

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



INGENIERÍA DE DETALLE DE DISTRIBUCIÓN
CHICLAYO OESTE - 10 KV

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSE FERNANDO SANCHEZ YALLICO

PROMOCIÓN
2003-I

LIMA – PERÚ
2007

**INGENIERÍA DE DETALLE DE
DISTRIBUCIÓN CHICLAYO OESTE 10 KV**

**A Mariano y Yolanda, mis padres por sus sacrificios
enseñanzas y su apoyo incondicional**

SUMARIO

El presente documento tiene por objeto presentar los principales criterios de diseño y metodología a emplearse para el desarrollo de la Ingeniería de detalle correspondiente a la Sala de Distribución Chiclayo Oeste 10 kV.

El proyecto a ejecutar comprende el desarrollo de ingeniería para construcción, suministro pruebas y puesta en servicio de las 14 celdas de distribución en 10 kV 25 kA 1200 A, 01 tablero de control y protección en 60 kV para las líneas 6021 y 6022, 02 tableros de protección de transformador 60/10 kV 14 MVA, 01 tableros de medición para bahías en 60 kV, 01 tableros de servicios auxiliares 380/220 VAC, 01 tableros de medición, 01 tableros de servicios auxiliares 110 VDC, 01 banco de baterías 110 VDC – 150 Ah, 01 rectificador cargador 45 A, 110 VDC, 01 Sistema de detección de incendios y cámaras de vigilancia, entre otros.

Adicionalmente se deberán ejecutar las obras civiles necesarias para la construcción de la nueva sala de distribución Chiclayo Oeste, sala que albergara los equipos a ser suministrados en el presente proyecto.

ÍNDICE

PROLOGO

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1	Objetivos	2
1.2	Alcances	2
1.3	Criterios de Diseño	4

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

2.1	Ubicación	10
2.2	Características Ambientales	10
2.3	Características Eléctricas del Sistema	10

CAPÍTULO III

INSTALACIONES EXISTENTES

3.1	Celdas Existentes en 10 kV	13
3.2	Tableros de Protección, Medición y Supervisión	14
3.3	Transformadores de Potencia: 60/10 kV	15
3.4	Equipos de Patio de Llaves 60 kV	16
3.5	Cables de Energía	17

CAPÍTULO IV

CELDAS DE MEDIA TENSION

4.1	Descripción de las Celdas de Media Tensión	18
4.2	Particulares del Sistema y de la Instalación	23
4.3	Descripción de Componentes Principales de Celdas Metal-Clad	24

CAPÍTULO V**DESCRIPCION DEL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCION**

5.1	Descripción	27
5.2	Arquitectura del sistema	32
5.3	Modos de Operación	34
5.4	Principios de Funcionamiento del Sistema de Control	36
5.5	Principios de Funcionamiento del Sistema de Protección	40
5.6	Lista de Siglas y Abreviaturas	42

CAPÍTULO VI**COMUNICACIONES Y PROTOCOLOS**

6.1	Protocolo de Comunicación IEC61850	45
6.2	Resumen de Funciones	45
6.3	Substation Configuration Description Language	50
6.4	Características del Sistema Ethernet	51

CAPITULO VII**ESTUDIO DE COORDINACION DE AISLAMIENTO**

7.1	Consideraciones	55
7.2	Determinación del Aislamiento	55
7.3	Selección de Pararrayos	57

CAPITULO VIII**DIMENSIONAMIENTO DE INTERRUPTORES DE POTENCIA 10 KV**

8.1	Consideraciones	59
8.2	Capacidad de Corriente en Barra 10 kV	59
8.3	Capacidad de Corte de Interruptores de la Celda de Llegada	60
8.4	Capacidad de Corte de Interruptores de la Celda de Salida	61

CAPITULO IX**CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN CELDAS DE 10 KV**

9.1	Consideraciones	62
9.2	Calculo de Cargabilidad de Rele de Sobrecorriente 7SJ64	63
9.3	Lista de Siglas y Abreviaturas	65

CAPITULO X**DIMENSIONAMIENTO DE CABLES**

10.1	Consideraciones Generales	67
10.2	Selección del Cable de Energía – Alimentación de Transformador	68
10.3	Selección del Cable de Energía – Alimentación de Salida	75

CAPITULO XI**MEMORIA DE CÁLCULO DE SERVICIOS AUXILIARES TENSION ALTERNA**

11.1	Consideraciones	80
11.2	Cuadro de Cargas a 380 VAC Y 220 VAC	81
11.3	Desarrollo del Cálculo de las Cargas Servicios Auxiliares AC	84
11.4	Resultados de Cargas Tablero De Servicios Auxiliares VAC	91

CAPITULO XII**MEMORIA DE CÁLCULO DE SERVICIOS AUXILIARES TENSION CONTINUA**

12.1	Consideraciones	93
12.2	Sistemas de 110 VDC Y 48 VDC	94
12.3	Desarrollo del Cálculo de las Cargas Servicios Auxiliares DC	96
12.4	Selección de Interruptor Automático Totalizador del Tablero 110 VDC	103

CAPITULO XIII**MEMORIA DE CÁLCULO DE MALLA A TIERRA**

13.1	Consideraciones de Diseño	105
13.2	Mediciones de Campo	106
13.3	Información Referente al Cálculo de la Malla de Tierra Profunda	107

13.4	Calculo de Malla de Tierra Usando Programa	108
13.5	Resultados Obtenidos Según Programa De Cálculo	110

CAPITULO XIV

DISEÑOS DE OBRAS CIVILES

14.1	Estudio de Mecánica de Suelos	112
14.2	Descripción de las Obras Civiles de la Sala de Distribución	113

CAPITULO XV

SISTEMA CONTRAINCENDIOS Y CAMARAS DE VIGILANCIA

15.1	Criterios de Diseño del Sistema de Detección de Incendios	117
15.2	Sistemas de Detección y Alarmas Contra Incendio	118

CONCLUSIONES	122
---------------------	------------

ANEXOS

ANEXO A: DIAGRAMAS UNIFILARES 60 kV

ANEXO B: DIAGRAMAS UNIFILARES 60 kV

ANEXO C: DIAGRAMAS UNIFILARES SERVICIOS AUXILIARES VAC

ANEXO D: DIAGRAMAS UNIFILARES SERVICIOS AUXILIARES VDC

ANEXO E: PLANOS ELECTROMECHANICOS

BIBLIOGRAFIA	138
---------------------	------------

PROLOGO

Durante el proceso de privatización, ELECTRONORTE S.A., EGENOR S.A. y ETECEN S.A. definieron los límites de propiedad que compartían en el área total de la Subestación Chiclayo Oeste. Como resultado de ello, la sala de distribución de ELECTRONORTE S.A., comprendida por las celdas de llegada de los transformadores de potencia y celdas de salida de los Alimentadores en Media Tensión se encontraban ubicados dentro del Edificio de Control de la Central Térmica Federico Villarreal, propiedad de DUKE ENERGY – EGENOR, permaneciendo en estas instalaciones gracias al convenio entre ambas empresas, debiendo ELECTRONORTE S.A. prever su reubicación a un área propia ubicado al costado del Patio de llaves de 60 kV con acceso por la Vía de Evitamiento.

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ELECTRONORTE S.A., es la concesionaria de distribución, responsable de operar y mantener el sistema eléctrico de Chiclayo, y tiene entre sus principales metas el mejoramiento de la infraestructura eléctrica del sistema, a fin de mejorar y garantizar el adecuado servicio a sus clientes. Para tal efecto se desarrollo la ingeniería de detalle correspondiente a la Nueva Sala de Distribución en 10 kV y 60 kV, de acuerdo a los lineamientos y filosofía de funcionamiento esgrimidos por las áreas de operación y mantenimiento de ENSA.

CAPITULO I INTRODUCCION

1.1 Objetivos

El objetivo del presente trabajo es establecer los criterios de diseño para el suministro, construcción, pruebas y puesta en servicio de la Sala de Distribución Chiclayo Oeste en 10 kV, criterios que están basados en el estudio definitivo elaborado por Electronorte S.A.

1.2 Alcance

El desarrollo del presente trabajo se ha estructurado en XV capítulos, definidos de la siguiente manera:

Capitulo 1: En donde se encuentra una descripción breve de cada capítulo del presente informe.

Capitulo 2: En este capítulo se describe los criterios de diseño en base a los cuales se desarrolló la Ingeniería de Detalle de la Subestación Chiclayo Oeste

Capitulo 3: En este Capítulo se hace una descripción de los equipos e instalaciones existentes propiedad de Electronorte S.A.

Capitulo 4: Este capítulo hace una descripción de las características técnicas y filosofía de operación de las Celdas de Media Tensión.

Capitulo 5: El Capítulo hace referencia al sistema de control y protección a implementarse en el proyecto.

Capitulo 6: En este capítulo se describe el sistema de comunicación planteado y la utilización del protocolo de comunicación IEC 61850.

Capitulo 7: El capitulo tiene por objeto confirmar los niveles de aislamiento para la Nueva Sala de Distribución Chiclayo Oeste en 10 kV. los cuales fueron determinados en el estudio definitivo realizado por ELECTRONORTE S.A.

Capitulo 8: El capitulo tiene por objetivo confirmar las capacidades de corte correspondientes a los interruptores de potencia en 10 kV, los cuales fueron determinados en el estudio definitivo realizado por ELECTRONORTE S.A.

Capitulo 9: El capitulo tiene por objetivo confirmar la capacidad de saturación en los núcleos de protección y medición de los transformadores de corriente, los cuales fueron determinados en el estudio definitivo realizado por ELECTRONORTE S.A.

Capitulo 10: En este capitulo se confirma el dimensionamiento de los cables de energía para los alimentadores en 10 kV, Es de hacer notar que Electronorte dimensionó los cable de energía en el estudio definitivo entregado a la contratista.

Capitulo 11: En este capitulo se detalla la memoria de cálculo correspondiente al tablero de servicios auxiliares en tensión alterna.

Capitulo 12: En este capitulo se detalla la memoria de cálculo correspondiente al tablero de servicios auxiliares en tensión alterna

Capitulo 13: El objetivo del capitulo es presentar los principios y criterios, utilizados para determinar las dimensiones de la malla de puesta a tierra profunda en la S.E. Chiclayo Oeste ubicada en el Departamento de Lambayeque

Capitulo 14: En este capitulo se hace un breve resumen de las obras civiles a desarrollarse en el proyecto.

Capitulo 15: En este capitulo se hace una descripción del Sistema de Seguridad de la Nueva Sala de Distribución 10 kV de la Subestación Chiclayo Oeste, considerando los requerimientos, especificaciones de diseño y aclaraciones entregadas por el ELECTRONORTE S.A., así como las pautas de diseño de la norma NFPA (National FIRE Protection Asotiation), recomendaciones del fabricante y experiencia en instalaciones similares.

1.3 Criterios de Diseño

Los siguientes criterios de diseño fueron definidos en conjunto con Electronorte en la reunión de arranque del proyecto llevada a cabo el 12 de marzo de 2006.

1.3.1 Criterios Generales

El alcance del proyecto esta definido en el anexo 1 del presente informe, la bahía 603 – 60 kV propiedad de Depolti y la celda de alimentación de servicios auxiliares en 10 kV a Duke Energy no forma parte contractual del presente proyecto.

La frontera de trabajo mecánico y eléctrico del proyecto queda establecida desde los bornes de las cajas de agrupamiento del patio de 60 kV hasta las acometidas de los circuitos alimentadores en 10 kV de los circuitos propiedad de Electronorte.

La RTU existente será retirada de la subestación Chiclayo Oeste y será reemplazada por el SICAM-PAS a ser suministrado por Siemens, todas las señales existentes serán llevadas al SICAM-PAS a excepción de la línea 603 propiedad de Depolti.

Los reles de protección para las bahías de 60 y 10 kV serán suministrados con funciones de control y mímico en pantalla, por lo tanto el control de estas bahías será realizado por los reles de protección. Para las bahías en 60 kV y a petición de Electronorte se habilitará un tablero de control con mímico analógico.

Para protección de los servicios auxiliares de las Celdas de 10 kV, Tableros de Protección y Control en 60 kV, Tableros de Medición en 60 kV se utilizaran termomagnéticos tipo monopolares de 220 VAC Fase neutro, con contactos auxiliares secos.

De los equipos existentes propiedad de ENSA únicamente serán reutilizados los siguientes equipos: 02 celdas metal-clad en 10 kV, 01 Transformador Zig-Zag, 01 Transformador de Servicios Auxiliares 75 kVA y 01 Tablero de comunicaciones.

Adicional a los equipos electromecánicos se considera un sistema de cámaras de vigilancia y equipos detectores de humo tanto en los ambientes internos de la sala de distribución, como en su exterior; de esta forma se logra un control visual de los equipos y

mejorar adicionalmente el sistema de monitoreo y supervisión del comportamiento de los equipos instalados.

1.3.2 Criterios Correspondientes a las Bahías en 60 kV

Considerando que no existen planos actualizados de los equipos instalados en las bahías en 60 kV en la S.E. Chiclayo Oeste, para efectos de ingeniería se consideraran diagramas funcionales típicos para estas bahías.

Considerando que no existen planos actualizados de los equipos instalados en las bahías en 60 kV en la S.E. Chiclayo Norte, para efectos de ingeniería se consideraran diagramas funcionales típicos para estas bahías.

Para efectos de Ingeniería los diagramas funcionales de los tableros de control y protección correspondientes a los transformadores de potencia existentes, se desarrollarán considerando las conexiones típicas de un Transformador con regulación bajo carga, con todas las protecciones mecánicas. Para tal efecto se dejaron en bornes las señales de control y protección futuras.

Considerando que en la bahía de protección de transformador 2 de la S.E. Chiclayo Oeste existe un Interruptor de Potencia en 60 kV tipo Monopolar en malas condiciones y que será reemplazado a futuro por un Interruptor tipo Tripolar, los diagramas funcionales correspondientes a esta bahía se realizaran considerando el cambio a futuro de este interruptor de Potencia.

Las señales de control, mando y protección de las bahías existentes en 60 kV propiedad de ENSA serán llevadas al SICAM-PAS mediante protocolo de comunicación IEC-61850 por fibra óptica del SICAM-PAS, estas señales serán llevadas al tablero de comunicación a través de protocolo de comunicación IEC-103.

Considerando que los equipos existentes propiedad de DEPOLTI no disponen del protocolo de comunicación IEC-61850 estos equipos quedaran desconectados del SCADA de Distriluz una vez que se ponga en servicio la Nueva Sala de Distribución.

Los Transformadores de corriente correspondientes a las bahías 601 y 602 en 60 kV de la S.E. Chiclayo Oeste tienen la siguiente relación de Transformación: 6012 y 6022 de 400 / 1 –1 A.

En la S.E. Chiclayo Oeste los reles de protección diferencial de línea correspondientes a las líneas 601 y 602 se instalarán en un tablero de protección, en cambio en la S.E. Chiclayo Norte los reles de protección de línea correspondientes a las bahías 601 y 602 serán instalados en los tableros existentes.

La protección diferencial de barra no forma parte del alcance contractual del presente proyecto, por lo cual dentro del desarrollo de los diagramas funcionales solo se dejarán habilitados en bornes las señales de disparo correspondientes a la protección diferencial.

Dentro del alcance contractual del proyecto se suministrará un tablero de medición para las bahías correspondientes a las líneas 601 y 602 y bahías de Transformadores 1 y 2. Al respecto indicamos que en la barra de 60 kV no existen transformadores de tensión, por lo cual en el tablero de medición se dejarán en bornes las señales de tensión correspondientes a los medidores de energía.

Considerando que dentro del alcance contractual del proyecto no está el cambio de las cajas de agrupamiento correspondiente a los equipos existentes en 60 kV, estas serán dejadas tal como se encuentran funcionando y los cambios y/o suministros necesarios que sean necesarios para el desarrollo del proyecto es responsabilidad de Electronorte.

1.3.3 Criterios Correspondientes a las Bahías en 10 kV

Todas las celdas a ser suministradas en este proyecto han de ser metalclad a prueba de arco internos con las siguientes características: Tensión de operación = 10 kV, Tensión Nominal = 17,5 kV, Corriente de cortocircuito = 25 kA, Corriente nominal en barra = 3000 A, tensión de alimentación de servicios auxiliares continua = 110 VDC, tensión de alimentación servicios auxiliares alternos = 230 VAC.

Para las bahías correspondientes a 10 kV se consideró la utilización de dos barras simples (Barra A y Barra B) unidas por una celda metalclad de acople de barra en adelante denominada K-09, 02 celdas metalclad de llegada en adelante denominadas K-06 y K-13, 08 celdas metalclad de salida en adelante serán denominadas K-04, K-05, K-

07, K08, K11, K12, K14, K15, 02 celdas existentes que alimentaran al transformador de servicios auxiliares y transformador Zig-Zag también existentes a ser denominadas K-01 y K-02, 02 celdas de medida en adelante llamadas K-02 y K-10.

Para este proyecto Duke Energy suministrará una celda con las mismas características a las celdas adquiridas por ENSA, la cual alimentará los servicios auxiliares de Duke Energy en condiciones normales o bien suministrar carga de los grupos generadores propiedad de Duke de acuerdo a los criterios definidos entre Electronorte y Duke Energy. Para efectos de denominación esta celda del grupo de generación será llamada K-16.

La verificación del sincronismo será realizado en los relés controladores de bahía instalados en las celdas de llegada (K-06 y K-13), celda de acople de barra (K-09) y celda de grupo de generación (K-16).

La celda de salida K-15 alimentara a un transformador de potencia 10/22,9 kV, por lo cual los diagramas funcionales de esta celda se desarrollan considerando las protecciones mecánicas del transformador existente.

Las celdas de salida serán suministradas con cuchilla de puesta a tierra con enclavamientos electromecánicos condicionadas a que el interruptor de dicha celda se encuentre en posición abierto y en posición de prueba, adicionalmente en celdas se instalaran detectores capacitivos de tensión para verificar el retorno de tensión y así evitar una falsa maniobra de las cuchillas de puesta a tierra.

En las celdas de llegada (K-06 y K-13) se suministraran 01 juego de pararrayos por celda para protección de sobretensiones por efectos de maniobra.

Las señales de control, mando y protección de las celdas de 10 kV serán llevadas al SICAM-PAS a mediante protocolo de comunicación IEC-61850 por fibra óptica, del SICAM-PAS estas señales serán llevadas al tablero de comunicación a través de protocolo de comunicación IEC-103.

Los relés de las celdas existentes (K-01 y K-02) son electrónicos y no disponen de protocolo de comunicación IEC-61850, por lo cual estos equipos quedaran desconectados del SCADA de Distriluz una vez que se ponga en servicio la Nueva Sala de Distribución.

Las señales analógicas de los transformadores de potencia existentes serán llevadas al SICAM-PAS mediante las entradas analógicas de los medidores de energía a ser instalados en las celdas a ser suministradas.

Los diagramas funcionales de las celdas de media tensión serán desarrollados considerando 01 interruptor térmico para cada circuito a instalarse (rele de protección, medidor de energía, alimentación motor de interruptor, alimentación de bobinas de disparo 1 y bobina de cierre, alimentación de bobinas de disparo 2)

Los niveles de control a implementarse son: nivel 0 o local equipo, nivel 1 o local caja de baja tensión, nivel 3 centro de control Distriluz.

Con respecto a las señales del transformador Zig-Zag y celda de alimentación propiedad de Duke Energy estas serán instaladas en una bornera frontera en tablero de ENSA de la sala existente.

1.3.4 Criterios Correspondientes a las Redes Eléctricas en 10 kV

En el diseño de las redes eléctricas en 10 kV se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

Las celdas K-04, K-05, K07, K08 alimentaran a los circuitos C-217, C-215, C-216, C-214 correspondientemente.

Las celdas K-11, K-12, K14, K15 alimentaran a los circuitos C-211, C-221, C-212, C-219 correspondientemente.

El proyecto solo contempla el reemplazo de los cables de energía desde el punto de alimentación de las celdas a ser suministradas hasta el punto de acometida de las redes en 10 kV existentes.

Desde la sala de distribución se implementarán sistemas de canaletas y ductos subterráneos para derivar todas las salidas hacia las vías adyacentes y considerando el sistema de canaletas de propiedad de Duke Energy.

Para el alimentador C-212, se considerará inicialmente la salida aérea existente que sale del patio de 22,9/10 kV, posterior a la desactivación de este transformador se tiene previsto una salida subterránea junto con los alimentadores C-211, C-214 y C-219.

Para los alimentadores C-211, C-214, C-216, C-219, se han previsto efectuar estas salidas hacia el lado de la Prolongación de la calle El Olimpo mediante cables directamente enterrados, de los cuales para los alimentadores C-211 y C-214 se considera continuar con un sistema de canaletas hacia la Av. Agustín Vallejos y luego continuar mediante sistemas aéreos por la ruta actual. Los tramos de cables subterráneos hacia la Av. Agustín Vallejos serán directamente enterrados. Los alimentadores C-216 y C-219, continuarán hacia la Vía de Evitamiento y antes cruzar la vía, el alimentador C-219 se derivará hacia el lado sur para continuar en sistema aéreo y el Alimentador C-216 cruzará la vía de Evitamiento.

Para los alimentadores C-215, C-217 y C-221 se prevé salir con cables de energía por el sistema de canaletas de ingreso a la sala de distribución y continuar por las canaletas ubicadas en propiedad de Duke Energy hasta la calle Agustín Vallejos y finalmente continuar con el actual sistema aéreo por la misma ruta.

Para todas las salidas subterráneas y mediante ductos, los cables de energía a emplear son de características adecuadas para el medio, con conductores de cobre electrolítico recocido, cableado comprimido o compactado, con cinta semiconductor o compuesto semiconductor extruido sobre el conductor y aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE).

Para todos los alimentadores reubicados, se han diseñado armados para las primeras estructuras como sistema aéreo, los cuales se adecuan a las redes existentes considerando los lineamientos de Seguridad y el Código Nacional de Electricidad.

CAPITULO II CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

2.1 Ubicación

La Subestación Chiclayo Oeste 60/10 kV, se encuentra ubicada en el distrito de las Brisas, provincia de Chiclayo, departamento de Lambayeque, a una altitud de 34 m.s.n.m. Coordenada UTM Norte: 9 250 287, Oeste 624 820.

2.2 Características Ambientales

Las características ambientales correspondientes a la zona de emplazamiento del proyecto son:

Altura sobre el nivel del mar	34	m.s.n.m
Temperatura		
Máxima	35	°C
Mínima	14	°C
Promedio	21	°C
Humedad relativa		
Máxima	98	%
Mínima	60	%
Promedio	79	%
Precipitación pluvial promedio anual	0,8	mm
Nivel isoceraunico	0	días / año
Nivel de contaminación	31	mm / kV

2.3 Características Eléctricas del Sistema

Electronorte se interconecta al sistema eléctrico nacional a través de la subestación Chiclayo Oeste en 60 kV y alimenta a la ciudad de Chiclayo a través de 02 transformadores de potencia de 17,5 kV cada uno los cuales a vez alimentan a las celdas

de distribución en 10 kV ubicadas actualmente en las instalaciones de Duke Energy. Las características del sistema eléctrico de Electronorte en la Subestación: Chiclayo Oeste se puede resumir en:

2.3.1 Sistema de Transmisión 60 kV.

Las características del sistema eléctrico de Electronorte en 60 kV se puede resumir en:

Tensión de Operación	60	kV
Tensión Máxima de Servicio	72,5	kV
Frecuencia nominal	60	Hz
Tensión de Aislamiento (BIL)	325	kV
Conexión del neutro	Aterrado solidamente	
Corriente de cortocircuito 1 seg.	20	kA

2.3.2 Sistema de Transmisión 10 kV.

Las características del sistema eléctrico de Electronorte en 10 kV se puede resumir en:

Tensión de Operación	10	kV
Tensión Máxima de Servicio	17,5	kV
Frecuencia nominal	60	Hz
Tensión de Aislamiento (BIL)	90	kV
Conexión del neutro	Neutro Aislado	
Corriente de cortocircuito 1 seg.	25	kA

2.3.3 Servicios Auxiliares Alterna

Las características de los servicios auxiliares en tensión alterna son:

Tensión de Operación	380	VAC
Tensión Máxima de Servicio	600	VAC
Frecuencia nominal	60	Hz
Numero de fases	Trifásico	

2.3.4 Servicios Auxiliares Continua Equipos de Maniobra

Las características de los servicios auxiliares en tensión alterna son:

Tensión de Operación	110	VDC
Tensión Máxima de Servicio	121	VDC

2.3.5 Servicios Auxiliares Continua Equipos de Comunicación

Las características de los servicios auxiliares en tensión alterna son:

Tensión de Operación	48	VDC
Tensión Máxima de Servicio	52.8	VDC

CAPITULO III INSTALACIONES EXISTENTES

Mediante Decreto Legislativo N° 674, Ley de Promoción de la Inversión Privada en Empresas del Estado, de septiembre de 1991, se inicia un proceso de privatización de las empresas del sector eléctrico, el cual fue reglamentado posteriormente con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, promulgado en Noviembre de 1992 que establece la separación de las actividades de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica.

Durante el proceso de privatización, Electronorte S.A., Egenor S.A (Duke Energy). y Etecen S.A. definieron los límites de propiedad que compartían en el área total de la Subestación Chiclayo Oeste. Como resultado de ello, la sala de distribución de Electronorte S.A., comprendida por tableros de control y protección de 60 kV, celdas de llegada de los transformadores de potencia y celdas de salida de los Alimentadores en 10 kV quedaron instaladas dentro del Edificio de Control de la Central Térmica Federico Villarreal, propiedad de Duke Energy, permaneciendo allí en mérito de un Convenio entre ambos, debiendo Electronorte S.A. prever su reubicación a un área propia ubicado al costado del Patio de llaves de 60 kV con acceso por la Vía de Evitamiento.

A continuación se resume es estado de los equipos existentes, propiedad de Electronorte.

3.1 Celdas de Media Tensión en 10 kV

El sistema eléctrico existente en 10 kV dentro de la subestación Chiclayo Oeste está compuesto por dos barras simples unidas por una celda de acople de barras. La barra A de este sistema se encuentra ubicada dentro de las instalaciones del Edificio de Control de la Central Térmica Federico Villarreal, propiedad de Duke Energy. La barra B de este sistema se encuentra ubicada en un edificio provisional construido dentro de las instalaciones de REP.

Las celdas existentes son de diversa tecnología de fabricación, se puede apreciar celdas tipo Metal-Clad, Metal-Enclosed de diversos fabricantes y procedencia, en las visitas realizadas a campo también se pudo apreciar el efecto de cortocircuitos producidos en los compartimientos de barras y acometidas de cables.

En la barra A y B en 10 kV se aprecia interruptores con diversa tecnología de corte (vacío, SF6, Aceite), relees de protección de diversa tecnología predominando los equipos tipo electrónicos.

Los grupos térmicos de la Central Térmica Federico Villarreal alimentan a la barra de 10 kV de ENSA mediante la barra existente.

En la barra A se encuentra instalado un transformador Zig-Zag propiedad de Duke Energy, en la barra B se encuentra instalado un Transformador Zig-Zag y un Transformador de Servicios Auxiliares.

3.2 Tableros de Protección, Medición y Supervisión

3.2.1 Tableros de Protección Diferencial de Línea

Para la protección diferencia de línea principal de Electronorte dispone de relees de protección electrónicos marca Alstom, modelo MICOM, instalados sobre láminas metálicas debido a que originalmente en estos tableros se instalaron relees de protección electromecánicos. La protección de respaldo se realiza a través de relees electromecánicos BBC.

No existen planos eléctricos actualizados con los cambios realizados desde la puesta en servicio de la subestación en 1981.

3.2.2 Tableros de Protección Diferencial de Transformador

Para la protección diferencial de Transformador de Electronorte se dispone de relees de protección electromecánicos marca BBC modelo DTN920.

No existen planos eléctricos actualizados con los cambios realizados desde la puesta en servicio de la subestación en 1981.

Sólo el actual tablero de llegada al transformador T2, cuenta con panel de alarma electrónico; en cambio, los demás tableros sólo tienen lámparas señalizadoras, con reducida capacidad de programación y funciones específicas.

3.2.3 Tableros de Supervisión.

En control y supervisión en la subestación es realizado a través de un tablero mímico con llaves selectoras tipo giro empuje.

En este tablero se encuentran instalado un panel de alarmas con 36 ventanas.

Tampoco existen planos actualizados correspondientes a estos tableros.

3.2.4 Tableros de Medición

En los tableros de medición se encuentran instalados medidores ALFA – ABB, los cuales se integran al sistema Scada a través de MODEM.

3.3 Transformadores de Potencia: 60/10 kV

Los transformadores de potencia existentes de 17.5 y de 14 MVA, se encuentran instalados en el patio de 60 kV sobre una fundación común de concreto armado.

Los aisladores pasatapas de ambos transformadores, presentan manchas de polvo impregnado, que son ocasionados por el contacto y movimiento de arena, que a la vez afectan a los contactos de los conectores de los terminales de estos aisladores.

Se observa que en ambos transformadores existen fugas de aceite, que podrían ser por la temperatura a la que se encuentran sometidos, los sobrecalentamientos en horas punta, etc.

No existen planos actualizados correspondientes a los esquemas eléctricos ni mecánicos de los transformadores instalados.

3.3.1 Transformador 1: 60/10 kV – 17,5 MVA

Las características del transformador de potencia 1, se puede resumir en:

Potencia :	17.5 MVA
Niveles de Tensión:	(60±4x2.5%)/10 kV
Grupo de Conexión:	Ynd11
Tensión de Corto Circuito:	9.3% (PBASE = 17.5 MVA)
CT1:	200/5 A
CT2:	1200/5 A

3.3.2 Transformador 2: 60/10 kV – 14,5 MVA

Las características del transformador de potencia 1, se puede resumir en:

Potencia :	17.5 MVA
Niveles de Tensión:	(60±4x2.5%)/10 kV
Grupo de Conexión:	Ynd11
Tensión de Corto Circuito:	9.5% (PBASE = 14MVA)
CT1:	200/5 A
CT2:	1200/5 A

3.4 Equipos de Patio de Llaves 60 kV

Conformado por un sistema doble barra en 60 kV, el cual es alimentado por dos transformadores de potencia 50MVA - 220/60/10/0,38 kV, de propiedad de Empresa Red de Energía del Perú (R.E.P.)

