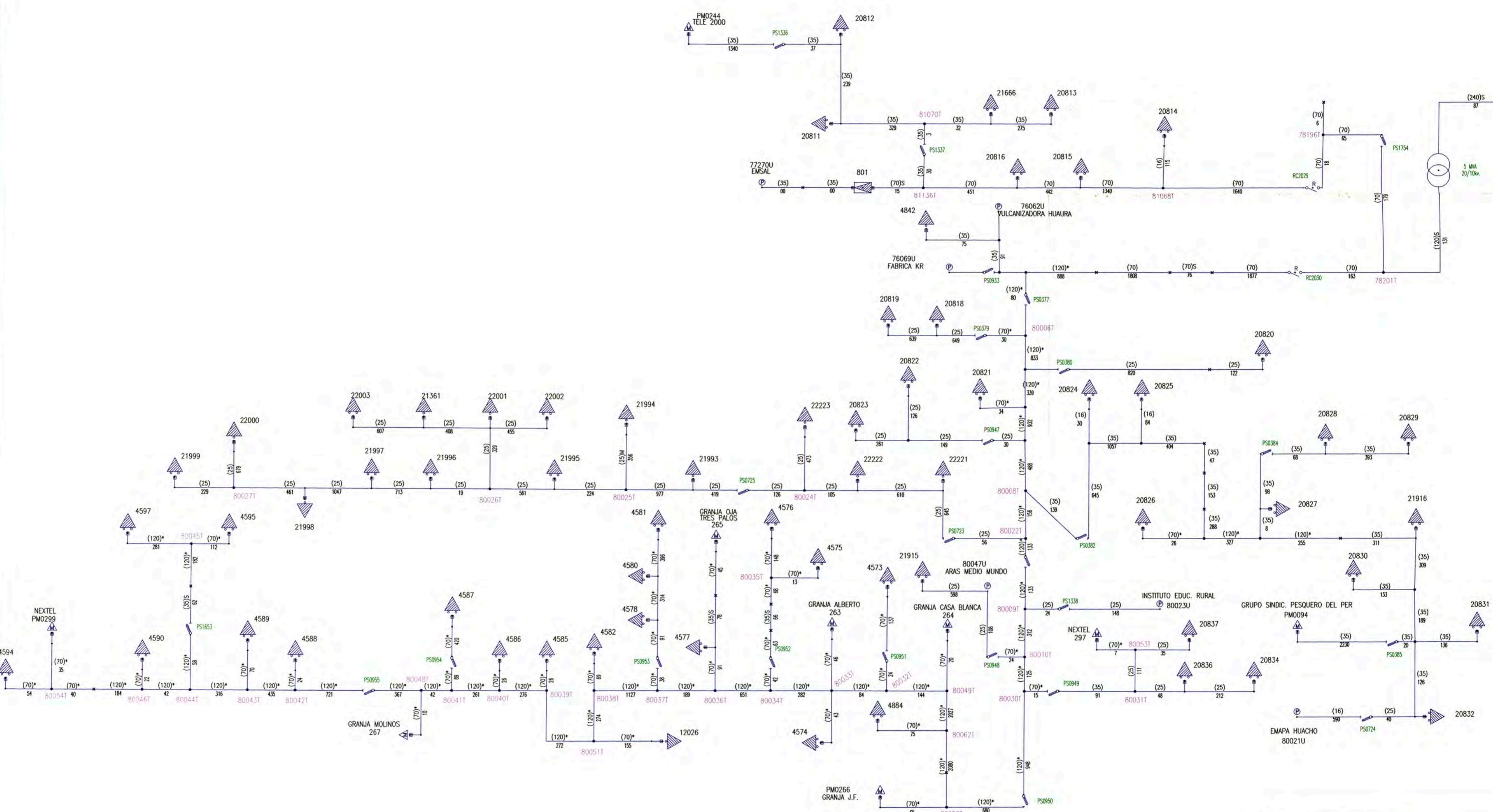



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
ESQUEMA DE LA RED 10kV.

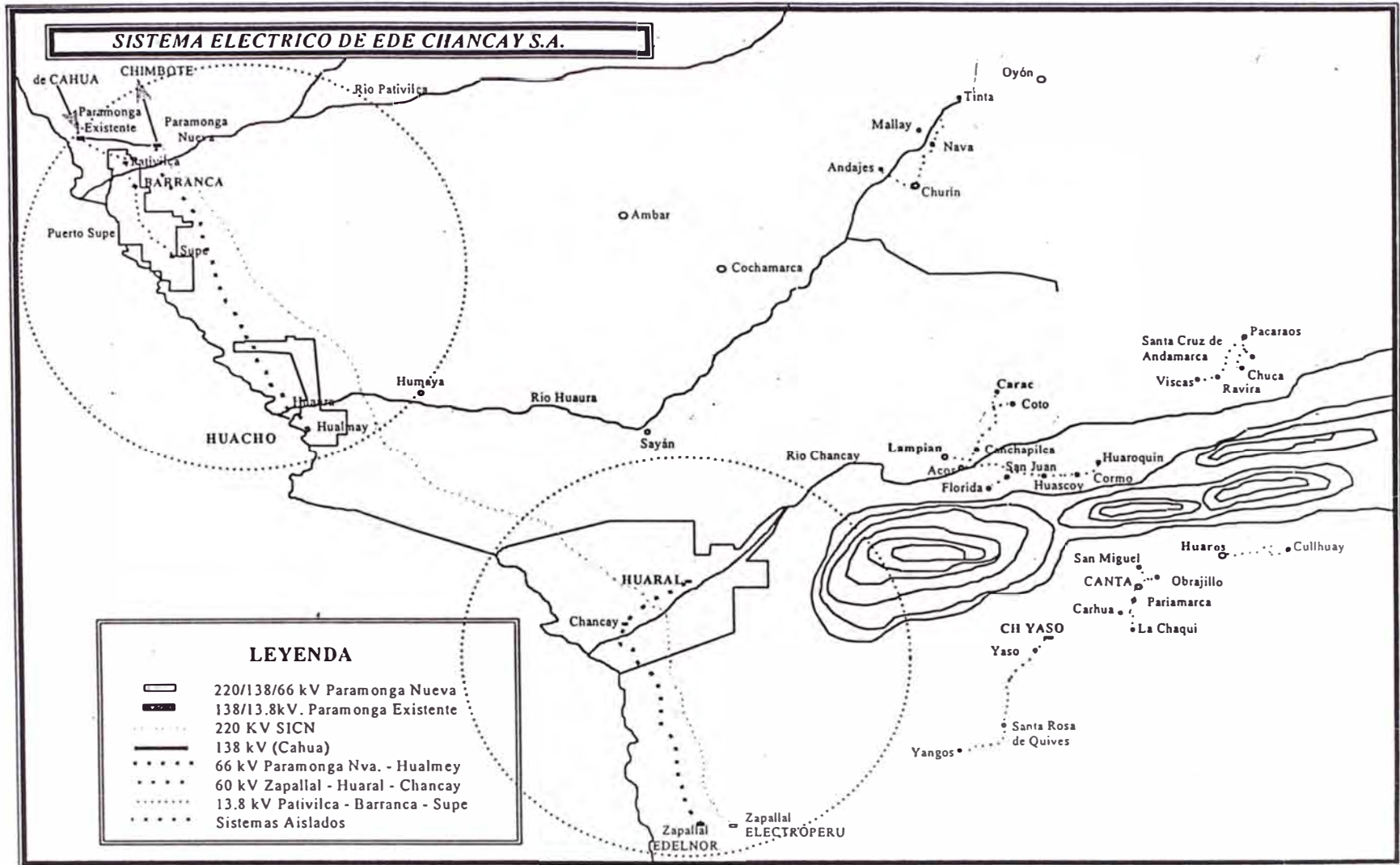
ALIMENTADORES: 01		SET: HUACHO	
V.B: E. Vargas	Ploteado : E. Vargas	01 DE MARZO 2001	EP-03



