

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“MEJORA DE LA CALIDAD Y LA SEGURIDAD EN
SUBESTACIONES CONVENCIONALES DE DISTRIBUCIÓN
MEDIANTE LA RENOVACIÓN DE INTERRUPTORES
DE MEDIA TENSIÓN”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

ABEL BERNARDO CABALLERO SANCHEZ

PROMOCIÓN 1995-II

LIMA - PERÚ

2003

**A mis padres Isabe! y Fortunato por el gran esfuerzo dedicado
durante mis años de estudio, en esta
universidad.**

**MEJORA DE LA CALIDAD Y LA SEGURIDAD EN
SUBESTACIONES CONVENCIONALES DE DISTRIBUCION
MEDIANTE LA RENOVACION DE INTERRUPTORES DE
MEDIA TENSION**

TABLA DE CONTENIDO

PROLOGO	11
----------------	-----------

CAPITULO 1

1.0	INTRODUCCION	12
1.1	DESCRIPCION DE LA EMPRESA	12
	1.1.1 SUBGERENCIA DE EXPLOTACION Y DISTRIBUCION	16
1.2	OBJETIVO	16
1.3	ANTECEDENTES	17
1.4	ALCANCES	20

CAPITULO 2

2.0	PROYECTO DE INVERSION PARA LA RENOVACION DE LOS INTERRUPTORES DE MT.	22
2.1	CRITERIOS DE DECISION DE INVERSIONES	22
	2.1.1 INTRODUCCION	22
	2.1.2 OBJETIVO Y AMBITO DE APLICACIÓN	22

2.1.3	CLASIFICACION DE LAS INVERSIONES	23
2.1.3.1	SEGÚN CONCEPTO	23
2.1.3.2	SEGÚN CLASE	24
2.1.4	EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS	26
2.1.5	CRITERIOS DE PRIORIZACION DE LA INVERSION	27
2.1.6	METODOLOGIA DE EVALUACION DEL PROYECTO	27
2.1.6.1	FLUJOS DE CAJA	31
	a) INGRESOS (BENEFICIOS)	31
	b) GASTOS (O COSTOS)	38
2.1.6.2	PARAMETROS DE EVALUACION	38
2.1.6.3	SENSIBILIZACIONES	40
2.1.6.4	INFORME DE EVALUACION	41
2.2	PROYECTO PRESENTADO AL COMITÉ TECNICO DE LA EMPRESA	42
2.2.1	ANTECEDENTES	42
2.2.2	SITUACION ACTUAL	44
2.2.3	DESCRIPCION DEL PROYECTO	44
2.2.4	INVERSION DEL PROYECTO	45
2.2.5	BENEFICIOS	46
2.2.5.1	ENERGIA DEJADA DE VENDER	46
2.2.5.2	AHORRO DE COMPENSACIONES POR INTERRUPCION MAYOR A CUATRO HORAS	47

2.2.5.3	GASTOS POR MANIOBRAS INNECESARIAS	47
2.2.5.4	AHORRO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO	48
2.2.5.5	AHORRO POR MANTENIMIENTO CORRECTIVO	48
2.2.5.6	AHORRO POR NO PAGO DE MULTAS (NO APLICABLE PARA ESTE PROYECTO)	48
2.2.6	EVALUACION ECONOMICA	49
2.2.7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
2.2.8	TABLAS Y CUADROS DE INVERSION – CALCULOS	51

CAPITULO 3

3.0	CARACTERISTICAS DE LOS INTERRUPTORES DE MT	64
3.1	CONCEPTOS ELEMENTALES	64
3.1.1	DEFINICION DE INTERRUPTOR	64
3.1.2	TENSION NOMINAL	65
3.1.3	CORRIENTE NOMINAL	66
3.1.4	CAPACIDAD DE INTERRUPCION SIMETRICA Y ASIMETRICA	66
3.1.4.1	CORRIENTE SIMETRICA	67
3.1.4.2	CORRIENTE ASIMETRICA	67
3.1.5	CAPACIDAD DE CIERRE EN CORTOCIRCUITO	68

3.1.6	CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR	70
3.1.7	MÉTODOS DE EXTINCIÓN DEL ARCO	71
3.1.7.1	INTERRUPCIÓN EN AIRE	72
3.1.7.2	INTERRUPCIÓN EN ACEITE	72
3.1.7.3	INTERRUPCIÓN EN AIRE COMPRIMIDO	73
3.1.7.4	INTERRUPCIÓN EN HEXAFLORURO DE AZUFRE	73
3.1.7.5	INTERRUPCIÓN EN VACÍO	74
3.2	CLASIFICACIÓN DE LOS INTERRUPTORES	75
3.2.1	INTERRUPTORES DE ACEITE	75
3.2.1.1	DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE	75
3.2.1.2	DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE CON CÁMARA DE EXTINCIÓN	76
3.2.1.3	DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE	78
3.2.2	INTERRUPTORES DE AIRE (NEUMÁTICOS)	81
3.2.3	INTERRUPTORES EN HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF ₆)	82
3.2.4	INTERRUPTORES DE VACÍO	83
3.3	CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR DE CORTE EN VACÍO TIPO DPI (EQUIPO SELECCIONADO)	83
3.3.1	PECULIARIDADES Y VENTAJAS	84

3.3.2	EL DPI	85
3.3.2.1	PARTES O ELEMENTOS PRINCIPALES	85
3.3.2.1.1	EL INTERRUPTOR	86
3.3.2.1.2	LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA	86
3.3.2.1.3	EL RELE DE PROTECCION	87
3.3.3	MECANISMO DE MANDO DEL INTERRUPTOR	89

CAPITULO 4

4.0	PREPARACION, PROCEDIMIENTOS E INSTALACION DE LOS INTERRUPTORES AUTONOMOS DE MT	91
4.1	PREPARACION	91
4.1.1	TRANSPORTE	91
4.1.2	ALMACENAJE	91
4.1.3	REVISION PREVIA	92
4.2	PROCEDIMIENTOS	93
4.2.1	DOCUMENTOS QUE CONFORMAN LA SOLICITUD DE MANIOBRA	93
4.2.2	PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LA SOLICITUD Y PROGRAMACION DE MANIOBRAS	94

4.2.3	PROCEDIMIENTO PARA LA EJECUCION DE MANIOBRAS SOLICITADA POR LA SECCION PROYECTOS Y OBRAS	95
4.3	PROCESO DE INSTALACION	99
4.3.1	DESCRIPCION DE LAS FUNCIONES POR CADA AREA INVOLUCRADA EN MANIOBRAS PROGRAMADAS	99
4.3.1.1	PROGRAMADOR DE MANIOBRAS	99
4.3.1.2	SUPERVISORES DE TECNICA Y OBRAS	99
4.3.1.3	OPERADOR DE MANIOBRAS	100
4.3.1.4	PROYECTOS Y OBRAS	100
4.3.1.5	CONTRATISTA	101
4.3.2	CRONOGRAMA DE OBRA	106
4.3.3	PLANOS Y DOCUMENTOS DE OBRA	107

CAPITULO 5

5.0	PUESTA EN SERVICIO Y MANUAL DE OPERACIONES	110
5.1	PUESTA EN SERVICIO	110
5.2	PREPARACION	110

5.3	MANUAL DE OPERACIONES – PROCEDIMIENTO PARA LA INTERVENCION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELECTRICO	111
5.3.1	DESCONEXION DE EQUIPOS	111
5.3.2	PERMISOS	112
5.3.3	TARJETAS DE LIBERACION	113
5.3.4	CONEXIÓN A TIERRA	116
5.4	MANIOBRA EN INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION	118
5.4.1	PUESTA FUERA DE SERVICIO	118
5.4.2	INTERRUPTORES DE MONTAJE FIJO	119
5.4.3	INTERRUPTORES MOVILES (CON RUEDAS)	119
5.4.4	CASO EXCEPCIONAL	120

CAPITULO 6

6.0	CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL MANTENIMIENTO DE INTERRUPTORES AUTONOMOS	122
6.1	MANTENIMIENTO EN EL PERIODO DE 1997 A 1999	122
6.2	MANTENIMIENTO EN LOS INTERRUPTORES AUTONOMOS	124
6.2.1	GENERAL	124
6.2.2	INSPECCION	125
6.2.2.1	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO	125

6.2.3 MANTENIMIENTO DEL MECANISMO DE ACCIONAMIENTO	126
---	-----

CAPITULO 7

7.0 ANEXOS GENERALES	128
7.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA PROPUESTO POR EL FABRICANTE	130
7.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TOROIDAL	132
7.3 FUNCIONES PRINCIPALES DEL RELE MICOM PROPUESTO POR EL FABRICANTE	134
CONCLUSIONES	135
BIBLIOGRAFIA	137

PROLOGO

A fin de cumplir con el objetivo, se ha dividido el informe en 6 capítulos, para mejorar la calidad y la seguridad en las subestaciones de distribución de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte.

En el Capítulo 1 se conocerá aspectos de la Empresa, división y funciones para el desarrollo de la inversión, asimismo se describirá los antecedentes, los objetivos y el alcance del trabajo.

En el Capítulo 2 se realiza el desarrollo del proyecto de inversión enfocado bajo dos puntos, de calidad y seguridad. Se detallará los costos de inversión, los beneficios y los parámetros de evaluación económica.

En el Capítulo 3 se conocerá el fundamento teórico de los equipos principales a instalar, tales como el interruptor de potencia MT, los transformadores de corriente y el relé de protección. Se describirá la clasificación de los interruptores, usos y ventajas.

En el Capítulo 4 y 5 se desarrollará la ejecución de los equipos, las instrucciones de montaje y los procedimientos de operación, maniobra y puesta en servicio.

Finalmente en el Capítulo 6 se realizará una breve descripción del mantenimiento de estos equipos.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

Las subestaciones de distribución de la Empresa Edelnor, cuenta con equipamiento como interruptores de gran volumen de aceite y mínimo volumen de aceite instalados en celdas de 10kV con una antigüedad por mas de 30 años, algunos de ellos se encuentran instalados en cabinas pertenecientes a clientes.

En este trabajo se muestra el desarrollo de un proyecto de inversión sustentado ante el Directorio de la empresa para realizar el reemplazo de los interruptores de aceite por interruptores de vacío.

Así mismo se conocerá las características más importantes de estos equipos de protección, las ventajas y el mantenimiento respectivo.

Se desarrollará los procedimientos de instalación de los interruptores y algunas consideraciones para la puesta en servicio.

1.1 DESCRIPCION DE LA EMPRESA

Edelnor es la empresa peruana de servicios que distribuye energía eléctrica a la zona norte de la gran Lima, la Provincia Constitucional del Callao y las provincias del Norte Chico como Huacho, Huaral, Huaura, Barranca y Oyon.

Edelnor inició sus operaciones de distribución en la zona norte de Lima Metropolitana, en el año 1994, a raíz del proceso de privatización de Electrolima. Luego en 1995, adquiere Edechancay, empresa formada para distribuir energía a la zona del norte chico, con la cual se une en 1996.



Figura 1.1

En la gestión de Edelnor se reúne la experiencia internacional de Endesa y Enersis con el respaldo de sólidas empresas peruanas como el Banco de Crédito del Perú, Cosapi, Compañía de Seguros Pacífico Peruano Suiza, Inversiones Centenario, entre otras. En forma directa o indirecta, participan en Edelnor más de 3 millones de accionistas difundidos en todo el mundo a través de AFP's, Fondos de Pensiones, Fondos de Inversiones, Bancos, etc.

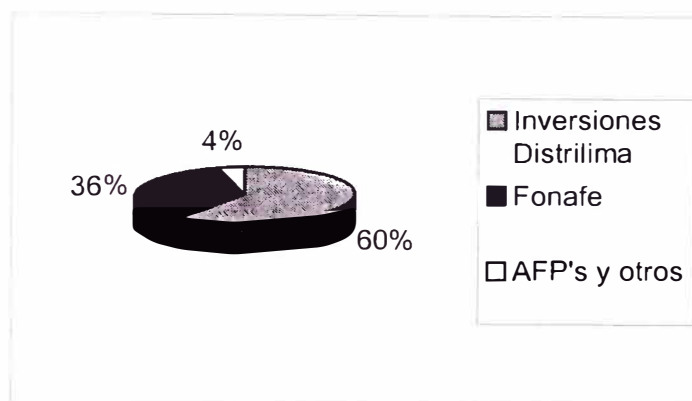


Figura 1.2

El 80% de los clientes de tipo residencial de Edelnor pertenece a los estratos C,D y E. Más de la mitad de la población vive en condiciones de pobreza y la energía eléctrica es el primer servicio público al que acceden.

Clientes Residenciales	788,776	93.2%
Clientes Comerciales	38,215	4.5%
Clientes Institucionales	17,714	2.1%
Clientes Industriales	1,401	0.2%
Total Clientes	845,590	100.0%

* Junio 2000

Desde la privatización y hasta la fecha, Edelnor ha invertido más de US\$220 millones de dólares en:

- Renovar e instalar más de 3,500 km. de nuevas redes para incorporar más de 225,000 nuevos clientes en 500 asentamientos humanos.
- Mejorar y ampliar el parque del alumbrado público, así como expandir el sistema eléctrico.

- Construir nuevas subestaciones de transformación, mejorando la calidad de servicio y reduciendo ampliamente los tiempos y frecuencia de interrupciones.
- Implementar nuevos sistemas informáticos para mejorar los procesos internos con el objetivo de brindar un mejor servicio.
- Construir y remodelar nuevos centros al servicio de nuestros clientes.
- Construir y equipar uno de los más modernos centros de atención telefónica: Fonocliente.
- Desarrollar nuevos servicios para los clientes.
- Llevar programas de prevención de accidentes a más de 50,000 familias.

La empresa se divide en gerencias, mencionamos algunas de ellas:

- Gerencia Técnica.
- Gerencia de Recursos Humanos.
- Gerencia General.
- Gerencia de Administración y Control.
- Gerencia Legal.
- Gerencia de Comercialización.
- Gerencia de Comunicación.

Así mismo estas gerencias se subdividen en subgerencias, como por ejemplo la Gerencia Técnica se subdivide en Sub-gerencia de Explotación y Distribución y Sub-gerencia de Set's y Líneas de Alta Tensión.

1.1.1 SUB-GERENCIA DE EXPLOTACION Y DISTRIBUCION

Esta sub-gerencia es parte de la empresa encargada de elaborar los proyectos de inversión, la ejecución y el mantenimiento de las mismas; de todas las obras relacionadas a redes de media tensión, redes de baja tensión y de alumbrado público y subestaciones de distribución, durante cada año. Se divide a su vez en otras áreas o secciones como:

- Sección de Proyectos y Obras.
- Sección de Mantenimiento.
- Sección de Alumbrado Público.
- Sección de Administración.

La Sección de Mantenimiento se encarga de realizar los programas de mantenimiento correctivo, preventivo y en oportunidades predictivo de las redes y subestaciones de MT.

La Sección de Proyectos y Obras es encargada de elaborar los proyectos de inversión y sustentarlos ante el Directorio, para la aprobación de la inversión del año siguiente, luego es encargada también de realizar la ejecución de las obras de los proyectos aprobados.

1.2 OBJETIVO

Son tres objetivos que trataremos de cumplir con este informe:

- Evitar accidentes fatales por posible explosión durante la operación de equipos antiguos.

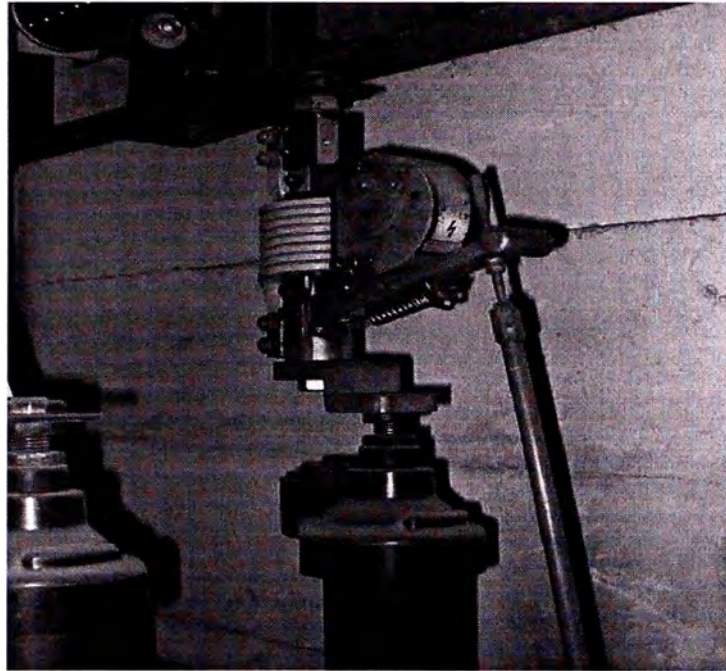
- Cumplir con el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad y la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Mejorar los tiempos de interrupciones originados por causa de los interruptores de Gran Volumen de Aceite, cumpliendo así con la Norma Técnica de Calidad.

1.3 ANTECEDENTES

Los alimentadores en media tensión que serán analizados en este proyecto se encuentran ubicados en zonas industriales, urbanas y comerciales.

Las subestaciones de distribución existentes no cuentan con relés de protección de falla a tierra, como consecuencia de ello ante una falla de este tipo, se produce la salida fuera del servicio total del alimentador, comprometiendo a circuitos no involucrados con la falla ante la falta de selectividad en la protección.

Para conseguir una adecuada selectividad con los equipos de protección en los alimentadores y las subestaciones de distribución, es necesario que los equipos de protección cuenten con relés secundarios que brinden las funciones de protección contra las fallas a tierra y por cortocircuitos, funciones que no poseen los relés primarios existentes en las subestaciones de distribución.



Relé HB Primario.

Figura 1.3

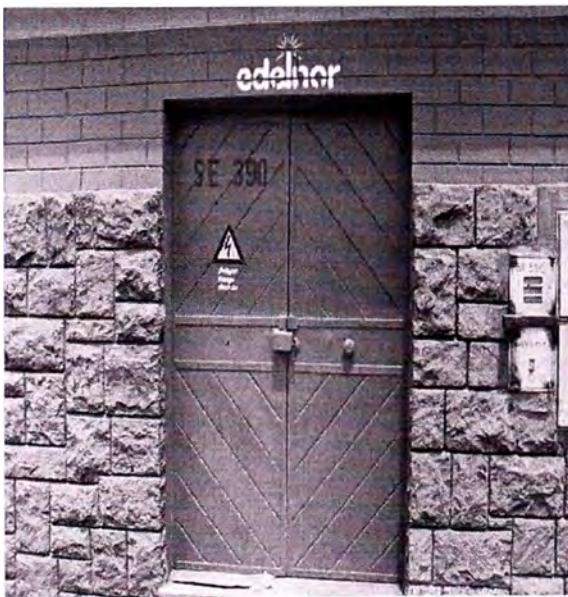
Los relés primarios solo pueden ser ajustados bajo un solo nivel de disparo para protección de redes ante cortocircuitos de baja magnitud. Cuando se presentan cortocircuitos de alta magnitud, los relés no operan y ocasionan aperturas aguas arriba (en la SET) provocando la salida del servicio de todo el alimentador.

Así mismo, los relés primarios no brindan información que nos permita poder identificar el tipo de falla. En cambio los relés secundarios tienen la capacidad de proporcionar información como: fecha y hora de interrupción, tipo de falla, fase fallada y corriente de falla.

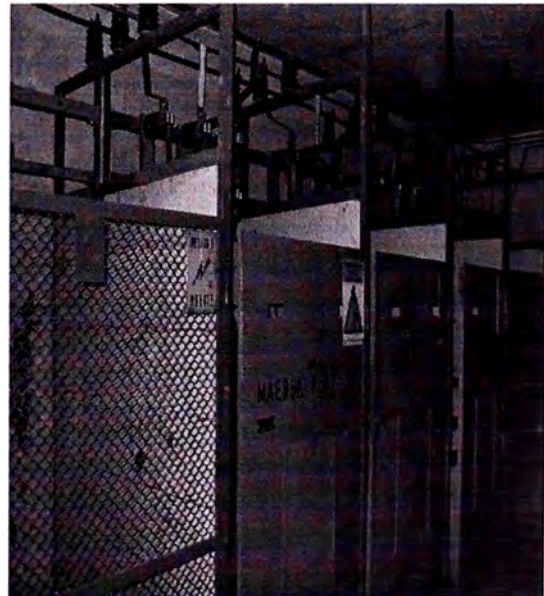
Los interruptores de 10kV de Gran Volumen de Aceite presentan problemas en sus empaquetaduras, originando pérdidas del aceite aislante de su cámara de extinción, complicando la reparación debido a que actualmente no existen repuestos en el mercado para este tipo de equipos.

Ante estas circunstancias la operación de estos equipos no ofrece ninguna seguridad, sino que por el contrario es de alto riesgo, tanto para el personal que lo manipula como para las instalaciones de la empresa por el peligro de que puedan explotar, por lo que se evita operar estos equipos en lo posible.

Las celdas de media tensión que alojan a estos interruptores de potencia son del tipo metálico no cerrado, que no son a prueba de arco interno, por lo que ante la explosión de algunos de estos interruptores en coincidencia con la presencia de operadores dentro de la subestacion se tendría consecuencias irreparables.



**Subestación de Distribución
Convencional
Figura 1.4**

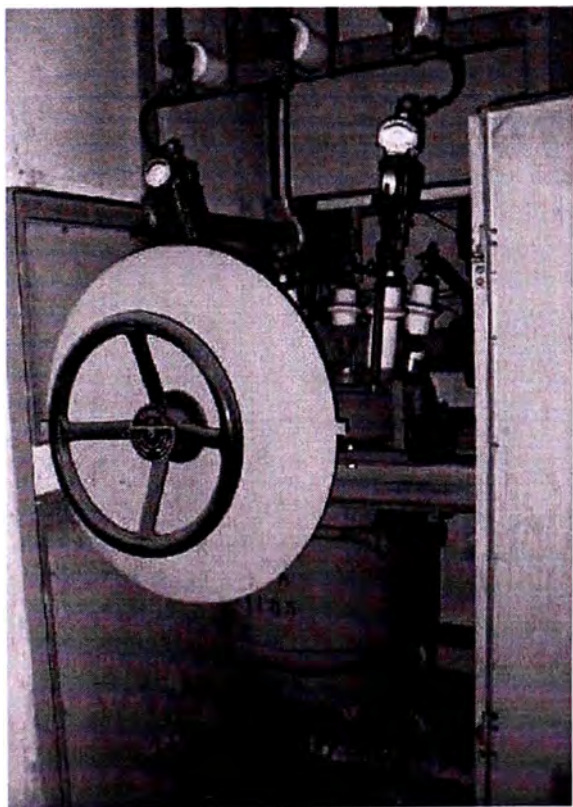


**Celdas de Media Tensión.
Figura 1.5**

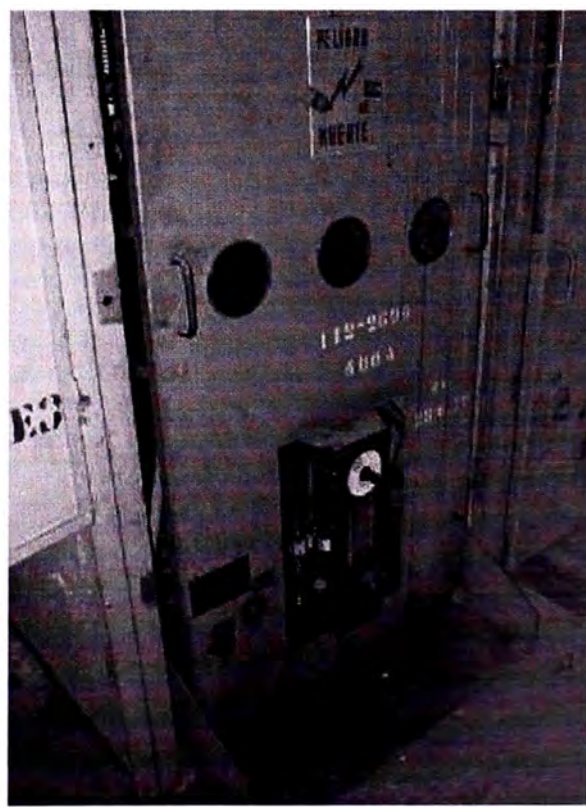
1.4 ALCANCES

El informe se basa exclusivamente al desarrollo del proyecto de inversión para sustentar ante el Directorio de la empresa Edelnor, el cambio de los interruptores de Gran Volumen y Mínimo Volumen de Aceite por interruptores de vacío, cumpliendo con las normas técnicas.

