

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**PROYECTO DE SUMINISTRO E INSTALACIONES ELECTRICAS
DE LA PLANTA ENVASADORA DE CONSERVAS**

Tomo 1

TESIS

**Para optar el Título Profesional de
INGENIERO ELECTRICISTA**

RAFAEL ANTONIO CANO SANCHEZ

PROMOCION 1975 - 2

**Lima - Perú
1987**

A la memoria de mi padre,

A mi esposa.

A mi madre.

PREFACIO

La preparación del presente estudio es el resultado de la experiencia y conocimientos adquiridos a través de años de labor profesional, que han complementado los conocimientos adquiridos en la Universidad Nacional de Ingeniería en el campo de la Ingeniería Eléctrica.

El objetivo principal de este trabajo es contribuir de alguna manera con los aportes de información y criterios prácticos que se necesitan para desarrollar un proyecto de una Planta Industrial, tal como se desarrolló para la Compañía Envasadora de Conservas de Pescado S.A.; en la que el autor tuvo participación en el proyecto y ejecución de la Obra en representación del Contratista.

El autor.

INDICE

	Pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I: MEMORIA DESCRIPTIVA	3
1.1 Condiciones Generales	3
1.1.1 Definición del Proyecto	3
1.1.2 Alcances de los Trabajos	5
1.2 Suministro de Energía Eléctrica	5
1.3 Relación de Planos	6
1.4 Definición de Términos	9
CAPITULO II: ESTUDIO DE CARGAS	11
2.1 Cargas Móviles	11
2.2 Cargas Fijas	13
CAPITULO III: CALCULOS	17
3.1 Introducción	17
3.2 Cargas de Fuerza en Tableros y ejemplo de Cálculos	18
3.3 Cargas de Alumbrado	39
3.3.1 Fórmulas Empleadas	39
3.3.2 Niveles de Iluminación y ejemplos	40
3.3.3 Cargas en Alumbrado y Distribución en cada Tablero	42
3.4 Cálculo de los Alimentadores a los Tableros	57

	Pág.
con verificación de caída de tensión y ejemplo de cálculos	57
3.5 Cálculo del Alimentador General	61
3.5.1 Fórmulas empleadas	61
3.5.2 Cálculo del Alimentador	62
3.5.3 Tablas	66
3.6 Tableros Eléctricos	74
3.6.1 Capacidad de Cortocircuito de los Interruptores	74
3.6.2 Análisis de los valores obtenidos	76
3.7 Sistema de puesta a tierra	82
3.7.1 Objetivo de la puesta a tierra	82
3.7.2 Características técnicas	83
3.7.3 Dimensionamiento de la puesta a tierra	84
3.7.4 Verificación de los Resultados	101
3.7.5 Cálculo de los Conductores a Tierra de los Tableros	103
3.8 Diseño de las Subestaciones Eléctricas (Lado Alta Tensión)	105
3.8.1 Botella terminal	105
3.8.2 Radio de Curvatura del Cable NKY	105
3.8.3 Seccionador (Lado 13.8 KV)	105
3.8.4 Cálculo del Interruptor Automático en 13.8 KV	109

	Pág.
3.8.5 Características de los Transformadores	112
3.8.6 Cálculo de los Cortocircuitos fusibles de alto poder de ruptura en el lado de 13.8 kV	115
3.8.7 Cálculo de las Barras de Alta Tensión	115
3.8.8 Aisladores de Media Tensión	127
3.8.9 Cálculo de las Celdas de Alta Tensión	128
3.8.10 Cálculo de las Barras de Baja Tensión	131
3.8.11 Diseño de los Aisladores en Baja Tensión	139
3.8.12 Ventilación de las Subestaciones	140
3.9 Potencia nominal de los Transformadores de Medida	150
3.10 Corrección del Factor de Potencia	152
CAPITULO IV: GRUPO DE EMERGENCIA	155
4.1 Generalidades	155
4.2 Capacidad del Grupo Electrónico	155
4.3 Alimentador al Grupo Electrónico	157
4.4 Cálculo de la capacidad del Banco de Baterías	158
4.5 Cargador de Baterías	159

	Pág.
CAPITULO V: ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES	161
5.1 Cables	161
5.1.1 Alta Tensión	161
5.1.2 Baja Tensión	162
5.1.3 Buzones	162
5.1.4 Cabezas Terminales	162
5.2 Subestaciones de Transformación N°1 y N°2	163
5.2.1 Generalidades	163
5.2.2 Celdas en Alta Tensión 13.8 kV	163
5.2.3 Transformadores de potencia	170
5.2.4 Equipos de Maniobra	171
5.2.5 Conexión lado de Baja Tensión de Transformador Trifásico de 800 KVA-13.8/0.46 kV, 60 c.p.s., 460 V a Tablero General de Fuerza	172
5.2.6 Conexión lado de Baja Tensión de Transformador Trifásico de 160 KVA-13.8/0.23 kV, 60 c.p.s. 230 V a Tablero General de Alumbrado	172
5.2.7 Transformadores de Potencia Trifásicos en la S.E. N°2	173
5.3 Tablero General de Fuerza y Tablero General de Alumbrado en S.E. N°1	173
5.3.1 Especificación del Tablero General de Fuerza 460V - (TG-1)	173
5.3.2 Especificación del Tablero General	

	Pág.
de Alumbrado (230V) TG.A-1	175
5.3.3 Tablero General de Fuerza y Ta- blero General de Alumbrado en S.E. N°2	176
5.3.3.1 Tablero de Fuerza (TG-2)	176
5.3.3.2 Tablero General de Alum- brado (230V), TG-A2	177
5.4 Bancos de Condensadores en la S.E. N°1 y N°2	177
5.5 Instalación de Tableros de Fuerza de Con- trol y de Alumbrado	178
5.5.1 Generalidades	178
5.5.2 Equipos en los Tableros de Fuerza (460V)	178
5.5.3 Dimensión de los Arrancadores - Combinados que se ubicarán en los Tableros de Control, de acuerdo a la Potencia del Motor al cual con- trolan	179
5.5.4 Especificación de Tableros de Alum- brado (230 V)	181
5.5.5 Capacidad de Interrupción de la Corriente de Cortocircuito Simétri- ca (R.M.S.) para Interruptores	185
5.6 Especificaciones Generales de las Instala- ciones Eléctricas interiores y exteriores	186
5.6.1 Generalidades	186

	Pág.
5.6.2 Instalaciones Interiores en la Planta	187
5.6.3 Recorrido de Alimentadores	191
5.6.4 Especificaciones de Interrupto- res, Tomacorrientes y Placas	192
5.7 Artefactos	193
5.8 Alumbrado Exterior	193
5.9 Sistema de Ductos y Cruzadas	195
5.10 Sistema de Puesta a Tierra	196
5.10.1 Generalidades	196
5.10.2 Tomas y Líneas de Tierra	196
 CAPITULO VI: METRADO Y PRESUPUESTO	 197
6.1 Generalidades	197
6.2 Listado de Precios	197
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
 BIBLIOGRAFIA	 208

INTRODUCCION

Esta tesis, no tiene la pretención de ser un tratado completo de como diseñar las instalaciones eléctricas para una planta industrial, únicamente espero que sirva como fuente de información práctica a los ingenieros y a todo aquel profesional del ramo o estudiante que desee desarrollar un tema similar.

En esta tesis se procura presentar en forma sencilla los pasos a seguir para este tipo de proyectos, poniendo especial empeño en el aspecto práctico y técnico.

La estructura de cada capítulo está desarrollada en forma tal que para cada tema hay una introducción teórica resumida, seguida por la aplicación y los cálculos necesarios para desarrollar el proyecto.

Este tema, es resultado de mi primer trabajo luego de concluidos los estudios en la Universidad, habiendo visitado la fábrica durante su construcción y posteriormente en los últimos cinco años habiendo obtenido conclusiones para aplicarlas en otros proyectos.

El capítulo I simplemente trata de la definición del proyecto y sus alcances.

El capítulo II corresponde al estudio de cargas, separando las cargas fijas de los móviles, entendiéndose por cargas móviles a las cargas de alumbrado, extractores en planta, cocina eléctrica, etc. y cargas fijas a las de los motores.

En el capítulo III y IV se realizan los cálculos, destacando el diseño del sistema de puesta a tierra.

El capítulo V trata de la especificación técnica de los equipos y materiales a emplearse en el proceso de ejecución de la obra.

El último capítulo (VI) viene a ser el metrado presupuesto, concluyendo el trabajo con conclusiones y recomendaciones.

No quiero finalizar estas notas sin hacer notar mi eterno agradecimiento a mis maestros por sus enseñanzas y consejos siempre oportunos.

CAPITULO I

MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Condiciones Generales

1.1.1 Definición del Proyecto

El proyecto del que forma parte estas especificaciones se refiere a las instalaciones eléctricas de fuerzas, alumbrado y servicios auxiliares para la Fábrica Envasadora de Conservas S.A. que se encuentra en el Complejo Pesquero de Samanco, Chimbote, tal como se muestra en el plano de ubicación respectiva.

El proyecto comprende planos y especificaciones para ejecutar las instalaciones eléctricas de fuerza, alumbrado y servicios auxiliares.

La planta envasara filete de pescado en conservas para exportación.

1.1.2 Alcances del Trabajo

El Proyecto comprende el diseño de los siguientes puntos:

- a) Red primaria de alimentación en 13.8 kV desde la S.E. de Electroperú, ubicado en la cercanía a la Fábrica de Harina de Pescado, existente dentro del

Complejo Pesquero de Samanco, hasta la S.E. N°1 de la Fábrica Envasadora de Conservas S.A. (Ver Plano IE-06).

- b) Subestación de transformación y distribución N°1 y N°2.
 - c) Interconexión en 13.8 kV entre la S.E. N°1 y la S.E. y la S.E. N°2.
 - d) Red secundaria de baja tensión, que comprende:
 - Circuitos alimentadores a los tableros de fuerza y control
 - Circuitos alimentadores a los tableros de alumbrado
 - Red de alimentación a motores y controles
 - Circuitos de alumbrado interior
 - Circuitos de alumbrado exterior
 - Artefactos para iluminación
 - Circuitos para relojes
 - e) Grupo electrógeno de emergencia
 - f) Circuitos de teléfonos e intercomunicadores
- c-2) Trabajos no comprendidos
- a) Selección de motores
 - b) Alambrado del sistema telefónico externo
 - c) Alambrado y equipos del sistema telefónico interno (intercomunicadores)
 - d) Conexión con Electrop Perú. - En la zona de Samanco el concesionario de Energía puede suministrar has

ta 3,000 kW en 13.8 kV, motivo por el cual se ha optado por la energía, bajo la forma de corriente alterna trifásica a la tensión de 13.8 kV nominales y frecuencia de 60 ciclos por segundo.

1.2 Suministro de Energía Eléctrica

Al no existir el proyecto de habilitación urbana de esta zona Electroperú recomendó el empleo de redes subterráneas similares a las existentes (Plano IE-06).

La potencia activa contratada por el usuario es de 2000 KW.

Este suministro de conformidad con el artículo 4 de la ley de la Industria Eléctrica N°12378 y el artículo 6° de su reglamento, tiene carácter de servicio Público vigente, teniendo de acuerdo con la reglamentación vigente la categoría de Industrial Mayor.

La transmisión de la energía eléctrica desde la S.E. de Electroperú será mediante una línea subterránea en 13.8 kV de tensión de servicio hasta la S.E. N°1 de la Fábrica Envasadora de Conservas S.A., para lo cual se ha considerado un cable NKY 3x70 mm², E₀/E = 8.7/15 kV de Indeco., y para 13.8 kV de tensión de servicio. Se empleará el mismo tipo de cable para la interconexión entre la S.E. N°1 y la S.E. N°2. Esta línea subterránea estará instalada en un sistema de ductos y buzones tal como se muestra en el plano IE-06.

1.3 Relación de Planos

De acuerdo a la siguiente relación:

N°	PLANO N°	DESIGNACION
	IE-01	Plano piloto general y de ubicación
	IE-02	Diagrama eléctrico general
	IE-03	Subestación de transformación N°1 detalles del equipo de control
5	IE-04	Subestación de transformación N°2 detalles de equipos de control.
1.5	IE-05	Subestación de transformación N°1 y N°2.
2	IE-06	Red primaria en 13.8 kv
	IE-07	Sistema de puesta a tierra
2,3,6,8.	IE-08	Red secundaria 440V y 220V, ubicación de tableros, disposición general.
	IE-09	Diagrama eléctrico unifilar de fuerzas
	IE-10	Tablas de centros de control de motores
	IE-11	Tablas de centros de control de motores
	IE-12	Tablas de centros de control de motores

Nº.	PLANO. N.º.	DESIGNACION
	IE-13	Esquemas de los centros de control de motores
	IE-14	Esquemas de los centros de control de motores
8, 3, 6	IE-15	Fuerza de control en planta, ejes 0-14 (A-F)
8.1, 8.5, 2.1 3	IE-16	Fuerza de control en planta, ejes 0-14 (F-I)
8.4	IE-17	Fuerza de control en planta, ejes 14.26 (A-F)
2.2, 6, 8.2, 10	IE-18	Fuerza y control en planta, ejes 14.26 (F-I)
	IE-19	Red, secundaria 440V y 220V. Detalles de montaje y cortes
	IE-20	Diagrama eléctrico unifilar de iluminación
8.3	IE-21	Iluminación en planta, ejes 4-13 (A-F)
8.1	IE-22	Iluminación en planta, ejes 4-13 (F-H)
8.4, 8.6	IF-23	Iluminación en planta, ejes 13-26 (A-F)
8.2, 8.6	IF-24	Iluminación en planta, ejes 13-26 (F-H)
8	IE-25	Tomacorriente, salidas especiales, relojes, teléfonos e intercomunicadores en planta.
1	IE-26	Instalaciones eléctricas de fuerza y control en el cuarto de bombas

PLANO N.º	DESIGNACION
9	IE-27 Iluminaciones, tomacorrientes, teléfonos, relojes en áreas de oficinas y servicios nivel, ejes 0-3
9	IE-28 Iluminación, tomacorrientes, teléfonos, relojes en áreas de oficinas y servicios. Segundo nivel ejes 0.3.
9	IE-29 Iluminación, tomacorrientes, teléfonos, relojes en áreas de oficinas y servicios. Tercer nivel, ejes 0.3
8.3	IE-30 Iluminación, tomacorrientes en áreas de servicios nivel, ejes 4.5
1	IE-31 Iluminación en planta de hielo, S.E. N°1, ejes 0.1
6,7	IE-32 Cálculo del número de artefactos de iluminación
10	IE-33 Iluminación y tomacorrientes en zonas de: Laboratorio, almacén de insumos, ejes 14.18
3,4,5	IE-34 Iluminación en: zona de enfriamiento, S.E. N°2, ejes 10:16
2	IE-35 Iluminación exterior
	IE-36 Tipos de artefactos de iluminación

Todos los símbolos empleados se encuentran en la leyenda que se muestra en los planos respectivos y/o correspondencia los indicados en los capítulos 2, 3 y 4 del Folleto 1A del Código Eléctrico del Perú, Edición 1974 y el Código Nacional de Electricidad, Tomo I.

1.4 Definición de Términos

En estas especificaciones se designan por:

Propietario: A la persona o entidad jurídicamente establecida dueña de la planta.

Constructor: A la persona o entidad encargada de la erección de la misma.

Ingeniero Inspector: Al profesional que supervisa por cuenta del propietario, el desarrollo de la Obra.

Proyectista: Al profesional encargado del Proyecto de la instalación eléctrica completa de la planta.

Instalador: A la persona o entidad encargada de realizar la ejecución de la instalación eléctrica completa de la planta.

Concesionario: A la empresa encargada del suministro y distribución de la energía eléctrica en la Subestación respectiva.

h) **Adiciones, Revisiones y Modificaciones.**- Los planos, materia del Proyecto Eléctrico podrán reemplazarse con otros o completarse con planos de detalle que -

deberán presentar el instalador al Ingeniero Inspe_ctor para su aprobación y podrán ampliarse las especificaciones en caso de la exigencia del trabajo.

El instalador deberá revisar los planos de arquitec_tura, estructuras, e instalaciones eléctricas y sanitarias a fin de adaptar su trabajo a las condiciones que en ellos se indican.

El Proyectista queda libre de toda responsabilidad por cambios en la distribución o diseño general, que afectan al diseño eléctrico, salvo que haya recibido aviso anticipado por escrito de dichos cambios, para permitirle adaptar el proyecto a las nuevas condiciones que presenta la obra en cuestión.

Códigos y Reglamentos

- Códigos, interpretaciones y arbitraje.- El instalador durante la ejecución del trabajo deberá guiarse completamente por las prescripciones que aparecen en el C.E.P. año 1974 y C.N.E. Cap. I y IV.

CAPITULO II

DETERMINACION DE LA MAXIMA DEMANDA

2.1 Cargas Móviles

La máxima demanda debido a las cargas móviles se obtendrá considerando dos criterios:

Primero, por las cargas unitarias y factores de demanda de la tabla 2C-X-2 del Código Eléctrico del Perú, edición 1974.

Segundo, por estimación directa del vatiaje de las diversas luminarias empleadas por el proyectista y de la evaluación de las posibilidades de uso de las luminarias y tomacorrientes:

- a) De acuerdo a la tabla 2C-X-2 del Código Eléctrico, para edificios comerciales e industriales, se tiene:

$$\text{Potencia instalada: } 10850 \text{ m}^2 \times 20 \text{ w/m}^2 = 237,000 \text{ w}$$

$$\text{Máxima demanda : } 237,000 \times 100\% = 237,000 \text{ w}$$

Luego: Máxima Demanda: 237 kW

- b) De acuerdo a la estimación directa de la potencia instalada

- Artefactos de iluminación proyectados:

Modelo	Cantidad	Potencia (W c/u)	Total (KW)
A-1	148	51	7.55
A-2	31	2x51	3.16
A-4	4	2x84	0.67
B-1	102	2x51	10.40
D-1	86	1x84	7.22
D-2	369	2x84	61.99
E	6	6x33	1.18
F	9	2070	18.63
G	344	268	92.19
H	2	50	0.10
I	6	50	0.30
J	24	435	10.44
K	1	300	0.30
L	15	50	0.75

214.88 KW

Otras Cargas

	Potencia Instalada (KW)	f.d (%)	Max. Demanda (KW)
Cocina Eléctrica	12	80	9.60
Relój Eléctrico	2.61	100	2.61
Radio	3.73	100	3.73
Extractores en Planta	4x8,95	50	17.90
			33.84 KW

Total Cargas Móviles:

248.72 KW (Los factores de demanda indicados son los recomendados por el Código Eléctrico del Perú-Edición 1974, ó factores asumidos por experiencia).

Estas cargas, como veremos mas adelante, se distribuyen de la siguiente manera entre las dos subestaciones:

Subestación N°1 (Cargas Móviles)

	Potencia Instalada (KW)	Máxima Demanda (KW)
Alumbrado	104.06	104.06
Cocina	12.00	9.60
Radio	3.73	3.73
Relój Eléctrico	<u>2.61</u>	<u>2.61</u>
Total Cargas Móviles	122.40	120.00

Subestación N°2 (Cargas Fijas)

	Potencia Instalada (KW)	Máxima Demanda (KW)
Alumbrado	110.82	110.82
Extractoras	<u>35.80</u>	<u>17.90</u>
Total Cargas Móviles	146.62	128.72

La Carga Unitaria es:

22.92 W/mt², siendo la potencia en cargas móviles instalada 269.02 KW.

2.2 Cargas Fijas

Referirse a los cálculos del Cáitulo III.

Subestación N°2

	M.D Tablero (KW)	f.s.	MD. (KW)
TF-1	292.90	0.81	237.25
TF-2	473.50	0.81	383.54
TF-3	184.64	-	184.64
TF-4	181.28	-	181.28
Sala de Bombas	123.00	-	123.00
Cargas de Taller	151.88	-	151.88
Cargas de Laboratorio	16.88	-	<u>16.88</u>
			1278.47

Simultaneidad: 90% (Factor asumido por experiencias anteriores):

Entonces: $MD_{KW} = 1151 \text{ KW}$

Subestación N°1

	M.D Tablero (KW)	f.s.	MD. (KW)
TF-5	42.80	-	42.80
TF-6	5.04	-	5.04
TF-7	151.90	-	151.90
TF-8	189.00	-	189.00
Equipo de frio	253.00	-	253.00
Montacarga	11.25	-	<u>11.25</u>
			653.00

Simultaneidad: 90% (Factor asumido por experiencias anteriores)

Entonces: $MD_{KW} = 588 \text{ KW}$

Finalmente, la Máxima Demanda será:

$$M.D_{Total} = 248.72 + 1151 + 588 = 1987.72 \text{ KW}$$

con simultaneidad = 100%

$$M.D_{Total} = 1988 \text{ KW}$$

Determinación de la Potencia Instalada

Σ HP nominales: Cargas Fijas

(a) Subestación N°2 : 1747 HP

(b) Subestación N°1 : 801 HP

2548 HP

Considerando una eficiencia promedio del 80%

$$\frac{2548}{0.80} \times 0.746 = 2376 \text{ KW}$$

Potencia instalada por Cargas Fijas: 2376.00 KW

Potencia instalada por Cargas Móviles: 269.02 KW

2645.02 KW

Las cargas en cada subestación serán:

Subestación N°1

	Potencia Instalada (kW)	Máxima Demanda (KW)
Cargas Fijas	746.93	588
Cargas Móviles	<u>122.40</u>	<u>120</u>
	869.33	708

Subestación N°2

	Potencia Instalada	Máxima Demanda
Cargas Fijas	1629.08	1151.00
Cargas Móviles	<u>146.62</u>	<u>128.72</u>
	1775.70	1279.72

La máxima demanda total sera 1987.72 KW debiendo so
licitarse 2000 KW.

CAPITULO III

CALCULOS

3.1 Introducción

En razón que los equipos suministrados por el propietario son para trabajar en 440 Voltios/220 Voltios con mandos de control en 110 Voltios será necesario ubicar en cada uno de los arrancadores combinados transformadores monofásicos de 440/110V, asimismo todos los tableros deberán tener luces de señalización que indique que el motor está en marcha.

Por razones de economía toda la distribución de fuerza se calculó en 440 Voltios y la de distribución de alumbrado en 220 Voltios.

Para los cálculos de caída de tensión hemos aplicado la siguiente fórmula:

$$\% \quad V = \sqrt{3} \cdot \frac{L \cdot I \cdot \cos \phi}{S} \quad \begin{array}{l} < 3\% \text{ (Fuerza)} \\ < 1\% \text{ (Alumbrado)} \end{array} \quad (1)$$

= 58 (Conductividad eléctrica del cobre)

Asimismo, hemos tomado en consideración el capítulo 10 artículo 81 y el artículo 11 del capítulo 17 del C.E.P. edición 1974.

Para el cálculo de la corriente de cada motor empleamos

$$I = \frac{HP \times 746}{\sqrt{3} \times \eta \times v \times \cos\phi} \quad (2)$$

$$\cos\phi = 995$$

$$\eta = 80\% \text{ (eficiencia)}$$

$$v = 440 \text{ Voltios}$$

En nuestros cálculos no se han realizados correcciones por temperatura al tener en la planta una temperatura promedio de 24°C. Para los circuitos de fuerza se han considerado de gran utilidad el cable NYY tetrapolar y para los controles hemos considerado el cordón flexible tipo NMT calibre 3 x 2.5 mm².

3.2 Cargas de Fuerzas en Tableros y Ejemplos de Cálculos

En los cuadros que se muestran a continuación se detallan los cálculos de las cargas de cada tablero. De acuerdo a lo indicado en el capítulo 17 inciso 50 del C.E. P. edición 1974 se ha considerado arranque directo para todos los motores de menos de 10 H.P.

Se ha asumido un factor de demanda del 90% para todas las salidas de fuerza.

En nuestros cálculos no se han realizado correcciones por temperatura al tener en la planta una temperatura, promedio de 24°C.

TABLA TF-1A (PLANO IE-15)

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	η %	fd %	KW
C-1	3	5.50	440	80		4.62
C-2	3	5.50	440	80		4.62
C-3	3	2.00	440	80		1.68
C-4	3	2.00	440	80		1.68
C-5	3	2.00	440	80		1.68
C-6	3	5.00	440	80		4.20
C-7	3	5.00	440	80		4.20
C-8	3	5.00	440	80		4.20
C-9	3	5.00	440	80		4.20
C-10	3	6.00	440	80		5.04
C-11	3	1.00	440	80		0.84
C-12	3	6.00	440	80		5.04
C-13	3	1.00	440	80		0.84
C-14	3	6.00	440	80		5.04
C-15	3	1.00	440	80		0.84
C-16	3	6.00	440	80		5.04
C-17	3	1.00	440	80		0.84
C-18	3	3.00	440	80		2.52
TOTALES		68			90	57

TABLERO TF-1B (PLANO IE-15)

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	η %	fd %	KW
C-1	3	4	440	80		3.36
C-2	3	5.5	440	80		4.62
C-3	3	5.5	440	80		4.62
C-4	3	2	440	80		1.68
C-5	3	3	440	80		2.52
C-6	3	3	440	80		2.52
C-7	3	3	440	80		2.52
C-8	3	3	440	80		2.52
C-9	3	1	440	80		0.84
C-10	3	1	440	80		0.84
C-11	3	7.5	440	80		6.29
C-12	3	7.5	440	80		6.29
C-13	3	1	440	80		0.84
C-14	3	7	440	80		5.87
C-15	3	1	440	80		0.84
C-16	3	7	440	80		5.87
C-17	3	1	440	80		0.84
C-18	3	1	440	80		0.84
C-19	3	3	440	80		2.52
TOTALES		67			90	56.23

TABLERO TF-1C (PLANO IE-15)

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	η %	fd %	KW
C-1	3	3	440	80		2.52
C-2	3	3	440	80		2.52
C-3	3	3	440	80		2.52
C-4	3	3	440	80		2.52
C-5	3	3	440	80		2.52
C-6	3	40	440	80		33.57
C-7	3	5	440	80		4.20
C-8	3	4	440	80		3.36
C-9	3	2	440	80		1.68
C-10	3	1	440	80		0.84
C-11	3	1	440	80		0.84
C-12	3	2	440	80		1.68
TOTALES		70			90	58.17

TABLERO TF-1D (PLANO IE-15)

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
C-1	3	3	440	80		2.52
C-2	3	2	440	80		1.68
C-3	3	3	440	80		2.52
C-4	3	3	440	80		2.52
C-5	3	3	440	80		2.52
C-6	3	3	440	80		2.52
C-7	3	3	440	80		2.52
C-8	3	3	440	80		2.52
C-9	3	40	440	80		33.57
C-10	3	3	440	80		2.52
C-11	3	3	440	80		2.52
C-12	3	3	440	80		2.52
C-13	3	1	440	80		0.84
C-14	3	1	440	80		0.84
C-15	3	1	440	80		0.84
C-16	3	1	440	80		0.84
C-17	3	3	440	80		2.52
C-18	3	1	440	80		0.84
C-19	3	4	440	80		3.36
TOTALES		84			90	70.50

TABLERO TF-IE (PLANO IE-17)
(ENLATADO Y ENVASADO)

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	η %	fd %	KW
C-1	3	1	440	80		0.84
C-2	3	1	440	80		0.84
C-3	3	1	440	80		0.84
C-4	3	1	440	80		0.84
C-5	3	1	440	80		0.84
C-6	3	1	440	80		0.84
C-7	3	1	440	80		0.84
C-8	3	1	440	80		0.84
C-9	3	1	440	80		0.84
C-10	3	1	440	80		0.84
C-11	3	3	440	80		2.52
C-12	3	3	440	80		2.52
C-13	3	3	440	80		2.52
C-14	3	3	440	80		2.52
C-15	3	3	440	80		2.52
C-16	3	3	440	80		2.52
C-17	3	3	440	80		2.52
TOTALES		31			90	26.02

TABLERO TF-1F (PLANO IE-17)

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	η %	fd %	KW
C-1	3	1	440	80		0.84
C-2	3	3	440	80		2.52
C-3	3	3	440	80		2.52
C-4	3	3	440	80		2.52
C-5	3	5	440	80		4.20
C-6	3	5	440	80		4.20
C-7	3	3	440	80		2.52
C-8	3	5	440	80		4.20
C-9	3	1	440	80		0.84
TOTALES		29			90	24.34

TABLERO TF-1 (PLANO IE-8)

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H. P)	TENSION (VOLTIOS)	η %	fd %	KW
C-1 (TF-1A)	3	68	440	80	90	
C-2 (TF-1B)	3	67	440	80	90	
C-3 (TF-1C)	3	70	440	80	90	
C-4 (TF-1D)	3	84	440	80	90	
C-5 (TF-1E)	3	31	440	80	90	
C-6 (TF-1F)	3	29	440	80	90	
C-7	3	RESERVA				
Con f.s.:	81%					
M.D. Tablero =	237.25					
TOTALES		349			90	292.90

TABLERO TF - 2A

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	$\eta^{\%}$	fd	KW
C-1	3	5	440	80		4.20
C-2	3	5	440	80		4.20
C-3	3	5	440	80		4.20
C-4	3	5	440	80		4.20
C-5	3	2	440	80		1.68
C-6	3	3	440	80		2.52
C-7	3	2	440	80		1.68
C-8	3	25	440	80		20.98
C-9	3	2	440	80		1.68
C-10	3	5	440	80		4.20
C-11	3	5	440	80		4.20
C-12	3	2	440	80		1.68
C-13	3	2	440	80		1.68
C-14	3	5	440	80		4.20
C-15	3	0.5	440	80		0.42
C-16	3	0.5	440	80		0.42
C-17	3	1	440	80		0.84
C-18	3	1	440	80		0.84
C-19	3	7.5	440	80		6.29
C-20	3	7.5	440	80		6.29
C-21	3	6	440	80		5.04
C-22	3	6	440	80		5.04
C-23	3	1	440	80		0.84
C-24	3	1	440	80		0.84
TOTALES		105			90	88.12

TABLERO TF- 2B

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	η	fd	KW
C-1	3	5	440	80		4.20
C-2	3	20	440	80		16.79
C-3	3	25	440	80		20.98
C-4	3	4	440	80		3.36
C-5	3	5	440	80		4.20
C-6	3	20	440	80		16.70
C-7	3	25	440	80		20.98
C-8	3	4	440	80		3.36
C-9	3	5	440	80		4.20
C-10	3	20	440	80		16.79
C-11	3	25	440	80		20.98
C-12	3	4	440	80		3.36
C-13	3	5	440	80		4.20
C-14	3	20	440	80		16.79
C-15	3	25	440	80		20.98
C-16	3	4	440	80		3.36
TOTALES		216			90	181.28

TABLERO TF-2C

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	η^*	fd	KW
C-1	3	6.6	440	80		5.54
C-2	3	6.6	440	80		5.54
C-3	3	6.6	440	80		5.54
C-4	3	6.6	440	80		5.54
C-5	3	6.6	440	80		5.54
C-6	3	6.6	440	80		5.54
C-7	3	6.6	440	80		5.54
TOTALES	46.2			90	38.77

TABLERO TF-2D

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
C-1	3	1	440	80		0.84
C-2	3	1	440	80		0.84
C-3	3	1	440	80		0.84
C-4	3	1	440	80		0.84
C-5	3	6	440	80		5.04
C-6	3	1	440	80		0.84
C-7	3	3	440	80		2.52
C-8	3	3	440	80		2.52
TOTALES		17			90	14.27

TABLA TF-2E

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
C-1	3	60	440	80		50.36
C-2	3	60	440	80		50.36
C-3	3	60	440	80		50.36
TOTALES		180			90	151.07

TABLERO TF - 2 (GENERAL)

CIRCUITOS	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (Voltios)	% n	fd %	KW
C-1 (TF-2A)	3	105	440	80		
C-2 (TF-2B)	3	216	440	80		
C-3 (TF-2C)	3	46.2	440	80		
C-4 (TF-2D)	3	17	440	80		
C-5 (TF-2E)	3	180	440	80		
TOTALES		564.20			90	473.50

Con f.s.81% - M.D. Tablero = 383.54

NOTA: El tablero TF-2 se encuentra dividido en dos tableros

TABLERO TF- 2 (NORMAL)

CIRCUITOS	FASES	POTENCIA (H.P.)	TENSION (Voltios)	% n	fd %	fs %	KW
C-1 (TF-2A)	3	105	440				
C-2	3	RESERVA	440				
C-3	3	RESERVA	440				
C-4	3	17	440				
C-5	3	RESERVA	440				
TOTALES		122		80	90	81	82.93

TABLERO TF - 2

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P.)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	fs %	KW
C- 1	3	RESERVA					
C-2 (TF-2B)	3	216	440				
C-3 (TF-2C)	3	46.20	440				
C-4	3	RESERVA					
C-5 (TF-2C)	3	18.0	440				
TOTALES		442.20		80	90	81	300.61

TABLERO TF - 3

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P.)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
C-1	3	15	440	80		12.59
C-2	3	5	440	80		4.20
C-3	3	35	440	80		29.37
C-4	3	50	440	80		41.96
C-5	3	5	440	80		4.20
C-6	3	5	440	80		4.20
C-7	3	50	440	80		41.96
C-8	3	20	440	80		16.79
C-9	3	5	440	80		4.20
C-10	3	10	440	80		8.39
C-11	3	5	440	80		4.20
C-12	3	5	440	80		4.20
C-13	3	5	440	80		4.20
C-14	3	5	440	80		4.20
TOTALES		220			90	184.64

TABLERO TF-4

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
C-1	3	7.5	440	80		6.29
C-2	3	5.5	440	80		4.62
C-3	3	5	440	80		4.20
C-4	3	5	440	80		4.20
C-5	3	5	440	80		4.20
C-6	3	6	440	80		5.04
C-7	3	10	440	80		8.39
C-8	3	10	440	80		8.39
C-9	3	10	440	80		8.39
C-10	3	5	440	80		4.20
C-11	3	20	440	80		16.79
C-12	3	20	440	80		16.79
C-13	3	15	440	80		12.59
C-14	3	15	440	80		12.59
C-15	3	12	440	80		10.07
C-16	3	50	440	80		41.96
C-17	3	15	440	80		12.59
TOTALES		216			90	181.28

TABLERO TF - 4

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
C-1	3	7.5	440	80		6.29
C-2	3	5.5	440	80		4.62
C-3	3	5	440	80		4.20
C-4	3	5	440	80		4.20
C-5	3	5	440	80		4.20
C-6	3	6	440	80		5.04
C-7	3	10	440	80		8.39
C-8	3	10	440	80		8.39
C-9	3	10	440	80		8.39
C-10	3	5	440	80		4.20
C-11	3	20	440	80		16.79
C-12	3	20	440	80		16.79
C-13	3	15	440	80		12.59
C-14	3	15	440	80		12.59
C-15	3	12	440	80		10.07
C-16	3	50	440	80		41.96
C-17	3	15	440	80		12.59
TOTALES		216			90	181.28

TABLERO TF - 5

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P.)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
C-1	3	5	440	80		4.20
C-2	3	5	440	80		4.20
C-3	3	5	440	80		4.20
C-4	3	5	440	80		4.20
C-5	3	5	440	80		4.20
C-6	3	5	440	80		4.20
C-7	3	3	440	80		2.52
C-8	3	3	440	80		2.52
C-9	3	10	440	80		8.39
C-10	3	5	440	80		4.20
TOTALES		51			90	42.80

TABLERO TF - 6

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P.)	TENSION (VOLTIOS)	η %	fd %	KW
C-1	3	1	440	80		0.84
C-2	3	1	440	80		0.84
C-3	3	1	440	80		0.84
C-4	3	1	440	80		0.84
C-5	3	1	440	80		0.84
C-6	3	1	440	80		0.84
TOTALES		6			90	5.04

TABLERO TF - 7

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P.)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
C-1	3	3	440	80		2.52
C-2	3	2.20	440	80		1.85
C-3	3	5	440	80		4.20
C-4	3	2	440	80		1.68
C-5	3	30	440	80		25.18
C-6	3	3.20	440	80		2.69
C-7	3	13.40	440	80		11.25
C-8	3	67	440	80		56.23
C-9	3	2.70	440	80		2.27
C-10	3	3	440	80		2.52
C-11	3	2	440	80		1.68
C-12	3	2	440	80		1.68
C-13	3	2.30	440	80		1.93
C-14	3	3	440	80		2.52
C-15	3	40.2	440	80		33.74
TOTALES		181			90	151.90

SALA DE BOMBAS

$$P_{HP} = \frac{\gamma QH}{75 \times \eta} \quad (Q = \text{lts(seg)} / (H = \text{mts}))$$

ELECTROBOMBA	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	% η	HP (D)	KW
AGUA DURA	3	2x30	440	83	2x30	44.76
AGUA DURA	3	9	440	70	9	6.71
AGUA BLANDA	3	2x5	440	64	5	3.73
AGUA BLANDA	3	2x36	440	75	2x36	53.71
TEMPERATURA	3	2x18	440	75	18	13.43
BOMBA SUMIDERO	3	0.75	440		0.75	0.56
TOTALES		187.75			164.75	123

OTROS

CIRCUITO	FASES	POTENCIA (H.P)	TENSION (VOLTIOS)	% η	fd %	KW
TALLER	3	180	440	80	90	151.88
LABORATORIO	3	30	440	80	60	16.88
MONTACARGA	3	15	220	80	100	11.25
EQUIP.DE FRIO	3	323	440	80	84	253.08

NOTA.- Todos los factores de demanda han sido asumidos, teniendo en consideración fundamentalmente la experiencia obtenida en trabajos similares.