Asimismo, de esta doble barra se derivan tres bahías, de las cuales una es de propiedad de DEPOLTY (L-6032) y las otras dos (L-6012 y L-6022), que son de propiedad de ELECTRONORTE S.A., las cuales se interconectan con la S.E. Chiclayo Norte.

Esta doble barra alimenta a su vez a dos transformadores de potencia – 60/10 kV de potencias 14 MVA y 17,5 MVA respectivamente y descritos líneas arriba.

Todas las señales de mando y control del patio de llaves de Electronorte son llevados a la RTU existente a través de contactos de posición.

Electronorte ha realizado varias modificaciones al patio de llaves existente como el cambio de los interruptores en 60 kV de las líneas 601 y 602, cambio de la totalidad de los seccionadores de potencia en 60 kV y la implementación del sistema SCADA a nivel corporativo (Distriluz).

Los cambios arriba citados fueron hechos en desorden y como proyectos unitarios, dejando de lado la visión en conjunto de la funcionabilidad de la Subestación Chiclayo Oeste, lo que trae como consecuencia que no existan planos eléctricos como construidos de los equipos existentes, así como diversas cajas de agrupamiento realizadas para cada uno de los proyectos unitarios anteriormente mencionados.

3.5 Cables de Energía

Los cables de control, fuerza y energía existentes datan del proyecto original de 1981, por lo cual ya cumplieron su tiempo de vida útil.

Debido a los diversos cambios llevados a cabo desde la puesta en servicio de la subestación en 1981, los cables de energía y control han crecido de manera desordenada, no pudiéndose en la actualidad diferenciar a que circuito pertenecen.

CAPITULO IV CELDAS DE MEDIA TENSION

4.1 Descripción de las Celdas de Media Tensión

4.1.1 Tipo de Tablero

De acuerdo a las especificaciones técnicas de Electronorte, en este proyecto se suministrara una celda tipo Metal-Clad, probado, este es para la instalación en interiores. El tablero se ha diseñado y probado acorde a la norma IEC 60-298.

4.1.2 Diseño del panel

La celda de un tablero 8BK20 esta formada de los siguientes compartimientos funcionales.

- Compartimiento de bus principal
- Compartimiento del dispositivo de conexión
- Compartimiento de conexión de cables
- Compartimiento de baja tensión

Habrá que prever una barra colectora de tierra en cobre plano que pueda conducir la intensidad nominal de breve duración indicada los datos técnicos durante todo el tiempo de conducción.

Las líneas para los circuitos auxiliares y de control se colocarán en canales de cables metálicos.

4.1.3 Gabinete

El gabinete de la celda incluyendo puertas y cubiertas así como las paredes de partición está fabricado de lámina de acero y son atornilladas entre sí. El gabinete completo

incluyendo todas las puertas, cubiertas, tapas posteriores, laminas divisoras y cortinas están recubiertas con pintura electrostática en polvo de resina epóxica, estándar de color (RAL 7032).

La estructura completa incluyendo las láminas divisoras y las cortinas son metálicas y están aterrizadas mediante una barra de cobre que recorre las celas, asegurando así la continuidad del servicio la seguridad de los operadores. La categoría de continuidad permite el acceso a cualquier celda mientras que mantiene las otras celas del tablero energizadas y en funcionamiento normal. Por ejemplo, es posible tener acceso al compartimiento del dispositivo de conexión y/o acometida de cables mientras que los compartimientos del bus principal y las celas adyacentes estén energizados. Proporcionando la más alta continuidad en servicio cuando cualquier compartimiento funcional es abierto para mantenimiento, (con la excepción del compartimiento de bus principal).

Las cortinas metálicas y las paredes de compartimentación no permiten la formación de un campo eléctrico en algún compartimiento abierto debido a partes vivas en el compartimiento adyacente, y ninguna influencia posible en la distribución del campo eléctrico alrededor de partes vivas en algún compartimiento adyacente.

En caso de que de una falla interna de arco, la presión de los compartimientos individuales se libera hacia arriba. Las puertas frontales de los compartimientos del interruptor, las tapas laterales de las celas del extremo y de las tapas posteriores del compartimiento de cables y bus principal son resistentes a la presión. Las celas 8BK20 han sido probadas bajo condiciones de la formación de arco debido a una falla interna acorde con el anexo A de la norma IEC 60698.

4.1.4 Compartimiento de barras

El compartimiento del barras contiene las 3 fases principales del bus, esta soportado junto con los aisladores de resina epóxica, conexiones del alimentador y pasamuros con contracontactos fijos.

Las cortinas metálicas pueden ser abiertas en forma separada para inspección visual de los contracontactos fijos en los pasamuros, a través del compartimiento del dispositivo de

conexión. Las barras del bus se fabrican con un perfil rectangular de cobre electrolítico cantos redondeados. Las barras de bus se fijan con tornillos de acero entre celda y celda.

Las tapas posteriores así como las cubiertas del techo están atornilladas y proporcionan el acceso a las barras del bus principal ya sea desde la parte superior o posterior durante la instalación.

4.1.5 Compartimiento del dispositivo de conexión

En este compartimiento se encuentran instalados los interruptores de potencia extraíbles correspondientes a las celdas de llegada y salida del proyecto, dada las características de este proyecto en este compartimiento también se encuentran instalados los Transformadores de tensión tipo extraíbles de las celdas de llegada y medida (K-03, K06, K-10, K13).

Al moverse el carro desde la posición del servicio a la posición de la prueba y viceversa, este abre o cierra las cortinas metálicas que cubren los contracontactos fijos en bus principal y los compartimientos de conexión de cables.

El cableado secundario de baja tensión entre el dispositivo de conexión y la parte fija del panel está conectado por medio de un plug conector 64 polos.

4.1.6 Enclavamientos

El compartimiento del dispositivo de conexión en combinación con el interruptor de potencia en vacío ofrece los siguientes enclavamientos mecánicos.

a) Condición previa para mover el carro removible desde la posición de prueba a la posición de servicio.

- El carro deberá debe estar insertado y bloqueado dentro de la celda.
- Interruptor en potencia abierto.
- Cuchilla de puesta a tierra desconectada.
- Codificación consistente entre el dispositivo de conexión y la celda a través de la clavija de baja tensión.

- La puerta frontal del compartimiento del dispositivo de conexión deberá estar cerrada y bloqueada.
- b) Condición previa para mover el carro removible desde la posición de servicio a la de prueba
- Interruptor de potencia abierto.
- c) Operación del interruptor de potencia en vacío
- Carro removible en posición final con enclavamiento (posición de prueba o servicio)
- d) Operación de la cuchilla de puesta a tierra con accionamiento rápido.
- Carro removible enclavado en posición de prueba.
- e) Apertura de la puerta frontal del compartimiento del dispositivo de conexión
- Carro removible enclavado en posición de prueba.
- f) Las operaciones siguientes son posibles con la puerta frontal del compartimiento del dispositivo de conexión cerrada:
- Mecánicamente apertura y cierre del interruptor de potencia en vacío (manual de emergencia).
 - Movimiento del carro removible desde la posición de prueba a la de servicio y viceversa.
 - Carga manual de emergencia del mecanismo de operación del interruptor de potencia en vacío.
 - Operación manual de la cuchilla de puesta a tierra del alimentador

Es de anotar que todos los enclavamientos serán enclavamientos con respuesta, lo cual quiere decir, que las palancas de accionamiento solamente se pueden insertar si están cumplidos todos los requisitos del enclavamiento, por lo tanto no se pueden presentar esfuerzos inadmisibles en las piezas mecánicas.

Los interruptores extraíbles serán capaces de establecer las siguientes posiciones:

- CONECTADO: Circuitos de potencia y control conectados
- PRUEBA: Circuitos de potencia desconectados y circuitos de control conectados
- DESCONECTADO: Circuitos de potencia y control desconectados, y el carro del interruptor mecánicamente unido a la celda.
- EXTRAIDO: Circuitos de potencia y control desconectados, y el carro del interruptor fuera de la celda.

4.1.7 Compartimiento de conexión de cables

El compartimiento de conexión de cables puede alojar los siguientes componentes:

- Transformadores corriente tipo barra (Celdas K-04, K-05, K-06, K-07, K-08, K-09, K11, K12, K13, K14, K15, K16)
- Transformadores de corriente de secuencia cero (Celdas K-04, K-05, K-07, K-08, K11, K12, K14, K15)
- Transformadores de potencial (Celda K15)
- Pararrayos (Celdas K-06, K13)
- Barra de tierra, cobre electrolítico rectangular cantos redondeados.
- Cuchilla de puesta a tierra con accionamiento rápido (Celdas K-04, K-05, K-07, K-08, K11, K12, K14, K15, K-16)

Para este proyecto el compartimiento de cables para la conexión de cables será posterior, mediante la utilización de herramientas básicas.

4.1.8 Compartimiento de baja tensión

El compartimiento de la baja tensión está situado en la parte frontal sobre el compartimiento del dispositivo de conexión. Se separa totalmente del resto de la celda y puede ser removido.

Las conexiones eléctricas entre el carro removible y la parte fija de la celda se hacen con cables flexibles y la clavija parte fija de 64 terminales.

Los relés de protección 7SJ64, borneras de pruebas 7XV, medidores de energía PM 9600 se instalarán empotrados en la puerta del compartimiento de baja tensión.

Los cables de control y de fibra óptica deberán venir dentro de tuberías separadas del tipo conduit (metal corrugado) El cableado deberá ser ordenado, peinado, claro, seguro y de fácil acceso frontal con el desarmador para facilitar las labores de control, mantenimiento, ampliaciones y de seguridad humana. Con relación a esto, los colores y secciones de los cables de control deberán ser:

- 12 AWG Circuitos de corriente (color negro)
- 14 AWG Circuitos de tensión (color negro)
- 16 AWG Circuitos de control AC (color negro)
- 16 AWG Circuitos de control DC (color negro)
- 14 AWG Tierras (color amarillo)

4.2 Particulares del Sistema y de la Instalación

Instalación:	Interior
Número de fases:	3
Tensión (máxima) nominal:	17.5 kV
Tensión (nominal) de operación:	10 kV
Frecuencia nominal:	60 Hz
Sistema neutral aterrizado:	Aislado
Tensión de aguante nominal a la frecuencia de la red:	38 kV
Tensión nominal de aguante al impulso por rayo:	95 kV
Corriente normal nominal en barra:	3000 A
Máxima corriente del bus permisible a 35 °C	2700 A
Corriente nominal de aguante en corto tiempo:	25.0 kA
Duración del corto circuito nominal:	1 s
Corriente nominal de choque, valor pico:	65 kA
Corriente nominal de corte en corto circuito:	25.0 kA
Corriente nominal de conexión de cortocircuito:	65 kA

Grado de protección para el gabinete:	IP41
Grado de protección para las particiones:	IP2X
Corriente de prueba de arco interno en Ka:	25.0 kA
Duración de la prueba de arco interno en seg. 5.0 kA:	0.1 s
Acceso de cables:	Posterior
Ancho de la celda individual:	800 mm.
Profundidad de la celda:	1750 mm.
Altura de la celda:	2050 mm.

Para dispositivos particulares de operación refiérase al alcance de suministro.

4.3 Descripción de Componentes principales de celdas Metal-Clad

4.3.1 Interruptores

El proyecto considera el uso de interruptores de potencia con cámara de extinción en vacío, los interruptores deberán ser del tipo extraíble. Mediante un conmutador se podrá escoger el modo de operación: local o remoto. Para tal efecto deberán estar provistos de motor, bobina de cierre y doble bobina de apertura. El mando local deberá ser por medio de botones pulsadores.

Los interruptores serán suministrados con dos bobinas de disparo y una bobina de cierre, operadas a 110 VDC, el funcionamiento de las bobinas de disparo serán:

- Bobina de disparo 1: Disparo por protecciones
- Bobina de disparo 2: Disparo local

El plug conector de 64 polos para conexión de circuitos de baja tensión será suministrado con contactos secos, para que el sistema Scada de Distriluz supervise la posición del interruptor.

4.3.2 Cuchillas de Puesta a Tierra

Las cuchillas de puesta a tierra se suministrarán con bobinas de enclavamiento electromecánicas mediante contactos de posición, el cierre de la cuchilla de puesta a tierra esta condicionada a que el interruptor de potencia este abierto y extraído.

4.3.3 Transformadores de Tensión

El proyecto considera la utilización de transformadores de tensión tipo extraíbles, con sus respectivos fusibles de protección.

Todos los transformadores de tensión serán suministrados con dos devanados en el secundario:

Protección: 110/1,73; 3P; 30 VA

Medición: 110/3; Cl. 0,2; 30 VA

Para evitar el fenómeno de resonancia en el devanado de medición se suministrara una resistencia DAMPIG en paralelo a este devanado, las características de esta resistencia serán dadas por el fabricante de los transformadores de tensión.

Cada devanado de los transformadores serán protegidos mediante un interruptor térmico de disparo rápido.

4.3.4 Transformadores de corriente

Con el objetivo de verificar el retorno de tensión, cada transformador de corriente será suministrado con un devanado de detección capacitiva de tensión.

Las señales de los detectores capacitivos de tensión se llevaran visualmente a la parte frontal del compartimiento de baja tensión, en este compartimiento el operador verificara la ausencia de tensión en los cables de energía, y así evitar una falsa maniobra de la cuchilla de puesta a tierra.

Los transformadores de corriente de secuencia cero serán tipo seccionable.

4.3.5 Reles de protección

El proyecto considera la utilización de reles de protección controladores de bahía tipo 7SJ64 con sus respectivas borneras de prueba 7XV75 a ser instalados en las celdas de entrada (K-06 y K-13), acople (K-09) y celdas de salida (K-04, K-05, K-07, K-08, K11, K-12, K14, K15)

Todos los reles correspondientes a las celdas de entrada y salida serán suministrados con las siguientes funciones: 50/51, 50N/51N, 50Ns/51Ns, 67/67N, 27/59.

En las celdas de entrada y acople de barras, los reles serán suministrados con la función 25 (chequeo de sincronismo).

Considerando la exigencia del COES respecto al rechazo de carga, todos los reles serán suministrados con la función gradiente de frecuencia.

Cada unidad de bahía esta encargada de adquirir las señales de corriente, tensión y posición de cada uno de los equipos instalados asociados a esta bahía, realizar los mandos de apertura y cierre del interruptor de potencia, verificar los enclavamientos mecánicos y eléctricos de la bahía. Las unidades distribuidas envían toda la información adquirida al SICAM-PAS a través de un enlace punto a punto de fibra óptica. El protocolo de comunicación utilizado en la comunicación de los reles controladores de bahía es. IEC 61850.

4.3.6 Medidores de Energía

En las celdas de entrada (K-06 y K-13) y celdas de salida (K-04, K-05, K-07, K-08, K11, K-12, K14, K15) se suministrarán medidores de energía para facturación tipo PM 9600, todos los medidores de energía se comunicaran al SICAM-PAS mediante protocolo de comunicación DNP3.

Considerando la necesidad de conectarse vía remota a los medidores de energía a través de la red telefónica, uno de los medidores de energía se suministrara con modem.

CAPITULO V DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCION

En el presente capítulo se describe de forma general e informativa el sistema de automatización y de protección a ser suministrados en el proyecto, sus componentes y su capacidad máxima de expansibilidad con el fin de que se tenga una idea general de las capacidades del sistema. La descripción y alcance específicos y particulares de éste sistema se encuentra en los numerales subsiguientes.

5.1 Descripción

El sistema de automatización de SIEMENS está basado en el sistema SICAM PAS para el Nivel 3 y el sistema SIPROTEC 4 para el Nivel 1, los cuales conforman un sistema modular y abierto, donde las tareas específicas de control y protección de sistemas de potencia son realizadas por sistemas numéricos programables e integradas en el mundo de la tecnología de las comunicaciones IT (Information Technology).

El sistema cumple con las tareas de:

- Adquisición y distribución de la información en tiempo real
- Señalización local (Nivel 1) y remota (Nivel 3)
- Supervisión
- Automatización
- Control local y remoto
- Control con enclavamientos
- Control bajo secuencias de mando

5.1.1 Descripción del Sistema de Control SICAM-PAS

El sistema SICAM PAS esta conformado por un software servidor denominado SICAM PAS "Full Server" que contiene la base de datos relacional en tiempo real del sistema y realiza las funciones de interfaz de datos (gateway de datos y comunicaciones). Si se

requiere ampliar la capacidad de puntos de interfaz del sistema, o se requiere distribuir (en varios equipos) el proceso de interfaz de datos, el sistema SICAM PAS posee un componente denominado procesador de interfaz de equipos o SICAM PAS "DIP's", el cual funciona como un procesador de interfaz de datos adicional. El sistema SICAM PAS utiliza una sola base de datos relacional la cual está contenida en el SICAM PAS "Full Server". Los SICAM PAS "DIP's" no poseen bases de datos. La información del proceso recopilada por los SICAM PAS "DIP's" es administrada en esta base de datos única.

Al computador en el que se instala el software del sistema SICAM PAS "Full Server" o "DIP" se le denomina SICAM SU o Station Unit.



Figura 5.1: Sistema Sicam-Pas a utilizarse en la S.E. Chiclayo Oeste.

5.1.2 Descripción del Sistema de Protección SIPROTEC 4

Los equipos SIPROTEC 4 pertenecen a la serie de equipos numéricos innovadores de SIEMENS, con tecnología de punta, especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía.

El procesamiento de señales, totalmente numérico, ofrece alta precisión y consistencia a largo plazo para las medidas y un manejo confiable de armónicos y transitorios. Las técnicas internas de filtrado digital y estabilización dinámica de los valores medidos aseguran un alto grado de seguridad en la determinación de las respuestas de protección. Los errores de los equipos son reconocidos e indicados rápidamente gracias a las rutinas de autosupervisión.

Los equipos SIPROTEC 4 pueden ser seleccionados con funciones de protección y control de forma separada o de forma integrada de acuerdo con la filosofía de protección y control a implementar en cada nivel de tensión dentro de la subestación. De esta forma se tienen las siguientes opciones de equipos SIPROTEC 4:

- Funciones de protección y control en equipos independientes
- Equipos de protección que proveen la capacidad de controlar el interruptor de un campo, por medio de una interfaz gráfica.
- Equipos de protección y control de varios equipos de maniobra por campo integrados en una sola unidad.

Teniendo en cuenta la filosofía de protección y control de ENSA, dentro del proyecto, se ha previsto el suministro de equipos independientes para la protección y control de los campos de la subestación Chiclayo Oeste.

Todos los equipos SIPROTEC son iguales en sus características generales como son:

- Uniformidad en el diseño
- Uniformidad en la estructura de hardware
- Un mismo software
- Uniformidad en el método de conexionado

Se diferencian dependiendo de las aplicaciones según:

- Principio de protección (Distancia, Diferencial, Sobrecorriente, etc.)
- Elemento a proteger (Línea, Barras, Generador, Motor)
- Tipo de montaje.
- Bloques de funciones estándar para tareas individuales tales como recierre automático, comparación de señales, localizador de fallas, registrador de fallas, etc.

Los equipos poseen de forma estándar una interfaz frontal para acceder mediante un computador con el software DIGSI 4.7 y realizar una parametrización local y una interfaz posterior para la conexión a un sistema de sincronización de tiempo mediante señal IRIG-B o DCF77. Las interfaces de sistema sirven para interconectar los equipos a un sistema de control y supervisión mediante un protocolo definido de comunicaciones, para el

proyecto se ha considerado utilizar como protocolo de comunicación IEC 61850 en puerto de comunicación tipo óptico monomodo.

El concepto de equipo numérico ofrece una variedad de ventajas, especialmente relacionadas con el alto nivel de seguridad, disponibilidad y uso amigable, tales como:

Alta precisión en las medidas. La utilización de algoritmos adaptativos producen resultados precisos inclusive en condiciones problemáticas.

Seguridad contra sobre y sub funcionamiento.

El sistema integrado de auto evaluación comprende las siguientes áreas:

- Entradas análogas
- Sistema de microprocesador
- Relés de comando.

Con este concepto se reduce el peligro de un mal funcionamiento del equipo debido a un error no detectado, con respecto a los sistemas convencionales. Adicionalmente, los servicios de mantenimientos cíclicos y preventivos se han convertido en obsoletos.

Los equipos numéricos están en la capacidad de manejar múltiples funciones adicionales propias de otros equipos, que anteriormente y en conjunto eran necesarias para un programa completo de protección y control. Un dispositivo numérico de protección compacto, por ejemplo, puede reemplazar un número determinado de dispositivos convencionales. De acuerdo con esto, en el caso de equipos complejos, las funciones de operación se pueden activar o desactivar por medio de rutinas de configuración. Es posible maniobrar los contactos de entrada ó las alarmas lógicas internas hacia los LED's o hacia relés de alarma o relés de comando.

También es posible una aplicación flexible de acuerdo con los requerimientos específicos de la subestación, gracias a la extensiva maniobrabilidad y opciones de configuración que tienen los sistemas.

Todos los valores de configuración son guardados en EPROMS, de manera tal que las configuraciones no pueden ser eliminadas como resultado de una pérdida de alimentación.

Los valores de configuración se acceden por medio de direcciones de 4 dígitos. Cada parámetro se puede acceder y modificar por medio del panel de operador o externamente por medio de un computador conectado al equipo. No obstante, existe un sistema de claves que previene los cambios sin autorización. Los dispositivos permiten el almacenamiento de hasta cuatro juegos de configuraciones diferentes e independientes, las cuales se pueden activar de la misma forma que los valores de configuración.

La evaluación de eventos operacionales y fallas se ha simplificado con la utilización de la tecnología numérica en los sistemas de protección y control. En el caso de una falla en la red, todos los eventos así como los datos análogos de las medidas de voltaje y corriente son organizados y grabados como un buffer en anillo, en el cual, el último evento sobrescribe el registro más viejo.

Los siguientes tipos de memoria están disponibles en los equipos de control y protección:

- Memoria de evento operacional. Alarmas que no pueden ser asignadas directamente a una falla en la red (por ejemplo, alarmas de monitoreo, cambio de un valor de configuración, bloqueo de la función de recierre automático).
- Memoria de evento – falla. Alarmas que ocurren por fallas en la red (por ejemplo, comando de disparo, localización de falla, comando de recierre).
- Memoria de fallas para voltajes y corrientes.

Las etiquetas de tiempo adicionadas a los eventos, tienen una resolución de 1ms. La memoria de eventos operacionales, registro de falla y eventos esta protegida contra una interrupción en el suministro de la alimentación por medio de una batería de respaldo.

La información del registro de fallas, eventos y operaciones, así como la configuración del equipo y el ajuste de las maniobras se puede acceder directamente en la interfaz del equipo ó por medio de un computador el cual tenga instalado el software DIGSI 4.6.

Para una operación directa del equipo por medio de un PC, se encuentra a disposición el software DIGSI, el cual tiene como plataforma a los sistemas operacionales WINDOWS 2000/XP.

Este software tiene las siguientes ventajas sobre la operación directa en la interfaz incluida en los equipos:

- Presentación y operación considerablemente más amigable.
- Listado y almacenamiento de todos los parámetros de configuración.
- Despliegue gráfico de todos los valores de configuración e información de fallas y eventos.

La operación desde el PC comprende las siguientes funciones:

- Adaptación a la instalación presente, configuración y maniobrabilidad
- Configuración de funciones de protección
- Configuración de funciones de control
- Lectura de operación e información de fallas.

Con la ayuda de la función de **Configuración / Maniobrabilidad** se pueden seleccionar las funciones adicionales que se desean activar, así como se puede maniobrar la interfaz del relé (entradas binarias, relés de alarma, contactos de salida).

La función de **Configuración** introduce los valores con los cuales se va a configurar el equipo, tales como zonas de alcance, tiempos de operación para todas las funciones, etc.

Todos los parámetros se pueden almacenar inicialmente en un computador antes de ser transmitidos a los equipos. DIGSI almacena las configuraciones en archivos bajo los nombres de las subestaciones y bahías.

5.2 Arquitectura del sistema

La arquitectura lógica del sistema de automatización está conformada por cuatro niveles jerárquicos de control y las comunicaciones asociadas entre estos niveles.

En la subestación Chiclayo Oeste se implementará la comunicación con centros de control de nivel superior mediante el protocolo **IEC 60870-5-104** y para la comunicación con los IED's (controladores de bahía y relés de protección) en protocolo **IEC 61850**.

Adicionalmente se implementará la comunicación hacia el rectificador cargador mediante protocolo **Modbus**; a través del único enlace.

5.2.1 Nivel 2

Corresponde al sistema remoto de información realizado por el Centro de Control y se implementará la comunicación mediante el protocolo **IEC 60870-5-104**.

5.2.2 Comunicaciones Nivel 2 – Nivel 1

Para la conexión física del sistema de Nivel 2 (Centro de control) con el Nivel 1, se dispondrá de un enlace de datos Ethernet mediante una interfaz RJ45 del equipo de comunicaciones.

Los datos serán enviados mediante dos medios físicos, una red de fibra óptica y el otro por sistema de telefonía fija.

Para la conexión del sistema de gestión remota de protecciones, ENSA proveerá en la subestación un enlace a la red WAN corporativa de ENSA mediante una interfaz Ethernet 10/100BaseTX con conector RJ45. En esta interfaz se conectará mediante cable SFTP la estación local de gestión de protecciones y controladores de campo. La función de gestión remota se hará a través de la herramienta Remote Desktop propia del sistema operacional Windows XP Prof. Con el fin de evitar el acceso desde la red WAN corporativa de ENSA a la red LAN de la subestación de usuarios no autorizados a través de la estación local de gestión, se configurará en este equipo las funciones de Firewall propias del sistema Windows XP Prof. El protocolo usado para esta aplicación es el TCP/IP.

5.2.3 Nivel 1

Este nivel está conformado por los controladores de campo (6MD66) relacionados cada uno con un campo de la subestación, encargados de la adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control, enclavamientos, secuencias y operación local a través de la interfaz de usuario de nivel 1 (incluidas en los controladores de campo). Adicionalmente el Nivel 1 está conformado también por los IED's de protección los cuales poseen igualmente propiedades de adquisición de datos digitales y análogos, cálculos,

acciones de control y enclavamientos. A éste nivel también se encuentra el regulador de tensión de los transformadores. La adquisición de datos se hace mediante cableado convencional a las señales individuales de entrada y salida digitales y análogas de los IED's y controladores de campo asociados con los equipos de potencia en el patio de la subestación.

5.2.4 Comunicaciones Nivel 1

La red Ethernet que se describió anteriormente conforma una red LAN única a nivel de subestación, de campo y de proceso, donde se integran directamente los equipos de Nivel 1 y Nivel 2. A través de esta misma red los equipos de Nivel 1 comparten información entre sí, de esta forma las funciones de control, operación y enclavamientos de Nivel 1 son independientes del Nivel 2. Estos enlaces se hacen mediante el protocolo IEC61850. Cada controlador de campo posee dos interfaces full duplex 100BaseFX para integrarse directamente a la red Ethernet conformada por los subanillos.

5.3 Modos de Operación

En términos generales una subestación cuenta con cuatro niveles jerárquicos de operación.

- Nivel 0: Local Equipo
- Nivel 1: Controlador de Campo.
- Nivel 2: Centro de Control

La filosofía de operación establece que si un nivel jerárquico está habilitado para operación, los niveles superiores a éste se encontrarán bloqueados para ello. De esta forma, si el nivel 0 se encuentra habilitado, no se podrá operar desde los niveles 1 y 2. Igualmente, si se encuentra habilitado el nivel 1 no se podrá operar desde el nivel 2.

A continuación se describen los niveles de operación disponibles en la subestación junto con la forma en la que se selecciona cada uno de ellos, y algunos detalles importantes sobre la operación desde cada nivel.

5.3.1 Nivel 0 (Local Equipo)

Este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionador en el patio de la subestación, y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Este nivel de control es seleccionado desde los selectores Local/Remoto que se encuentran en los gabinetes de control en patio de cada equipo (Interruptor, Seccionador, Servicios Auxiliares).

Para el cambiador de tomas se tendrá directamente mando desde los mecanismos de operación ubicados en cada una de las unidades en el patio de la subestación, donde se encuentra un selector Local/Remoto que permite seleccionar este nivel de control.

Los estados posibles de estos selectores son:

- Local: Control de los equipos en patio a través de los pulsadores ubicados en el gabinete de control de cada equipo, los cuales son independientes del sistema de control. Para la operación de interruptores desde patio se cablearán las posiciones de los seccionadores adyacentes, de forma que solo se pueda cerrar el interruptor si los seccionadores están abiertos (este nivel debe ser usado exclusivamente para mantenimiento).
- Remoto: Operación de cualquiera de los siguientes modos:
Nivel 1 (Controlador de Bahía).
Nivel 2 (Centro de control)

5.3.2 Nivel 1 (controlador de Campo)

Para el mando de los equipos de maniobra esta subestación cuenta la operación desde el panel frontal del controlador de campo.

El controlador de campo posee dos selectores de llave ubicados en su panel frontal. Selector Local/Remoto y selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos.

Las posiciones del Selector Local/ Remoto son:

- Local: Operación desde el panel frontal del controlador de campo.

- Remoto:
Operación desde el Nivel 2 (Estación de operación IU)
Operación desde el Nivel 3 (Centro de Control.)

La posición del selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos sólo tiene relevancia cuando el selector Local/Remoto se encuentra en posición Local y no afecta el funcionamiento cuando dicho selector se encuentra en Remoto. Las posiciones son:

- Sin Enclavamiento: el mando originado localmente se efectúa sin realizar verificación de enclavamientos. La verificación de sincronismo no es afectada por este selector y es efectuada independientemente de la posición en la cual se encuentre. En esta posición no puede ser retirada la llave.
- Con Enclavamientos: todos los mandos son liberados después de que han sido verificados los enclavamientos correspondientes.

5.3.3 Nivel 3 (Centro de Control)

Modo seleccionado por defecto para las subestaciones atendidas remotamente. Se habilita cuando el nivel 0 se encuentra en Remoto, el Nivel 1 en Remoto y la estación de operación de Nivel 2 en Remoto. Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con protocolo IEC60870-5-104 configurada en la *SICAM SU*.