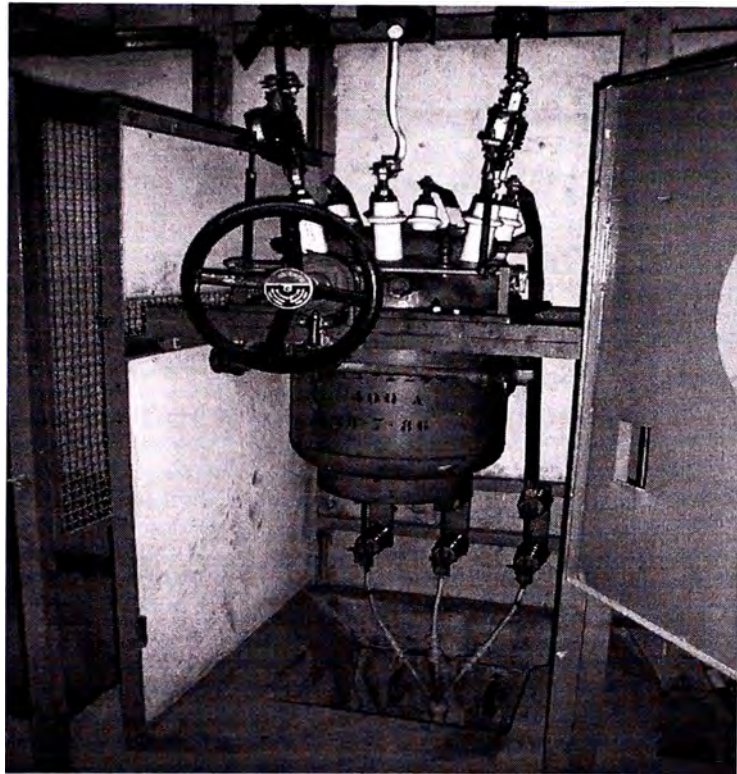
Así mismo se incluirá breve descripción de las características de los interruptores a instalar y por recomendación del proveedor algunas recomendaciones para su mantenimiento respectivo.



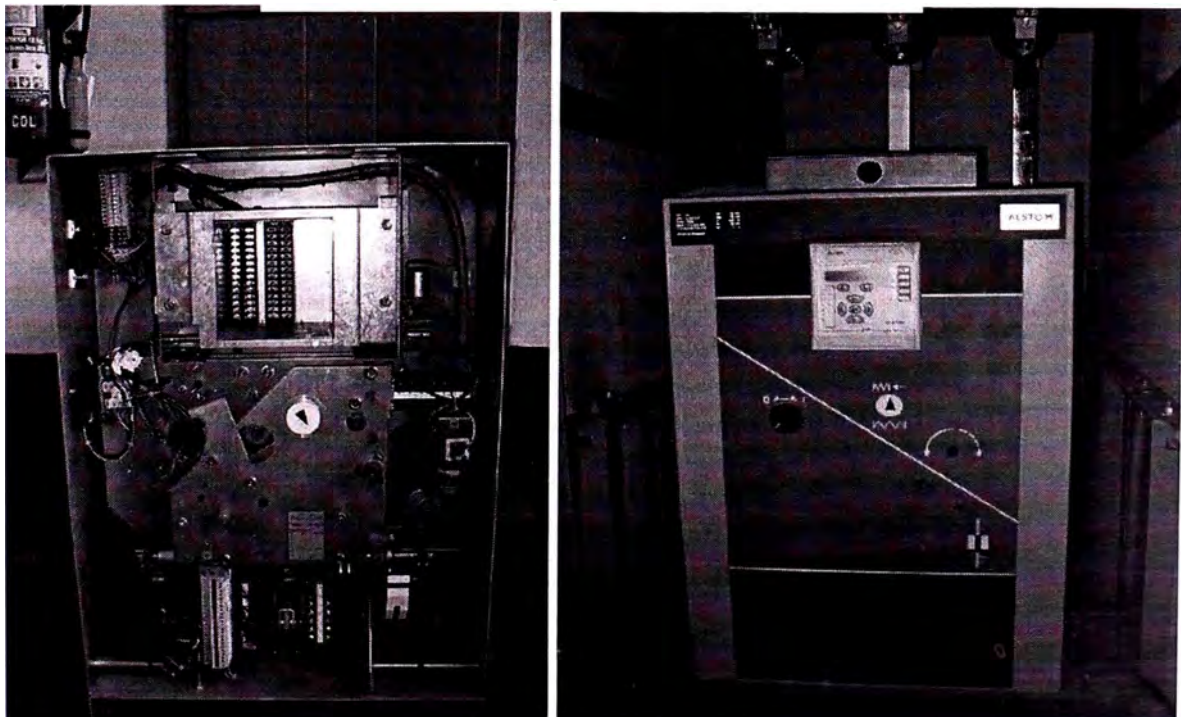
**Interruptor de Gran Volúmen de
Aceite tipo Volante
Figura 1.6**



**Interruptor de Gran Volúmen de
Aceite tipo Carro
Figura 1.7**



**Interruptor de Gran Volúmen de Aceite a
Cambiar
Figura 1.8**



**Interruptores de Vacío Autónomos a Instalar en este
Proyecto.
Figura 1.9**

CAPITULO 2

PROYECTO DE INVERSION PARA LA RENOVACION DE LOS INTERRUPTORES DE MT.

2.1. CRITERIOS DE DECISION DE INVERSIONES

2.1.1 INTRODUCCION

Para lograr el cumplimiento de las metas de la empresa se hace necesario contar con los criterios de decisión de inversiones.

En tal sentido, el presente capítulo tiene por finalidad mostrar los criterios a ser considerados en la presentación del proyecto de inversión y la metodología de evaluación del mismo.

2.1.2. OBJETIVO Y AMBITO DE APLICACIÓN

Objetivo:

- Homogeneizar los criterios para la presentación de propuestas de inversión por las diferentes áreas operativas de la empresa.
- Dar respuestas a señales económicas derivadas del entorno regulador vigente.
- Establecer la clasificación y priorización de las inversiones en la red dentro del periodo correspondiente al POA (Programa Anual de Inversiones).

Ambito de Aplicación:

- Secciones de Proyectos y Obras de Distribución.
- Sección Desarrollo de la Red MT.
- Sección de Ingeniería.
- Planificación Técnica de las redes de A.T., M.T. y B.T.

2.1.3. CLASIFICACION DE LAS INVERSIONES**2.1.3.1. SEGÚN CONCEPTO**

Las inversiones en las redes de distribución se clasifican por su concepto en los siguientes apartados:

- Demanda.
- Calidad.
- Seguridad.
- Medio Ambiente.
- Otros requisitos legales.

a) Demanda

Las inversiones por demanda se originan por la obligatoriedad de otorgar suministro a los clientes en la zona de concesión. En general, los nuevos proyectos que se realicen por este concepto deberán incorporar las inversiones necesarias para el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio acordes con la legislación vigente.

b) Calidad

Se refieren a proyectos orientados a mejorar la calidad del suministro a clientes, para dar cumplimiento a los estándares establecidos por la autoridad mediante reglamentaciones de calidad de servicio.

c) Seguridad

Inversiones orientadas a dar cumplimiento a la normativa legal que afecta a las instalaciones de alta tensión (AT), media tensión (MT), baja tensión (BT), cuando corresponda. Además, dentro de esta clasificación estarán incluidos los casos por obsolescencia tecnológica y los de riesgos operativos.

Nuestro proyecto de inversión es considerado en esta clasificación.

d) Medio Ambiente

Cumplimiento de la normatividad legal relacionada con el medio ambiente.

e) Otros requisitos legales

Inversiones que se originan por disposiciones (o resoluciones) legales o para dar cumplimiento a reglamentos técnicos. Pueden ser esporádicos o regulares en el tiempo.

2.1.3.2. SEGÚN CLASE**a) Clase A**

Inversiones obligadas por la atención a los nuevos suministros o cumplimiento ineludible a los reglamentos o normativa

Se incluyen en esta clase las inversiones originadas por:

- Proyectos por Demanda: Inversiones que se generan para atender las solicitudes de nuevos suministros de clientes, a los cuales hay que otorgar obligatoriamente el abastecimiento de energía eléctrica (Clientes Regulados).
- Proyectos por Seguridad: Inversiones para solucionar situaciones que puedan afectar a las personas o al medio ambiente.
- Proyectos asociados a otros Requisitos Legales: Siempre y cuando existan resoluciones explícitas al respecto de la autoridad competente.

b) Clase B

Inversiones originadas al superarse los criterios de riesgo técnico establecidos para las instalaciones y equipos en la red eléctrica.

Se incluyen las siguientes inversiones:

- Proyectos por Demanda: Inversiones necesarias para ampliar las redes de AT, MT, BT y eliminar las saturaciones o sobrecargas debidas al crecimiento vegetativo de la demanda.
- Proyectos por Calidad: Inversiones en mejoramiento de los niveles de voltaje, en condiciones de operación normal y simple contingencia.
- Proyectos por Seguridad: Inversiones necesarias para evitar superar las características eléctricas y/o mecánicas de instalaciones y equipos.

c) Clase C

Inversiones cuyo objetivo es la mejora de la red, y que no se originen por superarse los criterios de riesgo técnico establecidos.

Se incluyen las siguientes inversiones:

- **Proyectos por Calidad:** Inversiones necesarias para atender los reclamos del cliente por caída de voltaje, regulación de voltaje, flicker, armónicos, etc.
- **Proyectos por requisitos legales:** Inversiones para dar cumplimiento a obligaciones ambientales u otros requisitos legales no inmediatos.

2.1.4. EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS

En general todos los proyectos de inversión deben contar con una evaluación económica que permita identificar la mejor alternativa de solución al problema que origina el proyecto.

Nuestro proyecto se caracteriza por la necesidad de demostrar su rentabilidad económica.

El criterio de selección de inversión que se usará en ellos es el máximo VAN. Se deberán determinar el VAN y TIR del proyecto.

El periodo de evaluación será de 10 años, similar al cuadro N° 2.1.1.

2.1.5. CRITERIOS DE PRIORIZACION DE LA INVERSION

En un escenario donde existan restricciones presupuestales es necesario priorizar los proyectos propuestos.

El ordenamiento secuencial de la inversión estará básicamente en función de la necesidad del proyecto.

Las inversiones que para su justificación es necesario un análisis de rentabilidad y cuyo objeto es la mejora de la red en función de su prioridad estratégica.

La prioridad de inversiones dentro de cada una de las clases se establece en función de la rentabilidad económica por unidad monetaria invertida.

$$\text{Prioridad} = \text{VAN} / I$$

Fórmula 2.1

2.1.6. METODOLOGIA DE EVALUACION DEL PROYECTO

De los resultados de las simulaciones se obtiene los flujos de caja que permitirán evaluar económicamente los diferentes planes de solución. Todos los flujos considerados atienden el principio de marginalidad.

Se entenderá como un Plan al conjunto de instalaciones u obras que se realicen para resolver un determinado problema y que constituirán inversiones relacionadas e inseparables.

Como norma general, las entradas y salidas de dinero se discretizan temporalmente en forma anual, imputándose al final de cada año.

Con la finalidad de uniformizar la evaluación de los proyectos de inversión, en el cuadro N° 2.1.2 se presentan los parámetros y premisas a ser considerados.

Cuadro N° 2.1.1

Cuadro Resumen de Evaluación Económica

Proyectos Clase A

Descripción	Periodo de evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (I)											
Ahorros de Pérdidas Técnicas											
Ahorros por disminución de Energía											
Ahorro de pago por compensaciones y/o multas											
Otros											
Total Ingresos	I										
Gastos (G)											
Personal Propio											
Personal Contratista											
Operación y Mantenimiento											
Otros											
Total Gastos	G										
Margen	$M = I - G$										
Depreciación	D										
Utilidad antes de Participación de los Trabajadores	$UAPT = M - D$										
Participación de los Trabajadores (si $UAPT > 0$)	$PT = 5\% * UAPT$										
Utilidad después de Participación de los Trabajadores	$UDPT = UAPT - PT$										
Impuestos (si $UDPT > 0$)	$IM = 30\% * UDPT$										
Utilidad después de Impuestos	$UDI = UDPT - IM$										
Inversión	I_0										
Valor Residual	VR										
Ahorro Pago de Impuesto de la Empresa	$APIM = -0.335 * UAPT$										
Flujo de Caja Neto	$FCN = UDI + D - I_0 + VR + APIM$										

Tasa de Descuento	12%	14%	15,32 %	16,32 %	17,32 %	18,12 %	19,12%	TIR
VAN								

Cuadro N° 2.1.2

PREMISAS Y PARAMETROS DE EVALUACIÓN

Item	Descripción	Unidad	Valor
1	Horizonte de Evaluación		
	Distribución y Transporte	años	10
	Sistemas de Información	años	5
2	Depreciación acelerada		
	Vehiculos de transporte terrestre	años	5
	Equipos y maquinarias usados en la actividad de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica	años	10
	Equipos de procesamiento de datos	años	4
	Edificios y Construcciones	años	33,3
	Terrenos	No se deprecia	
	Otros bienes del activo fijo(Ejem. muebles equipos de oficina)	años	10
3	Tasa de descuento		
	Distribución y Transporte	%	14
	Telecomunicaciones (Comunicaciones)	%	18,12
	Sistemas Técnicos (Sistemas de información)	%	(*)
4	Gastos de operación y mantenimiento		
	Distribución	%	2,5
	Transmisión SET's	%	2,5
	Líneas de Transmisión	%	2,5
5	Tipo de cambio	S./US\$	3,61
6	Vida útil	Ver cuadro N°2.1.6	
7	Valor residual	Ver Formula N°2.9	

	Descripción	Unidad	Sistema			
			Lima	Huacho	Huaral	Pativilca
8	Margen Tarifario					
	Baja Tensión	US\$/kWh	0,0365	0,0407	0,0428	0,0383
	Media tensión	US\$/kWh	0,0120	0,0148	0,0158	0,0084
	Media y Baja Tensión	US\$/kWh	0,0289	0,0339	0,0316	0,0363
9	Tarifa de Compensación					
	Baja Tensión	US\$/kWh	0,154	0,127	0,123	0,133
	Media Tensión	US\$/kWh	0,205	0,193	0,183	0,210
	Media y Baja Tensión	US\$/kWh	0,196	0,159	0,155	0,140
10	Precios máximos por punto de entrega para compra de Energía					
	Tensión		220 kV	66 kV	60 kV	66 kV
	Precio de barra de la potencia de punta	US\$/kW-mes	6,551	6,061	6,551	6,069
	Precio de la energía en HP	US\$/kWh	0,046	0,044	0,047	0,046
	Precio de la energía en HFP	US\$/kWh	0,024	0,024	0,024	0,026
	Precio promedio de Energía	US\$/kWh	0,029	0,029	0,029	0,031
11	Precios de Compra en barra equivalente de Media Tensión					
	Precio de la potencia de punta	US\$/kW-mes	6,809	6,514	7,215	6,167
	Precio de la energía en HP	US\$/kWh	0,041	0,042	0,046	0,039
	Precio de la energía en HFP	US\$/kWh	0,026	0,028	0,031	0,025
	Precio promedio de Energía	US\$/kWh	0,029	0,031	0,034	0,029
12	Precios de Compra en barra equivalente de Baja Tensión					
	Precio de la potencia de punta	US\$/kW-mes	8,115	8,062	8,929	7,632
	Precio de la energía en HP	US\$/kWh	0,047	0,049	0,054	0,045
	Precio de la energía en HFP	US\$/kWh	0,030	0,032	0,036	0,029
	Precio promedio de Energía	US\$/kWh	0,034	0,036	0,039	0,034
13	Consumo promedio Mensual					
	Clientes BT5	kWh/cliente	156	94	91	69

(*) Será proporcionado por la Unidad de Negocios

2.1.6.1.FLUJOS DE CAJA

En inversiones se contabilizarán los equipos incorporados al sistema eléctrico.

a) INGRESOS (Beneficios)

En este rubro se contabilizarán los valores diferenciales obtenidos al comparar las simulaciones con y sin proyecto.

- Ahorro de pérdidas técnicas.
- Mayores ingresos por venta de energía y potencia.
- Ahorro de pago de compensación y/o multas.
- Ahorro de costos de operación y mantenimiento.

a.1.) Ahorro de pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas vienen a ser la diferencia de energías y potencias entre lo adquirido y lo vendido.

Para el caso de nuestro proyecto por ser en MT se tomará en cuenta los precios en barra equivalente en media tensión. (Ver cuadro N° 2.1.2).

a.2.) Mayores ingresos por venta de energía y potencia.

Es la energía no suministrada al cliente por efecto del mantenimiento correctivo y/o preventivo. Esta energía se valoriza al margen tarifario.

El margen unitario se obtiene al dividir el margen total (diferencia del ingreso y egreso) entre la energía total vendida.

El margen a ser utilizado dependerá del tipo de proyecto. Por ejemplo, si un proyecto involucra solamente clientes de MT el margen a utilizarse será la de MT, pero si el proyecto contempla a cliente de MT y BT entonces el margen a utilizarse será la de MT y BT.

El margen tarifario para cada nivel de tensión se muestra en el Cuadro N° 2.1.2.

a.3.) Ahorro de pago de compensaciones y/o multas.

Existen las siguientes compensaciones:

- Interrupciones mayores a 4 horas.
- Calidad de suministro.
- Calidad de producto – tensión.

a.3.1.) 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:

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

Fórmula 2.2

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 (ver Cuadro N° 2.1.2).

a.3.2.) 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.

$D = \sum (k_i \times d_i)$	(expresada en horas)
-------------------------------	----------------------

Fórmula 2.3

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 : $k_i = 1.0$

Tolerancia en alta, media y baja tensión (Sector típico N° 1):

Cuadro N° 2.1.3

Descripcion	N° Interrupciones/Semestre (N')	N° Horas/Semestre (D')
Clientes en Alta Tension	2	4
Clientes en Media Tension	4	7
Clientes en Baja Tension	6	10

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

Las compensaciones por calidad de suministro se calculan semestralmente de acuerdo a la siguiente formula:

$$\text{Compensación por interrupciones} = e \times E \times \text{ENS} \quad (\text{en US\$})$$

Fórmula 2.4

La compensación para la tercera etapa se aplicará de la siguiente manera: 50% del monto calculado para el primer semestre y 100% del monto calculado para lo que resta de la tercera etapa.

e: Es la compensación unitaria por incumplimiento con la calidad de suministro.

Cuadro N° 2.1.4

Compensación unitaria	E (US\$/kWh)
Segunda etapa (Abril '99 a Diciembre 2000)	0.05
Tercera etapa (enero 2001 a indefinido)	0.95

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y esta definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N') / N' + (D - D') / D']$$

Fórmula 2.5

Nota: Si N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y se asume el valor cero.

ENS: Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado, y se calcula de la siguiente manera.

$$ENS = ERS / (NHS - \sum d) \times D \quad (\text{expresada en kWh})$$

Fórmula 2.6

Donde:

ERS: Es la energía registrada en el siguiente.

NHS: Es el número de horas del semestre.

$\sum d_i$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas 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.

a.3.3.) Calidad de producto – tensión

El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto.

$$\Delta V_K (\%) = (V_k - V_N) / V_N \times 100\%$$

Fórmula 2.7

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía son hasta el $\pm 5,0$ % de las tensiones nominales de tales puntos. Para las zonas calificadas como urbano rurales y/o rurales, dichas tolerancias son de hasta $\pm 7,5$ %.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5,0%) del periodo de medición.

Compensaciones por mala calidad de tensión:

Las compensaciones se calcularán, para el periodo de medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese periodo, a través de las formulas que aparecen a continuación:

$$\text{Compensación} = \sum_p a \times A_p \times E(p)$$

Fórmula 2.8

La compensación para la tercera etapa se aplicará de la siguiente manera: 30% del monto calculado para el primer trimestre de la tercera etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la tercera etapa y 100% del monto calculado para lo que resta de la tercera etapa.

Donde:

p: Es un intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

a: Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

Cuadro N° 2.1.5

Compensación unitaria	a (US\$/kWh)
Segunda etapa (Abril '99 a Diciembre 2000)	0.01
Tercera etapa (Enero 2001 a indefinido)	0.05

Ap: Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo p.

E(p): Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición p.

b) GASTOS (o Costos).

En este rubro se contabilizan los valores diferenciales obtenidos al comparar las situaciones con y sin proyecto:

- Mano de obra (propio y/o contratista)
- Mayores costos de operación y mantenimiento por la incorporación de nuevas instalaciones. Para Edelnor se determina como un porcentaje de la inversión (ver Cuadro N° 2.1.2).

2.1.6.2. PARAMETROS DE EVALUACION

Tasa de Cambio

La unidad monetaria a utilizar será el dólar americano (ver Cuadro N° 2.1.2).

En Depreciación se considerará:

- De acuerdo al DL N° 774 Ley del Impuesto a la Renta y su Reglamento, los bienes se depreciarán mediante el método de la línea recta.
- Los bienes se depreciaran de acuerdo al artículo 22 del DS N° 122-94-EF modificado en el inciso b) del artículo 4° del DS N° 125-98-EF.
- Los porcentajes de depreciación a utilizar se detalla en el Cuadro N° 2.1.2.

- La vida útil de los activos será de acuerdo a los componentes del sistema eléctrico (ver Cuadro N° 2.1.6).
- Para el valor residual se aplicará el método de depreciación lineal, de donde se obtiene de la Formula 2.9.

Cuadro N° 2.1.6

Vida Util de Equipos y Materiales relevantes (años)

Descripción	Vida Util (VU)
Transformador de Subestación de Distribución (SED)	25
Equipos de Protección en SED	25
Transformador de Subestación de Transformación (SET)	25
Líneas de Transmisión y Redes de Media y Baja tensión	25
Postes	30
Luminarias	10

Nota: La vida útil de todos los componentes es el mismo que el de la red.

Valor Residual

$$VR = I_0 \times (VU - PE) / VU$$

Fórmula 2.9

Donde:

VR : Valor residual

VU : Vida útil

PE : Periodo de evaluación

lo : Inversión inicial

En impuesto se considerará:

Participación de los trabajadores (PT)

De acuerdo con el Artículo N° 2 del DL N° 892 Ley del Impuesto a la Renta y su Reglamento, es el 5% de la utilidad antes de la participación de los trabajadores (siempre que exista).

Impuesto (IM)

De acuerdo con el Artículo N° 55 del DL N° 774 Ley del Impuesto a la Renta y su Reglamento, es el 30% de las utilidades después de la participación de los trabajadores.

En tasa de descuento se considerará:

La tasa de descuento a utilizar en la evaluación de proyectos de inversión será la que se muestra en el Cuadro N° 2.1.2.

2.1.6.3. SENSIBILIZACIONES

En la evaluación de cada proyecto se determinará la sensibilidad de los indicadores de rentabilidad (VAN, TIR), según a las variaciones de los siguientes factores:

- Variación en +/- 5% de ingresos (beneficios) y gastos (costos) cuantificados en la evaluación, que puedan presentar incertidumbre e influyan en los indicadores de rentabilidad.
- Aumento en un punto en la tasa de descuento.
- Postergación en un año la inversión.

2.1.6.4. INFORME DE EVALUACION

Deberán incluir:

- Título.
- Antecedentes.
- Descripción de la Situación Actual.
- Descripción del Proyecto a resolver.
- Descripción de las alternativas propuestas.
- Monto y detalle de la Inversión requerida por cada alternativa.
- Descripción y cuantificaron de los beneficios y gastos de cada alternativa.
- Los parámetros de evaluación.
- Resultados de la evaluación económica de cada alternativa.
- Análisis de sensibilidad.
- Conclusiones y Recomendaciones.

2.2. PROYECTO PRESENTADO AL COMITÉ TÉCNICO DE LA EMPRESA

2.2.1. ANTECEDENTES

Los alimentadores en media tensión analizados en este proyecto se encuentran ubicados en zonas industriales, urbanas y comerciales comprende un 60% de red aérea y un 40% de red subterránea.

Las subestaciones de distribución existentes no cuentan con relés de protección de falla a tierra, como consecuencia de ello ante una falla de este tipo, se produce la salida fuera del servicio total del alimentador, comprometiéndose a circuitos no involucrados con la falla ante falta de selectividad en la protección.

Para conseguir una adecuada selectividad con los equipos de protección en los alimentadores y las subestaciones de distribución, es necesario que los equipos de protección cuenten con relés secundarios que brinden las funciones de protección contra las fallas a tierra y por cortocircuitos, funciones que no poseen los relés primarios existentes en las subestaciones de distribución.

