



Ref - 54

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

SELECCION DE EQUIPO ELECTRICO PARA  
UNA PLANTA DE BOMBEO DE AGUA  
POTABLE CON CAPACIDAD DE  
12 M<sup>3</sup>/SEG.

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**Ingeniero Mecánico Electricista**

**P R E S E N T A N :**

ALEJANDRO GOMEZ ROMERO  
ALFREDO MORENO MATEOS  
FCO. JAVIER SANDOVAL GUILLEN  
FCO. JAVIER ROSAS SALAZAR  
Director de Tesis: ING. RODOLFO LORENZO BAUTISTA



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# I N D I C E

	PAGINA
INTRODUCCION	1
CAPITULO I ANALISIS DE CARGAS	3
CAPITULO II CALCULOS ELECTRICOS	10
2.1. Capacidad de los Transformadores de Potencia.	10
2.2. Análisis de Corto Circuito.	11
2.3. Sistema de Tierras.	51
2.4. Resistencia de Puesta a Tierra.	63
2.5. Buses y Conductores.	67
2.6. Arranque de Motores.	94
2.7. Aisladores.	98
2.8. Protección y Medición.	107
2.9. Banco de Baterías.	133
CAPITULO III DIAGRAMAS Y PLANOS ELECTRICOS	148
3.1. Diagrama Unifilar General en Alta Tensión.	150
3.2. Diagrama Unifilar en Baja Tensión.	151
3.3. Arreglo de la Subestación.	152
3.4. Diagramas Lógicos y de Control.	153
CAPITULO IV ESPECIFICACION DE EQUIPO	166
4.1. Transformadores de Potencia.	167
4.2. Apartarrayos.	170
4.3. Cuchillas Seccionadoras.	172
4.4. Interruptor de Potencia.	173
4.5. Transformadores de Potencial	175
4.6. Transformadores de Corriente.	177

	PAGINA
4.7. Resistencia de Puesta a Tierra.	179
4.8. Transformadores de Distribución.	180
4.9. Banco de Baterías y Cargadores.	182
4.10. Tablero Blindado en 4.16 KV.	185
CONCLUSIONES	188

## INTRODUCCION

El aumento de la densidad de población y la disminución de los mantos acuíferos que pudieran existir cerca de los lugares de consumo, da lugar a la necesidad de conducción de agua desde sitios lejanos hasta los centros de consumo.

Debido a que se manejan grandes volúmenes de líquido, se requieren equipos de bombeo de gran capacidad.

Los equipos principales en una planta de este tipo son las bombas accionadas por motores eléctricos de alta potencia, que difícilmente se pueden alimentar con redes en baja tensión, debido a las altas corrientes que se originan. Económicamente es más conveniente la transmisión de energía eléctrica y alimentación de carga en alta tensión, de aquí la necesidad de adecuar la tensión recibida de la compañía suministradora a tensiones nominales a utilizar.

La selección del equipo para la subestación y la planta de bombeo es el tema del presente estudio.

Las características de la carga eléctrica, en magnitud y tipo de los sistemas de bombeo, está determinado por los motores que impulsan a las bombas, así como los servicios auxiliares de la subestación y planta. Las tensiones utilizadas para el equipo eléctrico principal de una planta de bombeo de tales dimensiones generalmente son valores de media tensión. La baja tensión solo es empleada para los equipos auxiliares.

Para la selección de este equipo, nos basaremos en los estudios eléctricos y en la aplicación de las normas técnicas correspon-

dientes, para tal caso los cálculos de parámetros eléctricos serán llevados a valores normalizados y a partir de éstos se determinará el equipo adecuado.

CAPITULO I  
ANALISIS DE CARGAS

En una planta de bombeo como la que se presenta para nuestro estudio, es válido suponer que el consumo máximo de energía estará determinado por la demanda máxima de potencia requerida por la casa de máquinas, que será el lugar donde estarán alojados los motores-bomba y que de ahora en adelante la denominaremos "Planta de Bombeo".