Para los circuitos de fuerza se ha considerado de gran utilidad emplear el cable tetrapolar NYY y para los circuitos de control hemos considerado el cordón flexible tipo - NM \bar{T} - 3x2.5 mm².

Como ejemplo se indicará el cálculo de uno de los alimentadores C-9(TF-1D)

De la fórmula 2 del capítulo de cálculos, obtenemos:

$$I = \frac{40 \cdot x \cdot 746}{\sqrt{3 \cdot 0.80 \cdot 440 \cdot 0.95}} = 52 \text{ Amperios}$$

Seleccionamos el cable 4x10mm² NYY que tiene una capacidad de hasta 65 Amperios cuando va instalado en ductos que es con 25% de capacidad.

Verificamos, caída de tensión con la fórmula N°2 de éste capítulo:

$$\%V = 8.92 \text{ Voltios} < 3\% = 13.2 \text{ Voltios (cumple)}$$

3.3 Cargas de Alumbrado

3.3.1 Fórmulas Empleadas

Las fórmulas empleadas en los cálculos son:

$$N \text{ lámparas} = \frac{\text{lux} \times \text{largo} \times \text{ancho}}{\text{lúmenes por lámpara} \times f_u \times f_m} \dots (1)$$

Indice de local (K)

$$K = \frac{\text{largo} \times \text{ancho}}{(\text{largo} + \text{ancho}) \times \text{altura al plano de trabajo}} \dots (2)$$

Caída de tensión:

$$\% \Delta V = \frac{173 \times L \times I \times \text{Cos } \phi}{\gamma \times S \times V} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

fu = Factor de utilización

fm = Factor de mantenimiento

L = Longitud del conductor en metros

I = Intensidad de corriente en amperios

Cos ϕ = Factor de potencia

γ = Conductividad del cobre ohm-mm²/mt.

V = Tensión del sistema (220 Voltios)

S = Sección en mm².

3.3.2 Niveles de Iluminación

Los niveles de iluminación (lux) considerados según normas son:

-	Area de oficinas administrativas	:	300 lux
-	Productores de hielo	:	200 lux
-	Zona de lavado de pescado	:	200 lux
-	Zona de precocción	:	500 lux
-	Zona de enfriamiento	:	200 lux
-	Almacén general	:	100 lux
-	Talleres	:	300 lux
-	Zona de limpieza y envasado	:	500 lux
-	Zona de enfriamiento	:	200 lux
-	Laboratorios	:	200 lux
-	Planta de harina	:	50 lux
-	Almacén de insumo	:	300 lux

Del manual de luminotecnica WESTINGHOUSE.

- Índice de local : 2.43(G) con la fórmula N°2
- Factor de utilización : 0.48
- Techo : 50%
- Paredes : 50%
- Factor de mantenimiento. : 0.75

Con la fórmula N°1

$$\text{Número de lámparas} = \frac{200 \times 259}{3150 \times 0.75 \times 0.48} =$$

45 lámparas.

3.3.3 Cargas de Alumbrado y Distribución en cada Tablero

Para la alimentación eléctrica a los circuitos de alumbrado se utilizarán conductores TW AWG, usando tubería PVC pesada; además, se usarán para unir las tuberías un sistema de cajas de paso que están ubicados en los tijerales.

Los interruptores en los tableros de alumbrado serán trifásicos balanceándose la carga al conectarse a cada artefacto.

Luego de calculada la carga de cada circuito trifásico, se ha verificado, de acuerdo al conductor considerado, que la caída de tensión sea menor que la especificada en el Código Eléctrico (menor del 1% de 220 V) y el C.N.E.

SUB - TABLERO N^o TA-1.1

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	5.04	14.69	9	12	3.31	20	1/2
2	2.69	7.84	9	12	3.31	20	1/2
3	2.51	7.35	11	12	3.31	20	1/2
4	2.01	5.88	11	12	3.31	20	1/2
5	2.52	7.35	13	12	3.31	20	1/2
6	5.04	14.69	17	12	3.31	20	1/2
7	RESERVA						
8	2.51	7.35	32	12	3.31	20	1/2
9	RESERVA						
10	3.22	9.80	32	12	3.31	20	1/2
11	3.22	9.80	32	12	3.31	20	1/2
12	2.14	6.53	18	12	3.31	20	1/2
13	0.75	22.00	20	8	8.37	40	1
14	0.19	24.47	20	6	13.30	55	1 1/4
15	6.96	26.00	40	6	13.30	55	1 1/4
16	RESERVA						
17	RESERVA						
18	RESERVA						
19	RESERVA						
20	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA =40.61 KW							
factor de DEMANDA =1.00							
Máxima DEMANDA =40.61 KW							

SUB - TABLERO N° TA-1.2

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N°	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	4.03	11.76	9	12	3.31	20	1/2
2	2.69	7.34	9	12	3.31	20	1/2
3	4.03	11.76	11	12	3.31	20	1/2
4	2.00	5.88	11	12	3.31	20	1/2
5	2.00	5.88	15	12	3.31	20	1/2
6	2.00	5.88	17	12	3.31	20	1/2
7	2.69	7.84	23	12	3.31	20	1/2
8	4.03	11.76	23	12	3.31	20	1/2
9	2.00	5.88	25	12	3.31	20	1/2
10	2.00	5.88	25	12	3.31	20	1/2
11	4.03	11.76	32	12	3.31	20	1/2
12	2.00	5.88	34	12	3.31	20	1/2
13	4.29	13.06	21	12	3.31	20	1/2
14	0.56	22.00	20	8	8.37	40	1
15	0.94	24.47	40	6	13.35	55	1 1/4
16	0.19	1.00	20	12	3.31	20	1/2
17	RESERVA						
18	RESERVA						
19	RESERVA						
20	RESERVA						
21	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA :			39.48 KW				
factor de DEMANDA :			1.00				
MAXIMA DEMANDA :			39.48 KW				

SUB - TABLERO N^o TA-1.3A

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	2.96	15.18	5	12	3.31	20	1/2
2	3.16	16.46	3	12	3.31	20	1/2
3	2.58	13.68	7	12	3.31	20	1/2
4	1.72	9.75	4	12	3.31	20	1/2
5	2.30	12.75	3	12	3.31	20	1/2
6	2.61	14.83	4	12	3.31	20	1/2
7	3.73	21.19	9	10	5.26	30	1
8	RESERVA						
9	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA:			19.06 KW				
FACTOR DE DEMANDA :			1.00				
MAXIMA DEMANDA :			19.06 KW				

SUB - TABLERO N^o TA-1.3B

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	2.67	13.49	4	12	3.31	20	1/2
2	2.65	13.37	6	12	3.31	20	1/2
3	2.30	11.60	9	12	3.31	20	1/2
4	3.02	16.92	8	12	3.31	20	1/2
5	2.98	15.00	2	12	3.31	20	1/2
6	1.64	8.25	6	12	3.31	20	1/2
7	1.64	8.25	8	12	3.31	20	1/2
8	0.79	4.00	19	12	3.31	20	1/2
9	0.37	1.88	23	12	3.31	20	1/2
10	RESERVA						
11	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA:			18.00 KW				
FACTOR DE DEMANDA :			1.00				
MAXIMA DEMANDA :			18.00 KW				

SUB - TABLERO N^o TA-1.3C

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	1.42	7.20	5	12	3.31	20	1/2
2	1.22	6.18	5	12	3.31	20	1/2
3	0.66	3.75	4	12	3.31	20	1/2
4	0.66	3.75	2	12	3.31	20	1/2
5	RESERVA						
6	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA:			3.96 KW				
FACTOR DE DEMANDA :			1.00				
MAXIMA DEMANDA :			3.96 KW				

SUB - TABLERO N^o TA-1.3

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	19.06	50	9	6	13.30	55	1 1/2 (TA-1.3A)
2	18.69	70	23	1/0	52.48	125	2 (TA-1.3B)
3	13.00	39	28	6	13.30	55	1 1/2 (cocina)
4	4.54	14	40	3x10mm ²		50	3/4 (TA-1.3C)
5	RESERVA						
6	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA :			54.29 KW				
FACTOR DE DEMANDA :			1.00 (Alumbrado) y 0.8 (cocina eléctrica)				
MAXIMA DEMANDA :			51.89 KW				

SUB - TABLERO N^o TA-1.4

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW-	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	10.35	30.17	10	8	8.37	40	1
2	0.91	4.11	5	12	3.31	20	1/2
3	0.48	0.80	5	12	3.31	20	1/2
4	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA : 11.74 KW FACTOR DE DEMANDA : 1.00 MAXIMA DEMANDA : 11.74 KW							

SUB - TABLERO N^o TA-2.1A

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P -KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	1.68	8.03	4	12	3.31	20	1/2
2	1.68	8.03	7	12	3.31	20	1/2
3	0.66	3.75	4	12	3.31	20	1/2
4	RESERVA						
5	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA : 4.02 KW							
FACTOR DE DEMANDA : 1.00 KW							
MAXIMA DEMANDA : 4.02 KW							

SUB - TABLERO N^o TA-2.1

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	2.41	6.62	10	12	3.31	20	1/2
2	2.95	8.09	8	12	3.31	20	1/2
3	RESERVA						
4	RESERVA						
5	2.41	6.62	18	12	3.31	20	1/2
6	3.75	10.29	15	12	3.31	20	1/2
7	2.41	6.62	22	12	3.31	20	1/2
8	3.75	10.29	19	12	3.31	20	1/2
9 y 10	RESERVA						
11	4.02	20	60	12	3.31	20	1/2
12	1.88	9.35	3	12	3.31	20	1/2
13	2.70	13.64	15	12	3.31	20	1/2
14	RESERVA						
15	11.76	30.87	24	6	13.30	55	1 1/4
<p>POTENCIA INSTALADA : 38.04 KW</p> <p>FACTOR DE DEMANDA : 1.00 KW</p> <p>MAXIMA DEMANDA : 38.04 KW</p>							

SUB - TABLERO N^o TA-2.2A

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	1.40	6.34	5	12	3.31	20	1/2
2	1.45	6.56	5	12	3.31	20	1/2
3	1.32	7.50	4	12	3.31	20	1/2
4	RESERVA						
<p>POTENCIA INSTALADA: 4.17 KW</p> <p>FACTOR DE DEMANDA : 1.00 KW</p> <p>MAXIMA DEMANDA : 4.17 KW</p>							

SUB - TABLERO N^o TA-2.2

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	2.41	6.62	10	12	3.31	20	1/2
2	3.75	10.29	7	12	3.31	20	1/2
3	3.75	10.29	11	12	3.31	20	1/2
4	2.41	6.62	14	12	3.31	20	1/2
5	1.61	4.41	18	12	3.31	20	1/2
6	RESERVA						
7	3.75	10.29	19	12	3.31	20	1/2
8	3.75	10.29	23	12	3.31	20	1/2
9	1.61	4.41	26	12	3.31	20	1/2
10	RESERVA						
11	4.29	11.79	29	12	3.31	20	1/2
12	3.22	8.86	30	12	3.31	20	1/2
13	1.07	2.95	34	12	3.31	20	1/2
14	3.22	8.86	35	12	3.31	20	1/2
15	3.22	8.86	45	12	3.31	20	1/2
16	4.17	10.92	63	10	5.27	30	3/4
17	0.56	1.85	3	12	3.31	20	1/2
18	0.19	0.63	15	12	3.31	20	1/2
19 al 23	RESERVA						
POTENCIA INSTALADA: 42.98 KW FACTOR DE DEMANDA : 1.00 KW MAXIMA DEMANDA : 42.98 KW							

SUB - TABLERO N°

TA-2.3

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N°	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	8.95	29.36	12	8	8.37	40	1
2	8.95	29.36	8	8	8.37	40	1
3	8.95	29.36	6	8	8.37	40	1
4	8.95	29.36	9	8	8.37	40	1
5	1.32	6	7	12	3.31	20	1
6	1.16	5.25	11	12	3.31	20	1
7	RESERVA						
8	RESERVA						

POTENCIA INSTALADA: 38.28 KW

FACTOR DE DEMANDA : 0.75 KW (Para los circuitos 1 al 4) y 1.00 (circuitos 5 y 6)

MAXIMA DEMANDA : 29.33 KW

SUB - TABLERO N^o TA-2.4

DATOS				CONDUCTORES			TUBERIA
CIR. N ^o	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1	4.20	11.55	12	12	3.31	20	1/2
2	1.32	6.31	5	12	3.31	20	1/2
3	0.41	1.94	10	12	3.31	20	1/2
4	1.12	5.35	5	12	3.31	20	1/2
5	0.33	1.50	5	12	3.31	20	1/2
6	RESERVA						
7	RESERVA						
<p>POTENCIA INSTALADA: 7.38 KW</p> <p>FACTOR DE DEMANDA : 1 KW</p> <p>MAXIMA DEMANDA : 7.38 KW</p>							

SUB - TABLERO N^o TA-E

CIR. N ^o	DATOS			CONDUCTORES			TUBERIA
	P KW	I Amp	DIST. Mts	N AWG.	SECC. mm ²	I Amp.	DIAM. PULG.
1E	3.99	10.93	45	10	5.26	30	3/4
2E	1.72	4.71	50	10	5.26	30	3/4
3E	3.42	9.41	48	10	5.26	30	3/4
4E	4.00	10.98	50	10	5.26	30	3/4
5E	4.00	10.98	45	10	5.26	30	3/4
6E	2.57	7.06	48	10	5.26	30	3/4
7E	2.00	5.88	47	10	5.26	30	3/4
8E	2.00	5.88	51	10	5.26	30	3/4
9E	2.52	7.35	47	10	5.26	30	3/4
10E	2.75	7.89	51	10	5.26	30	3/4
11E	RESERVA						
12E	RESERVA						

A INSTALA A: 28.97

ACTOR DE DEMAND : 1.00 KW

IMA DEMANDA : 28.97 KW

3.4 Cálculo de los Alimentadores a los Tableros con verificación de caída de Tensión y ejemplo de cálculos

(A) TABLERO TG-1 (440 voltios - S.E. N°1)

TABLERO	MAXIMA DEMANDA (KW)	I (AMP.)	L (MTS.)	CONDUCTOR (mm ²)	ΔV
TF-5	42.80	62.57	31	3 x 35 mm ²	< 3%
TF-6	5.04	7.31	25	3 x 16 mm ²	< 3%
TF-7	151.90	223.69	25	3 x 70 mm ²	< 3%
TF-8	189.00	261.05	61	2 (3 x 70 mm ²)	< 3%
Equip.de frío	253.00	349.45	25	2 (3 x 70 mm ²)	< 3%
Montacarga	11.25	18.61	41	3 # 4 THW	< 3%
T.G-1	588.00	899.52	1	Barra 60 x 10 mm ²	< 3%

(B) TABLERO TG-2 (440 voltios - S.E. N°2)

TF-1	237.25	377.91	50	2 (3 x 70 mm ²)	< 3%
TF-2	383.54	580.45	30	2 (3 x 185 mm ²)	< 3%
TF-3	184.64	272.30	61	2 (3 x 70 mm ²)	< 3%
TF-4	181.28	267.66	61	2 (3 x 70 mm ²)	< 3%
Sala de Bombas	164.75	256.15	15	2 (3 x 70 mm ²)	< 3%
Laboratorio	16.88	23.52	90	3 x 6 mm ²	< 3%
Taller	151.88	223.69	80	2 (3 x 70 mm ²)	< 3%
TA-IE	29.00	80.03	55	3 x 35 mm ²	< 3%
TG-2	1188.00	1773.32	1	Barra 60 x 10 mm ²	< 3%

(A) TABLERO TG-A-1 (220 VOLTIOS S.E.N°1), $\cos \phi = 0.95$

TABLERO	MAXIMA DEMANDA (KW)	I (AMP.)	L (MTS.)	CONDUCTOR (mm2)	Δv
TA-1.1	40.61	112.18	65	2 (3 x 70 mm2)	< 1%
TA-1.2	39.48	109.06	65	2 (3 x 70 mm2)	< 1%
TA-1.3	51.89	143.84	20	3 x 70 mm2	< 1%
TA-1.4	11.74	32.43	2	3#6THW	< 1%
TG-A1	120.00	334.34	5	2 (3 x 70 mm2)	< 1%

(B) TABLERO TG-A-2 (220 VOLTIOS S.E.N°2), $\cos \phi = 0.95$

TA-2.1	38.04	105.08	65	2 (3 x 70 mm2)	< 1%
TA-2.2	42.98	118.73	65	2 (3 x 70 mm2)	< 1%
TA-2.3	29.33	81.02	85	3 x 70 mm2	< 1%
TA-2.4	7.38	20.39	13	3#8THW	< 1%
TA-E	28.97	80.03	55	3 x 35 mm2	< 1%
TG-A2	128.72	358.64	5	2 (3 x 70 mm2)	< 1%

(C) SUBTABLEROS DE ALUMBRADO (220VOLTIOS), $\cos \phi = 0.95$

TA-1.3A	19.06	52.65	9	3#6THW	< 1%
TA-1.3B	18.00	49.72	3	3#6THW	< 1%
TA-1.3C	3.96	10.94	40	3#10THW	< 1%
TA-2.1A	4.02	11.11	55	3#10THW	< 1%
TA-2.2A	4.17	11.52	60	3#10THW	< 1%

TABLERO	MAXIMA DEMANDA (KW)	I (AMP.)	L (MTS.)	CONDUCTOR (mm2)	ΔV
TF-1A	57	80.80	41	3 x 35 mm2	< 3%
TF-1B	56.23	80.26	18	3 x 35 mm2	< 3%
TF-1C	58.17	94.16	80	3 x 35 mm2	< 3%
TF-1D	70.50	111.20	53	3 x 35 mm2	< 3%
TF-1E	26.02	36.98	110	3 x 16 mm2	< 3%
TF-1F	24.34	35.35	58	3 x 10 mm2	< 3%
TF-2A	88.12	130.34	21	3 x 35 mm2	< 3%
TF-2B	181.28	259.02	41	3 x 120mm2	< 3%
TF-2C	38.77	55.83	125	3 x 16 mm2	< 3%
TF-2D	14.27	21.78	34	3 x 16 mm2	< 3%
TF-2E	151.07	229.38	22	3 x 120mm2	< 3%

A continuación detallamos algunos de los cálculos realizados:

(a) Montacargas

Cálculo de la potencia en HP

$$P_{HP} = \frac{Q \times a \times v}{76 \times \eta}$$

donde: a = porcentaje de carga que no absorbe el contrapeso = 60%

Q = carga nominal del montacargas

v = velocidad (0.4 mts/seg)

η = eficiencia (80%)

$$P_{HP} = \frac{3500 \times 0.4 \times 0.6}{76 \times 0.8} = 15.08 \text{ HP}$$

$$P_{KW} = 11.25 \text{ KW}$$

De la fórmula (2) del capítulo de cálculo:

$$I = \frac{15.08 \times 0.746}{3 \times 440 \times 0.8} = 18.61 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{cable}} = 3.5 \times 18.61 = 65.14 \text{ Amp.}$$

(b) Cálculo del alimentador TF-1

El resultado para cada subtablero del TF-1 es:

TF-1A : 80.8 Amp.

TF-1B 80.26 Amp.

TF-1C : 94.16 Amp. Corriente total (438.75+0.25
TF-1D : 111.20 Amp. x111.20)x0.81
TF-1E : 36.98 Amp. Corriente total = 377.91 Amp
TF-1F : 35.35 Amp.

Nota: El factor de simultaneidad es 0.81 tal como se indica en el cálculo de la Máxima Demanda.

c) Cálculo del alimentador al Tablero TG-1

Por encontrarse ubicados los tableros TG-1 y TG-2 junto con las celdas, dentro de cada subestación, se espera tener los 440 voltios en las barras de los tableros, no habiendo limitaciones de caída de tensión. Asimismo, como estos tableros TG-1 y TG-2 se encuentran junto a los transformadores y celdas aprovechamos de utilizar barras de cobre de sección adecuada como alimentador.

3.5 Cálculo del Alimentador General

3.5.1 Fórmulas Empleadas

a) Por capacidad para transmitir corriente

Témp. de terreno: 30°C (terreno compuesto por arenas y piedras medianas)

Cáida de tensión máxima: 5%

Pérdida de potencia: 2%

Tablas de Indeco (adjuntas)

b) Caída máxima de tensión admisible en el sistema

Tablas de Indeco

$$\Delta V = \sqrt{3} I_n \times L (R \cos \phi + X \sin \phi) \quad (I)$$

c) Pérdida de energía

Tablas de Indeco

$$\Delta W\% = \frac{100 \times R \times L \times KW \times 10^3}{(V \cos \phi)^2} < 1\% \quad (II)$$

Electroperú ha recomendado el empleo de redes subterráneas, al no existir el proyecto de Habilitación Urbana de la zona (plano IE-06).

En esta zona, el concesionario de energía puede suministrar hasta 3000 KW en 13.8 KV a 60 ciclos por segundo, trifásico.

3.5.2 Cálculo del Alimentador

El cable se instalará en ductos de concreto empleándose el cable NKY, de 15 kV de tensión nominal, utilizándose el mismo tipo de cable para la interconexión entre la S.E. N°1 y la S.E. N°2, debiendo interrarse a 1.20 mts (plano IE-06), cumpliendo con lo indicado en el Código Eléctrico del Perú (año 1974), Art. 46-08 y el Código Nacional de Electricidad (Tomo IV).

Se ha optado por transformar YYN0 ya que se acostumbra mantener aislado el centro de la estrella o neutro para tensiones inferiores a 60 kV, consiguiéndose

con ello una cierta economía en el aislamiento de toda la línea, en efecto, en la eventualidad de una avería con puesta a tierra de una fase, las otras fases no pueden sobrepasar el valor nominal de la tensión, mientras que con el neutro aislado asumirá (con respecto a tierra) el valor de la tensión compuesta.

a) Cálculo del alimentador por capacidad de corriente

En la red con neutro aislado, en trabajo nominal, la tensión entre el conductor y la pantalla siempre será E_0

E_0 = tensión simple fase-tierra (conductor y pantalla de protección)

E = tensión nominal entre fases de la red

Usamos: $E_0/E = 8.7/15$ (Tablas de INDECO)

De la Tabla XII, para $t = 30^\circ\text{C}$ tenemos:

$$K_t = 0.88 \text{ (factor de corrección)}$$

De la tabla XIV, para arena y piedra mediana con algo de arcilla y terreno seco tenemos resistencia térmica del terreno 200°C x cm/W.

De la tabla XIII, factor de corrección por conductividad diferente de $100^{\circ}\text{C}\times\text{cm}/\text{w}$ es

$$K_{tt} = 0.78$$

En la tabla XVII; encontramos factor de corrección por cable en ducto enterrado

$$K_d = 0.68$$

El coeficiente equivalente será:

$$K_e = 0.88 \times 0.78 \times 0.68 = 0.47$$

La corriente nominal, será:

$$I_n = \frac{1987.72 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13800 \times 0.90} = 92.40 \text{ Amp}$$

La corriente aparente

$$I_a = \frac{I_n}{K_e} = \frac{92.40}{0.47} = 200 \text{ Amp}$$

Hemos asumido $\cos \phi = 0.9$ de acuerdo a lo indicado en el capítulo de corrección del factor de potencia. De la tabla X, para los cables enterrados directamente, en la columna correspondiente a $100^{\circ}\text{C}\times\text{cm}/\text{w}$, ya que a este valor nos hemos referido al determinar el coeficiente y con $E_0/E = 8.7/10$, se deduce que la sección necesaria es de 70 mm^2

- b) Cálculo del alimentador por caída máxima de tensión
De la tabla XXII; de INDECO, para el cable $3 \times 70 \text{ mm}^2$:

$$R = 0.325 \ \Omega/\text{Km} \text{ (Resistencia)}$$

$$x = 0.109 \ \Omega / \text{Km} \text{ (Reactancia)}$$

De la fórmula N°I y con $L = 210 \text{ mts} = 0.21 \text{ Km}$

$$V = 3 \times 92,40 \times 0.21 \times (0.325 \times 0.85 + 0.109 \times 0.53) = 11.23 \text{ voltios}$$

$$V = \frac{11.23 \times 100}{13800} = 0.08\%$$

c) Pérdida de Energía

Para esta sección, de la tabla XXIII de INDECO y con la fórmula (II)

$$w\% = \frac{100 \times 0.325 \times 0.21 \times 1987.72 \times 10^3}{(13800 \times 0.85)^2}$$
$$= 0.10\% < 1\%$$

Se puede aceptar hasta una pérdida de potencia del 5%.

3.5.3 Tablas

CAPACIDAD DE CORRIENTE EN AMPERES TABLA IX

CABLES UNIPOLARES ENTERRADOS DIRECTAMENTE

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Sección Nominal								
	Resistividad Térmica del Terreno - 100°C cm/W. m				Resistividad Térmica del Terreno - 200°C cm/W.			
mm ² .	E ₀ 0.6kV	E ₀ 2.3kV	E ₀ 6 kV	E ₀ 8.7kV	E ₀ 0.6kV	E ₀ 2.3kV	E ₀ 6 kV	E ₀ 8.7 kV
2.5	41				31			
4	53	52			40	39		
6	67	65			51	49		
10	89	87	80		67	66	61	
16	115	113	105	101	87	85	79	79
25	150	146	135	132	113	110	102	102
35	180	174	165	158	132	128	122	120
50	215	210	200	187	158	155	148	142
70	265	260	245	230	195	190	180	175
95	315	310	290	275	230	230	215	210
120	360	355	330	315	265	260	245	240
150	410	410	375	350	300	300	275	265
185	455	455	420	400	335	335	310	305
240	520	520	480	460	385	385	355	350
300	590	590	540	520	430	430	395	390
400	680	680	620	590	495	495	450	435
500	715	715	690	655	520	520	500	490

CAPACIDAD DE CORRIENTE EN AMPERES TABLA X

CABLES MULTIPOLARES ENTERRADOS DIRECTAMENTE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Sección Nominal	Bipolares		Cables Tripolares							
										
mm ²	Resistiv. Terr. 100		Resistividad Térmica del Terreno 100 °C.cm/W				Resistividad Térmica del Terreno 200°C.cm/W.			
	E ₀ /E 0.6/1KV	E ₀ /E 0.6/1KV	E ₀ /E 0.6/1KV	E ₀ /E 2.3/3KV	E ₀ /E 6/10KV	E ₀ /E 8.7/15KV	E ₀ /E 0.6/1KV	E ₀ /E 2.3/3KV	E ₀ /E 6/10KV	E ₀ /E 8.7/15
2.5	42	33	36	36			28	28		
4	55	43	46	46			36	36		
6	70	56	59	57			46	44		
10	95	75	81	80	69	68	63	62	55	54
16	125	99	105	104	90	87	82	81	72	69
25	160	127	135	134	122	119	105	104	97	95
35	195	150	165	161	147	144	125	122	115	112
50	235	180	195	191	174	170	150	145	135	132
70	290	225	245	235	215	210	185	180	165	165
95	350	270	290	280	255	250	220	220	200	195
120	395	305	330	320	290	285	250	245	225	220
150	450	350	375	360	330	325	285	275	255	250
185	500	390	420	410	375	365	320	310	290	285
240	570	440	480	475	430	425	365	360	335	330
300	640	490	540	540	490	485	405	405	375	370
400	740	565	620	610	555	550	465	460	425	420

CAPACIDAD DE CORRIENTE EN AMPERES TABLA XI
CABLES INSTALADOS AL AIRE LIBRE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sección Nominal	CABLES UNIPOLARES							BIPOLAR	CABLES TRIPOLARES		
											
mm ²	E ₀ 0.6KV	E ₀ 0.6KV 2.3KV	E ₀ 6KV	E ₀ 8.7KV	E ₀ 0.6KV 23KV	E ₀ 6KV	E ₀ 8.7KV	E ₀ 0.6KV	E ₀ /E 0.6/1KV 2.3/3KV	E ₀ /E 6/10KV	E ₀ /E 8.7/15KV
2.5	45	41			36			36	30		
4	59	54			46			47	39		
6	74	68			59			59	50		
10	100	92	80		78	70		80	68	56	55
16	130	120	105	100	110	100	92	105	90	74	72
25	175	160	145	135	145	130	125	140	120	100	99
35	215	200	175	165	180	165	155	170	150	122	120
50	260	245	215	200	220	200	185	205	180	146	144
70	330	310	270	250	280	250	240	260	230	182	180
95	395	370	330	300	340	305	285	310	280	225	220
120	460	430	380	350	400	355	330	360	325	260	255
150	530	500	440	400	460	410	380	410	370	295	290
185	600	560	500	455	520	470	435	470	420	340	335
240	720	660	580	530	610	540	510	550	490	405	400
300	830	750	660	600	710	630	580	620	560	470	465
400	1000	880	770	700	840	750	690	740	660	545	535
500	1160	990	870	780	950	840	780				

TABLA XII

CABLES ENTERRADOS DIRECTAMENTE
FACTORES DE CORRECCION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE
Para Diversas Temperaturas del Terreno

Tensión de Operación E ₀	Temperatura del Terreno °C					
	15	20	25	30	35	40
0.6 a 3.6	1.04	1.00	0.96	0.91	0.91	0.82
6 y 8.7	1.00	1.00	0.94	0.88	0.82	0.75

Nota: Estos factores se deben aplicar a las capacidades de corriente dadas en las tablas VIII, IX, X, y XI, cuando la temperatura máxima media del terreno difiere de 20°C.