Los relés primarios solo pueden ser ajustados bajo un solo nivel de disparo para protección de redes ante cortocircuitos de baja magnitud.

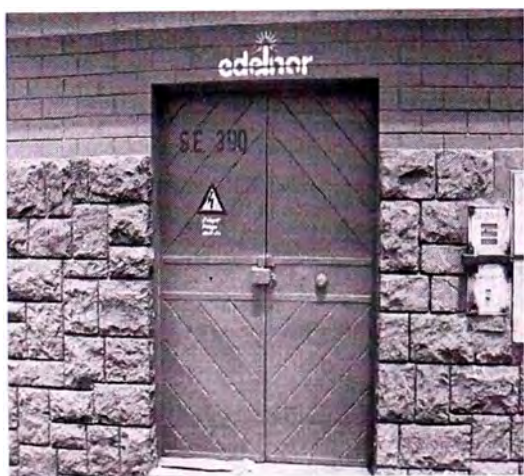
Cuando se presentan cortocircuitos de alta magnitud, los relés no operan y ocasionan aperturas aguas arriba (en el SET) provocando la salida del servicio de todo el alimentador.

Así mismo, los relés primarios no brindan información que nos permita poder identificar el tipo de falla. En cambio los relés secundarios

tienen la capacidad de proporcionar información como: fecha y hora de interrupción, tipo de falla, fase fallada y corriente de falla.

Los interruptores de 10kV de Gran Volumen de Aceite presentan problemas en sus empaquetaduras, originando pérdidas del aceite aislante de su cámara de extinción, complicando la reparación debido a que actualmente no existen repuestos en el mercado para este tipo de equipos. Ante estas circunstancias la operación de estos equipos no ofrece ninguna seguridad, sino que por el contrario es de alto riesgo, tanto para el personal que lo manipula como para las instalaciones de la empresa por el peligro de que puedan explotar, por lo que se evita operar estos equipos en lo posible.

Las celdas de media tensión que alojan a estos interruptores de potencia son del tipo metálico no cerrado, que no son a prueba de arco interno, por lo que ante la explosión de algunos de estos interruptores en coincidencia con la presencia de operadores dentro de la subestación se tendría consecuencias irreparables.



**Subestación Convencional
de Distribución**
Figura 2.1



Celdas de Media Tensión
Figura 2.2

2.2.2. SITUACION ACTUAL

Según los cuadros N°s 2.3.2, 2.3.3 y 2.3.4, en el año 1999 se han registrado un total de 118 interrupciones con salida del servicio total del alimentador ante fallas por cortocircuito (38%) y por fallas a tierra (62%). Por las limitaciones técnicas antes mencionadas que se tienen con los relés primarios existentes, dichas fallas no fueron detectadas debidamente y provocaron la salida del servicio también de otros circuitos no afectados directamente por la falla.

El problema que presentan también los interruptores de Gran Volumen de Aceite es que no existen repuestos en el mercado, es por ello que no se les puede realizar un mantenimiento correctivo adecuado.

Además, las maniobras de cierre dependen de la habilidad del operador constituyéndose en un riesgo para el mismo ante falla interna del equipo, porque la operación es a través de un volante (ver figura 3.1).

2.2.3. DESCRIPCION DEL PROYECTO

Para el proyecto se considera la instalación de interruptores de vacío autónomos con relé multifunción incorporado, los cuales se instalarán en circuitos donde las cargas son mayores de 1MW consiguiendo de esta manera disminuir los índices de salida total del alimentador.

Por tanto, el proyecto consiste en ejecutar la instalación de un total de 41 interruptores de vacío autónomos, para el mejoramiento del sistema de protección en las redes de distribución de alimentadores troncales y laterales pertenecientes a las áreas de Colonial (14), Precursores (12) y

Panamericana (15), distribuidos en las SET's de Jicamarca, Canto Grande, Mirones, Santa Rosa, Tomás Valle, Santa Marina, Maranga, Oquendo, Pershing, Pando, Ancón, Caudivilla, Chavarría, Naranjal, Puente Piedra, Ventanilla y Zapallal respectivamente.

Cabe mencionar que los interruptores proyectados, serán instalados en las celdas de 10kV de las subestaciones convencionales.

2.2.4. INVERSION DEL PROYECTO

La inversión para este proyecto es de MUS\$ 314.85 de acuerdo al cuadro N° 2.2 que corresponde al mejoramiento del sistema de protección y renovación de equipos, de acuerdo al siguiente detalle:

<u>Descripción</u>	<u>Cant.</u>	<u>Material</u>	<u>ManoObra</u>	<u>Total</u>
		MUS\$	MUS\$	MUS\$
Interruptor autónomo de vacío (con relé multifunción incorporado)	41	302.55	12.30	314.85

Para la evaluación económica se ha considerado el ahorro por la energía dejada de vender ya que no se tendrá la salida total del alimentador por fallas a tierra y solo quedará fuera de servicio el circuito fallado y el ahorro por no pagar la compensación a los clientes por la no salida total del alimentador ahorrando también de esta manera los gastos por las maniobras y pruebas de circuitos que se realizan antes de normalizar los circuitos.

2.2.5. BENEFICIOS

Para la evaluación económica se ha considerado, el ahorro de la energía dejada de vender, ya que no se tendrá la salida total del alimentador por fallas a tierra y solo quedará fuera de servicio el circuito fallado, ahorro por no pagos de compensación a los clientes por interrupciones del servicio por tiempos mayores a las 4 horas y también disminuir los gastos por las maniobras, pruebas de cables MT e inspecciones de las redes que se tienen que realizar desde el momento en que se presenta la falla hasta que se restablece el servicio respectivo.

Los beneficios que se obtendrán con la alternativa planteada son los siguientes:

2.2.5.1. Energía dejada de vender

En el cuadro N° 2.3.1 se muestra que el ahorro por energía dejada de vender asciende a MUS\$ 14.01 por año. Dicho ahorro se mantiene constante durante todo el periodo de estudio.

Cabe mencionar que con la ejecución del proyecto, se ha previsto obtener un ahorro del 50% respecto a la situación sin proyecto (MUS\$28.03).

En los cuadros N°s 2.3.2 , 2.3.3 y 2.3.4 se muestran las estadísticas de las 118 interrupciones por fallas a tierra ocurridas.

2.2.5.2. Ahorro de compensaciones por interrupción mayor a cuatro horas

En el cuadro N° 2.4.1 se muestra que el ahorro por pagos de compensaciones a clientes por todas las interrupciones imprevistas mayores a 4 horas asciende a MUS\$ 66.72 por año.

De manera similar, en este caso con la ejecución del proyecto se prevé reducir estos pagos en un 50% respecto a la situación sin proyecto (MUS\$ 133.43).

2.2.5.3. Gastos por Maniobras innecesarias

Según el cuadro N° 2.5, el gasto total por año debido a las maniobras adicionales que se tienen que ejecutar como consecuencia de una interrupción, asciende a MUS\$ 40.81.

Los gastos mencionados incluyen los pagos por maniobras por liberación y normalización de circuitos, por pruebas de cables MT y por las labores de inspección con movilidad por parte del contratista de emergencias.

2.2.5.4. Ahorro por Mantenimiento Preventivo

Considerando que el mantenimiento preventivo de los interruptores de Gran Volumen se hace cada 2 años, el ahorro por el mantenimiento preventivo en los años 1,3,5,7 y 9 será como se muestra en el cuadro N° 2.6.

2.2.5.5. Ahorro por Mantenimiento Correctivo

El ahorro por mantenimiento correctivo será de MUS\$ 7.87 anual (ver cuadro N° 2.6)

2.2.5.6. Ahorro por No pago de Multas (No aplicable para este proyecto)

De acuerdo a lo establecido en la R.M. N° 176-99-EM/SG y en la Resolución de Gerencia General de Osinerg N° 429-2001, en la que se aprueba la escala de multas y sanciones, así como los criterios de graduación para su aplicación; las multas por infringir el artículo 31° inciso b) de la Ley de Concesiones Eléctricas y las disposiciones del Código Nacional de Electricidad, serán del tipo A-4 y A-7. La R.M. N° 176-99-EM/SG establece:

Según la Resolución Osinerg 429-2001-OS/GG, en nuestro caso, la multa aplicable es el 60% del valor máximo de una multa tipo A-4 o A-7 que expresada en dólares equivale a MUS\$ 132.86. Sin embargo, si consideramos una probabilidad de multa del 10% (01 multa al año entre 10 proyectos potencialmente multables), nuestro ahorro por no pago de multas será de MUS\$ 13.29.

Este valor no se refleja en el cuadro N° 2.1 pues nuestro proyecto fue desarrollado en el año 1999 y pesar de existir una resolución ministerial todavía es, que en el año 2001 se llega aplicar con la resolución N°429-2001-OS/GG de Osinerg. Este valor lo que haría es incrementar el VAN del proyecto sin que varía demasiado su TIR.

2.2.6. EVALUACION ECONOMICA

- Horizonte de evaluación : 10 años
- Vida Util : 25 años
- Depreciación acelerada : 10 años
- Tasa de descuento : 14%
- Moneda : Dólares Americanos

De acuerdo al flujo de caja elaborado se obtienen los siguientes indicadores:

VAN MUS\$	TIR
14%	(%)
196,84	26,19

2.2.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Mejorar la calidad de suministro en 41 alimentadores.
- Con la instalación de los interruptores autónomos se reemplazarán interruptores de gran volumen de aceite, los cuales tienen una reducida potencia de cortocircuito, las maniobras para operar estos interruptores resultan peligrosas para el operador y, el costo del cambio de aceite es costoso.

- Para el análisis de fallas de los alimentadores de la Zonal Panamericana se han considerado todas las fallas a tierra con salida total del alimentador ya que las subestaciones de distribución no cuentan con relés de protección ante fallas a tierra.
- En cambio en el Zonal Colonial si se tienen algunos relés de protección contra fallas a tierra en las subestaciones de distribución con lo cual se han considerado interrupciones totales y parciales.
- En algunos alimentadores cuentan con relés de distancia los cuales operan antes que los relés HB instalados en las subestaciones de distribución los cuales traen consigo de la apertura total del alimentador esto porque los relés existentes solo tienen un nivel de disparo, por lo cual se prevé la instalación de interruptores autónomos en las subestaciones convencionales de los alimentadores.
- La ubicación de los equipos se ha definido de acuerdo a los alimentadores críticos y además a la filosofía de la protección para el sistema de distribución de 10kV.
- Evitar accidentes fatales por posible explosión durante su operación y cumplir con el reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad y la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

2.2.8 TABLAS Y CUADROS DE INVERSION – CALCULOS

Cuadro N° 2.1	Cuadro Resumen de Flujo de caja
Cuadro N° 2.2	Inversión del Proyecto
Cuadro N° 2.2.1	Metrado de Equipos de Protección
Cuadro N° 2.2.2	Costos Unitarios de Equipos de Protección
Cuadro N° 2.2.3	Relación de Materiales Varios
Cuadro N° 2.2.4	Relación de Equipos de Protección a Instalar en Alimentadores Críticos
Cuadro N° 2.3	Energía dejada de vender por Interrupciones Imprevistas
Cuadro N° 2.3.1	Energía dejada de vender por Interrupciones
Cuadro N° 2.3.2	Cálculo Energía dejada de vender–Colonial
Cuadro N° 2.3.3	Cálculo Energía dejada de vender–Precursores
Cuadro N° 2.3.4	Cálculo Energía dejada de vender–Panamericana
Cuadro N° 2.4	Compensaciones por interrupciones mayores a cuatro horas
Cuadro N° 2.4.1	Compensación total por interrupciones imprevistas mayores a 4 horas
Cuadro N° 2.5	Costos unitarios de gastos por interrupción Imprevista
Cuadro N° 2.5.1	Gastos unitarios por mantenimiento emergencias
Cuadro N° 2.6	Ahorro por mantenimiento preventivo y correctivo

Cuadro N° 2.1

CUADRO RESUMEN DE FLUJO DE CAJA MEJORA DE LA CALIDAD Y LA SEGURIDAD MEDIANTE EL CAMBIO DE INTERRUPTORES 10KV (Miles US \$)

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (I)											
Ahorro energía dejada de vender		14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01	14,01
Ahorro de pago de compensaciones por interrupciones > 4 horas		66,72	66,72	66,72	66,72	66,72	66,72	66,72	66,72	66,72	66,72
Ahorro de gastos por maniobras innecesarias		40,81	40,81	40,81	40,81	40,81	40,81	40,81	40,81	40,81	40,81
Ahorro por mantenimiento preventivo		6,38		6,07		5,76		5,44		5,13	
Ahorro por mantenimiento correctivo		7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
TOTAL INGRESOS		135,79	129,41	135,48	129,41	135,17	129,41	134,86	129,41	134,55	129,41
Gastos (G)											
Operación y mantenimiento		7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
TOTAL GASTOS		7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
Margen $M = I - G$		127,91	121,54	127,61	121,54	127,30	121,54	126,98	121,54	126,67	121,54
Depreciación acelerada D		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilidad antes de part. de trab. $UAPT = M - D$		127,91	121,54	127,61	121,54	127,30	121,54	126,98	121,54	126,67	121,54
Particip. de Trabaj. $PT = 5\% * UAPT$		6,40	6,08	6,38	6,08	6,36	6,08	6,35	6,08	6,33	6,08
Utilidad desp. de part. trab. $UDPT = UAPT - PT$		121,52	115,46	121,23	115,46	120,93	115,46	120,64	115,46	120,34	115,46
Impuestos $IM = 30\% * UDPT$		36,46	34,64	36,37	34,64	36,28	34,64	36,19	34,64	36,10	34,64
Utilidad desp. impuestos $UDI = UDPT - IM$		85,06	80,82	84,86	80,82	84,65	80,82	84,44	80,82	84,24	80,82
Inversión Io	314,85										
Valor residual VR											293,52
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 $FCN = UDI + D - Io + VR + APIM$	-314,854	85,06	80,82	84,86	80,82	84,65	80,82	84,44	80,82	84,24	374,34

Tasa de descuento	8%	12%	14%	17%	20%	25%	TIR
VAN (MUS \$)	377,0	248,0	196,84	132,7	80,5	13,2	26,19%

Cuadro N° 2.2

INVERSIÓN EN MEJORA DE LA CALIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Descripción	Cantidad N°	Costos Parciales		Costo Total MUS\$
		Material MUS\$	Mano Obra MUS\$	
Interruptor autónomo 10 kV con relé	41	302,55	12,30	314,85
TOTAL (MUS \$)		302,55	12,30	314,85

Cuadro N° 2.2.1

METRADO DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Areas	Interruptor Autónomo 10kV con relé
Colonial	14
Precursores	12
Panamericana	15
Total	41

Cuadro N° 2.2.2
COSTOS UNITARIOS DE EQUIPOS DE PROTECCION

Interruptor autónomo 10 kV con relé	Costos Unitarios		Costo total US\$
	Material US\$	Mano obra US\$	
Interruptor autónomo 10 kV	6.500,00	300,00	6.800,00
Rele			
Transformadores de corriente			
Transformador toroidal	400,00		400,00
Materiales Varios	479,36		479,36
Total	7.379,36	300,00	7.679,36

Cuadro N° 2.2.3
RELACION DE MATERIALES VARIOS

Matricula	DESCRIPCION	Unidad	Precio Unitario	Cantidad	Costo (US\$)
911085	PERNO HO GALV. CAB. EXAG. 1/2" x 1.1/2" C/TUERCA	UN	0,14	16	2,22
911089	PERNO HO GALV. CAB. EXAG. 1/2" x 3" C/TUERCA	UN	0,20	8	1,57
991115	ARANDELA PLANA AC. GALV. P. PERNO 1/2"	UN	0,01	48	0,56
1035121	CURVA PVC. TP. SAP. INST. ELECT. 90 GRADOS 3/4" DIAM	UN	0,14	3	0,43
1035712	TUBO PVC SAP P. INSTAL. ELECTR. 3/4" DIAM.	M	0,36	6	2,15
1714419	HIERRO NEGRO PERFIL TP. "L" 1/4" ESP. x 2"	M	4,32	6	25,92
1817114	COBRE EN PLETINA 5MM. ESP. x 50MM. ANCHO 6M. LONG.	M	9,66	9	86,93
5021333	CONDUCTOR CABLEADO TW 750 V UNIP. AMARI 1 x 70 MM2.	M	2,74	3	8,22
5021411	CONDUCTOR SOLIDO TWT 450/750V BIPOLAR 2 x 2.50 MM2	M	0,27	15	4,05
5112202	CONECTOR TERMINAL A COMPRESION CU. P. COND. 70 MM2	UN	0,84	1	0,84
6331212	SECCIONADOR UNIP. INT. BARRA 10KV 350A. COMPLETO	UN	110,94	3	332,81
6512251	INTERRUPTOR TERMOMAG. BIP. 220V 25A	UN	2,70	1	2,70
6931020	CAJA TOMA / MEDIDOR AC. TP. "L" EMBUTIDA 200x320x150MM	UN	10,71	1	10,71
6947034	ABRAZADERA AC. 10MMD. FIJ. CABL. TIERRA SE. CONV. 67MM2.	UN	0,25	1	0,25
TOTAL (US\$)					479,36

Cuadro N° 2.2.4

RELACION DE EQUIPOS DE PROTECCION A INSTALAR EN ALIMENTADORES CRÍTICOS

1.- EQUIPOS A INSTALAR EN EL AREA COLONIAL

N°	SET	ALIM.	ENLACE	EQUIPO A INSTALAR
1	Jicamarca	J-05	SE 1272 A SAB 4405 T SAB 3774	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
2	Jicamarca	J-05	SE 1242 A SAB 3785	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
3	Jicamarca	J-06	SE 1933 A SAB 2643 T SAB 3608	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
4	Canto Grande	CG-03	SE 1763 A SE 1997	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
5	Canto Grande	CG-05	SE 639 A SE 683	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
6	Canto Grande	CG-05	SE 683 A SE 1971	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
7	Canto Grande	CG -10	SE 1991 ASE 1721	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
8	Mirones	M-05	SE 231 A SE 250	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
9	Mirones	M-15	SE 813 A SE 7328	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
10	Mirones	M-15	SE 813 A SC 7877 T SC 7435	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
11	Mirones	M-15	SE 813 A SAB4800	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
12	Santa Rosa	P-27	SE 354 A SE 26	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
13	Santa Rosa	P-29	S.E 819 A S.E 27	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
14	Santa Rosa	P-33	S.E 1036 a S.E. 4696	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción

Cantidad	Cantidad de equipos
14	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción

2.- EQUIPOS A INSTALAR EN EL AREA PRECURSORES

N°	SET	ALIM.	ENLACE	EQUIPO A INSTALAR
1	Tomás Valle	TV-02	S.E. 1689 A SAP 2005	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
2	Tomás Valle	TV-05	SE 1688 A SE 841	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
3	Tomás Valle	TV-05	SE 1688 A SE 1687	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
4	Tomás Valle	TV-16	S.E. 1343 A SAB 2792	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
5	Tomás Valle	TV-16	S.E. 1343 A SCP 8001	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
6	Tomás Valle	TV-17	SE 758 A SE 1914	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
7	Santa Marina	F-16	SE 110 A SE 341	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
8	Maranga	MA-04	SE 318 A SE 881	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
9	Oquendo	Q-11	S.E 325 A S.E 198	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
10	Pershing	Q-16	SE 199 A SE 86	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
11	Pando	PA-13	SE 119 A SE 124	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
12	Pando	PA-13	SE 119 A SE 118	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción

Cantidad	Cantidad de equipos
12	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción

3.- EQUIPOS A INSTALAR EN EL AREA PANAMERICANA

N°	SET	ALIM	ENLACE	EQUIPO A INSTALAR
1	Ancón	N - 04	De SE 958 a SE 959	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
2	Ancón	N - 04	De SE 958 a SE 2333	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
3	Caudivilla	CV - 04	De SE 1702 a SE 3168	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
4	Caudivilla	CV - 04	De SE 1702 A SAB 3184	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
5	Caudivilla	CV - 07	De SE 1728 a SE 4445	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
6	Chavarria	CH-5	S.E. 1553 A SAP 2018	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
7	Chavarria	CH-7	S.E. 598 A S.E. 1986	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
8	Chavarria	CH-7	S.E 1986 A SAP 2352	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
9	Chavarria	CH - 11	De SE 1134 a SE 1704	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
10	Naranjal	NJ - 01	De SE 1680 a SE 2356	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
11	Puente Piedra	PP - 4	De SE 1955 a SE 2244	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
12	Puente Piedra	PP - 4	De SE 818 a SE 2137	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
13	Ventanilla	V - 06	De SE 980 a SE 3897	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
14	Ventanilla	V - 06	De SE 1126 a SE 612	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción
15	Zapallal	W - 02	De SE 1707 a SE 1130	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción

Cantidad	Cantidad de equipos
15	Interruptor autónomo 10 kV con relé multifunción

ENERGIA DEJADA DE VENDER POR INTERRUPCIONES IMPREVISTAS
(SITUACION SIN PROYECTO)

Total energía dejada de vender (KWh)	Margen Tarifario MT/BT US\$ / kWh	Total MUS\$
969.797	0,0289	28,03

Nota: El total de la energía dejada de vender corresponde a la suma de las energías dejadas de vender en las áreas de Colonial, Precursores y Panamericana.

Cuadro N° 2.3.1

ENERGIA DEJADA DE VENDER POR INTERRUPCIONES
(Situación sin Proyecto)

AÑO	ENERGIA DEJADA DE VENDER	
	TOTAL kWh	TOTAL MUS\$
1	969 797	28,03
2	969 797	28,03
3	969 797	28,03
4	969 797	28,03
5	969 797	28,03
6	969 797	28,03
7	969 797	28,03
8	969 797	28,03
9	969 797	28,03
10	969 797	28,03

Margen Tarifario MT/BT :	US\$/kWh	0,0289
--------------------------	----------	--------

ENERGIA DEJADA DE VENDER POR INTERRUPCIONES
(Situación con Proyecto)

(Se interrumpe el 50 % de la energía total de alimentador al actuar el sistema de protección)

AÑO	ENERGIA DEJADA DE VENDER	
	TOTAL kWh	TOTAL MUS\$
1	484 899	14,01
2	484 899	14,01
3	484 899	14,01
4	484 899	14,01
5	484 899	14,01
6	484 899	14,01
7	484 899	14,01
8	484 899	14,01
9	484 899	14,01
10	484 899	14,01

AHORRO DE ENERGIA DEJADA DE VENDER
(El ahorro es el 50% de la energía total dejada de vender)

AÑO	ENERGIA DEJADA DE VENDER	
	TOTAL kWh	TOTAL MUS\$
1	484 899	14,01
2	484 899	14,01
3	484 899	14,01
4	484 899	14,01
5	484 899	14,01
6	484 899	14,01
7	484 899	14,01
8	484 899	14,01
9	484 899	14,01
10	484 899	14,01

Nota : El ahorro se obtiene por diferencia entre la situación sin proyecto menos la situación con proyecto.