Considerando un requerimiento para una población estandar con un caudal promedio de 12,000 lts/seg. ( $12 \text{ m}^3/\text{seg.}$ ) de agua, y que un motor de 2087 HP. se puede acoplar a una bomba que maneje un caudal de  $2 \text{ m}^3/\text{seg.}$ . En base a esto se requiere entonces; seis juegos de moto-bombas para dicha necesidad.

Vemos pues que la cifra antes mencionada es muy significativa, que daría la norma de la carga total a manejar.

Se ha determinado que es necesario considerar las cargas a soportar tanto en mediana como en baja potencia, para obtener una aproximación mayor de toda la carga y así tener un estudio o análisis más real y objetivo.

Por este motivo, la subestación se dividirá en cuatro niveles de tensión a diferentes potenciales, como se muestra a continuación:

- 1 Bus de 115.00 KV.
- 1 Bus de 4.16 KV.
- 1 Bus de 440.00 V.
- 2 Buses de 220.00 V.

Para el análisis de cargas debemos hacer otras tres consideraciones:

La primera es, que no toda la carga conectada estará funcionando continuamente. A estas cargas, que básicamente son los motores pequeños e interruptores se les aplicará un factor de demanda -

cia calefactora de 150 W c/u. Estos motores se encontrarán dispuestos en grupos de cinco, ya que corresponden a los transformadores de alta tensión.

- 6 tableros locales para válvula esférica con un consumo de 100 W c/u.
- 6 tableros locales para moto-bombas con un consumo de 100 W c/u.
- 3 tableros de coordinación de las válvulas esféricas y moto-bomba, con un consumo de 100 W c/u.
- 1 tablero duplex con resistencia calefactora de 200 W .
- 1 tablero Metal Clad con trece resistencias calefactoras con un consumo de 150 W c/u.

La tabla 1.1 muestra las cargas en el bus de 220 V, donde se indica el concepto, No de piezas, consumo por unidad, carga conectada, factor de demanda y demanda máxima.

CONCEPTO	NUM. DE PIEZAS	CONSUMO POR UNIDAD (W)	CARGA CONECTADA (W)	Fd (%)	DEMANDA MAXIMA (W)
TABLERO A	1	13 440	13 440	100	13 440
TABLERO B	1	9 024	9 024	100	9 024
TABLERO C	1	2 386	2 386	100	2 386
TABLERO D	1	13 865	13 865	100	13 865
TABLERO E	1	4 849	4 849	100	4 849
TABLERO F	1	10 400	10 400	100	10 400
MOTOR CUCHILLAS	7	570	3 990	85	3 391.5
RESISTENCIA CALEFACTORA	7	140	980	100	980
INTERRUPTOR	4	1 140	4 560	85	3 876
RESISTENCIA CALEFACTORA	4	200	800	100	800
MOTOR 0.25 H.P.	10	186.5	1 865	85	1 585.25
RESISTENCIA CALEFACTORA	2	150	300	100	300
TABLERO LOCAL V.ESF.	6	100	600	100	600
TABLERO LOCAL MOTOR-B	6	100	600	100	600
TABLERO DE COORDINACION	3	100	300	100	300
TABLERO DUPLEX	1	200	200	100	200
TABLERO METAL CLAD	13	150	1 950	100	1 950
GRUA VIAJERA	1	37 300	<u>37 300</u>	85	<u>31 705</u>
T O T A L			107 409		100 251.75

Tabla 1.1 Cargas en el bus de 220 V.

Cargas a futuro =  $100 \ 251.75 \times 1.20 = 120.30 \text{ KW}$

Considerando el factor de potencia del 85% :

$$\text{KVA} = \frac{120.30}{0.85} = 141.50 \text{ KVA}$$

De todo el análisis del inciso a) se concluye que para el bus de 220 V, 3 fases, 4 hilos, soportará una carga de 141.50 KVA.

b) Análisis de cargas para el bus de 440 V.

Para el análisis de este bus se ha considerado dividir en dos partes, esto es; estará sometido a dos cargas principales, que serán la planta potabilizadora y la planta de bombeo.