5.4 Principios de Funcionamiento del Sistema de Control

El sistema de control de Nivel 2 para la subestación Chiclayo Oeste”, está basado en el sistema de automatización SICAM PAS conformado por el software SICAM PAS “Full Server” como base de datos relacional en tiempo real e interfaz de datos. En cada SICAM SU se tiene por un lado la aplicación DSI, la cual se encarga de solicitar la información del proceso a los servidores de datos (controladores de campo y relés) y de distribuir esta información a las demás interfaces de comunicaciones (por ejemplo, Centro de Control, Estación de Operación UI, aplicación de Automatismos, etc.) Por otro lado se tiene la aplicación Sybase SQL, la cual representa la base de datos relacional del sistema, y es donde se “relaciona” la configuración del sistema y los datos del proceso que entrega la aplicación DSI. Bajo este esquema cada SICAM SU funciona como un cliente independiente en la red LAN de la subestación.

El software SICAM PAS CC es la interfaz de usuario y base de datos histórica del sistema. Este software se tiene instalado en la interfaz de usuario de Nivel 2.

La red LAN de subestación está montada sobre una plataforma Ethernet conformada por suiches RUGGEDCOM, sobre esta red van los servicios de IEC61850, SNTP para sincronización de tiempo, gestión de protecciones y enlaces seriales virtuales para la conexión en IEC870-5-104 al Centro de Control, y para la gestión en DIGSI. Como servidor de tiempo integrado en la red LAN de la subestación se tiene un reloj maestro con funciones de Servidor SNTP. Para la gestión centralizada y como gateway para la gestión remota se tiene una estación local de gestión integrada a la red LAN de la subestación.

5.4.1 Componentes de Hardware

a) Station Unit

La Station Unit está basada en un computador industrial de la serie SIMATIC BOX PX de SIEMENS, el cual está diseñado para trabajar en ambientes pesados (temperaturas de hasta 55°C).



Figura 5.2: Station Unit

El módulo de la CPU utiliza un procesador INTEL Pentium M 760 de 2.0 GHz, 533 MHz FSB, 2 MB SLC. Utiliza 512 MB de memoria RAM, dos discos duros tipo *RAID1* de 60GB, CD-R/RW/DVD, un puerto paralelo, dos puertos seriales DB9, cuatro puertos USB 2.0, dos interfaces LAN Ethernet 10/100BaseTX y una interfaz VGA/DVI/LVDS para conexión de un monitor o un LC Display.

El RAID1 (Redundant Array of Independent Disk, nivel 1 - *mirroring*), proporciona redundancia por el método de escribir los mismos datos en cada disco, dejando una copia idéntica en cada uno. El disco redundante es una replica exacta del disco de datos, por lo que se conoce también como disco espejo. Los datos pueden leerse de cualquiera de las 2 unidades de forma que si se avería la unidad de datos es posible acceder a la unidad de replica, con lo que el sistema puede seguir funcionando normalmente.

b) Suiches Ruggedcom

Los suiches son los equipos encargados de crear los enlaces de datos en la red Ethernet. En el proyecto se utilizan 1 referencia: RS8000T, el cual posee dos puertos 100BaseFX, 6 puertos 10/100BaseTX.

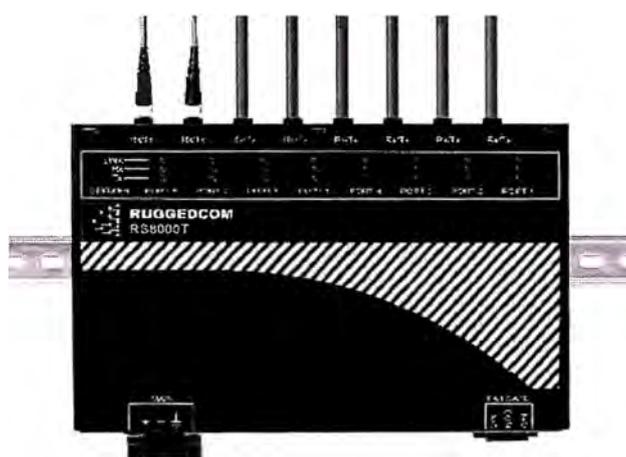


Figura 5.3: Modulo Ruggedcom

5.4.2 Componentes de Software

El SICAM PAS está basado en una base de datos relacional en tiempo real denominada Sybase-SQL, en la cual está contenida la configuración, las propiedades, la arquitectura y los enlaces del sistema de control. Para crea las interfaces de proceso de la base de datos, el SICAM PAS cuenta con los módulos o servicios de aplicación, por ejemplo: servicios de comunicaciones, para crear la interfaz con los proceso de adquisición y transmisión de datos (Módulo de IEC61850, Módulo de OPC Server, Módulo Modbus, etc.); servicios de automatización, para crear la interfaz con los procesos de automatismo del sistema (módulo de CFC). Sobre la base de datos corre un motor que distribuye los datos entre ésta y los módulos de proceso. Este motor corre como un servicio propio del

sistema operacional Windows XP y por lo tanto siempre está activo (a menos que manualmente se apague). Este sistema de distribución de datos se denomina DSI.

Adicional a los módulos o servicios de proceso el sistema SICAM PAS utiliza los módulos de interfaz con el usuario para las labores de configuración, gestión y visualización de la base de datos, por ejemplo: el módulo UI-Configurator, que permite la configuración de la base de datos; el módulo UI-Operation, que permite prender o apagar los servicios de proceso; el módulo Value-Viewer, que permite ver en tiempo real el flujo de datos de cada servicio de proceso y el módulo Feature Enable, que permite habilitar o deshabilitar los servicios de proceso.

El sistema SICAM PAS Full Server para la subestación Chiclayo Oeste, contiene el sistema de interfaz y distribución de datos DSI, la base de datos relacional en tiempo real (Sybase SQL) y la interfaz de usuario conformada por los módulos:

- SICAM PAS UI – Operation
- SCADA-Value-Viewer
- Feature Enabler
- OPC Server

Para crear las interfaces de comunicación con el sistema, se encuentran también instaladas las siguientes aplicaciones de comunicación:

- IEC61850(Cliente) para la comunicación con todos los IED's.
- IEC 60870-5-103 Slave para la comunicación de la SU con los IED's de los campos de línea.
- DNP 3.0 para la comunicación con los medidores PM9610
- IEC 60870-5-104 Slave para la comunicación de la SU con el centro de control.

En el suministro de la subestación CHICLAYO OESTE se incluirá en la SICAM PAS SU de la subestación una llave con claves de autorización para los siguientes servicios:

Licencia Tipo RunTime

- SICAM PAS UI – Operation
- SCADA – Value Viewer

- Feature Enabler
- OPC Server

Paquetes opcionales

- IEC 61850 (Cliente) para la conexión de unidades (controladores e IEDs) de campo con propiedades de servidores IEC61850
- IEC 60870-5-103 Slave para la conexión de IED's de los campos de línea
- DNP 3.0 para integración de los medidores PM9610
- IEC 60870-5-104 Slave

Adicionalmente se entrega una llave de configuración (módulo SICAM PAS UI – Configuration).

5.5 Principios de Funcionamiento del Sistema de Protección

De acuerdo con la configuración del patio, en el sistema de protecciones a implementar en la subestación Chiclayo Oeste se pueden identificar claramente tres tipos diferentes de esquemas de protección dependiendo del equipo a proteger (línea, transformador y barras acometidas). La filosofía de protección implementada por bahía, determina el uso de equipos independientes para la protección (protección 1 y protección 2) y el registro de fallas principalmente, para establecer la selectividad, confiabilidad y seguridad necesarias en el sistema de protecciones, con el fin de asegurar la mayor disponibilidad del sistema de transmisión.

Para el proyecto se implementarán los siguientes protocolos de comunicación con el sistema de control:

IEC 61850 para integrar los relés de distancia 7SA53 y los relés de sobrecorriente 7SJ64.

La subestación “Chiclayo Oeste” está compuesta por un patio a 60kV con configuración de doble barra. En el patio de 60 kV se tienen dos campos de línea, dos campo de transformador y un campo para acople de barras (propiedad de REP) y una barra en 10 kV compuesta por dos celdas de llegada, una celda de acople de barra y 8 celdas de salida.

A continuación se describen los esquemas de protección de estos campos típicos.

5.5.1 Sistema de protección de línea

Las líneas de transmisión en 60kV están protegidas por un sistema de protección redundante que se caracteriza principalmente por tener unos relés de protección de distancia y un relé de protección de sobrecorriente independientes entre sí, cuyas señales de voltaje y corriente son tomadas del mismo núcleo. Ante la falla de alguno de los dos relés, el relé que queda en funcionamiento puede ofrecer una protección completa de la línea.

El sistema de protección típico de la línea está compuesto por los siguientes equipos, los cuales se encuentran ubicados en el tablero de protección correspondiente: Un relé de protección de distancia 87L con referencia **7SA53**. Este equipo cuenta con 21 entradas binarias, 18 salidas de comando y 7 salidas rápidas.

5.5.2 Sistema de protección de transformador

Este sistema de protección está compuesto por el siguiente equipamiento: un relé diferencial de transformador 87T que cuenta con 20 entradas binarias, 6 salidas de comando y 2 contactos de alarma o eventos. A esta unidad de bahía se encuentra asociada un bloque de prueba externo **7XV7501-0CA00**.

5.5.3 Sistema de protección de Alimentadores 10 kV

Para las celdas de 10 kV se ha considerado la utilización de relés controladores de bahía, cada unidad de bahía está encargada de adquirir las señales de corriente y posiciones del alimentador de 10 kV y realizar los mandos de apertura del interruptor respectivo ante la identificación de una falla por protección. Las unidades de bahía envían toda la información adquirida a la unidad central, a través de un enlace punto a punto de fibra óptica.

Para los alimentadores en 10 kV se incluye el siguiente equipamiento: Un relé de protección de sobrecorriente, **7SJ64**, con 16 entradas binarias y 8 salidas de comando. Este relé cuenta con un bloque de prueba externo **7XV7501-0CA00**.

En las celdas de protección de transformador, acople de barras se habilitara la función de sincronismo de los relés de protección, adicionalmente de las funciones de sobrecorriente y rechazo de carga.

En las celdas de salida a los alimentadores se habilitaran las funciones de sobrecorriente y rechazo de carga.

5.6 Lista de Siglas y Abreviaturas

- 7SD5*: Referencia de los relés de protección multifuncionales (de línea) de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto.
- 7SJ6*: Referencia de los relés de protección multifuncionales (de sobrecorriente) de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto.
- 7UT6*: Referencia de los relés de protección diferencial de Trafo de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto.
- ARP: (Address Resolution Protocol) Relaciona las direcciones lógicas con las direcciones físicas
- BNC: Conector utilizado en redes con cable coaxial para 10Base2. Es acrónimo para: Conector Naval de Bayoneta (Bayonet Navy Connector), Conector Naval Británico (British Naval Connector), Bayoneta Neill Concelman (Bayonet Neill Concelman), o Conexión de Bayoneta de Nudo (Bayonet Nut Connection), dependiendo de a quién se le pregunte o qué bibliografía se consulte.
- BCU: (Bay Control Unit). Termino utilizado para designar una Unidad de Control de Campo o Bahía.
- CFC: (Continuous Function Chart). Editor gráfico que permite configurar un programa usando bloques prefabricados.
- CID: (Configured IED Description). Archivo de intercambio de datos de la herramienta de configuración del IED que se emplea para inicializar el IED.
- DCF77: Señal de tiempo de alta precisión emitida desde la estación del reloj atómico ubicado en los laboratorios de prueba de Alemania Federal (PTB)
- DIGSI: Software utilizado para la gestión de los IED's de la serie SIPROTEC de SIEMENS.
- DSI: (Distributed System Infrastructure). Sistema central de distribución de datos del Sicam PAS.
- EPROM: (Erasable Programmable Read Only Memory). Memoria para datos y programas que no depende de la conexión a una fuente de alimentación.

- GPS: (Global Positioning System). Sistema de posicionamiento que emplea satélites con reloj atómico girando alrededor de la tierra en diferentes órbitas los cuales envían señales de la hora universal en formato broadcast.
- GOOSE: (Generic Object-Oriented Substation Event). Reporte por excepción de alta velocidad que emite un IED en formato multicast
- HUB: Punto de conexión común para varios equipos dentro de una red.
- ICD: (IED Capability Description). Archivo de intercambio de datos desde la herramienta de configuración del IED (DIGSI) hasta la herramienta de configuración del sistema que describe las capacidades del IED.
- IEC: (International Electrotechnical Commission)
- IED: (Intelligent Electronic Device)
- IGMP: (Internet Group Management Protocol)
- IP: (Internet Protocol) Proporciona el máximo esfuerzo de entrega sin conexión de datagramas encaminados. Busca la forma de trasladar la información a su destino
- IRIG-B: (Inter-Range Instrumentation Group). Código de señal de tiempo del IRIG
- IT: (Information Technology)
- IU: (Interface Unit). Estación de Operación
- LAN: (Local Area Network). Red de comunicación que conecta un grupo de computadores, impresoras y otros equipos dentro de un área limitado.
- LED: (Light Emitting Diode)
- MAC: (Media Access Control). Dirección física fija de un componente de red.
- MMS: (Manufacturing Message Specification)
- OPC: OLE (Object Link and Embedding) for Process Control. Serie de interfaces basadas en tecnología OLE/COM (Microsoft Component Object Model) y DCOM (Distributed Component Object Model) que facilitan la interoperabilidad entre aplicaciones de control y automatización de procesos.
- OSI: (Open System Interconnection). Familia de normas internacionales de comunicación desarrolladas por la organización internacional de Normalización (ISO) y el comité Electrotécnico Internacional (IEC)
- RARP: (Reverse Address Resolution Protocol) Establece las direcciones lógicas cuando se conocen las direcciones físicas
- RSTP: (Rapid Spanning Tree Protocol).
- SCD: (Substation Configuration Description). Archivo generado por el configurador del sistema que incluye la información relevante de todos los IEDs incluidos en una subestación.

- SICAM: (Siemens Integration of Control And Monitoring). Serie de equipos y tecnologías desarrolladas por Siemens para el control y automatización de subestaciones.
- SICAM PAS: Sistema Siemens de última generación para la automatización de subestaciones eléctricas.
- SICAM PAS CC: software en el que está basada la interfaz de usuario IU de Nivel 2 del sistema de control SICAM PAS.
- SICAM SU: Controlador de Subestación de la serie SICAM.
- SIMEAS: (SIEMENS Measurement). Serie de equipos y tecnologías de Siemens enfocadas a la medición.
- SIPROTEC: (Siemens Protection Technology): Serie de equipos y tecnologías de Siemens enfocadas a la protección de sistemas de potencia.
- SNMP: (Simple Network Management Protocol)
- SNTP: (Simple Network Time Protocol)
- SQL: (Structured Query Language). Lenguaje de programación para sistemas de bases de datos relacionales.
- SU: (Station Unit). Controlador de Subestación
- TCM: (TeleControl Module)
- TCP: (Transmission Control Protocol). Protocolo usado en conjunto con el IP que establece la conexión de la estación durante la transferencia de datos y verifica la integridad de los datos y la secuencia de los paquetes.
- UDP: (User Datagram Protocol). Complemento al TCP que ofrece un servicio a datagramas sin conexión que no garantiza entrega ni correcta secuencia en la entrega de paquetes.
- VMD: (Virtual Manufacturing Device) Objeto al que se encuentran subordinados todos los demás objetos MMS.
- WAN: (Wide Area Network). Red de comunicación que conecta un grupo de computadores, impresoras y otros equipos que se encuentran separados geográficamente.
- XML: (eXtensible Markup Language). Lenguaje que proporciona un formato para describir datos estructurados

CAPITULO VI COMUNICACIONES Y PROTOCOLOS

6.1 Protocolo de Comunicación IEC61850

La norma IEC 61850 (*Communication Networks and Systems in Substations*) ofrece soluciones a los requerimientos de los modernos sistemas de automatización de los sistemas de potencia, en la medida que permite integrar en una sola red y protocolo, los distintos niveles de la subestación (nivel de proceso, nivel de campo, nivel de estación) y permite la integración de forma estándar de equipos de diferentes fabricantes, reduciendo la necesidad de utilizar convertidores de protocolo. Adicionalmente cumple con los requerimientos de flexibilidad ya que bajo la norma permitirá en un futuro implementar nuevas funciones que hasta la fecha no han sido desarrolladas y permite incorporar actualizaciones tecnológicas en el área de las comunicaciones.

6.2 Resumen de Funciones

Los datos (la información) en una subestación no ha de cambiar en el tiempo en una subestación, pero si lo hará la tecnología de la comunicación, por lo tanto a manera general la norma a partir de las funciones de control de la subestación crea unos objetos o modelos de datos, los cuales se interconectan entre si mediante servicios de comunicación que luego son relacionados (mapeados) en la plataforma de protocolo de comunicación utilizada.

6.2.1 Nodo Lógico

Como concepto principal la norma define una serie de interfaces estándar a través de las cuales fluyen los datos. Estas interfaces se denominan Nodos Lógicos. Un Nodo Lógico puede ser visto como la ventana hacia el mundo exterior de una función. La norma define los nodos, no las funciones. Con la estructura de nodos planteada en la norma se pueden especificar nuevos nodos lógicos para incorporar nuevas funciones creadas por los fabricantes.

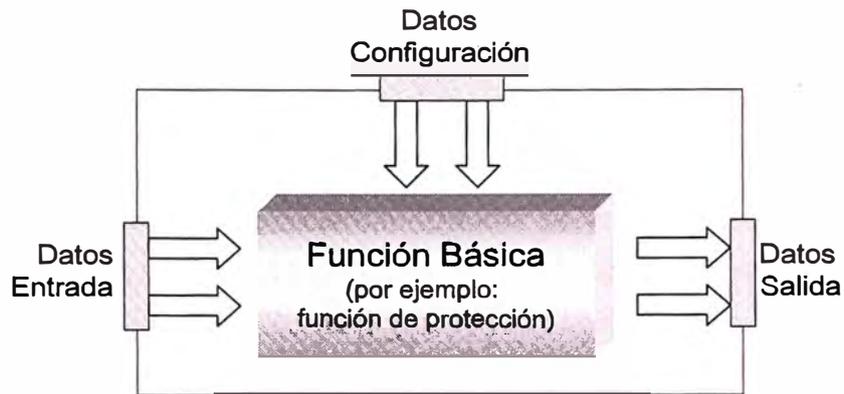


Figura 6.1: Ejemplo de nodo lógico.

6.2.2 Bus

Para poder tener acceso a todos los componentes (IEDs) del sistema de control de la subestación, sin necesidad de Gateways y a través de protocolos de comunicación estándar se utiliza la tecnología de comunicaciones Ethernet. Con esta tecnología se logra tener un bus a lo largo de toda la subestación de donde se puede tener acceso a la información y con la flexibilidad requerida para permitir la conexión de equipos con diferentes funciones, fabricantes y versiones. Ethernet utiliza una arquitectura cliente / servidor, donde los IEDs funcionan como servidores en la medida que poseen la información del proceso y se la entregan a cualquier cliente que la solicite (por ejemplo otros IEDs) y como clientes en la medida que solicitan datos a algún servidor (otro IED que posea información).

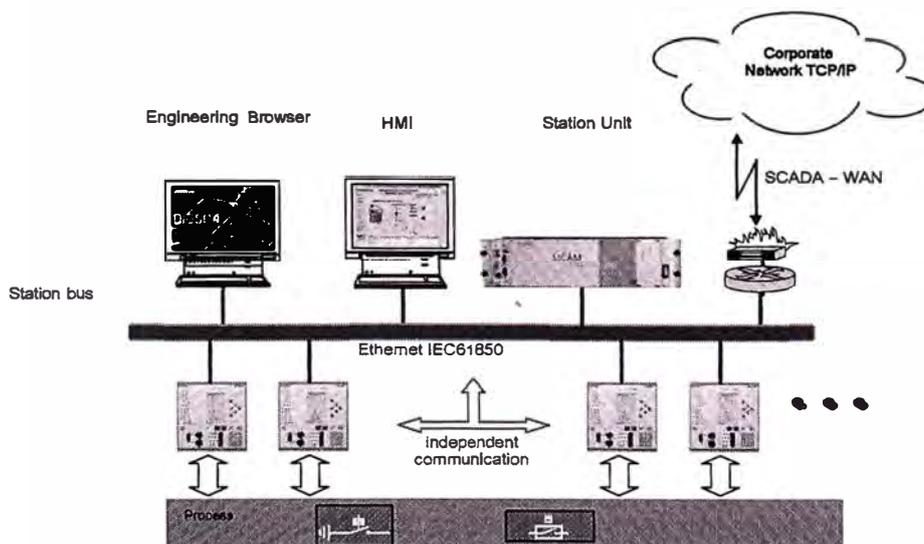


Figura 6.2: Bus de Comunicación en S.E. Chiclayo Oeste.

6.2.3 Intercambio de Datos

Los datos que se manejan en la red pueden dividirse en los siguientes grupos principales:

Datos de operación de la subestación: Dentro de este grupo de datos se tiene la información relacionada con el estado de los equipos, alarmas y señales de control. Esta información se encuentra normalizada y maneja un nivel intermedio de prioridad en el flujo de información en el sistema.

Datos de gestión y/o configuración de la subestación: Dentro de este grupo se contemplan los datos de configuración y ajuste de los IEDs, así como la transferencia de archivos. Esta clase de datos posee una prioridad baja en el flujo de información en el sistema.

Datos de proceso: Dentro de este grupo se incluye la información de medida y las señales de disparo y enclavamientos. Señales de medida, serían por ejemplo los valores digitales que transmitirían los CTs y PTs conectados a la red a partir de las variables análogas medidas del sistema de potencia. Estos datos tienen que estar disponibles muy rápidamente para los demás equipos sobre la red por lo tanto tiene prioridad alta en el flujo de información del sistema. Señales de disparo y enclavamientos, son señales que requieren de una alta disponibilidad y velocidad (del orden de unos pocos milisegundos), por lo tanto estas señales no pueden ser retrasadas por el flujo de otros datos sobre la red y tienen un manejo prioritario en la red.

6.2.4 Servicios

La transmisión de los datos antes mencionados de nodo lógico a nodo lógico se hace a través de servicios de comunicación definidos por la norma. Dentro de estos servicios se tiene por ejemplo: leer valores, escribir valores, transferencia rápida de eventos (GOOSE), sincronización de tiempo, transferencia de archivos, etc.

Con el fin de hacer factible la norma también en el futuro cuando habrá nuevas tecnologías de comunicación, la norma define en un capítulo (Data and Service Model 7) de forma general estos servicios.

Dentro de los servicios de comunicación, la norma describe para la transmisión rápida de eventos el servicio GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*). Este es un servicio que utiliza la posibilidad de enviar a través de la red mensajes con un bit de prioridad, definido en la norma IEEE 802.1q de Ethernet, para transmitir información que requiera de mucha velocidad. Normalmente la información requerida para enclavamientos y señales de disparo es enviada con el servicio GOOSE.

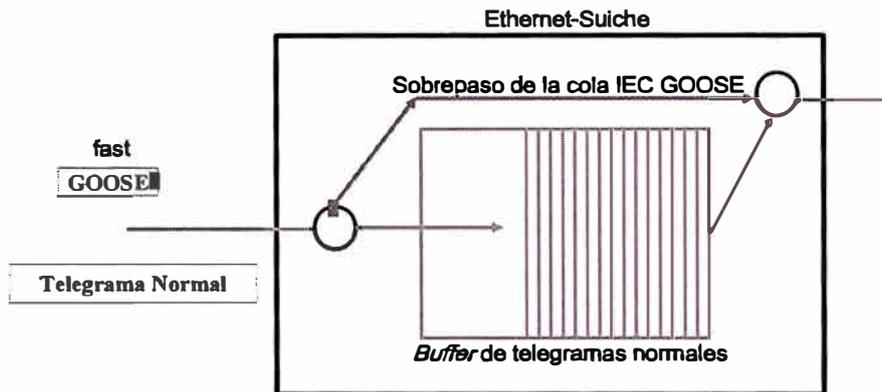


Figura 6.3: Arquitectura de mensajes Goose

Los mensajes del servicio GOOSE son del tipo *multicast*, es decir son transmitidos a la red en general, y solo los equipos que estén suscritos para recibir el mensaje lo podrán tomar de la red. El mensaje GOOSE, es enlazado (mapeado) directamente sobre Ethernet y el mensaje es identificado con un bit de prioridad. Al llegar a un suiche en la red, éste identifica el bit de prioridad y pone el telegrama GOOSE de primero en la cola de envíos.

Para explicar el proceso del flujo de datos bajo el esquema IEC61850, se tiene el siguiente ejemplo, desde la IHM de la subestación se envía un comando de abrir el interruptor, asociado a este interruptor se encuentra un IED. Los pasos del proceso son:

- La IHM envía un mensaje al nodo CSWI del IED de seleccionar el interruptor.
- CSWI verifica a través del IED que el interruptor esté disponible y apto para el comando.
- Si el interruptor está listo, CSWI envía un mensaje de retro aviso positivo.
- La IHM envía a CSWI la orden de abrir el interruptor
- El IED verifica que los enclavamientos estén dados

Si las condiciones están dadas, CSWI envía al nodo XCBR del interruptor la orden de abrir.

- El mecanismo del interruptor se activa
- XCBR del interruptor envía a CSWI un retro aviso positivo.
- CSWI envía a la IHM un retro aviso positivo.
- El interruptor pasa por el estado intermedio
- El estado intermedio es enviado al nodo CSWI
- El interruptor llega a la posición abierto
- El estado abierto es enviado al nodo CSWI
- El estado abierto es enviado a la IHM
- El nodo CSWI le informa a la IHM que el comando ha finalizado
- XCBR desactiva el mecanismo del interruptor

La información de la posición del interruptor es enviada a la IHM utilizando los servicios de comunicación de reporte de eventos y es enviada a la red en modo *multicasting* utilizando el servicio GOOSE para actualizar la información de enclavamientos. Los IEDs que estén matriculados para recibir este mensaje GOOSE, harán caso al mensaje y lo procesarán.

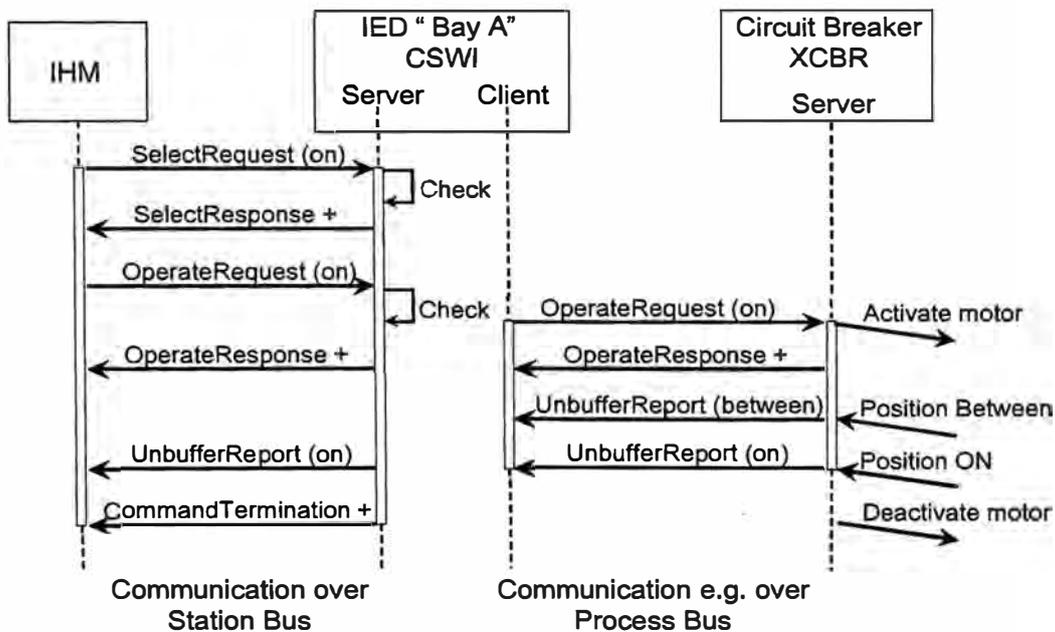


Figura 6.4: Ejemplo de Orden de abrir interruptor a través del servicio GOOSE.

6.3 Substation Configuration Description Language

La norma especifica un lenguaje para la descripción de la configuración del sistema y de los IEDs de la red. Mediante este formato se logra el intercambio de archivos de configuración para todos los componentes del sistema sin importar el fabricante. La norma utiliza como lenguaje el XML (Extensible Markup Language). El proceso de ingeniería para la configuración de un sistema se puede resumir de la siguiente manera:

6.3.1 Ingeniería a nivel de IEDs

Cada fabricante de IEDs conforme a la norma debe poseer en formato estándar (XML) un archivo con la descripción típica del dispositivo en lo que respecta a las características principales y la estructura de datos (nodos lógicos) que ofrece el equipo, con esta información y mediante la utilización de un herramienta (software) de configuración de IEDs (propietario de cada fabricante) se crea un archivo en formato estándar (XML) con la información específica de los equipos que se van a configurar en el sistema. Este archivo se denomina ICD (*IED Configuration Description*)

6.3.2 Ingeniería a nivel de Subestación

Mediante la utilización de una herramienta (software) de configuración del sistema (software propietario) se crea la parametrización completa de la red de información de la subestación. Esta herramienta utiliza la información contenida en cada archivo ICD de los IEDs que van a integrarse en la red y genera la parametrización completa de la red de información del sistema. Se configura por ejemplo, los datos que van a compartir los distintos IEDs, las condiciones y características de la red, etc. Esta parametrización es almacenada en un archivo de configuración en formato estándar (XML) denominado SCD (*Substation Configuration Description*)

6.3.3 Tecnología de Red Ethernet

El requerimiento de la norma estándar IEC 61850 (*Communications Networks and Systems in Substations*), de integrar los diferentes equipos electrónicos (IEDs) del sistema en una arquitectura común de comunicaciones, se logra mediante la utilización

de la plataforma de comunicaciones (Capas 1 y 2 del modelo OSI) la tecnología de red Ethernet. Esta tecnología permite la conexión de dispositivos con distintas funciones y de diferentes fabricantes en una red común. Dentro de las ventajas de la tecnología Ethernet, se encuentran:

- Velocidades de transmisión de 10 Mbps y 100 Mbps y velocidades en desarrollo que van desde 1 Gbps hasta 10 Gbps.
- Soporta diferentes medios de transmisión dependiendo de los requerimientos (Fibra óptica, cobre y redes inalámbricas)
- Redes redundantes con arquitecturas tolerantes a las fallas
- Manejo de mensajes con niveles de prioridad para tareas de control en tiempo real.
- Redes virtuales para seguridad del sistema y aislamiento de determinado tráfico de datos.
- Operación full-duplex determinística sin colisiones (switches ethernet)
- Ethernet es la tecnología de redes más utilizada en el mundo con lo que se pueden realizar conexiones del tipo LAN (*Local Area Network*), MAN (*Metropolitan Area Network*) y WAN (*Wide Area Network*). Algunos especialistas inclusive dicen "Ethernet es el nuevo RS232 para el control de procesos"

En este numeral se presentan las especificaciones utilizadas sobre la red Ethernet del proyecto, para su utilización en el ambiente de una subestación y para el control de procesos críticos en tiempo real. En particular se describen las características de inmunidad a efectos de interferencia electromagnética y a efectos ambientales, de desempeño en la transmisión de datos, las características de los equipos de suicheo, y el manejo de configuraciones de redes redundantes.