			
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
ESQUEMA DE LA RED 10kV.			
ALIMENTADORES: 04		SET: HUACHO	
V.B:	E. Vargas	Ploteado : E.VARGAS	01 DE MARZO 2001 EP-04




UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
ESQUEMA DE LA RED 10KV.
 ALIMENTADORES:
 08
SET: HUACHO
 V.B: E. Vargas Ploteado : E.VARGAS 01 DE MARZO 2001 **EP-05**



ANEXO B

INDICES DE CALIDAD EN EL NORTE CHICO

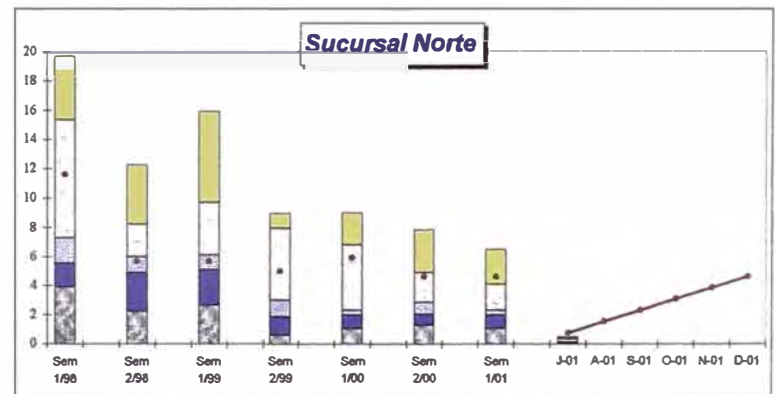
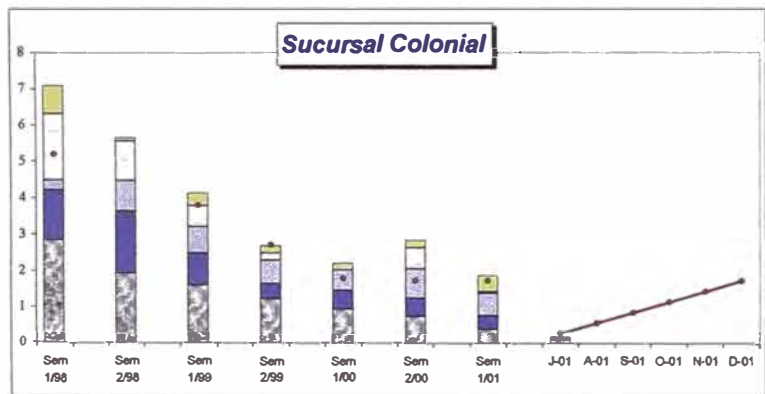
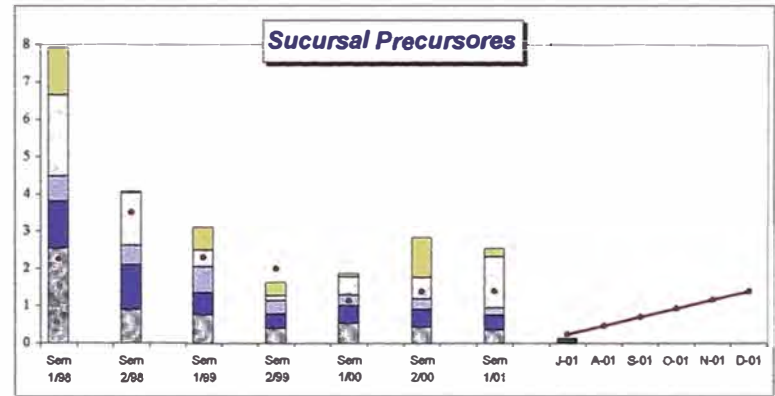
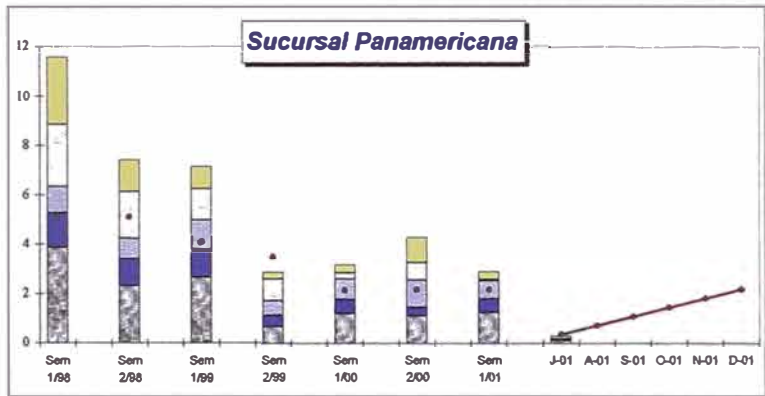
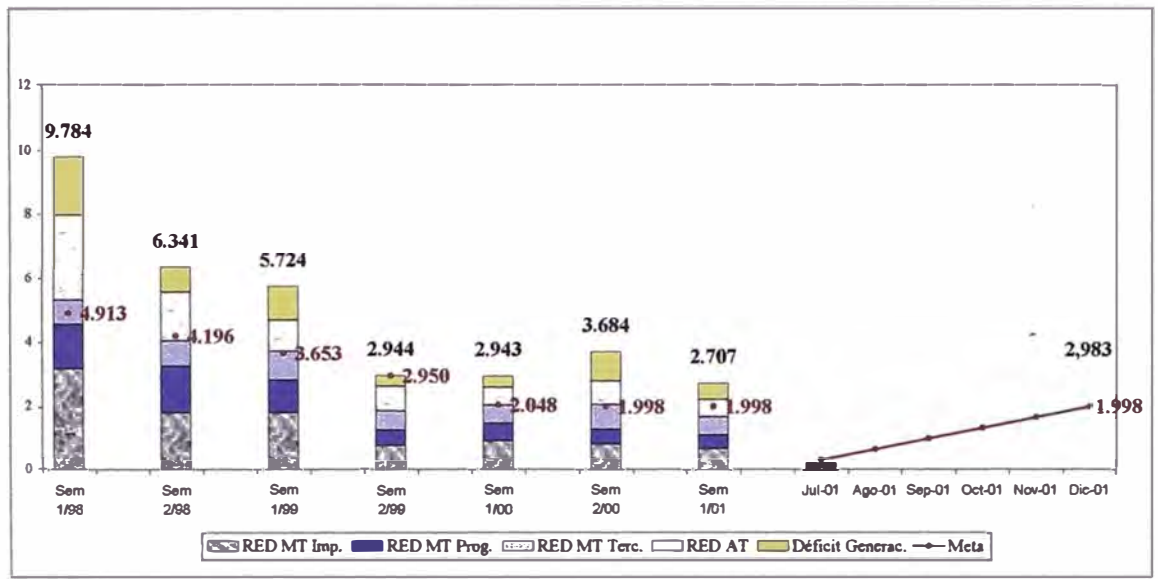
ANEXO B.1