La planta potabilizadora es motivo de otro estudio, el cual no está enfocado este trabajo, pero es importante saber la carga - que ésta manejará, de esta forma conocer la carga completa de - este bus, por tanto solo se determinará de una manera superficial; las cargas de la potabilizadora se muestran a continuación:

- 3 motores de 150 H.P.
- 3 motores de 100 H.P.
- 4 motores de 60 H.P.
- 1 transformador de 150 KVA
- 1 transformador de 75 KVA
- 1 transformador de 45 KVA

En la tabla 1.2 se muestran las cargas de la planta potabilizadora del bus de 440 V, en donde se especifica concepto, núm. - de piezas, consumo por unidad, carga conectada, factor de demanda y demanda máxima.

C O N C E P T O	NUM.DE PIEZAS	CONSUMO POR UNIDAD (KVA)	CARGA CONECTADA (KVA)	Fd (%)	DEMANDA MÁXIMA (KVA)
MOTOR 150 H.P.	3	131.65	395.00	85	335.75
MOTOR 100 H.P.	3	87.80	263.40	85	223.90
MOTOR 60 H.P.	4	52.65	210.60	85	179.00
TRANSFORMADOR	1	150.00	150.00	100	150.00
TRANSFORMADOR	1	75.00	75.00	100	75.00
TRANSFORMADOR	1	45.00	45.00	100	45.00
T O T A L			1 139.00		1 008.65

Tabla 1.2 Cargas de la planta potabilizadora, bus 440 V.

Entonces: KVA = 1008.65 KVA

Este resultado es la carga total del bus de 440 V de la planta potabilizadora.

Ahora, las cargas de la planta de bombeo en 440 V son las siguientes:

c) Análisis de cargas para el bus de 4.16 KV.

En este bus se encuentran conectados los motores-bomba, que como ya se mencionó son seis, con una potencia de 2087 H.P. c/u, F.P. = 88 % y Pd = 100 %

En la Tabla 1.4 se muestra la carga.

CONCEPTO	NUM. DE PIEZAS	CONSUMO POR UNIDAD (KW)	CARGA CONECTADA (KW)	Pd (%)	DEMANDA MAXIMA (KW)
MOTOR BOMBA 2087 H.P.	6	1 557.0	9 342	100	9 342
	T O T A L		9 342		9 342

Tabla 1.4 Cargas en el bus de 4.16 KV.

$$KVA = \frac{9\ 342}{0.88} = 10.616\ MVA$$

A este valor hay que agregar el proveniente del bus de 440 V.

Carga del bus de 4.16 KV	10.616 MVA
Cargas del bus de 440 V	1.482 MVA
T O T A L	12.098 MVA

Cargas a futuro 12.098 X 1.20 = 14.5 MVA.

Se concluye que para el bus de 4.16 KV, 3 fases, 4 hilos, soportará una carga de 14.5 MVA.

CAPITULO II  
CALCULOS ELECTRICOS

2.1 Capacidad de los Transformadores de Potencia.

La capacidad de los transformadores de alta, media y baja tensión, quedará determinada de acuerdo con la carga que se conectará a dicho transformador. Esta carga, como se recordará, fué determinada en el capítulo anterior, - por tal motivo, en este capítulo únicamente se ajustará dicho valor al próximo más cercano y comercial.

Para el bus de 220 V. tendrá una carga de 132.6 KVA, por lo tanto la capacidad del transformador será de 150 KVA.

Para el bus de 440 V. tendrá una carga de 1.472 MVA, por lo tanto la capacidad del transformador será de 2 MVA - que estará distribuido en cuatro transformadores de 500 KVA cada uno.

Para el bus de 4.16 KVA, tendrá una carga de 14.5 MVA, por lo tanto la capacidad del transformador será de 15 MVA.