6.4 Características del Sistema Ethernet

Es un protocolo que define el proceso de comunicación a los niveles 1 (*Physical Layer*) y 2 (*Data Link Layer*) del modelo de capas OSI. La capa física es relativamente sencilla, define las conexiones físicas requeridas para la conexión entre los equipos. Por ejemplo para el presente proyecto se utilizarán enlaces del tipo 100BaseFX (100 Megabits/segundo enlaces en fibra óptica), 100BaseTX (100 Megabits/segundo enlaces en cable de cobre trenzado) y 10BaseT (10 Megabits/segundo enlaces en cable de cobre trenzado) todos en conexión Full Duplex. La capa de enlace de datos crea el enlace entre la señal de transmisión en el hardware y el telegrama en el software. Crea paquetes de

telegramas con los datos de las capas de nivel superior y los rotula con las direcciones físicas (MAC) de las tarjetas de red del emisor y el receptor.

6.4.1 Suiches

El suiche Ethernet es el equipo de enlace principal en la red de comunicaciones, su trabajo consiste en remitir telegramas entre sus puertos. El suiche lee el mensaje que entra por un puerto y determina la dirección MAC del equipo destino de dicho mensaje y lo remite al puerto donde se encuentra el equipo con la MAC respectiva. Los suiches van creando dinámicamente una base de datos con las direcciones MAC asociadas a cada puerto. Cuando llega un mensaje que posee una dirección MAC que el suiche no conoce, éste retransmite el mensaje por todos sus puertos y espera la respuesta del MAC respectivo para actualizar su base de datos de direcciones.

6.4.2 Control en Tiempo Real

Mediante la utilización de las siguientes normas estándar en los equipos de la red Ethernet, se obtiene el desempeño requerido para realizar tareas de control en tiempo real y de misiones críticas de control propias de las redes de comunicación de los sistemas de protección y control de subestaciones.

a) IEEE 802.3x Full Duplex.

Mediante la utilización de esta norma en los puertos de los equipos sobre la red, se garantiza la no ocurrencia de colisiones y hace que el tráfico de datos sobre la red tenga un comportamiento determinístico.

b) IEEE 802.1q Priorización de mensajes.

Este proceso permite caracterizar los mensajes con distintos niveles de prioridad, lo que permite que el tráfico de datos de misiones críticas de tiempo real, logren ser transmitidas primero aún en condiciones de congestión de datos sobre la red, ya que los mensajes con alta prioridad son adelantados en la cola de transmisión en los suiches. La clasificación en prioridades se puede hacer por puerto, dirección MAC, dirección IP y por un rótulo en el mensaje (tag).

c) IEEE 802.1w RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol).

Este protocolo permite crear arquitecturas redundantes tolerantes a las fallas mediante la utilización de redes en anillo que se reconfiguran en el orden de los milisegundos.

d) IGMP Multicast Filtering.

Este proceso permite que los mensajes de transmisión *multicast*, como los mensajes tipo GOOSE, sean filtrados y solo asignados a los puertos de un suiche donde haya IEDs que requieren del mensaje. Este procedimiento mejora la utilización de recursos de la red.

6.4.3 Arquitectura de la red Ethernet

La arquitectura redundante de red para este proyecto está conformada por redes en conexión tipo anillo (en fibra óptica). Con esta configuración se logra una alta disponibilidad en las redes de comunicación, ya que ante la falla de un camino, la transmisión de datos se reconfigura para utilizar el otro camino del anillo aún disponible. Por cada anillo de la red es posible la ruptura en un camino sin la pérdida de comunicación. Cómo ya se describió anteriormente la formación de *loops* en el tráfico de datos se evita mediante la utilización del protocolo RSTP, el cual a partir de la red redundante configura una red lógica de transmisión en cascada y ante la falla de un camino reconfigura en el orden de milisegundos la red para obtener una nueva red en cascada que permita suplir el camino fallado.

La topología de la red utiliza un suiche backbone (RS8000) al cual está conectado el anillo redundante de IED's en fibra óptica.

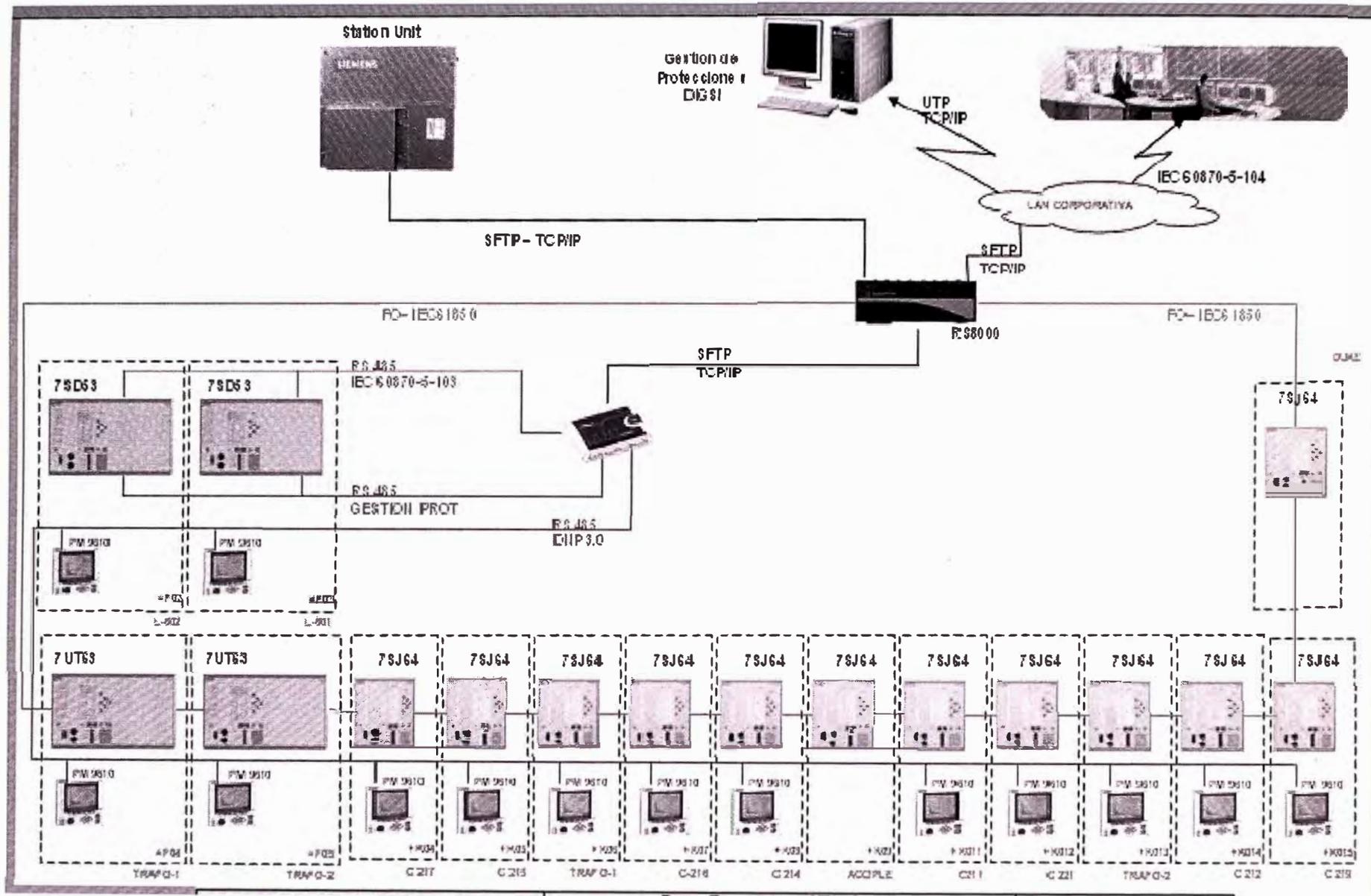


Figura 6.5: Arquitectura de Comunicación en S.e. Chiclayo Oeste

CAPITULO VII ESTUDIO DE COORDINACION DE AISLAMIENTO

El presente documento tiene por objeto determinar los niveles de aislamiento para la nueva Sala de Distribución Chiclayo Oeste en 10 kV. Adicionalmente se determinara los niveles de aislamiento de los equipos a ser instalados en la subestación para el proyecto.

7.1 Consideraciones

Se aplicarán los criterios básicos de coordinación de aislamiento establecidos en la última revisión de las normas IEC 60071-1 y 60071-2 "Insulation Co-ordination", de donde se seleccionarán los niveles de aislamiento normalizados para los equipos, luego de estimar las sobretensiones máximas al que estarán sometidos durante su operación, así mismo de aplicarse, se efectuará la corrección por altura, con base a las mismas normas. Las sobretensiones representativas se tomarán en cuenta considerando la conexión del neutro del sistema, sólidamente a tierra y las características de protección y localización de los pararrayos según se requiera.

7.2 Determinación del Aislamiento

Para la coordinación del aislamiento se considera las recomendaciones de la publicación IEC N° 71-1, la altitud sobre el nivel del mar de las instalaciones, el nivel isocerámico de la zona, el grado de puesta a tierra del sistema eléctrico, el nivel de protección de los pararrayos y el nivel de aislamiento de los equipos existentes.

7.2.1 Efecto de la Altitud

Considerando que la subestación Chiclayo Oeste se encuentra ubicada a 34 m.s.n.m y de acuerdo a lo indicado en la norma IEC N° 721, para esta altitud no se deberá considerar ningún factor de corrección por altura. Por lo tanto para una tensión de 10 kV se deberá considerar los siguientes niveles de aislamiento:

Tensión de Nominal	12	KV
Tensión de Operación	10	KV
Tensión Soportada a Frecuencia Industrial	28	KV
Tensión de Impulso BIL	75	KV

Considerando que las celdas existentes de alimentación de los S.S.A.A. y transformador Zig-Zag tienen las siguientes características: $V_n = 17,5$ kV, BIL = 95 kv, por efectos de normalización se tomara estos valores para la celdas de la sala de distribución Chiclayo Oeste. Por lo cual los niveles de aislamiento de la sala de distribución Chiclayo Oeste son:

Tensión de Nominal	17,5	KV
Tensión de Operación	10	KV
Tensión Soportada a Frecuencia Industrial	38	KV
Tensión de Impulso BIL	95	KV

7.2.2 Efecto de la Contaminación Ambiental

Considerando que las celdas se encontrarán en una instalación tipo Interior y de acuerdo a lo indicado en la norma IEC N° 815, la línea de fuga mínima en los equipos será de 25 mm/kV.

7.2.3 Efecto de las Descargas Atmosféricas

En la zona del proyecto, el nivel isocerámico es nulo, pero se esta considerando la utilización de pararrayos como respaldo ante la posible ocurrencia de una sobretensión externa y ante la ocurrencia de sobretensiones de maniobra y fallas en el sistema.

7.2.4 Sobretensiones de Maniobra

La modificación brusca de la estructura de una red eléctrica provoca la manifestación de fenómenos transitorios. Éstos se traducen, a menudo, por la aparición de una onda de sobretensión o de un tren de ondas de alta frecuencia de tipo aperiódico, u oscilatorio, de amortiguamiento rápido.

Para las sobretensiones de maniobra se considera un coeficiente de sobretensión de 2 a 4 veces la tensión nominal.

7.3 Selección de Pararrayos Celdas de Llegada 10 KV

De acuerdo a la filosofía de Trabajo de ENSA, las dos celdas de protección de Transformador en 10 kV y que alimentan a la barra de 10 kV deberán ser suministradas con un juego de pararrayos respectivamente, aun a pesar que el nivel isoceraunico de la zona sea 0.

De acuerdo a lo anterior los pararrayos requeridos se dimensionaran de acuerdo a la metodología indicada en el manual de Siemens: Descargadores de sobretensiones de Oxido Metálico – Volker Hinrichsen – SIEMENS AG 2003)

Tensión Nominal del Sistema (Un) :	10 kV
Tensión Máxima del Sistema (Us) :	12 kV
Tensión Norm. al Impulso Atmosf.(BIL) :	75 kVp
Característica Del Sistema :	NEUTRO A TIERRA
Factor de Falla a Tierra (K):	1,4
Max. Duración Sobretensión Temporal :	10 s
Corriente Nominal de Descarga Req. (In) :	10 kA
Clase de Línea de Descarga Requerida :	1 (SEGÚN IEC)

7.3.1 Determinación de la Mínima Tensión de Operación Permanente y Nominal Requeridas

Mínima tensión de operación Permanente ($U_{c,min}$):

$$U_{c, \min} = 1,05 * \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

Reemplazando valores en ecuación (7.1):

$$U_{c, \min} = 1,05 * \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,27kV$$

Mínima tensión nominal requerida ($U_{r1,min}$):

$$U_{r1,min} = 1,25 * U_{c,min} \quad (7.2)$$

Reemplazando valores en ecuación (7.2):

$$U_{r1,min} = 1,05 * 7,27 = 9,09kV$$

Mínima tensión nominal requerida ($U_{r2,min}$):

$$U_{r2,min} = 1,4 * \frac{U_s}{\sqrt{3} * ktov,10s} \quad (7.3)$$

Reemplazando valores en ecuación (7.3):

$$U_{r2,min} = 1,4 * \frac{12}{\sqrt{3} * 1,075} = 9,02kV$$

7.3.2 Fijación de Valores Reales De Las Tensiones de Operación Permanente y Nominal

De los valores estandarizados de fabricación se determina que la tensión normalizada (U_r) = 10,5 kV

Tensión de operación permanente:

$$U_c = \frac{U_r}{1,25} \quad (7.4)$$

Reemplazando valores en ecuación (7.4):

$$U_c = \frac{10,5}{1,25} = 8,4kV$$

CAPITULO VIII DIMENSIONAMIENTO DE INTERRUPTORES DE POTENCIA 10 KV

8.1 Consideraciones

En la elaboración del presente se ha tenido en cuenta las proyecciones de flujo de carga entregados por ELECTRONORTE S.A. adicionalmente para el presente cálculo se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

En la Subestación Chiclayo Oeste existen 02 transformadores de potencia 60/10 kV de 14 y 17,5 MVA respectivamente.

Las celdas de 10 kV de la Subestación Chiclayo Oeste esta formada por dos barras A y B las cuales se unen a través de un interruptor de acople de barras.

De acuerdo al estudio de demanda entregado por ELECTRONORTE S.A. para el año 2025 la potencia máxima llegará a 31 MVA, fecha en la cual se contarán con dos transformadores de 14/17,5 MVA (ONAF), 60/10 Kv.

Para efectos de cálculo se considerara el funcionamiento en paralelo de dos transformadores de potencia de 14/17,5 MVA (ONAF) 60/10 kV.

8.2 Capacidad de Corriente en Barra 10 kV

Para efectos de cálculo se tomaran en cuenta los siguientes valores:

Potencia Nominal de los transformadores	35MVA
Tensión Nominal de los transformadores en el primario	60KV
Tensión Nominal de los transformadores en el secundario	10KV
Temperatura ambiente esperada [\emptyset a]	25°C
Temperatura permisible en hottest-spot [\emptyset máx]	105°C
Temperatura rise permisible en hottest-spot a corriente nominal[\emptyset r]	65°C

Con los parámetros máximos se calculará el valor de la corriente nominal, con la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * V_n} \quad (8.1)$$

Reemplazando valores en (8.1) , se obtiene:

$$I_n = \frac{35.000.000}{\sqrt{3} * 10.000} = 2.020,73 A$$

Considerando que el transformador puede trabajar con una sobrecarga máxima del 20% de sobrecarga:

$$I_r = 1,2 * \frac{S}{\sqrt{3} * V_n} \quad (8.2)$$

Reemplazando valores en (8.2) , se obtiene:

$$I_r = 1,2 * \frac{S}{\sqrt{3} * V_n} = 2.424,88 A$$

La determinación de la corriente máxima permanente esta en función de la temperatura de ambiente [θ_a], temperatura rise permisible en hottest-spot [θ_r] y de la temperatura hottest - spot [θ_{max}], determinándose mediante la siguiente fórmula:

$$I_a = I_r * \left(\frac{\theta_{max} - \theta_a}{\theta_r} \right)^{\frac{1}{1,8}} \quad (8.3)$$

Reemplazando valores en (8.3) , se obtiene:

$$I_a = I_r * \left(\frac{\theta_{max} - \theta_a}{\theta_r} \right)^{\frac{1}{1,8}} = 2.721,37 A$$

8.3 Capacidad de corte de Interruptores de la Celda de Llegada

Considerando que la potencia máxima a transmitir a la barra de 10 kV es 35 MVA en la etapa ONAF, potencia que será transmitida a dos barras con igual numero de salidas, podemos presumir que esta potencia será distribuida a cada celda de llegada

proporcionalmente, por lo cual la corriente nominal en cada celda de entrada será: $I_a / 2 = 1.360 \text{ A}$.

Considerando que el valor de 1360 A, pero el valor mas cercano es de 2000 A, entonces la corriente nominal del interruptor será de 2000 A.

8.4 Capacidad de corte de Interruptores de la Celda de Salida

Aquí se considera que a futuro, de acuerdo a la proyección de la demanda se implementarán dos alimentadores más, total = 10 alimentadores en 10 kV; asumiendo que en esta etapa alcance su máximo valor ONAF y considerando que es un sistema balanceado

$$I_{n, \text{alimentador}} = \frac{I_a}{10} \quad (8.4)$$

Reemplazando valores en 8.4, se obtiene:

$$I_{n, \text{alimentador}} = \frac{I_a}{10} = 272,13$$

Considerando los registros de flujo de carga para cada una de las salidas de 10 kV, en los cuales la corriente máxima en hora punta es de 400 A, para los circuitos C-216, C-211 y C219, con una factor de seguridad de 1,25 se determina que la corriente nominal mínima para cada uno de los interruptores es 500 A.

CAPITULO IX CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN CELDAS DE 10 KV

9.1 Consideraciones

En este documento se describen en forma detallada las consideraciones, criterios y procesos de cálculo de la cargabilidad de los CVT y los CT de la subestación CHICLAYO OESTE 10 KV.

Según la norma IEC 60044-1, "La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y de tensión destinados a medición comercial, deberá estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia de exactitud correspondiente." en caso de que no exista esta medición comercial no aplicara esta premisa. Las distancias consideradas son aproximadas, lo cual es válido para el cálculo del presente documento.

La sección mínima de cables a utilizar es de 3,307mm² para corrientes y de 3,307mm² para tensiones. Sin embargo, ésta se seleccionará de acuerdo con los requerimientos de cada caso en particular.

9.1.1 Núcleo de Medida de Transformador de Corriente

Se cuantifican las cargas conectadas al núcleo con su potencia de consumo en VA, incluyendo equipos de medida y cable (dada por su sección, resistividad y longitud). Se halla la carga total efectiva sobre el núcleo (P_{total}).

9.1.2 Núcleo de Protección de Transformador de Corriente

Se cuantifican las cargas conectadas al núcleo con su potencia de consumo en VA, incluyendo protecciones y cable (dada por su sección, resistividad y longitud). Se halla la carga total efectiva sobre el núcleo (P_{total}).

Se encuentra el factor límite de precisión operativo para verificar que el núcleo no se satura. Se calculará teniendo en cuenta el burden interno dado por el fabricante, que en este caso es del 5% del burden nominal.

Se compara el factor límite de precisión operativo con los requerimientos de la protección.

En el requerimiento para las protecciones de distancia se involucran los factores "a" y "b" que dependen de la constante de tiempo del sistema T_s así: Si $T_s \leq 30\text{ms}$, $a=1$ y $b=4$; si $T_s \leq 50\text{ms}$, $a=2$ y $b=5$; y si $T_s \leq 200\text{ms}$, $a=4$ y $b=5$.

Aquí se tomará una corriente de cortocircuito I_{cc} de 25 kA (si no se indica lo contrario) y una constante de tiempo T_s de 60 ms.

9.2 Cálculo de Cargabilidad de Rele de Sobrecorriente 7SJ64

9.2.1 Características de Transformador de Corriente:

Clase de Precisión	5 P 20
Factor Límite de Precisión (Kalf)	20
Relación:	600 / 5 A
Carga (Burden) nominal:	20 VA
Carga (Burden) interno:	1 VA (La carga del CT es estimada en 5% de la carga)

9.2.2 Características de Rele de Protección 7SJ64:

Corriente Nominal	5 A
Carga (Burden) interno:	0,3 VA

9.2.3 Cálculo de la Cargabilidad Total Conectada al Transformador

La performance del transformador de corriente a ser instalados en las celdas de 10 kV, depende de las cargas conectadas al secundario del transformador de corriente: Reles de protección, Equipos de control, cable, etc.

La potencia de consumo de los reles 7SJ64 es de 0,3 VA, de acuerdo a lo indicado en su manual de operación.

En cambio para determinar la potencia de consumo de los reles de protección es necesario aplicar la siguiente ecuación:

$$P_{cable} = \frac{K_{cable} * P_{cu} * L_{cable}}{\alpha_{cable}} * I^2_{cable} \quad (9.1)$$

Donde:

Longitud de cable (L):	50	m.
Sección del cable (α):	4	mm ²
Resistividad del cable (Pcu):	0,018	Ohm-mm ² /m a 20 °C
Eff. wire length in p.u:	2	
Corriente nominal en el secundario	5	A.

Reemplazando valores en (9.1) se obtiene:

$$P_{cable} = \frac{2 * 0,018 * 50}{4} * 5^2 = 11,25VA$$

a) Carga Total Efectiva Sobre El Núcleo

El calculo de la carga total asumida por los transformadores de corriente es la sumatoria de cargabilidad del cable mas la caragabilidad de los equipos instalados en la celda de 10 kV.

(9.2)

$$P_{total} = P_{equipos} + P_{cable}$$

Reemplazando valores en (9.2) se obtiene:

$$P_{total} = 0,3 + 11,25 = 11,55VA$$

b) Factor Operativo del Límite de Precisión (Koalf)

El comportamiento de los transformadores de corriente es descrito por el factor operativo límite de precisión (Koalf), este valor se obtiene de la siguiente ecuación:

$$K_{oalf} = K_{nalf} * \frac{P_n + P_{ct}}{P_{total} + P_{ct}} \quad (9.3)$$

Donde:

Kalf	Factor Límite de Precisión (Kalf):	=	20
Pn	Burden Nominal CT	=	20 VA
Pct	Burden interno en CT	=	3 VA
Ptotal	Carga total conectada al CT	=	11,55 VA

Reemplazando valores en (9.3) se obtiene:

$$K_{oalf} = 20 * \frac{20 + 3}{11,55 + 3} = 31,72$$

Para asegurar la operación correcta del reles de protección 7SJ64, en caso de fallas, conectado en caso de averías del primer, el transformador de corriente debe tener la capacidad de transformar corriente simétrica del cortocircuito ($I_{>>}$) en 10 veces la corriente nominal sin saturación.

Considerando que el $I_{>>}$ de seteo mas alto es 20 para el rele de protección, se debe cumplir:

$$K_{oalf} \geq I_{>>}(High_set) \quad (9.4)$$

Reemplazando valores en (9.4) se obtiene:

$$31,73 \geq 20$$

De lo anterior se demuestra que el transformador de corriente esta correctamente dimensionado.

9.3 Siglas y abreviaturas

CT: Transformador de Corriente.

CVT: Transformador de Tensión.

Carga (Burden) Nominal (PN): Es la carga máxima del circuito secundario de un CT o un CVT, en VA y a un factor de potencia determinado.

Carga (Burden) Interna (PI): Es la carga del transformador sobre el circuito secundario del mismo. Esta carga es utilizada para hallar matemáticamente el Koalf del núcleo de protección en el CT.

Carga Total Efectiva Sobre el Núcleo (PTotal): Carga real sobre el secundario del transformador. Es la suma de la potencia de los elementos que están conectados sobre el secundario (ejemplo: cables, transformadores de acople, equipos de protección, etc). No se considera la carga interna.

Factor Límite de Precisión (KALF): Factor que especifica para cuantas veces la corriente nominal del primario se empieza a presentar saturación en el núcleo de protección de los CT; o hasta cuantas veces la corriente nominal, el error es menor a 5% (para clase 5P) o menor a 10% (para clase 10P), calculado con la Pn.

Factor Límite De Precisión Operativo (KOALF): Factor Límite de Precisión calculado con la Ptotal. Según la referencia [1], (Catálogo Siemens SIPROTEC - Numerical protection Relays, Protection Systems, 2004), Koalf se define como:

$$K_{oalf} = K_{alf} \cdot \frac{P_n + P_i}{P_{total} + P_i}$$

CAPITULO X DIMENSIONAMIENTO DE CABLES

10.1 Consideraciones Generales

Los valores tabulados para las capacidades de corriente de los cables de energía están basados en recomendaciones contenidas en las normas IEC 287/82. "Calculation of the Continuous Current Rating of Cables".

Para el cálculo y selección de los cables de energía se han tomado en cuenta cuatro factores principales:

- Tensión de la red y sus características de explotación.
- Intensidad de corriente a transportar en determinadas condiciones de instalación.
- Caída de tensión en régimen de carga máxima prevista.
- Intensidades y tiempo de cortocircuitos.

Para efectos del cálculo se considero los siguientes criterios:

- Temperatura máxima del conductor, en régimen permanente 90°C."
- Temperatura máxima del conductor, en régimen de sobrecarga (emergencia) 130°C; en esta condición los valores tabulados pueden ser incrementados en 20%. Entre tanto debemos tomar en cuenta que operación en régimen de sobrecarga no debe superar las 100 horas durante 12 meses consecutivos, ni las 500 horas durante el periodo de vida del conductor."
- Factor de carga del sistema, (Demanda media/Demanda máxima) se ha considerado igual al 100%.

10.2 Selección del Cable de Energía – Alimentación de Transformador

Para efectos de cálculo, se han de tomar en cuenta los siguientes datos de entrada:

Potencia a transportar	17,500	KVA
Tensión de operación	10,000	V
Temperatura ambiente		
Mínima	12	°C
Media	20	°C
Máxima	40	°C
Tipo de instalación	En Bandejas	
Disposición de Conductores	Seis cables unipolares en trifolio	
Factor de potencia $\text{Cos}(\phi)$	0.85	
Longitud del cable	75.00 m	
Dimensiones de la canaleta proyectada		
Ancho de la canaleta (b)	850	mm
Altura de la canaleta (h)	700	mm

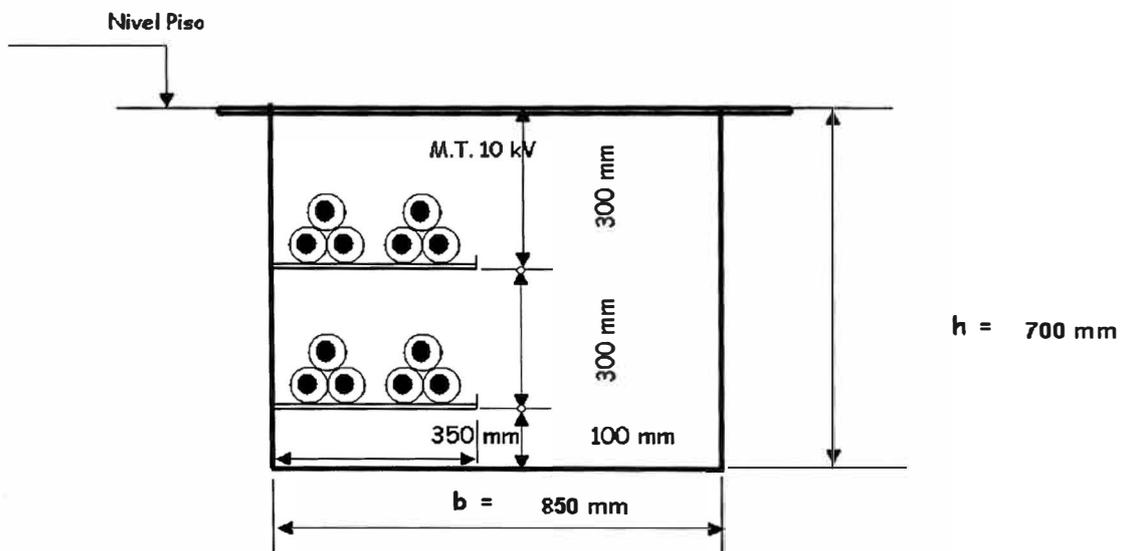


Figura 10.1: Disposición de cables de energía – Alimentación Transformador

10.2.1 Cálculo de la Corriente Nominal

Para el cálculo de la corriente nominal, se utilizara la siguiente formula:

$$I_{no\ min\ al} = \frac{Potencia}{1.73 * V_{no\ min\ al}} \quad (10.1)$$

Reemplazando valores en (10.1), se obtiene:

$$I_{no\ min\ al} = \frac{17.500.000}{1.73 * 10.000} = 1.110,36 A$$

10.2.2 Selección del Calibre del Cable de Energía

De los catálogos de cables de energía de INDECO, para cables de energía en media tensión con cubierta vulcanizada compuesta por polietileno reticulado (XLPE).