Estas temperaturas deberán ser tomadas a la profundidad a que se instale el cable.

TABLA XIII

coeficientes de corrección de la capacidad de corriente para cables enterrados directamente.

Por variación de la resistividad térmica del terreno

1 Tipo de Cables y Sección de los Conductores	Resistividad Térmica del Terreno °Cxm/W.						
	2	3	4	5	6	7	8
	70	100	120	150	200	250	300
<u>Cables Unipolares Eo=0.6, 2.3, y 6 KV.</u>							
Hasta 25 mm ² .	1.12	1.0	0.94	0.85	0.76	0.70	0.65
de 35 a 95	1.14	1.0	0.93	0.84	0.74	0.68	0.62
de 120 a 240	1.15	1.0	0.93	0.83	0.74	0.67	0.61
de 300 a 500	1.16	1.0	0.92	0.83	0.73	0.66	0.61
<u>Cables Unipolares Eo = 8.7KV</u>							
Hasta 25 mm ² .	1.11	1.0	0.94	0.87	0.78	0.72	0.67
de 35 a 95	1.13	1.0	0.93	0.86	0.76	0.70	0.64
de 120 a 240	1.14	1.0	0.93	0.85	0.76	0.69	0.63
de 300 a 500	1.15	1.0	0.92	0.85	0.75	0.68	0.63
<u>Cables Multipolares Eo = 0.6KV</u>							
Hasta 25 mm ² .	1.11	1.0	0.94	0.87	0.78	0.72	0.67
de 35 a 95	1.13	1.0	0.93	0.86	0.76	0.70	0.64
de 120 a 240	1.14	1.0	0.93	0.85	0.76	0.69	0.63
de 300 a 500	1.15	1.0	0.92	0.85	0.75	0.68	0.63
<u>Cables Tripolares Eo > 0.6KV</u>							
Hasta 25 mm ² .	1.09	1.0	0.95	0.88	0.80	0.73	0.69
de 35 a 95	1.11	1.0	0.94	0.87	0.78	0.71	0.66
de 120 a 240	1.12	1.0	0.94	0.85	0.78	0.70	0.65
de 300 a 500	1.13	1.0	0.93	0.86	0.77	0.69	0.65

Nota: Estos factores se deben aplicar a los valores de capacidad de corriente dados en las columnas correspondientes a resistividad térmica de 100°Cxm/W de las tablas VIII, IX, X y XI cuando la resistividad del terreno difiere de dicho valor.

TABLA XIV

Resistividad térmica del Terreno en °C cm/W según su composición y grado de Humedad

1	2	3	4	5	6
Descripción	Grado de Humedad del Terreno				
	Muy Húmedo (Saturado)	Húmedo	Semihúmedo	Seco	Muy Seco
Mezcla uniforme de arcilla y humus (tierra de cultivo), de fácil compactación.	50	60	80	120	120
Mezcla de arena y arcilla con algo de humus semi-compactado.	60	80	100	150	180
Mezcla de arena y arcilla con piedras pequeñas, tenemos cálcareos de poca compactación.	-	100	120	180	220
Arena, algo de arcilla y piedras medianas, sin compactación.	-	-	150	200	250
Arena y piedras grandes imposible de compactar.	-	-	-	250	300
Acumulación de rocas en la que no existe retención de arena o arcilla	-	-	-	-	350

CABLES ENTERRADOS DIRECTAMENTE

Factores de Corrección de la Capacidad de Corriente

TABLA XV

Agrupamiento de ternas de cables unipolares

1	2	3	4
Colocación de los Cables	Número de ternas agrupadas		
	2	3	4
Cables paralelos en el mismo plano Distancia entre cables 7 cms.	0.82	0.74	0.68
Cables formando ternas en trebol. Distancia entre ternas 25 cms.	0.85	0.77	0.72

TABLA XVI

Por agrupamiento de cables multipolares

Factor	1	2	3	4	5	6	7
	Número de cables en la Zanja						
	2	3	4	5	6	8	10
	0.85	0.75	0.68	0.64	0.60	0.56	0.53

Nota: Estos factores se deben aplicar a las capacidades de corriente dadas en las tablas N° VIII, IX y XI cuando hay más de un cable instalado en una misma zanja. Distancia entre los cables: aproximadamente igual a 7 cm. (espesor de un drillo.)

TABLA XVII

COEFICIENTES DE CORRECCION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE PARA CABLES EN DUCTOS ENTERRADOS, PARA DISTINTOS VALORES DE LA RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO.

1	2	3	4	5	6	7	8
Tipo de Cable y Sección de los Conductores.	Resistividad Térmica del Terreno °C cm/W.						
	70	100	120	150	200	250	300
<u>Cables Unipolares Eo = 0.6, 2.3 y 6 KV.</u>							
Hasta 25 mm ² .	0.87	0.78	0.74	0.69	0.63	0.58	0.54
De 35 a 95 mm ² .	0.90	0.80	0.75	0.70	0.63	0.58	0.54
De 120 a 240 mm ² .	0.93	0.82	0.77	0.71	0.64	0.59	0.54
De 300 a 500 mm ² .	0.96	0.84	0.78	0.72	0.65	0.60	0.54
<u>Cables Unipolares Eo = 8.7KV</u>							
Hasta 25 mm ² .	0.85	0.78	0.74	0.70	0.65	0.60	0.55
De 35 a 95 mm ² .	0.89	0.80	0.75	0.71	0.66	0.60	0.55
De 120 a 240 mm ² .	0.92	0.82	0.77	0.72	0.66	0.61	0.56
De 300 a 500 mm ² .	0.96	0.84	0.78	0.73	0.67	0.61	0.56
<u>Cables Multipolares Eo = 0.6 KV.</u>							
Hasta 25 mm ² .	0.85	0.78	0.74	0.70	0.66	0.60	0.55
De 35 mm ² . a 95 mm ² .	0.89	0.80	0.75	0.71	0.66	0.60	0.55
De 120 a 240 mm ² .	0.92	0.82	0.77	0.72	0.66	0.61	0.56
De 300 a 500 mm ² .	0.95	0.84	0.78	0.73	0.67	0.61	0.56
<u>Cables Multipolares Eo > 0.6 KV.</u>							
Hasta 25 mm ² .	0.83	0.78	0.75	0.71	0.67	0.61	0.58
De 35 a 95 mm ² .	0.87	0.80	0.76	0.72	0.68	0.61	0.58
De 120 a 240 mm ² .	0.90	0.82	0.77	0.73	0.68	0.61	0.57
De 300 a 500 mm ² .	0.93	0.84	0.78	0.74	0.69	0.62	0.57

Los coeficientes de esta tabla se deben aplicar a los valores de capacidad de corriente dados en las tablas VIII, IX y X en las columnas correspondientes a conductividad térmica del terreno de 100°C x cm/watt.

En todos los casos se ha considerado un cable por ducto.

CABLES INSTALADOS AL AIRE LIBRE

TABLA XXI

Factores de corrección de la capacidad de corriente de un cable en función de la temperatura ambiente

1	2	3	4	5	6
Temperatura Ambiente °C	25	30	35	40	45
Factores de corrección para cables multipolares					
Io = 0.6 y 2.3 KV	1.05	1.00	0.95	0.89	0.82
Io > 2.3 KV	1.05	1.00	0.93	0.85	0.78
Factores de corrección para cables unipolares					
Io = 0.6 y 2.3 KV	1.05	1.00	0.95	0.89	0.83
Io > 2.3 KV	1.06	1.00	0.94	0.87	0.80

Nota: Los coeficientes de esta tabla se aplican a las capacidades de corriente obtenidas de la tabla XI.

TABLA XXII

Cables Unipolares y Multipolares en Servicio Trifásico
Resistencia R y Reactancia X a la frecuencia de 60 Hz.

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Sección nominal	UNIPOLARES					MULTIPOLARES				
	Corriente Continua 20°C	Eo = 0. Temp. 80°C	- 2.3 KV	Eo = .7 KV Temp. 70°C	Corriente Continua 20°C	Eo = 0. Temp. 80°C	- 2.3 KV	Eo = .7 KV Temp. 70°C		
2.	R	R	X	R	X	R	R	X	R	X
	OHMS KILOMETRO POR FASE									
5	13.3	15.93	0.414	—	—	13.6	16.3	0.140	—	—
5	7.27	8.69	0.390	—	—	7.41	8.89	0.132	—	—
4	4.52	5.41	0.368	5.41	0.369	4.61	5.52	0.121	5.52	0.16
6	3.02	3.61	0.358	3.61	0.359	3.08	3.69	0.114	3.69	0.15
10	1.79	2.14	0.343	2.14	0.344	1.83	2.19	0.110	2.17	0.14
16	1.13	1.35	0.319	1.35	0.321	1.15	1.38	0.107	1.38	0.14
15	0.712	0.850	0.298	0.850	0.301	0.727	0.871	0.095	0.871	0.12
15	0.514	0.615	0.288	0.615	0.294	0.524	0.628	0.091	0.628	0.11
10	0.379	0.453	0.280	0.453	0.284	0.387	0.464	0.089	0.464	0.11
10	0.262	0.313	0.267	0.313	0.270	0.268	0.321	0.087	0.325	0.10
15	0.189	0.226	0.254	0.226	0.257	0.193	0.231	0.085	0.231	0.10
10	0.150	0.179	0.247	0.179	0.249	0.153	0.183	0.085	0.183	0.10
10	0.122	0.146	0.239	0.146	0.242	0.124	0.148	0.085	0.148	0.09
15	0.0972	0.116	0.229	0.116	0.233	0.0991	0.108	0.085	0.107	0.09
10	0.0740	0.088	0.223	0.088	0.227	0.0754	0.090	0.085	0.089	0.09
10	0.0590	0.067	0.217	0.067	0.220	0.0601	0.072	0.085	0.071	0.09
10	0.0461	0.055	0.211	0.055	0.213	0.0470	0.056	0.085	0.055	0.09
10	0.0366	0.044	0.204	0.044	0.206	0.0373	0.044	0.085	0.043	0.09

Notas: Los valores de R, están referidos a las temperaturas de servicio a plena carga y en ella están comprendidos los aumentos debidos a los efectos de proximidad, pelicular, etc. Los cables cuando son unipolares, se entienden dispuestos en un plano horizontal con 7 a 8 cm. de separación libre entre sí. Las cubiertas de plomo se entienden conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos de la línea.

Los valores de X está calculados para una distancia libre de 7 a 8 cm. entre cables dispuestos sobre un plano horizontal. Si la frecuencia es distinta de 60 Hz., multiplicar los valores de la tabla por $f/60$

TABLA XXIII

FORMULAS PARA EL CALCULO DE LA POTENCIA PERDIDA EN KILOWATIOS Y EN PORCENTAJE DE LA POTENCIA TRANSMITIDA

	Kilowatt			Por ciento		
	Cuando se conoce					
	HP	KW	KVA	HP	KW	KVA
Corriente Continua	$1113 RL \left(\frac{HP}{V\eta} \right)^2$	$2 RL \left(\frac{KW}{V} \right)^2 10^3$	—	$\frac{149 RL \cdot HP \cdot 10^3}{\eta v^2}$	$\frac{200 RL \cdot KW \cdot 10^3}{v^2}$	—
Monofásico	$1113 RL \left(\frac{HP}{V \cdot \eta \cos \varphi} \right)^2$	$2 RL \left(\frac{KW}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 10^3$	$2 RL \left(\frac{KVA}{V} \right)^2 10^3$	$\frac{149 RL \cdot HP \cdot 10^3}{\eta (\cos \varphi v)^2}$	$\frac{200 RL \cdot KW \cdot 10^3}{(V \cos \varphi)^2}$	$\frac{200 RL \cdot KVA \cdot 10^3}{v^2}$
Trifásico	$558 RL \left(\frac{HP}{V \cdot \eta \cos \varphi} \right)^2$	$RL \left(\frac{KW}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 10^3$	$RL \left(\frac{KVA}{V} \right)^2 10^3$	$\frac{74.6 RL \cdot HP \cdot 10^3}{\eta (\cos \varphi v)^2}$	$\frac{100 RL \cdot KW \cdot 10^3}{(V \cos \varphi)^2}$	$\frac{100 RL \cdot KVA \cdot 10^3}{v^2}$

Referencias:

- HP, KW y KVA: Potencias del sistema alimentado.
- R: Resistencia Ohms/Km. del cable utilizado (Tabla XXII)
- L: Longitud simple de la línea en Km.
- V: Tensión entre conductores en voltios.
- η : Rendimiento del motor.
- $\cos \varphi$: Factor de Potencia.

3.6 Tableros Eléctricos

Se utilizarán interruptores automáticos termomagnéticos, los cuales son unos dispositivos proyectados para proteger el alambrado y equipos de los riesgos de avería o incendios causados por sobrecargas o cortocircuitos.

3.6.1 Capacidad de Cortocircuito de los Interruptores

Para los interruptores de un determinado tablero, éste viene dado por la impedancia que ofrece el alimentador de dicho tablero al cortocircuito, considerando su longitud desde los bornes del transformador o desde el tablero general. Esta capacidad de ruptura se refiere a los KA rms simétricos, es decir la corriente de cortocircuito permanente: $I_{S_{w2}}$ ó I_{swG}

Tablero	Conductor por Fase del Alimentador	Longitud del Alimentador (pies)	Impedancia del Conductor (Ω /1000 pies)	I_{sw2} (Amp. RMS Simétricos)
TF-1A	35 mm ²	135	0.202+j0.0390	1057/-54.16°
TF-1B	35 mm ²	59	0.202+j0.0390	1402/-66.81°
TF-1C	35 mm ²	262	0.202+j0.0390	806/-42.00°
TF-1D	35 mm ²	174	0.202+j.0.0390	956/-49.95°
TF-1E	16 mm ²	361	0.321+j0.0422	566/-25.84°
TF-1F	10 mm ²	190	0.510+j0.0457	615/-27°
TF-1	2-70 mm ²	164	2-(0.101+j0.0355)	1886/-79.51°
TF-2A	35 mm ²	69	0.202+j0.0390	1590/-71.03°
TF-2B	120 mm ²	135	0.0541+j0.0330	2089/-79.16°
TF-2C	16 mm ²	410	0.321+j0.0422	546/-24.36°
TF-2D	16 mm ²	112	0.321+j0.0422	1027/-51.71°

Tablero	Conductor por Fase del Alimentador	Longitud del Alimentador (pies)	Impedancia del Conductor ($\Omega/1000$ pies)	I_{sw2} (Amp. RMS simétricos)
TF-2E	120 mm ²	72	0.0541+j0.033	2641/ <u>-82.47°</u>
TF-2	3-120 mm ²	98	3-(0.0541+j0.033)	4689/ <u>-87.6°</u>
TF-3	2- 70 mm ²	200	2-(0.101+j0.0355)	1981/ <u>-77.46°</u>
TF-4	70 mm ²	200	0.101+j0.0355	1402/ <u>-67.61°</u>
TF-5	35 mm ²	102	0.202+j0.0390	1388/ <u>-65.83°</u>
TF-6	16 mm ²	82	0.321+j0.0422	1425/ <u>-66.70°</u>
Laboratorio	6 mm ²	295	0.811+j0.0503	572/ <u>-13.37°</u>
Cargas en Taller	120 mm ²	262	0.0541+j0.033	1672/ <u>-74.33°</u>
Equipo de Frío	3-120 mm ²	82	3-(0.0541+j0.033)	5114/ <u>-87.98°</u>
Montacargas	8 THW	135	0.811+j0.0503	602/ <u>-24.02°</u>
Sala de Bombas	70 mm ²	49	0.101+j0.0355	2823/ <u>-83.49°</u>
TA-1-1	2- 70 mm ²	213	2-(0.101+j0.0355)	3702/ <u>-75.93°</u>
TA-1-2	2- 70 mm ²	213	2-(0.101+j0.0355)	3702/ <u>-75.93°</u>
TA-1-3A	#6 THW	29	0.510+j0.0457	2202/ <u>-55.18°</u>
TA-1-3B	#1/0 THW	10	0.127+j0.0360	2872/ <u>-67.54°</u>
TA-1-3C	#10 THW	131	0.811+j0.0503	1131/ <u>-22.88°</u>
TA-1-3	35 mm ²	85	0.202+j0.0390	2971/ <u>-68.54°</u>
TA-1-4	#6 THW	7	0.510+j0.0457	6000/ <u>-84.11°</u>
TA-2-1A	#10	181	0.811+j0.0503	982/ <u>-18.44°</u>
TA-2-1	2- 70 mm ²	213	2-(0.101+j0.0355)	3702/ <u>-75.93°</u>
TA-2-2A	#10	164	0.811+j0.0503	1026/ <u>-19.70°</u>
TA-2-2	2- 70 mm ²	213	2-(0.101+j0.0355)	3702/ <u>-75.93°</u>

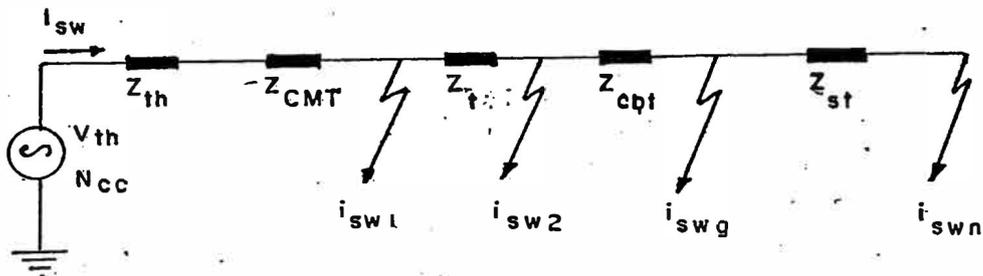
Tablero	Conductor por Fase del Alimentador	Longitud del Alimentador (pies)	Impedancia del Conductor ($\Omega/1000$ pies)	I_{sw2} (Amp. RMS simétricos)
TA-2-3	70 mm ²	279	0.101+j0.0355	2341/ <u>-61.03°</u>
TA-2-4	#8	43	0.811+j0.0503	1734/ <u>-42.22°</u>
TG-A-1	2- 70 mm ²	16	2-(0.101+j0.0355)	13675/ <u>-88.86°</u>
TG-A-2	2- 70 mm ²	16	2-(0.101+j0.0355)	13675/ <u>-88.86°</u>

3.6.2 Análisis de los valores obtenidos

Alimentador al tablero TF-1:

Empleamos:

$$I_{sw} = \left(\frac{V_{th}}{z_{th} + z_{CMT} + z_{CBT} + z_t} \right) \times \frac{N_B}{\sqrt{3} V_B}$$



donde: z_{ST} = impedancia del alimentador que sale del ta
blero a un subtablero

V_{th} = tensión nominal del sistema de media ten -
sión del concesionario (KW, pu)

N_{cc} = potencia de cortocircuito en la S.E. ali -
mentadora del Concesionario (MVA)

I_{sw} = corriente de cortocircuito permanente

z_{th} = impedancia equivalente de la red de media
tensión que antecede a la S.E. alimentado-

dora del concesionario

z_{CMT} = impedancia de la línea de media tensión que une la S.E. alimentadora del concesionario con la S.E. privada (recorrido más corto) (ohmios, pu)

z_T = impedancia equivalente del transformador de la S.E. privada (ohmios, pu)

z_{CBT} = impedancia del alimentador "n" al tablero de distribución eléctrico "n" (ohmios, pu)

i_{sw_n} = valor de la corriente de cortocircuito subtransitoria, calculada para determinar la capacidad de ruptura (KA eficaces simétricos) de los interruptores de un subtablero de distribución n

i_{sw_2} = valor de la corriente de cortocircuito permanente para hallar la capacidad de ruptura (KA eficaces simétricos) de los interruptores del Tablero General. Se considera que la impedancia del cable que une el transformador de la S.E. privada con el T.G. es despreciable.

Entonces tenemos:

$$z_B = \frac{V_B^2}{N_B} = \frac{(440)^2}{160,000} = 1.21 \text{ ohmios (p.u.)}$$

$$I_B = \frac{N_B}{\sqrt{3} V_B} = \frac{160,000}{\sqrt{3} \times 440} = 210 \text{ Amperes}$$

$$z_{th} = \frac{N_B}{N_{sw}} = \frac{160.000}{300'000,000} = 0+j0.000533 \quad (1)$$

Calculamos z_{CMT} :

$$z_{CMT} = (R + jx) \times \text{Longitud} \times 1.05 \text{ en Kil6metro} \times \frac{1}{V_{base}^2 / \text{Pot.base}}$$

de tablas obtenemos que para el cable $3 \times 70 \text{ mm}^2$ los valores son:

$$R = 0.2299$$

por cada 1000 metros

$$x = 0.1471$$

Luego:

$$z_{CMT} = (0.2299 + j0.1471) \times \frac{210 \times 1.05}{1000} \times \frac{1}{(138 \times 1000)^2 / 16000}$$

$$z_{CMT} = (0.0000426 + j0.000027) \text{ p.u.} \quad (2)$$

Asimismo:

$$z_{a_T} = j0.04600 \text{ p.u. (dato de fabricante)} \quad (3)$$

con estos datos podemos calcular la capacidad de corto - circuito de los tableros de fuerza (TF-1, TF-2, TF-3, TF-4, TF-5, TF-6, sala de bombas, etc. en 440 Voltios)

Ejemplo de cálculos:

Para el TF-1: (Tenemos dos cables de $3 \times 70 \text{ mm}^2$ en paralelo)

$$z_{CBT} = \frac{(0.101 + j0.0355)(0.101 + j0.0355)}{(0.101 + j0.0355) + (0.101 + j0.0355)}$$

$$= (0.0505 + j0.01775) \text{ en pies}$$

$$z_{CBT} = (0.0505 + j0.01775) \times \frac{164}{1000} \times \frac{1}{0.9025}$$

$$= 0.009177 + j0.003225 \quad (4)$$

Además: (1) + (2) + (3)

$$(z_{th} + z_{CMT} + z_T) = (0 + j0.000533) + (0.0000426 + j0.000027) + j0.046$$

$$(z_{th} + z_{CMT} + z_T) = 0.0000426 + j0.04656$$

Reemplazando en la fórmula:

$$I_{sw_G} = \left(\frac{1 / 0^\circ}{0.0000426 + j0.04656 + 0.009177 + j0.003225} \right) \times 210$$

$$I_{sw_G} = \left(\frac{1 / 0^\circ}{0.0092196 + j0.049785} \right) \times 210 = 2186.3446 / -79.51^\circ$$

De manera similar se procedió con los demás alimentadores de fuerza

* Para los subtableros de fuerza empleamos:

$$I_{sw_n} = \frac{V_{th}}{z_{th} + z_{CMT} + z_{CBT} + z_T + z_{ST}} \times \frac{N_B}{\sqrt{3} \times V_B}$$

Para el TF-1A

$$z_{CBT} = \frac{(0.101 + j0.0355)(0.101 + j0.0355)}{(0.101 + j0.0355) + (0.101 + j0.0355)}$$

$$= (0.0505 + j0.01775) \text{ p.u. (del TF-1, en pies)}$$

$$z_{CBT} = (0.0505 + j0.01775) \times \frac{164}{1000} \times \frac{1}{0.9025} = 0.009177 + j0.003225$$

También (del TF-1A)

$$z_{ST} = (0.202 + j0.039) \times \frac{135}{1000} \times \frac{1}{0.9025} = 0.030216 + j0.005833$$

Reemplazando en la fórmula:

$$I_{sw_n} = \frac{1/0^\circ}{(0.0000426 + j0.04656) + (0.009177 + j0.003225) + (0.030216 + j0.005833)} \times 210$$

$$I_{sw_n} = \frac{1/0^\circ}{0.0394356 + j0.055618} \times 210 = \underline{1057/-54.66^\circ}$$

De manera similar se procedió con todos los subtableros de fuerza.

Para los tableros generales de alumbrado (TG-A-1, TG-A-2)

$$z_B = \frac{V_B^2}{N_B} = \frac{(220)^2}{160,000} = 0.3025 \text{ (p.u.)}$$

$$I_B = \frac{N_B}{\sqrt{3} V_B} = \frac{160,000}{\sqrt{3} \times 220} = 419.89 \text{ Amp.}$$

$$z_{th} = \frac{N_B}{N_{sw}} = \frac{160,000}{\sqrt{3} \times 10^8} = (0 + j0.000533) \quad (1)$$

De los cálculos anteriores:

$$z_{CMT} = (0.0000426 + j0.00027) \text{ p.u.} \quad (2)$$

Y

$$z_T = 0 + j0.04600 \text{ p.u.} \quad (3)$$

$$(1) + (2) + (3) : (z_{th} + z_{CMT} + z_t) = 0.0000426 + j0.0468$$

Entonces:

$$I_{swG} = \frac{V_{th}}{z_{th} + z_{CMT} + z_{CBT} + z_t} \times \frac{N_B}{\sqrt{3} V_B}$$

donde:

$$z_{CBT} = \frac{(0.101+j0.0355)(0.101+j0.0355)}{(0.101+j0.0355)+(0.101+j0.0355)} = (0.0505+j0.01775) \text{ p.u., pies}$$

$$z_{CBT} = (0.0505+j0.01775) \times \frac{16}{1000} \times \frac{1}{0.9025}$$

$$= 0.0008953 + j0.00031468 \quad (4)$$

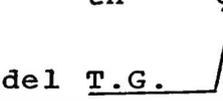
$$\text{Luego: } I_{swG} = \frac{1/0^\circ}{(0.0000426+j0.0468)+(0.0008953+j0.00031468)} \times 419.89$$

$$I_{swG} = \left(\frac{1/0^\circ}{0.0009379+j0.04711468} \right) \times 419.89 = 13,675 \angle -88.86^\circ$$

Para Los tableros (TA-1,n y TA-2,n)

Empleamos:

$$I_{sw_n} = \frac{V_{th}}{z_{th} + z_{CBT} + z_T + z_{CMT} + z_{ST}} \times \frac{N_B}{\sqrt{3} V_B}$$

del T.G. 

Tablero TA-1-1

Tenemos:

$$(z_{th} + z_{CBT} + z_T + z_{CMT}) = (0.0000426+j0.0468) + (0.0008953+j0.00031468)$$

$$(z_{th} + z_{CBT} + z_T + z_{CMT}) = 0.0009379 + j0.04711468$$

También tenemos como alimentador dos cables en paralelo de $3 \times 70 \text{ mm}^2$.

$$z_{ST} = \frac{(0.101+j0.0355)(0.101+j0.0355)}{(0.101+j0.0355)+(0.101+j0.0355)} = 0.0505+j0.01775$$

$$z_{ST} = (0.0505+j0.01775) \times \frac{213}{1000} \times \frac{1}{0.9025} = 0.011919+j0.004189$$

Luego:

$$I_{sw_n} = \frac{1/0^\circ}{(0.0009379+j0.04711468)+(0.011919+j0.004189)} \times 419.89$$

$$I_{sw_n} = 3702 / \underline{-75.93^\circ}$$

De manera similar calculamos para los demás Tableros TA-1,n, TA-2,n.

3.7 Sistema de Puesta a Tierra

3.7.1 Objetivo de la Puesta a Tierra

La puesta a tierra tiene principalmente los siguientes objetivos:

- Fijar el nivel de potencial de todas las masas metálicas con respecto al suelo.
- Proteger las máquinas y los aparatos de las sobretensiones
- Asegurar la protección del personal en lo que se refiere a los peligros de la corriente eléctrica.

3.7.2 Características Técnicas

Las principales características que se desea tener presente para diseñar los sistemas de dispersión son:

La corriente I de puesta a tierra corresponde al valor máximo de la corriente que se prevee tener en amperes que debe ser dispersado en el sistema de tierra que se diseña.

La tensión de tierra (V) equivalente a la máxima diferencia de potencial, medida en voltios, existente entre el sistema de dispersión en un punto en el infinito, cuando el sistema de tierra dispersa la corriente de tierra (I) prevista.

La resistencia de tierra (R), cuyo valor en ohms se define por medio de la relación entre la tensión y la corriente de tierra, es decir $R = V/I$.

El gradiente de potencial de tierra (E) que indica en voltios/metro la diferencia de potencial entre dos puntos del terreno, cuya distancia del dispersor varía en un metro.

La resistividad del terreno que indica (en ohm-metro) el valor de la resistividad del terreno en el cual está instalado el sistema de dispersión.

Los valores de la corriente de tierra para sistemas trifásicos están dados por:

para líneas aéreas: $I = 0.003 \times VL$

para cables : $I = 0.01 VL$

donde: V = tensión con catenada de la red en kV

L = longitud en Km. de todas las líneas de la misma tensión que están unidas metálicamente entre sí.

3.7.3 Dimensionado de la Puesta a Tierra

- a) La tensión de contacto es el valor de la tensión que se presenta al paso de la corriente a tierra, entre las masas metálicas conectadas a tierra y en terreno circunvecino que puede eventualmente, en algunas formas, entrar en contacto con una persona.
- b) La tensión de paso es la diferencia de potencial entre dos puntos cualesquiera sobre la superficie del terreno, las cuales son tocados simultáneamente por los pies (aproximadamente un metro).

No existe una regla que normalice estos valores de las tensiones de contacto de paso.

Las normas que están en elaboración toman en cuenta valores para el interior y exterior en 125 voltios y cuando se asegura una interrupción de la corriente de falla en 0.3 seg. se considera 250 voltios.

Estas condiciones pueden obtenerse con la

instalación de una malla de conductores de lado variable entre 5 y 20 metros a una profundidad entre 0.5 y 1 metro, de modo de obtener una superficie equipotencial.

En base a consideraciones teóricas y a experimentos realizados en una malla enterrada a la profundidad de aproximadamente 1 metro en un terreno de resistividad superficial y para un valor de (I) de la corriente dispersa, se han encontrado los siguientes valores medios aproximados:

$$\text{Tensión de paso } (V_p) = 0.16 \frac{\rho I}{L}$$

$$\text{Tensión de contacto } (V_c) = 0.7 \frac{\rho I_c}{h L}$$

Gradiente de la superficie de la malla (G_p)
igual $4 I \rho / D^2$ voltios/metro

Donde:

ρ : resistividad del terreno

I : corriente a dispersar (no uniforme para toda la malla) variando entonces las tensiones de paso y de contacto

I_c : idem pero por el electrodo

L : longitud total del conductor que constituye la malla (mts)

D : valor en metros de la diagonal de la superficie interesada de la malla

h = profundidad de enterramiento de la varilla dispersora.

El diámetro de los hilos correspondientes de la red debe ser de 3 mm o más. La resistencia de los dispersores tubulares enterrados verticalmente cuando están suficientemente distantes entre sí es aproximadamente

$$R = \rho L/A$$

Para los dispersores colocados horizontalmente a 1 mt de profundidad, la resistencia es dada aproximadamente por la relación : $R = 2 \times \rho / P$ donde P = longitud del perímetro de la malla en metros.

Sea R la resistencia a tierra requerida en ohms se tiene:

a) Area de la malla

La resistencia a tierra está conformada por los componentes como sigue:

$$R = R' + r^2$$

donde:

R' = contribución del área de la malla a tierra (ohms) y está en función de la resistividad (ρ) y del área de la malla (a).

r' = es la contribución de los conductores enterrados a tierra, resistencia que es función de la corriente de malla.

El gráfico siguiente (1) de la relación entre (r') y la corriente de falla (I), conocida (I) podemos determinar r' y luego aplicamos $R' = R - r'$.

La figura N°2 da las relaciones entre (R'), el área de la malla (A) y la resistividad del terreno (ρ). Luego el área (A) de la malla en pies cuadrados puede determinarse conociendo la resistividad del suelo (ρ).

b) Longitud del Conductor (L)

La fig. N°3 da las relaciones entre la corriente de falla a tierra (I) conocido la longitud de los conductores enterrados (L) y la resistividad del terreno (ρ) también conocido Calibre de Conductor (M)

La fig. N°4 relaciona el calibre del conductor y la corriente de falla para varias duraciones de falla. Los calibres usualmente usados son mostrados en el gráfico N°4.