A los valores anteriores, referentes a las capacidades de los transformadores, se consideró un 20% de cargas a futuro y son valores nominales y comerciales

BUS	CARGA CONECTADA	TRANSFORMADORES	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR
220 V.	132.60 KVA	1	150 KVA
440 V.	1.47 MVA	4	500 KVA
4.16 KV.	14.50 MVA	1	15 MVA

Tabla 2.1 Capacidad de los Transformadores.

## 2.2 Análisis de Corto Circuito.

En este análisis aplicaremos el método de las componentes simétricas, este procedimiento resuelve sistemas trifásicos desequilibrados ya que se basa en la sustitución del sistema trifásico desequilibrado por la de tres sistemas trifásicos equilibrados que combinados en forma adecuada son equivalentes al sistema original.

En la selección de un sistema de protecciones adecuado, nos debemos sujetar a los cálculos de corto circuito y sobrecargas posibles del sistema. Esto da lugar a la interrupción de corrientes excesivas de acuerdo a las tolerancias dadas en el sistema de protecciones.

Para una adecuada protección en caso de corto circuito, se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- a) La corriente de corto circuito deberá ser calculada con exactitud, solo así se podrá seleccionar la protección adecuada.
- b) En la capacidad interruptiva se deberá tomar en cuenta el aumento de carga en el sistema.
- c) Todos los circuitos conectados en las barras, tendrán que ser chequeados, pues en estos puntos los esfuerzos por corto circuito, son proporcionales al cuadrado de la corriente.
- d) Seleccionar un calibre de cables adecuado.
- e) Atacar el problema desde un punto de vista ingenieril, y no pensar que la falla nunca se presentará.

La contribución de corriente de falla en los motores de

inducción, se debe a que actúan como generadores, pues - la alta inercia de la carga impulsa sus rotores, después de que ocurrió la falla, como el flujo producido cae rápidamente después de la falla, la contribución del motor de inducción también decae en pocos ciclos. Esto no es siempre estable en la contribución de corrientes de falla. Consecuentemente a los motores de inducción, solo se les ha asignado una reactancia subtransitoria  $X_d''$ . El valor de  $X_d''$  es aproximadamente igual a la reactancia de rotor bloqueado de la máquina rotatoria.

La magnitud en la contribución de corriente de corto circuito en los motores de inducción depende de su potencia y reactancia.

Como podemos observar, el estudio de corto circuito nos lleva a determinar el máximo servicio a que se someterán los dispositivos de protección, los transformadores, las barras, los cables de fuerza, interruptores y red de tierras, en caso de presentarse una falla.

Todos los dispositivos de protección dentro de un sistema de potencia tiene una capacidad máxima de interrupción, si la capacidad del dispositivo no cumple con la capacidad máxima, se presentará peligro de explosión. De aquí que se den especificaciones tales como ANSI, NEMA e IEEE, recomendando la clase y tipo de interruptor, voltajes y corrientes adecuadas.

Para iniciar un estudio de corto circuito, es necesario primero, preparar un diagrama unifilar del sistema, donde se muestre la distribución de todos los dispositi--

vos tales como; transformadores, motores de inducción, cables, resistencias a tierra.

Enseguida, debemos preparar un diagrama de impedancias en por unidad (PU) del sistema que nos da la base de los cálculos. Después comenzamos a proponer situaciones críticas en los diferentes puntos de falla, de acuerdo al arreglo de la subestación.

El método en por unidad es el más utilizado para los cálculos de corto circuito, sin embargo, las corrientes de corto circuito dependen de los valores de las reactancias de secuencia positiva, negativa y cero del sistema. El primer paso a seguir es el cálculo de la reactancia equivalente vista desde el punto de falla. Después de haber obtenido la reactancia equivalente, se calcula la corriente de falla.

Las reactancias las expresamos en por unidad cuando existe más de un nivel de voltaje, y también porque las normas ANSI, NEMA e IEEE, lo utilizan comúnmente en sus cálculos. Una cantidad en por unidad se expresa como:

$$PU. = \frac{\text{un número}}{\text{un número base}}$$

#### 2.2.1 Cálculos Electricos.

En la fig. 2.2.1 podemos observar el diagrama de reactancias del sistema, el cual se simplifica para poder calcular las reactancias equivalentes que se observan desde los diferentes puntos de falla.