Cuadro N° 2.3.2

CALCULO DE LA ENERGIA DEJADA DE VENDER

1.- AREA COLONIAL :

N°	FECHA	SET	ALIM	CIRCUITO INTERRUMPIDO	LOCALIZACIÓN	CAUSA	INICIO	FIN	TIME	DURACION h	POTENCIA MAXIMA AFECTADA kVA	ENERGIA APARENTE AFECTADA kVAh	ENERGIA ACTIVA DEJADA DE VENDER (x) kWh
1	21/01/1999	Jicamarca	J-06	J-6 A SE 1242 T SE 1933	PMI 047	DAÑO INTERNO EN SEDAPAL	9 43	16 26	6 43	6.72	11228	75 452	36 489
2	11/04/1999	Jicamarca	J-06	J-6 TOTAL	NODO 36097T A PS0194 T SAB3101	ATENTADO CINTAS DE CASSETTE ENTRE LINEAS	6 59	10 35	3 36	3.60	8539	30 740	14 866
3	24/12/1999	Jicamarca	J-06	SE 146 A SE 1933	EN SE 146	APERTURA POR FALTA DE DIRECCIONALIDAD	10 34	12 30	1 56	1.90	8539	16 224	7 846
4	25/12/1999	Jicamarca	J-06	SE 1933 A SAB 3515	DERIVACIÓN A SAB 3518	LINEA CAIDA POR PETARDO - JUEGOS ARTIFICIALES	0 30	1 30	6 30	6.72	8539	57 382	27 750
5	28/05/1999	Jicamarca	J-05	SE1242 A SE 1272	ANTES DE SAP 3100 T 3101	SE ENCONTRO UNA AVE EN UN ARMADO ANTES DEL SAB3100 T SAB3101	7 55	11 30	3 35	3.58	1250	4 475	2 164
6	05/10/99	Jicamarca	J-05	RC2012 A SE 1242	RC2012 A SE 1242	APERTURA POR FALTA DE DIRECCIONALIDAD	10 15	10 45	0 30	0.50	1250	625	302
7	24/12/1999	Jicamarca	J-05	SE 145 A SE 1242	EB SE 145	APERTURA POR FALTA DE DIRECCIONALIDAD	10 34	12 02	1 28	1.63	1250	2 038	985
8	01/01/1999	Canto Grande	CG-03	SE 1990 A SE 1763	SE 1997 A SE 1422 T SC 7439	CHOQUE VEHICULAR A POSTE DE 10 KV	7 59	18 55	10 56	10.93	5940	64 924	31 397
9	36306	Canto Grande	CG-03	SE 1990 A 1763	EN SAB 10930	ALAMBRE ARROJADO A LOS CUT-OUT DEL SAB 10930 PROVOCO CONTACTO A MASA DEL ARMADO , LA PROTECCIÓN ACTUÓ CORRECTAMENTE PUESTO QUE SE TENÍA UN RELE FALLA A TIERRA MULTILIN 575	8.00	13.26	5.26	5.43	6190	33 612	16 255
10	01/10/1999	Canto Grande	CG-03	SE 1990 A SE 1763	SE 1990 A SE 1763	DESCARGA EN TERMIAL PIRELLI A LA LLEGADA DE LA SE 1763	1 45	3 25	1 40	1.67	5940	9 920	4 797
11	06/03/1999	Canto Grande	CG-05	CG-5 A SE 639	LLEGADA A SAB 22029	CABLE PICADO POR TERCEROS-COMO CONSECUENCIA QUEMO EMPALME ASIM EN SC 8449	1.22	11.59	10 37	10.62	11418	121 259	58 641
12	11/04/1999	Canto Grande	CG-05	CG-5 A SE 639	SE 683 A SE 637	CABLE QUEMADO POR FALLA .FASE "R" MONTAJE INADECUADO DE EMPALME DERECHO	8 27	11 21	2 54	2.90	11418	33 112	16 013
13	15/06/1999	Canto Grande	CG-05	CG-05 A SE 639	NODO 34219 A SAB4579	DAÑO INTENCIONAL CON ALAMBRE Y TRAPO EN RED AÉREA, PASANDO LA SAB4579	14 45	17 25	2 40	2.67	8960	23 923	11 569
14	25/06/1999	Canto Grande	CG-05	CG-05 A NODO 3027	SE 639 A SAP 3975	CABLE DAÑADO EN EL MOMENTO DE SUSTRACCIÓN DE CABLE DE B T. ABANDONADO	15 29	21 45	6 16	6.27	8960	56 179	27 168
15	13/07/1999	Canto Grande	CG-05	CG-05 A SE 639	SE 639 A SE 683	EN UN ARMADO SE ENCONTRÓ PALOMA QUE CAUSO DESCARGA	13 12	14 29	1 17	1.28	8960	11 469	5 546
16	08/08/1999	Canto Grande	CG-05	CG-05 A SE 639	SE 639 A SE 638	INDIVIDUO AL TRATAR DE REALIZAR UNA CONEXIÓN CLADESTINA CORTO CABLE DE M T CON UNA CIERRA PROVOCANDO UNA FALLA A TIERRA	19 11	23 05	3 54	3.90	8960	34 944	16 899
17	19/08/1999	Canto Grande	CG-05	CG-05 A SE 639	DE SE 639 A SE 638	CABLE SECCIONADO 7m. POR CONTRATISTA DE SEDAPAL	10 29	16 24	5 55	5.92	8960	53 043	25 652
18	15/11/1999	Canto Grande	CG-05	CG-05 A SE 639	SE 639 A SC8449	CABLE MALTRATADO POR CONTRATISTA DE SEDAPAL AL INSTALAR TUBERÍA DE	15 51	22 07	6 16	6.27	8960	56 179	27 168
19	27/11/1999	Canto Grande	CG-05	CG-05 A SE 639	EN SAB 2222	ALAMBRE COLOCADO POR AVE QUE FORMABA NIDO	12 50	14 10	1 20	1.33	8960	11 917	5 763
20	01/04/1999	Canto Grande	CG-10	CG-10 A SE 641	SC 8585 A SC 8584, SE 1866 A SC	SOBRETENSION CAUSADO POR LA FALLA EN CG-16 QUEMANDO CABLE A LA LLEGADA DE SC 7992	13 25	6 59	17 34	17.57	6723	118 123	57 124
21	02/04/1999	Canto Grande	CG 10	SE 641 A SE 1991	SE 1866 ASC 7992 T SC 7966	SOBRETENSION SOSTENIDA DE 17 4 KVEN EL SISTEMA CAUSO TRANSFORMADOR QUEMO EN SC 7992 QUEMO CABLES UNIPOLARES , CONECTORES DE ENTRADA Y SALIDA EN SC 7992 QUEMO E D ASIMETRICO	22 20	0 18	1 58	1.97	2722	5 362	2 593
22	12/05/1999	Canto Grande	CG-10	SE 641 A SE 1991	SC 8585 A SC 8584	SOBRETENSION CAUSO QUE EMPALME ASIM QUEMARA,FASE VERDE	8 15	14 55	6 40	6.67	3840	25 613	12 386
23	13/05/1999	Canto Grande	CG-10	SE 641 A SE 1991	SE 1596 A FDO FLORES	CABLE QUEMADO PTE A CLTE	10 00	12 08	2 08	2.13	2870	6 113	2 956
24	15/05/1999	Canto Grande	CG-10	CG-10 A SE 641	SC 7589 A SC 7592	CABLE SECO NYSY QUEMÓ EN FASE ROJA POR ANTIGÜEDAD.	1 31	9 00	7 29	7.48	6085	45 516	22 011
25	30/05/1999	Canto Grande	CG-10	SE 641 A SE 1991	SE 1991 A SE 1721	CORTOCIRCUITO PROVOCADO POR AVE EN TERMINAL AEREO	10 40	11 22	0 42	0.70	2870	2 009	972
26	09/01/1999	Mirones	M 05	M 5 A SE 231	SE 160 A PMI 192 (CLTE HITEPIM)	CABLE QUEMADO POR ANTIGUEDAD	18 28	20 45	2 17	2.28	4200	9 576	4 631
27	18/03/1999	Mirones	M-15	M-15 A SE 813	SC 5294 A SE 815 T SAB 3247	DAÑO ANTIGUO POR SEDAPAL.CAUSO FALLA A TIERRA CREANDO UNA SOBRETENSION QUEMANDO EMPALMES ASIMÉTRICOS EN SC 5296 A SC 5295, SC 5294 A SE 815	21 52	18 15	20 23	20.38	4697	95 725	46 293

CALCULO DE LA ENERGIA DEJADA DE VENDER

1.- AREA COLONIAL :

Nº	FECHA	SET	ALIM	CIRCUITO INTERRUPTIDO	LOCALIZACIÓN	CAUSA	INICIO	FIN	TIME	DURACION h	POTENCIA MAXIMA AFECTADA kVA	ENERGÍA APARENTE AFECTADA kVAh	ENERGIA ACTIVA DEJADA DE VENDER (x) kWh
28	23/08/1999	Mirones	M-15	M-15 A SE 813	SC 5294 A SE 815 T SAB3247	CABLE QUEMADO POR MAL MONTAJE DE EMPALME UNIPOLAR,EN M-15,SEÑALIZACIÓN HOMOPOLAR INSTANTANEO.	18 35	0 13	5 38	5,63	4697	26 444	12 788
29	13/01/1999	Santa Rosa	P-27	SE 354 A SE 26	SE 365 A SAB 3939 T SAB 2517	CABLE QUEMADO POR ENVEJECIMIENTO DE AISLAMIENTO	8 42	19 35	10 53	10,88	2780	30 246	14 627
30	26/08/1999	Santa Rosa	P-27	SE 354 A SE 26	EN SE 26	ROEDOR PROVOCÓ CORTOCIRCUITO A LA LLEGADA DE SE 26	3 57	4 25	0 28	0,47	2780	1 297	627
31	22/10/1999	Santa Rosa	P-29	P-29 A SE 15	EN P-29	ERROR DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL	10 30	10 33	0 03	0,05	3105	155	75
32	15/11/1999	Santa Rosa	P-29	P-29 A SE 15	SE 819 A SE 27	CABLE QUEMADO POR ANTIGUEDAD	15 42	18 07	2 25	2,42	3105	7 514	3 634
33	13/05/1999	Santa Rosa	P-33	P-33 A SE 1256	SE 1036 A SE 1256 T SE 1253	MONTAJE DEFECTUOSO DE EMPALME DERECHO POR CONTRATISTA.SE ENCONTRO INTERRUPT DEFECTUOSO EN SE 1256	6 05	17 56	11 51	11,85	5626	66 668	32 241
34	18/06/1999	Santa Rosa	P-33	P-33 A SE 1256	DE NODO 36018T A SAB4695	LÍNEA CAIDA POR CORROSIÓN. FASE VERDE DERIVACIÓN A SAB4695.EN P-33MARCACIÓN HOMOPOLAR	0 37	3 00	2 23	2,38	5626	13 390	6 475

(x) : Energía activa afectada = kVAh x f.p. x f.c. x f.u.

f p = 0,93

f c = 0,65

f u = 0,80

Total energía dejada de vender - Area Colonial	kWh	556.706
Energía dejada de vender con T>4 horas	kWh	447.991

Cuadro N° 2.3.3

CALCULO DE LA ENERGIA DEJADA DE VENDER

2.- AREA PRECURSORES

N°	FECHA	SET	ALIM	CIRCUITO INTERRUPTIDO	LOCALIZACIÓN	CAUSA	INICIO	FIN	TIME	DURACION h	POTENCIA MAXIMA AFECTADA kVA	ENERGIA APARENTE AFECTADA kVAh	ENERGIA ACTIVA DEJADA DE VENDER (x) kWh
1	21/03/1999	Tomas Valle	TV-2	TV-02 A S E 1689	En subestación convencional	Error de Operación	19 29	19 38	0 09	0,15	3100	465	225
2	21/03/1999	Tomas Valle	TV-2	TV-02 A S E 1690	En subestación convencional	Error de operación	17 20	18 18	0 58	0,96	3100	2976	1 439
3	19/02/1999	Tomas Valle	TV-5	TV-05 A 51004E	CABLE	DAÑO CIA SEDAPAL	8 17	13 13	4 56	4,93	3310	16 318	7 892
4	21/03/1999	Tomas Valle	TV-5	TV-05 A 51004E	SUBESTACION CONVENCIONAL A NIVEL	ERROR DE OPERACIÓN	19 29	19 39	0 10	0,17	3310	552	267
5	22/10/1999	Tomas Valle	TV-5	TV-05 A 51004E	AISLADOR	PELOTA	17 06	22 00	4 54	4,90	3310	16 219	7 844
6	20/03/1999	Tomas Valle	TV-16	TV-16 A S E 1343	CABLE	MATERIALES EQUIPO DEFECTUOSO	21 53	22 15	0 22	0,30	430	129	62
7	16/05/1999	Tomas Valle	TV-16	TV-16 A S E 1343	AISLADOR	MONTAJE DEFECTUOSO	8 59	13 50	4 51	4,90	430	2 107	1 019
8	05/06/1999	Tomas Valle	TV-16	S E 1343 A S E 2792	LINEA	ENVEJECIMIENTO	9 00	10 22	1 22	1,40	430	602	291
9	08/12/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 1623 A SE 1783	RED AEREA	PALOMA	7 50	10 07	2 17	2,28	1735	3 956	1 913
10	13/01/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 1623 A SE 1783	CELDA DEL CLIENTE	DEFECTO INTERNO EN INSTALACION DEL CLIENTE	12 45	15 36	2 51	2,85	1735	4 945	2 391
11	15/02/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 1623 A SE 17830	LINEA	CRECIMIENTO DE ARBOL	9 56	15 02	5 06	5,10	1735	8 849	4 279
12	23/03/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 758 A SE 1914	LINEA	DAÑO INTENCIONAL	10 30	13 40	3 10	3,17	2230	7 069	3 419
13	27/03/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 758 A SE 1914	LINEA	PELOTA	7 05	10 15	3 10	3,17	2230	7 069	3 419
14	29/03/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 1623 A SE 1783	LINEA	NIDO DE AVE	9 15	11 24	2 09	2,15	1735	3 730	1 804
15	12/04/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 1914 A 31135T	LINEA	COMETAS	22 55	23 40	0 45	0,75	1980	1 485	718
16	10/06/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 758 A SE 1914	LINEA	COMETAS	13 55	15 20	1 25	1,41	2230	3 144	1 521
17	24/07/1999	Tomas Valle	TV-17	TV-17 A SE 1623	RED AEREA	DAÑO INTENCIONAL	9 25	11 05	1 40	1,67	5555	9 277	4 486
18	13/10/1999	Tomas Valle	TV-17	SE 1623 A SE 1783	POSTE	CHOQUE DE VEHICULO	15 00	16 10	1 10	1,17	1735	2 030	982
19	15/03/1999	Santa Marina	F-16	SE 110 A SAB 3679	CABLE	DAÑO INTENCIONAL	2 30	18 45	16 15	16,25	410	6 663	3 222
20	15/03/1999	Santa Marina	F-16	SE 110 A 51263T	CABLE	DAÑO INTENCIONAL	2 30	17 17	14 47	14,78	410	6 060	2 931
21	25/10/1999	Santa Marina	F-16	F-16 A SE 110	CABLE SUBT.	CABLE DEFECTUOSO	21 35	23 08	1 33	1,55	160	248	120
22	29/01/1999	Maranga	MA-4	MA-04 ASE 318	SUBESTACION CONVENCIONAL	ERROR DE OPERACIÓN	12 37	16 22	3 45	3,25	575	1 869	904
23	17/10/1999	Maranga	MA-4	SE 881 A 51059U	CELDA DEL CLIENTE	DEFECTO INTERNO EN INST. DEL CLIENTE	16 45	17 40	0 55	0,92	375	344	166
24	12/02/1999	Pando	PA-13	PA-13 A SE 119	VIENTO	CHOQUE DE VEHICULO	22 00	0 22	2 22	2,37	3755	8 899	4 304
25	23/04/1999	Pando	PA-13	PA-13 A SE 119	CABLE	DAÑO INTENCIONAL	15 01	2 15	11 14	11,23	3755	42 169	20 393
26	17/07/1999	Pando	PA-13	PA-13 A SE 119	RED AEREA	DAÑO INTENCIONAL	14 04	15 47	1 43	1,72	3755	6 459	3 123
27	08/10/1999	Pando	PA-13	SE 118 A CLIENTE HDS	CELDA DEL CLIENTE	DEFECTO INTERNO EN INST. DEL CLIENTE	16 00	21 34	5 34	5,57	3500	19 495	9 428
28	27/04/1999	Pershing	Q-11	Q-11 A S E 325	ROEDOR	CELDA DE CLIENTE	0 58	17 05	16 07	16,10	3114	50 135	24 245
29	27/07/1999	Pershing	Q-11	Q-11 A S E 325	CABLE PICADO	CABLE	11 12	12 44	1 32	1,50	3114	4 671	2 259
30	28/01/1999	Pershing	Q-16	SE 86 A 17001T	CABLE	ENVEJECIMIENTO	15 19	3 06	11 47	11,78	75	884	427
31	02/02/1999	Pershing	Q-16	SE 86 A SE 3584	SUBESTACION CONVENCIONAL A NIVEL	ROBO	18 40	19 13	0 33	0,55	75	41	20
32	21/08/1999	Pershing	Q-16	Q-16 A SE 214	CABLE	DAÑO CIA SEDAPAL	7 24	21 15	13 51	0,85	75	64	31

(x) : Energia activa afectada = kVAh x f.p. x f.c. x f.u.

f p = 0,93

f c = 0,65

f u = 0,80

Total energia dejada de vender - Area Precursores	kWh	115.542
Energia dejada de vender con T>4 horas	kWh	81.679

Cuadro N° 2.3.4

CALCULO DE LA ENERGIA DEJADA DE VENDER

3.- AREA PANAMERICANA

No	FECHA	SET	ALIM.	CIRCUITO INTERRUPTIDO	LOCALIZACION	CAUSA	INICIO	FIN	TIME	DURACION h	POTENCIA MAXIMA AFECTADA kVA	ENERGIA APARENTADA AFECTADA kVAh	ENERGIA ACTIVA DEJADA DE VENDER (x) KWh
1	28/04/1999	ANCON	N-04	SAB4941	RED AEREA - Linea Caída a SAB 4941	Corrosión	19 29	21 52	2 23	2.383	2 970	7 079	3 423
2	30/5/1999	ANCON	N-04	SE958 A SE 959	Actuación de la Protección	Sobrecarga por traslado carga	17 20	18 18	0 58	0.967	2 970	2 871	1 388
3	26/6/1999	ANCON	N-04	SE962 SAB20635	RED AEREA - Conductor de SE 962 a SAB 20635	Ramas de Arbol	8 17	11 57	3 40	3.667	2 970	10 890	5 266
4	17/9/1999	ANCON	N-04	SE950	SE 950 - Interruptor en celda N-04	Error Operativo - Desbalance Carga	19 29	20 12	0 43	0.717	2 970	2 129	1 029
5	9/12/1999	ANCON	N-04		PMI-197 - Aisladores. Cut Out	Descarga Superficial	17.06	21 41	4 35	4.583	2 970	13 613	6 583
10	30/1/1999	CAUDIVILLA	CV-04		Apertura por rele Homopolar	Sobretensión por Falla en Alim CV-07	21 53	0 02	2 09	2.150	4 006	8 613	4 165
11	9/3/1999	CAUDIVILLA	CV-04	SE1702 A SAB3168	RED AEREA - Aisladores Sucios	Falta de mantenimiento	8 59	10 44	1 45	1.750	4 006	7 011	3 390
12	26/3/1999	CAUDIVILLA	CV-04		Apertura por rele Homopolar	Falla en Alimentador CV-02	9 00	9 50	0 50	0.833	4 006	3 338	1 614
13	14/6/1999	CAUDIVILLA	CV-04	SE1702 A SAB3184	RED AEREA - Poste derivación a SAM 3184	Choque de Vehículo	7.50	10 08	2 18	2.300	4 006	9 214	4 456
14	18/6/1999	CAUDIVILLA	CV-04		SAM 3164 - Transformador	Defecto interno en Transformador	12 45	15 29	2 44	2.733	4 006	10 950	5 295
15	6/7/1999	CAUDIVILLA	CV-04	SE1728 A SAB4445	SISTEMA PROTECCION - Apertura del rele Homopolar	Sobretensión por Falla en CV-07	9 56	18 08	8 12	8.200	4 006	32 849	15 886
17	28/1/1999	CAUDIVILLA	CV-07		RED PARTICULAR - SEDAPAL	Defecto Interno	10 30	16 05	5 35	5.583	3 674	20 513	9 920
18	2/2/1999	CAUDIVILLA	CV-07		RED AEREA - Conductor bajada a Terminal SE 1728	Falso Contacto	7 05	10 12	3 07	3.117	2 565	7 994	3 866
19	26/3/1999	CAUDIVILLA	CV-07		Apertura por rele Homopolar	Falla en Alimentador CV-02	9 15	10 14	0 59	0.983	3 674	3 613	1 747
20	6/7/1999	CAUDIVILLA	CV-07	SAB4017 A SE1729	RED SUBT - Cable Picado de SAB 4017 a SE 1729	Pala Mecanica Municipalidad	22 55	5 27	6 32	6.533	3 674	24 003	11 608
21	18/10/1999	CAUDIVILLA	CV-07	SC 7034	SEC 7034 - Transformador	Defecto Interno en Transformador	13 55	17 09	3 14	3.233	3 674	11 879	5 745
22	22/11/1999	CAUDIVILLA	CV-07	SC7035	SEC 7035 - Bushing	Falso Contacto	9 25	13 24	3 59	3.983	3 674	14 635	7 077
23	30/11/1999	CAUDIVILLA	CV-07		RED PARTICULAR - Descarga en aisladores	Defecto Interno	15 00	20 28	5 28	5.467	3 674	20 085	9 713
24	23/1/1999	CHAVARRIA	CH-05	SAM11283	01 Link 15A quemado en SAM 11283	Causa NO Determinada	2 30	3 00	0 30	0.500	4 325	2 163	1 046
25	23/1/1999	CHAVARRIA	CH-05	SAM11283	SAM 11283 - Fleje de Transf choco con conexionado	Corrosión	2 30	3 45	1 15	1.250	4 325	5 406	2 614
26	3/2/1999	CHAVARRIA	CH-05	SAB2613	RED AEREA - Antes de SAB 2613	Nido de alambres	21 35	0 26	2 51	2.850	4 325	12 326	5 961
27	9/4/1999	CHAVARRIA	CH-05	SAB4454	RED AEREA - Lineas Caídas a SAB 4454	Alambre en la Red	12 37	14 50	2 13	2.217	4 325	9 587	4 636
28	7/8/1999	CHAVARRIA	CH-05	SAB2002	RED AEREA - Denvacion a SAB 2002, Poste 6	Vandalismo	16 45	17 47	1 02	1.033	4 325	4 469	2 161
29	18/3/1999	CHAVARRIA	CH-07	SE1986 A SAB2352	RED SUBT - Empalme Asimetrico	Humedad	22 00	5 26	7 26	7.433	3 114	23 147	11 194
30	7/9/1999	CHAVARRIA	CH-07	SC7367	SEC 7367 - Transformador	Defecto Interno de Transformador	15 01	17 47	2 46	2.767	3 114	8 615	4 166
31	28/12/1999	CHAVARRIA	CH-07	SAB2352 A SE1985	RED AEREA - Conductor de SAB 2352 a SE 1985	Daño Casual por Terceros	14 04	16 30	2 26	2.433	3 114	7 577	3 664
32	21/1/1999	CHAVARRIA	CH-11	PS0412	RED AEREA - PS 0412	Nido de alambres	16 00	17 29	1 29	1.483	2 925	4 339	2 098
33	9/5/1999	CHAVARRIA	CH-11	SE1134 ASAB 1704	SAB 4144 - Transformador Defectuoso	Defecto Interno Transformador	12 00	11 18	23 18	23.300	2 925	68 153	32 959
34	15/9/1999	CHAVARRIA	CH-11	SAM10754	SAM 10754 - Cut Out	Cola de Cometas	11 12	12 41	1 29	1.483	2 925	4 339	2 098
35	22/10/1999	CHAVARRIA	CH-11	SAB4285	RED AEREA - Conductor antes de derivación a SAB 4285	Daño Intencional	15 19	17 57	2 38	2.633	2 925	7 703	3 725
36	7/12/1999	CHAVARRIA	CH-11	SAB2074	RED AEREA - Conductor derivación a SAB 2074	Daño Casual por Albañil	18 40	19 42	1 02	1.033	2 925	3 023	1 462
37	19/1/1999	NARANJAL	NJ-01	SAB22022	RED AEREA - Denvacion a SAB 22022	Cola de Cometas	7 24	9 39	2 15	2.250	4 035	9 079	4 390
38	2/2/1999	NARANJAL	NJ-01	SE1680 A SAB2356	NO LOCALIZADO	Causa NO Determinada	2 30	5 38	3 08	3.133	4 035	12 643	6 114
39	22/3/1999	NARANJAL	NJ-01	SAB2154	RED SUBT - Cable Defectuoso a SAB 2154	Causa NO Determinada	21 35	1 11	3 36	3.600	4 035	14 526	7 025
40	17/7/1999	NARANJAL	NJ-01	SAM10893	RED AEREA - Conductor derivación a SAM 10893	Alambre en la Red 10kV	12 37	14 21	1 44	1.733	4 035	6 994	3 382
41	13/2/1999	NARANJAL	NJ-01		Apertura por Rele Homopolar	Sobretensión por falla en Alim I-16	16 45	18 03	1 18	1.300	4 035	5 246	2 537
42	24/2/1999	NARANJAL	NJ-01	SE1680 A SAB2356	NO LOCALIZADO	Causa NO Determinada	21 53	22 39	0 46	0.767	4 035	3 094	1 496
43	8/3/1999	NARANJAL	NJ-01		Apertura por rele Homopolar	Sobretensión por Falla en Alim I-17	8 59	11 51	2 52	2.867	4 035	11 567	5 594
44	9/3/1999	NARANJAL	NJ-01		Apertura por rele Homopolar	Sobretensión por Falla en Alim I-17	9 00	11 18	2 18	2.300	4 035	9 281	4 488
45	14/8/1999	NARANJAL	NJ-01	SC6460 A SC6461	RED SUBT - Conector de Codo de SC 6460 a 6461	Falso Contacto	7.50	10 54	3 04	3.067	4 035	12 374	5 984
47	8/1/1999	PTE PIEDRA	PP-04	SAB2945	RED SUBT - Cable Picado Derivación a SAB 2945	Cia Contratista - Pala Macanica	12 45	16 15	3 30	3.500	4 449	15 572	7 530
48	6/6/1999	PTE PIEDRA	PP-04	SE818 A SAB2137	NO LOCALIZADO	Causa NO Determinada	14 10	21 17	7 07	7.117	4 449	31 662	15 312
49	9/12/1999	PTE PIEDRA	PP-04		RED PARTICULAR - ETECEN	Defecto Interno	15 39	19 14	3 35	3.583	4 449	15 942	7 710
50	8/4/1999	VENTANILLA	V-06	SE980 A SAB3897	Fleje transformador aéreo	Corrosión	19 25	14 03	18 38	18.633	4 210	78 446	37 937
51	19/8/1999	ZAPALLAL	W-02	SE831 A SE817	RED SUBT - de SE 831 a SE 817 T 21454	Daño por Cia Constructora	8 31	11 36	3 05	3.083	2 836	8 744	4 229
52	18/12/1999	ZAPALLAL	W-02	SE1707 A SE1130	RED SUBT - Cable picado de SE 1707 a SE 1130	Daño Casual por terceros	15 57	18 46	2 49	2.817	2 836	7 988	3 863

(x) : Energía activa afectada = kVAh x f.p. x f.c. x f.u.