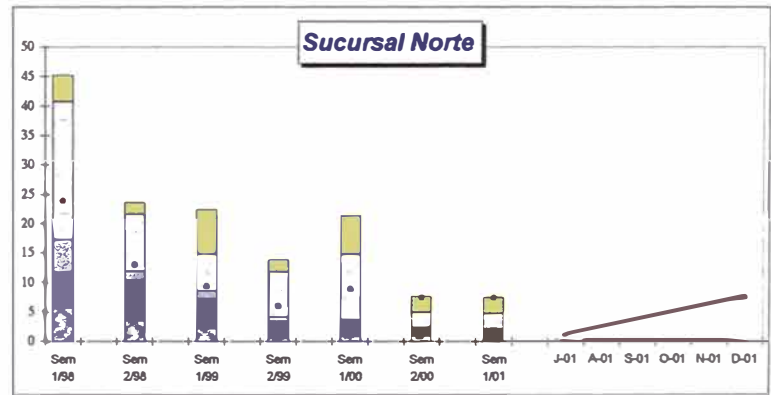
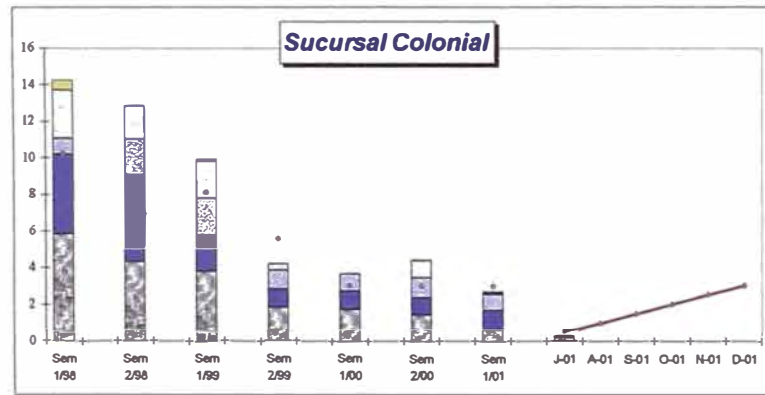
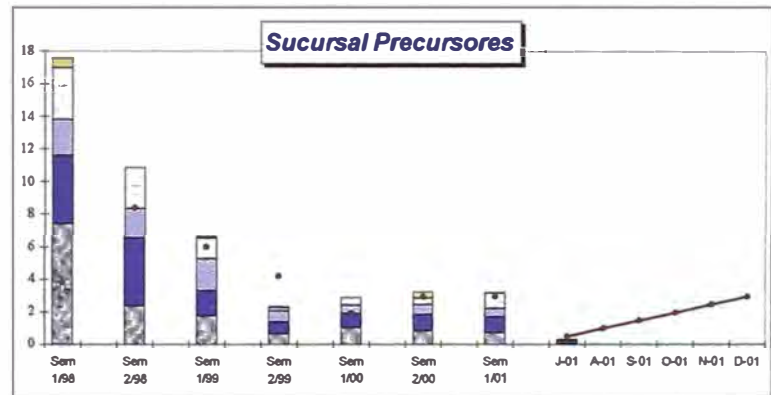
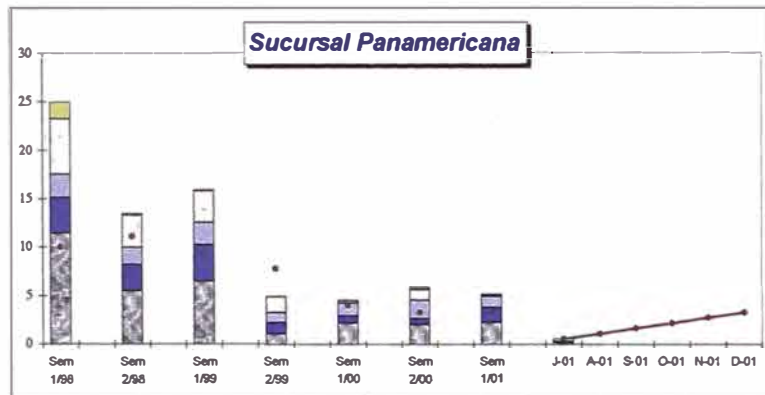
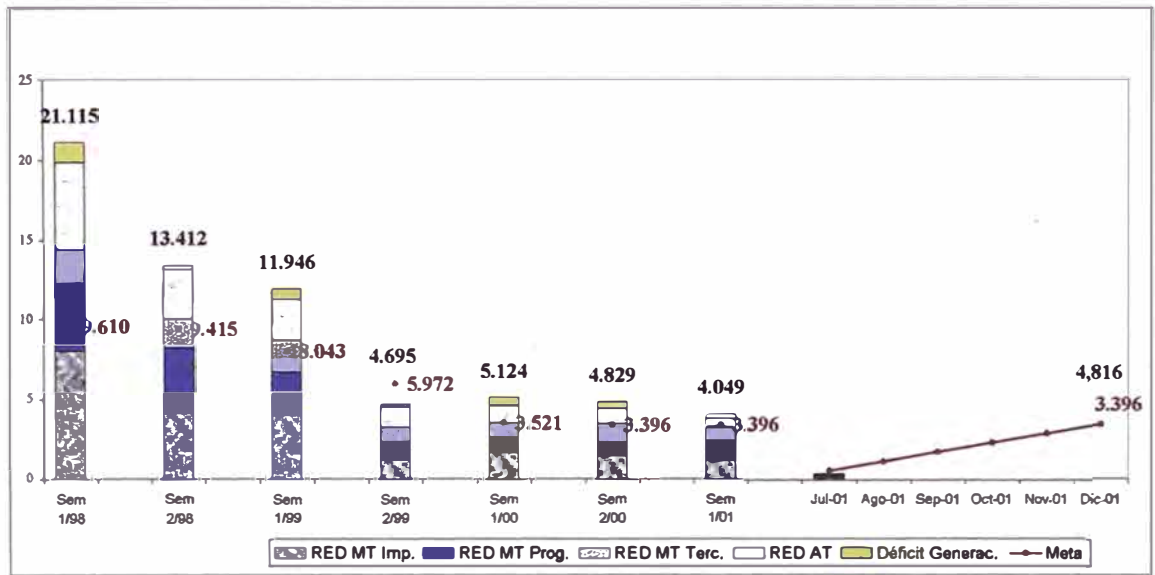
INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN SECCION TECNICA NORTE EN EL AÑO 2000