Teniendo en consideración la capacidad de corriente a ser transportada por los cables de energía, se tiene:

Número de Conductores por Fase 2

Número de Conjuntos 2

$$I_{no\ min\ al / Cond} = \frac{I_{no\ min\ al}}{\# de Cond. por fase} \quad (10.2)$$

Reemplazando valores en (10.2), se obtiene:

$$I_{no\ min\ al / Cond} = \frac{1.010,36}{2} = 505,18$$

Teniendo en consideración, una disposición de conductores en trifolio y sabiendo el número de conductores por fase; del catálogo de INDECO se extrae que:

Sección nominal	500	mm ²
Tipo	XLPE	
Tensión nominal	8/15	kV

Conductor

Número de hilos	61
Diámetro nominal	28.2 mm
Diámetro exterior nominal	45.6 mm
Peso específico	5.802 kg/m
Capacidad de Conducción	925 A

10.2.3 Cálculo de la Capacidad Real de Conducción del Cable de Energía (IReal)

$$I_{real} = I_{nominal} * F_c * F_a * F_t \quad (10.3)$$

Donde:

fa : Factor de corrección por agrupamiento

ft : Factor de corrección por temperatura ambiente

fc : Factor de corrección por pérdidas

a) Cálculo Del Factor de Corrección por Agrupamiento (fa)

De acuerdo a la disposición asumida para la instalación de los cables de energía y teniendo en cuenta la disposición de los cables de energía existentes, se tendrá que:

Del catálogo de INDECO el valor recomendado por el fabricante, para las condiciones expuestas anteriormente es de 0,95.

b) Cálculo del Factor de Corrección por Temperatura Ambiente (ft)

Si la temperatura ambiente local difiere de los valores referidos a las tablas de capacidades de conducción de las tablas, los valores de dicha tablas serán multiplicados por los factores de corrección indicados en la siguiente tabla.

Tabla 10.1: Factores (Ft) de acuerdo a temperatura de ambiente

Temperatura Ambiente (°C)	Factores (ft) para temperatura ambiente diferente a la considerada (°C)						
	20	25	30	35	40	45	50
25	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
30	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,85

Para nuestro caso ft = 0,91 (considerando una temperatura de 40° C)

c) Cálculo del Factor de Corrección por Pérdidas

Las pérdidas totales (W_{tot}) en un cable de potencia corresponden a la suma de las pérdidas por efecto Joule (W_{joule}) y las pérdidas por efecto capacitivo (W_{cap})

$$W_{total} = W_{joule} + W_{cap} \quad (10.4)$$

$$W_{joule} = N * \frac{I_{nominal}^2}{Conductores} * R_{ca} \quad (10.5)$$

$$W_{cap} = \frac{N * U_o^2 * Tg(\phi)}{X_c} \quad (10.6)$$

Donde:

W joule	Pérdidas por efecto joule
W cap	Pérdidas por efecto capacitivo
N	Número de conductores
I nominal/Cond.	Corriente en amperios
U o	Tensión nominal fase - tierra del sistema en voltios.
R ca	Resistencia del cable a corriente alterna a la máxima temperatura
Tg	Factor de pérdidas en el dieléctrico (para cables XLPE tg = 0.008)
X c	Reactancia del cable de potencia para disposición asumida.

Del catálogo de INDECO se tiene que:

R ca =	0.053 Ohm/km
X L =	0.1081 Ohm/km
X c =	7023 Ohm/km

Reemplazando valores en (10.5) se obtiene:

$$W_{joule} = 12 * 505,18^2 * 0,053 = 162.312 \text{ W/km}$$

Reemplazando valores en (10.6) se obtiene:

$$W_{cap} = \frac{12 * 10000^2 * 0,619}{7023} = 105.894 \text{ W/km}$$

Por lo tanto la potencia total se obtiene los valores obtenidos en (10.4)

$$W_{total} = 268206 \text{ W/km}$$

Definimos:

$$\nabla T = \frac{W_{total} * 10^{-3}}{3 * P} \text{ } ^\circ \text{C} \quad (10.7)$$

Donde:

∇T : Incremento de temperatura en la canaleta, debido a las pérdidas en centígrados

P: Perímetro enterrado de la canaleta (m), a través del cual se puede disipar calor.

Reemplazando valores en (10.7), se obtiene:

$$\nabla T = \frac{268.206 * 10^{-3}}{3 * 100 * 3,1} = 28,84 \text{ } ^\circ \text{C}$$

El factor de pérdidas (fc) se define como:

$$fc = \sqrt{\frac{T_c - T_a - \nabla T}{T_c - T_a}} \quad (10.8)$$

Donde:

Ta: Máxima temperatura ambiente en la canaleta, antes de la energización de los cables = 40 °C.

Tc: Máxima temperatura admisible del conductor en régimen permanente de operación cables = 90 °C

Reemplazando valores en (10.8), se obtiene:

$$fc = \sqrt{\frac{90 - 30 - 28,84}{90 - 30}} = 0,72$$

Finalmente reemplazando los valores obtenidos anteriormente en (10.3) se determina que la capacidad real de conducción del conductor es:

$$I_{real} = 925 * 0,72 * 0,95 * 0,91 = 575,75 \text{ A}$$

Considerando que del resultado de la ecuación (10.2) se halló que la capacidad solicitada por conductor es de 505.18 A y que la capacidad solicitada es de 1110,36 A. Se concluye que se tendrá que instalar 2 conductores por fase de 500 mm² del Tipo XLPE de 8,7/15 kV.

10.2.4 Cálculo de la Caída de Tensión

En redes de baja tensión, la caída de tensión es generalmente el factor determinante en la selección del conductor.

Las caídas de tensión reglamentarias para el caso de acometidas se dispone hasta 2.5%.

Para el cálculo de la caída de tensión, se ha tenido en cuenta los siguientes valores:

- Temperatura máxima del conductor.
- Longitud del cable de fuerza.
- Factor de potencia.

Para el efecto del chequeo de la caída de tensión del cable de fuerza se utilizará la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_{no\ min\ al} * L * (R_{ca} * \text{Cos}(\phi) + XL * \text{Sen}(\phi)) \quad (10.9)$$

Reemplazando valores en (10.9), se obtiene:

$$\Delta V = \sqrt{3} * 505,18 * 0,075 * (0,053 * 0,85 + 0,1081 * 0,53) = 6,69V$$

La caída de tensión se determina por:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_{no\ min\ al}} * 100\% \quad (10.10)$$

Reemplazando valores en (10.10), se obtiene:

$$\Delta V\% = \frac{6,69}{10.000} * 100\% = 0,07\%$$

10.2.5 Cálculo de la Corriente de Cortocircuito en los Cables de Energía

En el Cálculo y selección de cables de energía, estos deben ser comprobados por cortocircuito, ya que al presentarse un posible cortocircuito entre fases, la intensidad de esta corriente de cortocircuito puede ser soportada por el conductor durante el tiempo establecido en los dispositivos de protección instalados.

Para determinar el orden de magnitud de la corriente de cortocircuito térmicamente admisible en el conductor de cobre se puede aplicar la siguiente relación, asumiendo que los cables están inicialmente calientes a unos 90 °C y que la temperatura de los conductores al final del cortocircuito no sobrepase los 250 °C (considerando que en el calentamiento o hay cesión de calor).

La corriente de cortocircuito de los cables de energía se determina por:

$$I_{cc} = 0.34 * \frac{A}{t} * \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)} kA \quad (10.11)$$

Donde:

A	Sección del conductor en mm
T	Tiempo de duración del cortocircuito en segundos, para efectos de calculo el tiempo de cortocircuito será de 1 seg.
T _f	Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito = 250°C)
T _i	Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen normal de operación = 90°C
I _{cc}	Máxima corriente de cortocircuito.

Reemplazando valores en ecuación (10.11) se obtiene:

$$I_{cc} = 0.34 * \frac{500}{1} * \sqrt{\log\left(\frac{234 + 250}{234 + 90}\right)} = 70,97kA$$

10.3 Selección del Cable de Energía – Alimentación de Salida

Para efectos de cálculo, se han de tomar en cuenta los siguientes datos de entrada:

Potencia a transportar	4,700	KVA
Tensión de operación	10,000	V
Temperatura ambiente		
Mínima	12	°C
Media	20	°C
Máxima	40	°C
Tipo de instalación	Directamente enterrado	
Disposición de Conductores	Un cable unipolar	
Factor de potencia $\cos(\phi)$	0.85	
Longitud del cable	350.00 m	

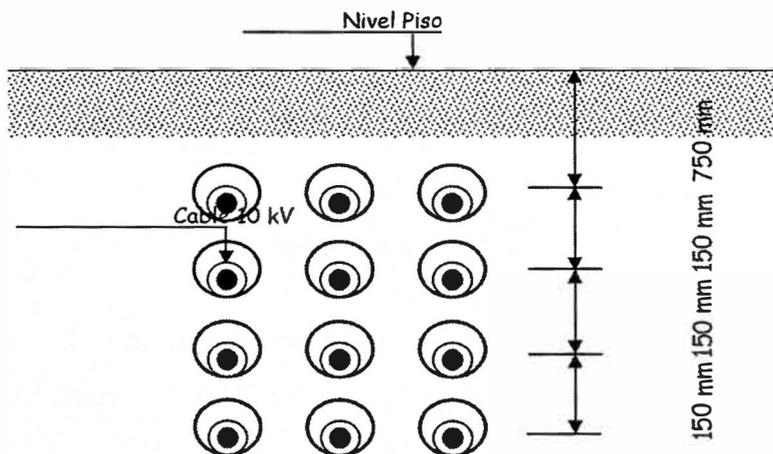


Figura 10.2: Disposición de cables de Energía alimentadores 10 kV.

10.3.1 Cálculo de la Corriente Nominal

Para el cálculo de la corriente nominal, se utilizara la siguiente formula:

$$I_{no\ min\ al} = \frac{Potencia}{1.73 * V_{no\ min\ al}} \quad (10.12)$$

Reemplazando valores en (10.12), se obtiene:

$$I_{no\ min\ al} = \frac{4.700.000}{1.73 * 10.000} = 271,35 A$$

10.3.2 Selección del Calibre del Cable de Energía

De los catálogos de cables de energía de INDECO, para cables de energía en media tensión con cubierta vulcanizada compuesta por polietileno reticulado (XLPE).

Teniendo en consideración la capacidad de corriente a ser transportada por los cables de energía, se tiene:

Número de Conductores por Fase	1
Número de Conjuntos	1
Número de Conjuntos	2

$$I_{no\ min\ al\ /Cond} = \frac{I_{no\ min\ al}}{\#deCond.por\ fase} \quad (10.13)$$

Reemplazando valores en (10.13), se obtiene:

$$I_{no\ min\ al\ /Cond} = \frac{271,35}{1} = 271,35$$

Teniendo en consideración, una disposición de conductores en unipolar y sabiendo el número de conductores por fase; del catálogo de INDECO se extrae que:

Sección nominal	185	mm ²
Tipo	XLPE	
Tensión nominal	8/15	kV
Conductor		
Número de hilos	61	
Diámetro nominal	37	mm
Diámetro exterior nominal	33.9	mm
Peso específico	2.566	kg/m
Capacidad de Conducción	745	A
Resistencia lineal (Rca)	0.128	Ohm/km
Reactancia Inductiva lineal (XL)	0.123	Ohm/km
Reactancia Capacitiva lineal (XC)	6338	Ohm/km

10.3.3 Cálculo de la Capacidad Real de Conducción del Cable de Energía (IReal)

$$I_{real} = I_{no\ min\ al} * Fa * Ft \quad (10.14)$$

Donde:

fa : Factor de corrección por agrupamiento

ft : Factor de corrección por temperatura ambiente

a) Cálculo del Factor de Corrección por Temperatura Ambiente (ft)

Si la temperatura ambiente local difiere de los valores referidos a las tablas de capacidades de conducción de las tablas, los valores de dicha tablas serán multiplicados por los factores de corrección indicados en la siguiente tabla.

Tabla 10.1: Factores (Ft) de acuerdo a temperatura de ambiente

Temperatura Ambiente (°C)	Factores (ft) para temperatura ambiente diferente a la considerada (°C)						
	20	25	30	35	40	45	50
25	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
30	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,85

Para nuestro caso $ft = 0,91$

b) Cálculo Del Factor de Corrección por Agrupamiento (fa)

De acuerdo a la disposición asumida para la instalación de los cables de energía y teniendo en cuenta la disposición de los cables de energía existentes, se tendrá que:

Del catálogo de INDECO el valor recomendado por el fabricante, para las condiciones expuestas anteriormente es de: $fa = 0.67$

Reemplazando valores en (10.14), obtenemos:

$$I_{real} = 745 * 0,67 * 0,91 = 454,23A$$

Considerando que del resultado de la ecuación (10.14) se halló que la capacidad solicitada por conductor es de 454.23 A y que la capacidad solicitada es de 271,35 A. Se

concluye que se tendrá que instalar 1 conductor por fase de 185 mm² del Tipo XLPE de 8,7/15 kV.

10.3.4 Cálculo de la Caída de Tensión

En redes de baja tensión, la caída de tensión es generadamente el factor determinante en la selección del conductor.

Las caídas de tensión reglamentarias para el caso de acometidas se dispone hasta 2.5%.

Para el cálculo de la caída de tensión, se ha tenido en cuenta los siguientes valores:

- Temperatura máxima del conductor.
- Longitud del cable de fuerza.
- Factor de potencia.

Para el efecto del chequeo de la caída de tensión del cable de fuerza se utilizará la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I_{no\ min\ al} * L * (R_{ca} * Cos(\phi) + XL * Sen(\phi)) \quad (10.15)$$

Reemplazando valores en (10.15), se obtiene:

$$\Delta V = \sqrt{3} * 271,35 * 0375 * (0,053 * 0,85 + 0,1081 * 0,53) = 26,73V$$

La caída de tensión se determina por:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_{no\ min\ al}} * 100\% \quad (10.16)$$

Reemplazando valores en (10.16), se obtiene:

$$\Delta V\% = \frac{26,73}{10.000} * 100\% = 0,26\%$$

10.3.5 Cálculo de la Corriente de Cortocircuito en los Cables de Energía

En el Cálculo y selección de cables de energía, estos deben ser comprobados por cortocircuito, ya que al presentarse un posible cortocircuito entre fases, la intensidad de

esta corriente de cortocircuito puede ser soportada por el conductor durante el tiempo establecido en los dispositivos de protección instalados.

Para determinar el orden de magnitud de la corriente de cortocircuito térmicamente admisible en el conductor de cobre se puede aplicar la siguiente relación, asumiendo que los cables están inicialmente calientes a unos 90°C y que la temperatura de los conductores al final del cortocircuito no sobrepase los 250°C (considerando que en el calentamiento o hay cesión de calor).

La corriente de cortocircuito de los cables de energía se determina por:

$$I_{cc} = 0.34 * \frac{A}{t} * \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)} kA \quad (10.17)$$

Donde:

A	Sección del conductor en mm
T	Tiempo de duración del cortocircuito en segundos, para efectos de calculo el tiempo de cortocircuito será de 1 seg.
Tf	Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito = 250°C)
Ti	Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen normal de operación = 90°C
I cc	Máxima corriente de cortocircuito.

Reemplazando valores en ecuación (10.17) se obtiene:

$$I_{cc} = 0.34 * \frac{185}{1} * \sqrt{\log\left(\frac{234 + 250}{234 + 90}\right)} = 26,26kA$$

CAPITULO XI

MEMORIA DE CÁLCULO DE SERVICIOS AUXILIARES TENSION ALTERNA

11.1 Consideraciones

El sistema de servicios auxiliares presenta las siguientes características generales:

Tensión alterna 380 V AC (3 fases-cuatro hilos, sólidamente puesto a tierra.)

Tensión alterna 220 V AC (1 fase-dos hilos, sólidamente puesto a tierra.)

Frecuencia: 60 hz

En los numerales 11.2 y 11.3 se describen en forma detallada las consideraciones, criterios y procesos de cálculo para el dimensionamiento de los interruptores automáticos correspondientes al sistema de servicios auxiliares de la Subestación Chiclayo Oeste.

11.2 Cuadro de Cargas a 380 VAC Y 220 VAC

Tabla 11.1: Cuadro de Cargas a 380 VAC Y 220 VAC

TABLERO DISTRIBUCION 380/220 VAC.														
ITEM	DESCRIPCION DE LA CARGA	No. POLOS	CANTIDAD	Potencia unitaria (W)	Potencia			Potencia total (W)	F.U.	Potencia Activa (W)	Potencia reactiva (VAr)	Potencia aparente (VA)	Factor de potencia (%)	Corriente nominal (A)
					A	B	C							
001	Camb Tomas Bajo Carga T1	3	1	450	150	150	150	450	0,50	225	169	281	0,80	1,0 (2)
002	Ventiladores T1	3	1	450	150	150	150	450	0,50	225	169	281	0,80	1,0 (2)
003	Camb Tomas Bajo Carga T2	3	1	450	150	150	150	450	0,50	225	169	281	0,80	1,0 (2)
004	Ventiladores T2	3	1	450	150	150	150	450	0,50	225	169	281	0,80	1,0 (2)
005	Filtroprensa	3	1	15.000	5.000	5.000	5.000	15.000	0,50	7.500	5.625	9.375	0,80	33,5 (2)
006	Alumbrado Patio 60 kV	3	1	1.500	500	500	500	1.500	0,50	750	563	938	0,80	3,4 (2)
007	Alumbrado Patio 22,9 kV y Via Acceso Sala	3	1	900	300	300	300	900	0,50	450	338	563	0,80	2,0 (2)
008	Alumbrado y Calif. Celdas 10 kV.	3	1	8.160	2.720	2.720	2.720	8.160	0,50	4.080	3.060	5.100	0,80	18,2 (2)
009	Alumb. y Calif. Tableros Med. Ctrl. y Prot.	3	1	6.800	2.267	2.267	2.267	6.800	0,50	3.400	2.550	4.250	0,80	15,2 (2)
010	Rectificador Cargador Baterias	3	1	27.500	9.167	9.167	9.167	27.500	0,50	13.750	10.313	17.188	0,80	61,4 (2)
011	Equipo de Comunicacion - UPS	3	1	4.200	1.400	1.400	1.400	4.200	0,50	2.100	1.575	2.625	0,80	9,4 (2)
012	Subtablero Distribucion-1 Sala Celdas	3	1	3.900	1.300	1.300	1.300	3.900	0,50	1.950	1.463	2.438	0,80	8,7 (2)
013	Subtablero Distribucion-2 Semisotano Cables sala	3	1	1.820	607	607	607	1.820	0,50	910	683	1.138	0,80	4,1 (2)
014	Calefaccion y Alumb. Equip. Patio 60 kV	3	1	11.540	3.847	3.847	3.847	11.540	0,50	5.770	4.328	7.213	0,80	25,8 (2)
015	Reserva-1	3	1	60	20	20	20	60	0,50	30	23	38	0,80	0,1 (2)
016	Reserva-2	3	1	60	20	20	20	60	0,50	30	23	38	0,80	0,1 (2)
017	Reserva-3	3	1	60	20	20	20	60	0,50	30	23	38	0,80	0,1 (2)
018	Reserva-4	3	1	60	20	20	20	60	0,50	30	23	38	0,80	0,1 (2)
019														
SUBTOTAL CARGAS										41.680	169	281	186,25	
FACTOR DE POTENCIA SERVICIOS AUXILIARES									###	0,67%				
(1)	Se ha considerado la carga plena que corresponde tableros y equipos..													
(2)	El factor de utilización corresponde a la simultaneidad de las cargas en cada area.													
SUBTABLERO DISTRIBUCION 220 VAC. STDCA-1														
ITEM	DESCRIPCION DE LA CARGA	No. POLOS	CANTIDAD	Potencia unitaria (W)	Potencia			Potencia total (W)	F.U.	Potencia Activa (W)	Potencia reactiva (VAr)	Potencia aparente (VA)	Factor de potencia (%)	Corriente nominal (A)
					A	B	C							
001	Sub-Tablero de distribución Sala de Celdas 10kV	3	1	3.900	1.300	1.300	1.300	3.900	1,00	3.900	1.889	4.333	0,90	11,37
002	Central de Alarma (detectores de Humo) Alumb	3	1	1.700	1.700	-	-	1.700	1,00	1.700	1.054	2.000	0,85	5,2
004	reserva	3	1											
005	reserva	3	1											
SUBTOTAL CARGAS SALA CELDAS DISTRIBUCION										5.600	2.942	6.333	16,6	
FACTOR DE POTENCIA SUBTABLERO SS.AA. ALUMBRADO Y I											0,88			
											113,10%			

SUBTABLERO DISTRIBUCION 220 VAC. STDCA-2														
ITEM	DESCRIPCION DE LA CARGA	Nc. POLOS	CANTIDAD	Potencia unitaria (W)	Potencia			Potencia total (W)	F.U.	Potencia Activa (W)	Potencia reactiva (VAr)	Potencia aparente (VA)	Factor de potencia (%)	Corriente nominal (A)
					A	B	C							
001	Sub-Tablero de distribución Semisotano Cables 1l	3	1	1.820	10.427	10.427	11.787	1.820	1,00 (1)	1.820		1.820	1,00	4,8
004	reserva	3	1											
005	reserva	3	1											
SUBTOTAL CARGAS SALA CABLES - SEMISOTANO										1.820		1.820		4,8
										FACTOR DE POTENCIA SUBTABLERO SS.AA. AL Y FZA. SEMIS 1,00		100,00%		
(1)	Hemos considerado que la carga plena corresponde a tres tableros.													
(2)	Este factor de utilización corresponde a la simultaneidad de cargas													

Las cargas arriba indicadas han sido calculadas bajo las siguientes consideraciones

Se ha dispuesto cada una de las cargas propuestas por la ingeniería básica para las alimentaciones requeridas en el proyecto. Adicionalmente ver que cada ítem corresponde al número de cada interruptor automático en el tablero de servicios auxiliares de 380 V AC Y 220 VAC como se ve en el diagrama unifilar de servicios auxiliares UNIFILAR ALTERNA.

En las columnas de potencia por fase se tiene una distribución de la potencia para el circuito trifásico correspondiente. Éste es necesario para dar las pautas para ciertos circuitos que requieren una distribución por fase.

La potencia total resulta, en algunos casos, del procesamiento de las potencias por fase y en otros, es un dato directo del equipo.

El factor de utilización se determina según el tipo de carga que se esté tratando. Es determinante en los casos de cargas muy grandes y que implican un servicio no continuo o segmentado, como lo pueden ser la calefacción, la iluminación y las tomas de los equipos de patio que funcionan sólo algunos simultáneamente.

La potencia neta es el resultado de aplicar el factor de utilización a la potencia total trifásica.

El valor de corriente nominal se determina del cálculo:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n} \quad (11.1)$$

Donde:

I_n : Corriente Nominal

V_n : Potencia Nominal

P_n : Potencia Nominal

Luego de tener el valor de corriente nominal y con base en este resultado se selecciona el valor de la corriente de cada interruptor automático, teniendo en cuenta que se debe cumplir con la coordinación de protección entre la protección de los tableros de 380 V AC Y 220 VAC y el interruptor automático individual de cada carga aguas abajo. El interruptor automático del tablero de auxiliares debe cumplir con una curva de protección

termomagnética con tiempos de disparo más largos que los propios interruptores automáticos de cada carga. Sin embargo, como criterio de diseño no se seleccionará para un tablero.

También cabe aclarar que los valores de las cargas y de los equipos aquí expresados pueden estar sujetos a cambios a solicitud de ENSA.

11.3 Desarrollo del Cálculo de las Cargas Servicios Auxiliares AC

11.3.1 Calefacción, Iluminación y Tomacorrientes

Sala de Distribución. La potencia total de esta carga resulta de considerar cuántos tableros de control, protección y servicios auxiliares hay en la sala de distribución. El circuito de iluminación, calefacción y tomas en los tableros está compuesto por un bombillo, una toma corriente y una resistencia de calefacción.

Tabla 11.2: Cuadro de cargas correspondientes a la Calefacción, Iluminación tomacorrientes

Descripción	Cant.	Unit W	Total W
Calefacción	1	100,0	100,0
Iluminación	1	60,0	60,0
Toma corriente	1	1.200,0	1.200,0
Total			1.360,0

Por lo tanto se tiene una distribución de cargas como sigue:

Tabla 11.3: Distribución de cargas en tableros instalados en la Sala de Distribución

Descripción	Cant.	Unit W	A	B	C
Cargador de baterías	1	1.360,0	1.360,0		
Distribución AC	1	1.360,0	1.360,0		
Distribución DC	1	1.360,0	1.360,0		
Control y proteccion líneas =601 y 602	1	1.360,0	1.360,0		
Control y proteccion transformador =T1	1	1.360,0		1.360,0	
Control y proteccion transformador =T2	1	1.360,0		1.360,0	
Control y proteccion línea =603	1	1.360,0			1.360,0
Control y proteccion línea =Futura	2	1.360,0	1.360,0	1.360,0	
Control y proteccion celda de Zig-Zag	1	1.360,0			1.360,0
Control y proteccion celda de SS.AA.	1	1.360,0			1.360,0
Control y proteccion celdas Llegada 10 kV.	2	1.360,0		1.360,0	1.360,0
Control y proteccion celdas de salida 10 kV	8	1.360,0	3.626,7	3.626,7	3.626,7
Control y proteccion celda interconexion barras 10 kV	1	1.360,0			1.360,0
celda de acoplamiento =10kV	2	1.360,0		1.360,0	1.360,0
Total			10.426,7	10.426,7	11.786,7

El factor de utilización se puede considerar como de 4/24 tableros que pueden estar operando a plena carga simultáneamente.

11.3.2 Servicios Auxiliares Sala de Distribución

El valor de esta carga es el resultado de lo presupuestado por el constructor para alumbrado y tomas de la caseta como parte del diseño arquitectónico de éste. Como estimativo presentamos los siguientes valores:

Tabla 11.4: Cuadro de cargas de los tableros de distribución del nivel 1 y del semisótano

Descripción	Cant.	Unit W	A	B	C
STDCA-1 en Sala	1	3.900,0	1.300,0	1.300,0	1.300,0
STDCA-2 en Semisotano	1	1.820,0	606,7	606,7	606,7
Total		5.720,0	1.906,7	1.906,7	1.906,7

11.3.3 Cargas de Equipos de Aire Acondicionado e Inversor (Para Equipo de Comunicaciones en Sala de Distribución)

Las cargas que corresponden a la distribución del inversor son las siguientes:

Tabla 11.5: Cuadro de cargas especiales

Descripcion	Unit. W	Cant.	Total
Equipos de aire acondicionadp	3.000,0	1	3.000,0
CPU	120,0	1	120,0
Pantalla	120,0	1	120,0
Impresora	120,0	1	120,0
Total			3.360,0

11.3.4 Calefacción, Iluminación y Tomas Equipos de Patio 60 kV

Para un campo típico se tiene la siguiente contribución de equipos.

a) **Servicios Auxiliares Estimados Interruptor de Potencia Existente**

Tabla 11.5: Cuadro de cargas correspondiente a los interruptores de 60 kV existentes

Descripción	Cant.	A	B	C
Calefacción	1	170,0	170,0	170,0
Iluminación	1	60,0		
Toma Corriente	1	1.200,0		
Total		1.430,0	170,0	170,0

Como se ve la toma corriente es de alimentación monofásica y es de alto consumo. Esto se tendrá en cuenta al hacer la distribución de carga del circuito completo.

b) **Servicios Auxiliares Estimados Seccionadores de Potencia Existentes**

Tabla 11.6: Cuadro de cargas correspondiente a los seccionadores de 60 kV existentes

Descripción	Cant.	Unit W	Total W
Calefacción	1	22,0	22,0
Iluminación	1	60,0	60,0
Toma corriente	1	1.200,0	1.200,0
Total			1.282,0

Es importante tener en cuenta que debido a la alimentación monofásica de esta carga ésta se debe repartir, para los diferentes seccionadores, en las tres fases del circuito. Esto se puede ver en la tabla de distribución de cargas de los servicios auxiliares gabinetes de mando equipos de patio.

c) **Cajas de Agrupamiento Seccionadores 60 kV**

Tabla 11.7: Cuadro de cargas correspondiente a las cajas de agrupamiento existentes

Descripción	Cant.	Unit W	Total W
Calefacción	1	100,0	100,0
Total			100,0

d) Campo de Transformador = T1 (60/10kV)

Tabla 11.8: Sumatoria de cargas correspondiente a la bahía del transformador Nro. 1.

Descripción	Cant.	A	B	C
Interruptor de potencia	1	1.430,0	170,0	170,0
Seccionador	1		1.282,0	
Seccionador	1			1.282,0
Cajas de agrupamiento	1			100,0
Total		1.430,0	1.452,0	1.552,0

e) Campo de Línea 601 (60 kV)

Tabla 11.9: Sumatoria de cargas correspondiente a la línea 601 (60kV).

Descripción	Cant.	A	B	C
Interruptor de potencia	1	1.430,0	170,0	170,0
Seccionador	1			1.282,0
Seccionador	1		1.282,0	
Cajas de agrupamiento	1	100,0		
Total		1.530,0	1.452,0	1.452,0

f) Campo de Línea = 602 (60 kV)

Tabla 11.10: Sumatoria de cargas correspondiente a la línea 602 (60kV).

Descripción	Cant.	A	B	C
Interruptor de potencia	1	1.430,0	170,0	170,0
Seccionador	1			1.282,0
Seccionador	1		1.282,0	
Cajas de agrupamiento	1			100,0
Total		1.430,0	1.452,0	1.552,0

g) Campo de Transformador = T2 (60/10kV)

Tabla 11.11: Sumatoria de cargas correspondiente a la bahía del transformador Nro. 2.

Descripción	Cant.	A	B	C
Interruptor de potencia	1	1.430,0	170,0	170,0
Seccionador	1			1.282,0
Seccionador	1		1.282,0	
Cajas de agrupamiento	1			100,0
Total		1.430,0	1.452,0	1.552,0

h) Campo de Línea = 603 (60 kV)

Tabla 11.12: Sumatoria de cargas correspondiente a la línea 603 (60kV).

Descripción	Cant.	A	B	C
Interruptor de potencia	1	1.430,0	170,0	170,0
Seccionador	1			1.282,0
Seccionador	1		1.282,0	
Cajas de agrupamiento	1			100,0
Total		1.430,0	1.452,0	1.552,0

i) Campo de Acople Barras A y B (60 kV)

Tabla 11.13: Sumatoria de cargas correspondiente a la bahía de acople de barra (60kV).

Descripción	Cant.	A	B	C
Interruptor de potencia	1	1.430,0	170,0	170,0
Seccionador	1		1.282,0	
Seccionador	1			1.282,0
Cajas de agrupamiento	1			100,0
Total		1.430,0	1.452,0	1.552,0

j) Campo de Línea =Futura 4 (60 kV)

Tabla 11.14: Sumatoria de cargas correspondiente a la línea futura (60kV).

Descripción	Cant.	A	B	C
Interruptor de potencia	1	1.430,0	170,0	170,0
Seccionador	1			1.282,0
Seccionador	1		1.282,0	
Cajas de agrupamiento	1		100,0	
Total		1.430,0	1.552,0	1.452,0

k) Campo de Línea =Futura 5 (60 kV)

Tabla 11.15: Sumatoria de cargas correspondiente a la línea futura (60kV).