Total energía dejada de vender - Area Panamericana	kWh	297.550
Energía dejada de vender con T>4 horas	kWh	151.111

Cuadro N° 2.4

**COMPENSACION POR INTERRUPCIONES MAYORES A CUATRO HORAS
(SITUACION SIN PROYECTO)**

Total energia a compensar (kWh)	Tarifa de compensación MT/BT US\$/kWh	Compensación total MUS\$
680.781	0,196	133.43

Cuadro N° 2.4.1

**COMPENSACION TOTAL POR INTERRUPCIONES
IMPREVISTAS MAYORES A 4 HORAS
(Situación sin proyecto)**

AÑO	ENERGIA DEJADA DE VENDER	
	TOTAL kWh	TOTAL MUS\$
15	680.781	133,43
2	680.781	133,43
3	680.781	133,43
4	680.781	133,43
5	680.781	133,43
6	680.781	133,43
7	680.781	133,43
8	680.781	133,43
9	680.781	133,43
10	680.781	133,43

Tarifa compensación MT/BT :	US\$/kWh	0,196
-----------------------------	----------	-------

**COMPENSACION TOTAL POR INTERRUPCIONES
IMPREVISTAS MAYORES A 4 HORAS
(Situación con proyecto)**

(Se interrumpe el 50 % de la energía total de alimentador al actuar el sistema de protección)

AÑO	ENERGIA DEJADA DE VENDER	
	TOTAL kWh	TOTAL MUS\$
1	340.390	66,72
2	340.390	66,72
3	340.390	66,72
4	340.390	66,72
5	340.390	66,72
6	340.390	66,72
7	340.390	66,72
8	340.390	66,72
9	340.390	66,72
10	340.390	66,72

AHORRO DE COMPENSACION

(El ahorro es el 50% de la energía total dejada de vender)

AÑO	ENERGIA DEJADA DE VENDER	
	TOTAL kWh	TOTAL MUS\$
1	340.390	66,72
2	340.390	66,72
3	340.390	66,72
4	340.390	66,72
5	340.390	66,72
6	340.390	66,72
7	340.390	66,72
8	340.390	66,72
9	340.390	66,72
10	340.390	66,72

Nota : El ahorro se obtiene por diferencia entre la situación sin proyecto menos la situación con proyecto.

Cuadro N° 2.5

COSTOS UNITARIOS DE GASTOS POR INTERRUPCION IMPREVISTA**GASTO POR LIBERACION Y NORMALIZACION DE CIRCUITOS**

Número de alimentadores N°	Número de circuitos liberados N°	Número de circuitos normalizados N°	Precio unitario por liberación ó normalización US\$	Gasto total por maniobras US\$
1	2	2	14,76	59,02

GASTO POR PRUEBA DE CABLES MT

Número de alimentadores N°	Número de circuitos probados N°	Precio unitario por prueba de cables MT US\$	Gasto total por pruebas cables MT US\$
1	4	60,64	242,58

GASTO POR INSPECCIONES CON MOVILIDAD

Número de alimentadores N°	Número de inspecciones N°	precio unitario por inspección US\$	Gasto total US\$
1	4	11,07	44,27

GASTO TOTAL POR INTERRUPCION IMPREVISTA

Número de interrupciones	Gasto total por maniobras US\$	Gasto total por pruebas de cables MT US\$	Gasto total por inspecciones con movilidad US\$	Número de interrupciones imprevistas N°	Gasto total MUS\$
1	59,02	242,58	44,27	118	40,81

Cuadro N° 2.5.1

GASTOS UNITARIOS POR MANTENIMIENTO EMERGENCIAS

Descripción	Partida N°	Precio Unitario (*)	
		S/.	US\$
Liberación de circuitos (**)	6	49,43	14,76
Normalización de circuitos (**)	7	49,43	14,76
Prueba de cables MT	8	203,16	60,64
Inspección de circuitos con movilidad	31	37,07	11,07

Notas:

(*) : Los costos indicados fueron obtenidos de los contratos de mantenimiento por emergencias en redes MT/BT.

(**): Por cada cuatro (4) maniobras y fracción que se efectúen en una liberación o normalización de circuito MT, al contratista se le paga un monto equivalente a una unidad de la partida N° 6 ó N° 7 según corresponda

(***) El costo por movilidad considerado en la partida N° 31, no incluye los gastos por movilidad involucrados en las partidas N°s 6, 7 y 8

Cuadro N° 2.6

AHORRO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO (CADA 2 AÑOS)

COSTO UNITARIO MANTENIMIENTO PREVENTIVO INTERRUPTOR GVA	US\$
SUMINISTRO DE ACEITE PARA INTERRUPTOR (3/4 DE CILINDRO)	139
MANO DE OBRA	17
TOTAL	156

AÑO (1)	CANT. DE EQUIP. CON MANTEN. (2)	COSTO MANT. (MUS\$)
1	41	6,38
3	39	6,07
5	37	5,76
7	35	5,44
9	33	5,13

(1) : Cada 2 años se da mantenimiento a los equipos.

(2) : Se asume que cada año se renueva un equipo, por lo que va disminuyendo la cantidad total.

AHORRO POR MANTENIMIENTO CORRECTIVO (CADA AÑO)

Ante el defecto de un interruptor de Gran Volumen de Aceite, su reparación se hace muy difícil por tratarse de una tecnología antigua, optando por reemplazar por un equipo nuevo, considerando además que falla un equipo cada año.

COSTO UNITARIO MANTENIMIENTO CORRECTIVO (REEMPLAZO)	MUS\$
INSTALACION DE INTERRUPTOR AUTONOMO	7,87

CAPITULO 3

CARACTERISTICAS DE LOS INTERRUPTORES DE MT

3.1. CONCEPTOS ELEMENTALES

3.1.1. DEFINICION DE INTERRUPTOR

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, con condiciones normales o anormales. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Fallas de línea corta (falla kilométrica).
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.

Los valores nominales de un interruptor deben considerar las condiciones de operación posibles, o sea que su diseño debe considerar estos factores y desde luego que debe estar diseñado y construido para conducir las corrientes de plena carga del sistema en el que se encuentra y

soporta los esfuerzos electrodinámicos debidos a las corrientes de cortocircuito.

Las normas internacionales recomiendan que como mínimo se deben especificar las siguientes características nominales de un interruptor:

- Tensión nominal y corriente nominal.
- Frecuencia nominal.
- Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica.
- Capacidad de cierre en cortocircuito.
- Máxima duración de la corriente de cortocircuito o corriente nominal de tiempo corto.
- Ciclo de operación nominal.

3.1.2. TENSION NOMINAL

Durante las condiciones normales de operación de un sistema la tensión no es constante, por lo que los fabricantes deben garantizar la correcta operación del interruptor a la tensión máxima de diseño, por lo general es mayor que la tensión nominal de operación.

La tensión máxima de diseño de un interruptor es el máximo valor de tensión para el cual el interruptor está diseñado y representa el límite superior de tensión al cual el interruptor puede operar.

3.1.3. CORRIENTE NOMINAL

La corriente nominal de un interruptor es el valor eficaz de la corriente expresada en Amperios, para el cual está diseñado y que debe ser capaz de conducir continuamente sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

3.1.4. CAPACIDAD DE INTERRUPCION SIMETRICA Y ASIMETRICA

Como es sabido, las corrientes de cortocircuito (C.C.) están formadas de varias componentes, si se toma un oscilograma de una corriente de C.C. se puede observar que en general son asimétricas con relación a un eje de referencia de tal manera que el valor eficaz de la corriente varía con el tiempo.

Después del instante de la falla la corriente de c.c. decae de un valor inicial I_{pk} (produce efectos dinámicos) a un valor sostenido. La IEC define la corriente de interrupción como sigue:

La corriente de interrupción de un polo de un interruptor es el valor de la corriente en el polo en el instante de separación de los contactos y se expresa por dos valores.

- a) Corriente simétrica.
- b) Corriente asimétrica.

3.1.4.1. CORRIENTE SIMETRICA

Es el valor eficaz de la componente de corriente alterna en el polo en el momento de la separación de los contactos, refiriéndose a la figura su valor está dado por:

$$I_{sim} = \frac{ab}{\sqrt{2}}$$

3.1.4.2. CORRIENTE ASIMETRICA

Es el valor eficaz del valor total de la corriente que comprende las componentes de C.A. y C.D. en un polo en el instante de la separación de los contactos, la corriente asimétrica es:

$$I_{asim} = \sqrt{\left(\frac{ab}{\sqrt{2}}\right)^2 + (bc)^2}$$

Frecuentemente se expresa la relación entre las corrientes simétricas y asimétricas de c.c. por medio de un factor de asimetría.

$$I_{asim} = k I_{sim}$$

$$K = \text{factor de asimetría}$$

Este valor k depende de la relación entre la reactancia inductiva y la resistencia del circuito en donde se va a instalar el interruptor.

$$k = f(X/R)$$

La capacidad interruptiva de un interruptor se calcula como 3 veces la tensión nominal por la corriente simétrica o asimétrica según el caso.

$$P_{CC_{SIM}} = \sqrt{3} KV I_{SIM}$$

$$P_{CC_{ASIM}} = \sqrt{3} KV I_{ASIM}$$

3.1.5. CAPACIDAD DE CIERRE EN CORTOCIRCUITO

Este valor caracteriza la capacidad de un interruptor para cerrar sus contactos en condiciones de c.c. en el sistema.

Corriente de cierre:

La corriente de cierre de un interruptor cuando cierra sobre un c.c. es el valor eficaz de la corriente total (incluyendo las componentes de C.A. y C.D.) y que se miden de la envolvente de la onda de corriente en su primer valor cresta.

La corriente de cierre de un interruptor es aquella que corresponde a esta maniobra a la tensión nominal del mismo, la ausencia de este valor en la placa de características del interruptor implica que se debe calcular de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Corriente de cierre sobre cortocircuito} = 2.54 I_{asim}$$

La corriente nominal de tiempo corto de un interruptor es el valor eficaz de corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrada sin

sufrir daño para intervalos de tiempos cortos especificados. Estas corrientes se expresan por lo general en kA para un periodo de 1 seg o para 4 seg expresándose como las corrientes de 1 seg y 4 seg; estas corrientes por lo regular no se especifican para interruptores de baja tensión debido a que están equipadas con dispositivos de disparo directo y su objetivo es determinar sus limitaciones térmicas.

Ciclo de Operación Nominal:

El ciclo de operación de un interruptor consiste de un número de operaciones establecidas con intervalos de tiempo dados. De acuerdo con las recomendaciones de las normas de la IEC el ciclo de operación de un interruptor que no está especificado para autorrecierre se puede expresar como sigue:

a) o – t – co – t' – co

b) o – t'' – co

siendo:

o = operación de apertura

c = operación de cierre

co = operación de cierre seguida de una apertura

t, t', t'' = intervalos de tiempo

t y t' = expresados en minutos

t'' = expresado en segundos

Por ejemplo; un interruptor con un ciclo doble de operación o – 0.15seg – co significa que cuando ocurre una falla abre (o), deja transcurrir 0.15seg y cierra siguiendo de una apertura si la falla persiste (co).

El ciclo de operación para los interruptores con autocierre es el siguiente: o – 0 – co.

3.1.6. CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS INTERRUPTORES

En diferentes circunstancias los interruptores se pueden ver sometidos a diferentes esfuerzos (una gran variedad), por ejemplo, la corriente varía de unos cuantos amperes cuando se tienen transformadores en vacío hasta valores muy grandes de corriente que pueden llegar a ser del orden de kiloamperes, pudiendo también operar para conectar líneas en vacío o cables en vacío, de tal forma que mientras las corrientes de carga son mas o menos óhmicas, las corrientes de c.c. son púramente inductivas y la desconexión de líneas en vacío puramente capacitivas.

Los interruptores no solamente deben interrumpir sino también cerrar circuitos, esto produce algunos problemas especialmente cuando el interruptor se encuentra cercano al cortocircuito debido a que la corriente a través del arco producido por la ruptura dieléctrica pueden dañar los contactos. Esta situación en general no es deseable debido a que el interruptor debe estar en posibilidad de abrir sus contactos una vez mas ya que alrededor de un 20% de los cortocircuitos que ocurren persisten, de manera que el interruptor inmediatamente después de un recierre debe

estar en posibilidad de abrir. Esta condición de operación es muy severa especialmente si el interruptor interrumpe corrientes muy grandes.

Reenganche rápido:

Se conoce como reenganche rápido a la operación de cierre de un interruptor después de una falla. El tiempo entre apertura y cierre debe ser lo más corto posible, con objeto de que no se pierda el sincronismo en los sistemas operando en paralelo.

El lapso que permanece el interruptor abierto después de una falla se conoce como tiempo muerto y siempre es recomendable que su duración sea corta.

Por ejemplo, si el interruptor se abre por una falla transitoria, puede volver a cerrarse automáticamente después de un corto periodo y quedar el sistema operando normalmente; pero si la falla es permanente, al tratar de cerrarse se forma el arco nuevamente y los contactos se rechazan quedando el interruptor abierto en forma definitiva.

3.1.7. METODOS DE EXTINCION DEL ARCO

Cuando los contactos de un interruptor se abren, es necesario favorecer la extinción del arco e inmediatamente después la recuperación del aislamiento (rigidez dieléctrica) entre los contactos mismos, de manera que la rigidez dieléctrica entre éstos sea superior a la tensión de restablecimiento. Para facilitar la extinción del arco se busca aumentar artificialmente la separación y disminuir la temperatura.

La recuperación de la rigidez dieléctrica se obtiene alejando lo mas rápidamente posible los contactos y sustituyendo el gas ionizado producto del arco eléctrico, con algún material aislante, este material puede ser aire, aire comprimido a una presión determinada o algún otro tipo de gas a presión como por ejemplo el hexafluoruro de azufre (SF₆), puede ser también aceite mineral o bien se puede crear el vacío.

3.1.7.1. INTERRUPCION EN AIRE

Para la extinción de un arco eléctrico en aire a la presión atmosférica normal del lugar de una instalación se tienen diferentes procedimientos que pueden ser:

- Alargamiento y enfriamiento del arco.
- Empleo de celdas de ionización.
- Soplo magnético.
- Aumentando la rapidez de apertura.
- Fraccionando el arco eléctrico.

3.1.7.2. INTERRUPCION EN ACEITE

Cuando el medio en el cual se presenta la interrupción está constituido por aceite mineral los fenómenos que se verifican en el instante en el cual el contacto móvil se aleja del contacto fijo son de la misma naturaleza que las que presentan en la interrupción en aire solo que el aceite provoca un enfriamiento más rápido del arco entre los contactos, el procedimiento mediante el cual se extingue el arco tiene dos etapas básicamente.

- Alargamiento y enfriamiento del arco.
- Autoextinción del arco.

El principio de interrupción en los interruptores de aceite es en general el de autoextinción del arco y puede ser de gran volumen de aceite o de pequeño volumen de aceite.

3.1.7.3. INTERRUPCION EN AIRE COMPRIMIDO

Esta interrupción se realiza aplicando al arco eléctrico una fuerte inyección de aire comprimido de manera que el arco mismo se alarga y se enfría en una forma muy eficaz, por otra parte se sustituye rápidamente el gas ionizado de manera que se recuperan en forma inmediata las características dieléctricas entre los contactos evitando así posibles rearqueos ya que se soporta la tensión transitoria de restablecimiento.

3.1.7.4. INTERRUPCION EN HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF6)

La extinción del arco eléctrico se puede obtener también por medios diferentes de los convencionales como son el aceite y el aire comprimido o bien el aire a la presión atmosférica. Interruptores en los que el medio de extinción del arco está constituido por SF₆, este es un gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco debido a que reúne dos requisitos fundamentales:

- a) Un elevado valor de rigidez dieléctrica.
- b) Una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica cuando se pierde durante la interrupción a causa del arco eléctrico.

La rigidez dieléctrica del SF6 a la presión atmosférica es 2 ó 3 veces mayor de la del aire y su valor a una presión de 3 kg/cm² es comparable con el del aceite mineral tratado.

3.1.7.5. INTERRUPCION EN VACIO

La interrupción de una corriente en un medio en donde se ha hecho un alto grado de vacío tiene un fenómeno en el que el arco se comporta sustancialmente diferente de la interrupción en otro medio líquido o gaseoso ya que de hecho, falta la aportación del gas para la formación del canal gaseoso que se ioniza fuertemente.

En su forma más simple un interruptor que trabaja con este principio de funcionamiento está constituido por un recipiente de material aislante como por ejemplo porcelana o vidrio, en este recipiente se encuentra montados los contactos fijo y móvil; el contacto móvil es controlado del exterior por medio de una varilla aislante que se apoya en un dispositivo especial que permite el movimiento.

3.2. CLASIFICACION DE LOS INTERRUPTORES

3.2.1. INTERRUPTORES DE ACEITE

Los interruptores en aceite se pueden clasificar en tres grupos:

3.2.1.1. DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen, generalmente se construyen en tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos o trifásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por separadores (aislantes).

Por razones de seguridad, en tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos (uno por fase en circuitos trifásicos). Las partes fundamentales en estos interruptores son:

Tanque o recipientes	1
Boquillas y contactos fijos	2 – 5
Conectores (elementos de conexión al circuito)	3
Vástago y contactos móviles	4 – 6
Aceite de refrigeración	7

En general, el tanque se construye cilíndrico, debido a las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción. También el fondo del tanque lleva “costillas” de refuerzo, para soportar estas presiones.

Proceso de Interrupción

Cuando opera el interruptor debido a una falla, los contactos móviles se desplazan hacia abajo, separándose de los contactos fijos.

Al alejarse los contactos móviles de los fijos, se va creando una cierta distancia entre ellos, y en función de esta distancia está la longitud del arco.

El arco da lugar a la formación de gases, de tal manera que se crea una burbuja de gas alrededor de los contactos, que desplaza una determinada cantidad de aceite.

3.2.1.2. DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE CON CAMARA DE EXTINCIÓN

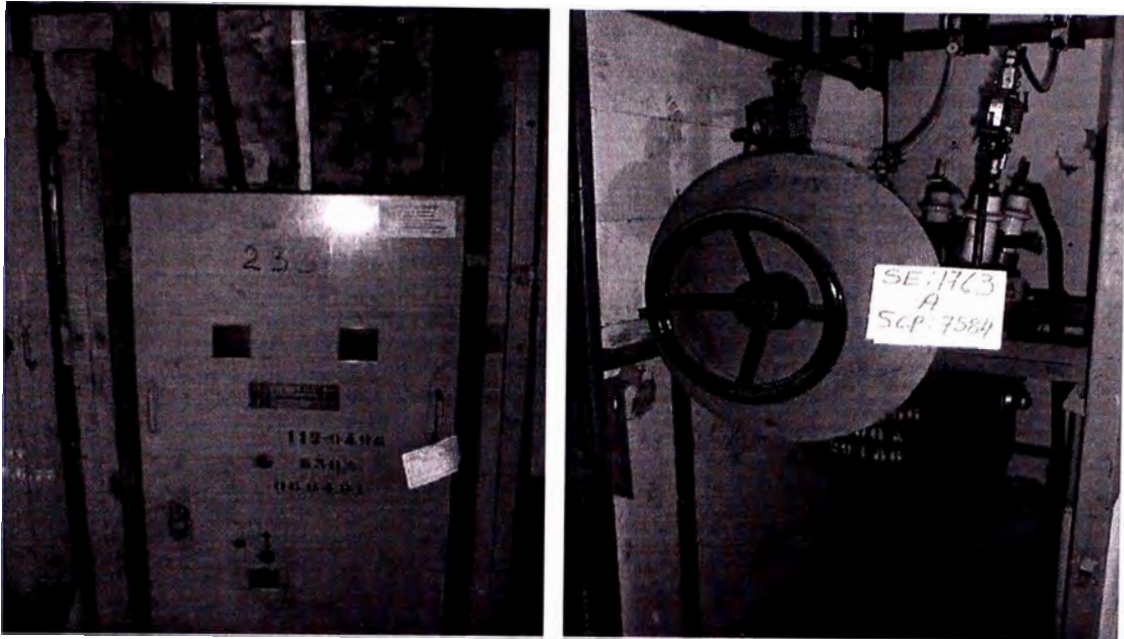
Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden ocasionar explosiones. Para disminuir estos riesgos, se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de "cámaras de extracción" y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

- Al ocurrir una falla, se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.

- Los gases que se producen tienden a escapar, pero como se hayan dentro de la cámara que contiene aceite, originan una violenta circulación de aceite que extingue el arco.
- Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco residual se acaba de extinguir, entrando nuevamente aceite frío a la cámara.
- Cuando los arcos se han extinguido, se cierran los elementos de admisión de la cámara.

El elemento de desconexión en los interruptores de gran volumen de aceite lo constituyen los contactos móviles. Estos contactos se pueden accionar en general de tres maneras distintas:

- Mecánicamente, por medio de sistemas volante-bielas o engrane-bielas.
- Magnéticamente, por medio de un electroimán conocido como bobina de disparo que acciona el trinquete de retención de los contactos móviles al ser energizado; se puede energizar manualmente (por medio de botón) o automáticamente (por medio de relevador).
- La acción de conexión o desconexión se puede efectuar substituyendo el volante o los engranes con un motor eléctrico que puede operarse a control remoto.



**Interruptores de Gran Volumen
de Aceite
Figura 3.1**

3.2.1.3. DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

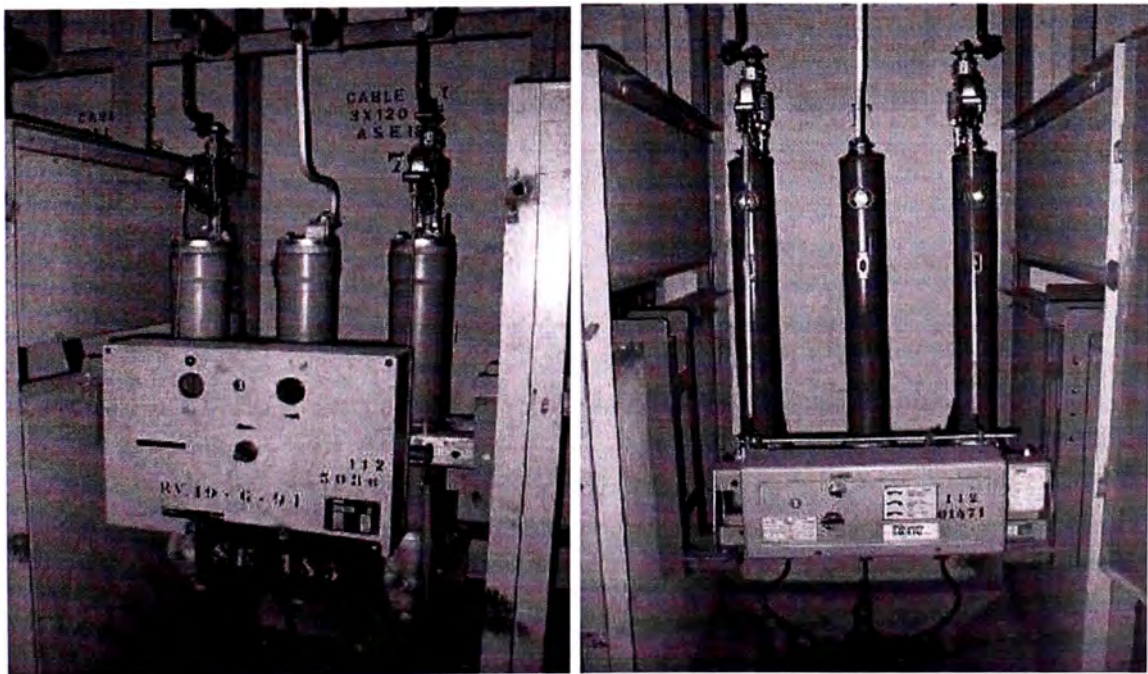
Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen. (Su contenido de aceite varía entre 1.5 y 2.5% de los que contienen los de gran volumen).