#### 2.2.2 Estudio No. 1.

En este estudio calculamos las corrientes simétricas de corto circuito en los puntos de falla  $F_n$ , con el objeto

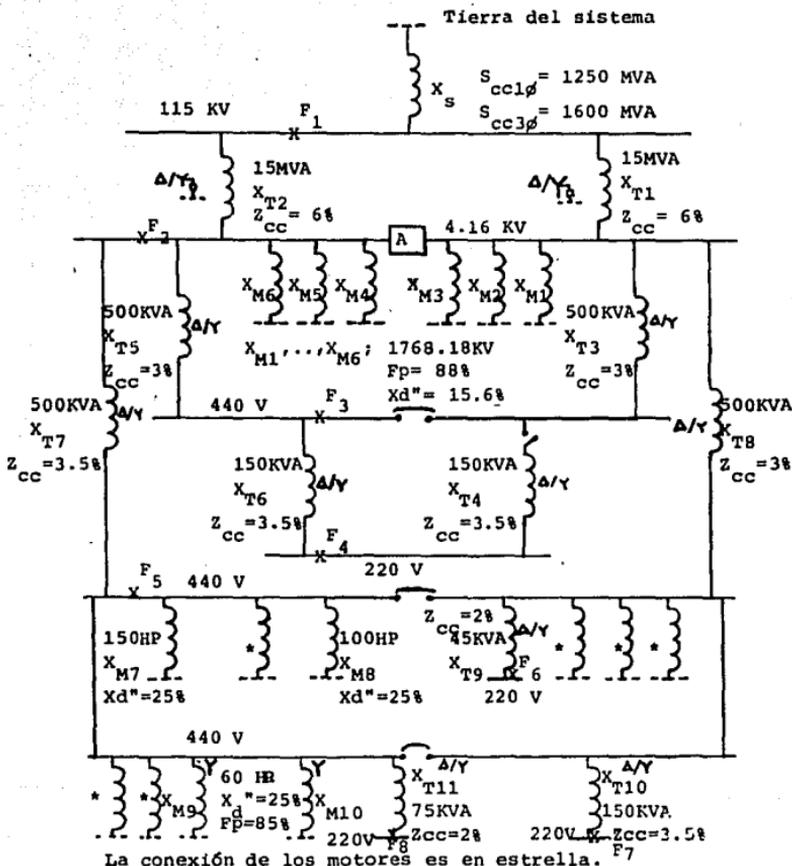


Fig. 2.2.1 Diagrama de reactancias de la planta de bombeo y la planta potabilizadora.

de determinar los interruptores en baja tensión.

Las reactancias que se muestran con asterisco en la fig. 2.2.1, son motores que se van a utilizar como equipo de respaldo en caso de falla de algún motor que este en ser vicio.

2.2.3 Cálculo de las reactancias en pu. de secuencia positiva y negativa de la compañía suministradora (C.F.E.).

Los voltajes de los buses son tomados como voltajes de base.

$$\text{Reactancia en pu.} = \frac{\text{KVA base}}{\text{KVA utilizada por el sistema}}$$

KVA base = 15 MVA

$$\bar{X}_{S_{1,2}} = \frac{15}{1600} = 0.009375 \quad (\text{trifásico})$$

- Cálculo de la reactancia en pu. de secuencia cero de la compañía suministradora.

$$\bar{I}_a = \frac{3 \bar{V}_{th}}{\bar{X}_{S_1} + \bar{X}_{S_2} + \bar{X}_{S_0}}$$

$$\bar{X}_{S_0} = \frac{3 \bar{V}_{th}}{\bar{I}_a} - \bar{X}_{S_1} - \bar{X}_{S_2}$$

$$I_a = \frac{S}{\sqrt{3} \text{ KV base}} \quad ; \quad I_B = \frac{\text{KVA base}}{\sqrt{3} \text{ KV base}}$$

$$\bar{I}_a = \frac{I_a}{I_B} = \frac{S}{\text{KVA base}} = \frac{1250}{15} = 83.333 \quad (\text{monofásico})$$

$$X_{S_0} = \frac{3(1)}{83.333} - 2(0.009375) = 0.0173 \quad (\text{monofásico})$$

- Cálculo de las reactancias en por unidad de los transformadores T1 a T11 y de los motores M1 a M10.