Nº	AÑO	ME S	DI A	SET	ALIM.	MOTIVO DE LA FALLA	INICIO	FINAL	DURACION
1	2000	1	5	Huacho	H-01	Línea calda por envejecimiento	03:00	04:15	01:15
2	2000	1	16	Huacho	H-08	Línea calda por envejecimiento	07:45	10:30	02:45
3	2000	1	26	Huaral	HL-06	Línea calda por envejecimiento	18:13	19:42	01:29
4	2000	1	28	Huacho	H-01	Robo de conductor de MT	14:10	15:17	01:07
5	2000	1	29	Huaral	HL-06	Línea calda por envejecimiento	09:09	10:25	01:16
6	2000	1	30	Huaral	HL-06	Línea calda por envejecimiento	22:16	23:25	01:09
7	2000	3	1	Huaral	HL-06	Caida de antena tv	12:37	13:50	01:13
8	2000	3	18	Huacho	H-01	Línea calda por envejecimiento	05:15	06:47	01:32
9	2000	3	31	Huacho	H-08	Línea calda por envejecimiento	03:28	04:15	00:47
10	2000	4	23	Huacho	H-01	Descarga superficial	06:10	08:00	01:50
11	2000	4	28	Huacho	H-08	Línea calda por envejecimiento	09:15	10:35	01:20
12	2000	7	4	Huacho	H-01	Calda de antena de TV	07:00	08:35	01:35
13	2000	8	6	Huacho	H-08	Cambio de Cut Out	19:38	20:41	01:03
14	2000	8	17	Huacho	H-01	Calda de antena de TV	00:44	01:45	01:01
15	2000	8	19	Huacho	H-01	Cortocircuito y descarga	01:08	02:18	01:10
16	2000	8	19	Huacho	H-04	Arboles hacen contacto con redes de MT	02:40	03:35	00:55
17	2000	8	26	Huacho	H-01	Cruceta de madera envejecido	04:25	05:43	01:18
18	2000	8	31	Huacho	H-01	Descarga superficial	07:59	09:25	01:26
19	2000	8	29	Huacho	H-01	Arboles hacen contacto con redes de MT	06:00	08:17	02:17
20	2000	8	30	Huacho	H-01	Descarga superficial	21:10	22:53	01:43
21	2000	9	18	Huaral	HL-06	02 aisladores rotos	14:29	15:48	01:19
22	2000	10	3	Huaral	HL-06	Soporte en parte superior cut-out haciendo falso	05:00	05:51	00:51
23	2000	10	8	Huacho	H-01	Descarga a tierra de transformador	06:58	08:45	01:47
24	2000	10	8	Huacho	H-08	Descarga en aislador	17:40	18:22	00:42
25	2000	10	9	Huacho	H-01	Envejecimiento de una cabeza terminal.	20:26	21:35	01:09
26	2000	10	16	Huacho	H-04	Cuello abierto por envejecimiento	18:55	20:12	01:17
27	2000	10	22	Huacho	H-01	Línea calda por envejecimiento	10:02	11:45	01:43
28	2000	10	29	Huacho	H-01	Línea calda por envejecimiento	06:08	07:25	01:17
29	2000	11	11	Huacho	H-01	Cable autosoportado MT quemado	12:23	13:27	01:04
30	2000	11	22	Chancay	CY-02	Descarga superficial en instalaciones internas del cliente. pesquera polar	00:17	01:00	00:43
31	2000	11	24	Huacho	H-08	Cuello abierto por envejecimiento	16:30	17:48	01:18
32	2000	11	25	Chancay	CY-02	Cometa enredada en instalaciones particulares del cliente grunepa.	01:51	02:35	00:44
33	2000	12	11	Huacho	H-08	Línea calda por envejecimiento	05:17	06:29	01:12
33 interrupciones imprevistas en total									

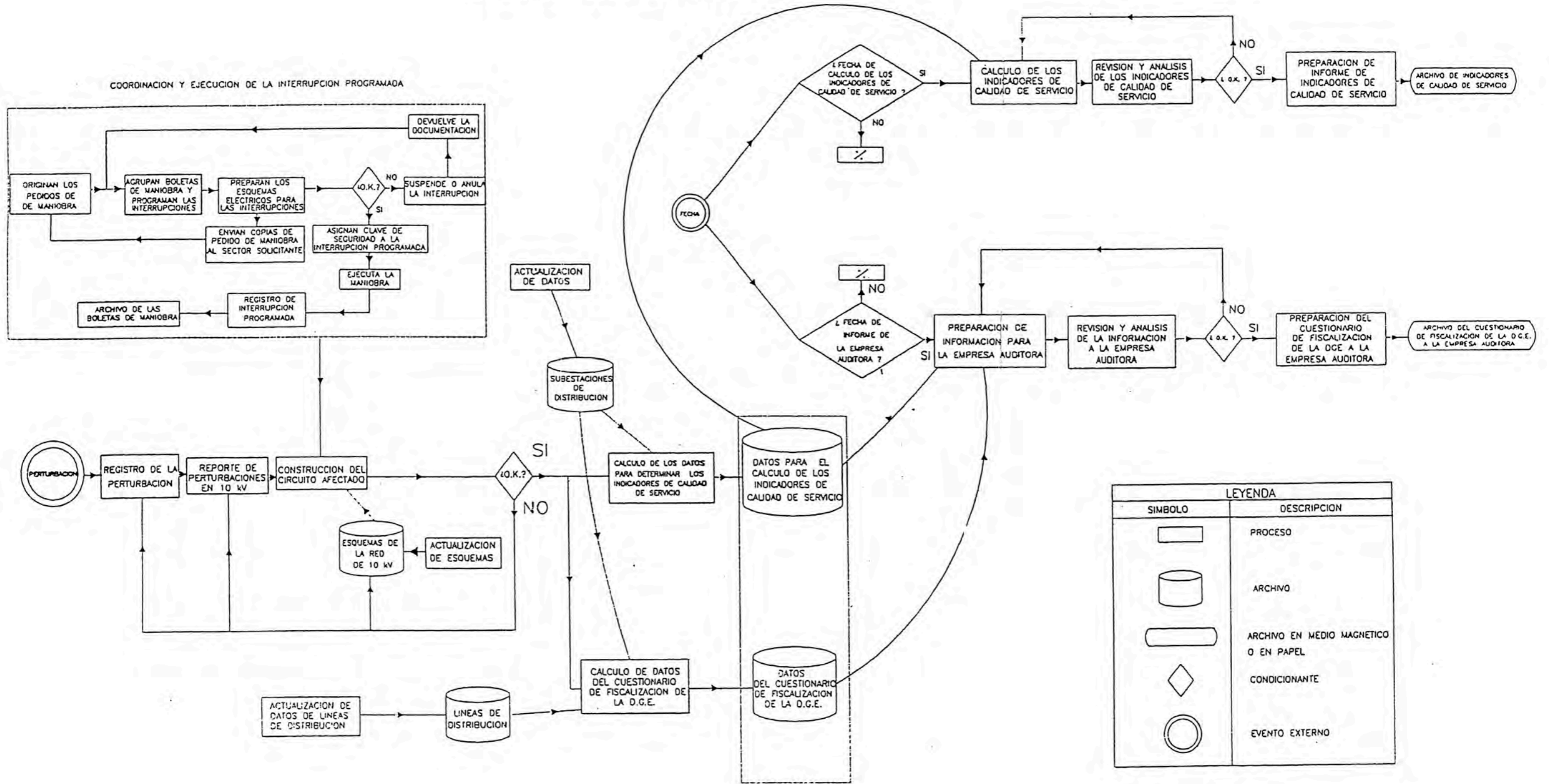
ANEXO B.2
DISTRIBUCION DE COMPENSACION POR CALIDAD DE SUMINISTRO
INTERRUPCIONES DEL 01/01/2002 AL 28/02/2002
IMPORTES EN US\$