Se construye para diferentes capacidades y voltajes de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación. En este tipo de interruptores, la cámara de extinción del arco consiste fundamentalmente de las siguientes partes:

- Al ocurrir una falla, se desconecta el contacto móvil originándose un arco eléctrico.
- A medida que sale el contacto móvil, se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras que constituyen el cuerpo.

Revisión de las Cajas de los Interruptores

Como se sabe, los interruptores tienen puntos móviles (contactos móviles y mecanismos para su accionamiento), estas partes están sujetas a fricción e impactos, por lo que sus partes se deben inspeccionar cuidadosamente de acuerdo a lo indicado.



**Interruptores de Pequeño
Volumen de Aceite.**

Figura 3.2

Para los interruptores que están contenidos en caja metálica que tienen tres posiciones de operación: conectado, desconectado y cables de tierra, normalmente los bornes de entrada se encuentran en la base de la caja y los bornes de salida se encuentran en el frente de la caja.

El funcionamiento de este interruptor es el siguiente:

- Al ocurrir una falla, se desconecta el contacto móvil originándose un arco eléctrico.
- A medida que sale el contacto móvil, se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras que constituyen el cuerpo.
- Al alcanzar el contacto móvil su máxima carrera al aceite que circula, violentamente extingue el arco por completo.
- Los gases que se producen escapan por la parte superior del interruptor.

Estos interruptores se fabrican por lo general del tipo columna y son usados en SET's. Debido al peligro de explosión e incendio que representan los interruptores en aceite, se fabrican los interruptores neumáticos, en los cuales la extinción del arco se efectúa por medio de un chorro del aire a presión.

3.2.2. INTERRUPTORES DE AIRE (NEUMATICOS)

En estos interruptores, el medio de extinción del arco es aire a presión.

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluye una o varias compresoras, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores. Se fabrican monofásicos y trifásicos, para uso interior o exterior.

Ventajas del interruptor neumático sobre los interruptores de aceite

- Ofrece mejores condiciones de seguridad, ya que evita explosiones e incendios.
- Interrumpe las corrientes de falla en menos ciclos.
- Disminuye la posibilidad de reencebados de arco.
- Es más barato.

Los interruptores de expansión, al igual que los neumáticos, evitan las explosiones e incendios. En este tipo de interruptores, los contactos se encuentran dentro de una cámara de expansión. El proceso de interrupción se puede describir brevemente como sigue:

- Cuando ocurre una falla, se acciona la pieza de contacto móvil que se encuentra dentro de la cámara de expansión.
- Al caer el contacto se establece el arco en presencia del agua contenida en la cámara.
- La temperatura a que da lugar el arco produce vapor de agua dentro de la cámara de condensación.

- El vapor producido en la cámara de condensación provoca una fuerte circulación de agua que extingue parcialmente el arco.
- El vapor condensador en la cámara acaba de extinguir el arco al circular H₂O fría.

Los interruptores de expansión se utilizan para tensiones mayores a 15kV.

Las formas de operar para aperturar y cerrar son manual y automática. La condición fundamental es que su mecanismo se encuentre en buenas condiciones (transformador de corriente, bobinas de disparo y elementos mecánicos).

3.2.3. INTERRUPTORES EN HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)

El hexafloruro de azufre (SF₆) tiene excelentes propiedades aislantes y para extinguir arcos eléctricos, razón por la que ha sido usado exitosamente, por más de veinte años en la construcción de equipo en alta tensión. En el caso de los interruptores, el uso del SF₆ representa una solución ventajosa, funcional y económica.

Otra gran ventaja es el mantenimiento relativamente reducido en comparación con otros interruptores. Actualmente se fabrican en tensiones de hasta 800kV y corrientes de corto circuito de hasta 63kA con dos cámaras de interrupción por polo; dependiendo del voltaje y de la capacidad interruptiva, se encuentran disponibles en diferentes versiones:

- Como cámara sencilla hasta 245kV y 50kA.
- Como dos cámaras y columna sencilla entre 245-550kV y 63kA.
- Como cuatro cámaras y dos columnas hasta 800kV y 63kA.

Cada polo de un interruptor consiste ya sea de una, dos o cuatro cámaras interruptivas arregladas en serie.

El uso de este tipo de interruptores se ha hecho extensivo en las subestaciones de alta tensión, pero también en aquellas de mediana tensión usadas frecuentemente en aplicaciones industriales.

3.2.4. INTERRUPTORES DE VACIO

Estos interruptores lo veremos con mayor detalle en la sección 3.3.

3.3. CARACTERISTICAS DEL INTERRUPTOR DE CORTE EN VACIO TIPO DPI (EQUIPO SELECCIONADO)

Siendo éste interruptor propuesto y finalmente seleccionado, pasamos a definir su designación:

DPI 4 25/8 (210)

Tipo:	DPI		
Tensión asignada:	4:	12 kV	
	5:	17.5 kV	
	6:	24 kV	
Poder de Corte:	25 kA.		
Corriente asignada en servicio continuo:	8	:	800A
	12.5	:	1250A
Distancia entre fases:	210 mm.		

3.3.1. PECULIARIDADES Y VENTAJAS

- Optimas características eléctricas y mecánicas.
- Ampollas bajo vacío de última generación.
- Mecanismo de mando probado.
- Aparato diseñado, fabricado y controlado según el estándar de calidad ISO 9001.
- Sometidos a todos los ensayos de tipo según CEI.
- Dimensiones reducidas.
- Fácil de instalar y de conectar.
- Sin mantenimiento.
- Sistema constituido de elementos estándar probados.
- Montaje y ensayos completamente llevados a cabo en fábrica.
- Conjunto destinado a substituir ventajosamente un interruptor de MT.
provisto de relés directos:
 - Mejor resistencia a los efectos de las corrientes de defecto.
 - Mayor diversidad de curvas de funcionamiento.
 - Posibilidad de protección contra los defectos a tierra.
 - Intervalos de regulación más amplios.
 - Mayor precisión de funcionamiento.
 - Mejor selectividad.
- Los TC intercambiables a la izquierda o a la derecha del aparato.
- Protección numérica multicurvas.
- Regulaciones individuales de los elementos para defecto de fase y para defecto a tierra.

- Autocontrol con diagnóstico.
- Vigilancia permanente de los circuitos de medida.
- Memorización secuencial de los eventos.
- Amperímetro digital integrado.

3.3.2. EL DPI

El DPI o Interruptor de Protección Integrada es mucho más de un simple interruptor. Este aparato está destinado a asegurar de manera completamente autónoma, sin fuente de tensión auxiliar, la protección de una llegada o de una salida de una instalación de media tensión.

El DPI ofrece todas las ventajas de éxito y de fiabilidad de corte, de un interruptor de corte en vacío, asociadas a la precisión y a la flexibilidad de uso de una protección numérica.

3.3.2.1. PARTES O ELEMENTOS PRINCIPALES:

- Un interruptor de corte en vacío con mecanismo de mando lateral o frontal.
- Un juego de tres transformadores de corriente.
- Un relé de protección de sobre intensidad.
- Un disparador de energía reducida.

Estos elementos ensamblados, conectados y sometidos a los ensayos en fábrica forman un conjunto robusto y compacto fácil de instalar y de conectar en cualquier celda de MT.

3.3.2.1.1. EL INTERRUPTOR

El interruptor es un aparato estándar de la familia de los interruptores de corte en vacío con mecanismo de mando lateral o frontal de tipo VBL o VB, provisto de un mecanismo de mando por resortes de reenganche manual CRR1m o eléctrico CRR1e.

3.3.2.1.2. LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Las corrientes necesarias para alimentar los sistemas de medida del relé de protección así como para alimentar el desconector de apertura del interruptor en caso de defecto se generan por medio de tres transformadores de corriente, aislados con resina epoxy, del tipo IED 24.

Relación de transformación:	50 – 150 – 200 – 400 – 600 / 1A.
Potencia Asignada:	7.5VA
Clase de precisión:	10P
Factor de saturación:	Variable
Sobrecarga admisible:	2.4In permanente.
Corriente de corta duración:	25kA – 1 sec.

La selección de la relación de transformación de los TC se efectuará en función de los intervalos de regulación deseados para la protección.

A fin de facilitar el cambio de la relación de transformación en sitio, el cableado secundario de los TC está conectado con el relé de protección por medio de conexiones de seguridad enchufables. El cambio de relación se ejecuta simplemente por cambiar los enchufes de acceso fácil en la caja de mando del interruptor.

Los transformadores de corriente pueden ser instalados sin problema a la izquierda o a la derecha del interruptor y, si es necesario, pueden ser cambiados de lado fácilmente durante la instalación del DPI.

3.3.2.1.3. EL RELE DE PROTECCION

El relé de sobreintensidad utilizado es un relé de protección numérico multicurva, tipo PS 421.

El relé PS421 funciona sin fuente de tensión auxiliar. La energía indispensable para hacerlo funcionar es suministrada por los transformadores de corriente.

En la versión básica de este relé, la energía para accionar el desconectador del interruptor es suministrada por los TC principales vía TC auxiliares de desconexión tipo WA25 (para las corrientes de fase) y AW11 (para las corrientes homopolares), o por una fuente de corriente alterna vía un dispositivo de desconexión capacitivo tipo CA4.

En el DPI, la energía necesaria para accionar el desconectador del interruptor proviene por una pequeña parte de los TC y por una

parte importante del desconectador mismo, el cual está tensado mecánicamente al final de la maniobra de apertura del interruptor y liberado magnéticamente por un pequeño impulso de corriente procedente del relé.

El modo de funcionamiento y las características técnicas del relé PS421 están mencionados con en el manual de instrucciones.

Peculiaridades del relé PS421

Posibilidad de varios modos de funcionamiento:

- Protección de sobreintensidad con tiempo independiente.
- Protección de sobreintensidad con tiempo dependiente con característica:

☞ Muy inversa

☞ Extremadamente inversa

☞ Defecto a tierra de larga duración

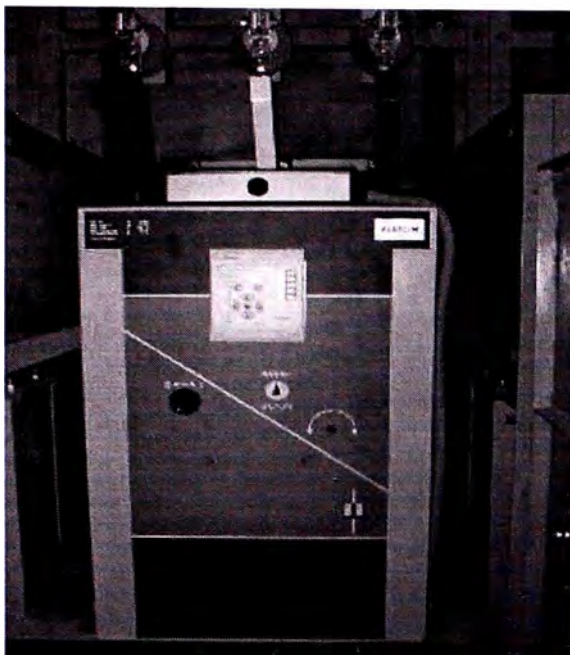
☞ RI.

- Regulación separada de los modos de funcionamiento para la protección contra los defectos entre fases y para la protección contra los defectos fase-tierra.
- Autocontrol.
- Vigilancia de los circuitos de medida.
- Cuenta de los eventos.
- Memorización de los valores de medida.
- Protocolo de los defectos.

3.3.3. MECANISMO DE MANDO DEL INTERRUPTOR

El núcleo del mecanismo de mando tipo CRR1 incorporado en los interruptores VB y DPI y el núcleo del mecanismo de mando CRR 1000 incorporado en los interruptores VB de mando frontal son idénticos. En servicio desde más de 10 años, muchos de estos mecanismos han efectuado varias decenas de miles de maniobras sin incidentes lo que permite atestiguar una excepcional fiabilidad.

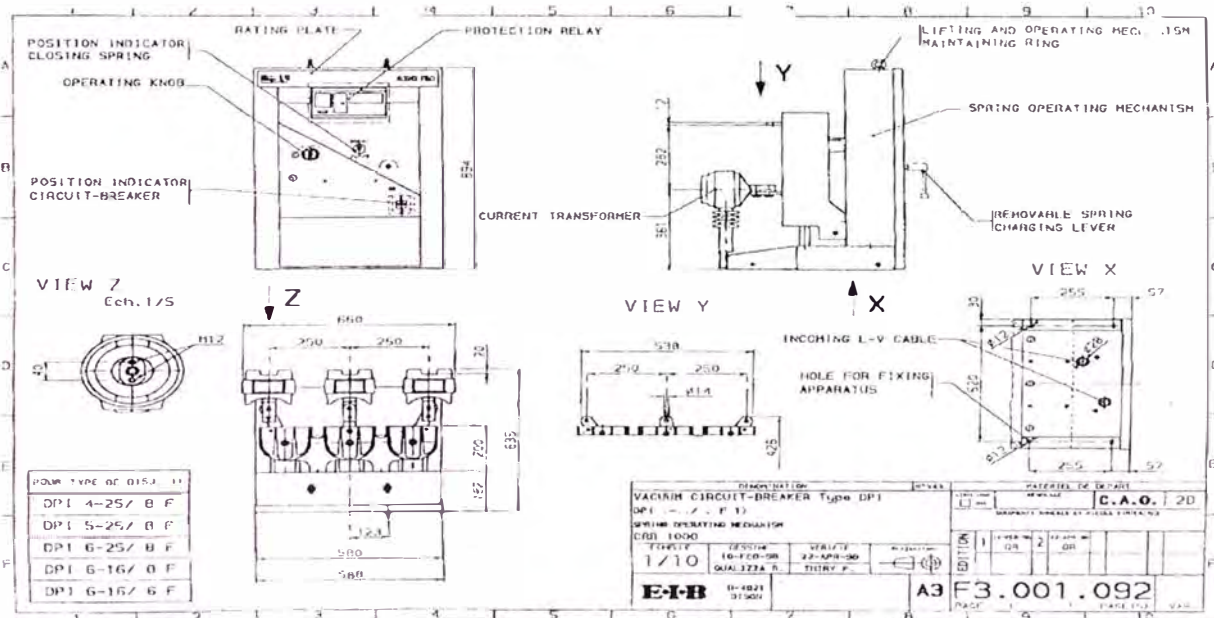
El mecanismo de mando CRR1 se distingue del mecanismo de mando CRR 1000 por tener una disposición vertical y las transmisiones de arrastre de las ampollas de corte en vacío geoméricamente diferentes. Los equipos facultativos de estos mecanismos de mando tales como los desconectores, los interruptores auxiliares, los motores, etc.. son idénticos en los dos casos pero están distribuidos de manera diferente alrededor del núcleo sin tener influencia sobre el funcionamiento de este último. Cuando está levantada la tapa de la caja de mando, todos los equipos son de acceso fácil.



Interruptor Alstom y Relé Micom.
Figura 3.3 (arriba)



Diagrama del Interruptor Autónomo.
Figura 3.4 (abajo)



CAPITULO 4

PREPARACION, PROCEDIMIENTOS E INSTALACION DE LOS INTERRUPTORES AUTONOMOS DE MT

4.1. PREPARACION

4.1.1. TRANSPORTE

Los interruptores en vacío del tipo DPI, se suministran sujetos en forma individual sobre un palet de madera y embalados en una lámina plástica y/o una caja de cartón. En las paredes laterales de la carcasa de accionamiento hay agujeros especialmente señalizados para permitir el enganche para su izado.

Notas:

- Los elementos de enganche nunca deben ser enganchados a los polos del interruptor o a las partes del accionamiento.
- Debe prestarse atención a que durante el transporte los interruptores no sean expuestas a golpes u otras solicitaciones mecánicas perjudiciales.

4.1.2. ALMACENAJE

Si los interruptores en vacío deben ser almacenados hasta su instalación ello debe realizarse solamente en un ambiente seco, libre de polvo y bien ventilado, con la indicación posición del interruptor en ABIERTO y el sistema de accionamiento destensado.

Indicación de "DESTENSADO".

4.1.3. REVISION PREVIA

La condición fundamental para que el interruptor opere sin fallos, es la realización de un montaje cuidadoso y profesional:

- La carcasa del interruptor debe montarse sin someterla a tensiones, para ello se debe colocar en cada uno de los cuatro puntos de sujeción una arandela .
- Las conexiones a los bornes principales del interruptor deben efectuarse sin tensiones de tracción o compresión residuales, como podrían ser ejercidas por las barras.
- Prestar atención a que las conexiones no reduzcan las distancias de aislamiento a la zona de conexión del interruptor.
- Utilizar tornillos DIN, con una resistencia clase 8.8 en combinación con arandelas elásticas.
- La profundidad del encaste para la cabeza de los bulones de fijación de las barras conductoras, debe corresponderse con la profundidad de los agujeros roscados ciegos, de acuerdo a los planos dimensionales pertinentes. Ello significa que los bulones no deben tocar el fondo del agujero ciego.
- Efectuar una conexión resistente al cortocircuito entre el conductor PE y la barra de tierra de la celda y utilizar arandelas de contacto.
- Limpiar eventuales suciedades.

En las celdas de maniobra instaladas en zonas con alta humedad y/o bruscas variaciones de temperatura, existe el peligro de repetidas condensaciones, las cuales no deben presentarse con frecuencia.

Para evitar este tipo de condensaciones que afectan el nivel de aislamiento y pueden provocar oxidaciones, deben adoptarse medidas apropiadas, como por ejemplo, instalar resistencias calefactoras en la zona inferior del interruptor, o instalar aire acondicionado en la sala de celdas. En los casos con condiciones normales de servicio, no es necesario adoptar medidas especiales.

4.2. PROCEDIMIENTOS

4.2.1. DOCUMENTOS QUE CONFORMAN LA SOLICITUD DE MANIOBRAS.

Son los siguientes:

- a) Pedido de maniobra aprobado por la Sección Técnica ú Obras en el sistema (SITEC). En dicho pedido se indica: El alimentador ó circuito, la fecha, hora inicio, duración, supervisor responsable del trabajo, circuitos auxiliares con transferencia de carga.
- b) Hojas de equipamiento de subestaciones para el caso de puesta en servicio, incremento de potencia instalada, cambio de tableros de distribución, equipamiento de celdas 10kV, cambio de instalación de interruptores o seccionadores de potencia.

- c) Planos de proyecto.
- d) Hoja de actualización catastro de MT.
- e) Formato de conformidad de redes, pruebas y recepción de obras aprobadas.

4.2.2. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LA SOLICITUD Y PROGRAMACION DE MANIOBRAS

El procedimiento para solicitar la inclusión de un trabajo en la programación semanal de maniobras es el siguiente:

- a) Las secciones Técnica u Obras solicitan la maniobra indicando el alimentador o circuito en MT, día, hora, tiempo de duración y el Supervisor responsable del trabajo.
- b) El expediente de maniobras para todo tipo de trabajos estará compuesto de los documentos indicados en el numeral 4.2.1.
- c) El programador de maniobras de la Sección Técnica evaluará, confirmará o modificará en coordinación con el Area solicitante la fecha y el horario del trabajo.
- d) La ejecución de obras de MT se ejecuta en base a lo indicado en:
 - Las Normas de Distribución de Edelnor SAA.
 - El Código Nacional de Electricidad.
 - Normas y Disposiciones de Seguridad: Análisis Seguro de los Trabajos (AST), Reglamentos y Procedimientos.

- e) Toda maniobra será ejecutada en coordinación y bajo la autorización, dirección y vigilancia del Centro de Operación. Los Supervisores de Técnica y los operadores del contratista de maniobra, deben estar debidamente autorizados.
- f) El Supervisor de Técnica realiza las maniobras con el apoyo de los Operadores de Maniobras del contratista de emergencia, según el número de maniobras que cada trabajo requiera.
- g) Cada maniobra comprende una serie de operaciones que debe ser ordenada y ejecutada en forma secuencial y por separado.
- h) Cada orden debe ser repetida y solamente después de haber sido plenamente confirmada por el Supervisor de Técnica, se procede a la ejecución de la misma.

4.2.3. PROCEDIMIENTO PARA LA EJECUCION DE MANIOBRAS SOLICITADA POR LA SECCION PROYECTO Y OBRAS.

El detalle de la secuencia de maniobras de las redes de MT que se realizan en coordinación con el Centro de Operación se hallan establecidas en el Reglamento de Operación de la Subgerencia de Gestión.

El procedimiento específico para MT, se ha clasificado en 3 tipos según las siguientes características:

- La complejidad de las maniobras a realizar.
- La configuración topológica de la red.

- Los circuitos auxiliares existentes para los traslados de carga.
- La ubicación del circuito a intervenir dentro del alimentador.

Esta maniobra se realiza cuando se requiere efectuar un corte en un circuito para efectuar trabajos de mantenimiento u obras con interrupción del suministro eléctrico a los cliente. El procedimiento se efectúa en el siguiente orden:

- a) Supervisor de Técnica coordina ejecución de maniobra programada con Centro de Operación.
- b) Centro de Operación ordena al Supervisor de Técnica efectuar el corte.
- c) Supervisor de Técnica realiza corte con el apoyo de Operador de Maniobras, según sea en una SE Convencional; opera el manubrio del interruptor o seccionador.
- d) Supervisor de Técnica comunica al Centro de Operación la operación realizada.
- e) Centro de Operación ordena al Supervisor de Técnica los siguientes trabajos, según corresponda:

En una SE convencional:

- Revelar las barras de ingreso y salida del circuito cortado.
- Descargar el cable de la carga capacitiva primero poniendo a tierra la troncal del cable de puesta a tierra temporaria y luego con una pértiga aislada conectada previamente a uno de los extremos del cable de tierra, hacer contacto con las 3 fases del circuito cortado.

- Instalar la línea a tierra temporaria en las tres fases en la parte inferior del circuito a intervenir.
 - Instalar letrero de seguridad: Hombres trabajando o Circuito en Trabajo.
- f) En ambos trabajos los Supervisores de Técnica y Obras en coordinación con los Supervisores de los Contratistas deben instalar puestas a tierra temporarias en todos los puntos de la red con probabilidad de tensión de retorno y en el cruce con otros circuitos energizados.
- g) Supervisor de Técnica comunica a Centro de Operaciones la operación realizada y solicita el N° de Clave.
- h) Centro de Operación asigna el N° de Clave.
- i) Supervisor de Técnica elabora las Boletas de Liberación y canjea con la relación de personal y las boletas de seguridad personal debidamente llenas y suscritas a cargo de cada uno de los Supervisores de Obras o Contratistas.
- j) En el caso de trabajos a cargo del contratista de mantenimiento, el mismo Supervisor de Técnica junto con el Supervisor del Contratista verifican la relación de personal y la distribución de las Boletas de Seguridad personales.
- k) Se autoriza al personal efectuar los trabajos en el circuito liberado.

l) El proceso de normalización del circuito, se realiza de la siguiente manera:

- Se verifica la correcta culminación de los trabajos.
- Se recogen todas las Boletas de Seguridad del personal y se confronta con el talonario hasta que coincidan todas las Boletas emitidas con las devueltas.
- Se retiran todas las puestas a tierra temporarias instaladas en la red.
- Se retiran todos los letreros de seguridad.
- Los supervisores cancelan las Boletas de Liberación y se la entregan al Supervisor de Técnica.
- Supervisor de Técnica cancela ante Centro de Operación la maniobra.
- Centro de Operación consulta al Supervisor de Técnica el retiro del personal, líneas de puesta a tierra temporarias y carteles de seguridad.
- Centro de Operación dirige la energización del circuito en la SE Convencional;
 - ☞ Primero los seccionadores de barra.
 - ☞ Luego el interruptor potencia.
 - ☞ Por último retira el letrero de seguridad culminando la maniobra.