Descripción	Cant.	A	B	C
Interruptor de potencia	1	1.430,0	170,0	170,0
Seccionador	1			1.282,0
Seccionador	1		1.282,0	
Cajas de agrupamiento	1		100,0	
Total		1.430,0	1.552,0	1.452,0

Por lo tanto el consumo total en la sala de distribución será:

Tabla 11.16: Resumen de cargas correspondientes a las bahías de 60 kV.

Descripción	Cant.	A	B	C
Campo de Transformador =T1 (60/10kV)	1	1.430,0	1.452,0	1.552,0
Campo de Línea =601 (60 kV)	1	1.530,0	1.452,0	1.452,0
Campo de Línea =602 (60 kV)	1	1.430,0	1.452,0	1.552,0
Campo de Transformador =T2 (60/10kV)	1	1.430,0	1.452,0	1.552,0
Campo de Línea =603 (60 kV)	1	1.430,0	1.452,0	1.552,0
Campo de Acople Barras A y B (60 kV)	1	1.430,0	1.452,0	1.552,0
Campo de Línea =Futura 4 (60 kV)	1	1.430,0	1.552,0	1.452,0
Campo de Línea =Futura 5 (60 kV)	1	1.430,0	1.552,0	1.452,0
Total		11.540,0	11.816,0	12.116,0

Considerando que el factor de utilización aplicado a cada campo (línea y trafo) se considerara 1/4 equipo de patio que puede estar operando a plena carga simultáneamente. Para el campo de acople se considerara respectivamente 1/3 equipo de patio.

Por lo tanto aplicando dicho factor se obtiene:

Tabla 11.17: Sumatorias de cargas correspondientes a las bahías de 60 kV.

Descripción	Cant.	A	B	C
Total		2.885,0	2.954,0	3.029,0

11.3.5 Iluminación Subestación Chiclayo Oeste

a) Iluminación patio de llaves 60 kV

Tabla 11.18: Cuadro de cargas correspondiente a la iluminación del patio de 60 kV

Descripción	Unit. W	Cant.	Total
Circuito 1	250,0	6	1.500,0
Total			1.500,0

b) Iluminación vía de acceso y patio llaves 22,9 kV

Tabla 11.19: Cuadro de cargas correspondiente a la iluminación del patio de 22,9 kV

Descripción	Unit. W	Cant.	Total
Iluminación vía de acceso	150,0	6	900,0

c) Iluminación exterior de sala distribución

Tabla 11.20: Cuadro de cargas correspondiente a la iluminación exterior de la Sala de Distribución.

Descripción	Unit. W	Cant.	Total
Iluminación exterior	100,0	4	400,0

d) El circuito de iluminación tendrá el siguiente consumo

Tabla 11.21: Resumen de cargas correspondiente a la iluminación del patio de llaves.

Descripción	Unit. W
Patio Llaves 60 kV	1.500,0
via Acceso y Patio Llaves 22,9 kV	900,0
Iluminación exterior Sala Distrib	400,0
Circuito general de iluminación	2.800,0

11.3.6 Cuadro de Cargas desde Tablero Distribución AC

Este cuadro resume e incluye también las cargas por cada campo descritas en las tablas anteriores.

Tabla 11.22: Listado de cargas del tableo de servicios auxiliares 380/220 VAC

Descripción	Campo	Cant	Unit W	A	B	C
Camb Tomas Bajo Carga T1	T1	1	450,0	150,0	150,0	150,0
Ventiladores T1	T1	1	450,0	150,0	150,0	150,0
Camb Tomas Bajo Carga T2	T2	1	450,0	150,0	150,0	150,0
Ventiladores T2	T2	1	450,0	150,0	150,0	150,0
Filtroprensa	Patio LL.	1	15.000,0	5.000,0	5.000,0	5.000,0
Alumbrado Patio 60 kV	Patio LL.	1	1.500,0	500,0	500,0	500,0
Alumbrado Patio 22,9 kV y Vía Acceso Sala	Patio LL.	1	900,0	300,0	300,0	300,0
Alumbrado y Calef. Celdas 10 kV.	Sala	1	8.160,0	2.720,0	2.720,0	2.720,0
Alumb. y Calef. Tableros Med. Ctrl. y Prot.	Sala	1	6.800,0	2.266,7	2.266,7	2.266,7
Rectificador Cargador Baterias	Sala	1	27.500,0	9.166,7	9.166,7	9.166,7
Equipo de Comunicacion - UPS	Sala	1	4.200,0	1.400,0	1.400,0	1.400,0
Subtablero Distribucion-1 Sala Celdas	Sala	1	3.900,0	1.300,0	1.300,0	1.300,0
Subtablero Distribucion-2 Semisotano Cables sala	Sala	1	1.820,0	606,7	606,7	606,7
Calefaccion y Alumb. Equip. Patio 60 kV	Patio LL.	1	11.540,0	3.846,7	3.846,7	3.846,7
Reserva-1		1	60,0	20,0	20,0	20,0
Reserva-2		1	60,0	20,0	20,0	20,0
Reserva-3		1	60,0	20,0	20,0	20,0
Reserva-4		1	60,0	20,0	20,0	20,0
Cargas Parciales				27.786,7	27.786,7	27.786,7
Total				83.360,0		

11.4 Resultados de Cargas Tablero De Servicios Auxiliares VAC

La configuración del sistema de servicios auxiliares en alterna es de 1 totalizador. Se tendrá un barraje de 380 VAC con su correspondiente totalizador -Q01. Tres barras monopares en 220 VAC Cargas bifasicas y monofasicas, cada una con su totalizador (-Q01...al....-Q19)

Viendo los resultados se puede determinar:

11.4.1 Totalizador Tablero 380 (VAC)

Corriente Total	186.1	A
Totalizador Escogido	200	A

11.4.2 Totalizador STDCA-1 (220 VAC)

Corriente Total	16	A
Totalizador Escogido	20 - 32 A	

11.4.3 Totalizador STDCA-1 (220 VAC)

Corriente Total	4,8	A
Totalizador Escogido	211- 16	A

CAPITULO XII

MEMORIA DE CÁLCULO DE SERVICIOS AUXILIARES TENSIÓN CONTINUA

12.1 Consideraciones

El sistema de servicios auxiliares presenta las siguientes características generales:

Sistema de corriente continúa 110 V DC

Margen de tensión (%): 85-110

En los numerales 12.1, 12.2 y 12.3 se describen en forma detallada las consideraciones, criterios y procesos de cálculo para el dimensionamiento de los interruptores automáticos correspondientes al sistema de servicios auxiliares de la Subestación Chiclayo Oeste.

12.2 Sistemas de 110 VDC Y 48 VDC

Tabla 12.1: Listado de cargas 110 VDC

SERVICIOS AUXILIARES TABLERO DISTRIBUCION 110 VDC

ITEM	DESCRIPCION DE LA CARGA	Cant.	Cargas momentaneas (W)	Cargas continuas (W)	Factor de utilización	Total Cargas momentaneas	Total Cargas continuas	Carga neta (W) (4)	Corriente Neta (A)	Selección
001	Mando y Proteccion Equipos Patio 60 kV - Lineas	1	8.232,0	96,0	0,50 (1)	4.116,0	48,0	4.164,0	9,5	10
002	Motores Equipos de Patio 60 kV - Lineas	1	10.740,0	-	0,50	5.370,0	-	5.370,0	12,2	16
003	Mando y Proteccion Equipos Patio 60 kV - Trafos	1	4.116,0	96,0	0,50 (1)	2.058,0	48,0	2.106,0	19,1	20
004	Motores Equipos de Patio 60 kV - Trafos	1	4.280,0	-	0,50	2.140,0	-	2.140,0	19,5	20
005	Control, Proteccion y motores Celdas 10 kV	1	16.800,0	144,0	0,50 (1)	8.400,0	72,0	8.472,0	19,3	20
006	Medicion 60 kV	1	-	25,0	0,50	-	12,5	12,5	0,1	10
007	Medicion 10 kV	1	-	50,0	0,50	-	25,0	25,0	0,2	32
008	Iluminacion Emergencia Sala 10 kV	1	840,0	-	0,50	420,0	-	420,0	3,8	32
009	Cambiador de Tomas T1	1	54,0	-	0,50	27,0	-	27,0	0,2	16
010	Cambiador de Tomas T2	1	54,0	-	0,50	27,0	-	27,0	0,2	10
011	Tablero de Comunicaciones	1	96,0	2.662,0	0,50	48,0	1.331,0	1.379,0	12,5	16
012	Reserva-1	1	-	100,0	0,20	-	20,0	20,0	0,2	10
013	Reserva-2	1	-	100,0	0,20	-	20,0	20,0	0,2	10
014	Reserva-3	1	-	100,0	0,20	-	20,0	20,0	0,2	10
012	Reserva-4	1	-	100,0	0,20	-	20,0	20,0	0,2	10
	TOTAL POTENCIA (W)					22.606	1.617	24.223		
	TOTAL CORRIENTE (A)					205,5	14,7			50

Notas:

(1) En un disparo de barras pueden operar todos los interruptores simultáneamente.

Las cargas arriba indicadas tienen la siguiente configuración:

Se describe cada una de las cargas definidas en la ingeniería básica para los requerimientos del proyecto. Adicionalmente en la columna ítem se muestra el número que identifica cada automático en el tablero de servicios auxiliares de 110 V DC y que corresponde al mismo número consignado en el diagrama unifilar de servicios auxiliares

Cada carga se ha clasificado según su comportamiento en cargas momentáneas y en cargas continuas.

Para cada carga, se ha establecido un factor de utilización, el cual refleja la simultaneidad con la que operan los diversos aparatos conectados al circuito.

El valor de corriente nominal se determina del cálculo:

$$I_n = \frac{P_n}{V_n} \quad (12.1)$$

Donde:

I_n : Corriente Nominal
 V_n : Potencia Nominal
 P_n : Potencia Nominal

Luego de tener el valor de corriente nominal y basado en este resultado, se selecciona el valor de corriente de cada interruptor automático; teniendo en cuenta que se coordinen adecuadamente los tiempos de operación de la protección en el tablero de distribución 110 V DC y el automático de cada carga aguas abajo. Con el fin de servir como soporte, se presentan las curvas características de los aparatos correspondientes. Como criterio general de diseño el valor mínimo de corriente para los automáticos de la distribución de DC será de 10 A.

12.3 Desarrollo del Cálculo de las Cargas Servicios Auxiliares DC.

12.3.1 Inversor

Tabla 12.2: Cargas correspondientes al inversor tensión continua a tensión alterna.

Descripción	W (AC)	EFICIC	W (DC)
Inversor	4.500,0	85%	5.294,1

12.3.2 Sistema de Control de Subestación

Tabla 12.3: Listado de cargas correspondientes al sistema de control.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Sistem unit	1	150,0	-	150,0
Hub	1	6,0	-	6,0
Switch	1	6,0	-	6,0
Total				162,0

12.3.3 Equipo de Comunicaciones

Tabla 12.4: Listado de cargas correspondientes a los equipos de comunicaciones.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Power supply	1	2.500,0	-	2.500,0
Accesorios Perifericos	8	12,0	96,0	
Total			96,0	2.500,0

12.3.4 Mando y Protección Equipos de Patio – Bahías de Protección de Líneas 60 kV

Tabla 12.5: Listado de cargas de mando y protección de las bahías de las líneas de 60 kV.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentánea	Carga Continua
Protecciones				
Protección de línea =601	1	20,0		20,0
Protección de línea =602	1	20,0		20,0
Protección de línea =603	1	20,0		20,0
Protección de línea =Acople barras A y B	1	17,0		17,0
Protección de línea =futura	1	20,0		20,0
Protección de línea =futura	1	20,0		20,0
Interruptores 60 kV				
Mando				
Bobina de cierre int.	4	313,0	1.252,0	-
Bobina de disparo 1 int.	4	770,0	3.080,0	-
Bobina de disparo 2 int.	4	770,0	3.080,0	-
Relé auxiliar X	4	12,0	48,0	-
Relé auxiliar Y	4	5,0		20,0
Relé auxiliar Z	4	23,0	92,0	-
Seccionadores 60 kV				
Control				
Contactador de cierre Secc.	8	34,0	272,0	-
Contactador de apertura secc.	8	34,0	272,0	-
Relé auxiliar X	8	12,0	96,0	-
Relé auxiliar Y	8	5,0	40,0	40,0
Total			8.232,0	177,0

12.3.5 Mando y Protección Equipos de Patio Bahías de Protección de Transformadores de Potencia 60 /10 kV.

Tabla 12.6: Listado de cargas de mando y protección de las bahías de los transformadores.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Protección	Cant.	Unit W	momentáne	continua
Prot. Diferencial transformador =T1	1	12,0	-	12,0
Prot. Sobrecorriente transformador =T1	1	17,0	-	17,0
Prot. Diferencial transformador =T2	1	20,0	-	20,0
Prot. Sobrecorriente transformador =T2	1	17,0	-	17,0
Interruptores 60 kV				
Mando				
Bobina de cierre int.	2	313,0	626,0	-
Bobina de disparo 1 int.	2	770,0	1.540,0	-
Bobina de disparo 2 int.	2	770,0	1.540,0	-
Relé auxiliar X	2	12,0	24,0	-
Relé auxiliar Y	2	5,0		10,0
Relé auxiliar Z	2	23,0	46,0	-
Seccionadores 60 kV				
Control				
Contactador de cierre Secc.	4	34,0	136,0	-
Contactador de apertura secc.	4	34,0	136,0	-
Relé auxiliar X	4	12,0	48,0	-
Relé auxiliar Y	4	5,0	20,0	20,0
Total			4.116,0	96,0

12.3.6 Mando Típico (Cierre y Disparo) Líneas y Transformadores 60 kV.

Tabla 12.7: Resumen de cargas en una operación típica de cierres y disparo para las bahías de línea 60 kV y transformadores.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Bobina de cierre int.	1	313,0	313,0	-
Bobina de disparo 1 int.	1	770,0	770,0	-
Bobina de disparo 2 int.	1	770,0	770,0	-
Relé auxiliar X	1	12,0	12,0	-
Relé auxiliar Y	1	5,0	-	5,0
Relé auxiliar Z	1	23,0	23,0	-
Total			1.888,0	5,0

De la tabla anterior se desprende que la carga está compuesta por una parte momentánea y una continua. Se considera como carga continua la del rele auxiliar X, Y, y Z. Las demás cargas se consideran momentáneas dado que se pueden presentar esporádicamente. (Ver ítems. de la presente memoria de cálculo.) Para seleccionar el interruptor automático correspondiente a esta carga se tiene en cuenta que las bobinas de disparo de los interruptores de potencia operan tan solo durante 50 ms. Para permitir la operación de las bobinas de disparo se requiere que el interruptor automático seleccionado no reaccione antes de este tiempo. De la curva característica del interruptor automático, deducimos que un automático por el cual circula 4 veces su corriente nominal, operará en un tiempo de 2-3 segundos; es decir que bastará con la selección de un interruptor automático con tan solo 1/4 del valor de la corriente nominal de esta carga para garantizar la operación exitosa del interruptor de potencia.

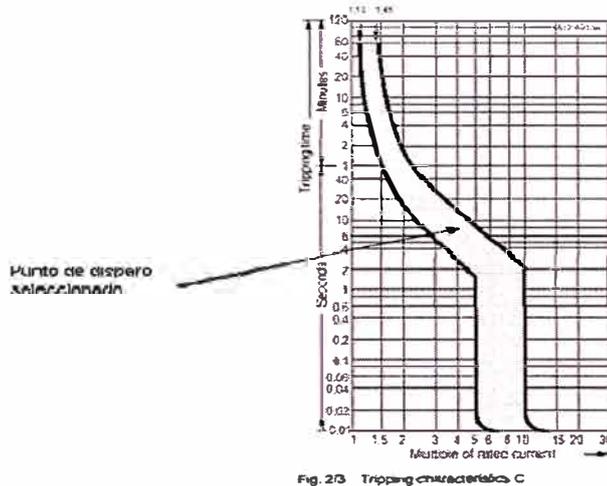


Figura 12.1: Curva Característica de Interruptor Termomagnético VAC

Dependiendo del valor del cálculo el interruptor automático seleccionado se acomodará a los estándares del rango de corrientes del fabricante.

La carga total del circuito será:

Tabla 12.8: Resumen de cargas de las bobinas de apertura y cierre.

Descripción	Cant.	Carga momentán	Carga Continua
Proteccion (1)	6		240,0
circuito cierre y disparo 1 - Int. (2)	6	4.620,0	
Apertura y Cierre Secc (2)	6	4.620,0	
Total		9.240,0	240,0

Nota:

- (1) Donde 6 es el número de campos activos en 60 kV.
 (2) Debido a que las cargas que componen el circuito de mando interruptor y control secc. Son Excluyentes se decide tomar la carga momentánea mas alta (en cada acción así: Int=bobina de disparo 770 W, Secc=Ctrl=48)

12.3.7 Motores de Equipos de Patio - Bahías de Protección de Líneas 60 kV.

Tabla 12.9: Listado de cargas de los motores de equipos correspondientes a las bahías de línea 60 kV.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Interruptores				
Motor Int Línea 601	1	740,0	740,0	-
Motor Int Línea 602	1	740,0	740,0	
Motor Int Línea 603	1	740,0	740,0	
Motor Int Acople	1	740,0	740,0	
Seccionadores				
Motor Secc Línea 601	3	700,0	2.100,0	
Motor Secc Línea 602	3	700,0	2.100,0	
Motor Secc Línea 603	3	700,0	2.100,0	
Motor Secc. Acople	2	740,0	1.480,0	
			0,0	
Total	15		10.740,0	0,0

12.3.8 Motores de Equipos de Patio - Bahías de Protección de Transformadores de Potencia 60 /10 kV.

Tabla 12.10: Listado de cargas de los motores de equipos correspondientes a las bahías de transformación 60 kV.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Interruptores				
Motor Interruptor Trafo T1	1	740	740	-
Motor Interruptor Trafo T2	1	740	740	
Seccionadores				
Motor Secc Trafo T1	2	700	1.400	
Motor Secc Trafo T2	2	700	1.400	
Total	6		4.280	0

12.3.9 Cargas en Tableros de Medición 60 kV

Tabla 12.11: Listado de cargas correspondiente al tablero de medición.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Medidor ION-7500	5	5	-	25
Total				25

12.3.10 Cargas de equipos de Control, Protección y Motores en Celdas 10 KV

Tabla 12.12: Listado de cargas correspondiente al mando de las celdas de 10 kV.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Bobina de Cierre	12	320	3.840	
Bobina de Apertura-1	12	320	3.840	
Bobina de Apertura-2	12	320	3.840	
Circuito de Supervision	12	12		144
Motor Celda	12	440	5.280	
Total			16.800	144

12.3.11 Cargas de Medidores instalados en las Celdas de 10 kV

Tabla 12.13: Listado de cargas correspondiente a los medidores instalados en las celdas de 10 kV.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Medidor ION-7500	10	5	-	50
Total				50

12.3.12 Iluminación de Emergencia Sala Distribución Chiclayo Oeste

Tabla 12.14: Listado de cargas de la iluminación de emergencia de la Sala de Distribución

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Lamparas Incandescentes Sala Celdas	8	60	480	
Lamparas Incand. Sala Cables-Semisotano	6	60	360	
Total			840	0

12.3.13 Control Mecanismo Cambiador Tomas Bajo Carga (Oltc) Transformadores T1 Y T2

Tabla 12.15: Listado de cargas de conmutador bajo carga del transformador de potencia.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Control OLTC-1	1	27	27	
Control OLTC-1	1	27	27	
Total			54	0

12.3.14 Reserva Equipada

Tabla 12.16: Listado de cargas para una reserva futura.

Descripción	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Mando	1	200	200	-
Control	1	20		20
Total			200	4

12.3.15 Cuadro de Cargas desde Tablero Distribución DC

Tabla 12.17: Resumen de cargas en tensión continua de la Sala de Distribución Chiclayo Oeste.

Descripción	Campo	Cant.	Unit W	Carga momentán	Carga Continua
Mando y Proteccion Equipos Patio 60 kV - Lineas	L-60kV	1		8.232	96
Motores Equipos de Patio 60 kV - Lineas	L-60kV	1		10.740	0
Mando y Proteccion Equipos Patio 60 kV - Trafos	T-60 kV	1		4.116	96
Motores Equipos de Patio 60 kV - Trafos	T-60 kV	1		4.280	0
Control, Proteccion y motores Celdas 10 kV	Celdas 10kV	1		16.800	144
Medicion 60 kV	Tableros 60kV	1		0	25
Medicion 10 kV	Celdas 10kV	1		0	50
Iluminacion Emergencia Sala 10 kV	Sala	1		840	0
Cambiador de Tomas T1	T1	1		54	0
Cambiador de Tomas T2	T2	1	54	54	
Tablero de Comunicaciones	Sala	1	200	96	2.662
Reserva-1	TDCC	1	100		100
Reserva-2	TDCC	1	100		100
Reserva-3	TDCC	1	100		100
Reserva-4	TDCC	1	100		100
Total				45.212	3.473

12.4 Selección del Interruptor Automático Totalizador del Tablero 110 VDC

Para la selección del automático totalizador es necesario proteger los circuitos del tablero de corriente continua, para ello se establecen los siguientes criterios:

Se requiere de un automático que proteja contra cortocircuitos en el barraje y el conexionado de los automáticos. Este automático debe poder dejar circular la corriente máxima de la alimentación del tablero de tal manera que cubra la carga continua y además las cargas momentáneas.

Hemos considerado la suma de cargas momentáneas en el caso más crítico que se pueda presentaren la protección. Este es un disparo general de todos los interruptores de 60 kV y 10kV que involucra la Protección por circuito de disparo 1 y 2.

Tabla 12.18: Cuadro de Cargas totales de la Sala de Distribución Chiclayo Oeste.

Descripción	Corriente (A)
Total carga momentánea	155,7
Total carga continua	31,6
Total Cargas	187,3

Se requiere un automático que garantice la circulación de los 188 A durante dos segundos y los 32,3 A de carga continua. Seleccionamos el automático del tipo 5SX que tiene la siguiente característica:

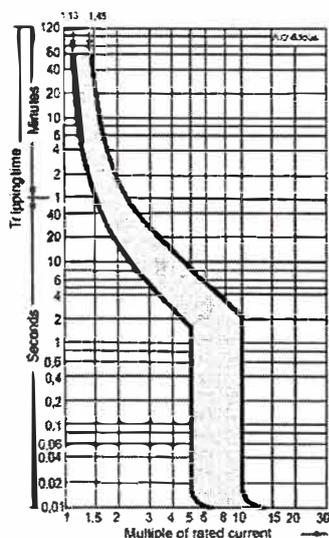


Fig. 2/3 Tripping characteristics C

Figura 12.2: Curva Característica de Interruptor Termomagnético VDC

Viendo la curva anterior se tiene que el interruptor automático necesario debe ser de una corriente nominal de:

$$I_t = \frac{I_m}{k} = 47A \quad (12.2)$$

Donde:

I_m = Corriente de las cargas momentáneas para el caso más crítico más la carga continua.

K = El factor leído de la tabla anterior que determina la duración del disparo

I_t = Corriente nominal del automático a seleccionar

Reemplazando valores en (12.2) se obtiene:

$$I_t = \frac{I_m}{k} = 47A$$

El automático seleccionado será de: 50 A.

CAPITULO XIII MEMORIA DE CÁLCULO DE MALLA A TIERRA

13.1 Consideraciones de Diseño

El diseño de la malla de puesta a tierra se realiza bajo las prescripciones de la Norma ANSI/IEEE 80, que establece la metodología para determinar la resistencia de puesta a tierra y los potenciales de toque y paso máximos a los cuales están expuestas las personas dentro de las instalaciones del sistema de puesta a tierra.

Se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Debe proporcionar un camino de baja impedancia a las corrientes a tierra, a fin de que sea detectado por los equipos de protección. Esto asegurará que la falla a tierra será eliminada rápidamente.
- Controlar los gradientes de potencial a valores tolerables a fin de proteger a las personas. Una persona esta expuesta básicamente a tres tipos de gradientes de potencial: Tensión de toque, Tensión de paso, y Potencial transferido.
- Proteger el equipo y las instalaciones asociadas.
- Los seres humanos son muy vulnerables a los efectos de las corrientes eléctricas. Una corriente tan pequeña como 100 mA puede ser letal. Los efectos fisiológicos más comunes de la corriente eléctrica, en orden de incremento de magnitud, son: Hormigueo, contracción muscular, pérdida de la conciencia, fibrilación ventricular, asfixia, quemaduras entre otros.
- Las mallas o electrodos de puesta a tierra se componen de conductores y varillas longitudinales. El material utilizado en este proyecto es cobre. La malla se entierra a una profundidad de 0,80 metros por debajo del nivel del terreno.

13.2 Mediciones de Campo

Se utilizó el Método de Werner, para obtener la resistividad del terreno. Esta se obtuvo por capas, es decir la capa de cero a 2, de 2 a 4, de 4 a 6 y la de 6 a 8, para poder emplear a partir de esto cualquier método de diseño.

La cual se tomó en un eje paralelo a la avenida de Evitamiento obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 13.1: Resistividad del terreno en un eje paralelo a la vía evitamiento.

Distancia de Segmento	Resistividad del Terreno
n = 2 metros	475 Ω xmetros
n = 4 metros	270 Ω xmetros
n = 6 metros	140 Ω xmetros
n = 8 metros	100 Ω xmetros

También se tomó en el eje perpendicular a la avenida de Evitamiento obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 13.2: Resistividad del terreno en un eje perpendicular a la vía evitamiento.

Distancia de Segmento	Resistividad del Terreno
n = 2 metros	510 Ω xmetros
n = 4 metros	260 Ω xmetros
n = 6 metros	150 Ω xmetros
n = 8 metros	95 Ω xmetros

Cálculo de la resistividad del suelo aplicando el método de la media geométrica.

Para diferentes separaciones de electrodos

Distancia de electrodos	2 m	$\rho =$	492 Ohm – m
Distancia de electrodos	4 m	$\rho =$	265 Ohm – m
Distancia de electrodos	6 m	$\rho =$	145 Ohm – m
Distancia de electrodos	8 m	$\rho =$	97 Ohm – m

Valor final promedio aplicando el método de la media geométrica

$$\rho = 200 \text{ Ohm} - \text{m}$$

Valor que será considerado en los cálculos de la malla de tierra profunda, la cual estará enterrada en dos niveles, a 0.70 m y a 1.80 m del nivel del piso.

13.3 Información Referente al Cálculo de la Malla de Tierra Profunda

Corriente de cortocircuito a tierra	1000 A
Resistividad promedio	200 Ohmios
Sección del conductor de la malla	95 mm ²
Longitud total del conductor enterrado	400m (40mx5 conductores
Incluye conexiones malla nueva con existente y mallas en dos niveles)	+ 17m x 9 conductores)
Área total de la malla (40m x 17m)	680m ²
Número de conductores largos	5
Número de conductores cortos	9
Profundidad de la malla	0.7m y 1.80m (1.0m promedio)
Tiempo e eliminación de la corriente a tierra	0.15 s

13.4 Calculo de malla de tierra usando programa

SCREEN 1 - Selection of Ground Conductor.

In practice, the requirements for mechanical reliability will set a minimum conductor size. An international survey showed:

- 66% use No 4/0 copper.
- 16% use as large as 500 kcmils.
- 25% use as small as 1/0 'without any mechanical problems'.

Ref.	Size.	Area (sq mm)	O.D (mm)
A	1/0	53,48	9,90
B	2/0	67,42	11,10
C	3/0	85,03	12,50
D	4/0	107,10	14,00
E	250 MCM	126,60	14,60
F	500 MCM	253,35	20,70
G	Other size:	95,00	382,00

SELECT CONDUCTOR SIZE — C (Enter reference, A or B etc.)
 **** PGDN TO SELECT CONDUCTOR MATERIAL ****

SCREEN 2 - Selection of conductor material.

	Conductivity
A Standard annealed soft copper wire	100.0
B Commercial hard drawn copper wire	97.0
C Copper-clad steel core wire	40.0
D Copper-clad steel core wire	30.0
E Commercial EC aluminum wire	61.0
F Aluminum alloy wire 5005	53.5
G Aluminum alloy wire 6201	52.5
H Aluminum clad steel core wire	20.3
I Zinc-coated steel core wire	8.5
J Stainless steel No 304	2.4

SELECT COND MATERIAL: C (Enter A or B etc.)
 Max conductor and joint temp.....: 250,00 degrees C. See Help-->
 Ambient temperature.....: 40,00 degrees C.
 Duration of current flow.....: 0,15 seconds.

MAXIMUM ALLOWABLE CURRENT: 24814 amperes.

**** PAGE DOWN TO CONTINUE ****

SCREEN 3 - Calculation of Maximum Permissible Step and Touch Voltages.

Taken as standard:
 Separation of feet(dfoot) (m)..... 1,00

From Screen 2:
 Duration of fault current (ts)(secs)..... 0,15

ENTER Soil resistivity (rho-1)(ohm-m)..... 100,00
 Gravel resistivity (rho-s)(ohm-m)..... 0,00
 Gravel layer thickness(hs) (m)..... 0,00
 Body design weight (kg)(enter 50 or 70). 70,00

Max E-STEP(50kg) =.....	477
Max E-STEP(70kg) =.....	646
Max E-TOUCH(50kg) =.....	349
Max E-TOUCH(70kg) =.....	472

**** PAGE DOWN TO CONTINUE ****

SCREEN 4 - Calculation of total resistance of the ground system.

Soil resistivity (rho-1)(ohm-m).....	100,00
Diameter of grid conductor (d1)(m).....	0,01
ENTER Thickness of upper layer of soil (H)(m).	1,00 See Help 1 -->
Soil resistivity (rho-2)(ohm-m).....	200,00 See Help 2 -->
Total length of grid conductors (l1)(m).	350,00
Average length of ground rod (l2)(m)....	600,00
Depth of grid burial (h)(m).....	1,00
Short side grid length (a)(m).....	17,00
Long side grid length (b)(m).....	40,00
Number of ground rods in area (n).....	6,00
Diameter of ground rods (d2)(m).....	0,01
 RESISTANCE OF GROUND GRID.....	 Rg = 1,92

PAGE DOWN TO CONTINUE

SCREEN 5 - Calculation of IRg to determine if it is less than the criteria established at cells F116 and F117.