Número de Dispersiones (N)

La figura N°5 muestra las relaciones entre el número de varillas (N) requerido para una resistencia a tierra conociendo (R) en un terreno de resistividad (γ).

El diseño de la malla es como sigue:

La longitud (L) de calibre (M) estará enterrada en el área (A) en forma de malla. Una forma conveniente será una forma rectangular del área (A) dividida por los conductores en cuadrados iguales. El espaciamiento entre 20 y 75 pies es adecuado. Los conductores serán en-

terrados al menos 12 pulgadas (30 cms) debajo del nivel del piso.

c) Dimensión de la malla

Según Laurent

$$R = R' + r' \quad (1)$$

$$R = \frac{\rho}{4R} + \frac{\rho}{L} \quad (1-a)$$

donde:

R = resistencia a tierra en ohms.

R' = contribución del área de la malla a la resistencia (ohms)

r' = contribución de los conductores

ρ = resistividad del terreno (ohms-metro)

r = radio del círculo equivalente cuya área es igual a la malla (mts)

L = longitud de los conductores enterrados (mts)

Expresando a) en términos del área de la malla en pies cuadrados:

$$A = \pi r^2 \text{ (mts}^2\text{)} = \frac{\pi r^2}{(0.3048)^2} \text{ pies}^2 = \pi \times \frac{1}{(0.3048)^2} \times \left(\frac{\rho}{4R'}\right)^2$$

Efectuando:

$$A = 2.11 \left(\frac{\rho}{r'}\right)^2 = L'W \quad (\text{Gráfico N}^\circ 2) \quad (2)$$

donde:

A = área de la malla (pies cuadrados)

L' = longitud de la malla (pies)

= ancho de la malla (pies)

b) Longitud del Conductor

La mínima longitud del conductor requerido para controlar la gradiente está dado por la fórmula:

$$L = \frac{3.28 \times K_1 \times K_2 \times \rho \times I \times \sqrt{t}}{165 + 0.25 \rho_s} \quad (\text{pies}) \quad (3)$$

donde:

L = longitud de los conductores enterrados (pies).

Usados para convertir metros a pies la constante 3.28

K_1 = factor que depende del espacio entre varillas, el diámetro de la varilla y la profundidad de enterramiento.

K_2 = factor de corrección de irregularidad necesaria para considerar como la corriente fluye a tierra en forma no uniforme, desde diferentes partes de la malla

El producto $K_1 \times K_2$ se asume que es igual a 1.25

I = corriente total a tierra (Amp.)

ρ = resistividad del suelo (ohm-metro)

ρ_s = resistividad del material de la superficie. Un valor de 4000 ohm-metro es asumido para el es-

tudio. El valor generalmente varía entre 3000
á 5,000 ohm-metro

t = duración del contacto. Se asume 0.5 segundos.

Reemplazando en (3)

$$L = \frac{3.28 \times 1.25 \times \rho \times I \times \sqrt{0.5}}{1165}$$

$$= 2.49 \times 10^{-3} \times \rho \times I \text{ (pies) (Gráfico 3)}$$

Sustituyendo el valor de (L) pero en metros en

$r' = \rho/L$ obtenemos:

$$r' = \frac{\rho}{L} = \frac{\rho}{(2.49 \times 10^{-3}) I \times \rho (0.3048)}$$

$$r' = \frac{\rho}{L} = \frac{1.318 \times 10^3}{I} \quad (3)$$

Observando que ρ/L es inversamente proporcional a la corriente de falla

Sección Recta de los Conductores

Tenemos:

$$I = a \times \sqrt{\frac{\log_{10} \left[\frac{(T_m - T_a)}{(234 + T_a)} + 1 \right]}{33 s}} \quad (4)$$

Donde: I = corriente en amperes

a = sección del cobre en circular mils

s = tiempo en segundos durante el cual la corrien

té I es aplicada. Se asume 4 segundos según Normas IEEE.

T_m = temperatura máxima permisible en °C. Se tiene 450°C para el tipo de conexión empernada, y 250°C para juntas soldadas.

T_a = temperatura ambiente en grados centígrados (25°C para nuestro caso)

Con esta fórmula obtenemos el valor mínimo para prevensión de sobrecalentamientos. Observamos que la corriente (I) es proporcional a la sección del cobre (a)

La Asociación Canadiense de Normalización (C.S.A.) recomienda que los cables no deben ser menores que en calibre N°2/0 AWG, y se sugiere:

Corriente de Falla (Amps)

<u>Mínimo</u>		<u>Máximo</u>	<u>Calibre del Conductor</u>
Hasta		5000 A	N°2/0 AWG
5001	-	10000 A	250 M.C.M.
10001	-	25000 A	500 M.C.M.
25001	y	más	1000 M.C.M.

Para calcular la resistencia de una varilla dispersora a tierra sin considerar la profundidad de enterramiento, tenemos:

$$R = \frac{\rho}{1.915 \times l} \left(\log_e \frac{48 \times l}{d} \right)$$

Donde:

R = resistencia de la varilla a tierra (ohms)

ρ = resistencia del terreno (ohm-mt)

l = longitud de la varilla a tierra (pies)

d = diámetro de la varilla (pulgadas)

Generalmente el diámetro de la varilla es 3/4" y 10 pies de longitud, reemplazando en la ecuación anterior obtenemos:

$$R = 0.337 \times \rho$$

Para determinar el número de varillas de (10 pies x 3/4" diámetro) necesariamente utilizamos la fórmula empírica:

$$1.5 R < n > 0.75 R \quad (\text{Gráfico 5})$$

Para casos industriales tenemos:

$$0.75 R < n > 0.25 R$$

Donde:

R = resistencia calculada de la varilla dispersora en ohms

n = número total de varillas

Las varillas de puesta a tierra deben espaciarse entre ellas a una distancia no menor que dos veces la longitud de la varilla (20 pies para este propósito) y colocadas al menos a 12 pulgadas debajo del piso terminado.

La distancia máxima no debe ser más de 75 pies, esto disminuye el efecto mutuo entre varillas.

De la ecuación anterior se observa que la resistencia de una varilla puede ser reducida incrementando la longitud de ella.

Entonces tenemos, para la malla de tierra:

Datos:

- Resistividad del terreno (ρ) = 400 ohms-metro
(suelo semiseco)
- Corriente de falla (I) = 300 Amps
- Resistencia a tierra (R) = 9.0 ohms
- Longitud (a) Subestación N°1: 152 pies
(b) Subestación N°2: 198 pies
(c) Planta : 760 mts \approx 2,490 pies

De la figura (1), tenemos para los datos considerados $r' = 4.2$ ohms.

$$\text{Entonces: } R' = R - r' = 9 - 4.2 = 4.8 \text{ ohms}$$

En la figura 2, para $R' = 4.8$ ohms y $\rho = 400$ ohm-m tenemos 16,000 pies cuadrados, de esta manera se tendrá que el ancho de la malla será:

$$w_1 = \frac{16000}{\text{Longitud de Subestación N°1 (142 pies)}} \\ = 114.28 \text{ pies } \approx 4 \text{ mts}$$

$$w_2 = \frac{16,000}{\text{Longitud de Subestación N°2 (160 pies)}}$$

$$= 100.31 \text{ pies} \approx 4 \text{ mts}$$

$$w_3 = \frac{16,000}{\text{Longitud de la Planta (2000 pies)}} =$$

$$= 243 \text{ pies} \approx 8 \text{ mts}$$

La longitud de los conductores enterrados a partir de la corriente de falla y la resistividad del terreno utilizando la figura (3) es: 480 pies (157 mts). En la figura (4) para 300 Amp. con una duración máxima de 4 segundos, por sección mínima se utilizará el calibre N° 2/0 AWG (70 mm²) con conexiones soldadas.

El número de varillas de dispersión requerido para $\rho = 400 \text{ ohm-mt}$, $R = 9 \text{ ohms} < 10 \text{ ohms}$ según la figura 5 será de 16 varillas dispersoras como mínimo.

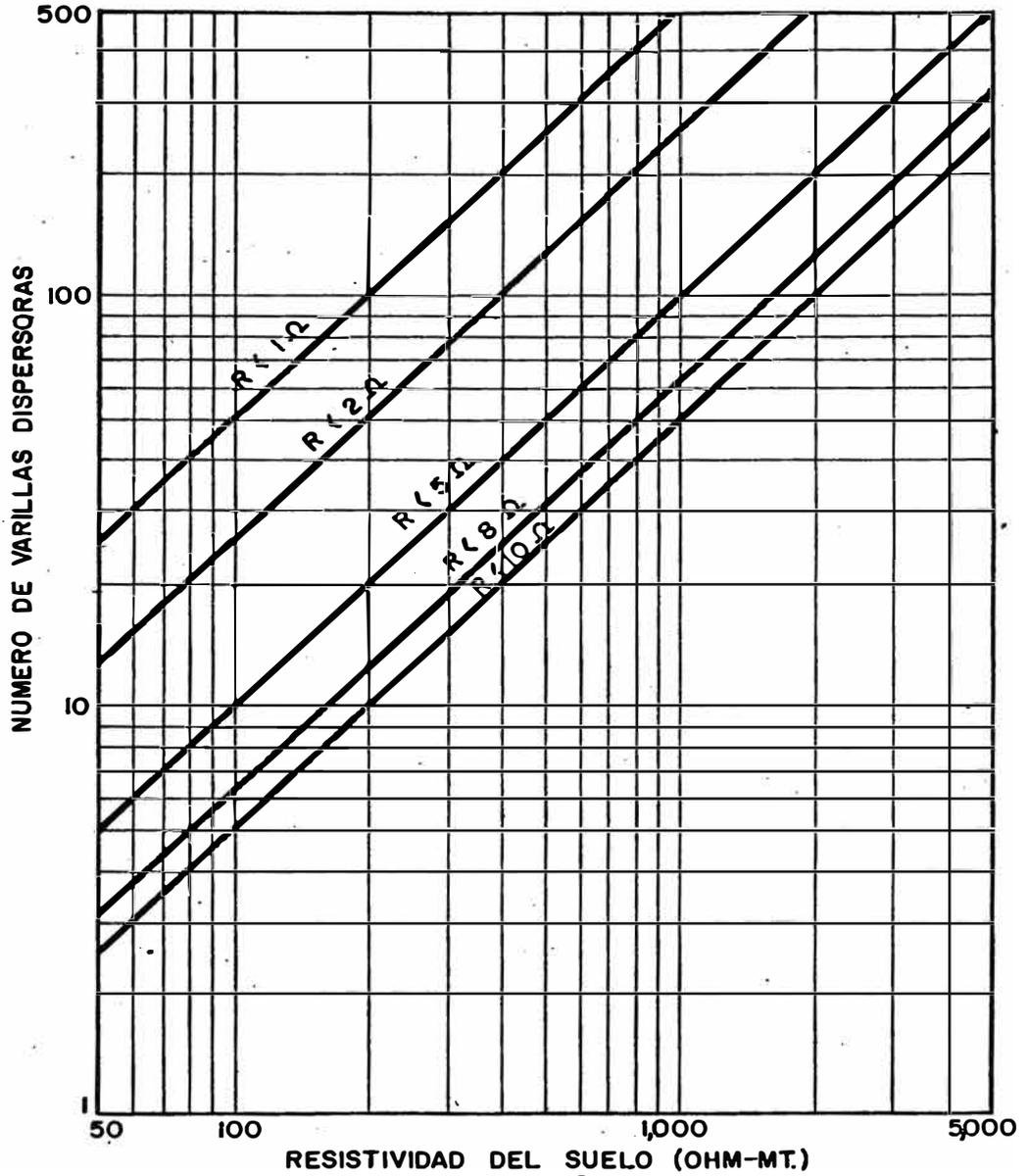


Figura n° 5

VARILLA DE PUESTA A TIERRA
DE 10x3/4 dia
R = RESISTENCIA A TIERRA
ESPACIAMIENTO ENTRE VARRILLAS 75' a 20'

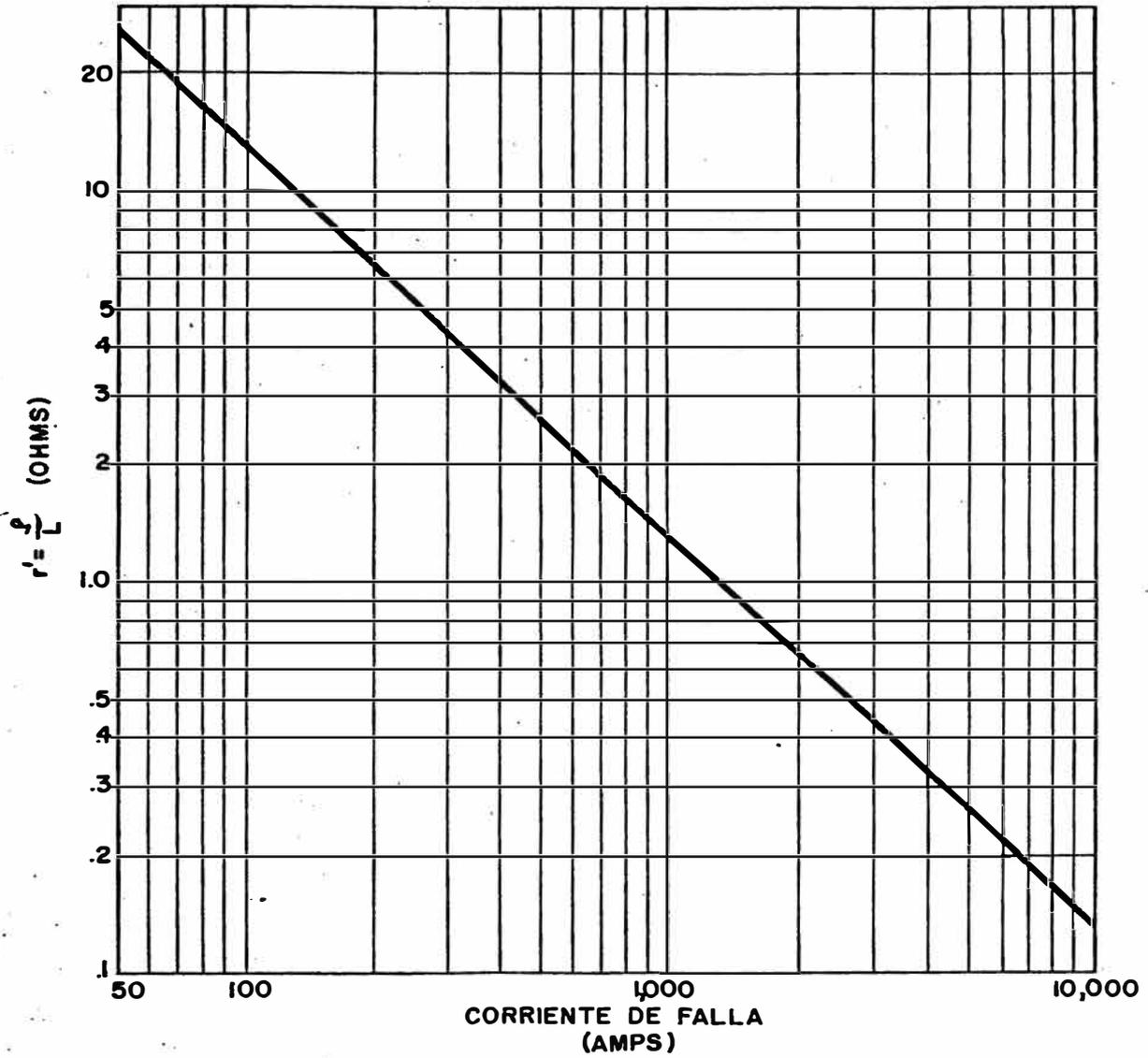
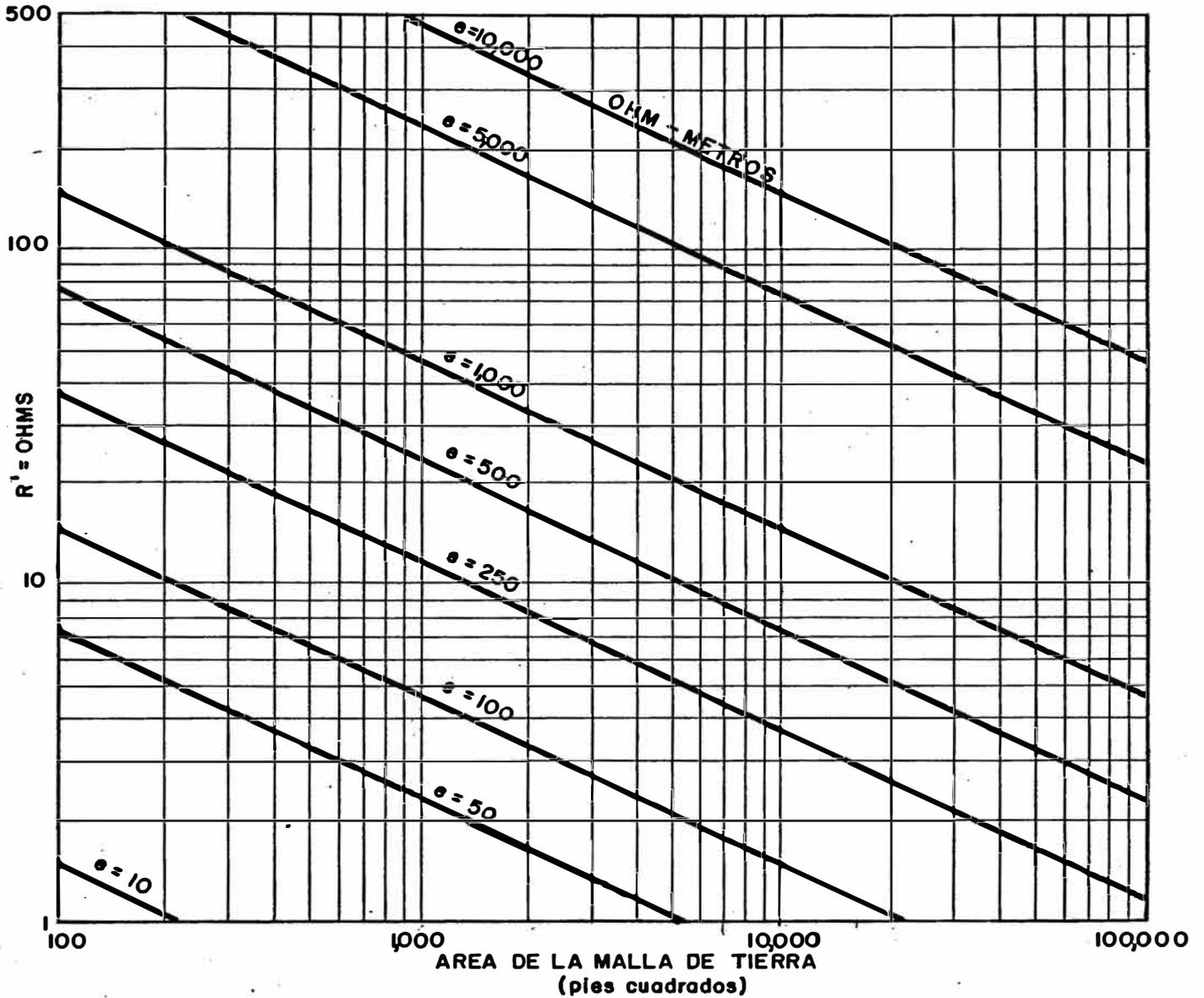


Figura nº 1



RECOMENDACIONES C.S.A.	
RESISTENCIA DE TIERRA	CAPACIDAD
15-OHMS	1500 KVA
10-OHMS	1501-10,000 KVA
2-OHMS	10,001 KVA o Más

CARACTERISTICAS DEL SUELO	
SUELO ORGANICO	10 OHM Metros
SUELO ARCILLOSO	100 OHM Metros
SUELO SECO	1000 OHM Metros
SUELO ROCOSO	10,000 OHM Metros

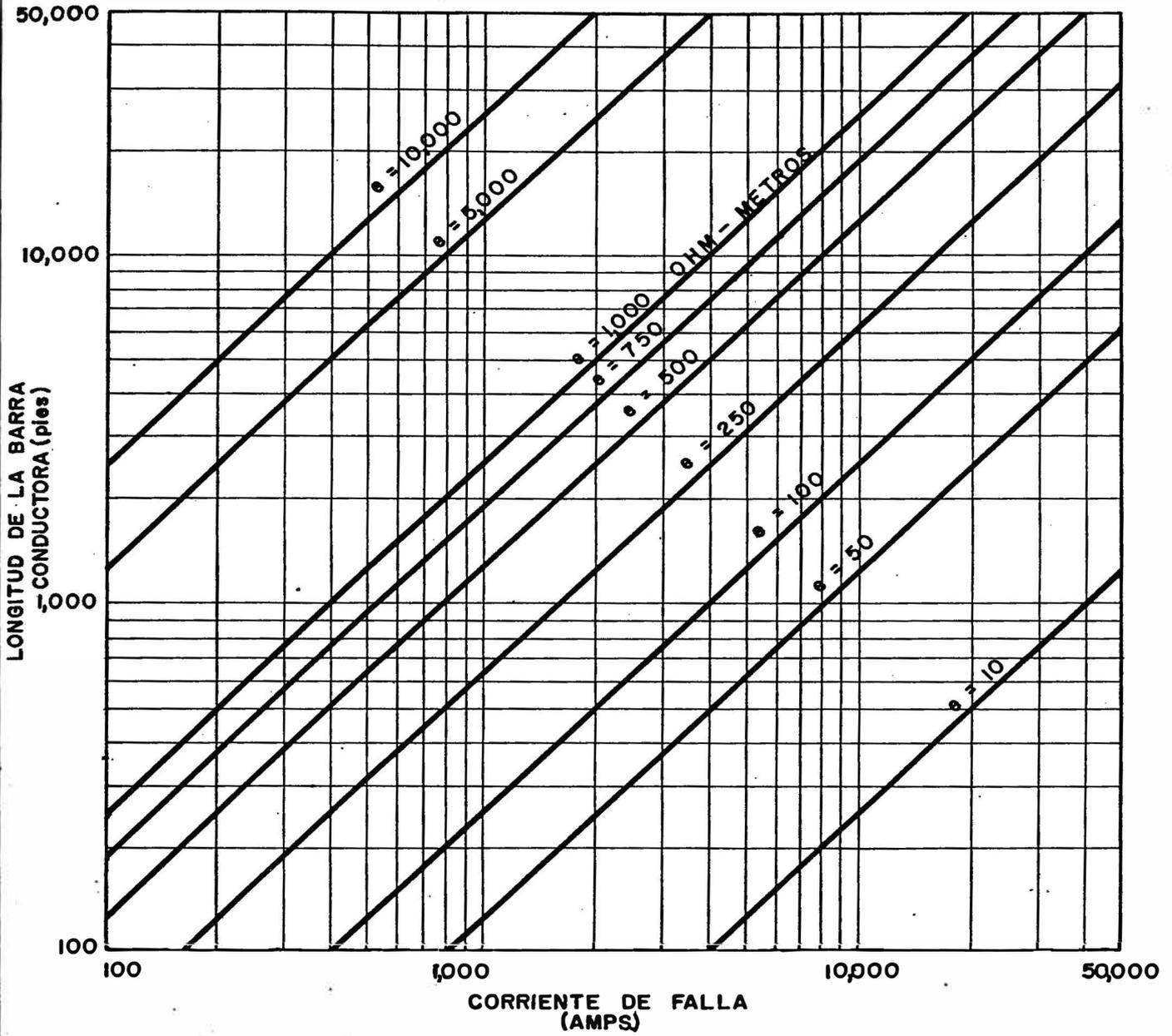


Figura n° 3

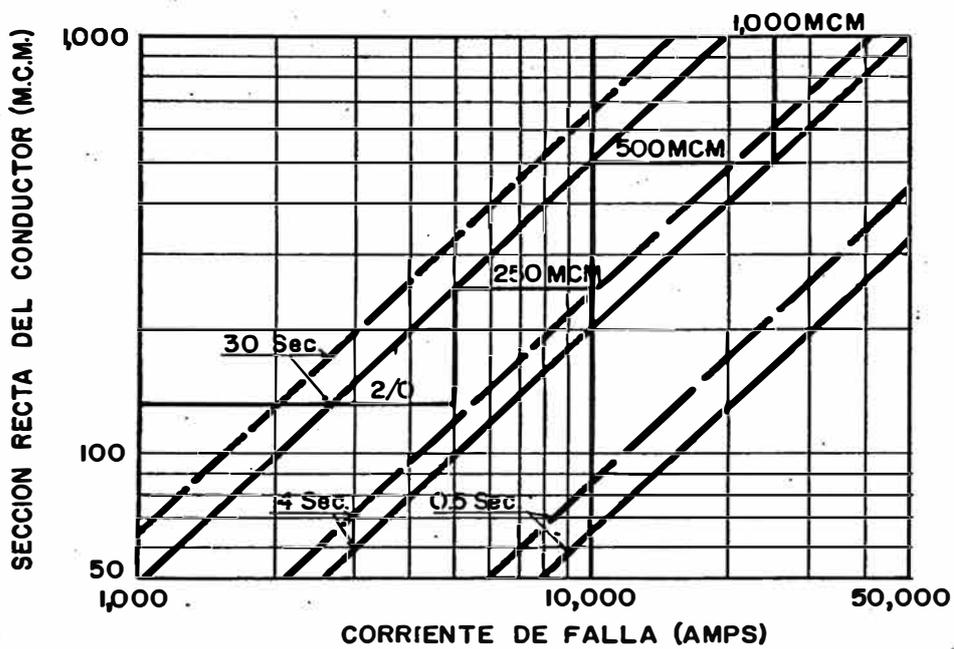
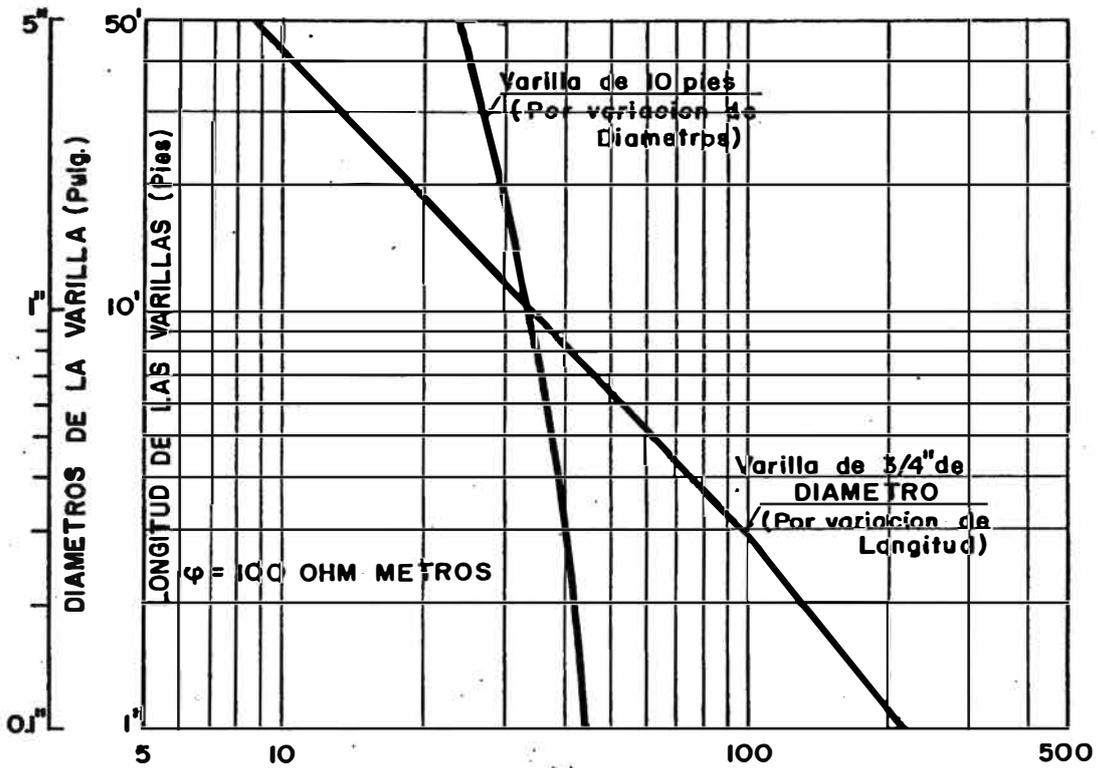


Figura nº 4

——— CONEXION EMPERNADA
- - - - CONEXION SOLDADA



RESISTENCIA A TIERRA DE UNA VARILLA DE DISPERSION (OHM)

Figura nº 6

LA RESISTENCIA A TIERRA DE UNA VARILLA DISPERSORA SE MODIFICA DE ACUERDO AL DIAMETRO O LONGITUD DE LA VARILLA

3.7.4 Verificación de los Resultados

Es necesario que la tensión de contacto y de paso no superen los 250 voltios, considerando para la malla un 55% de la corriente de dispersión y un 45% de esta corriente total de dispersión para el electrodo; tenemos:

Corriente de dispersión (malla) I_m :

$$I_m = 0.55 \times 300 \text{ Amps} = 165 \text{ Amps}$$

Corriente de dispersión (electrodo) I_c :

$$I_c = 0.45 \times 300 \text{ Amps} = 135 \text{ Amps}$$

Luego, la tensión de contacto (V_c) es:

$$V_c = 0.7 \times \frac{\rho I}{L} = \frac{0.7 \times 400 \times 165}{770} = 60 < 250 \text{ v}$$

Donde:

L = longitud total del conductor que constituye la malla (largo y ancho) que es $3 \times 140 \times 5 \times 70 = 770$ metros (ver plano IE-7)

También:

Tensión de paso sería, con $h = 1$ mt (valor tentativo).

$$V_p = 0.16 \frac{I_c}{hL} = \frac{0.16 \times 400 \times I_c}{1.0 \times 770}$$
$$= 11 \text{ V} < 250 \text{ V}$$

La resistencia de la malla será:

$$R = \frac{\rho}{\text{Semiperímetro}} = \frac{400}{770/2} = 1.14 \text{ ohms} < 10 \text{ ohms}$$

La gradiente de tensión para toda la periferie será:

$$G_p = \frac{4I}{D^2} = \frac{4 \times 400 \times 300}{(200)^2} = 12 < 240 \text{ Voltios}$$

Es "práctica usual" tener dos sistemas de tierra independientes, aunque fundamentalmente ésto se debe para evitar que una sobretensión en la media tensión se transmite al usuario en la baja tensión, a través de los cables con chaqueta de plomo.

3.7.5 Cálculo de los Conductores a Tierra a Tableros

Se usarán conductores de cobre de varios hilos. La elección se ha hecho de acuerdo a lo indicado en el artículo 10-82(g) del Código Eléctrico del Perú, Edición 1974 y el Código Nacional de Electricidad, que señalan que la sección del conductor a tierra, deberá tener una capacidad suficiente para conducir la máxima corriente de desequilibrio del sistema y recomienda prever un cable equivalente al 70% de la sección del conductor alimentador y en ningún caso menos del 50% para el sistema que estamos empleando (cuatro hilos con neutro a tierra).

En base a este artículo tenemos el siguiente cuadro.

Tablero	Conductor de Servicio	Conductor de Tierra (mm ²)
TF-1A	3 x 35 mm ²	21.15
TF-1B	3 x 35 mm ²	21.15
TF-1C	3 x 35 mm ²	21.15
TF-1D	3 x 35 mm ²	21.15
TF-1E	3 x 16 mm ²	16.00
TF-1F	3 x 10 mm ²	10.00
TF-1	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
TF-2A	3 x 35 mm ²	21.15
TF-2B	3 x 120 mm ²	67.43
TF-2C	3 x 16 mm ²	16.00
TF-2D	3 x 16 mm ²	16.00

Tablero	Conductor de Servicio	Conductor de Tierra (mm ²)
TF-2E	3 x 120 mm ²	67.43
TF-2	2 (3 x 185 mm ²)	185.00
TF-3	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
TF-4	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
TF-5	3 x 35 mm ²	21.15
TF-6	3 x 16 mm ²	16.00
TF-7	3 x 70 mm ²	53.50
TF-8	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
Sala de Bombas	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
Laboratorio	3 x 6 mm ²	10.00
Cargas de Taller	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
Equipo de Frío	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
Montacargas	3#4 THW	8.37
TA-1.1	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
TA-1.2	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
TA-1.3A	3#6 THW	10.00
TA-1.3B	3#6 THW	10.00
TA-1.3C	3#10 THW	10.00
TA-1.3	3 x 70 mm ²	53.50
TA-1.4	3 # 6 THW	10.00
TA-2.1A	3 # 10 THW	10.00
TA-2.1	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
TA-2.2A	3 # 10 THW	10.00
TA-2.2	2 (3 x 70 mm ²)	67.43
TA-2.3	3 x 70 mm ²	53.50
TA-2.4	3 # 8 THW	8.37

3.8 Diseño de la Subestación Eléctrica 1 y 2

3.8.1 Botella Terminal

- Tensión nominal: 15 kV
- Tipo : Servicio interior, de material fundido y cono de plomo en su parte inferior, hermético, con aisladores para 15 kV como mínimo
- Capacidad mínima: para cable 3x70 mm² NKY

3.8.2 Radio de curvatura del cable NKY

El radio mínimo, para el acceso del cable a la subestación viene dado por la siguiente fórmula (catálogo de Indeco).

$$r_{\text{mín}} = 15 \times (\text{diámetro exterior del cable})$$

$$r_{\text{mín}} = 15 \times 142.3 \text{ mm} = 634.5 \text{ mm} \approx 64 \text{ cms}$$

Por lo tanto, la zanja que alimenta a la subestación deberá tener una profundidad mínima de 64 cms. (Plano IE-05).