Alim.	CLIENTES DE BAJA TENSION						CLIENTES DE MEDIA TENSION						CLIENTES TOTALES			TOTAL GENERAL al 28/02/2002		
	FRECUENCIA			DURACION			FRECUENCIA			DURACION			D	G	T			
	D	G	T	D	G	T	D	G	T	D	G	T						
1	CV2	-	-	-	2,032.50	-	-	-	-	-	-	845.53	-	-	2,878.03	-	-	2,878.03
2	HL3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,617.33	-	185.68	2,617.33	-	185.68	2,803.01
3	W3	-	-	-	578.77	-	28.34	-	-	-	-	1,335.50	-	116.29	1,914.27	-	144.63	2,058.90
4	CG9	-	-	-	1,682.26	-	-	-	-	-	-	369.04	-	-	2,051.29	-	-	2,051.29
5	CY3	-	-	-	395.36	-	557.79	-	-	-	-	402.04	-	247.09	797.40	-	804.89	1,602.28
6	CV3	-	-	-	5.62	-	1,532.12	-	-	-	-	-	-	2.87	5.62	-	1,534.99	1,540.61
7	HL6	-	-	-	39.72	-	-	-	-	-	-	1,427.94	-	-	1,467.66	-	-	1,467.66
8	I4	-	-	-	895.16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	895.16	-	-	895.16
9	CG6	-	-	-	-	-	320.96	-	-	-	-	-	-	503.75	-	-	824.71	824.71
10	CY1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	709.61	-	-	709.61	-	-	709.61
11	CV7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	399.86	-	208.49	399.86	-	208.49	608.36
12	CV6	-	-	-	374.88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	374.88	-	-	374.88
13	TV14	-	-	-	372.76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	372.76	-	-	372.76
14	F6	-	-	128.22	-	-	-	-	-	117.70	-	-	-	-	-	-	245.91	245.91
15	TV1	-	-	-	238.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	238.31	-	-	238.31
16	PP5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	183.63	-	-	183.63	-	-	183.63
17	HL4	-	-	-	84.30	-	29.21	-	-	-	-	12.65	-	1.14	96.95	-	30.35	127.30
18	I17	-	-	-	115.86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115.86	-	-	115.86
19	CV1	-	-	-	93.96	-	14.83	-	-	-	-	-	-	-	93.96	-	14.83	108.79
20	CV4	-	-	-	99.46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.46	-	-	99.46
21	HL1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62.08	-	6.15	62.08	-	6.15	68.22
22	I18	-	-	-	52.20	-	13.59	-	-	-	-	-	-	-	52.20	-	13.59	65.79
23	NJ1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59.59	-	-	59.59	-	-	59.59
24	I15	-	-	-	33.86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.86	-	-	33.86
25	I11	-	-	-	30.76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.76	-	-	30.76
26	CG11	-	-	-	2.84	-	8.77	-	-	-	-	0.41	-	2.56	3.25	-	11.34	14.59
27	CG10	-	-	-	8.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.24	-	-	8.24
28	O9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.03	-	-	3.03	-	-	3.03
PANA.		-	-	-	4,313.02	-	1,588.89	-	-	-	-	2,824.11	-	327.65	7,137.13	-	1,916.54	9,053.67
PREC.		-	-	128.22	611.07	-	-	-	-	117.70	-	3.03	-	-	614.10	-	245.91	860.01
COLO.		-	-	-	1,693.33	-	329.74	-	-	-	-	369.45	-	506.31	2,062.78	-	836.05	2,898.83
NORTE		-	-	-	519.38	-	587.00	-	-	-	-	5,231.65	-	440.07	5,751.03	-	1,027.07	6,778.09
EDELNOR		-	-	128.22	7,136.80	-	2,505.63	-	-	117.70	-	8,428.24	-	1,274.03	15,565.04	-	4,025.57	19,590.61
% Pana		-	-	-	60.43	-	63.41	-	-	-	-	33.51	-	25.72	45.85	-	47.61	46.21
% Prec		-	-	100.00	8.56	-	-	-	-	100.00	-	0.04	-	-	3.95	-	6.11	4.39
% Colo		-	-	-	23.73	-	13.16	-	-	-	-	4.38	-	39.74	13.25	-	20.77	14.80
% Norte		-	-	-	7.28	-	23.43	-	-	-	-	62.07	-	34.54	36.95	-	25.51	34.60





FLUJOGRAMA DE DETERMINACION DE INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO



COMPENSACIONES POR ALIMENTADOR EN EL NORTE CHICO

ANEXO B.6

Suc	SET	N° Alim	Cód.Alim	Sem 1/98	Sem 2/98	Sem 1/99	Sem 2/99	Sem 1/00	Sem 2/00	Sem 1/01	Sem 2/01	Total
6000	H	4	H4	-	-	-	-	7,923.43	504.85	780.72	-	9,209.01
6000	H	8	H8	-	-	-	-	6,120.89	1,095.43	1,193.09	521.77	8,931.18
6000	H	6	H6	-	-	-	-	8,869.59	-	-	-	8,869.59
6000	H	1	H1	-	-	-	-	4,363.15	1,127.24	468.26	-	5,958.65
6000	H	2	H2	-	-	-	-	5,478.62	115.08	59.71	-	5,653.41
6000	H	5	H5	-	-	-	-	3,904.00	-	554.48	9.11	4,467.58
6000	H	3	H3	-	-	-	-	2,998.74	-	2.34	-	3,001.07
6000	HL	3	HL3	-	-	-	-	-	1,318.68	884.41	-	2,203.08
6000	HL	6	HL6	-	-	-	-	225.50	591.27	300.08	-	1,116.86
6000	SU	5	SU5	-	-	-	-	443.07	47.11	256.99	-	747.17
6000	BA	3	BA3	-	-	-	-	654.14	-	-	-	654.14
6000	CY	2	CY2	-	-	-	-	-	471.66	-	-	471.66
6000	AD	4	AD4	-	-	-	-	-	211.72	204.09	52.50	468.31
6000	BA	4	BA4	-	-	-	-	304.84	-	-	-	304.84
6000	HL	4	HL4	-	-	-	-	32.76	196.16	1.23	39.11	269.26
6000	AD	1	AD1	-	-	-	-	-	-	-	241.69	241.69
6000	HL	1	HL1	-	-	-	-	-	107.01	-	-	107.01
6000	SU	3	SU3	-	-	-	-	97.69	-	-	-	97.69
6000	SU	4	SU4	-	-	-	-	13.92	-	59.75	-	73.67
6000	SU	1	SU1	-	-	-	-	12.37	-	44.20	-	56.57
6000	CY	1	CY1	-	-	-	-	-	-	-	43.84	43.84
6000	BA	2	BA2	-	-	-	-	37.23	-	-	-	37.23
6000	SU	2	SU2	-	-	-	-	4.00	-	26.02	-	30.02
6000	CY	4	CY4	-	-	-	-	-	-	-	18.85	18.85
6000	SU	8	SU8	-	-	-	-	11.85	-	-	-	11.85
6000	BA	1	BA1	-	-	-	-	3.03	-	-	-	3.03

ANEXO C

CUADROS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

TABLA C.1.

INVERSIÓN EN MEJORA DE LA PROTECCIÓN EN REDES AEREAS

Descripción	Cantidad	Costos Parciales		Costo Total MUS\$
		Material MUS\$	Mano Obra MUS\$	
Recloser 10kV, - Norte	4	49.22	0.72	49.94
Recloser 20kV, - Norte	1	15.18	0.18	15.36
Total	5	64.40	0.90	65.30

TABLA C.2.