Pgrt for help (note 1)-->

The maximum allowable touch potentials are:

Etouch(50#).....:	349 volts.
Etouch(70#).....:	472 volts.

ENTER Ground grid current (amps).....:	200,00
--	--------

THE GROUND POTENTIAL RISE IS	384 volts
------------------------------------	-----------

MESSAGE: The ground potential rise (GPR) is greater than allowed.

Pgrt for help (note 2)-->

**** PAGE DOWN TO CONTINUE ****

SCREEN 6 - Calculation of Emesh and Estep.

Depth of ground grid, (from cell F130) (m).....	1,00
Resistivity, (from cell F122) (ohm-m).....	100,00
Grid current, (from cell F149) (amps).....	200,00
Length of ground cond.+ rods (m).....	3950,00

c) Resistencia Total de la Malla de Tierra Profunda

Según el cálculo, las resistencias de la malla de puesta a tierra es del orden de 1.90 Ohms.

13.5.2 Observaciones y Recomendaciones.

Se ha realizado el cálculo considerando un valor de resistividad del suelo medido de 200 Ohm-m, con el cual se ha calculado un valor de resistencia: 1.9, valor aceptable para instalaciones de este nivel de tensión. Consecuentemente la configuración de la malla que aparece en el plano N°. 1G63003-U1022-116; es el que será considerado en este proyecto.

Luego que el tendido de la malla de tierra se concluya se deberá realizar la medida de la resistencia de puesta a tierra, para verificar el valor calculado según esta memoria de cálculo

De acuerdo con la práctica difundida en este tipo de instalaciones, la nueva malla se conecta a la existente (25,000m² de área aproximada de la malla existente entre los patios de 220 KV y 60 KV), con lo cual la tensión de toque será reducida notablemente y consecuentemente, la resistencia de puesta a tierra.

En el caso particular de este proyecto, se tendrán dos conexiones cercanas entre ambas mallas.

Con la finalidad de asegurar el valor de la resistencia de la malla de 1.9, dadas las características del suelo seco, se ha adoptado lo siguiente:

Tratamiento del suelo mediante una capa de tierra cultivo de 0.40m de ancho x 0.50m de altura, que cubrirá a todo el conductor de la malla; tal como se muestra en el plano (1) G63003-U1022-116, la resistividad de este material es del orden de los 10 a 50 Ohm-m

CAPITULO XIV RESUMEN DE OBRAS CIVILES

Comprende el proyecto arquitectónico de la infraestructura de la nueva Sala de Distribución Chiclayo Oeste en dos niveles: semisótano o sala de cables de energía y control y un primer nivel en donde se albergaran los equipos de control y distribución de la sala de Distribución Chiclayo Oeste.

14.1 Estudio de Mecánica de Suelos

El estudio de mecánica de suelos, es la base para determinar las condiciones locales de estabilidad y la calidad del suelo para resistir las fuerzas que se transmiten al terreno de fundación. Estos estudios proporcionan los parámetros del suelo de fundación que se emplearán en el diseño de las cimentaciones de las estructuras tanto de la Subestación como de las Torres de Interconexión.

Para determinar los parámetros de cimentación se han realizado exploraciones de campo (calicatas) para obtener muestras disturbadas y no disturbadas de suelos representativos que fueron remitidas al laboratorio de mecánica de suelos.

Por el reconocimiento del área de estudio, trabajos de exploración detallada de campo, ensayos físico-mecánicos de laboratorio, se desprenden las siguientes conclusiones:

Se ha establecido una unidad geotécnica para su aplicación en la cimentación de estructuras.

La Capacidad Portante de los Suelos = 3,00 Kg/cm².

El factor de seguridad del terreno para la cimentación será igual a 3,5.

Las estructuras se instalaran próximo a soporte fijo donde no puedan colapsar o ser erosionadas.

Hasta los 3,00 m, no se encontró nivel freático.

14.2 Descripción de las Obras Civiles de la Sala de Distribución

La edificación de la nueva Sala de Distribución de la Sub Estación Chiclayo Oeste, requiere una infraestructura adecuada, para su operación y control. La Sala de Distribución estará conformada por los siguientes ambientes:

- Sala de Celdas de 10 kV y Tableros de protección, medida, servicios auxiliares e Interfase.
- Sala de cables.
- Sala de Baterías,
- Sala de Equipos (Transformador de SS, AA y transformador Zigzag),
- Servicios higiénicos exterior

Se ha dispuesto que la edificación posea grandes ventanas los cuales permiten una adecuada iluminación natural de los ambientes. En los ambiente laterales (del volumen menor), se ha dispuesto ventanas de menor tamaño; pero que garantizan una adecuada iluminación. Las grandes ventanas serán de vidrios reflectantes, de tal forma que permitan pasar una adecuada cantidad de luz, y evitar el ingreso de radiación solar al interior, controlando de esta forma la temperatura ambiental de la sala.

En vista de que los vientos en la zona son fuertes y cargados de polvo, por su orientación, se ha visto por conveniente que las ventanas grandes tengan elementos móviles obturables a manera de persianas, de tal forma que éstos puedan ser operados manualmente y/o con servomecanismo “inteligentes” apropiados para lograr que el flujo de corrientes de aire natural fluya hacia el interior de la edificación de manera controlada y permitan una adecuada ventilación. En caso se presente incrementos térmicos de temperatura por encima de la temperatura permitida, el edificio “inteligente” contará con un sistema de ventilación forzada con filtros especiales, que se encenderán cuando el ordenador central disponga que la temperatura ambiental interior esta sobrepasando los límites permitidos programados.

Se ha dispuesto que la cobertura de los espacios sea de preferencia inclinada a dos aguas, con la finalidad de evacuar en forma rápida las aguas provenientes de las lluvias, esto por que en la zona de presentan con dureza los efectos del “fenómeno del niño”, alcanzando precipitaciones pluviales por encima de los medios anuales máximos.

Los vanos en general han sido modulados, los que van a permitir su construcción en serie, como materiales predominantes para la estructura, se ha optado por los perfiles de aluminio y como material complementario el vidrio; las puertas en general son metálicas los cuales tienen que estar tratados convenientemente por la alta presencia de corrosión en la zona.

Se propone para todos los pisos de la edificación, los pisos cerámicos de alta resistencia, en vista que los equipos a instalarse alcanzan pesos muy altos, a excepción del semisótano en el que se propone terrazo pulido. En las circulaciones peatonales se propone el uso de adoquines de concreto por su fácil instalación y desinstalación, alta resistencia y variedad de diseños que puedan lograrse con estas unidades.

14.2.1 Sala de Celdas 10 kV y Tableros

La Sala de Celdas y Tableros cuenta con capacidad para la instalación de las Celdas de 10 kV y Tableros requeridos. En dicha sala se ubicará también un escritorio para el operador eventual, y contará con un terminal de ordenador y el equipo de comunicación (la sala de celdas y tableros será automática y teledirigida). Visualmente tendrá capacidad de observación a los dos grupos de tableros.

El conjunto tiene un servicio higiénico de acceso exterior. Contará con un sistema de ventilación natural. Asimismo, tendrá sensores automáticos de humo y calor para activar los sistemas de seguridad previniendo el inicio de cualquier siniestro.

14.2.2 Ambientes Auxiliares

La sala integra la sub zona de equipos, donde se ubicarán los transformadores de SS. AA y Zigzag, y la sala de baterías, éste último de control visual desde la sala pero de acceso indirecto desde ella, dado que el sistema de ventilación de esta sala de baterías tiene características especiales.

14.2.3 Sala de Cables

La Sala dispone de un semisótano para la sala de cables, cuya finalidad será albergar las bandejas de cables de control y potencia para su distribución en los diferentes tableros. Este semisótano, contará con iluminación y ventilación natural adecuada y tendrá

ventilación artificial. Estará provista también de sensores de humo y calor para la prevención de siniestros. Aunque el índice de ocurrencias de siniestros en este tipo de infraestructuras es casi nula.

14.2.4 Canaletas Para Cables

El Patio de Llaves de la Sub Estación Chiclayo Oeste, cuenta con un sistema de canaletas de concreto de variadas dimensiones, las mismas que serán reutilizadas según sean éstas para los cables de control o de energía, todas ellas presentan tapas removibles. Las tapas de cierre fijo evitan el ingreso de partículas de polvo, éstas permitirán el mantenimiento necesario de las canaletas. Asimismo, cuentan con un eficiente sistema de circulación de aire por el interior de la canaleta para evitar la proliferación de humedad. Las canaletas a construirse cuentan un sistema de retención (trampa para aguas superficiales) y evacuación de aguas de infiltración, como medida de seguridad, frente a eventualidades imprevisibles de “precipitaciones pluviales del fenómeno del niño” antes de que estas lleguen a la sala de cables (semisótano), eventualidades imprevisibles de “precipitaciones pluviales del fenómeno del niño” antes de que estas lleguen a la sala de cables (semisótano).

14.2.5 Instalaciones Eléctricas

Las instalaciones eléctricas en interiores de la edificación son realizadas de acuerdo a las Normas Peruanas de electricidad e instalaciones interiores, la disposición de los circuitos, serán 100 % empotrados en la edificación, los puntos de salida de alumbrado y tomacorrientes se detallan en los respectivos planos. El control de energía para las instalaciones interiores se efectuará a partir de tableros metálicos con cuchillas termos magnéticos, con su respectiva puesta a tierra de todo el sistema, se dispondrá de sub tableros metálicos de distribución, para cada uno de los niveles y edificaciones separadas de la principal. Estos tableros de control serán de fácil acceso y visibles, señalizados de acuerdo a las Normas.

14.2.6 Instalaciones Sanitarias

Las instalaciones sanitarias, están dispuestas adecuadamente en la edificación, hasta cobertura los servicios. Todo el sistema será empotrado en la edificación. Su instalación

se efectuará respetando las normas técnicas peruanas (NTP) para Instalaciones sanitarias.

El sistema de agua fría, está constituida por el sistema de tuberías desde el punto de alimentación de la red pública, hasta el aparato sanitario.

El sistema de desagüe, está constituido por la red de tuberías desde el punto de evacuación de los aparatos sanitarios hasta su disposición en la red pública del sistema de desagüe.

En la edificación se instala un sistema de cisterna y tanque elevado para el abastecimiento de agua permanente debido a que el sistema público de alimentación es deficiente.

14.2.7 Sistema de Drenaje

No se tiene un sistema de drenaje en todo el patio de llaves (actual) de la sub estación, tampoco en el área destinada a la nueva edificación de la sala de control, por lo que se construirá un sistema de drenaje integrado a la zona de circulación ubicándolo específicamente en las cunetas de la vía vehicular, en los bordes de los sardineles de circulación peatonal y los bordes de los sardineles de las áreas verdes, para evacuar las aguas provenientes de los excesos de riego, o de las precipitaciones pluviales acumuladas en las áreas verdes que no pueden ser infiltradas.

14.2.8 Instalaciones Especiales

Adicionalmente a las instalaciones eléctricas, se dispone de instalaciones especiales de circuitos para los sistemas de control y vigilancia (video), sistema de sensores térmicos, de humo, sistema de alumbrado de emergencia, circuitos de telecomunicaciones. Todos ellos albergados en circuitos de tuberías empotradas en la edificación con adecuadas disposiciones de armonía y modelación arquitectónica.

Así mismo dentro de este sistema esta contemplado la construcción del sistema de ventilación (natural y forzado) y el sistema de aire acondicionado, para el cual se han desarrollado los cálculos justificativos que dimensionan el nivel de flujo de aire necesario para mantener la temperatura ambiente en todos los ambientes de sala de distribución.

CAPITULO XV SISTEMA CONTRAINCENDIOS Y CAMARAS DE VIGILANCIA

El presente documento tiene como finalidad describir el Sistema de Seguridad de la Nueva Sala de Distribución 10 kV de la Subestación Chiclayo Oeste, de propiedad de Electronorte S.A. y ubicados en la ciudad de Chiclayo considerando los requerimientos, especificaciones de diseño y aclaraciones entregadas por el ELECTRONORTE S.A., así como las pautas de diseño de la norma NFPA (National FIRE Protection Asotiation), recomendaciones del fabricante y experiencia en instalaciones similares.

El objetivo del sistema de protección contra incendios es proporcionar un grado de protección a la vida y la propiedad, basándose en normas internacionales de reconocido prestigio y confiabilidad. La protección que este sistema brinda está en estrecha relación con los sistemas de detección y alarma de incendios.

El objetivo del sistema de CCTV es la lograr un sistema capaz de detectar la presencia de cualquier evento o persona. Logrando contar con un nivel de seguridad y vigilancia para las instalaciones del Instituto.

15.1 Criterios de Diseño del Sistema de Detección de Incendios

Los sistemas de detección de incendios han sido diseñados de acuerdo a la última versión de las normas que se señalan a continuación:

15.1.1 NFPA 70 National Electrical Code

Norma que rige los requerimientos de instalaciones eléctricas para sistemas contra incendios.

15.1.2 NFPA 72 National Fire Alarm Code

Norma que rige los requerimientos de diseño y selección de un sistema de detección y alarma contra incendios.

15.1.3 NFPA 101 Life Safety Code

Norma que rige los criterios de diseño de los edificios y estructuras con la finalidad de proteger la vida durante un incendio

El sistema y los componentes que se proponen son listados por Underwriters Laboratories Inc. (UL) y/o aprobados por Factory Mutual (FM) para uso en sistemas de protección contra incendios.

15.2 Sistemas de Detección y Alarmas Contra Incendio

El sistema de Detección y Alarma de Incendios propuesto estará conformado por un panel principal (MXL-IQ) el cual se ubicará en la Sala de celdas y Tableros en el primer piso.

El panel de Detección y Alarma de Incendios será del tipo analógico y multiplexado, y es en donde se recibirán las señales de los dispositivos automáticos, manuales e interfaces que conforman el sistema; permitiendo así, detectar en el más breve plazo la presencia de fuego o calor.

El panel MXL-IQ recibirá todas las señales digitales de los dispositivos del sistema contra incendios además detectará a través de direcciones lógicas cual de los dispositivos de activación automática y manual mandan una señal de alarma.

El sistema será programado en modo de alarma para todos los dispositivos automáticos y manuales de detección de incendios. El modo alarma significa que cualquier aviso de alarma emitido por alguno de los dispositivos de detección de incendio, activará los dispositivos de notificación audio/visuales.

La señal de avería o falla del panel será distinta a las señales de alarma. Será una señal audiovisual mediante un LED intermitente o constante, de un color distinto del rojo, con

un sonido pulsante, con una duración mínima de 0.5 segundos y uno por lo menos cada 10 segundos.

La señal de alarma de cualquier dispositivo de detección (automático o manual) tendrá prioridad en el panel sobre cualquier señal de avería o de monitoreo de algún dispositivo que no sea de detección.

15.2.1 Sistema de Detección y Alarma en Sala de Celdas Y Tableros (1er Piso)

Estas áreas estarán protegidas por detectores de humo por aspiración, dichos detectores utilizarán una interfase de monitoreo con el panel contra incendios para poder determinar los estados del detector por aspiración.

Este método de detección consiste en una red de tuberías para el muestreo del aire, un cabezal láser de alta sensibilidad y un ventilador centrífugo de alta eficiencia. La detección de humo se consigue mediante el uso del ventilador que aspira aire del ambiente protegido y lo lleva a través de la red de tuberías de muestreo hacia el cabezal láser, en donde es analizado para verificar la presencia de humo.

El detector emplea una avanzada tecnología de conteo y discriminación de partículas por su tamaño para detectar partículas de combustión que pudieran encontrarse inclusive durante la etapa incipiente del fuego, eliminando por completo las falsas alarmas.

El sistema de aspiración se hará con un VLF-500 colocado en la Sala de celdas y Tableros, de dicho VLF-500 se tenderá una red de tuberías de CPVC que monitorearán las muestras de aire en toda la sala según una distribución NFPA 72.

El detector de humo por aspiración mandará una señal de alarma y falla que serán monitoreados por un módulo de monitoreo dual (con dos entradas) y este módulo enviará las señales al panel contra incendios y este lo notificará como señal de alarma o de falla según sea el caso.

15.2.2 Sistema De Detección Y Alarma En Sala De Cables (Sótano)

Estas áreas estarán protegidas por detectores de humo por aspiración, dichos detectores utilizarán una interfase de monitoreo con el panel contra incendios para poder determinar los estados del detector por aspiración.

Este método de detección consiste en una red de tuberías para el muestreo del aire, un cabezal láser de alta sensibilidad y un ventilador centrífugo de alta eficiencia. La detección de humo se consigue mediante el uso del ventilador que aspira aire del ambiente protegido y lo lleva a través de la red de tuberías de muestreo hacia el cabezal láser, en donde es analizado para verificar la presencia de humo.

El detector emplea una avanzada tecnología de conteo y discriminación de partículas por su tamaño para detectar partículas de combustión que pudieran encontrarse inclusive durante la etapa incipiente del fuego, eliminando por completo las falsas alarmas.

El sistema de aspiración se hará con un VLF-500 colocado en la Sala de celdas y Tableros, de dicho VLF-500 se tenderá una red de tuberías de CPVC que monitorearán las muestras de aire en toda la sala según una distribución NFPA 72.

El detector de humo por aspiración mandará una señal de alarma y falla que serán monitoreados por un módulo de monitoreo dual (con dos entradas) y este módulo enviara las señales al panel contra incendios y este lo notificará como señal de alarma o de falla según sea el caso.

15.2.3 Sistema de Detección y Alarma en Sala de Equipos

Esta sala estará protegida por un detector de humo inteligente, dicho detector no necesitan ninguna interfase de comunicación con el panel contra incendios.

El detector puntual de humo consiste en una foto cámara y en un sensor térmico (termistor) que detectan la presencia de humo en el ambiente, realizando un sensado permanente a través de un microcontrolador interno.

La foto cámara posee un fotodiodo receptor y un diodo emisor que detecta la presencia de humo en la cámara a través de desviaciones del haz de luz por las partículas del humo.

El Detector detecta además los cambios de temperatura a través de un termistor de gran precisión, cuando ambas señales (de humo y temperatura) son activadas el detector puntual emite la señal de alarma que es detectada por el panel de detección de incendio.

Los detectores de humo poseen una dirección física que el panel de control es capaz de detectar y conocer el punto exacto en donde se produce una alarma.

Cuando un detector de humo inteligente se activa mandará una señal de alarma que activará el panel.

15.2.4 Sistema de Detección y Alarma en Sala de Baterías

Estas áreas estarán protegidas por detectores de temperatura inteligentes, dichos detectores no necesitan una interfase de comunicación con el panel contra incendios.

El detector de Temperatura posee una dirección física que el panel de control es capaz de detectar y conocer zona en donde se produce una alarma.

Este detector al sensor una alza de temperatura o un cambio brusco de la temperatura mandará una señal de alarma al panel contra incendios activando todas las señales audibles y visibles del sistema de detección.

CONCLUSIONES

1. En el presente trabajo se hace una recopilación de los criterios con los que se diseñó y posteriormente se ejecutó la Sala de Distribución Chiclayo Oeste en 10 kV y 60 kV.
2. En el proyecto se han suministrado celdas metal-clad a prueba de arco interno, con lo que se garantiza la seguridad del personal que eventualmente trabaje dentro de la subestación.
3. El cambio de la RTU existente por el sistema de control SICAM-PAS implicó la utilización del protocolo de comunicación IEC 61850, mediante la utilización de este protocolo se puede intercambiar también directamente información entre equipos de campo, de manera que se pueden crear sistemas sencillos sin maestro para bloqueo en el campo y en las instalaciones. Un ejemplo de esta aplicación fue la lógica de control para los grupos de ajustes A (sistema con neutro aislado) y grupo de ajuste B (Sistema con neutro artificial a través del Zig-Zag), mediante esta lógica se cambiaron los ajustes de protección de acuerdo al tipo de conexión en la barra de 10 kV.
4. Los equipos de protección instalados soportan no sólo las funciones de protección sino además todas las funciones de mando y supervisión que se necesitan para la explotación de una instalación de distribución de media tensión o alta tensión. Su aplicación principal es el mando y control seguro de equipos de distribución, unidades de conmutación y elementos de procesado.

La celda de distribución o el interruptor se pueden controlar a través de:

- El panel de mandos integrado
- Las entradas binarias
- el sistema de control de subestaciones
- DIGSI 4.

5. El trabajo se desarrollo considerando que la operación de la Sala de Distribución será automatizada y operada a distancia, esto implico la instalación y posterior configuración del Sistema de Control de Subestaciones SICAM-PAS a través del cual se realiza el control de toda la Subestación de una forma integrada a través del protocolo IEC61850. El SICAM-PAS en conjunto con el I/O box y el GPS suministrados permitieron reemplazar la RTU existente por un sistema de Control y Supervisión que permite el manejo de mensajes GOOSE lo cual permite disponer a Electronorte de una Subestación con Tecnología de ultima generación para el control y protección.
6. La utilización de los sistemas de control de subestaciones SAS en las subestaciones nuevas, tiene su justificación en el ahorro en los costos de construcción, espacio, cableado y montaje; asi como el incremento de la capacidad de la organización para trabajar mejor, mas rapidamente y en forma mas económica y de esta forma obtener un beneficio en la reducción de los costos de operación y mantenimiento
7. Adicionalmente para tener un respaldo en el mando a distancia se habilitaron señales análogas en los medidores de energía, gracias a lo cual se dispone en las celdas de 10 kV y 60 kV de comandos de apertura y cierre de respaldo.
8. La utilización de un sistema de cámaras de vigilancia operadas a distancia permite monitorear la subestación permanentemente desde el centro de control e incluso visualizar las señales de alarma en los reles de protección y paneles de alarma.
9. El sistema de detección contra incendio analiza constantemente la composición del aire para detectar desde sus inicios las condiciones de fuego o humo que pongan en riesgo la subestación, estas señales son llevadas el centro de control en donde el operador en caso de indicios de incendio avisara a los respectivos medios de auxilio.

ANEXO A

DIAGRAMAS UNIFILARES 60 kV

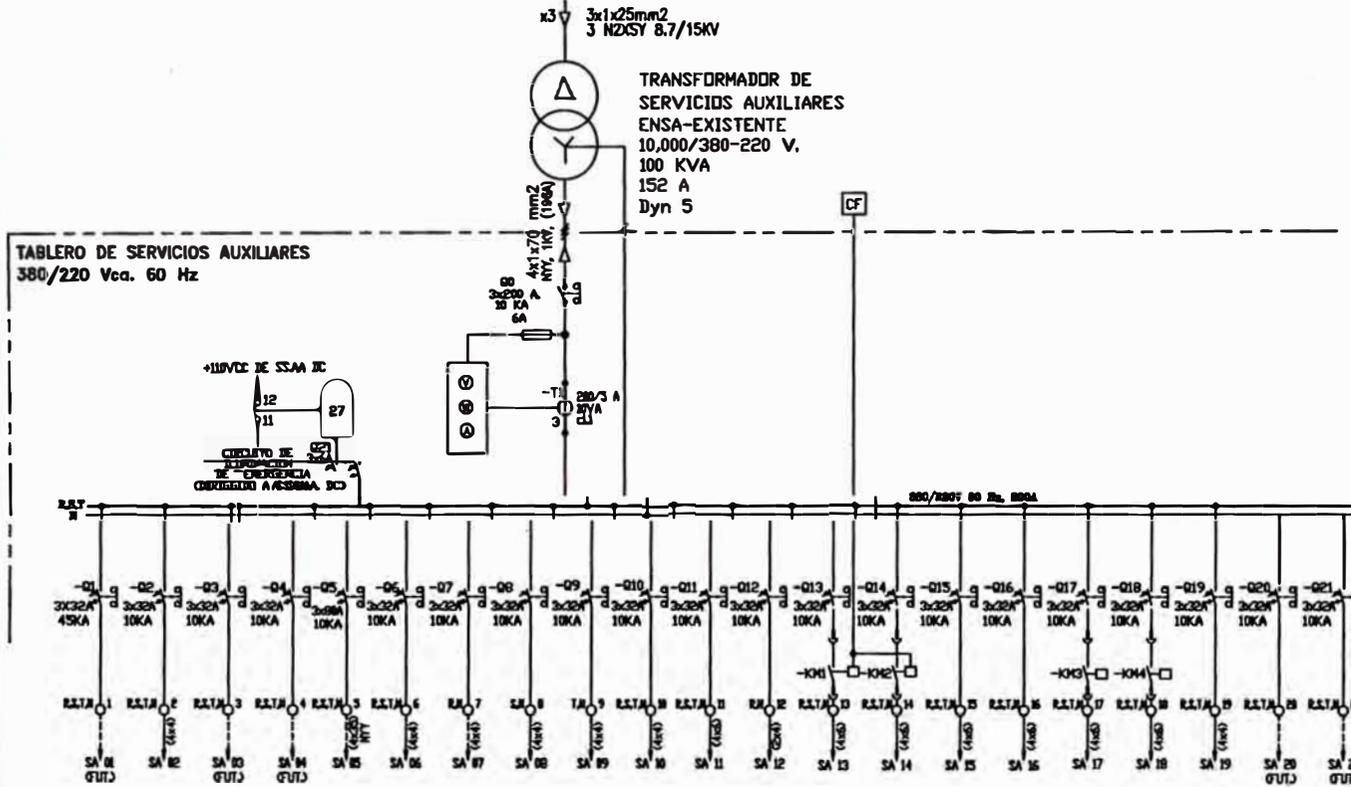
ANEXO B

DIAGRAMAS UNIFILARES 10 KV

ANEXO C

**DIAGRAMAS UNIFILARES SERVICIOS AUXILIARES
TENSION ALTERNA 380 / 220 VAC**

ALIMENTACION DE CELDA 10 KV
(Sala de celdas)



TABLERO DE SERVICIOS AUXILIARES
380/220 Vca. 60 Hz

SIMBOLO	NOMBRE	DESCRIPCION	CANTIDAD
	-Q	INTERRUPTOR TRIPOLAR Y/O BIPOLAR TERMINALIZADO CON CONTACTO DE ALARMA M/C MARCA SIEMENS	2/ESTRUCO 08A 3 x 100A-09 3 x 25A-09 2 x 25A-10 2 x 25A-09 2 x 25A-04 3 x 25A-01 3 x 25A-07
	-T1	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TOROIDAL	02
	-F111	FUSIBLE	02
		ANALIZADOR DE REDES MULTIFUNCION DIGITAL FABRICADO POR POWER MEASUREMENT MODEL 200 6200	01
	27	RELE DE 110VDC TENSION MARCA SIEMENS	01
	CF	CELDA FOTOLECTRICA EXISTENTE	01
	KM	CONTACTOR TRIFASICO 3 x 25A, 600V, bobina 220Vca	02

NOTAS :

- MARCAS, TIPOS Y CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE TODOS LOS EQUIPOS, VER PLANOS DE FABRICACION DEL TABLERO
- (4x4) = CABLE DE 4 CONDUCTORES TIPO KZCSY DE 4mm² CADA UNO
- PLANO O.C N° 063003-U1022-250; INSTALACIONES ELECTRICAS DIAGRAMA UNIFILAR

REFERENCIA:

(1)063003-U1022-100: Programa Unifilar de Tablero de Servicios Auxiliares 110Vca y 220Vca

NO	DESCRIPCION	FECHA	ESTADO
A0	PLANO CONFIRME A OBRA	22/12/90	N.S.R.
A4	PLANO CONFIRME A OBRA	04/11/89	N.S.R.
A3	REVISADO POR INGENIERO EN ELECTRICIDAD	04/11/89	N.S.R.
A2	REVISADO POR INGENIERO EN ELECTRICIDAD	24/09/89	N.S.R.
A1	REVISADO POR INGENIERO EN ELECTRICIDAD	14/09/89	N.S.R.
A0	PLANO ORIGINAL	24/10/88	N.S.R.

PROCESAMIENTO DE APROBACION	
TIPO	FECHA
REVISADO	24/12/90
REVISADO	24/12/90
REVISADO	24/12/90

NUEVA SALA DE DISTRIBUCION 10 KV
DE LA SUBSTACION CHICLAYO OESTE

PLANO CONFORME A OBRA

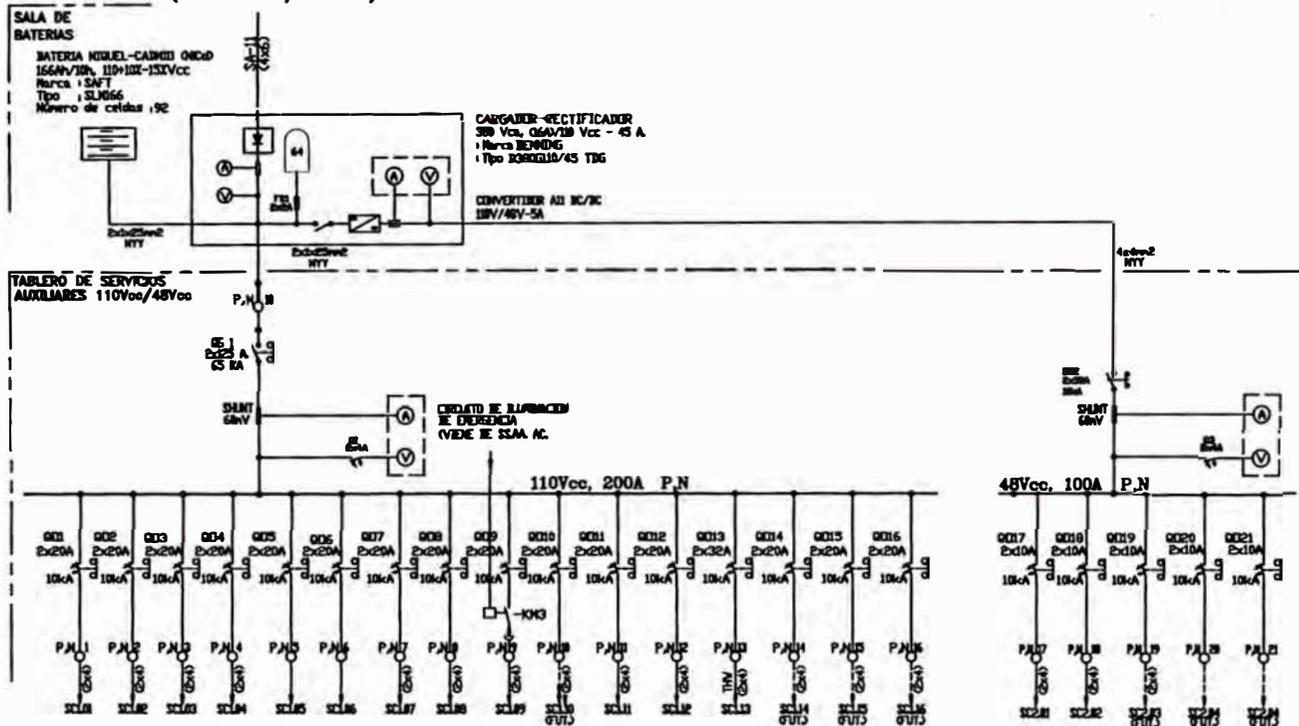
DIAGRAMA UNIFILAR DE
TABLERO DE SERVICIOS
AUXILIARES 380/220 Vca

NO	FECHA	ESTADO
1	24/12/90	N.S.R.