3.8.3 Seccionador (lado 13.8 kV)

Estos seccionadores son adecuados para soportar en régimen continuo la corriente nominal.

$$I_{13.8} = \frac{1987.72 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13800} = 83.16 \text{ Amp}$$

y en régimen de falla una corriente simétrica máxima de 12.55 KA, durante un segundo por límites térmicos y una corriente de choque máxima de 31.9 KA por límites dinámicos, como a continuación se detalla.

El concesionario, luego de evaluar el sistema nos informó que en el punto de alimentación la potencia de cortocircuito es $P_{CC} = 300$ MVA

Entonces tenemos:
$$I_{sw} = \frac{N_{sw}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

donde:

N_{sw} = potencia de cortocircuito en el punto de alimentación (MVA)

I_{sw} = corriente de cortocircuito permanente (KA simétricos eficaces)

V_n = tensión de servicio de la red (13.8 KV)

$$I_{sw} = \frac{300}{\sqrt{3} \times 13.8} = 12.55 \text{ KA}$$

La corriente de choque I_s :

$$I_s = \alpha \sqrt{2} I_{sw}$$

donde:

I_s = corriente de cortocircuito máxima o corriente de choque (KA asimétrico máximo: pico)

α = variable, en la práctica varía entre 1 y 1.8

Considera las características de la red, comprendida entre el punto de falla y la central generadora.

Una primera aproximación es considerando una red totalmente inductiva $R_{eq} = 0$ (lo cual no es un error

porque es un valor muy pequeño con respecto al inductivo) y como $R_{eq}/X_{eq} = 0$, tendremos $\alpha = 1.8$

Luego:

$$I_s = 1.8 \times \sqrt{2} \times 12.55 = 31.95 \text{ KA a } 13.8 \text{ KV}$$

Para una evaluación más precisa de I_{sw} tendremos:

$$Z_B = \frac{V_B^2}{N_B} = \frac{(13.8 \times 1000)^2}{160,000} = 1190.25 \text{ ohmios (Impedancia base) p.u.}$$

sea: z_{th} = impedancia equivalente de la red de media tensión que une la S.E. alimentadora del concesionario con la S.E. privado a través de su recorrido más corto (ohmios, p.u.)

$$z_{th} = \frac{N_B}{N_{sw}} = \frac{160000}{300000000} = 0 + j0.000533 \text{ p.u.}$$

donde: N_B = potencia base

V_B = tensión base

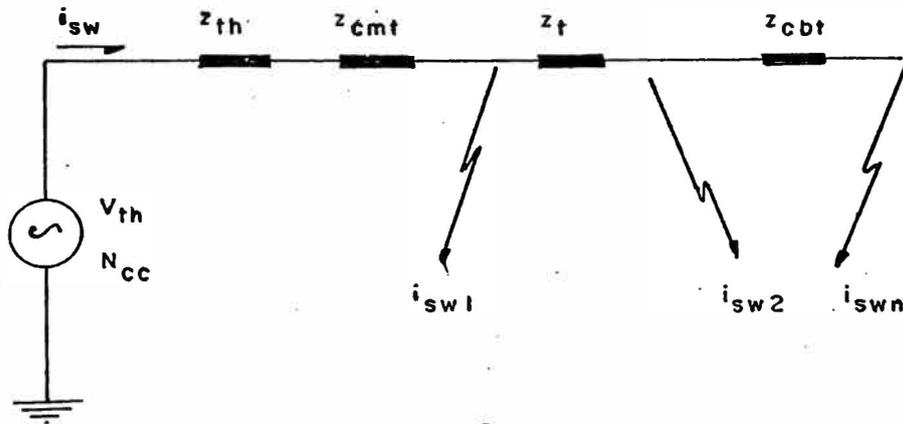
Si hacemos: z_{CMT} = impedancia de la línea de media tensión que une la S.E. alimentadora del concesionario con la S.E. privada

$$z_{CMT} = (R + j X) \text{ longitud} \times 0.5 \text{ en kilómetros} \times \frac{1}{V_{base}^2 / \text{Pot.Base}}$$

$$z_{CMT} = (0.2299 + j0.1401) \times \frac{210 \times 1.05}{1000} \times \frac{1}{(13.8 \times 1000)^2 / 160000}$$

$$z_{CMT} = 0.0000426 + j0.000027$$

$$z_{eq} = z_{th} + z_{CMT} = 0.0000426 + j0.000533 = 0.0005347 \angle 83.57$$



Como: $I_{sw} = i_{sw} \times I_{base}$

donde $i_{sw} = \frac{V_{th}}{z_{eq}}$

$$i_{sw} = \frac{1/0^\circ}{0.0005347 \angle 83.57} = 1870$$

$$y: I_B = \frac{N_B}{\sqrt{3} V_B} = \frac{160000}{\sqrt{3} \times 13800} = 6.70 \text{ Amp.}$$

Luego: $I_{sw} = 1870 \times 6.70 = 12.12 \text{ KAmper}$

Para evaluar la corriente de apertura, su valor viene dado por:

$$I_a = \mu_a \times I_{sw}$$

Para los casos en que se tiene como dato estimado de la potencia de cortocircuito en el punto de alimentación al usuario

$$I_a = I_{sw}$$

Estos seccionadores serán unipolares, de cuchilla, para mando cón pértiga, para instalación inte - rior, para una tensión nominal de 13.8 kV y una tensión máxima de servicio de 20 kV, apropiados para montaje ver tical.

En nuestro caso se escogió seccionadores de 20 kV para 400 Amp. nominales, debido a que son capaces de soportar una corriente máxima de 12.55 simétricos por un segundo como límite térmico y una corriente de choque de 31.9 KA, como límite dinámico según las normas DIN, escogiéndose uno similar para la S.E. N°2, tanto en la salida del cable a esta subestación como en la llegada.

3.8.4 Cálculo del Interruptor Automático en 13.8kV

Se ha previsto un interruptor trifásico, en pequeño volumen de aceite para montaje, al interior ; la fuerza operadora es accionada por resortes cargada manualmente por una palanca montada en el frente y de tensión nominal 20 kV y corriente nominal 630 Amperios, frecuencia 60 Hz y 300 MVA de capacidad de ruptura, capaz de soportar una corriente máxima de choque de 31.95 KA como límite dinámico a 13.8 kV.

Como entre las dos subestaciones tenemos:

- Para los transformadores de 800 KVA.

$$I' = \frac{800}{\sqrt{3} \times 13.8} = 33.47 \text{ Amp.}$$

Como son tres transformadores:

$$I = 3I' = 100.41 \text{ Amp.}$$

. Para el transformador de 160 KVA

$$I'' = \frac{160}{3 \times 13.8} = 6.70 \text{ Amp}$$

Como son dos transformadores:

$$I = 2I'' = 13.39 \text{ Amp}$$

En total tendremos $I_{\text{total}} = 113.80 \text{ Amp.}$

El interruptor será con protección de sobre corriente en las fases R y T, mediante relés directos de máxima intensidad del tipo HBI y cortocircuito HT similar a los fabricados por BROWN BOVERI.

El valor de la corriente de apertura es:

$$I_{\text{apertura}} = \mu I \text{ (corriente de cortocircuito eficaz)}$$

donde μ representa el retardo de la interrupción del circuito y de la relación I_{cc}/I_n siendo I_n la corriente nominal (a plena carga) en un punto del sistema.

TABLA

I_{cc}/I_n	Retardo en Interrupción		Fusible (0 seg)
	>0.25 seg	0.1 seg	
1.5	1.0	μ 1.0	1.0
2	0.95	0.98	1.0
3	0.83	0.90	1.0
4	0.76	0.84	1.0
5	0.72	0.80	1.0
6	0.68	0.78	1.0
7	0.67	0.76	1.0
8	0.65	0.75	1.0
9	0.63	0.74	1.0

En el caso más desfavorable $\mu = 1.0$

$$I_{\text{apertura}} = 1.0 \times I_{cc} = 12.55 \text{ KA}$$

Los relés serán electromagnéticos a solenoi de de acción directa e irán temporizados, tendrán como características fundamentales, el que pasa corrientes de cortocircuito cuatro veces mayores que la corriente fijada, disparan con un retardo que es función del tiempo ajustado y de la magnitud de la sobrecorriente.

Teniendo en cuenta, la intensidad de corriente nominal de 113.80 Amp, en el circuito de alta tensión se considerarán relés de intensidad regulable entre 100 y 200 Amp. y de tiempo regulable de 0 a 5 seg. de 0.1 seg. en 0.1 seg.

3.8.5 Cálculo de los Transformadores

En la S.E. N°1 se tendrán los siguientes transformadores de potencia.

a) Un transformador de las siguientes características:
Transformador trifásico, para montaje interior con tanque conservador de aceite, indicador de nivel de aceite, taps de acceso exterior de regulación de tensión en el primario, de las siguientes características generales:

- Potencia nominal continua : 800 KVA
- Tensión en el primario : 13800 V, $\pm 2.5\%$ $\pm 5\%$
- Tensión en el secundario : 460 V
- Frecuencia : 60 Hz
- Conexión en el primario : estrella
- Conexión en el secundario : estrella con neutro accesible
- Grupo de conexión : Y y NO
- Altura de trabajo : hasta 1000 metros
- Accesorios standard

El fabricante deberá suministrar los siguientes datos adicionales:

- Tensión de cortocircuito : 5.5%
- Pérdidas en el fierro : 1,890 W
- Pérdidas en el cobre : 11,000 W
- Sobrecargas permisibles y tiempo de duración de los mismos

- Protocolo de pruebas efectuadas.

b) Un transformador trifásico de las siguientes características:

Potencia nominal : 160 KVA

Tensión en el primario : 13,800 v, $\pm 2.5\%$, $\pm 5\%$

Tensión en el secundario: 230V.

De las mismas características del anterior transformador descrito en el inciso a)

En la S.E. N°2 se tendrán los siguientes transformadores de potencia:

a) Dos transformadores de las especificaciones hechas en el inciso a) para la S.E. N°1

b) Un transformador de las especificaciones hechas en el inciso b) para la S.E. N°1.

Tenemos el caso de transformadores trabajando en paralelo, para esto se debe cumplir que los transformadores posean igual relación de transformación en vacío, e igual coincidencia de las fases en los secundarios para esto deben pertenecer al mismo grupo de conexión, asimismo, las tensiones de cortocircuito deben ser iguales, es decir iguales pérdidas porcentuales. Si esta última condición no se cumple y los demás sí, el transformador con pérdidas porcentuales menores se cargaría hasta que las pérdidas de tensión absolutas se pongan iguales.

TENSION EN LA LINEA (KV)	RANGOS DE LOS TRANSFORMADORES (KVA)																
	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	
	FUSIBLES PARA ALTO VOLTAJE u (A)																
3	25	25	40	40	63	63	63	100	100	100	160	2x100	2x160				
5	16	25	25	25	40	40	63	63	63	100	100	100	160	2x100	2x160		
6	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	100	100	100	160	2x100	2x160	
10	10	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	100	100	100	160	
12	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	100	100	160	
15	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	100	100	100	
20	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	100	
24	10	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	63	63	63	
30	10	10	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	40	2x40	
36	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	40	40	2x40	

3.8.6 Cálculo de los cortocircuitos fusibles de alto poder de ruptura en el lado de 13.8 kV

Se usarán para la protección de los transformadores, serán de alto poder de ruptura.

El cálculo de estos fusibles se hará mediante una tabla de BBC que toma en cuenta la tensión en la línea y la potencia del transformador en (KVA).

En nuestro caso para los transformadores de 800 KVA y tensión de 15 kV escogemos fusibles de 63 Amp. y para los transformadores de 160 KVA y 15 kV elegimos fusibles de 16 Amperios.

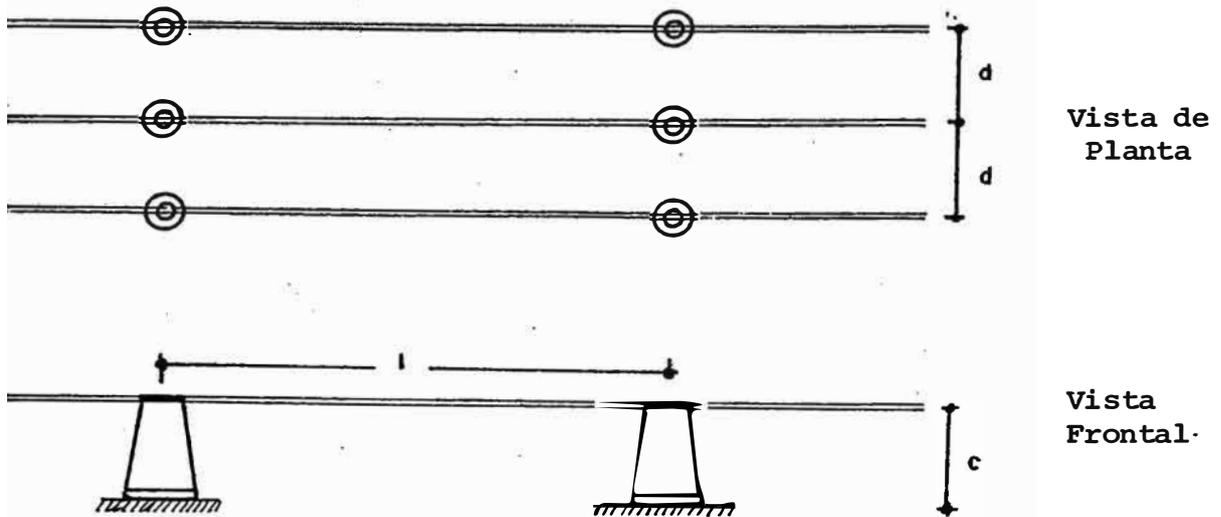
Las medidas de las bases unipolares de los fusibles están normalizados (DIN 43624); estas bases tienen aisladores de apoyo sujetos en una plataforma de acero perfilado, los soportes llevan los terminales de conexión y las pinzas para alojar los cortocircuitos.

3.8.7 Cálculo de las barras de alta tensión

Se ha considerado para la conducción de energía en alta tensión platinas de cobre rectangulares, debido a que las varillas de cobre circulares fallarían por el esfuerzo máximo de flexión ($\sigma_{\text{máx}}$), aún considerando varillas de 12 mm a una distancia entre fases de 30 cms y una distancia entre aisladores de un metro; esto se produce, debido a que nuestra corriente de cortocircuito

en el lado de alta tensión es grande (12.55 KA) en el caso más desfavorable con una corriente de choque de 31.95KA.

El distanciamiento de las platinas colectoras de un sistema eléctrico viene dado por las siguientes relaciones (ver figura).



Mínimo distanciamiento entre barras o platinas

$$d_{\text{mín}} = 10 \text{ cm} + 1 \text{ cm} \times \text{kV}$$

$$l_{\text{máx}} = 1.20 \text{ mts}$$

$$c_{\text{mín}} = 8 \text{ cm} + 1 \text{ cm} \times \text{kV}$$

Para las platinas de media tensión se tiene:

Se calculó:

Se empleó:

$$d_{\text{mín}} = 10 + 1 \cdot 13.8 = 23.8 \text{ cms}$$

25 cms

$$l_{\text{máx}} = 120 \text{ cms}$$

110 cms

$$c_{\text{mín}} = 8 + 1 \times 13.8 = 21.8 \text{ cms}$$

25 cms

$$\text{Barra} = 5 \times 30 \text{ mm}$$

5 x 50

Las barras conectoras se calculan teniendo en consideración los siguientes factores:

Corriente nominal

Esfuerzo electrodinámico producido por las corrientes de cortocircuito

Esfuerzos térmicos producidos por las corrientes nominales y de cortocircuito.

Resonancia y

Flecha

Corriente nominal.- Las barras colectoras deben ser capaces de transportar la corriente nominal requerida en forma continua con una determinada sobre elevación de temperatura (según normas DIN de 30°C) a partir de una temperatura ambiente dada (35°C según normas DIN).

Usaremos platinas de cobre de 5x30 mm que pintadas pueden transportar hasta 450 amperios a 65°C, pero posteriormente por nuestros cálculos se cambió a 5x50 mm

Esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito.- La corriente de cortocircuito en el lado de 13.8 kV es de 12.55 KA en el caso más desfavorable, con una corriente de choque de 31.95 KA.

El esfuerzo electrodinámico por unidad de longitud que se presenta como consecuencia de la corriente de cortocircuito sobre las barras se determina mediante la relación:

$$p = 2.04 \frac{(I_{ch})^2}{d} \text{ kg/mt}$$

en la que la corriente de choque (I_{ch}) estará dada en KA y d representa la distancia entre las platinas en centímetro. Esta fuerza electromagnética (VDE-0103) somete a los aisladores a un esfuerzo de rotura de compresión o tracción. Luego tenemos:

$$p = 2.04 \times \frac{(31.95)^2}{25} = 83.30 \text{ kg/mt}$$

La fuerza que actuará sobre la cabeza del aislador, en forma horizontal estará dada por la ecuación:

$$p' = p \times l \text{ (kg)}$$

donde l es la distancia máxima entre aisladores (1.10m), entonces tenemos:

$$p' = 83.3 \times 1.10 = 91.63 \text{ kg}$$

Si consideramos el caso más desfavorable en que el aislador a diseñarse sea un intermedio, que soporte dos tramos de varillas, la fuerza (p') hallada es en realidad únicamente la debida a uno de estos dos tramos; luego la carga total que actuará sobre la cabeza del aislador debido a los dos tramos es de 183.26 kg.

Se han elegido aisladores de forma cónica, de porcelana con barras metálicas concéntricas de 25 cms de altura total, para soportar platinas de 5x50 mm, para

una tensión de 20 kV y para 1500 kg de esfuerzo en la punta.

El momento máximo, debido a los esfuerzos electrodinámicos uniforme en kg-f x m viene dado por la expresión:

$$M_{\text{máx}} = \left(\frac{PL}{12}\right) \times l$$

donde "l " es el tramo de la barra comprendida entre dos aisladores. Entonces:

$$M_{\text{máx}} = \frac{83.3 \times 1.1}{12} \times 1.1 = 8.4 \text{ kgf-m}$$

El esfuerzo máximo de trabajo por flexión, actuando en los extremos de la barra colectora viene dada por la expresión:

$$\sigma_{\text{máx}} = \frac{M_{\text{máx}}}{Z} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}$$

en la cual:

Z = módulo de elasticidad de la barra (Z = I/C)

I = momento de inercia respecto al eje (cm⁴)

C = distancia del eje a la fibra neutra

Para una platina de 5x50 mm, el valor Z = I/C viene dada por la expresión:

$$Z = \frac{I}{C} = \frac{bh^3/12}{h/2} = \frac{bh^2}{6} = \frac{0.5 \times 5^2}{6} = 2.08 \text{ cm}^3$$

Entonces:

$$\sigma_{\text{máx}} = \frac{8.4 \text{ kgf-m}}{2.08 \text{ cm}^2} \times \frac{100 \text{ cm}}{1 \text{ m}} = 403.85 \text{ kg-f/cm}^2$$

Para garantizar una fatiga normal en el material de las barras colectoras, se debe cumplir:

$$\sigma_{\text{máx}} \leq \sigma_{\text{cobre}}$$

donde:

$$\sigma_{\text{cobre}} = \text{máximo esfuerzo del cobre} = 2000 \text{ kg-f/cm}^2$$

$$403.85 < 2000 \text{ kg-f/cm}^2 \quad \text{CUMPLE!}$$

Esfuerzo térmico producido por las corrientes nominales y de cortocircuito

- a) Esfuerzo térmico debido a la corriente nominal.- La corriente nominal que circula por las barras produce una sobre-elevación de temperatura y a consecuencia de ella las barras se dilatan. Se evaluará la dilatación lineal de las barras con el objeto de analizar su magnitud y determinar si es necesario la inclusión de juntas de dilatación flexibles.

$$L = \alpha \cdot L \cdot \Delta t$$

donde:

ΔL : dilatación lineal de la barra

α : coeficiente de dilatación lineal del cobre
= $17 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$

L : longitud de la barra entre apoyos (m)

Δt : máxima sobre-elevación de temperatura permisible, en barras colectoras

En nuestro caso, para 13.8 kV tenemos:

$$\Delta L = 17 \times 10^{-6} \times (1.10) \times 30 = 0.056 \text{ mm}$$

Unicamente, cuando $\Delta L \geq 1\% L$ se usan juntas de dilatación, por lo tanto en este caso no se requieren.

b) Esfuerzos térmicos debidos a la corriente de cortocircuito.- El calentamiento producido en las barras colectoras, debido a la corriente de cortocircuito es un proceso de corta duración por lo que se puede considerar:

No hay cesión de calor a la atmósfera, es decir todo el calor desarrollado queda en el interior de las barras colectoras.

El calor específico de las barras colectoras permanece constante a pesar de la creciente temperatura que van adquiriendo.

Un modelo equivalente a considerar la potencia de cortocircuito N_{sw} en el punto de alimentación al usuario es tener una central generadora de una potencia nominal N_n igual a N_{sw} y con una reactancia equivalente a la de la red (calculado en la selección del seccionador) pero referida a la potencia base N_n .

Así tenemos:

$$z_{eq} = 0.000533 \times \frac{30}{0.016} = 1 \text{ p.u. } (z_{eq} \cdot \frac{N_{sw}}{N_B})$$

De la gráfica adjunta tenemos, que con una duración del cortocircuito de 0.1 segundo $\mu_d = 1.4$

Sabemos que $I_d = \mu_d \cdot I_{sw}$ donde: $\mu_d = 1.40$

$I_{sw} = 12.55$ KA (calculado con el seccionador)

$I_d =$ valor r.m.s. de la corriente transitoria

Entonces: $I_d = 1.4 \times 12.55 = 17.57$ KA

Para efectos térmicos producidos por las corrientes de cortocircuito tenemos:

$$S = \frac{I_d \sqrt{t + \Delta t}}{K_L}$$

donde:

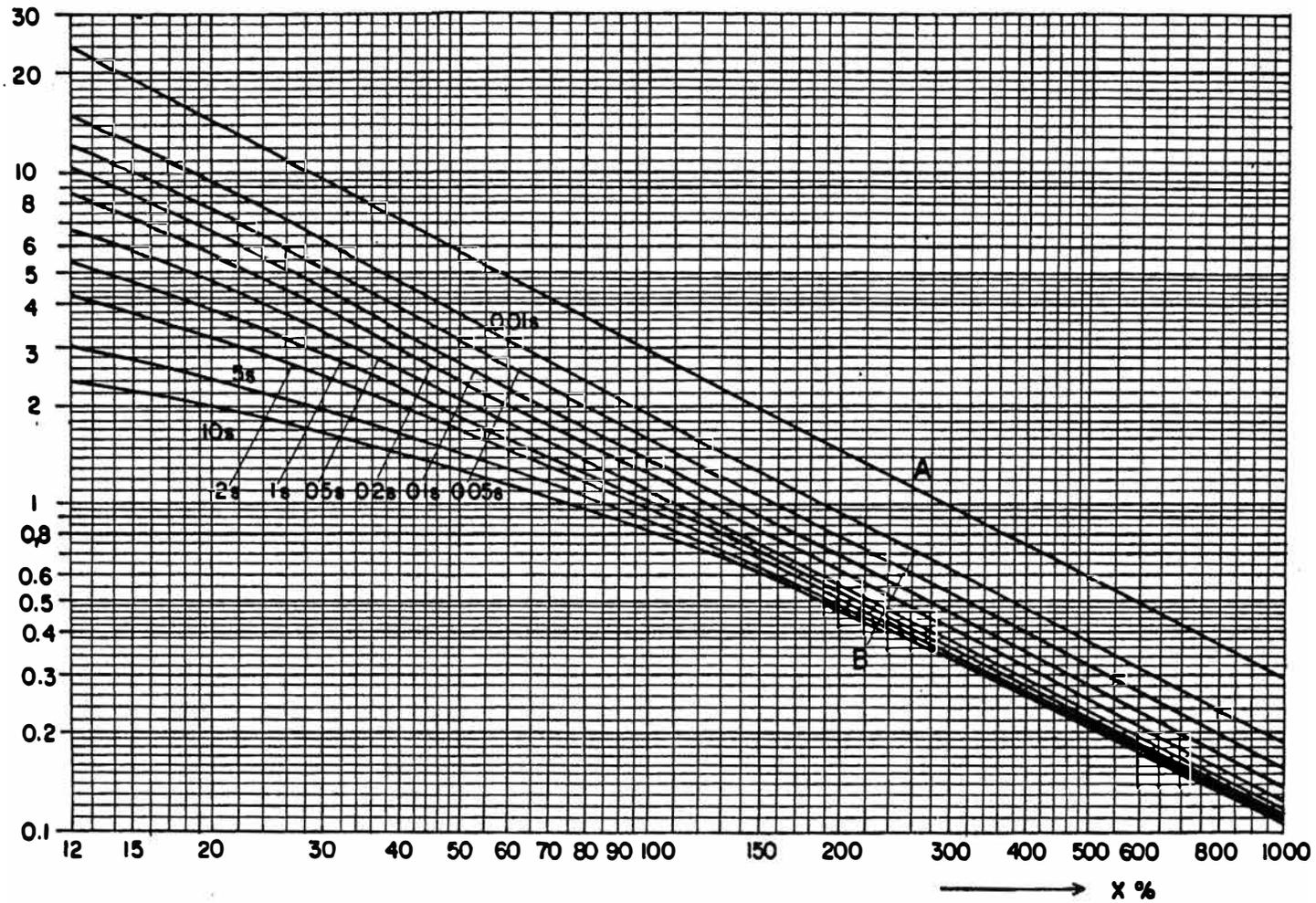
S = mínima sección que debe tener la barra de cobre, para soportar los esfuerzos térmicos - la máxima sobrettemperatura permisible, debido a la corriente de cortocircuito (mm^2)

I_d = valor de la corriente de cortocircuito estacionario, más severa para la instalación (Amp.r.m.s.)

t = duración del cortocircuito: tiempo de operación del relé más el tiempo de apertura del interruptor.

Δt = tiempo adicional que se introduce en el cálculo para considerar el calentamiento producido por la corriente de cortocircuito: I_{sw}

$$\Delta t = \left(\frac{I_{sw}}{I_d} \right)^2 K_2$$



GRAFICA 3 Factores de multiplicación para obtener las corrientes de cortocircuito dinámicas (curva A) y de efecto térmico (curva B).

K_2 = factor de tiempo de los alternadores, que depende del tipo de cortocircuito, se tienen los siguientes rangos:

0.25 á 0.60, para cortocircuitos entre fases

0.15 á 0.30, para cortocircuitos trifásicos

Se adoptan menores valores, cuanto mayor sea la distancia del punto afectado al punto donde se ha producido el cortocircuito

K_1 = factor que considera la máxima sobretemperatura que una determinada barra o cable puede soportar

Las normas VDE estipulan que la máxima temperatura admisible en el material de las barras colectoras es:

. Para el cobre desnudo: 200°C

. Para el aluminio desnudo: 180°C

$$K_1 = \sqrt{\frac{T_1 - T_0}{K_3}}$$

siendo: T_1 = temperatura máxima en el cable o barra durante el cortocircuito

T_0 = temperatura ambiente, se considera 35°C -las normas así lo establecen- antes de iniciarse el cortocircuito

K_3 = constante del material

$$K_3 = \frac{r}{c}$$

r = resistencia específica del material a 20°C

$$\text{Cobre} = \frac{1}{56} \left(\frac{\text{ohmios} \times \text{mm}^2}{\text{m}} \right)$$

c = calor específico del material

$$\text{Cobre} = 3.5 \left(\frac{\text{W} \times \text{seg}}{\text{cm}^3 \times ^\circ\text{C}} \right)$$

$$\text{Entonces: } K_3 = 0.0051$$

Reemplazando en K_1 tenemos:

$$K_1 = \sqrt{\frac{200 - 35}{0.051}} = 56.88$$

Evaluamos Δt , considerando las condiciones más críticas:

$$t = \left(\frac{I_{sw}}{I_d} \right)^2 K_2 = \left(\frac{12.55}{17.57} \right)^2 \times 0.6 = 0.31 \text{ seg}$$

Finalmente en:

$$S = \frac{I_d \sqrt{t + \Delta t}}{K_1} = \frac{17.57 \sqrt{0.10 + 0.31}}{56.88} = 197.79 \text{ mm}^2$$

Este resultado nos obliga a redimensionar nuestras barras, cambiándolas de 5 x 30 mm á 5 x 50 mm.

Cálculo por resonancia.- Cuando la frecuencia natural (n_e) con la que vibran las barras debido a las corrientes que las atraviezan, se encuentran muy cerca ($\pm 10\%$) de la frecuencia eléctrica (f_e) o de su doble, se puede producir un fenómeno de resonancia. En caso de resonancia se determina una solicitación adicional en los aisladores porta-barras.

El problema está relacionado con las corrientes de cortocircuito indirectamente en el sentido de que una barra pueda aguantar separadamente una de las dos solicitaciones, pero no las dos juntas.

La frecuencia propia de las barras (n_e) en ciclos por segundo se obtiene con la fórmula:

$$n = 112 \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{g l^4}}$$

donde:

$$E = \text{módulo de elasticidad en kg/cm}^2 \begin{cases} 1.25 \times 10^6 & \text{para el cobre} \\ 0.72 \times 10^6 & \text{para el aluminio} \end{cases}$$

g = peso de la barra en kg/cm = 0.0223

l = longitud de la barra entre apoyos

J = momento de inercia, en cm^4 , de la sección

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0.5 \times 5^3}{12} = 5.21 \text{ cm}^4$$

Entonces:

$$n_e = 112 \cdot \sqrt{\frac{1.25 \times 10^6 \times 5.21}{0.0223 \times (110)^4}} = 158.18 \text{ ciclos/seg}$$

Este valor es mayor del 10% del doble de la frecuencia eléctrica y por lo tanto no habrá resonancia.

Este es el motivo por el cual la distancia "l" entre aisladores se varió de 120 cms á 110 cms, debido a que con la distancia entre aisladores de 120 cms - nuestro valor n_e es de 132 ciclos/seg y habrá resonancia.

Cálculo por flecha.- La flecha que la barra hace, por efecto de su peso, en el caso más desfavorable -viga simplemente apoyada- viene dada por la expresión:

$$f = \sqrt{\frac{5 pL^4}{384 EI}}$$

donde:

p = peso uniforme sobre el vano (Kg-f/cm)

L = longitud de la barra entre apoyos (cm)

E = módulo de elasticidad del material en kg/cm²
= 1.25 x 10⁶

I = momento de inercia de la barra (cm⁴) = 5.21

Para decidir si la flecha (f) obtenida, es aceptable o no es necesario relacionarlo con la longitud entre apoyos (L), calculándola como un porcentaje de ésta. Así, si $f \leq 3\% L$, entonces f es aceptable.

Luego:

$$f = \sqrt{\frac{5 \times 0.0223 \times (110)^4}{384 \times 1.25 \times 10^6 \times 5.21}} = 0.08 \text{ cms}$$

f representa el 0.072% de L, por lo tanto es aceptable.

3.8.8 Aisladores de Media Tensión

Los aisladores portabarras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito, la cabeza del aislador debe de resistir la fuerza "f" debida a la corriente de choque (I_{sh}) con un factor de seguridad de 2 y considerando que cada aislador

toma la mitad de la fuerza total: f , actuante sobre el vano L de la barra tenemos:

$$p = 2 \left(\frac{f}{2} \right) L$$

$$p = 2 \times \left(\frac{83.3}{2} \right) \times 1.10 = 91.63 \text{ kg-f}$$

Se han elegido aisladores de forma cónica, de porcelana con bornes metálicos concéntricos de 25 cms de altura total, para soportar platinas de 5 x 50 mm, para una tensión de 20 kV y para 1500 kg de esfuerzo en la punta.