COSTOS UNITARIO DEL RECLOSER 20 - 10 KV

Recloser 10 kV	Costos Unitarios		Costo Total US\$
	Material US\$	Mano obra US\$	
Recloser 10 kV	12,305	180	12,485
Recloser 20 kV	15,180	180	15,360

TABLA C.3

CALCULO DEL COSTO POR ENERGIA DEJADA DE VENDER

Los datos de compensación fueron tomados del informe de gestión de la Subgerencia Calidad de Servicio correspondiente al año 2000

N°	Sucursal	Alim,	ENS -1 (bt) (kWh)	ENS - 1 (mt) (kWh)	ENS-2 (bt) (kWh)	ENS-2 (mt) (kWh)
1	Norte	H-4	25891.32	11680.36	5578.85	2805.52
2	Norte	H-8	10057.98	28777.83	2815.98	9034.10
3	Norte	H-1	16236.81	12008.76	5517.34	4080.63
4	Norte	HL-6	1296.58	3758.80	1861.94	5442.67
5	Norte	CY-2	2204.10	3815.15	2264.83	4396.64

Total	55686.79	60040.90	18038.94	25759.56
-------	----------	----------	----------	----------

Participación Terceros + Edelnor MT	41%	41%	67%	67%
-------------------------------------	-----	-----	-----	-----

Participación interrupciones imprevistas	47%	47%	49%	49%
--	-----	-----	-----	-----

Total ENS (kWh)	10716.59	11554.51	5868.36	8380.00
-----------------	----------	----------	---------	---------

Margen Tarifario US\$ / kWh	0.0407	0.0148	0.0407	0.0148
-----------------------------	--------	--------	--------	--------

Costo de ENS (US\$)	436.17	171.01	238.84	124.02
---------------------	--------	--------	--------	--------

Total Anual (US\$) = A	970
------------------------	-----

Ingreso Anual (US\$) B = 50% * A	485
----------------------------------	-----

TABLA C.4.

CALCULO DE COMPENSACION CONSIDERANDO 3° ETAPA DE LA NORMA DE CALIDAD (NTCSE)

Los datos de compensación fueron tomados del informe de gestión de la Subgerencia Calidad de Servicio correspondientes al año 2000

N°	Sucursal	SET	ALIM	2° ETAPA		3° ETAPA	
				Compensación 1° Semestre	Compensación 2° Semestre	Compensación 1° Semestre	Compensación 2° Semestre
				US\$	US\$	US\$	US\$
1	Norte	Huacho	H 04	7923		150545	0
2	Norte	Huacho	H 08	5194	1095	98689	20813
3	Norte	Huacho	H 01	3834	1127	72843	21418
4	Norte	Huaral	HL 06	226	591	4285	11234
5	Norte	Chancay	CY-02		472	0	8962

Total	17177	3286	326361	62426
--------------	--------------	-------------	---------------	--------------

Participación Terceros + Edelnor MT	41%	67%
--	------------	------------

Participación interrupciones imprevistas	47%	49%
---	------------	------------

Total (US\$)	62806	20308
---------------------	--------------	--------------

Total Anual (US\$) = A	83115
-------------------------------	--------------

Ahorro Anual (US\$) B = 50% * A	41557
--	--------------

TABLA C.5.

**CUADRO RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA
MEJORAMIENTO DE LA PROTECCIÓN EN REDES AEREAS DE MEDIA TENSION
CONSIDERANDO 3° ETAPA DE LA NTCSE
(Miles US \$)**

Descripción	Período de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (I)											
Disminución de energía no suminis (Cuadro 4)		0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49
Ahorro de pagos por calidad (Cuadro 5)		41.56	41.56	41.56	41.56	41.56	41.56	41.56	41.56	41.56	41.56
TOTAL INGRESOS		42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04
Gastos (G)											
Operación y mantenimiento											
TOTAL GASTOS		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Margen M = I - G		42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04	42.04
Depreciación acelerada D		6.53	6.53	6.53	6.53	6.53	6.53	6.53	6.53	6.53	6.53
Utilidad antes de part. de trab. UAPT = M- D		35.51	35.51	35.51	35.51	35.51	35.51	35.51	35.51	35.51	35.51
Particip. de Trabaj. PT = 5% * UAPT		1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78
Utilidad desp. de part. trab. UDPT = UAPT - PT		33.74	33.74	33.74	33.74	33.74	33.74	33.74	33.74	33.74	33.74
Impuestos IM = 30% * UDPT		10.12	10.12	10.12	10.12	10.12	10.12	10.12	10.12	10.12	10.12
Utilidad desp. impuestos UDI = UDPT - IM		23.62	23.62	23.62	23.62	23.62	23.62	23.62	23.62	23.62	23.62
Inversión I ₀ (Cuadro 3)	65.30										
Valor residual VR											39.18
Ahorro Pago de Imp. APIM = -0,335 * UAPT		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja neto FCN = UDI + D - I ₀ + VR + APIM	-65.30	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	69.33

Tasa de descuento	12%	14%	15.3%	16.3%	17.3%	18%	19%	TIR
VAN (MUS \$)	117.6	102.5	93.59	87.3	81.4	77.0	67.8	45.73%

TABLA C.6
INVERSIÓN EN MEJORA DE LAS REDES AEREAS

Descripción	Cantidad (Km)	Costos Parciales		Costo Total MUS\$
		Material MUS\$	Mano Obra MUS\$	
Red aerea 70 Al 10 Kv (1ºaño)	9.357	100.93	42.23	143.16
Red aerea 70 Al 10 kV (2º año)	11.673	125.91	52.69	178.60
Red aerea 120 Al 10 kV(3º año)	7.088	95.34	34.37	129.71
Total	28.118	322.18	129.29	451.47

TABLA C.7
COSTOS UNITARIO DE RED AEREA 10 KV

Recloser 10 kV	Costos Unitarios		Costo Total MUS\$
	Material US\$	Mano obra US\$	
Red aluminio 70 mm2 / Km	10.8	4.5	15.3
Red aluminio 120 mm2 / Km	13.5	4.8	18.3

TABLA C.8.

CALCULO DEL COSTO POR ENERGIA DEJADA DE VENDER

Los datos de compensación fueron tomados del informe de gestión de Calidad de Servicio correspondiente al año 2000

N°	Sucursal	Alim,	ENS -1 (bt) (kWh)	ENS - 1 (mt) (kWh)	ENS-2 (bt) (kWh)	ENS-2 (mt) (kWh)
1	Norte	HL-6	1296.58	3758.80	1861.94	5442.67

Total	1296.58	3758.80	1861.94	5442.67
-------	---------	---------	---------	---------

Participación Terceros + Edelnor MT	51%	51%	67%	67%
-------------------------------------	-----	-----	-----	-----

Participación interrupciones imprevistas	52%	52%	49%	49%
--	-----	-----	-----	-----

Total ENS (kWh)	343.85	996.83	605.72	1770.59
-----------------	--------	--------	--------	---------

Margen Tarifario US\$ / kWh	0.0407	0.0148	0.0407	0.0148
-----------------------------	--------	--------	--------	--------

Costo de ENS (US\$)	13.99	14.75	24.65	26.20
---------------------	-------	-------	-------	-------

Total Anual (US\$) = A	80
------------------------	----

Ingreso Anual (US\$) B = 66% * A	53
----------------------------------	----

TABLA C.9.