ANEXO D

**DIAGRAMAS UNIFILARES SERVICIOS AUXILIARES VAC
TENSION CONTINUA 110 / 48 VDC**

DE INTERRUPTOR Q11
(Tablero 380/220 Vca)



- MANDO Y PROTECCION EQUIPOS DE PATO 60 KV LINEAS DE 60 KV
- MOTORES DE PATO 60 KV LINEAS DE 60 KV
- MANDO Y PROTECCION TRANSFORMADORES 1 Y 2
- MOTORES EQUIPOS DE TRANSF. 1 Y 2
- CONTROL Y PROTECCION Y DE CELDAS 10 KV
- MEDICION 60 KV
- MEDICION 10 KV
- SEÑALIZACION Y ALARMAS
- ILUMINACION DE EMERGENCIA SALA DE CELDAS DE 10 KV TABLERO STOC (NOTA 3)
- CONMUTADOR BAJA CARGA TR. 1 Y TR. 2 (PUT)
- EQUIPO DE COORDINACIONES
- ILUMINACION DE EMERGENCIA PATO 60 KV-ENSA
- CONVERSOR 110/240 VCC
- ALIMENTACION DE MOTOR CELDAS 10KV
- ALIMENTACION MEDIDOR -MFT+MFT
- RESERVA 3
- RESERVA
- DETECTOR DE HUMO
- CAMARA DE VIGILANCIA
- RESERVA 1
- RESERVA 2

SIMBOLO	NUMERO	DESCRIPCION
	-Q	INTERRUPTOR IMPULS THERMOMAGNETICO CON CONTACTO DE ALABRA PVC
		FUSIBLE
		CONVERTER - RECTIFICADOR SECC. I SECC. II
		BATERIA TIPO NIKEL-CADMI SECC. I SECC. II
		INDICADOR DEL APORTEADO Y VOLTIEDO PARA Vcc SECC. I SECC. II
		SEAL DE EMERGENCIA CONTROL DE SUPERVISION DE TENSION Y FALLA A TIERRA SECC. I SECC. II
KH3		CONTACTOR IMPULS SECC. I SECC. II

- NOTAS :
- MARCAS, TIPOS Y CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE TODOS LOS EQUIPOS, VER PLANOS DE FABRICACION DEL TABLERO
 - (2x4) = CABLE DE 2 CONDUCTORES TIPO NKSZY DE 4mm² CADA UNO
 - PLANO O.C. N° 063003-U1022-250. INSTALACIONES ELECTRICAS DIAGRAMA UNIFILAR

REFERENCIA:
(1)063003-U1022-100: Diagrama Unifilar de Tablero de Servicios Auxiliares 380/220Vca

AS	PLANO CONFORME A OBRA	M.S.E.	25/12/99	M.S.A.
AS	PLANO CONFORME A OBRA	M.S.E.	24/11/99	M.S.A.
AD	REVISIONES SERVO N° 001-13-00 DEL 20.04.99	M.S.A.	04/09/99	M.S.A.
AE	REVISIONES SERVO N° 002-09-00 DEL 21.02.99	M.S.A.	04/09/99	M.S.A.
AF	REVISION DE BOMBA Y ALEROS	M.S.A.	04/09/99	M.S.A.
AG	FIN DE OBRA	M.S.A.	04/12/99	M.S.A.
REV	REV	REV	FECHA	APROBADO

PROCEDIMIENTO DE APROBACION	
Elaborado:	M.S.A. 24/12/99
Revisado:	M.S.A. 24/12/99
Aprobado:	F.A.Y. 24/12/99

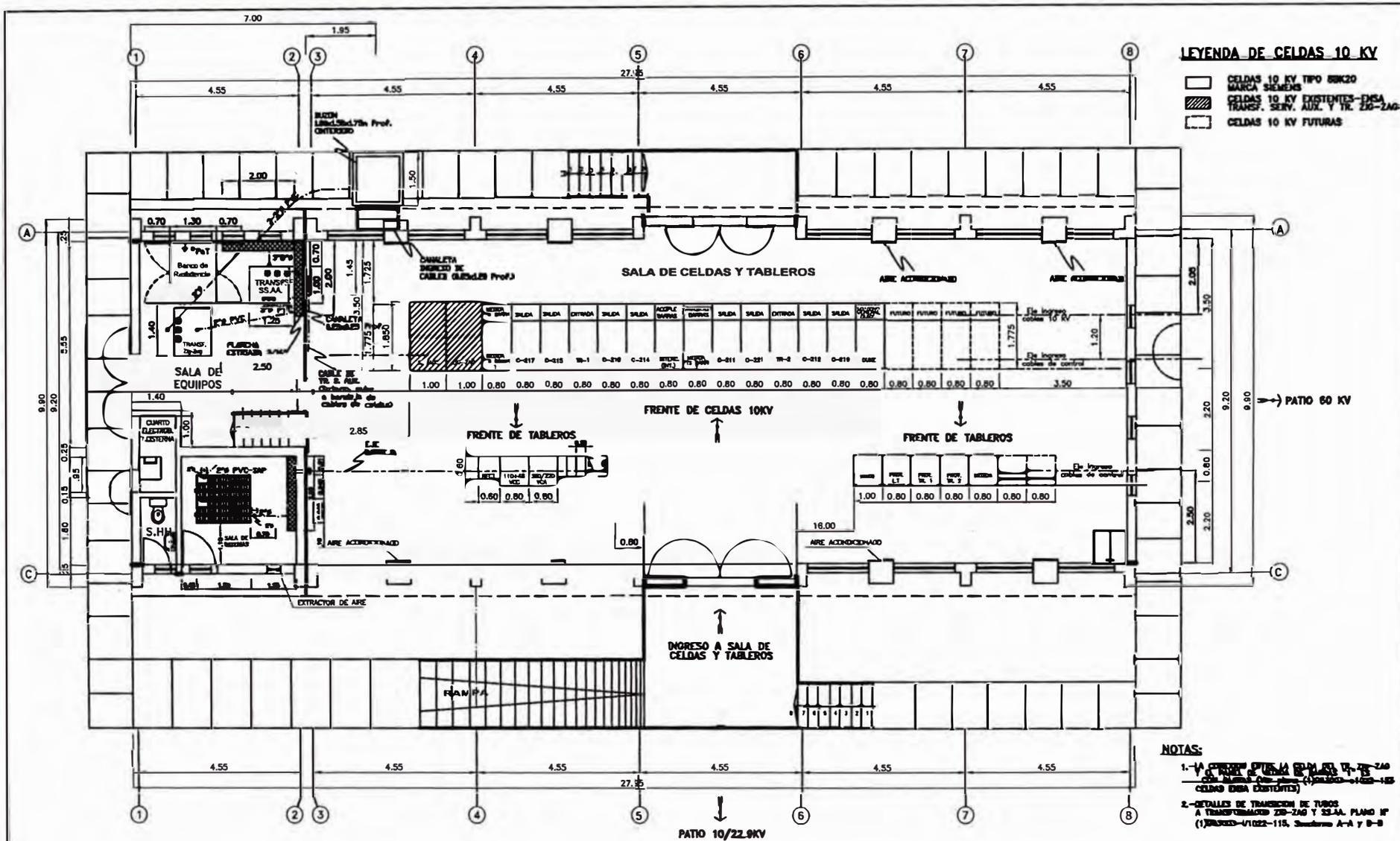
NUEVA SALA DE DISTRIBUCION 10 KV
DE LA SUBESTACION CHICLAYO OESTE

PLANO CONFORME A OBRA
DIAGRAMA UNIFILAR DE
TABLERO DE SERVICIOS
AUXILIARES 110Vcc y 48Vcc

PLANO N°	REVISIONES	FECHA	APROBADO
(1)063003-U1022-100			
PLANO N°			
REVISIONES			
FECHA			
APROBADO			

ANEXO E

PLANOS ELECTROMECHANICOS



LEYENDA DE CELDAS 10 KV

- CELDAS 10 KV TIPO BK20 MARCA SIEMENS
- CELDAS 10 KV EXISTENTES-DISA TRANSF. SERV. AUX. Y TR. 220-240
- CELDAS 10 KV FUTURAS

NOTAS:

- 1.- A CORREGIR EN LA CELA DEL TR. 220-240 A PARTIR DEL PLANO DE PLANT. 10-240 CELA EXISTENTE (1)BKK20-11022-115 CELA EXISTENTE
- 2.- DETALLES DE TRANSICION DE TUBOS A TRANSFORMADOR 220-240 Y S.E.A. PLANO 10 (1)BKK20-11022-115, Secciones A-A y B-B

REFERENCIAS:

- (1)BKK20-11022-100: Diagrama Unifilar Equipamiento Propuesto de 10 KV
- (1)BKK20-11022-110: Plano General de Instalacion Equipamiento en 10 KV Propuesto de 10 KV

NO	DESCRIPCION	FECHA	ESTADO
A0	PLANO CONFORME A OBRA	02/12/03	M.B.E.
A5	PLANO CONFORME A OBRA	04/11/03	M.B.E.
A6	MODIFICACION SOBRE PL. 10-191-03 DEL 15.05.03	17/05/03	M.B.M.
A3	MODIFICACION SOBRE PL. 10-130-03 DEL 28.04.03	04/05/03	M.B.M.
A2	MODIFICACION SOBRE PL. 10-100-03 DEL 27.02.03	05/02/03	M.B.M.
A1	REVISION A PLANO P. 130-03, 03.03.03	24/01/03	M.B.M.
A0	PLANO ORIGINAL	02/01/03	M.B.M.

PRELIMINARIO DE APERTURAS		FECHA
TIPO	M.B.E.	02/12/03
TIPO	M.B.M.	04/11/03
TIPO	M.B.T.	02/12/03

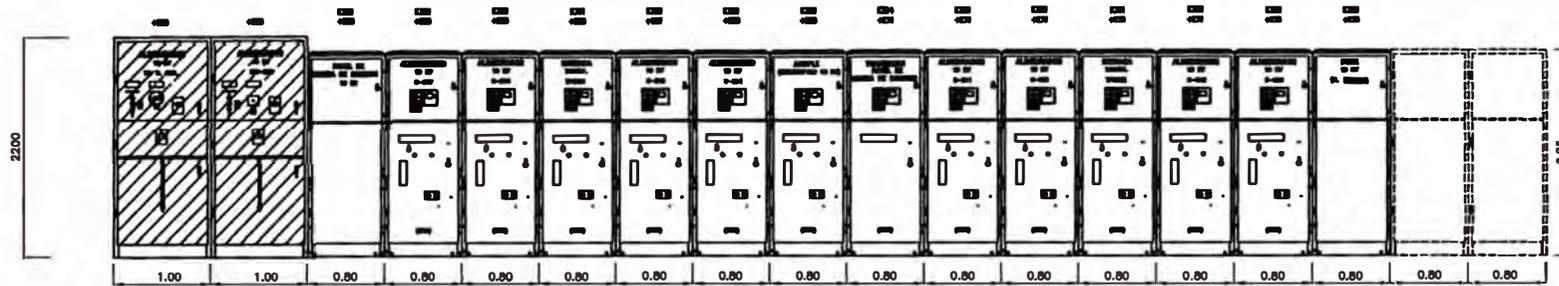
NUEVA SALA DE DISTRIBUCION 10 KV DE LA SUBSTACION CHICLAYO OESTE

PLANO CONFORME A OBRA
DISPOSICION GENERAL EN PLANTA
DE EQUIPOS EN SALA
DE DISTRIBUCION DE 10 KV

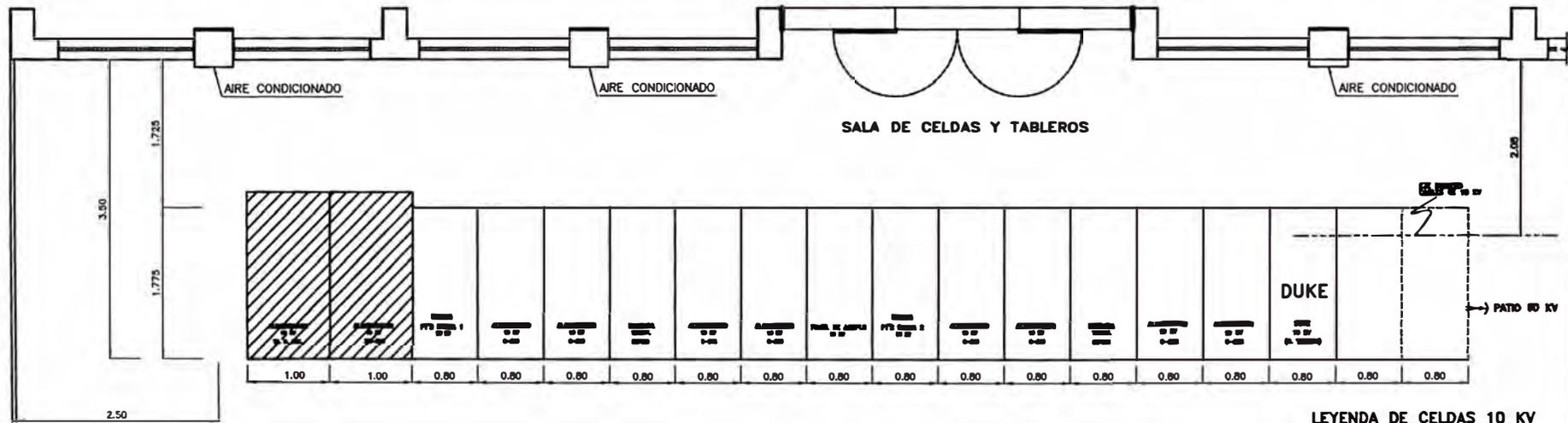
ESCALA: 1/50
 PLANO N° (1)BKK20-11022-111
 FECHA: 02/12/03

VISTA FRONTAL DE CELDAS 10 KV

DUKE



CELAS EXISTENTES ENSA



SALA DE CELDAS Y TABLEROS

DUKE

PATIO 60 KV

CELAS 10KV - PLANTA

PATIO 10/22.9KV

LEYENDA DE CELDAS 10 KV

- CELDAS 10 KV TIPO BSW20 MARCA SIEMENS
- CELDAS 10 KV EXISTENTES - ENSA TRANS. SERV. ALI. V. VE. 220-240
- CELDAS 10 KV FUTURAS

REFERENCIAS:

- (1) PLANOS-U1022-110 Planta General de Instalaciones Eléctricas en 60 KV y Propiedades de 10 KV
- (2) PLANOS-U1022-111 Distribución General en Planta de Estudios en 10 KV Distribución en 10 KV
- (3) PLANOS-U1022-123 Cables Cross Doblecheck

AS	PLANO CONFORME A OBRA	M.S.R.	28/12/20	M.S.R.
AS	PLANO CONFORME A OBRA	M.S.R.	04/11/20	M.S.R.
AE	6/REVISADO ENFOQUE N° 003-101-00 DEL 14.03.20	M.S.R.	17/03/20	M.S.R.
A1	5/REVISADO ENFOQUE N° 003-00-00 DEL 21.03.20	M.S.R.	09/03/20	M.S.R.
AS	PRIMA REVISION	M.S.R.	09/03/20	M.S.R.
REV	REV	REV	FECHA	APROBACION

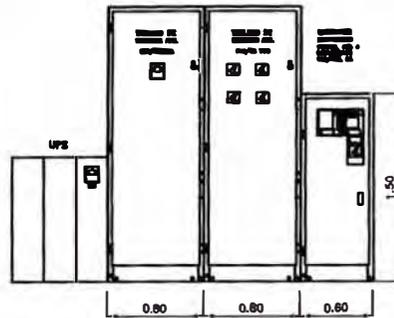
PROCESAMIENTO DE APROBACION	
REVISADO	FECHA
M.S.R.	28/12/20
M.S.R.	04/11/20
M.S.R.	17/03/20
M.S.R.	09/03/20
M.S.R.	09/03/20

NUEVA SALA DE DISTRIBUCION 10 KV DE LA SUBSTACION CHICLAYO OESTE

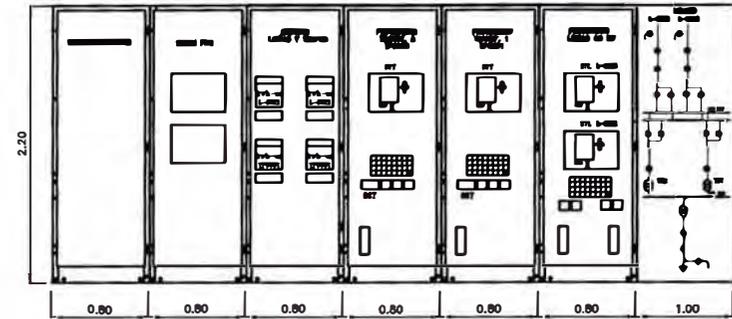
PLANO CONFORME A OBRA DISPOSICION EN PLANTA Y ELEVACION CELDAS 10 KV

ESCALA	1/20
PROYECTADO POR	M.S.R.
REVISADO POR	M.S.R.
APROBADO POR	M.S.R.
FECHA	28/12/20

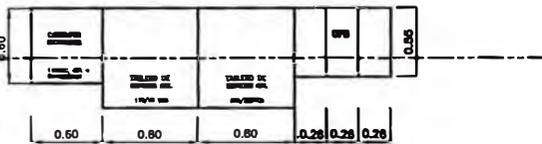
VISTA FRONTAL DE TABLEROS DE SERVICIOS AUXILIARES



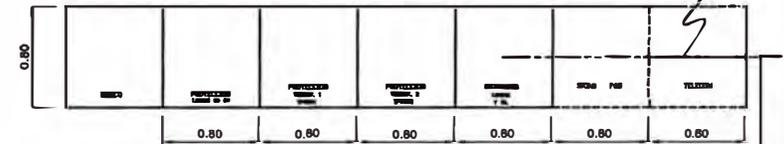
VISTA FRONTAL DE TABLEROS DE CONTROL, PROTECCION Y MEDIDA



FRENTE DE TABLEROS DE SERVICIOS AUXILIARES



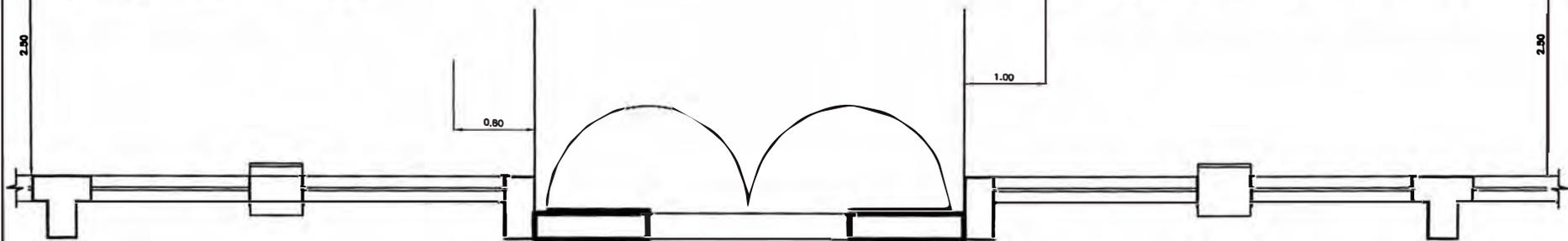
FRENTE DE TABLEROS DE CONTROL, PROTECCION Y MEDIDA



LEYENDA DE RELES

- 87L RELE DIFERENCIAL LONGITUDINAL
- 87T RELE DIFERENCIAL PARA TRANSF. DE DOS ABRELLAMIENTOS
- 86T RELE AUXILIAR DE DESPARO Y BLOQUEO

SEÑAL DE CONTROL



INGRESO A SALA DE CELDAS Y TABLEROS

REFERENCIAS:

- (1) 000003-01022-101: Programa Unidad Protectora de Cables de 10 KV y Transformadores
- (1) 000003-01022-110: Plano General de Instalación de Cables de 10 KV y Transformadores
- (1) 000003-01022-111: Programa General de Plano de Cables, Tableros y Cables en Sala de Distribución de 10 KV

A3	PLANO COMPORTE A OBR.	M.S.C.	22/12/89	M.B.R.
A2	PLANO COMPORTE A OBR.	M.S.C.	04/11/89	M.B.R.
A1	CONDICIONES GENERALES DE OBRAS DE OBRAS DEL 21.03.89	M.S.M.	28/01/89	M.B.M.
01	PLANO REVISION	M.S.M.	22/01/89	M.B.M.
02	REV.	FOR	FREDA	APROBADO

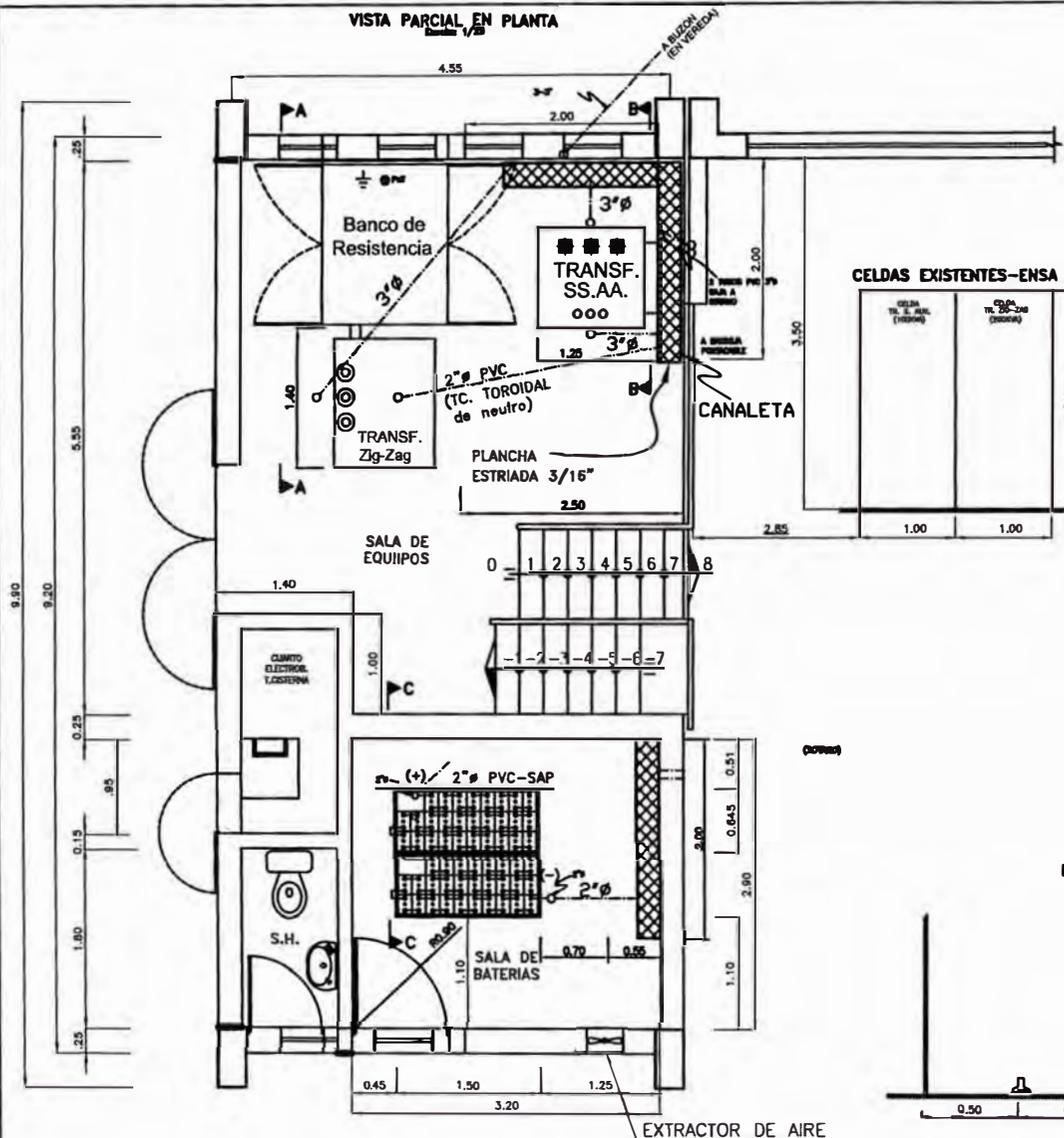
PROCEDIMIENTO DE APROBACION	
REVISOR	FECHA
M.S.M.	28/01/89
M.S.C.	04/11/89
M.S.M.	22/01/89
M.B.M.	22/01/89

NUEVA SALA DE DISTRIBUCION 10 KV DE LA SUBSTACION CHICLAYO OESTE

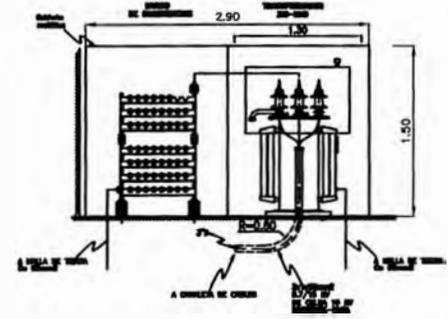
DISPOSICION EN PLANTA Y ELEVACION TABLEROS DE CONTROL, PROTECCION Y SERVICIOS AUXILIARES

FECHA:	1/89
PLANO N°:	01022-113
ESCALA:	1:1
PROYECTISTA:	M.B.M.
REVISOR:	M.S.M.
APROBADO:	M.B.M.

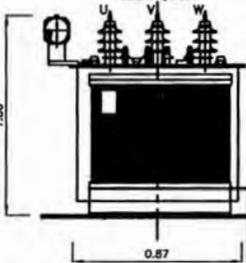
VISTA PARCIAL EN PLANTA



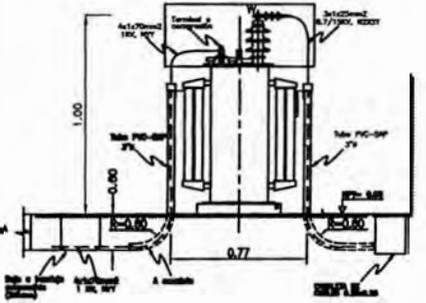
SECCION A-A TRANSFORMADOR ZIG-ZAG Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA



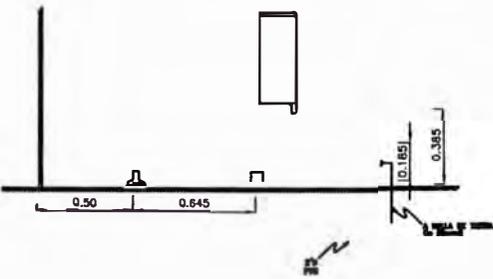
VISTA FRONTAL TR. S. AUX.



SECCION B-B



SECCION C-C BANCO DE BATERIAS



NOTAS:
 El transformador zig-zag y la resistencia de puesta a tierra están dentro de un cubículo metálico.

REFERENCIAS:
 (1)063003-U1022-100: Diagrama Utilitar Equipamiento Propietario de 10 KV
 (1)063003-U1022-110: Plano General de Instalaciones Externas en 60 KV y Propietario de 10 KV

NO	PLANO CONFORME A OBRA	M.E.C.	25/12/78	M.B.A.
A6	PLANO CONFORME A OBRA	M.E.C.	04/11/78	M.B.A.
A5	4/COMANDO SERVO P° 803-13-02 21.04.78	M.B.A.	04/10/78	M.B.A.
A4	4/COMANDO SERVO P° 803-08-02 21.02.78	G.M.	26/12/77	G.M.
10	PLANO REVISOR	M.B.A.	25/11/78	M.B.A.
REV	REV	PER	PER	PER

PROCEDIMIENTO DE APRECIACION		FECHA
REVISOR	M.B.A.	26/11/78
REVISOR	M.B.A.	26/11/78
REVISOR	F.L.V.	26/11/78
APROBADO		

NUEVA SALA DE DISTRIBUCION 10 KV
 DE LA SUBSTACION CHICLAYO OESTE

NO	PLANO CONFORME A OBRA	M.E.C.	25/12/78	M.B.A.
NUEVA SALA DE DISTRIBUCION 10 KV DE LA SUBSTACION CHICLAYO OESTE				
PLANO CONFORME A OBRA DISPOSICION EN PLANTA Y ELEVACION DE TRANSFORMADOR DE SERVICIOS ZIG-ZAG Y BATERIAS 110 VCC				
REVISOR	M.B.A.	26/11/78	M.B.A.	
REVISOR	M.B.A.	26/11/78	M.B.A.	
REVISOR	F.L.V.	26/11/78	M.B.A.	
APROBADO				

BIBLIOGRAFIA

1. Documentos de concurso para la construcción de la Sala de Distribución Chiclayo Oeste.
2. Oferta Siemens para concurso de construcción de la Sala de Distribución Chiclayo Oeste.
3. SIPROTEC - Numerical protection Relays. Protection systems. Catalog SIP 2004. Siemens.
4. Norma IEC 60185. Transformadores de Corriente.
5. Norma IEC 60186. Transformadores de Tensión.
6. Numerical Distance Protection, Principles and applications. Gerhard Ziegler. Siemens, 1999.
7. Norma IEC 60298. Celdas Metal Enclosed
8. Subestaciones de Alta Tensión – Mejia Villegas
9. Siemens SICAM SAS (2003) – Substation Automation System – Technical Description – E50417-T8976-C010-A4.
10. SIPROTEC - Numerical protection Relays. Protection systems. Catalog SIP
11. 2004. Siemens.
12. Norma IEC 60185. Transformadores de Corriente.
13. Norma IEC 60186. Transformadores de Tensión.
14. Numerical Distance Protection, Principles and applications. Gerhard Ziegler. Siemens, 1999.