3.8.9 Cálculo de las Celdas de Alta Tensión

Subestación de transformadores N°1. - Esta subestación llevará 6 celdas en total:

- Una celda de llegada a S.E. N°1 equipada con tres seccionadores unipolares de 3x400 Amp, 20 kV y un interruptor en volumen reducido de aceite 3x630A - 300 MVA
- Una celda de salida a S.E. N°2 desde la S.E. N°1 equipada con un seccionador de potencia 630A - 24 kV, con cortocircuito de alto poder de ruptura y tres seccionadores unipolares 3x400 A - 20 kV.
- Una celda para el transformador trifásico de 800 KVA, 13.8/0.46 kV, 60 Hz en refrigeración natural en aceite.
- Una celda para el transformador trifásico de 160 KVA, 13.8/0.46 kV, 60 Hz en refrigeración natural en aceite.
- Una celda para transformador de medición equipada con

voltímetro, amperímetro, medidor de energía activa, medidor de energía reactiva, cosfímetro, transformadores de medida.

- Espacio de reserva para un transformador trifásico de 800 KVA, 13.8/0.46 kV, 60 Hz, en refrigeración natural en aceite.

Para el diseño de estas celdas, se ha tomado en cuenta el tamaño de los equipos y además el que la distancia entre conductores sea como mínimo 25 cms; y la distancia entre conductores sea como mínimo de 20 cms.

Según las normas se puede llegar a:

- a) Distancia entre fases: $10 \text{ cm} + 1 \text{ cm (kV)} = 23.8 \text{ cms}$
- b) Distancia de fase a tierra: $8 \text{ cms} + 0.6 \text{ cm (kV)} = 16.28 \text{ cms}$

Las dimensiones de las celdas de llegada a S.E. N°1 y de salida a la S.E. N°2 desde la S.E. N°1 serán de 1200 mm de ancho, 1500 mm de profundidad y 2800 mm de altura; la celda para el transformador trifásico de 800 KVA será: de un ancho de 1800 mm, de profundidad 2000 mm y una altura de 2800 mm; para el transformador de 160 KVA tenemos un ancho de 1800 mm; una profundidad de 1200 mm y una altura de 2800 mm; la celda de medición tendrá un ancho de 1200 mm, una profundidad de 1200 mm y una altura de 2800 mm.

Los detalles constructivos referentes a estas celdas, se encuentran en los planos respectivos.

Subestación de Transformación N°2.- Esta subestación llevará 5 celdas en total:

una celda de llegada a S.E. N°2 desde la S.E. N°1 equipada con una cabeza terminal tripolar para cable NKY de 15 kV y de una sección $3 \times 70 \text{ mm}^2$, un interruptor automático del tipo fijo, en volumen reducido de aceite de 20 kV, 630 Amp, de una potencia de cortocircuito de 300 MVA, con protección de sobrecorriente en las fases R y T, mediante relés del tipo HBI directos de máxima intensidad, dos transformadores de medida de corriente y tres seccionadores unipolares de 15 kV, 400 Amp. para maniobra con pértiga y sin carga.

- Dos celdas para los transformadores trifásicos de 800 KVA, 13.8 / .46 kV, 60 c.p.s. equipada con tres bases portafusibles de 20 kV, 100 Amp. con fusibles de 63 A. y los transformadores con refrigeración natural en aceite.
- Una celda para transformador trifásico de 160 KVA, 13.8/0.23 kV, 60 c.p.s. equipada con tres bases portafusibles de 20 kV, 100 A, con fusibles de 16 Amperios
- Un espacio de reserva para un transformador trifásico de 800 KVA, 13.8/0.46 kV, 60 c.p.s.

Las dimensiones para la celda de llegada son de 1200 mm de ancho, 1200 mm de profundidad y 2800 mm de altura.

Los detalles constructivos referentes a estas celdas, se encuentran en los planos respectivos:

3.8.10 Cálculo de las barras de Baja Tensión

En la Subestación N°1 tenemos un transformador potencia de 800 KVA, 13.8/0.46 y un transformador de 160 KVA - 13.8/0.23 kV, la corriente nominal en el secundario de estos transformadores será:

$$I_{800 \text{ KVA}} = \frac{800}{\sqrt{3} \times 460} = 1004 \text{ Amp}$$

$$I_{160 \text{ KVA}} = \frac{160}{\sqrt{3} \times 230} = 402 \text{ Amp}$$

Para un transformador de 800 KVA y $V_{cc} = 5.5\%$ se tendrá que su impedancia equivalente referida al lado de alta tensión es de:

$$Z_{800} = \frac{5.5}{100} \times \frac{(13.8 \times 10^3)^2}{800 \times 10^3} = 13.09 \text{ ohms}$$

y para el de 160 KVA y $V_{cc} = 5\%$ tenemos:

$$Z_{160} = \frac{5.0}{100} \times \frac{(13.8 \times 10^3)^2}{160 \times 10^3} = 59.51 \text{ ohms}$$

En acápite anteriores hemos determinado que la corriente de cortocircuito en el lado de alta tensión es de 12.55 KA.

La impedancia de la línea hasta nuestras barras de alta tensión serán de:

$$Z_L = \frac{13.8 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 12.55} = 0.635 \text{ ohms}$$

La impedancia total de la línea y de los transformadores será:

$$Z_T = 0.635 + 13.09 + 59.51 = 73.23 \text{ ohms}$$

La corriente de cortocircuito referido al lado de alta tensión será:

$$I_{CC_{13.8}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \times 73.23} = 108.8 \text{ Amp.}$$

Esta corriente referida al lado de baja tensión será de:

$$I_{CC_{0.46 \text{ kV}}} = 0.1088 \times \frac{13800}{460} = 3.26 \text{ KA}$$

$$I_{CC_{0.23 \text{ kV}}} = 0.1088 \times \frac{13800}{230} = 6.53 \text{ KA}$$

En la Subestación N°2 tenemos dos transformadores de 800 KVA, 13.8/0.46 kV en paralelo y un transformador de 160 KVA, 13.8/0.23 kV.

La impedancia equivalente de los dos transformadores de 800 KVA instalados en paralelo será de:

$$Z_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{800}} + \frac{1}{Z_{800}}} = 6.95 \text{ ohmios}$$

La impedancia total de la línea y de los transformadores será:

$$Z_T = 6.95 + 59.51 + 0.635 = 67.10 \text{ ohms.}$$

La corriente de cortocircuito referida al lado de alta tensión será de:

$$I_{cc\ 13.8} = \frac{13800}{\sqrt{3} \times 67.10} = 118.74 \text{ ohms}$$

Esta corriente referida al lado de baja tensión será de:

$$I_{cc\ 0.46 \text{ kV}} = 0.11874 \times \frac{13800}{460} = 3.56 \text{ KA}$$

$$I_{cc\ 0.23 \text{ kV}} = 0.11874 \times \frac{13800}{230} = 7.12 \text{ KA}$$

Como hemos indicado anteriormente, existe en la Subestación un espacio de reserva para un transformador y nuestras barras deberán estar diseñadas considerando una próxima instalación de este transformador, en este caso tendremos que la impedancia total será:

$$Z_T = 6.95 + 59.51 + 0.635 + 13.09 = 80.19 \text{ ohms}$$

La corriente de cortocircuito en el lado de alta tensión será:

$$I_{cc\ 13.8 \text{ kV}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \times 80.19} = 99.36$$

Esta corriente referida al lado de baja tensión será de:

$$I_{cc\ 0.46 \text{ kV}} = 0.09936 \times \frac{13800}{460} = 2.98 \text{ KA}$$

$$I_{cc\ 0.23 \text{ kV}} = 0.09936 \times \frac{13800}{230} = 5.96 \text{ KA}$$

Observaremos que las condiciones críticas se presentan en la Subestación N°2, con los dos transformadores de 800 KVA en paralelo más el transformador de 230 KVA y para estas condiciones diseñaremos las barras.

La corriente de choque correspondiente será de:

$$I_{ch_{0.46 \text{ kV}}} = 1.8 \times \sqrt{2} \times 3.56 = 9.06 \text{ KAmper}$$

$$I_{ch_{0.23 \text{ kV}}} = 1.8 \times \sqrt{2} \times 7.12 = 18.12 \text{ KAmper}$$

Por cada transformador en el lado de 460 V será de 4.53 KA.

El esfuerzo que actuará sobre las barras, por unidad de longitud, en el caso de cortocircuito es de:

$$p = 2.04 \times \frac{(I_{ch})^2}{d} \quad \text{donde } d = \text{distancia entre barras} = 20 \text{ cms}$$

$$p_{0.46 \text{ kV}} = 2.04 \times \frac{(9.06)^2}{20} = 8.37 \text{ kg/m}$$

$$p_{0.23 \text{ kV}} = 2.04 \times \frac{(18.12)^2}{20} = 33.49 \text{ kg/m}$$

Si tomamos tramos de barra de 70 cms. (separación entre aisladores soporte) la fuerza total que actuará sobre las barras será de:

$$p'_{0.46 \text{ kV}} = 8.37 \times 0.7 = 5.86 \text{ kg}$$

$$p'_{0.23 \text{ kV}} = 33.49 \times 0.7 = 23.45 \text{ kg}$$

Si consideramos el caso más desfavorable en que el aislador a diseñarse sea un intermedio, que soporta dos tramos, la fuerza p' hallada es en realidad únicamente la debida a uno de estos dos tramos; luego la carga total que actuará sobre la cabeza de cada aislador debido a los dos tramos es de 11.72 kg en 0.460 kV y 46.9 kg en 0.23 kV.

Para apoyos empotrados en ambos extremos el momento flexionante máximo debido a los esfuerzos electrodinámicos en kg-f x m es:

$$M_{\text{máx}} = \left(\frac{p \times l}{12} \right) \cdot l$$

$$\text{para } 0.46 \text{ kV : } M_{\text{máx}} = \frac{8.37 \times 0.7}{12} \times 0.7 = 0.34 \text{ kgf-m}$$

$$\text{para } 0.23 \text{ kV : } M_{\text{máx}} = \frac{33.49 \times 0.7}{12} \times 0.7 = 1.36 \text{ kgf-m}$$

El esfuerzo máximo de trabajo por flexión, actuando en los extremos de la barra colectora viene dada por:

$$\sigma_{\text{máx}} = \frac{M_{\text{máx}}}{A} \quad (\text{kgf/cm}^2)$$

donde:

$$z = \frac{I}{C} = \frac{bh^2}{6}, \text{ optamos por barras de } 10 \times 60 \text{ mm para } 0.46 \text{ kV y por conductores de } 3 \times 70 \text{ mm}^2$$

NYN - 1 kV en 230 voltios, esto es debido a que en el proyecto se ha contemplado ubicar el Tablero General al costado de la celda, y además pueden transportar hasta 1200A.

en forma continúa.

$$\text{Luego } Z = \frac{I}{C} = \frac{1 \times 6^2}{6} = 6.00 \text{ cm}^3$$

$$\text{Entonces: } \sigma_{\text{máx}} = \frac{0.34 \text{ kgf-m}}{6} \times \frac{100 \text{ cm}}{1 \text{ m}} = 5.67 \text{ kgf/cm}^2$$

Como el cobre tiene como máximo esfuerzo 2000 kgf/cm² la barra considerada en los cálculos es correcta.

Esfuerzos térmicos en las barras debido a la corriente nominal.- Tenemos:

$$\Delta L = \alpha \cdot L \cdot \Delta t$$

donde:

ΔL = dilatación lineal de la barra

α = coeficiente de dilatación lineal del cobre
17x10⁻⁶/°C

L = longitud de la barra entre apoyos: 0.70 mts

Δt = máxima sobreelevación de temperatura permisible
en barras colectoras (30°C)

$$\Delta L = 17 \times 10^{-6} \cdot 0.7 \times 30 = 0.0357 \text{ mm}$$

Como $\Delta L < 1\% L$ no requerimos juntas de dilatación

Esfuerzos térmicos en las barras debido a la corriente de cortocircuito.- Aplicamos las mismas fórmulas empleadas para el caso de alta tensión:

a) Para barras: $K_1 = \sqrt{\frac{T_1 - T_0}{K_3}}$ donde:

$K_3 = 0.051$ (constante del material determinada en el cálculo de las barras de media tensión)

$$K_1 = \sqrt{\frac{200-35}{0.051}} = 56.88$$

b) Para cables (0.23 kV):

Según tablas de Indeco:

Tipo de Cable	Temperatura en el Conductor	
	Normal (°C)	En cortocircuito (°C)
NYN, 1 kV	80°	160°
NKY, 1 kV	65°	155°
NKY, 10 kV	55°	145°

Debemos comprobar que al presentarse un cortocircuito entre fases, la intensidad de esta corriente de cortocircuito pueda ser soportada en el conductor durante el tiempo establecido en los dispositivos de protección instalados.

Luego:

$$K_1 = \sqrt{\frac{160-80}{0.051}} = 39.61$$

Evaluamos (Δt) considerando las condiciones más críticas:

$$\Delta t = \left(\frac{I_{sw}}{I_d}\right)^2 K_2, \quad \text{donde:}$$

$$I_{sw0.46} = 3.56 \text{ KA}, \quad K_2 = 0.6$$

$$I_{sw0.23} = 7.12 \text{ KA}$$

- a) Para 0.46 kV tenemos: $\mu = 1.4$ (determinado con las barras de alta tensión)

$$I_d = \mu I_{sw} = 1.4 \times 3.56 = 4.98$$

$$\therefore \Delta t = \left(\frac{3.56}{4.98} \right)^2 \times 0.6 \times 0.31$$

- b) Para 0.23 kV tenemos:

$$I_d = \mu I_{sw} = 1.4 \times 7.12 = 9.96$$

$$\therefore \Delta t = \left(\frac{7.12}{9.97} \right)^2 \times 0.6 = 0.31$$

Observamos que Δt es el mismo en ambos casos.

Para efectos térmicos producidos por las corrientes de cortocircuito tenemos:

$$S = \frac{I_d \sqrt{t + \Delta t}}{K_1}$$

- a) Para 0.46 kV tenemos:

$$S = \frac{4.98 \sqrt{0.10 + 0.31}}{56.88} = 56.06 \text{ mm}^2$$

- b) Para 0.23 kV tenemos:

$$S = \frac{9.97 \sqrt{0.10 + 0.31}}{39.61} = 161 \text{ mm}^2$$

Estos resultados satisfacen con las barras y cables seleccionados.

Cálculo por resonancia. - Sabemos que:

$$n_e = 112 \sqrt{\frac{EJ}{gl^4}}$$

donde:

$$I = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \times 6^3}{12} = 18 \text{ cm}^4$$

g = peso de la barra en kg/cm = 0.0533

l = longitud de la barra entre apoyos = 70 cms

E = módulo de elasticidad en kg/cm² = 1.25 x 10⁶

para el cobre

$$\text{Luego tenemos: } n_e = 112 \cdot \sqrt{\frac{1.25 \times 10^6 \times 18}{0.0533 \times (70)^4}} = 469 \text{ ciclos/seg}$$

CUMPLE!

Cálculo por flecha. - De la expresión:

$$f = \sqrt{\frac{5 pl^4}{384 EI}}$$

donde: p = peso uniforme sobre el vano (kgf/cm) = 0.0533

l = longitud de la barra entre apoyos (cms)

E = módulo de elasticidad del material en kg/cm²
= 1.25 x 10⁶

J = momento de inercia en la barra (cm⁴) = 18 cm⁴

$$\text{tenemos: } f = \sqrt{\frac{5 \times 0.0533 \times (70)^4}{384 \times 1.25 \times 10^6 \times 18}} = 0.027 \text{ cms } \angle 3\% L$$

CUMPLE!

3.8.11 Diseño de los Aisladores en Baja Tensión

Los aisladores portabarras deben disponer de la necesaria vía de dispersión de la corriente entre las partes activas y barra, así como resistir los esfuerzos electrodinámicos que se produzcan en caso de cortocircui

tos. La cabeza del aislador debe de resistir la fuerza (f) debido a la corriente de choque (I_{ch}) con un factor de seguridad 2, luego:

$$p = 2 (f/2)L$$

$$p = 2 \left(\frac{9.06}{2} \right) \times 0.70 = 6.34 \text{ kg-f}$$

3.8.12 Cálculo de la ventilación de la Subestación

El volumen de aire, necesario para la evacuación del calor debido al funcionamiento del transformador, depende de las calorías producidas en éste y de las temperaturas de entrada y salida del aire.

Se supone que el aire penetra a 35°C y que en el recorrido que corresponde a la altura del cuerpo caliente, adquiere un determinado número de calorías hasta llegar a la temperatura de 50°C, con la cual sale al exterior. El volumen de aire seco necesario para evacuar el calor correspondiente a 1 (un) kilovatio-hora viene dada por la expresión (Zoppetti):

$$Q = \frac{866}{0.238 (t_1 - t)} \cdot \frac{T}{342 \times p} \text{ m}^3/\text{KWh}$$

Inversa del peso en kg/m^3

De lo indicado en la tabla XXIV del texto ZOPPETTI (Estaciones Transformadoras y de Distribución), para una diferencia de temperatura de (50°C - 35°C = 15°C) obtenemos los siguientes datos:

- . Peso del aire en kg necesarios a la evacuación del calor engendrado por 1 KWh 241 kg
- Volumen de aire (Q en mt^3) necesario a la evacuación del calor producido por 1 KW-min 3.6 mt^3
- . Peso de 1 mt^3 de aire en kg a la presión de 730 mm de Mercurio y a 35°C 1.10 kg

El valor " p_o " de la fuerza ascensional para una altura parcial " h ", se obtiene de la fórmula, debemos tener en cuenta que la fuerza ascensional para una cierta altura de aire se obtiene sumando las fuerzas ascensionales de las alturas parciales.

$$p_o = \frac{h}{1 + \alpha t} - \frac{h}{1 + \alpha t_1} \quad (\text{en mts de aire})$$

donde:

- h = altura parcial de la columna de aire
- t = temperatura del aire exterior en °C
- t_1 = temperatura del aire interior en °C
- $\alpha = 1/273 = 0.00366$

De acuerdo a datos de la firma BBC tenemos:

- a) Transformador de 800 KVA: Pérdidas en el fierro = 1890 W
- Pérdidas en el cobre = 11000 W
- Total pérdidas = 12890 W
- = 12.89 kW

b) Transformador de 160 KVA:

Pérdidas en el fierro: 690 W

Pérdidas en el cobre: 3200 W

Total pérdidas : 3890 W = 3.89 KW

En la Subestación N°1 contamos con un transformador de 800 KVA y otro de 160 KVA, entonces tenemos un total de pérdidas en la S.E. N°1 de 16.78 KW.

En la Subestación N°2 existen dos transformadores de 800 KVA y un transformador de 160 KVA, lo que nos da un total de 29.67 KW en pérdidas.

Entonces reemplazando en:

$$Q = \frac{866}{0.236(t_1 - t)} \times \frac{T}{342 \times p}$$

con:

$$T = 273^\circ + 35^\circ = 308^\circ\text{C}$$

$$p = 1 \text{ atm.}$$

$$t_1 - t = 50^\circ - 35^\circ = 15^\circ$$

Luego:

$$Q = \frac{866}{0.236 \times 15} \times \frac{308}{342 \times 1} = 220.31 \text{ mt}^3/\text{KWh}$$

$$\text{En la S.E. N}^\circ 1: Q_c = \frac{220.31 \times 16,780}{3600} = 1.03 \text{ m}^3/\text{seg}$$

$$\text{En la S.E. N}^\circ 2: Q_c = \frac{220.31 \times 3890}{3600} = 0.238 \text{ mt}^3/\text{seg}$$

Del plano IE-03 y por referencias de los fabricantes de transformadores tenemos:

- . Para el transformador de 800 KVA: 1.65 mts (altura del transformador)
- . Para el transformador de 160 KVA: 1.12 mts (altura del transformador)

Como la sección del canal de ventilación será la misma para todos los transformadores, haremos el cálculo para el caso más desfavorable (1.65 mts)

Asimismo, el aire refrigerante se calienta en contacto con el transformador, y en el recorrido de 1.65 mts se eleva la temperatura de 35°C á 50°C, pudiendo admitirse que la temperatura media es de:

$$\frac{t + t_1}{2} = \frac{35 + 50}{2} = 42.5^\circ\text{C}$$

Entonces:

$$p_{c_1} = \frac{1.65}{1+0.00366 \times 35} - \frac{1.65}{1+0.00366 \times 42.5} = 0.03474 \text{ mts de aire}$$

Otra columna de aire que dá origen a una presión ascensional a causa de una temperatura más elevada que la del exterior es la altura que existe entre el borde superior del transformador y el techo de la subestación (al eje de la ventana superior), esta altura es:

$$h' = 4.00 - 1.65 = 2.35 \text{ mts}$$

Entonces:

$$P_{c_2} = \frac{2.35}{1+0.00366 \times 35} - \frac{2.35}{1+0.00366 \times 50} = 0.097 \text{ mts de aire}$$

Es necesario que las secciones de los canales por los cuales deberá circular el aire refrigerante tenga, dimensiones tales, que la fuerza ascensional calculada no encuentre resistencias que impida la circulación de aquel. Las resistencias que debe vencer la fuerza ascensional son las siguientes:

- a) Frotamiento del aire contra las paredes de los canales
- b) Pérdidas ocasionales por los cambios de dirección
- c) La fuerza ascensional debe ser, además suficiente: para producir las alturas dinámicas necesarias para la circulación; y
- d) La altura para vencer la presión eventual de un viento exterior.

Del texto "Estaciones Transformadoras y de Distribución" del autor ZOPPETTI:

$$p_o = h_o + \sum h_w = \frac{v_a^2}{2g} + \sum h_w$$

en ella:

p_o = presión del aire a la entrada del sistema de canales en metros de columna de aire

v_a = velocidad en m/seg del aire a la salida del sistema

$\sum h_w$ = total de las pérdidas de presión. (metros de columna de aire)

h_o = altura dinámica

En la fórmula anterior: " h_o " de la presión necesaria para producir la velocidad V del aire.

" $\sum h_w$ " proviene del frotamiento del aire sobre las paredes de los canales y de los cambios de dirección, más o menos bruscos, en nuestro caso la toma y salida de aire no es por canales.

Las rejillas metálicas empleadas corriente - mente para el cierre de las aberturas de ventilación de las estaciones transformadoras, producen también una reducción de la sección del canal y remolinos en el aire.

En nuestro caso tenemos las siguientes rejillas con persianas tipo celosías

S.E.N°1	Puerta de las celdas a los equipos: doce rejillas de 0.60 x 0.30
	- Puerta de ingreso a la subestación: dos rejillas de 0.50 x 0.30
S.E.N°2	Puerta de las celdas de los equipos: catorce rejillas de 0.60 x 0.30 (IE-05)
	Puerta de ingreso a la Subestación: dos rejillas de 0.50 x 0.30

La superficie sobre la que entra el aire es

$$S.E. N°1: 2(0.50 \times 0.30) + 12(0.60 \times 0.30) = 2.46 \text{ mt}^2$$

$$S.E. N°2: 2(0.50 \times 0.30) + 14(0.70 \times 0.30) = 3.24 \text{ mt}^2$$

Para transportar el calor equivalente a las pérdidas calculadas, se necesita una circulación de aire de:

S.E. N°1: $16.78 \text{ KW} \times 3.6 = 60.48 \text{ m}^3/\text{min} = 1 \text{ mt}^3/\text{seg}$

S.E. N°2: $29.67 \text{ KW} \times 3.6 = 106.81 \text{ m}^3/\text{min} = 1.78 \text{ mt}^2/\text{seg}$

El volumen de esta cantidad de aire será más grande a la salida de la cabina por la elevación de la temperatura sufrida procedente del transformador. La temperatura total será pues, de $35^\circ + 15^\circ = 50^\circ\text{C}$

De la tabla XXIV del texto "Estaciones Transformadores y de Distribución "ZOPETTI" obtenemos:

Volumen de aire (en mt^3) necesario a la evacuación de calor producido por 1 kW-min. a 50°C 3.8 m^3

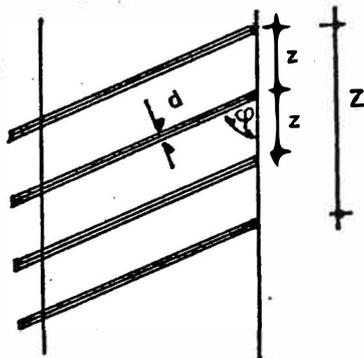
Entonces, el volumen de aire a la salida será:

S.E. N°1: $16.78 \times 3.8 : 63.76 \text{ m}^3/\text{min} = 1.06 \text{ m}^3/\text{seg}$

S.E. N°2: $29.67 \times 3.8 : 112.77 \text{ m}^3/\text{min} = 1.88 \text{ m}^3/\text{seg}$

La superficie de la sección libre al ingreso del aire por la reducción que origina la persiana, es calculada por la fórmula:

$$q = b(z \text{ sen } \varphi \cdot \frac{z}{z} - 1) d$$



siendo: b la anchura de la abertura y las otras letras representan las dimensiones que se muestran en la figura.

Obtenemos que la superficie de la sección libre es 0.55 de la sección total; con $\theta = 0.5$:

$$\text{S.E. N}^\circ 1: 0.55 \times 2.46 = 1.35 \text{ mt}^2$$

$$\text{S.E. N}^\circ 2: 0.55 \times 3.24 = 1.78 \text{ mt}^2$$

Para la salida del aire se han dispuesto dos ventanas de 1.50x0.54 cm malla de 15 mm de ancho e hilos de 1.2 mm de diámetro, luego de la tabla XXVII del texto "Estaciones Transformadoras y de Distribución":

$$\theta = 1$$

La velocidad del aire al ingreso vale:

$$\text{S.E. N}^\circ 1: v = \frac{1}{1.35} = 0.74 \text{ mt/seg}$$

$$\text{S.E. N}^\circ 2: v = \frac{1.78}{1.78} = 1.00 \text{ mt/seg}$$

La pérdida de presión a la entrada será: S.E.Nº1

$$h_a = \frac{v^2}{2g (1 + \alpha t)} (1 + R + \sum \theta) \quad (1)$$

Relacionando la energía absorbida con la unidad de presión, se obtiene:

$$p_o = h_o + \sum hw = \frac{v^2}{2g} + \sum hw$$

en ella son:

p_o = presión del aire a la entrada del sistema de canales en metros de columna de aire

v_a = velocidad en m/seg del aire a la salida del sistema

$\sum hw$ = total de las pérdidas de presión (mts de columna de aire)

h_0 = altura dinámica

Teniendo en cuenta la influencia de la temperatura, la presión necesaria para producir la velocidad V del aire, se obtiene por la fórmula:

$$h_0 = \frac{v^2}{2g (1 + \alpha t)} \quad (\text{Tabla XXVI})$$

De la tabla XXVI del texto "Estaciones Transformadoras y de Distribución" del autor ZOPETTI, obtenemos el valor:

para 0.74 mt/seg y 35°C : 0.0249 mts

para 1.00 mt/seg y 35°C : 0.0589 mts

Las pérdidas de presión a la entrada serán:

$$\text{S.E. N}^\circ 1: h_a = \frac{(1.32)^2}{2g (1 + \alpha 35^\circ)} (1.05) = 0.0374 \text{ mts. de aire}$$

$$\text{S.E. N}^\circ 2: h_0 = \frac{(2.02)^2}{2g (1 + \alpha 35^\circ)} (1.05) = 0.0452 \text{ mts de aire}$$

La abertura de salida de aire de la cabina de la S.E. corresponde a dos ventanas de 1.50x0.70 para ambas Subestaciones, lo cual da una superficie de 2.10 mt².

La velocidad del aire a la salida vale:

$$\text{S.E. N}^\circ 1 : v = \frac{1}{2.10} = 0.48 \text{ mt/seg}$$

$$\text{S.E. N}^\circ 2 : v = \frac{1.78}{2.40} = 0.85 \text{ mt/seg}$$

De la tabla XXVI, obtenemos:

para 0.48 mt/seg y 50°C : 0.0100 mts

para 0.85 mt/seg y 50°C : 0.0313 mts

Las pérdidas de presión a la salida serán, considerando la malla metálica

$$\text{S.E. N}^\circ 1: h_a = \frac{(0.62)^2}{2g(1 + 50^\circ\text{C})} (1+1) = 0.020 \text{ mts de aire}$$

$$\text{S.E. N}^\circ 2: h_a = \frac{(1.10)^2}{2g(1 + 50^\circ\text{C})} (1+1) = 0.063 \text{ mts de aire}$$

El conjunto de pérdidas que deben ser compensadas por la fuerza ascensional del aire es, en metros de columna de aire:

$$\text{S.E. N}^\circ 1: 0.0374 + 0.020 = 0.0574 \text{ mts de aire}$$

$$\text{S.E. N}^\circ 2: 0.0452 + 0.063 = 0.1084 \text{ mts de aire}$$

Inicialmente hemos hallado la fuerza ascensional del aire caliente

$$P_c = P_{c1} + P_{c2} = 0.03474 + 0.097 = 0.131$$

Como la fuerza ascensional del aire caliente 0.131 es mayor que las pérdidas totales en las S.E. N°1 (0.0574) y S.E. N°2 (0.1084 mts de aire) las dimensiones de los canales de aberturas de entrada y salida son más que suficientes.

3.9 Potencia Nominal de los Transformadores de Medida

La capacidad de estos transformadores es muy baja, y se determina sumando las capacidades de los instrumentos que se van a alimentar. La potencia eléctrica entregada al primario aplicándole una tensión, o haciéndolo pasar por él una corriente, es transferible a la carga del secundario por inducción electromagnética. El término carga se utiliza aquí para designar la impedancia externa conectada a los terminales del secundario y no debemos confundirlo con la carga del circuito primario.

Es conveniente que uno de los bornes del secundario de los transformadores de medida se conecte a tierra, de manera que si se produce una falla de aislamiento entre primario y secundario la sobre-elevación del potencial del instrumento con respecto a tierra no haga peligrar a nadie.

- Cargas en los transformadores de corriente con 5 Amp.

Instrumento (Clase 0.5)	VA
<u>En Celdas - S.E. N°1 y S.E. N°2</u>	
Cosfímetro	3
Medidor de energía activa (KW-hr)	2.12
Medidor de energía reactiva (KVAR-hr)	2.35
Amperímetro	2.5
Relé directo	20

En el Tablero TG-1 y TG-2

Un medidor de energía reactiva	2.35
Un medidor de energía activa	2.12
Un cosfímetro	3
Un amperímetro	2.5

Calculamos la potencia aparente:

a) En la S.E. N°1 y S.E. N°2

a.1) Para protección:

2 relés direccionales	2x10 = 20 VA
-----------------------	--------------

a.2) Para medición:

cosfímetro	: 3.00 VA
medidor de energía activa	: 2.12 VA
medidor de energía reactiva	: 2.35 VA
amperímetro	: <u>2.50 VA</u>
	9.97 VA

b) En los Tableros TG-1 y TG-2

b.1) Para medición

cosfímetro	: 3.00 VA
medidor de energía activa	: 2.12 VA
medidor de energía reactiva	: 2.35 VA
amperímetro	: <u>2.50 VA</u>
	9.97 VA

Hay que tener, asimismo, en cuenta la pérdida en los conductores que unen los transformadores y los aparatos, consideramos conductor #14 (2.5 mm²)

$$25 \text{ mts} \times 0.35 \text{ VA/mt} = 8.75 \text{ VA}$$

Entonces escogeremos:

Para la S.E.: transformadores de medida de 40 VA,
clase 0.5

Para los tableros: transformadores de medida de
20 VA, clase 0.5

3.10 Corrección del Factor de Potencia

Debido a que el transporte de potencia reactiva es antieconómica ya que no puede ser transformada en energía utilizable se ha optado por cargar el factor de potencia.

Los condensadores se pueden emplear para compensación individual, de grupo o centralizada. El concepto es el siguiente: Una planta con la potencia activa P ha de ser compensada para mejorar el factor de potencia $\cos\phi_1$ a $\cos\phi_2$

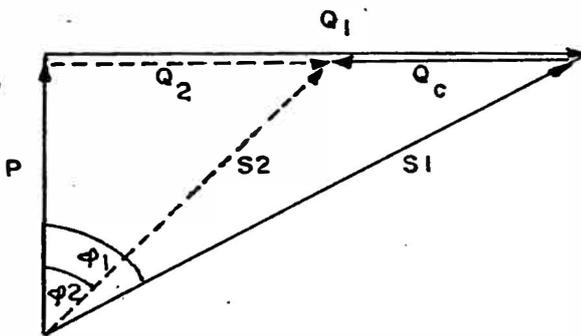


Diagrama de potencia para una planta no compensada (1) y una planta compensada (2).

$$\frac{Q}{P} = \operatorname{tg} \phi \quad S = \frac{P}{\cos \phi}$$

la potencia necesaria de los condensadores puede calcular por medio de la fórmula:

$$Q_c = Q_1 - Q_2$$

$$Q_c = P (\operatorname{tg}\phi_1 - \operatorname{tg}\phi_2)$$

Debido a la compensación la potencia aparente S que ha de ser transmitida se reduce en la cantidad.

$$S = S_1 - S_2$$

$$S = P \left(\frac{1}{\cos \phi_1} - \frac{1}{\cos \phi_2} \right)$$

Hemos optado por el sistema de compensación centralizada por ser particularmente ventajosa al tener en nuestro proyecto una gran cantidad de cargas y potencias diversas, para lo cual se ha proyectado un banco automático de condensadores.