CALCULO DE COMPENSACION CONSIDERANDO 3° ETAPA DE LA NORMA DE CALIDAD (NTCSE)

Los datos de compensación fueron tomados del informe de gestión de Calidad de Servicio correspondientes al año 2000

N°	Sucursal	SET	ALIM	2° ETAPA		3° ETAPA	
				Compensación 1° Semestre	Compensación 2° Semestre	Compensación 1° Semestre	Compensación 2° Semestre
				US\$	US\$	US\$	US\$
1	Norte	Huaral	HL 06	226	591	4285	11234
Total				226	591	4285	11234
Participación Terceros + Edelnor MT						51%	67%
Participación interrupciones imprevistas						52%	49%
Total (US\$)						1136	3655
Total Anual (US\$) = A						4791	
Ahorro Anual (US\$) B = 66% * A						3162	

TABLA C.10.

**CUADRO RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA
MEJORAMIENTO DE LAS REDES AEREAS DE MEDIA TENSION
CONSIDERANDO 3° ETAPA DE LA NTCSE
(Miles US \$)**

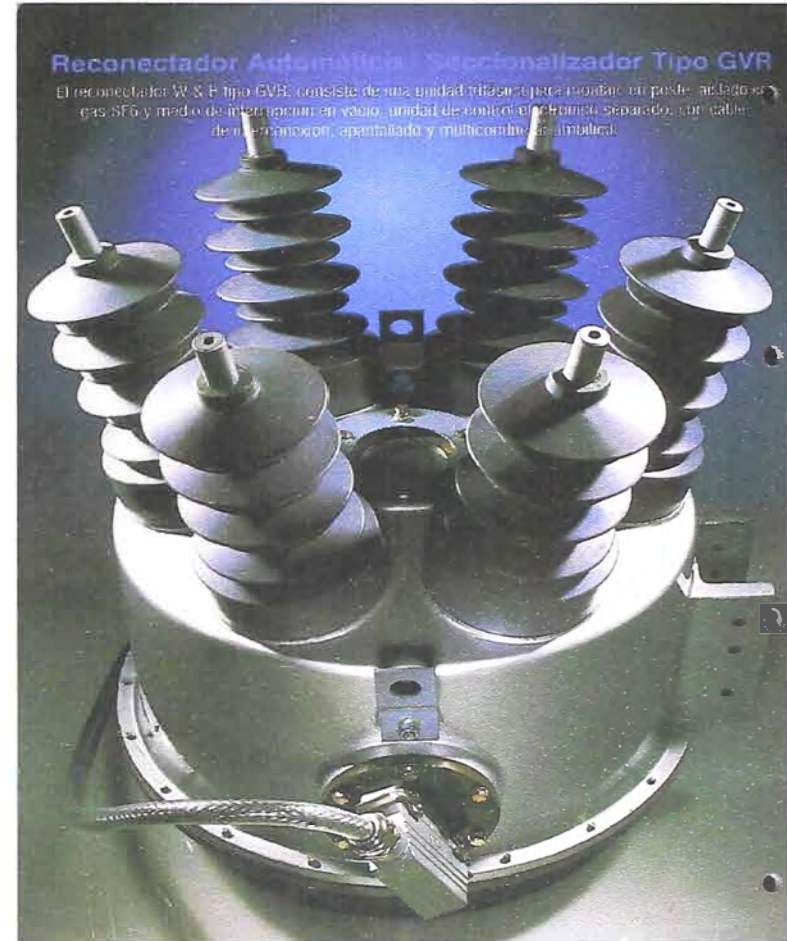
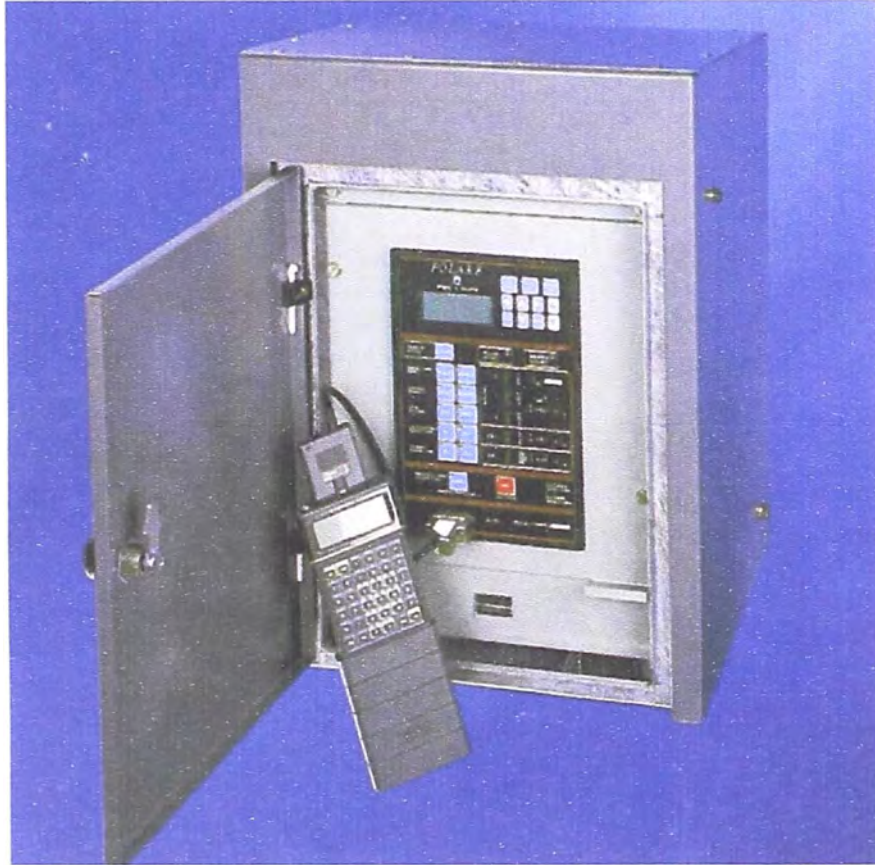
Descripción	Período de Evaluación (Años)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos (I)												
Disminución de energía no suministrada		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Ahorro por pago de multa		224.00										
Ahorro de pagos por calidad		3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16
TOTAL INGRESOS		227.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21
Gastos (G)												
Operación y mantenimiento												
TOTAL GASTOS		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Margen	M = I - G	227.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21
Depreciación acelerada	D	14.32	32.18	45.15	45.15	45.15	45.15	45.15	45.15	45.15	45.15	45.15
Utilidad antes de part. de trab.	UAPT = M- D	212.90	-28.96	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93
Particip. de Trabaj.	PT = 5% * UAPT	10.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad desp. de part. trab.	UDPT = UAPT - PT	202.25	-28.96	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93
Impuestos	IM = 30% * UDPT	60.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad desp. impuestos	UDI = UDPT - IM	141.58	-28.96	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93	-41.93
Inversión	Io	143.16	178.60	129.71								
Valor residual	VR											288.40
Ahorro Pago de Imp.	APIM = -0,335 * UAPT		0.00	9.70	14.05	14.05	14.05	14.05	14.05	14.05	14.05	14.05
Flujo de caja neto	FCN = UDI + D - Io + VR + APIM	-143.16	-22.70	-116.79	17.26	17.26	17.26	17.26	17.26	17.26	17.26	305.66

Tasa de descuento	12%	14%	15.3%	16.3%	17.3%	18%	19%	TIR
VAN (MUS \$)	-95.3	-113.5	-123.56	-130.4	-136.6	-140.6	-123.7	5.37%