4.3. PROCESO DE INSTALACION

4.3.1. DESCRIPCION DE LAS FUNCIONES POR CADA AREA INVOLUCRADA EN MANIOBRAS PROGRAMADAS

4.3.1.1. PROGRAMADOR DE MANIOBRAS

1. Encargado de programar las maniobras por mantenimiento, obras nuevas y/o puestas en servicio.
2. Comunicar a los supervisores de técnica y obras los trabajos programados de la semana.
3. Comunicar al Centro de Operación las solicitudes de maniobras.
4. Comunicar la fecha, hora y tiempo de duración de las interrupciones programadas a los clientes.
5. Llevar el control de los tiempos reales de ejecución de los trabajos.

4.3.1.2. SUPERVISORES DE TECNICA Y OBRAS

1. Encargado de solicitar la maniobra.
2. Coordinación con el programador la fecha y hora de las maniobras.
3. Comunica al Contratista encargado de los trabajos la fecha y hora de ejecución.
4. Coordina con el operador de maniobras para ejecutar las pruebas de las redes a poner en servicio.

5. Coordina con el Operador de maniobras al inicio y termino de los trabajos.
6. Comunica a la Sección Centro de Operación la culminación de los trabajos.

4.3.1.3. OPERADOR DE MANIOBRAS

1. Encargado de ejecutar las maniobras programadas e imprevistas en coordinación con Centro de Operación.
2. Entregar la boleta de liberación del circuito al responsable de los trabajos.
3. Ejecutar las pruebas e inspecciones necesarias de las nuevas redes a poner en servicio.
4. Presentar un informe al Coordinador de maniobras indicando los resultados de las pruebas realizada.
5. No pondrán en servicio ningún trabajo que no cumpla con la normas de distribución.

4.3.1.4. PROYECTOS Y OBRAS

1. Las obras deberán estar totalmente concluidas (rotuladas y señalizadas, etc.)
2. Las pruebas ha realizar deberán ser satisfactorias y serán garantizadas por el contratista encargado del trabajo.
3. Las obras deben cumplir con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el código nacional de electricidad.

4. Si el trabajo no cumple con los requisitos mínimos fijados por las normas de distribución, no se pondrán en servicio hasta levantar las observaciones realizadas.

4.3.1.5. CONTRATISTA

1. Encargado de ejecutar las obras.
2. Responsable de todo lo que involucra el trabajo.
3. Cumplir con los tiempos establecidos en cada maniobra.
4. Cumplir con todas las normas de distribución y seguridad.

4.3.3 PLANOS Y DOCUMENTOS DE OBRA

a) Hoja de Equipamiento

HOJA DE EQUIPAMIENTO

FORMATO 1

 SECCION : N° TD: CLIENTE:

 SET- ALJM: MODULO: N° SED: UBICACIÓN: DISTRITO:
 X: Y:

 TIPO SED
 Convencional A nivel Subterránea
 Compacta Pedestal Elevada
 Aérea Monopolar Bipolar

DATOS DE CELDA 10 KV

N° CELDA	EQUIPO	SUBTIPO	KARDEX	MARCA	N° FABRICA	Inom	MANDO	RELE	Inelé	FUNCION	ENLACE/ CLIENTE	SUMINIS

 Observaciones: _____

Supervisor: _____ Fecha: _____

Firma: _____

b) Formato de Retiro de Equipo Existente

FORMATO DE RETIRO DE EQUIPO EXISTENTE

 SECCION : N° TD: CLIENTE:
 DISTRITO:

EQUIPOS DE MANIOBRA EN SED CONVENCIONALES

N° KARDEX	UBICACIÓN		FUNCION DE CELDA	ENLACE	DESTINO	OBSERVACION
	SED	CELDA				

Supervisor: _____

Firma: _____

Fecha: _____

c) Formato de Pedido de Maniobra o Liberación de Circuito

IP: 10.41.45.138/FA3E-3F12 Hoj: AGUZMAN ZZ-ABH-2003

Imprimir

Nueva Leer Imprimir NTCSE Eliminar Actualizar Salir

Datos de la Boleta

Número [?] Sector Solicitante [?]

Solicitado el D ía [] desde las [] Hasta el [] a las [] Hrs.

Ejecutado el... [] desde las [] Hasta el [] a las [] Hrs.

CIRCUITO A LIBERAR []

MOTIVO []

OBSERVACIONES []

Antecedentes Técnicos

Set [] Alimentador [?] Tensión [?]

Causa []

Localiza []

Alcance []

Enlace Involucrado Desde [?] Hasta [] Marcar llaves Desmarcar llaves

1ra. Sed Afecta [?]

N. T. C. S. E

Afecta a clientes Relacionado a PM AT Sustento Corte [?]

IMPORTANTE: La ejecución de las maniobras tanto al desconectar como al poner nuevamente en servicio se ejecutarán únicamente a pedido del Sr. [] quien está encargado de los trabajos a ejecutarse. La solicitud de esta maniobra fue realizada por el Rol []

Bandeja de entrada · Mi... AVBMenu - AGUZMAN Registros de Pedido de Mani... Microsoft Word - Do...

d) Formato para Solicitar Mantenimiento Previo al Equipo

edelnor

Talleres Electromecánicos y Laboratorio de Instrumentos

SOLICITUD DE SERVICIO PARA EL MANTENIMIENTO Y PRUEBAS INTERRUPTORES DE DISTRIBUCION Y RELES DE PROTECCION

SUCURSAL: PRECURSORES Correlativo Talleres: N° TR - '01

ECCION USUARIA: PROYECTOS Y OBRAS

FECHA: 14/11/2001 Correlativo Sec. Solicitante: N° 1

Item	Tipo		Corriente Amp.	Marca	N° Serie	N° Kardex	Año de Fabrica	Observaciones	Trabajo a Realizar		
	Int.Acei.	Rele HB							MP	PR	X
	Int. Vacío	Otros	8004	ALSTOM		512-00517			MI	MA	
	Int.Acei.	Rele HB							MP	PR	X
	Int. Vacío	Otros	8004	ALSTOM		512-00521			MI	MA	

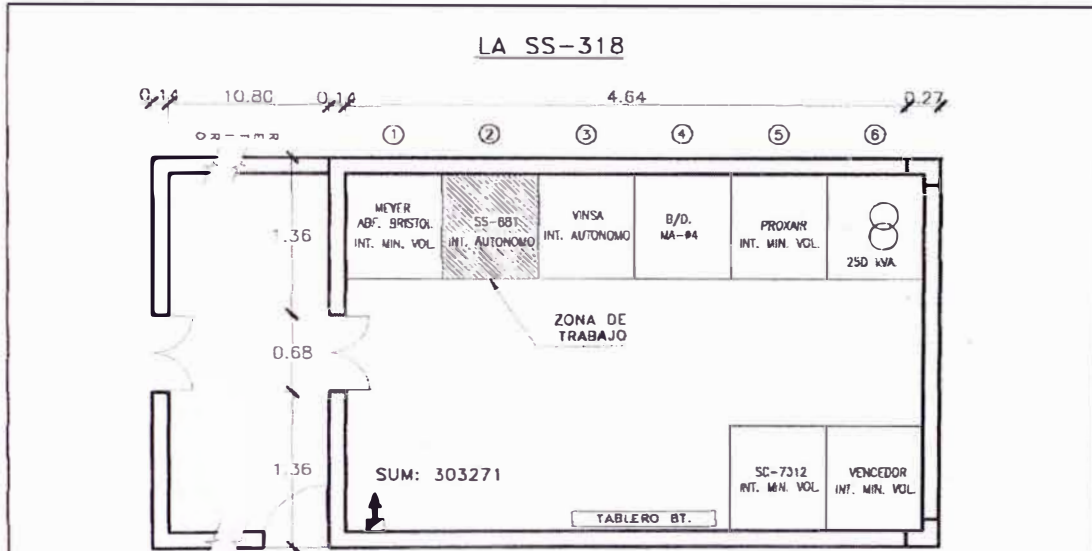
Trabajo a Realizar: MP = Mantenimiento Preventivo, MI = Mantenimiento Integral, PR = Pruebas Eléctricas, MA = Modificación/Adaptación

Nota: 1. Para la atención de su orden de trabajo necesariamente deberá proporcionarnos los accesorios dañados o faltantes
2. Para pruebas eléctricas deben de hacer referencia a una norma técnica o alcanzamos parámetros para dichas pruebas.
Asimismo se adjuntarán los protocolos de pruebas de fábrica

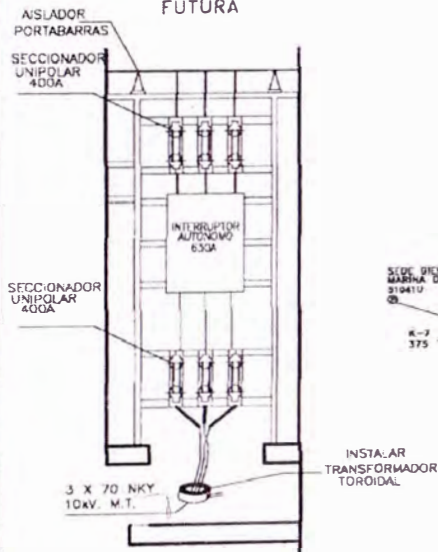
ING. CARLOS ESPINOZA V.
JEFE DE SECCION
Solicitante

ABEL CABALLERO S.
SOLICITANTE
Fecha: 14/11/2001

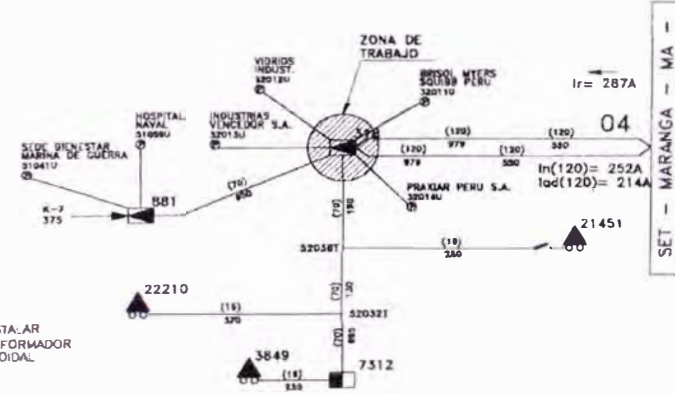
RECEPCION
Fecha:



DETALLE DE LA CELDA N°2 FUTURA



ESQUEMA UNIFILAR 10 kV-MT



CR 3180

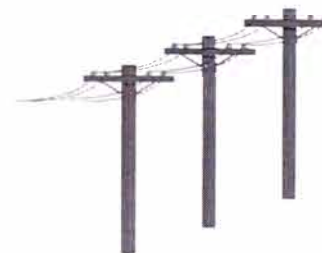
edelnor

SUBGERENCIA EXPLOTACION DE DISTRIBUCION - SECCION OBRAS PRECURSORES

BELLAVISTA CAMBIO DE EQUIPO DE PROTECCION EN LA CELDA N° 2 DE LA SS-318. CLIENTE : EDELNOR S.A.A. DIRECCION: AV. VENEZUELA CDRA 51.					DEPARTAMENTO: LIMA
					PROVINCIA: CALLAO.
					DISTRITO: BELLAVISTA.
					FECHA: MAYO 2000
					EMPRESA: CAM-COVERSA.
					N° DE PLANO:
					2164-56-4
N° ID: 01-19777	CARPETA: SS-318	DISEÑO: S. PORRAS.	REVISO: A CABALLERO	ESCALA: 1/1000	

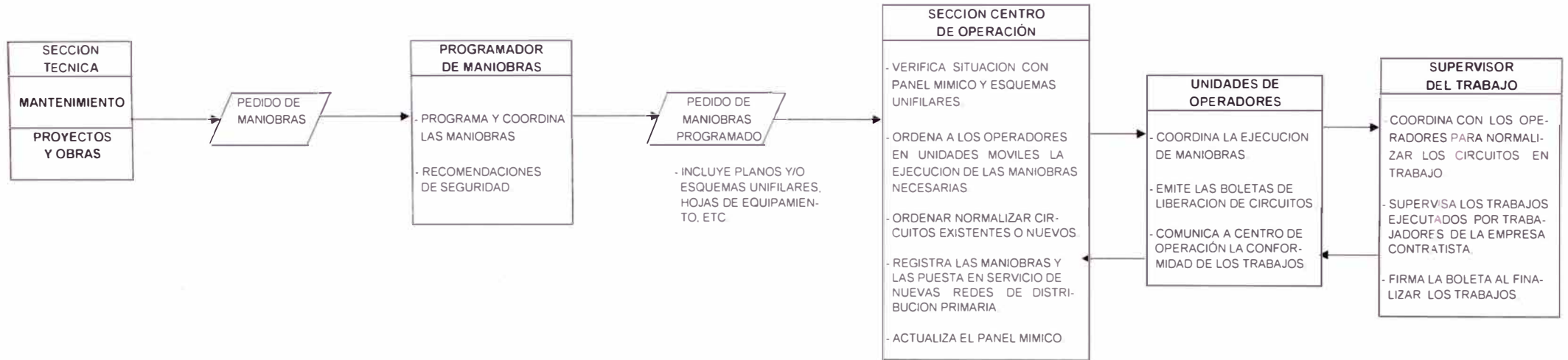
DESCRIPCION DE LAS FUNCIONES POR CADA AREA INVOLUCRADA EN MANIOBRAS PROGRAMADAS

ETAPAS AREA	1 PROGRAMADOR DE MANIOBRAS	2 SUPERVISORES DE TECNICA Y OBRAS	3 OPERADOR DE MANIOBRAS	4 PROYECTOS Y OBRAS	5 CONTRATISTA
1 - ENCARGADO DE PROGRAMAR LAS MANIOBRAS POR MANTENIMIENTO Y/O PUESTAS EN SERVICIO	1 - ENCARGADO DE SOLICITAR LA MANIOBRA	1 - ENCARGADO DE EJECUTAR LAS MANIOBRAS PROGRAMADAS E IMPREVISTAS EN COORDINACION CON CENTRO DE OPERACION	1 - LAS OBRAS DEBERAN ESTAR TOTALMENTE CONCLUIDAS (ROTULADOS, SEÑALIZACIONES ETC)	1 - ENCARGADO DE EJECUTAR LAS OBRAS	
2 - COMUNICAR A LOS SUPERVISORES DE TECNICA Y OBRAS LOS TRABAJOS PROGRAMADOS DE LA SEMANA	2 - COORDINA CON EL PROGRAMADOR LA FECHA Y HORA DE LAS MANIOBRAS	2 - ENTREGAR LA BOLETA DE LIBERACION DEL CIRCUITO AL RESPONSABLE DE LOS TRABAJOS	2 - LAS PRUEBAS HA REALIZAR DEBERAN SER SATISFACTORIAS Y SERAN GARANTIZADAS POR EL CONTRATISTA ENCARGADO DEL TRABAJO	2 - RESPONSABLE DE TODO LO QUE INVOLUCRA EL TRABAJO	
3 - COMUNICAR AL CENTRO DE OPERACION LAS SOLICITUDES DE MANIOBRAS	3 - COMUNICA AL CONTRATISTA ENCARGADO DE LOS TRABAJOS LA FECHA Y HORA DE EJECUCION	3 - EJECUTARAN LAS PRUEBAS E INSPECCIONES NECESARIAS DE LAS NUEVAS REDES A PONER EN SERVICIO	3 - LAS OBRAS DEBEN CUMPLIR CON LAS DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD ESTABLECIDAS EN EL CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD	3 - CUMPLIR CON LOS TIEMPOS ESTABLECIDOS EN CADA MANIOBRA	
4 - COMUNICAR LA FECHA, HORA Y TIEMPO DE DURACION DE LAS INTERRUPCIONES PRCGRAMADAS A LOS CLIENTES	4 - COORDINA CON EL OPERADOR DE MANIOBRAS PARA EJECUTAR LAS PRUEBAS DE LAS REDES A PONER EN SERVICIO	4 - PRESENTAR UN INFORME AL COORDINADOR DE MANIOBRAS INDICANDO LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS	4 - SI EL TRABAJO NO CUMPLE CON LOS REQUISITOS MINIMOS FIJADOS POR LAS NORMAS DE DISTRIBUCION, NO SE PONDRAN EN SERVICIO HASTA LEVANTAR LAS OBSERVACIONES REALIZADAS	4 - CUMPLIR CONTODAS LAS NORMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SEGURIDAD	
5 - LLEVAR EL CONTROL DE LOS TIEMPOS REALES DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS	5 - COORDINAR CON EL OPERADOR DE MANIOBRAS AL INICIO Y TERMINO DE LOS TRABAJOS	5 - NO PONDRÁ EN SERVICIO NINGUN TRABAJO QUE NO CUMPLA CON LAS NORMAS DE DISTRIBUCION			
	6 - COMUNICA A LA SECCION CENTRO DE OPERACION LA CULMINACION DE LOS TRABAJOS				



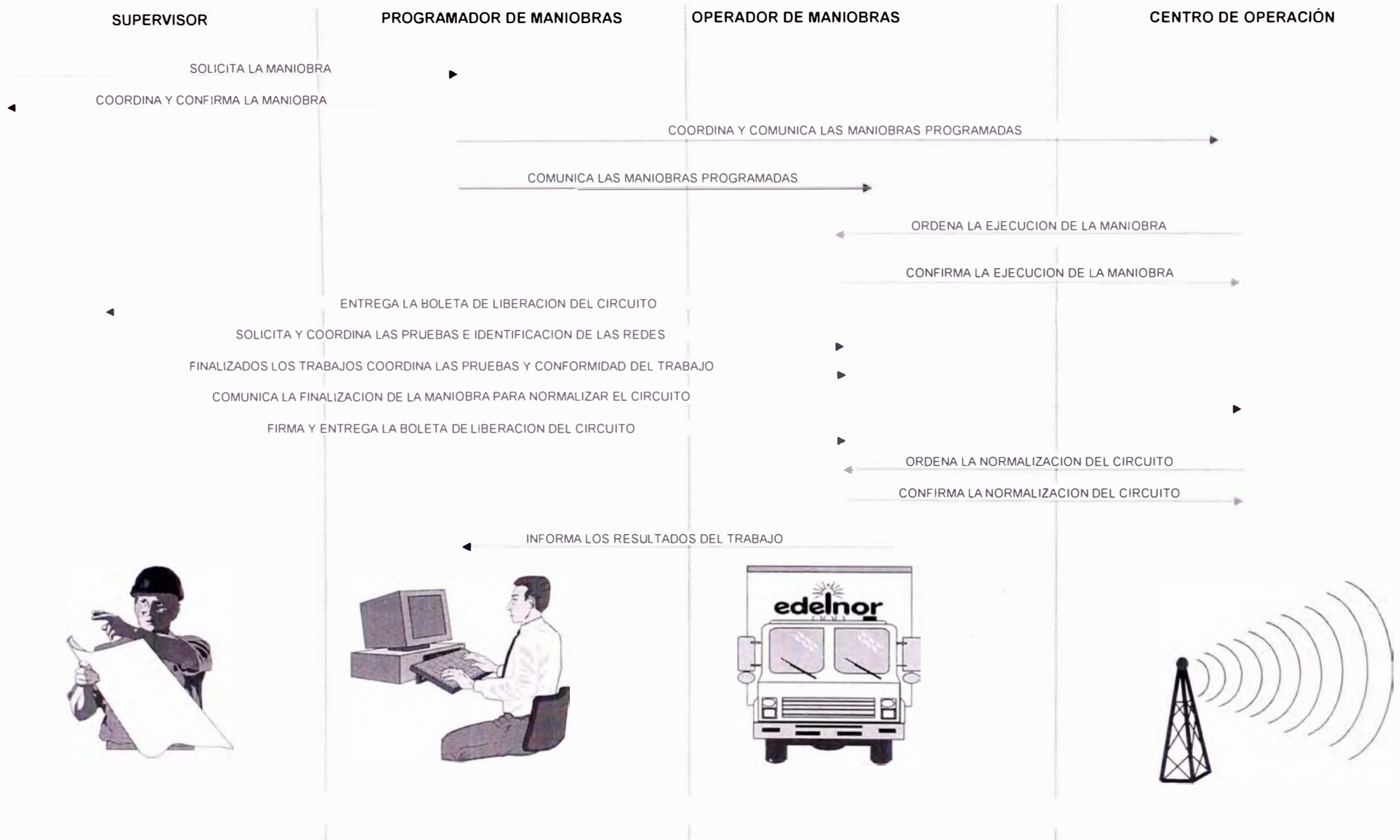
Cuadro N° 4.2

ESQUEMA DE FLUJO DE UNA MANIOBRA PROGRAMADA




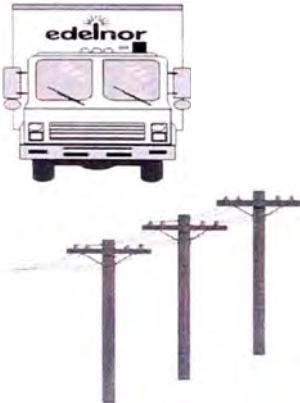



Cuadro N° 4.3

FLUJO DE ACTIVIDADES EN LA EJECUCION DE MANIOBRAS



Cuadro N° 4.4

PROCEDIMIENTO PARA SOLICITAR PRUEBAS Y CONFORMIDAD DE OBRAS PARA LA PROGRAMACION DE MANIOBRAS

DIA:	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES	LUNES	MARTES
<ol style="list-style-type: none"> 1 - EL SUPERVISOR DE OBRAS ENVIARA VIA E-MAIL LA SOLICITUD DE PRUEBAS Y CONFORMIDAD DE OBRAS 2 - LA SOLICITUD DE CONFORMIDAD SE PRESENTARA LOS DIAS MIERCOLES HASTA LAS 18 00 HORAS 3 - LA SOLICITUD DEBE TENER ADJUNTO TODA LA DOCUMENTACION 4 - LAS PRUEBAS Y CONFORMIDAD DE REDES SERAN NECESARIOS SOLO PARA OBRAS NUEVAS QUE SE HAN EJECUTADO SIN MANIOBRAS PREVIAS 	<ol style="list-style-type: none"> 1 - LA SECCION TECNICA SERA LA ENCARGADA DE COORDINAR Y EFECTUAR LAS PRUEBAS SOLICITADAS 2 - LAS PRUEBAS HA REALIZAR DEBERAN SER SATISFACTORIAS Y SON GARANTIZADAS POR EL CONTRATISTA ENCARGADO DEL TRABAJO 3 - LAS OBRAS DEBEN CUMPLIR CON LAS DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD ESTABLECIDAS EN EL CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD TOMO IV 4 - SI EL TRABAJO NO CUMPLIESE CON LOS REQUISITOS MINIMOS FIJADOS POR LAS NORMAS DE DISTRIBUCION EL EXPEDIENTE NO SERA APROBADO PARA SU PROGRAMACION 	<ol style="list-style-type: none"> 1 - EL RESULTADO DE LAS PRUEBAS DE LOS TRABAJOS SOLICITADOS DEBERAN SER DEVUELTOS A PROYECTOS Y OBRAS 2 - LA DEVOLUCION DE ESTAS PRUEBAS NO DEBERAN EXCEDER LAS 12 00 HRS 3 - SI LA OBRA ESTUVIERA CONFORME EL SUPERVISOR DE OBRAS EFECTUARA CON LA SOLICITUD DE MANIOBRA 4 - SI LA OBRA NO ESTUVIERA CONFORME EL SUPERVISOR COORDINARA LA CORRECCION DE LAS OBSERVACIONES REALIZADAS 5 - EL CONTRATISTA TENDRA COMO PLAZO HASTA EL DIA LUNES PARA LEVANTAR LAS OBSERVACIONES PLANTEADAS 	<ol style="list-style-type: none"> 1 - TODAS AQUELLAS OBRAS QUE FUERON CORREGIDAS SERAN EVALUADAS PARA SU PROGRAMACION 2 - LA COORDINACION PARA LAS NUEVAS PRUEBAS SE REALIZARAN HASTA LAS 12 00 HRS 3 - LA SECCION TECNICA TENDRA COMO PLAZO 24 HRS PARA ENVIAR LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS 	<ol style="list-style-type: none"> 1 - LOS SUPERVISORES DE OBRA TIENEN COMO PLAZO HASTA LAS 18 00 H PARA PRESENTAR LA SOLICITUD DE MANIOBRAS 2 - LA SOLICITUD DE MANIOBRAS DEBERA TENER COMPLETO TODOS LOS DOCUMENTOS QUE LO CONFORMAN 3 - LA FECHA DE EJECUCION DE MANIOBRAS SERA FIJADA POR EL PROGRAMADOR DE MANIOBRAS EN COORDINACION CON EL SUPERVISOR DE OBRAS 	
					

CAPITULO 5

PUESTA EN SERVICIO Y MANUAL DE OPERACIONES

5.1. PUESTA EN SERVICIO

Las tareas concernientes deben ser realizadas por personal entrenado específicamente en la materia y conocedor de cada instalación en particular, teniendo en consideración todas las normas de seguridad y sin aplicar el uso de la "fuerza". Se debe considerar también en forma especial la norma DIN VDE 0105 – Operación de instalaciones de alta tensión.