Para sistemas de distribución industriales que están todavía en estado de proyecto, se puede asumir que la mayoría de las cargas reactivas son motores de inducción que operan a un factor de potencia medio de $\cos \phi = 0.7$. Es nuestra intención mejorar el factor de potencia hasta un $\cos \phi = 0.9$

Entonces tenemos:

$$\begin{array}{ll} \cos \phi_1 = 0.7 & \operatorname{tg} \phi_1 = 1.02020 = 1/\cos \phi_1 = 1.42857 \\ \cos \phi_2 = 0.9 & \operatorname{tg} \phi_2 = 0.48432 \quad 1/\cos \phi_2 = 1.11111 \end{array}$$

En la Subestación N°1 tenemos:

$$\text{Potencia real (P)} = 601 \text{ KW}$$

$$\text{Luego: } Q_c = 601 \times (1.02020 - 0.48432)$$

$$Q_c = 322 \text{ KVAR}$$

Para la Subestación # 2 tenemos:

Potencia real (P) : 1304 KW

$$Q_c = 1304 \times (1.02020 - 1.4882)$$

$$Q_c = 698 \text{ KVAR}$$

La potencia aparente se reduce en $S = S_1 - S_2$

- Para la Subestación # 1:

$$S_1 = 601 \times (1.42857 - 1.11111)$$

$$S = 190.79 \text{ KVA}$$

- Para la Subestación # 2:

$$S = 1304 \times (1.42857 - 1.11111)$$

$$S = 413.96 \text{ KVA}$$

Hemos optado por el modelo CLDA o similar de ASEA de 372 KVAR y conformado por 6 unidades de condensadores de la misma capacidad (62 KVAR)

CAPITULO IV

GRUPO DE EMERGENCIA

4.1 Generalidades

En caso de falla del sistema normal, y siendo necesaria la existencia de algunos servicios esenciales, se ha diseñado un servicio auxiliar de emergencia.

4.2 Capacidad del Grupo Electrónico

Mediante un conmutador automático de transferencia, luego de 18 segundos se tiene energía del grupo para los siguientes circuitos:

Circuito	Potencia Instalada (KW)	F.S.	Máxima Demanda (KW)
1. Alumbrado de Emergencia	29	1.00	29
2. Equipos en Planta	421	0.80	337
3. Servicios Auxiliares			
. Central de teléfonos	2	1.00	2
. 2 Cargadores de baterías	<u>4</u>	0.50	<u>2</u>
	456 KW		370 KW
4. Reserva (25%)			
0.25	<u>114 KW</u>		<u>114 KW</u>
TOTAL:	570 KW		484 KW

Requerimos de un motor Diesel Autorefrigerado, sistema de arranque directo, alternador acoplado directamente y montado sobre un mismo chasis, de 600 KW, 460 voltios, 60 c/s, el cual será suministrado por el propietario, 0.8 de factor de potencia, trifásico.

Existe un Tablero General de Emergencia, el cual alimenta cargas que son esenciales que funcionen, tales como luces de emergencia, equipos en la planta, control de teléfonos y servicios auxiliares, etc. Por lo tanto, este tablero tendrá una doble alimentación: una normal proveniente de la S.E. y una de emergencia proveniente del generador Diesel de 600 KW.

El interruptor de conmutación automática, mediante sensores de voltaje en cada fase de la fuente normal detectan la falta de tensión y mediante un contacto de arranque del motor pone en marcha el generador.

Para alimentar el circuito de control y protección, se ha diseñado un banco de baterías, el cual prevee una fuente instantánea de tensión continua 220Vcc, el cual está conformado por baterías.

Las cargas en planta que tienen servicio auxiliar con el grupo electrógeno son:

Tablero TF-2B con una máxima demanda de 186 HP

(Calderos)

Tablero TF-2C con una máxima demanda de 40 HP

(Bunker)

Tablero TF-2E con una máxima demanda de 172 HP

(Compresoras)

Tablero de bombas con una máxima demanda de 167 HP

(Electrobombas)

Total: 526 HP = 421 KW

4.3 Alimentador al Grupo Electrónico

P = 600 KW

V = 440 V

f.p. = 08

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \times \cos \phi$$

$$I = \frac{600 \times 1000}{\sqrt{3} \times 440} \times 0.8 = 984 \text{ Amp}$$

25% capacidad de reserva = 1230 Amp.

Para tener < 3% caída de tensión, usamos 5C

3x120 mm² NYY - 1 kV.

4.4 Cálculo de la Capacidad del Banco de Baterías

N°	Especificación	Watts Requeridos
1	Bobinas de apertura y cierre, incluyendo motor para mando a distancia y elementos resistivos de calefacción y lámparas de señalización	2500 W
2	Bobina de apertura de dos interruptores (en volumen reducido de aceite) de 20 kA-3x630A	1200 W
3	Tablero de señalización y control de fallas	<u>2400 W</u>
		6100 W

Como el número de un banco de baterías de ácido plomo se mide en amper-hora, estimaremos su capacidad para 5 horas; luego:

$$6100 \text{ W} \times 5 = 30,500 \text{ Watt-hr y}$$

$$30,500 \text{ Watt-hora} \div 220 \text{ Voltios} = 139 \text{ Amp-hora}$$

Como los fabricantes tienen sus tablas que especifican sus equipos, se tratará de adecuar los datos para seleccionar las baterías; se escoge un banco de baterías de:

$$156 \text{ Amp-hora en 5 horas ó}$$

$$78 \text{ Amp-hora en 10 horas}$$

que corresponde a 12 baterías marca TUDOR o similar al tipo 6 SPG-786 Ha, 220 Voltios, 78 Amp-hora en 10 horas.

Cada batería seleccionada es de 6 celdas y cada celda produce una tensión nominal de 2 voltios DC, luego tendremos:

$$6 \times 12 = 72 \text{ celdas en total}$$

4.5 Cargador de Baterías

La siguiente ecuación es usada para seleccionar un cargador de batería para recargar baterías de plomo-ácido con un máximo de 2.33 voltios por celda.

$$A = \left(\frac{\text{AHR} \times 1.10}{T} + L \right) \times \frac{1}{K_1} \times \frac{1}{K_2} \quad (1)$$

en donde:

A = capacidad en amperios del cargador (no debe ser menor que el 20% del valor de la descarga en 8 horas de la batería)

AHR = amper-horas eliminados por la batería

1.10 = factor de conversión para celdas de plomo-ácido

K_1 = factor de temperatura

K_2 = factor de altura

T = máximo número de horas necesarios para la recarga

L = carga continua sobre el cargador y batería durante la recarga

Para calcular K_1 y K_2 usamos la siguiente tabla:

Temperatura	K ₁ factor	Altitud	K ₂ factor
a 104°F (40°C)	1.00	a 1000 mts (3300ft)	1.00
a 122°F (50°C)	0.83	a 1500 mts (5000ft)	0.94
a 140°F (60°C)	0.64	a 3000 mts (10,000ft)	0.82

para:

AHR tenemos que la carga es de 6100 W \approx 31 Amp (monofásico) en una hora

T = 12 horas (es la deseable y recomendable)

L = 4.5 amperes (dato del manual EXIDE US and USF
BATTERY CHARGERS)

$$K_1 = K_2 = 1.00$$

Entonces en (1)

$$A = \left(\frac{31 \times 8 \text{ hr} \times 1.10}{12} + 4.5 \right) \times \frac{1}{1.00} \times \frac{1}{1.00}$$

$$A = 27 \text{ amperios}$$

Seleccionamos un cargador para 30 amperios,

CAPITULO V

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES

5.1 Cables

5.1.1 Alta Tensión

El cable de alta tensión sera:

- a) del tipo : NKY
- b) tensión nominal : 15 kV
- c) Tensión de servicio : 13.8 kV
- d) Sección : 3x70 mm
- e) Según normas:
 - Para conductores : ASTM-B-3 y B-8 (temple blando)
 - Para aislamiento : CEI 20-1
- f) Instalación . : Ver plano IE-06

5.1.2 Baja Tensión

Los cables de baja tensión serán:

- a) del tipo : NYY
- b) tensión nominal : 1 kV
- c) tensión de servicio : 0.460 kV (fuerza)
0.230 kV (alumbrado)
- d) sección : ver planos respectivos
- e) según normas:

Para conductores	: ASTM-B-3 y B-8
Para aislamiento	: CEI20-14
f) Instalación	: ver planos respectivos

Nota: Los ductos serán de concreto de 1.00 m. de longitud de 4 vías, del tipo telefónico y serán instalados a una profundidad promedio de 1.20 m., con una pendiente no mayor de 0.5% entre buzones y/o a una distancia de no más de 20 m. Se deberá verificar el paso libre de los cables en los ductos antes de cerrar la zanja. La unión entre los ductos se efectuará mediante anillos de concreto previa protección con envoltura de yute; estos ductos irán sobre un solado de concreto continuo de 4" de espesor, ver plano IE-06.

5.1.3 Buzones

Serán de muro de concreto armado, de las dimensiones indicadas en el plano IE-06. El piso será de concreto, el techo será de concreto armado con tapa de fierro fundido. Se deberá lacrar con mezcla pobre de cemento la tapa de los buzones luego de puesto el cable de media tensión y comprobado su perfecto funcionamiento.

5.1.4 Cabezas Terminales

Las cabezas terminales para cables de 15 kV serán de fundición, herméticas, rellenas con compound de alta tensión, previa protección de conductores con cin-

ta aislante, según normas establecidas y bornes de conexión. Los aisladores serán para 15 kV como mínimo, del tipo de colocación interior y deberán ser de marca Pirelli para cable $3 \times 70 \text{ mm}^2$ NKY de 15 kV o similar.

5.2 Subestación de Transformación N°1 y N°2

5.2.1 Generalidades

Será del tipo Metal-clad, conformando en una unidad compacta la celda de alta tensión y el tablero de baja tensión de fuerza. Además estarán ubicados en esta S.E. N°1, el tablero general de alumbrado y el tablero del banco de condensadores.

5.2.2 Celdas en Alta Tensión de 13.8 kV

- 1 Celda de llegada a S.E. N°1
 - 1 Celda de salida a S.E. N°2 desde S.E. N°1
 - 1 Celda de llegada a S.E. N°2
 - 1 Celda para transformador de medición, ubicada en S.E. N°1
 - 1 Celda para transformador de trifásico 800 KVA, 13.8/0.460 kV, 60 Cps en S.E. N°1
 - 2 Celdas idem en S.E. N°2
 - 1 Celda para transformador trifásico 160 KVA, 13.8/0.230 kV, 60 Cps. en S.E. N°1 y otra en S.E. N°2
- Espacio de reserva para 1 transformador trifásico de 800 KVA, 13.8/0.460 kV, 60 Cps, en S.E. N°1 y otra en S.E. N°2
- (Ver planos respectivos).

Estas celdas estarán constituidas por una estructura con ángulos de fierro de 2" x 2" x 3/16", con puerta frontal, protección lateral e intermedia, en plancha de fierro arenada y pintada con dos manos de pintura anticorrosiva, ver planos respectivos.

Serán desarmables para su fácil montaje y/o desmontaje.

Dimensiones de Celda de Llegada a S.E. N° 1

- a) Ancho : 1200 mm
- b) Profundidad : 1500 mm
- c) Altura : 2800 mm

Dimensiones de Celda de Salida a S.E. N° 2 desde S.E. N° 1

- a) Ancho : 1200 mm
- b) Profundidad : 1500 mm
- c) Altura : 2800 mm

Dimensiones de Celda de Medición ubicada en S.E. N° 1

- a) Ancho : 1200 mm
- b) Profundidad : 1200 mm
- c) Altura : 2800 mm

Dimensiones de Celda para Transformador Trifásico, 800

KVA, 13.8/0.460 kV, 60 Cps

- a) Ancho : 1800 mm
- b) Profundidad : 2000 mm
- c) Altura : 2800 mm

Dimensiones para Celda de Llegada a S.E. N°2

- a) Ancho : 1200 mm
- b) Profundidad : 1200 mm
- c) Altura : 2800 mm

Dimensiones de Celda para Transformador Trifásico, 160 KVA, 13.8/0.230 kV, 60 Cps

- a) Ancho : 1800 mm
- b) Profundidad : 1200 mm
- c) Altura : 2800 mm

Equipos en Celda de Llegada a S.E. N°1

a) Esta celda de llegada estará equipada por:

- 1 Cabeza terminal tripolar, para cable NKY de 15 kV y de una sección de $3 \times 70 \text{ mm}^2$
- 1 Interruptor automático del tipo fijo, en volumen reducido de aceite de 20 kV, 630 A, de una potencia de cortocircuito de 300 MVA, con protección de sobrecorriente en las fases R y T, mediante relés directos de máxima intensidad del tipo HBI, de Brown Boveri, 150 á 300 Amp.
- 2 Transformadores de medida de corriente, de relación de transformación de 200-400/5A de 40 VA, precisión, clase 0.5. Ver planos respectivos.
- 3 Seccionadores unipolares de 15 kV de tensión nominal, 400 A, para maniobra con pértiga y sin carga.

b) Aisladores, barras, conectores y accesorios para las celdas:

Aisladores: serán de forma cónica, de porcelana, con armadura y pernos de fijación inferior, con bornes metálicos concéntricos, para soportar barras de cobre, para una tensión de 20 kV y 11,500 kg de esfuerzo en la punta.

Barras y conectores: serán de cobre electrolítico, de 99.9% de conductividad

Equipos en Celda de Medición en 13.8 kV, en S.E. N° 1

a) Esta celda de medición estará equipada por:

2 transformadores de medida de tensión monofásicos, de relación de transformación de 13800/110 V, 60 Hz, 40 VA, precisión clase 0.5

1 Cosfímetro de: 0.5 ind. - 1 - 0.5 capac. de 5 Amp., 110 V, 60 C/S.

1 Medidor de energía activa (KW-hr) trifásico, 5 Amperios, 110 V, 60 C/S.

1 Medidor de energía reactiva (KVAR-hr) trifásico, 5 Amperios, 110 V, 60 C/S.

1 Amperímetro de 0-400 A con conmutador amperimétrico para 2 conductores de corriente

1 Voltímetro de 0-15 kV con conmutador voltimétrico, para las tres fases

3 Cortacircuito serie 20 kV, de corriente nominal, 6 Amp. de elemento fusible.

3 Cortacircuito DZ de 3 Amp. (baja tensión)

Los instrumentos de medición serán de clase 1 de dimensiones 144 x 144 mm de lado, ver plano IE-02.

b) Aisladores, barras, conectores y accesorios para las Celdas:

Aisladores: Serán de forma cónica, de porcelana, con armadura y planos de fijación inferior, con bornes metálicos concéntricos, para soportar barras redondas de cobre de 12 mm, para una tensión de 20 kV y para 1,500 kg de esfuerzo en la punta
Barra y Conectores: Serán de cobre electrolítico, de 99.9% de conductividad y de 12 mm de diámetro; las uniones entre barras y derivaciones a los equipos deberán utilizarse barras concéntricas y derivaciones "T", especiales para este tipo de montaje.

Equipos en Celda de Salida a S.E. N°2 desde S.E.N°1 y en la Celda de Llegada a S.E. N°2

a) Esta celda de salida estará equipada por:

1 Cabeza terminal tripolar, para cable NKY de 15 kV de sección de $3 \times 70 \text{ mm}^2$

3 Seccionadores unipolares de 15 kV de tensión nominal, 400 A.

1 Interruptor-seccionador tripolar de potencia de apertura bajo carga de las siguientes características:

Tensión nominal	24 kV
- Corriente nominal	630 A
- Capacidad de corte	: 35 KA

Estará provisto de una terna de cortacircuito fusible, de tal forma que al fundirse cualquier fusible, se abra el interruptor automáticamente.

b) **Aisladores, Barras y Conectores, Accesorios para las Celdas:**

Aisladores: Serán de forma cónica, de porcelana, con armadura y planos de fijación inferior, con bornes metálicos concéntricos, para soportar barras redondas de cobre de 12 mm, para una tensión de 20 kV y para 1,500 kg de esfuerzo en la punta

- Barra y Conectores: Serán de cobre electrolítico, de 99.9% de conductividad y de 12 mm de diámetro; las uniones entre barras y derivaciones a los equipos deberán utilizarse utilizando bornes concéntricos y derivaciones "T", especiales para este tipo de montaje.

Equipos en Celdas para Transformadores Trifásicos 800 KVA, 13.8/0.460/60 C/S.

- a) Esta celda para el transformador estará equipada por:
- 3 bases portafusibles de 20 kV, 100 A, con fusibles de 80 Amp.

- b) Aisladores, Barras y Conectores, Accesorios para las Celdas:

Aisladores: Serán de forma cónica, de porcelana, con armadura y planos de fijación inferior, con bornes metálicos concéntricos, para soportar barras de cobre para una tensión de 20 kV y 1,500 kg. de esfuerzo en la punta.

- Barra y Conectores: Serán de cobre electrolítico, de 99.9% de conductividad.

Equipos en Celda para Transformador Trifásico 160 KVA,
13.8/0.230, 60 CPS

- a) Esta celda para el transformador estará equipada por:
3 Bases portafusibles de 20 kV, 100 Amp, con fusible 16 Amp.

- b) Aisladores, Barras y Conectores, Accesorios para las Celdas:

- Aisladores: Serán de forma cónica, de porcelana, con armadura y planos de fijación inferior, con bornes metálicos concéntricos, para soportar barras redondas de cobre de 12 mm, para una tensión de 20 kV y 1,500 kg de esfuerzo en la punta.

- Barra y Conectores: Serán de cobre electrolítico, de 99.9% de conductividad; las uniones entre barras y derivaciones a los equipos deberán utilizarse utilizando bornes concéntricos y derivaciones "T", especiales para este tipo de montaje.

5.2.3 Transformadores de Potencia

En la S.E. N°1 se tendrá los siguientes transformadores de potencia:

- a) 1 Transformador de las siguientes características:
El transformador será trifásico, para montaje interior con tanque conservador de aceite, indicador de nivel de aceite, taps de regulación de tensión nominal en el primario de $\pm 5\%$, $\pm 2.5\%$, de acceso exterior, de las siguientes características generales:

Potencia nominal continua	: 800 KVA
- Tensión en el primario	: 13,800 V $\pm 2.5\%$ $\pm 5\%$
- Tensión en el secundario	: 460 V
- Frecuencia	: 60 CPS
Conexión en el primario	: Estrella
Conexión en el secundario	: Estrella con neutro accesible
Grupo de conexión	: Y y NO
Altura de trabajo	: hasta 1000 m.s.n.m.
- Fabricación según normas	: ITINTEC 370.002
- Accesorios estándar	

El fabricante deberá suministrar los siguientes datos adicionales:

- Tensión de cortacircuito
- Pérdidas en el fierro a 75 grados centígrados
- Pérdidas en el cobre a 75 grados centígrados

Sobrecargas permisibles y tiempo de duración de las mismas

Protocolo de pruebas efectuadas

b) 1 Transformador de las siguientes características:

Este transformador trifásico será:

- Potencia nominal : 160 KVA
- Tensión en el Primario : 13,800 V, $\pm 2.5\%$
 $\pm 5\%$

Tensión en el Secundario : 230 V

De las mismas características del anterior transformador descrito en 5.00 - a, serán los accesorios.

5.2.4 Equipos de Maniobra

Comprende los elementos necesarios para la puesta en servicio de cada Sub-estación y están constituidos por:

- 1 Pinza para extracción de cartuchos fusibles con aislamiento de 20 kV de tensión nominal.
- 1 Banco de maniobra con aisladores de 20 kV de tensión nominal
- 1 Par de guantes de goma con aislamiento para 20 kV, de tensión nominal
- 1 Pértiga de maniobra con aislamiento de 20 kV de tensión nominal
- 1 Balde con arena, cables y accesorios para descarga a tierra de masa, para mantenimiento.

- 1. Placa de señalización "Alta Tensión", "Peligro de Muerte" en el frente de cada celda.

5.2.5 Conexión lado de Baja Tensión de Transformador Trifásico de 800 KVA - 13.8/0.460 kV, a Tablero General de Fuerza

Los bushing de baja tensión irán cubiertos con un blindaje metálico estructurado en ángulos, con tapas removibles, de manera tal que la conexión entre los bushings y la entrada al interruptor general del tablero general de fuerza (460 V) se pueda realizar con platinas de cobre de 60 x 10 mm y todo el conjunto queda protegido por el blindaje. Estas barras deberán soportar una corriente de 1200 A en forma continua y una corriente de cortocircuito de 30 KA.

5.2.6 Conexión lado de Baja Tensión de Transformador Trifásico de 160 KVA - 13.8/0.230 kV, 60 CPS, 230 V, a Tablero General de Alumbrado

La conexión entre el lado de baja tensión del transformador y el tablero general de baja tensión de alumbrado se realizará con 2 cables de $3 \times 70 \text{ mm}^2$ del tipo NYY - 1 kV. Estos cables deberán soportar una corriente de 500 Amp. en forma continua y una corriente de corto - circuito de 30 KA.

5.2.7 Transformadores de Potencia Trifásicos

En la S.E. N°2 se tendrá los siguientes transformadores de potencia, fabricados bajo normas ITINTEC 370.002.

- a) Dos transformadores de las especificaciones hechas en 5.00 - a del Capítulo II, de 800 KVA, 13.8/460kV
- b) Un transformador de las especificaciones hechas en el Capítulo II, de 160 KVA, 13.8/.460. kV.

5.3 Tablero General de Fuerza y Tablero General de Alumbrado en la S.E. N°1

Se tendrá los siguientes tableros generales.

- a) Tablero general de fuerza (460 V), denominado TG-1.
- b) Tablero general de alumbrado (230 V), denominado TG-A1.

5.3.1 Especificación del Tablero General de Fuerza 460 V (TG-1)

El tablero general de fuerza (460 V) será del tipo autosoportado, construido con estructura en ángulo de fierro de 1 1/2" x 1 1/2" x 1/8" y con tapas de planchas de fierro galvanizado de 2 mm de espesor, formando un sistema sellado a prueba de polvo y humedad, constituido por paneles de acuerdo a las dimensiones indicadas en el plano respectivo, en donde estarán ubicados los interruptores automáticos del tipo termomagnético, con protección contra sobrecargas y cortocircuitos y el equipo de medición indicado en el plano IE-03.

El tablero deberá ser pintado con dos manos de pintura anticorrosiva de aceite, dos de base gris a la piroxilina y dos de acabado de color gris semimate.

a) Tablero General de Fuerza, denominado TG-1, para un sistema de 460 V, 3 fases, 60 C/S; tendrá los siguientes equipos:

- 1 Interruptor general de 3 x 1200 Amp. de unidad.
- 3 Transformadores de corriente de relación de 1200/5 Amp, clase 0.5, de 20 VA.
- 1 Medidor de energía reactiva KVAR-hr, 5 Amp, 460V, trifásico, 60 CPS
- 1 Medidor de energía activa KV-hr, 5 Amp, 460 V, trifásico, 60 CPS
- 1 Cosfímetro de: 0.5 ind. - 1 - 0.5 capac., 5 Amp, 460 V, 60 CPS, trifásico
- 1 Amperímetro de escala 0-1200 Amp, conmutador amperimétrico, para lectura en las tres fases.
- 1 Voltímetro de escala 0-500 V, conmutador voltímétrico, para lectura en las tres fases.
- 3 Fusibles Dz de 6 Amp, para protección en el circuito de potencial de instrumentos
- 2 Interruptores de 3 x 800 Amp
- 2 Interruptores de 3 x 400 Amp
- 2 Interruptores de 3 x 300 Amp
- 1 Interruptor de 3 x 250 Amp.
- 1 Interruptor de 3 x 150 Amp.
- 1 Interruptor de 3 x 50 Amp.

Los instrumentos de medición serán de clase 1, de dimensiones 144 x 144 mm de lado.

Todos los interruptores de este TG-1, deben tener una capacidad de ruptura mínima de 30 KA.

5.3.2 Especificación del Tablero General de Alumbrado (230 V), TG A-1

El Tablero General de alumbrado sera del tipo autosoportado, constituido por ángulos de fierro de 1 1/2" x 1 1/2" x 1/8" planchas dobladas de 2 mm. Totalmente cerradas, constituido por paneles en donde estarán ubicados los interruptores automáticos termomagnéticos.

El tablero deberá ser pintado con dos manos de pintura anticorrosiva de aceite, dos de base gris a la piroxilina y dos de acabado color gris semimate.

Los interruptores serán automáticos del tipo termomagnético, y sus capacidades están indicadas en el esquema eléctrico IE-02.

a) Tablero General de alumbrado denominado TG-A.1. Para un sistema de 230 V, 3f, 60 c/s, tendrá los siguientes equipos:

1 de 3 x 400 Interruptor General

3 de 3 x 150

1 de 3 x 60

2 de 3 x 60 Reserva

5.3.3 Tablero General de Fuerza y Tablero General de Alumbrado en S.E. N°2

En la S.E. N°2 se tendrá los siguientes tableros generales:

- a) Tablero General de Fuerza (460 V), denominado TG-2
- b) Tablero General de Alumbrado (230 V), denominado TGA2.

5.3.3.1 Tablero de Fuerza (TG-2)

- a) Tablero General de Fuerza denominado TG-2, para un sistema de 460 V, 3 fases, 60 C/S, tendrá los siguientes equipos:

- 2 Interruptores generales de 3 x 1,200 Amp.
- 6 Transformadores de corriente de relación 1200/5 Amp., clase 0.5, de 20 VA
- 2 Medidores de Energía Activa KW-h, 5 Amperios, 460 V, 60 CPS, trifásico.
- 2 Medidores de Energía Reactiva KVAR-hr, 5 Amp, 460 V, 60 CPS, trifásico
- 2 Cosfímetro de 0.5 ind. - 1 -0.5, capac. 5 Amp, 460 V, 60 CPS, trifásico
- 2 Amperímetros de escala 0-1200 Amp, con selector amperimétrico para cada instrumento, para lectura en las tres fases
- 2 Voltímetros de escala 0-500 V, con selector voltimétrico para cada instrumento, para lectura en las tres fases

6 Fusibles DZ de 6 Amp. para protección en el circuito de potencial de instrumentos

3 Interruptores de 3x800 Amp

7 Interruptores de 3x400 Amp

4 Interruptores de 3x300 Amp

Los instrumentos de medición serán de clase 1, de dimensiones mínimas 144 x 144 mm de lado

Los interruptores de este TG-2, deben tener una capacidad de ruptura mínima de 30 KA.

b) El Tablero General de Alumbrado denominado TG-A2, para un sistema de 230 V, 3 fases, 60 c/s, tendrá los siguientes equipos:

1 de 3x400 Amp (I.G)

1 de 3x200 Amp

1 de 3x150 Amp

1 de 3x100 Amp

1 de 3x40 Amp

1 de 3x60 Amp Reserva

5.4 Bancos de Condensadores en la S.E. N°1 y N°2

Se tendrá dos Bancos Condensadores para la compensación del factor de potencia, de 372 KVAR, trifásicos, 460 Voltios, 60 Hz, equipada con una unidad de control automático de compensación del factor de potencia, similar al CLDA de ASEA, número de capacitores 6, unidad CLD5, cada capacitor de 62 KVAR, trifásicos, 460 voltios,

60 Hz, equipado con fusibles de 125 Amperes.

5.5 Instalación de Tableros de Fuerza, de Control y de Alumbrado

5.5.1 Generalidades

Los tableros de fuerza de control y de alumbrado serán alimentados desde los tableros generales de fuerza y alumbrado respectivamente ubicados dentro de cada una de las sub-estaciones existentes según sea el caso.

Estos tableros de fuerza de control y de alumbrado están ubicados en lugares cercanos a las cargas que alimentarán. (Ver planos respectivos).

5.5.2 Equipos en los Tableros de Fuerza (460 V)

Los interruptores en los tableros de fuerza serán automáticos del tipo termomagnético; para un sistema de: 460 V, 60 CPS, trifásico

Tablero de Fuerza TF-1

(I.G.) 1 de 3x400 Amp
 4 de 3x150 Amp
 2 de 3x100 Amp
 1 de 3x100 Amp Reserva

Tablero de Fuerza TF-2

(I.G.) 1 de 3x800 Amp
 2 de 3x300 Amp
 1 de 3x150 Amp

1 de 3x100 Amp

1 de 3x50 Amp

1 de 3x150 Amp Reserva

Los tableros de control serán del tipo auto-soportado constituido por una estructura en ángulos de fierro de 1 1/2" x 1 1/2" x 1/8" y planchas dobladas de 2 mm de espesor, totalmente cerradas, conteniendo una o más estructuras verticales para montaje uniforme del interruptor de llegada al tablero de control y/o de las unidades arrancadores. Estas unidades serán de un tamaño que depende de la potencia de los motores que controlan. Los tableros de control deberán ser pintados con dos manos de pintura anticorrosiva de aceite, dos de color gris a la piroxilina y dos de acabado color gris semimate. (ver planos IE-13, IE-14).

5.5.3 Dimensión de los Arrancadores-Combinados que se ubicarán en los Tableros de Control, de acuerdo a la potencia del motor al cual controlan

Para un sistema: de: 460 V, 60 CPS y arranque a plena tensión, trifásico.

Rango de Potencia del Motor	Número de Tamaño del Arrancador-Combinado
Hasta 10 HP	Tamaño 1
Hasta 25 HP	Tamaño 2
Hasta 50 HP	Tamaño 3
Hasta 100 HP	Tamaño 4
Hasta 200 HP	Tamaño 6

Dimensiones de los Arrancadores-Combinados para Tamaños

1 y 2

Ancho : 16"
Profundidad: 15"
Altura : 12"

Dimensiones de los Arrancadores-Combinados para Tamaño 3

Ancho : 16"
Profundidad: 15"
Altura : 24"

Dimensiones de los Arrancadores-Combinados para Tamaño 4

Ancho : 16"
Profundidad: 15"
Altura : 36"

Tipo de los Elementos Térmicos de Sobrecargas ubicados
en los Arrancadores Combinados

El tipo de térmico se adopta de acuerdo a la:

Corriente nominal del motor, se debe tomar un valor
máximo del térmico a usar de: 1.25 ln.

Número de Tamaño del Arrancador-Combinado	Tipo de Térmico
Tamaño 1	Desde FH - 22 hasta FH - 41
Tamaño 2	Desde FH - 45 hasta FH - 53
Tamaño 3	Desde FH - 56 hasta FH - 83
Tamaño 4	Desde FH - 86 hasta FH - 88

5.5.4 Especificación de Tableros de Alumbrado
(230 V)

Los Tableros TA-1.1, TA-1.2, TA-2.1 y TA-2.2 serán del tipo autosoportado, idem a las especificaciones de los tableros generales, para un sistema trifásico, 230 V, 60 CPS.

Los tableros TA-1.3, TA-1.4, TA-2.3 y TA-2.4 serán de tipo mural (sobreponer), fabricados en planchas de acero galvanizado de 2 mm de espesor. Los tableros serán pintados con dos manos de pintura anticorrosiva de aceite, dos de base gris a la piroxilina y dos de acabado gris semimate.

Los interruptores en los tableros de alumbrado serán automáticos del tipo termomagnético, para un sistema de: 230 V, 60 CPS., trifásico.

Tablero de Alumbrado TA-1.1

(I.G.) 1 de 3 x 150 Amp
 2 de 3 x 100 Amp
 2 de 3 x 60 Amp
 1 de 3 x 50 Amp
 1 de 3 x 30 Amp
 11 de 3 x 20 Amp
 1 de 3 x 30 Amp Reserva
 4 de 3 x 20 Amp Reserva

Además, estarán equipados con los siguientes contac
tores para ser accionados por pulsadores de arranque
parada o interruptor horario. Ver plano IE-20; estos
contactores serán para un sistema trifásico 230 V, 60 CPS,

bobina 110 V 1 Contactor de 3x100 Amp
 1 Contactor de 3x 60 Amp
 1 Contactor de 3x 50 Amp

Tablero de Alumbrado TA-1.2

(I.G.) 1 de 3x150 Amp
 3 de 3x100 Amp
 1 de 3x 60 Amp
 1 de 3x 30 Amp
 14 de 3x 20 Amp
 1 de 3x 30 Amp Reserva
 4 de 3x 20 Amp Reserva

Además, tendrá equipados los siguientes contactores
para ser accionados por pulsadores de arranque-parada.

(Ver palno IE-20).

Estos contactores será trifásico 230 V, 60 CPS

2 Contactores de 3x100 Amp cada uno.

Tablero de Alumbrado TA-2.1

(I.G.) 1 de 3x150 Amp
 2 de 3x100 Amp
 2 de 3 x 60 Amp
 2 de 3x 30 Amp
 8 de 3 x 20 Amp
 1 de 3 x 30 Amp Reserva
 2 de 3 x 20 Amp Reserva

Además, tendrá equipados los siguientes contactores para ser accionados por pulsadores de arranque-parada o interruptor horario. (Ver plano IE-20).