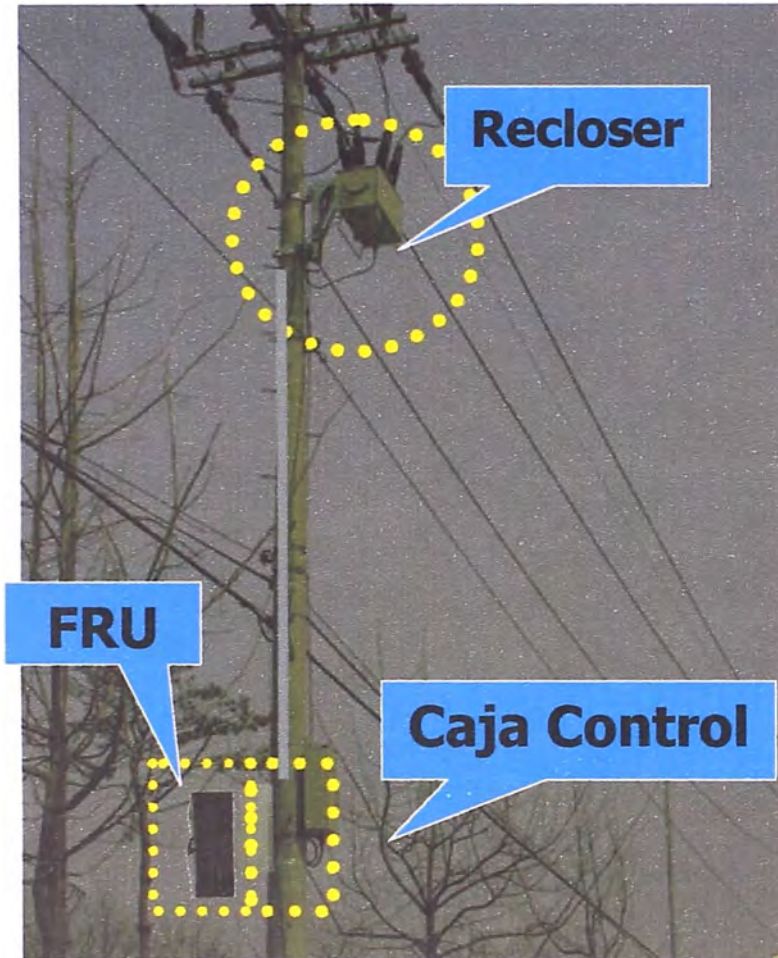
ANEXO D

RECONECTADOR AUTOMÁTICO (RECLOSER)

Reconectador Automático Aéreo



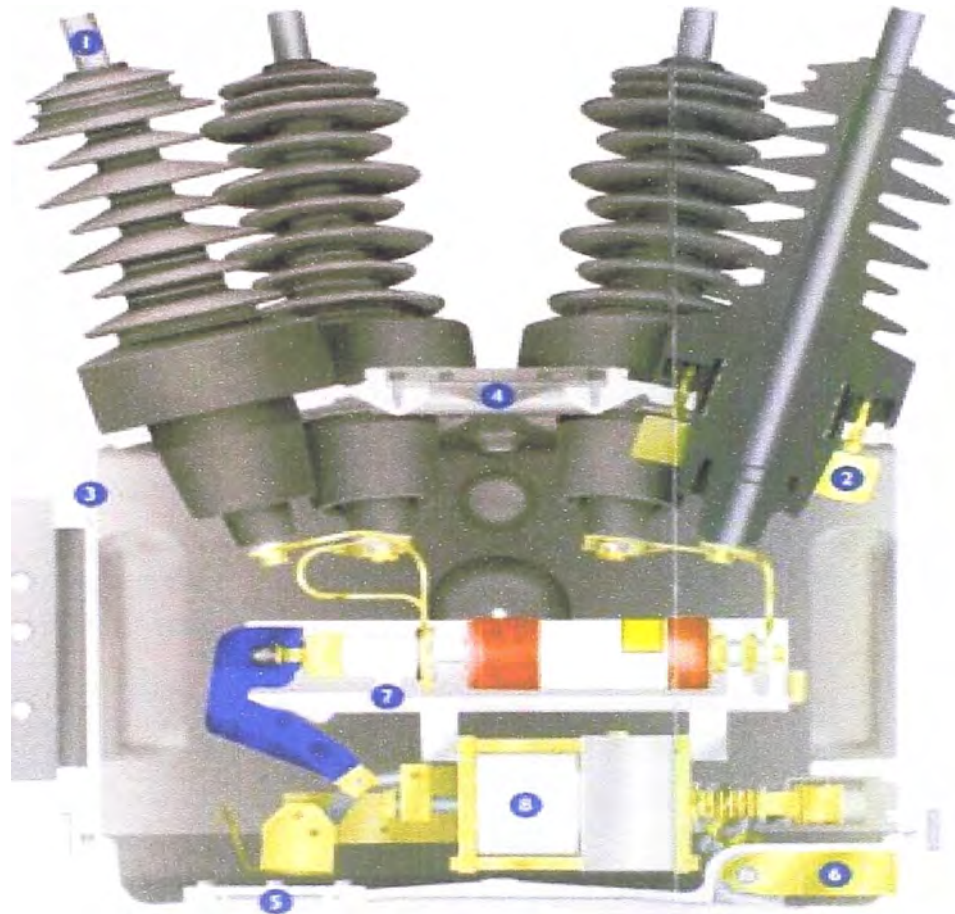
Estructura del Interruptor de Vacío aislado con gas SF6



Software de Interruptor de Vacío aislado con gas SF6



Partes de un Reconectador Automático Aéreo



BIBLIOGRAFIA

1.- NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

Decreto Supremo N° 020-97-EM

El Peruano, 11 de Octubre de 1997

2.- RESOLUCIÓN N° 022 – 97 P/ CTE DEL 15.09.97 SOBRE SECTORES TÍPICOS DE DISTRIBUCIÓN.

3.-MANUAL DE INGENIERIA ELECTRICA

Mc Graw-Hill

Donald G. Fink / H. Wayne Beaty

4.-ESPECIFICACION TÉCNICA DE INTERRUPTORES DE RECIERRE DNN-ET-027b.

Edelnor S.A. -1996

5.-ESPECIFICACION TÉCNICA DE EXTENSORES DE LINEA DE FUGA POLIMERICOS DNN-ET-054a.

Edenor S.A -1998

6.-ESPECIFICACION TÉCNICA DE AISLADORES POLIMERICOS DE ANCLAJE DNN-ET-046

Edelnor S.A. -1996

7.-ESPECIFICACION TÉCNICA DE AISLADORES HIBRIDOS PARA REDES AEREAS DE 10 kV DNN-ET-016

Edelnor S.A. -1996

8.- INFORMACION SOBRE LINEAS ENERGIZADAS DE DISTRIBUCION
SUCURSAL PANAMERICANA

Edelnor S.A. - 1999

9.- MANUAL DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL
RECONECTADOR TIPO GVR 15.

WHIPP & BOURNE.

10.-NORMAS DE DISTRIBUCION PARA REDES AUTOSOPORTADAS DE
ALUMINIO EN 10 Kv (DAP)

Edelnor S.A. 1998.

11.- MANUAL DE INDICADORES DE FALLA PARA CIRCUITOS DE
DISTRIBUCIÓN.

FISHER PIERCE.

12.-INSTRUCTION MANUAL DPU2000R

ABB Power T&D Company Inc.