La condición previa para lograr una operación sin fallos, es que el servicio se realice conforme a los datos técnicos indicados en la placa de características y también como operar el interruptor en las condiciones de servicio establecidas en DIN VDE 0670 e IEC 56.

5.2. PREPARACION

Antes de conectar la tensión primaria seguir los siguientes pasos:

- Controlar el interruptor en relación a cualquier tipo de daño o influencia perjudicial para el medio ambiente y en caso de ser necesario se deberá reparar apropiadamente.
- Eliminar la eventual suciedad debida al transporte, al material del embalaje o al almacenaje y de modo especial en las partes aislantes.
- Controlar las conexiones primarias y secundarias y en especial la conexión de puesta a tierra.

- Tensar manualmente el resorte del accionamiento.
- Probar el cierre y la apertura del interruptor presionando los pulsadores respectivamente.
- En el caso de los interruptores motorizados, controlar el accionamiento alimentando con la tensión auxiliar.
- Retirar la tapa de protección de los polos empleada para su protección durante el transporte. Las tapas llevan la inscripción correspondiente.
- Poner a disposición del personal las instrucciones de servicio de modo fácil en todo momento.

5.3. MANUAL DE OPERACIONES - PROCEDIMIENTO PARA LA INTERVENCION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELECTRICO

5.3.1. DESCONEXIONES DE EQUIPOS

- a) Cuando se requiera intervenir un equipo en uso o en condiciones de estarlo, será necesario presentar un "Pedido de Maniobras" por las secciones de Obras, autorizada por la Sección Centro de Operación con 15 días de anticipación (maniobra programada).
- b) Las solicitudes serán presentadas en el formulario vigente en el que se especificará en forma precisa el nombre del encargado del trabajo y permiso, los detalles del trabajo por

ejecutar, fecha y hora de inicio de los trabajos y tiempo necesario de la desconexión, nombre del circuito o equipo, zonas precisas donde se va a trabajar cuidando especialmente de respetar las normas de distancia mínimas con relación a los puntos próximos energizados.

- c) Se adjuntará a la solicitud un esquema eléctrico firmado por el Jefe de Sección respectiva, en la que se indicará la zona de trabajo, los lugares de conexiones a tierra deseados, etc.
- d) El Centro de Operación estudiará la solicitud, pudiendo rechazarla, aprobarla o requerir mayores antecedentes a la Sección solicitante.
- e) En casos de desconexiones que signifiquen suspender el suministro de energía eléctrica a clientes de la empresa, el sector solicitante de la "Solicitud de la Maniobra" efectuará las coordinaciones respectivas con todos los sectores de la empresa encargados de dar aviso a los clientes.
- f) Todo equipo que se desconecte para una intervención, se aislará si ello es posible, a través de los equipos normales de maniobras en cada punto límite de dicha desconexión.

5.3.2. PERMISOS

- a) Nadie podrá intervenir o efectuar trabajos en un equipo o en sus proximidades, cuando este se encuentre en servicio o en condiciones de estarlo sin haber obtenido del Responsable de

la Maniobra una autorización formal, numerada e intransferible que se denomina genéricamente “ Tarjeta de Liberación”.

- b) La tarjeta de liberación que se otorga al Responsable del Trabajo tienen por objetivo garantizar al personal que interviene en algún equipo eléctrico, que no se efectuarán operaciones mientras dichos permisos estén vigentes y que los trabajos se desarrollen en forma ordenada y segura.
- c) Solo podrán recibir Tarjetas de Liberación los funcionarios de la empresa que hayan sido autorizados para ello por su respectivo Subgerencia y que están debidamente registrados en el Centro de Operación. Cualquier variación del personal autorizado deberá ser comunicada oportunamente al Centro de Operación.
- d) El Centro de Operación llevará un registro del personal autorizado para recibir Tarjetas de Liberación. Las autorizaciones tendrán como máximo un año de vigencia. Al término de este periodo las Subgerencias que ejecuten trabajos en equipos del sistema, deberán solicitar su renovación.

5.3.3. TARJETAS DE LIBERACION

- a) Es la tarjeta que el Operador de Maniobras o el Operador de SET entrega al responsable del trabajo o deja sobre el equipo de mando del circuito, anotando en ella el nombre del

responsable del trabajo y el N° de clave del circuito o equipo fuera de servicio.

- b) Todas las Tarjetas de Liberación deben de ser registrados en el "Parte de Maniobras". Además deberán ser comunicados al Responsable de la Maniobra para que llene la "Tarjeta de No Operar", la que será colgada en el comando de equipo correspondiente. Se llenarán tantas tarjetas como permisos se hayan otorgado.
- c) No se podrá otorgar más de una zona con tarjeta de liberación a la vez a un responsable del trabajo, de manera que este pueda en todo momento tener control absoluto del área de trabajo correspondiente.
- d) Luego de habersele entregado la Tarjeta de Liberación al Responsable del Trabajo, este deberá de delimitar de inmediato su zona de trabajo con las señalizaciones correspondientes.
- e) Las tarjetas de liberación deberán ser cancelados exclusivamente por su poseedor. El poseedor de la tarjeta de liberación, deberá al momento de su cancelación informar al Operador del Centro de Operación al mismo tiempo debe de comunicar las modificaciones transitorias o permanentes introducidas que afecten la Operación del Sistema.

Si en alguna ocasión, a pesar de haber concluido el trabajo, no fuere cancelado la tarjeta de liberación por su poseedor, el

Operador del Centro de Operación deberá hacer ubicar a dicha persona. Si ello no fuere posible, el Subgerente responsable deberá indicar a la persona que en su reemplazo asumirá dicha responsabilidad.

- f) Sólo podrá reenergizarse un equipo eléctrico si éste se encuentra en estado de Circuito disponible.
- g) El Operador del Centro de Operación, a solicitud del Responsable del Trabajo, podrá autorizar y ordenar, durante el desarrollo del trabajo, modificaciones a las condiciones y/o programas establecidos para el que fue concedido esa Tarjeta de Liberación. En tal caso, el Operador del Centro de Operación anotará la alteración en su "Parte de Maniobras" y el Operador Responsable de la Maniobra en la Tarjeta de Liberación.

Boleta ó Tarjeta de Liberación de Circuito.
Figura 5.1

5.3.4. CONEXIÓN A TIERRA

- a) Todo equipo por el cual se va a otorgar una “Tarjeta de Liberación” debe de estar entre conexiones a tierra, de tal modo que el personal que trabajará en él tenga certeza de que está desconectado y sin tensión y que, en caso de energización accidental el gradiente de potencial en él sea nulo o mínimo. En ningún caso se autorizará intervenir con este tipo de permiso en equipos sin conexiones a tierra, salvo en el caso de, tramos de redes subterráneas donde físicamente no sea posible la colocación de éstas.
- b) Siempre ha de suponerse que el equipo que se conectará a tierra podría estar energizado, por lo que se deberá comprobar con instrumentos adecuados y personal capacitado la ausencia de tensión eléctrica.
- c) Cuando el interesado, expresamente manifieste la necesidad de tener el circuito sin tierra por alguna prueba especial u otra causa, el Operador del Centro de Operación procederá a ordenar la conexión a tierra al Responsable de la Maniobra para asegurarse que el circuito está sin tensión, ordenado a continuación su retiro en presencia del interesado.
- d) Será obligatoria la instalación de conexiones a tierra propias del personal que trabaja, las que se denominarán “Tierras de Trabajo”, además de las ordenadas por el Operador del Centro

de Operación, salvo casos especiales debidamente autorizados por éste.

- e) En ningún caso podrá conectarse un equipo a tierra a través de interruptores o fusibles. Casos especiales deberán ser autorizados por el Operador de Centro de Operación.
- f) La modificación o retiro de la conexión a tierra sólo puede disponerla el Operador del Centro de Operación que ordenó su colocación. La infracción a esta norma será considerada como falta grave.
- g) Para hacer la conexión a tierra el personal se ceñirá a los procedimientos indicados en el Reglamento de Seguridad.
- h) Al momento de otorgar una Tarjeta de Liberación, el Operador del Centro de Operación ordenará al Responsable del Trabajo proteger con equipo adecuado los puntos próximos con tensión y la colocación de señalización adecuada para delimitar la zona de peligro y la protegida por conexiones a tierra. Si esta orden no fuera cumplida, el Operador del Centro de Operación podrá ordenar la suspensión del trabajo y dar por cancelado el permiso. Asimismo podrá autorizar la ejecución del trabajo si la señalización no pudiera ser colocada por causas debidamente justificadas.
- i) El Operador del Centro de Operación exigirá la instalación de letreros con la lectura " NO OPERAR" en cada equipo de operación que ordene abrir o verificar abierto, antes de ordenar

la conexión a tierra y dar el o las Tarjetas de Liberación correspondientes.

5.4. MANIOBRAS EN INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION

5.4.1. Puesta fuera de servicio,

BARRAS

DE 10kV

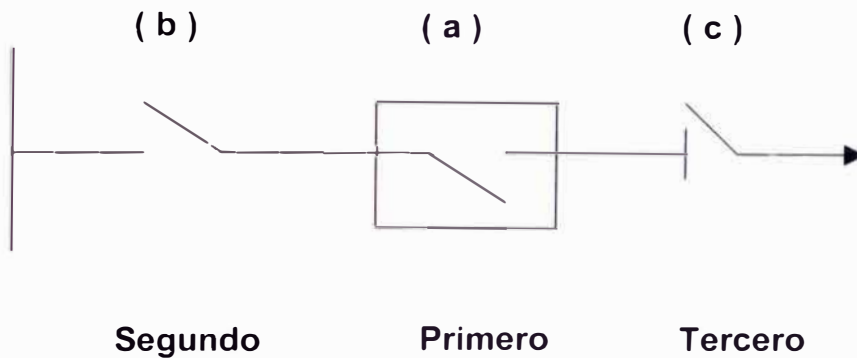


Figura 5.2

Seguir siempre los siguientes pasos:

- 1) Identificar el circuito a poner fuera de servicio.
- 2) Identificar el tipo del elemento de protección y maniobra (interruptor de montaje fijo o interruptor de montaje movable, con ruedas).
- 3) Abrir el interruptor .
- 4) Después abrir los seccionadores de barra.
- 5) Por último abrir los seccionadores de cable.



5.4.2. Interruptores de Montaje Fijo:

Se tenga (carga) el mecanismo de accionamiento y luego se apertura. Realizar una inspección visual para determinar en que condiciones se encuentra . REVELAR en el lado del seccionador de cable a fin de verificar la apertura del interruptor. Luego proceder a maniobrarlo.

5.4.3. Interruptores móviles (con ruedas):

- a. En caso de interruptores provistos de ruedas, después de la operación de apertura deben ser retirados de su celda.
- b. En caso que el interruptor, no se pudiera retirar de su celda o se tenga dudas de su buen funcionamiento, la maniobra queda

inconclusa y se comunica de inmediato a Centro de Operación, para recibir las indicaciones que correspondan.



Interruptor tipo Carro
Figura 5.4

5.4.4. Caso excepcional:

- a. Cuando no existe interruptor, se podrá abrir los seccionadores, teniendo antes la plena seguridad que el circuito del que dependen estos seccionadores, está completamente sin carga (abierto en el otro extremo). Con la pinza amperimétrica debe verificarse que el circuito del que dependen los seccionadores se encuentre sin carga.

NOTA: Si se abre un seccionador con carga se producirá un arco eléctrico peligroso, que puede ocasionar accidentes graves (FOGONAZO).

- b. Antes de proceder a realizar maniobras en seccionadores, se debe descargar todos los circuitos alimentados desde este seccionador, o sea la media tensión y el alumbrado público.
- c. No realizar operación alguna con tensión en equipos instalados, en ambientes húmedos y/o contaminados. Para ello se realiza una maniobra de desconexión, desde la subestación que alimenta el equipo en mención.

CAPITULO 6

CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL MANTENIMIENTO DE INTERRUPTORES AUTONOMOS

6.1. MANTENIMIENTO EN EL PERIODO 1997 A 1999

En este periodo, se realizó un mantenimiento correctivo y preventivo mayor en los interruptores de mínimo volumen de aceite. Este mantenimiento fue aplicado en todas las zonas de concesión de la Empresa.

Los trabajos correctivos fueron:

- Cambio de aceite.
- Cambio de amortiguadores, perillas de mando y visores.
- Cambio de contactos móviles afectados (en su mayoría interruptores BBC de 600 amperios.
- En la parte mecánica el grafitado de contacto y engrase de resortes.

Los trabajos preventivos fueron:

- Limpieza de partes dieléctricas.
- Ajuste de contactos eléctricos.
- Rellenado de aceite dieléctrico en los polos cuyo nivel se encuentra por debajo del mínimo.
- Cambio de visores y perillas rajadas.
- Cambio de aceite en los interruptores que han abierto por falla.
- Pruebas de aislamiento (megometro de 5000 voltios).

- Prueba de mecanismo de transmisión de mando de los relés HB.
- Cambio de grasa en los resortes.
- Grafitado de contactos mecánicos.

La actividad mantenimiento a los interruptores esta asociada al mantenimiento y ajuste de la protección.

El mantenimiento en los interruptores de Gran Volumen de Aceite no fue aplicado, en su lugar fue más económico reemplazar dicho equipo por un interruptor normalizado y de ultima generación.



**Prueba de Termografía a un Interruptor de Potencia tipo
Volante.
Figura 6.1**

6.2. MANTENIMIENTO EN LOS INTERRUPTORES AUTONOMOS

El mantenimiento tiene por objeto, el logro de un servicio sin fallos y la máxima vida útil del aparato.

Inspección: Verificación del estado actual.

Mantenimiento: Medidas a tomar para mantener el estado original.

Reparaciones: Medidas a tomar para restablecer el estado original.

6.2.1. GENERAL

Los interruptores de vacío se caracterizan por su construcción robusta y sencilla. Poseen una larga expectativa de vida. Sus accionamientos son de escaso mantenimiento y las cámaras de maniobra no requieren mantenimiento durante toda su vida útil. Además las repetidas maniobras con corrientes de servicio y de cortocircuito no tienen influencia negativa sobre el vacío.

Los trabajos de mantenimiento se limitan a componentes sometidos al desgaste. Los intervalos y el alcance de los trabajos de mantenimiento necesarios para mantener el servicio, son determinados por la influencia del medio ambiente, la frecuencia de maniobras y el número de maniobras de apertura con corriente de cortocircuito.

Habiendo realizado efectivas inspecciones y tareas de mantenimiento y en condiciones de servicio normales, en general y según sea el tipo de interruptor, puede esperarse una vida útil del aparato del orden de más de las 30 000 maniobras.

6.2.2. INSPECCION

Aproximadamente cada 4 años se realizará una inspección del interruptor en vacío, en especial en relación a sus condiciones exteriores:

- Controlar el estado general, como así también en relación al estado de limpieza, humedad y corrosión.
- En caso de encontrarse suciedad (posiblemente provocada por sales, formación de moho, insectos o sustancias conductoras y simultáneamente repetida condensación cuando la instalación se encuentra en servicio en zonas tropicales) limpiar en forma efectiva especialmente las superficies de material aislante. Limpiar los depósitos de polvo de poca adherencia con un trapo seco. La suciedad de mayor adherencia, como por ejemplo pegajosa/grasosa, será limpiada utilizando un trapo impregnado con un limpiador casero ligeramente alcalino. Luego se repasará con agua limpia y finalmente se secará de modo eficaz.

6.2.2.1. MECANISMO DE ACCIONAMIENTO

La inspección del accionamiento debe realizarse:

4 años después de la puesta en servicio o de la última inspección/mantenimiento ó después de las 5000 maniobras.

La inspección comprende:

- Desconexión del interruptor, desconexión de la zona de trabajo. cortocircuitar etc. Respetar las normas de seguridad.
- Efectuar varias maniobras en vacío, esto es particularmente necesario en interruptores que son maniobrados en escasas oportunidades.

- Desconectar el motor de tensado del resorte (en caso de disponerse), destensar el resorte mediante repetidos cierres y aperturas.
- Exámen visual del estado de la lubricación en los cojinetes de giro, superficies de deslizamiento etc.
- Controlar el correcto desarrollo mecánico/eléctrico de cada una de las funciones.
- Realizar un exámen visual general.

6.2.3 MANTENIMIENTO DEL MECANISMO DE ACCIONAMIENTO

Hay que realizar un mantenimiento del accionamiento después de 10000 maniobras.

El mantenimiento comprende:

- Desconexión del interruptor, desconexión del lugar de trabajo, cortocircuitar etc. Respetar las normas de seguridad.
- Desconectar el motor de tensado del resorte (si existe), destensar el acumulador de energía por medio de repetidos cierres y aperturas.
- Por precaución intercambiar durante el mantenimiento, sin embargo a más tardar después de 10000 maniobras, las piezas altamente solicitadas por el clima y mecánicamente.
- Relubricar trinquetes, ejes de apoyo, superficies de deslizamiento y los puntos de los cojinetes de giro. Lubricante: Isoflex Topas NB52.
- Verificar el asiento de los elementos de seguridad (ejemplo: pasadores) de manivelas, pernos, tornillos etc. Controlar el asiento de los tornillos de fijación.

- Las arandelas elásticas, pasadores y demás elementos de seguridad que hayan sido retirados durante los trabajos, deben reemplazarse durante el ensamblaje por otros nuevos.
- Controlar el estado general del accionamiento y pretensar otra vez el acumulador de energía.

Polo del Interruptor

El polo con la cámara de vacío no requiere mantenimiento antes de alcanzar los números de maniobra admisibles. Solamente es necesario verificar el vacío en el caso que, debido a golpes externos sobre un polo, se tenga la presunción que la cámara de vacío, ubicada en su interior, pueda haber sido dañada.

CAPITULO 7
ANEXOS GENERALES

ANEXO 7.1

ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA

PROPUESTO POR EL FABRICANTE

ALSTOM

QUOTATION Ref. N°: 11063-310604/gle

CLIENT : EDELNOR

TECHNICAL DESCRIPTION

VACUUM CIRCUIT BREAKER	Item 1
TYPE	DPI 4 - 25 / 8F
Rated voltage:	12 kV
Rated normal current:	800 A
Rated short-time withstand current:	25 kA / 1 s
Rated peak withstand current:	63 kA
Short circuit breaking current at 12 kV:	25 kA
Mounting:	Frontal Fixed
Operating mechanism: electrical	CRR 1000e
Operating mechanism equipment:	
1 shunt opening release (Y01)	24 V DC
1 shunt closing release (Y11)	24 V DC
1 shunt closing release (Y12)	220 V - 60 Hz
1 antipumping relay (K1)	24 V DC
1 motor equipment (M1)	220 V - 60 Hz
1 motor limit switch (S4)	Included
1 1 st auxiliary switch 4 NO + 2 NC (S11)	Included
1 2nd auxiliary switch 3 NO + 3 NC (S21)	Included
1 Core balance (T4) connection of toroidal transformers	Included
1 Thermomagnetic relay	Included
1 operation counter (P1)	Included
1 hand crank for spring charging	Included
Other equipments:	
3 current sensor IED 24 : 150 - 200 - 400 / 1 A	Included
1 protection relay type MICOM P 124*	Included
1 low energy tripping release type DFE (Y09)	Included

* MICOM P124 dual-powered with auto-reclosing facility.

ANEXO 7.2

**ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL TRANSFORMADOR DE
CORRIENTE TOROIDAL**

EDELNOR S.A.A.**CARACTERISTICAS TECNICAS**

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR SOLICITADO
POSICION		1
TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	kV	10
TENSION NOMINAL	kV	0,72
APLICACIÓN	-----	INTERIOR
CORRIENTE NOMINAL	A	100 - 200 /1
FRECUENCIA	Hz	60
PRUEBA VOLTAJE DIELECTRICO (a 50Hz, 1 Min)	kV	3
PRECISION	%	1
POTENCIA	VA	2
SOBRECARGA CONTINUA PERMANENTE	x In	1,2 In
CORRIENTE LIMITE TERMICA	x In	100 In
DIAMETRO INTERNO	mm	120
TIPO SECCIONABLE	-----	SI
PLACA CON CARACTERISTICAS	-----	SI
NORMA DE FABRICACION Y PRUEBAS	-----	IEC 60044-1
TIENE CERTIFICACION ISO9000	-----	SI

ANEXO 7.3

FUNCIONES PRINCIPALES DEL RELE MICOM PROPUESTO

POR EL FABRICANTE

ALSTOM MICOM P124

MAIN FUNCIONS

TYPE	DUAL POWERED
PROTECTION FUNCTIONS	
Non-directional three-phase overcurrent (50/51)	X
Non-directional earth fault overcurrent (50/51N)	X
Instantaneous thresholds	X
Thermal overload	X
Negative sequence overcurrent	X
Undercurrent	X
Circuit breaker failure	X
Cold load pickup	X
Broken conductor detection	X
Blocking logic	X
Relay selective scheme logic	X
Output relays latching	X
Autorecloser option	X
AUXILIARY FUNCTIONS	
Fault records	X
Event records	X
Disturbance records	X
Circuit breaker supervision	X
Current maximum and average	X
Measurements values	X

CONCLUSIONES

1. Se logra evitar accidentes que pueden producirse durante la operación de estos equipos obsoletos.
2. Se logra cumplir con el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad y la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, evitando pagar multas y sanciones propuestos por Osinerg.
3. Con este proyecto se mejora la calidad de servicio en 41 alimentadores. El área de Mantenimiento mejora sus índices gestión como el FIC y el TIC. Asimismo se logra cumplir con la R.M. N° 176-99-EM/SG donde señala que los concesionarios deben conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión.
4. Se logra reducir los costos por mantenimiento correctivo y preventivo. Por ejemplo para el mantenimiento correctivo se logra ahorrar MUS\$. 7,87 al año y para el mantenimiento preventivo MUS\$. 5,76 cada dos años.

5. Se mejora la selectividad en cuanto a la protección en los alimentadores normalizados. Se desarrolla una base actualizada con las interrupciones registradas en la memoria del Relé Micom.

6. Se mejora el tiempo de ubicación de una falla, esto se demuestra en la gestión del TIC. Asimismo se logra mejorar los tiempos de interrupciones originados por causa de los interruptores de GVA.

Esto nos hace cumplir la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos emitida mediante D.S. N° 020-97-EM.

7. Una conclusión muy importante es también mantener la buena imagen de la Empresa, disminuyendo los tiempos de atención y mejorando las instalaciones.

8. Un ahorro muy importante que se logra con este proyecto es el pago de compensaciones por interrupciones mayores a 4 horas. Se tendría aproximadamente MUS\$. 66,72 por año, cifra que la empresa dejaría de compensar.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Criterios de Decisión de Inversiones por el Area de Planificación Técnica..... EDELNOR S.A.A.
- 2) Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, D.S. N° 009-93-EM.....M.E.M.
- 3) Decreto Ley N° 774 y 892, Ley del Impuesto a la Renta y su Reglamento.....SUNAT
- 4) Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos..... M.E.M.
- 5) Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas.....HARPER E.
- 6) Especificación Técnica DNN-ET-053 Equipos de Maniobra y Protección de Media Tensión.....EDELNOR S.A.A.
- 7) Guía Técnica del Relé Micom P124.....ALSTOM
- 8) Manual del Interruptor de Vacío tipo DPI.....ALSTOM
- 9) Procedimiento de Maniobras Programadas por Mantenimiento y Obras MT.....EDELNOR S.A.A.
- 10)Reglamento de Seguridad para Trabajos en las Instalaciones Eléctricas..... EDELNOR S.A.A.
- 11)Resolución Ministerial N° 176-99-EM/SG Escala de Multas y Sanciones.....M.E.M.