Estos contactores será trifásico 230 V, 60 CPS, bobina 110 V

1 Contactor de 3x100 Amp
1 Contactor de 3 x 60 Amp

Tablero de Alumbrado TA-2.2

(I.G.) 1 de 3x200 Amp
 1 de 3x150 Amp
 1 de 3x100 Amp
 1 de 3 x 60 Amp
 1 de 3 x 50 Amp
 2 de 3 x 30 Amp
 15 de 3 x 20 Amp

1 de 3 x 30 Amp Reserva

4 de 3 x 20 Amp Reserva

Además, tendrá equipados los siguientes contactores para ser accionados por pulsadores de arranque-parada o interruptor horario. (Ver plano IE-20)

Estos contactores serán trifásico 230 V, 60 CPS

1 Contactor de 3 x 150 Amp

1 Contactor de 3 x 50 Amp

Tablero de Alumbrado TA-1.3

Estará equipado con los siguientes interruptores automáticos termomagnéticos:

1 de 3 x 100 Amp

2 de 3 x 60 Amp

1 de 3 x 30 Amp

2 de 3 x 30 Amp Reserva

Tablero de Alumbrado TA-1.4

(I.G.) 1 de 3 x 60 Amp

1 de 3 x 40 Amp

1 de 3 x 20 Amp

1 de 2 x 20 Amp

2 de 2 x 20 Amp Reserva

Tablero de Alumbrado TA-2.3

(I.G.) 1 de 3x100 Amp

4 de 3 x 40 Amp

2 de 2 x 20 Amp

2 de 3 x 20 Amp

Tablero de Alumbrado TA-2.4

(I.G.) 1 de 3 x 40 Amp

1 de 3 x 20 Amp

3 de 3 x 20 Amp

2 de 2 x 20 Amp Reserva

Además, tendrá equipado 1 contactor para ser accionado por pulsadores de arranque-parada. Este contactor será trifásico 230 V, 60 CPS.

1 Contactor de 3 x 20 Amp

5.5.5 Capacidad de Interrupción de la Corriente de Cortocircuito Simétrica (RMS) para Interruptores de:

Interruptores .. 460 V, 60 CPS, trifásico

<u>Capacidad en Amp.</u>	<u>Capacidad de Interrupción en Amp.</u>
15 - 100 Amp.	14,000 Amp
125 - 225 Amp.	22,000 Amp
250 - 1200 Amp	30,000 Amp

Interruptores . . 230 V, 60 CPS, trifásico

<u>Capacidad en Amp.</u>	<u>Capacidad de Interrupción en Amp.</u>
15 - 100 Amp	18,000 Amp
125 - 225 Amp	22,000 Amp
250 - 400 Amp	22,000 Amp

5.6 Especificaciones Generales de las Instalaciones Eléctricas Interiores y Exteriores

5.6.1 Generalidades

Las instalaciones interiores en la planta se realizarán utilizando canaletas para llevar los cables tipo NYY de 1 kV de tensión nominal, que se usan para alimentar a los tableros de fuerza y de alumbrado de las respectivas subestaciones N°1 y N°2, así como también para alimentar los tableros de control desde su tablero de fuerza, este cable NYY de 1 kV de tensión nominal se usa para llevar corriente a los diferentes circuitos de los motores como a su sistema de control. Para bajar los cables de la canaleta para alimentar a los motores se usarán tuberías de fierro galvanizado de medida indicadas en los planos respectivos. Para la llegada y salida de los cables a los tableros de fuerza y alumbrado, así como a los tableros de control se usarán tubería PVC-SAP pesada de 2" ϕ , según se indica en planos respectivos.

Para la alimentación a los circuitos de alumbrado se utilizan conductores TW en AWG, usando tubería PVC-SAP pesada; además se usarán para unir las tuberías un sistema de cajas de paso que estarán ubicados en los tijerales. Las medidas de estas cajas y el calibre de tuberías y conductores se encuentra indicado en los planos respectivos.

Para las instalaciones exteriores se usarán conductores TW en AWG en tubería PVC-SAP pesada; además se usará también cables del tipo NYY el cual irá enterrado en el piso protegido por una hilera de ladrillos y/o en ductos según se requiere. (Ver plano IE-35).

5.6.2 Instalaciones Interiores en la Planta

Canaletas

Los alimentadores desde los tableros generales ubicados en las S.E. N°1 y N°2, a los tableros de fuerza, de control y de alumbrado, así como los alimentadores a los motores y su respectivo pulsador de arranque parada desde los tableros de control, estos serán distribuidos sobre una red de canaletas ubicada en los tijerales.

Se tendrán 3 tipos de canaletas:

a) Tipo "A"

En ángulo de fierro de 1 1/2" x 1 1/2" x 1/8" y ángulo de fierro 1" x 1" x 1/8", cada 0.20 m y de dimensiones de 1.20 x 0.20 m.

b) Tipo "B"

En ángulo de fierro de 1 1/2" x 1 1/2" x 1/8" y platinas de fierro de 1" x 1/8", cada 0.20 m. y de dimensiones 0.80 x 0.20 m.

c) Tipo "C"

En ángulo de fierro de 1 1/2" x 1 1/2" x 1/8" y

platinas de fierro de 1" x 1/8", cada 0.20 m. y de dimensiones 0.60 x 0.20 m. (Ver plano IE-08 y IE-19).

La bajada de los dos cables de la canaleta a los tableros de fuerza y alumbrado y a los tableros de control se deberá hacer en tuberías PVC-SAP de 2"Ø. (Ver plano IE-19).

La bajada de los cables de la canaleta para alimentar a los diferentes motores y su respectivo pulsador de arranque-parada se deberá hacer en tubería de fierro galvanizado de diámetro indicado en planos respectivos.

Cajas

Todas las salidas para derivaciones o empalmes de la instalación se harán en cajas metálicas de fierro galvanizado pesado.

Las cajas para derivaciones (tomacorrientes, centros, etc.) serán de fierro galvanizado, de los tipos apropiados para cada salida del tipo pesado americano.

Las cajas de empalmes o de paso hasta donde lleguen las tuberías, hasta un máximo de 1" Ø; serán del tipo normal octogonal de 4", cuadrada de 4" x 4" y cuadrada de 5" x 5".

Las cajas de empalmes o de paso hasta donde lleguen tuberías de 1 1/4" Ø, o más, serán fabricadas es

pecialmente de planchas de fierro galvanizado. Las medidas de estas cajas de empalmes de paso se indican en los planos respectivos.

Las cajas telefónicas e intercomunicadores serán del tipo "D" y/o tipo "C" de medidas estándar, según dimensiones para su ubicación, ver planos respectivos.

Tuberías

- a) Las tuberías que llevarán los conductores para el alumbrado en la planta serán de PVC-SAP pesado, norma ITINTEC 399.006.
- b) Las tuberías para el sistema de teléfonos e intercomunicadores en la planta serán de PVC-SAP pesado, norma ITINTEC 399.006.
- c) Las tuberías que llevarán los alimentadores a los tomacorrientes en la planta, a los motores y a su respectivo pulsador de arranque parada serán de fierro galvanizado.
- d) El sistema de conducto debe reunir los siguientes requisitos:
 - Deberán formar un sistema unido mecánicamente de caja a caja o de accesorio a accesorio, estableciendo una adecuada continuidad en la red de conductores.
 - Los conductores deberán estar enteramente libres de contacto con otras tuberías de instalaciones

no se permitirán su instalación a menos de 15 cm. de distancia de tuberías de agua caliente o vapor.

- No son permitibles más de 2 curvas de 10" entre caja y caja.

Las tuberías deberán unirse en las cajas con conectores de fábrica.

- e) Para el diámetro de las tuberías, ver planos respectivos.

Conductores

- a) Los alimentadores para el sistema de alumbrado y tomacorrientes en la planta, deberán ser de cobre con una conductividad del 100% del cobre recocido patrón: IACS, con forro de material termoplástico, tipo TW en calibre de AWG, formación concéntrica clase B, para una temperatura de trabajo de 60°C, norma fabricación del cobre ASTM-B3.
- b) Los sistemas de alambrado en general deberán satisfacer los siguientes requisitos básicos:

Antes de proceder al alambrado, se limpiarán y secarán los tubos y se barnizarán las cajas.

Para facilitar el paso de los conductores, se emplearán talco o estearina, no debiéndose usar grasas o aceites.

Los conductores serán continuos de caja a caja, no permitiéndose empalmes que queden dentro de las tuberías.

Los empalmes de los conductores de todas las líneas a ejecutar en las cajas para alimentación entre tableros, se harán soldados o con grampas o con terminales de cobre, protegiéndose y aislándose debidamente.

- c) Para la sección de los conductores, ver planos respectivos.

Cables

Para alimentar los tableros de fuerza, tableros de control y los tableros de alumbrado a excepción de los tableros TA-1.4 y TA-2.4 (sus alimentadores serán conductores del tipo TW-AWG), se usarán cables del tipo NYY-1kV, de acuerdo a las normas CEI 20-14 para el aislamiento y ASTM-B3 y B8 para los conductores.

Para alimentar a los motores y a los controles (pulsadores de arranque-parada), se usará también este tipo de cable NYY-1kV, de secciones de acuerdo a planos respectivos IE-15, IE-16, IE-17 e IE-18.

5.6.3 Recorrido de Alimentadores

- a) Para motores y sistemas de control

Los alimentadores suben desde los tableros de control a la canaleta en tuberías de 2" \varnothing PVC-SAP y por la canaleta van hacia un lugar próximo de la ubicación del motor, aquí bajan de la canaleta hacia el motor en tubería de fierro galvanizado, se-

gún se muestra en planos respectivos, IE-15, IE-16, IE-17 e IE-18.

b) Para Circuitos de Alumbrado y Tomacorrientes

Los alimentadores suben desde los tableros de alumbrado, ubicados en la planta a una caja de paso en tuberías de PVC-SAP de diámetro según se muestra en los planos respectivos: IE-21, IE-22, IE-23, IE-24 e IE-25.

Esta caja de paso irá ubicada en tijerales y serán en plancha de fierro de 1/16" de espesor y de dimensiones indicadas en los planos IE-21, IE-22, IE-23, IE-24 e IE-25; y de aquí, por medio de un sistema de cajas y tubería, se llega a alimentar a los artefactos de iluminación y tomacorriente.

5.6.4 Especificación de Interruptores, Tomacorrientes y Placas

Se instalarán los interruptores y tomacorrientes que se indican en los planos, que serán del tipo para empotrar, con placas de aluminio anodizado.

Las placas para salida telefónica serán con perforación central, de aluminio anodizado.

Los tomacorrientes serán del tipo doble (Duplex) universal.

- Interruptores unipolares hasta para 3 salidas: 10 Amp
- Interruptores bipolares 20 Amp
- Interruptores de 3 vías 20 Amp

Tomacorrientes dobles o simples 15 Amp.

Tomacorrientes especiales de acuerdo a lo indicado en los planos.

5.7 Artefactos

Los artefactos de alumbrado se hallan indicados en el plano IE-36.

Los artefactos fluorescentes a ser ubicados en la sala de producción, en general serán del tipo pantalla industrial para dos tubos fluorescentes de 73 W, arranque rápido, alto factor de potencia, luz clara, formando hileras; cada artefacto es soportado en tijerales por dos bastidores de tubo de fierro galvanizado pesado de 1/2" ϕ .

Los artefactos de luz de mercurio, ubicados en las áreas de producción y depósitos, en general, serán del tipo MER-140, con luminaria de 250 W, con equipo completo, soportados en tijerales.

Estos dos tipos de artefactos son los más usados y los artefactos especiales se hallan indicados en los planos respectivos.

5.8 Alumbrado Exterior

Los postes serán de concreto armado centrifugado de 11 m de alto, de acuerdo a las dimensiones y detalles indicados en plano IE-35, fabricado según norma ITINTEC 339.028.

Los pastorales serán de concreto, del tipo parabó-

lico, para los postes de concreto.

Para los braquetes, serán similares, pero de fierro galvanizado de 1 1/2" ϕ .

Las luminarias serán de tipo similar a las siguientes:

Tipo BIH-100 de Josfel con lámparas de 400 W de luz de Mercurio.

Tipo NV - 60 de Phillips con lámparas de 2000 W con cruceta de fierro ángulo de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" y abrazadera de platina de fierro de 1/16".

(Ver plano IE-36).

Los cables para alumbrado exterior serán instalados en forma subterránea, según indicación en el punto 1.1 (Ver plano IE-35).

Se colocarán en zanja de 0.50 m de ancho x 0.80 m de profundidad, sobre tierra cernida y protegido con la drillo y/o en un sistema de ductos y buzones.

La acometida a los postes de alumbrado hasta el cortacircuito será con cables del tipo NYY de secciones indicadas en plano IE-35.

Desde el cortacircuito a la luminaria se utilizará cable extra flexible de calibre 2 #14 AWG.

Se utilizará conductores con aislamiento del tipo TW - AWG de 100% de conductividad en tubería PVC-SAP pe

sada, desde cada sub-tablero de alumbrado (T.A. 1-1 y T.A. 2-1) hasta una ubicación en los tijerales en los cimientos de la planta, desde donde bajará y continuará en cable de NYY de 1 kV enterrado en el piso en cable NYY y/o en ductos, para las derivaciones se emplearán empalmes iguales o similares a los fabricados por servi cables de las secciones adecuadas.

El calibre del conductor TW en AWG y de la tubería PVC-SAP pesada a utilizar se encuentra indicado en el plano IE-35.

5.9 Sistema de Ductos y Cruzadas

Los ductos serán de concreto de 1.00 m de longitud, de dos vías del tipo telefónico, niveladas a una profundidad de 0.60 m, sobre un solado de concreto de 2" de espesor. La unión de los ductos se efectuará con mortero. Los detalles de recorrido se encuentran en el plano IE-35.

Las cruzadas en las pistas de tránsito de vehículos, se efectuarán con ductos de concreto de dos vías del tipo telefónico, sobre solado de concreto de 2" de espesor, una hilera por cada cable y agregando ductos de reserva de la siguiente manera:

- 1 ducto en cruzada hasta de 3 cables

2 ductos en cruzadas de hasta 4 á 6 cables, etc.

5.10 Sistema de Puesta a Tierra

5.10.1 Generalidades

El sistema de puesta a tierra de la planta se ha realizado de tal manera que:

- Fijar el nivel de potencial de todas las masas respecto al suelo.
- Proteger los equipos y maquinarias contra sobretensiones.

Asegurar que el personal esté protegido y con todas las probabilidades de salvarse de los peligros de la corriente eléctrica.

5.10.2 Tomas y Líneas de Tierra

Comprende 2 sistemas, uno para alta tensión y otro para baja tensión, constituidos por colectores y dispersores de cobre con sus correspondientes pozos de tierra, tal como se indica en plano IE-07.

CAPITULO VI
METRADO Y PRESUPUESTO

6.1 Generalidades

Dentro de cada precio unitario se ha incluido el costo de los materiales, mano de obra, equipos y herramientas, embalaje, transporte, seguros, instrumentos de pruebas, etc.; y todo aquello que el Contratista considere necesario para la correcta ejecución de los trabajos.

Asimismo, dentro de cada precio unitario el contratista deberá incluir el porcentaje correspondiente por Dirección Técnica, Gastos Generales, timbres y utilidad.

El Contratista mantendrá en forma permanente al punto de los trabajos a un Ingeniero Mecánico-Electricista, quién tendrá plenos poderes para representar y actuar por él durante la ejecución de los trabajos; de modo que pueda atender y recibir indicaciones, sugerencias o cualquier gestión del Propietario o de su representante autorizado.

6.2 Listado de Precios

A continuación se detallan los listados de precios estimados al mes de Oct.79, siendo el presupuesto a "SUMA ALZADA".

PARTIDA	DESCRIPCIÓN	UNID.	METRADO	COSTO UNITARIO	TOTALES
1.00	<u>Acometida Eléctrica</u>				
	Excavación	mt ³	232	0.14	32.48
	Relleno y Compactación	mt ³	207	0.12	24.84
	Buzones (según detalle)	c/u	10	58.48	584.80
	Solado de Concreto de 4"	mt ³	18	0.88	15.84
	Cable 3x70 mm ² NKY	m	330	11.42	3768.60
	Ducto de Concreto 4 vías	c/u	122	1.17	142.74
	Ducto de Concreto de 2 vías	c/u	177	1.12	<u>198.24</u>
					4767.54
2.00	<u>Subestaciones</u>				
	Subestación N°1 (según plano)	c/u	1	10768.46	10768.46
	Subestación N°2 (según plano)	c/u	1	17231.32	<u>17231.32</u>
					27999.78
3.00	<u>Tableros de Electricidad</u>				
	TG-1 (Autosoportado)	c/u	1	2491.82	2491.82
	TG-2 (Autosoportado)	c/u	1	2537.76	2537.76
	TG-A-1 (Autosoportado)	c/u	1	683.32	683.32
	TG-A-2 (Autosoportado)	c/u	1	595.27	595.27
	TF-1 (Autosoportado)	c/u	1	1392.24	1392.24
	TF-2 (Autosoportado)	c/u	1	2042.02	2042.02
	TF-3 (Autosoportado)	c/u	1	1191.52	1191.52
	TF-4 (Autosoportado)	c/u	1	1318.51	1318.51
	TF-5 (Autosoportado)	c/u	1	757.29	757.29
	TF-6 (Autosoportado)	c/u	1	302.47	302.47
	TF-7 (Autosoportado)	c/u	1	1058.65	1058.65
	TF-1A (Autosoportado)	c/u	1	957.85	957.85
	TF-1B (Autosoportado)	c/u	1	957.85	957.85
	TF-1C (Autosoportado)	c/u	1	822.03	822.03
	TF-1D (Autosoportado)	c/u	1	1058.09	1058.09
	TF-1E (Autosoportado)	c/u	1	857.03	857.03
	TF-1F (Autosoportado)	c/u	1	421.63	421.63
	TF-2A (Autosoportado)	c/u	1	1191.84	1191.84

PARTIDA	DESCRIPCION	UNID.	METRADO	COSTO UNITARIO	TOTALES
TF-2B	(Autosoportado)	c/u	1	1159.00	1159.00
TF-2C	(Autosoportado)	c/u	1	604.95	604.95
TF-2D	(Autosoportado)	c/u	1	403.15	403.15
TF-2E	(Autosoportado)	c/u	1	666.63	666.63
T.- Sala Bombas	(Autosopor tado)	c/u	1	2171.99	2171.99
T - Equipo de Frío	(Auto- soportado)	c/u	1	Por el propietario	
T - Laboratorio	(Autosopor tado)	c/u	1	Por el propietario	
TA-1.1	(Adosado)	c/u	1	120.29	120.29
TA-1.2	(Adosado)	c/u	1	120.29	120.29
TA-1.3A	(Adosado)	c/u	1	55.14	55.14
TA-1.3B	(Adosado)	c/u	1	61.82	61.82
TA-1.3C	(Adosado)	c/u	1	30.41	30.41
TA-1.3	(Adosado)	c/u	1	109.13	109.13
TA-1.4	(Adosado)	c/u	1	59.75	59.75
TA-2.1A	(Adosado)	c/u	1	30.41	30.41
TA-2.1	(Adosado)	c/u	1	120.06	120.06
TA-2.2A	(Adosado)	c/u	1	30.07	30.07
TA-2.2	(Adosado)	c/u	1	115.28	115.28
TA-2.3	(Adosado)	c/u	1	71.84	71.84
TA-2.4	(Adosado)	c/u	1	58.68	58.68
					<u>26626.08</u>

4.00

Alimentadores a Tableros

Generales y de Distribución

3x120 mm ²	NYN - 1 kV	ml	308	10.81	3329.48
3x70 mm ²	NYN - 1 kV	ml	1000	7.04	7040.00
3x35 mm ²	NYN - 1 kV	ml	270	3.84	1036.80
3x6 mm ²	NYN - 1 kV	ml	90	1.00	90.00
4x16 mm ²	NYN - 1 kV	ml	295	11.47	3383.65
4x10 mm ²	NYN - 1 kV	ml	60	9.18	550.80
#1/0 - THW-AWG		ml	5	2.28	11.40
# 6 - THW-AWG		ml	35	0.55	19.25
# 8 - THW-AWG		ml	175	0.41	71.75

PARTIDA	DESCRIPCION	UNID.	METRADO	COSTO UNITARIO	TOTALES
	# 10 THW-AWG	mI	435	0.27	<u>117.45</u>
					15650.58
5.00	<u>Alimentadores a Motores con</u> <u>Cable NYY - 1 kV, de:</u>				
	4 x 2.5 mm ²	mI	8005	0.69	5523.45
	4 x 6 mm ²	mI	1050	1.39	1459.50
	4 x 10 mm ²	mI	190	9.18	1744.20
	4 x 16 mm ²	mI	60	11.47	688.20
	# 6 THW	mI	240	0.55	132.00
	# 12 THW	mI	60	0.14	8.40
	# 14 THW	mI	120	0.11	13.20
	# 8 THW	mI	120	0.30	<u>36.00</u>
					9604.95
6.00	<u>Cables de Control a Motores</u> <u>NYY - 1 kV de:</u>				
	3 x 2.5 mm ²	mI	9300	0.55	<u>5115.00</u>
					5115.00
7.00	<u>Salida de Fuerzas</u>				
	de 0.0 á 1 HP	c/u	46	11.46	527.16
	de 1.1 HP á 2 HP	c/u	10	11.46	114.60
	de 2.1 HP á 3 H.P	c/u	48	11.46	550.08
	de 3.1 HP á 4 HP	c/u	8	12.65	101.20
	de 4.1 HP á 5 HP	c/u	41	12.65	518.65
	de 5.1 HP á 10 HP	c/u	34	14.54	494.36
	de 10.1 HP á 15 HP	c/u	6	17.24	103.44
	de 15.1 HP á 20 HP	c/u	9	19.65	176.85
	de 20.1 HP á 25 HP	c/u	6	19.65	117.90
	de 25.1 HP á 30 HP	c/u	3	22.10	66.30
	de 30.1 HP á 35 HP	c/u	1	22.10	22.10
	de 35.1 HP á 40 HP	c/u	2	24.58	49.16
	de 40.1 HP á 45 HP	c/u	1	32.25	32.25
	de 45.1 HP á 50 HP	c/u	3	33.61	100.83
	de 50.1 HP á 55 HP	c/u	-	-	-

PARTIDA	DESCRIPCION	UNID.	METRADO	COSTO UNITARIO	TOTALES
	de 55.1 HP á 60 HP	c/u	3	38.79	116.37
	de 60 HP á 70 HP	c/u	1	45.11	<u>45.11</u>
					3136.36
8.00	<u>Distribución de Alumbrado y Fuerza</u>				
	- Centros de luz	c/u	880	2.76	2428.80
	- Tomacorriente bipolar do- ble	c/u	75	3.17	237.75
	- Tomacorriente con tierra	c/u	23	4.76	109.48
	- Tomacorriente a prueba de agua	c/u	10	5.18	51.80
	- Tomacorriente trifásico	c/u	24	6.53	<u>156.72</u>
					2984.55
9.00	<u>Cajas de Pase de Fe Galv.</u>				
	<u>1/16" de:</u>				
	15" x 15" x 8"	c/u	3	7.90	23.70
	15" x 15" x 6"	c/u	2	7.30	14.60
	12" x 12" x 6"	c/u	5	5.30	26.50
	10" x 10" x 6"	c/u	11	4.34	47.74
	10" x 10" x 4"	c/u	3	3.76	11.28
	8" x 8" x 4"	c/u	6	2.85	17.10
	6" x 6" x 4"	c/u	38	2.01	76.38
	4" x 4" x 2 1/8"	c/u	35	0.65	22.75
	CR de HIERALSA	c/u	12	3.01	<u>36.12</u>
					276.17
10.00	<u>Bandejas Metálicas según Planos</u>				
	Tipo A	ml	25	0.69	17.25
	Tipo B	ml	360	0.76	273.60
	Tipo C	ml	1120	0.98	<u>1097.60</u>
					1388.45

PARTIDA	DESCRIPCION	UNID.	METRADO	COSTO UNITARIO	TOTALES
11.00	<u>Sistema Telefónico</u>				
	- Salida Teléfono directo	c/u	22	2.09	45.98
	- Salida Teléfono Indirecto	c/u	12	2.09	25.08
	Tubo PVC-SAP de:				
	∅ 2"	ml	244	0.68	165.92
	∅ 1 1/2"	ml	23	0.50	11.50
	∅ 1"	ml	8	0.33	2.64
	∅ 3/4"	ml	21	0.25	5.25
	- Cajas de Derivación Telefónica: "D"	c/u	23	15.47	355.81
	"C"	c/u	1	8.39	8.39
	8" x 8" x 4"	c/u	1	2.85	2.85
	4" x 4" x 1 1/2"	c/u	1	0.65	0.65
					<u>624.37</u>
12.00	<u>Sistema de Puesta a Tierra</u>				
	- Conductores de Cobre Desnudo: # 4/0	ml	55	1.29	70.95
	# 2/0	ml	525	0.84	441.00
	# 2	ml	65	0.47	30.55
	# 4	ml	85	0.31	26.35
	# 6	ml	60	0.20	12.00
	# 8	ml	410	0.13	53.30
	# 10	ml	105	0.09	9.45
	- Pózos de Tierra	c/u	18	15.87	285.66
	- Conector de Tierra a Columna	c/u	28	0.58	16.24
	- Conector de Cable en "T"	c/u	27	0.58	15.66
					<u>961.16</u>
13.00	<u>Artefactos de Iluminación, según plano IE-36, tipo</u>				
	A-1	c/u	152	4.61	700.72
	A-2	c/u	39	6.19	241.41
	A-4	c/u	4	14.53	58.12

PARTIDA	DESCRIPCION	UNID.	METRADO	COSTO METRADO	TOTALES
	B-1	c/u	86	5.62	483.32
	D-1	c/u	126	10.13	1276.38
	D-2	c/u	369	15.39	5678.91
	E	c/u	6	12.33	73.98
	F	c/u	9	45.40	408.60
	G	c/u	350	22.98	8043.00
	H	c/u	2	1.05	2.10
	I	c/u	6	2.29	13.74
	J	c/u	8	46.79	374.32
	K	c/u	1	4.79	4.79
	L	c/u	13	2.89	37.57
	Postes de Alumbrado	c/u	6	61.01	<u>366.06</u>
					17763.02
14.00	Banco de Condensadores	c/u	3	1537.10	<u>4611.30</u>
					4611.30
15.00	Grupo Electrónico 600 KW	c/u	1	161645.90	<u>161645.90</u>
					161645.90
16.00	<u>Tuberías de PVC-SAP</u>				
	∅ 4"	ml	165	1.68	227.20
	∅ 3"	ml	591	1.28	756.48
	∅ 2 1/2"	ml	531	1.12	594.74
	∅ 2"	ml	291	0.62	180.42
	∅ 1 1/2"	ml	2250	0.45	1012.50
	∅ 1 1/4"	ml	600	0.38	228.00
	∅ 1"	ml	102	0.28	28.56
	∅ 3/4"	ml	1500	0.22	<u>330.00</u>
					3407.88
17.00	<u>Soportes y Colgadores</u>	global		166.12	<u>166.12</u>
					<u>286709.21</u>

(SON: DOSCIENTOS OCHENTAISES MIL SETECIENTOS NUEVE MIL y 21/100),
CON PRECIOS REFERIDOS A OCTUBRE DE 1979

Como referencia, se indica que el dólar en la fecha de elaboración del presente presupuesto se cotizó en 0.24 intis, correspondiendo al mes de Octubre de 1979.

RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

1. Las pruebas del equipo eléctrico deberán efectuarse conjuntamente con las del equipo mecánico que alimenten, para dejar en correcto estado de funcionamiento las instalaciones electromecánicas de la planta, de la Cía. Envasadora de Conservas de Samanco.

Partes que deben probarse:

Se probará de acuerdo a los requisitos fijados en las especificaciones, lo siguiente:

- Cable alimentador en A.T.

- Subestaciones de transformación

Tablero general de fuerza en 460 V.

Tablero general de alumbrado en 230 V.

Cables alimentadores en B.T.; las pruebas serán de aislamiento a tierra y de aislamiento entre conductores, debiéndose efectuar las pruebas para cada circuito.

Antes de la colocación de los artefactos de alumbrado y aparatos de utilización, se efectuarán las pruebas de cada circuito correspondiente y sucesivamente los alimentadores, y finalmente el conjunto de las instalaciones.

- Los valores que deberán obtenerse con los tableros de alumbrado, tomacorrientes y circuitos de fuerza exceptuándose artefactos de alumbrado y aparatos de utilización, son los siguientes:

. Circuito de 15 á 20 Amp o menores	1000000 Ohms
Circuito de 21 á 50 Amp	250000 Ohms
. Circuito de 51 á 100 Amp.	100000 Ohms
. Circuito de 101 á 200 Amp	50000 Ohms
. Circuito de 201 á 400 Amp	25000 Ohms
Circuito de 401 á 800 Amp	12000 Ohms

- Después de la colocación de los artefactos y aparatos de utilización, se efectuará una 2da prueba, la que se considerará satisfactoria si se obtienen resultados que no bajen del 50% de los valores indicados arriba.

2. El neutro del transformador se coloca directamente a tierra para evitar que exista una diferencia de potencial entre neutro y tierra evitando así -en el caso extremo- que si una fase se pone a tierra, en las dos fases sanas se tenga contra el neutro la tensión compuesta.
3. Siempre el tablero general de una subestación eléctrica debe estar provisto de un cuadro de medición.
4. En el proyecto de las subestaciones de transformación es recomendable considerar la instalación de

los bancos de condensadores estáticos de potencia que tengan un tablero de regulación automática de factor de potencia, ya que la considerable energía reactiva de la planta justifica la compensación automática de dicha energía, y para aminorar la intensidad de corriente y por consiguiente las pérdidas en el cobre y conseguir minimizar la facturación de energía reactiva (KVAR-hora).

5. En la zona de Samanco el concesionario de energía puede suministrar hasta 3000 KW en 13.8 kV, motivo por el cual se ha optado por la energía, bajo la forma de corriente alterna trifásica a la tensión de 13.8 kV nominales y frecuencia de 60 ciclos por segundo.
6. Las obras civiles necesarias para las subestaciones deben ser efectuadas de preferencia por el mismo contratista general que está a cargo de las obras civiles de la fábrica.
7. Se deberá coordinar con el concesionario de energía los trabajos en 13.8 kV, así como las pruebas de las Subestaciones.
8. La red de tierra deberá ser probada después de su ejecución.
9. Debido a la humedad en la fábrica se recomienda que todos los artefactos de iluminación en la fábrica sean enlozados, a prueba de humedad.

10. En este estudio se ha procurado utilizar al máximo los equipos existentes en el país y se ha recomendado al propietario la importación de los equipos indispensables que no hay en existencia.
11. El Contratista General se encargará de hacer el seguimiento y comprobación de las órdenes de compra efectuadas por el propietario y que son parte integral del conjunto de obras necesarias para terminar en el plazo provisto.

BIBLIOGRAFIA

- Análisis de Sistemas de Potencia William D. Stevenson, Ed. Mc. Graw Hill, 1982
- Redes Eléctricas Zoppetti, Ed. Mc. Graw Gill, 1966
- Estaciones Transformadoras y de Distribución Zoppetti, Ed. G. Gill, 1966
- Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión Gilberto Enriquez Harper Ed. LIMUSA, 1972
- El Contactor y sus Aplicaciones Manual Agut, Ed. 1981
- Manual de Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica B.B.C., Ed. URMO S.A.
- Manual de Luminotecnia Westinghouse, 2da Edición, 1973
- Manual de Alumbrado Phillips, Ed. Paraninfo, Madrid, 1979
- Centrales Eléctricas I Castel Franchi, Copias U.N.I.
- Estaciones de Transformación y Distribución, Protección de Sistemas Eléctricos Enciclopedia CEAC de Electricidad
- Publicaciones sobre Instalaciones Eléctricas, del Ing. José Carlos Aguirre Ing. José Carlos Aguirre, 1974.
- Publicaciones sobre Instalaciones Eléctricas Ing. Amadeo Prado B.
- Catálogos sobre Conductores y cables eléctricos de INDECO Peruana y CEPER
- Catálogo sobre Luminarias de Jofel S.A, CITECIL S.A.

y Philips S.A.

- Esquemas de Electricidad Jean Barry - Boixareu
 Editores - Marcombo
 - Código Eléctrico del Perú Publicación AEP, Edición
 1960
 - Reglamento Nacional de Publicación de Capeco
 Construcciones
 - Diseño de Mallas de Puesta Dr. Mukhedkar y G.
 a Tierra Demers
 - Baterías Estacionarias AB: Tudor, Suecia
- How to Calculate Fault
Currents Westinghouse, Graph
 Method.