El factor de potencia para los motores M1 a M6 es de 88%, y de M7 en adelante del 85%.

$$\bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = 0.06$$

$$\bar{X}_{T3,5,8} = 0.03 \times \frac{15\,000}{500} = 0.9$$

$$\bar{X}_{T7} = 0.035 \times \frac{15\,000}{500} = 1.05$$

$$\bar{X}_{T4,6,10} = 0.035 \times \frac{15\,000}{150} = 3.5$$

$$\bar{X}_{T9} = 0.02 \times \frac{15\,000}{45} = 6.66$$

$$\bar{X}_{T11} = 0.01 \times \frac{15\,000}{75} = 4$$

$$\bar{X}_{M1,\dots,6} = 0.156 \times \frac{15\,000}{1768.18} = 1.3234$$

$$\bar{X}_{M7} = 0.25 \times \frac{15\,000}{132} = 28.41$$

$$\bar{X}_{M8} = 0.25 \times \frac{15\,000}{88} = 42.61$$

$$\bar{X}_{M9,10} = 0.25 \times \frac{15\,000}{53} = 70.75$$

2.2.4 Cálculo de la falla en F1. Cuando el interruptor (A) es ta abierto la falla es más crítica por lo que en todas las fallas A permanecerá abierto..En la fig.2.2.2 se muestra la reducción del sistema de reactancias por el método de Thevenin, para poder llegar a la impedancia vista desde el punto de falla.

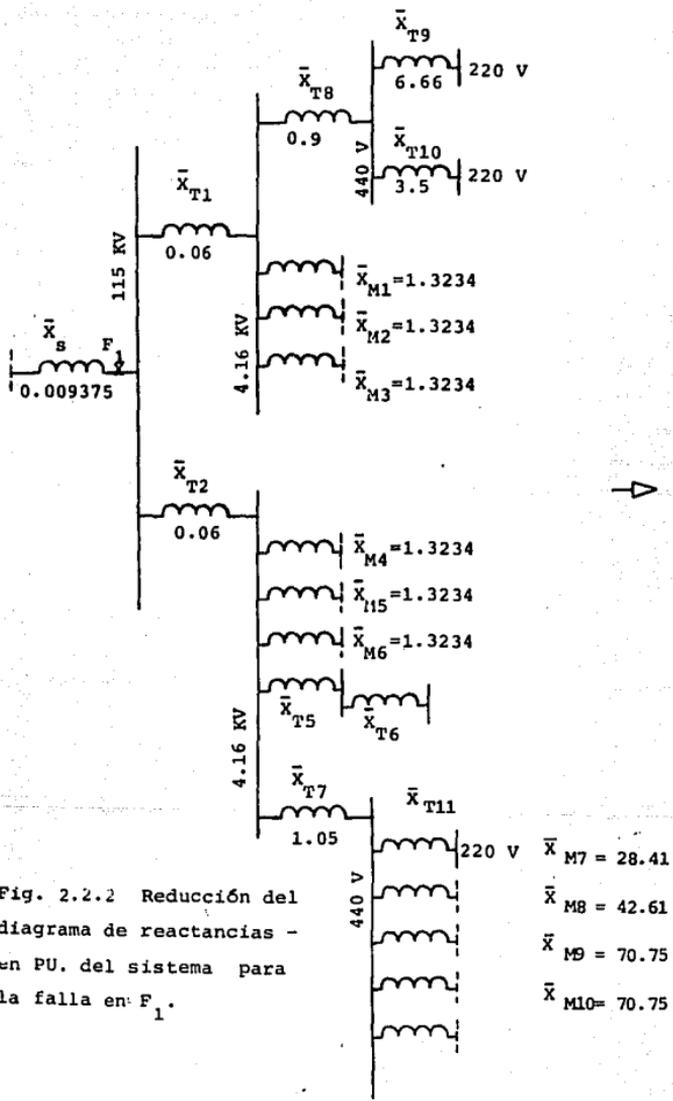


Fig. 2.2.2 Reducción del diagrama de reactancias - en PU. del sistema para la falla en  $F_1$ .

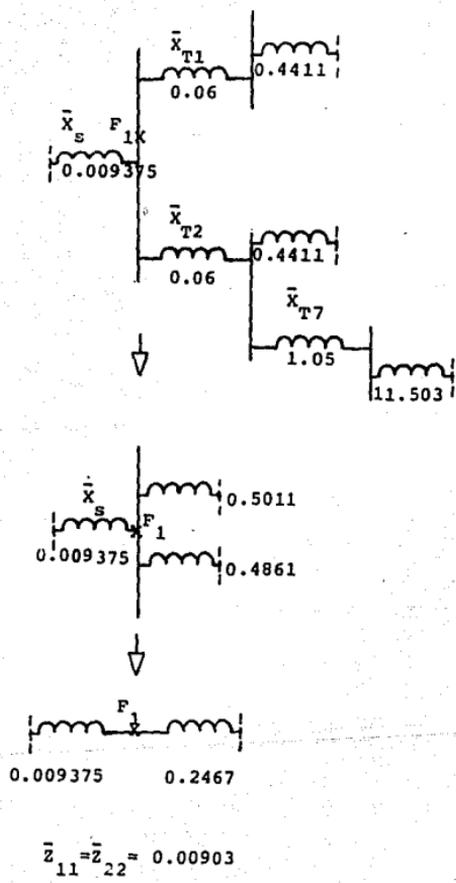
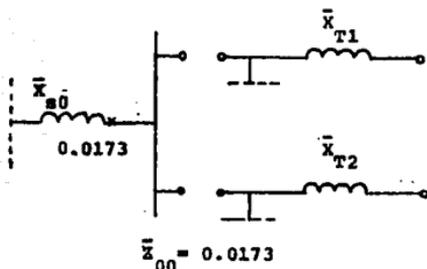


Fig. 2.2.2 Continuación.

Para el caso de la falla monofásica la impedancia de secuencia cero es:



Para la corriente de falla trifásica en  $F_1$  utilizamos las siguientes fórmulas:

$$\bar{I}_{3\phi} = \frac{\bar{V}_{TH}}{Z_{TH}} \text{ con } \bar{V}_{TH} = 1 \quad I_{B1} = \frac{\text{KVA (base)}}{\sqrt{3} \cdot \text{KV (base)}} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 75.31 \text{ A.}$$

$$\bar{I}_{3\phi} = \frac{1}{0.00903} = 110.74 \quad I_{3\phi} = \bar{I}_{3\phi} \times I_B$$

$$I_{3\phi} = (110.74)(75.31) = 8339.82 \text{ A.}$$

Para determinar los KVA de corto circuito utilizamos:

$$\text{KVA c-s} = \frac{\text{KVA (base)}}{Z_{TH}}$$

$$\text{KVA c-s} = \frac{15000}{0.00903} = 1661.12 \text{ MVA}$$

Para el caso de la falla monofásica

$$I_{1\phi} = \frac{3\bar{V}_{TH}}{\bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{22} + \bar{Z}_{00}}$$

$$\text{KVA}_{csl\phi} = \sqrt{3} \text{ KVbase (I1\phi)}$$

$$KVA_{cs1\phi} = \sqrt{3} (115) (6390) = 1272.79 \text{ MVA}$$

$$I_{1\phi} = 84.84 \times 75.31 = 6390 \text{ A} \quad \bar{I}_{1\phi} = \frac{3(1)}{\sqrt{(0.00903) + 0.0173}} = 84.84$$

Cálculo de las corrientes simétricas ( $I_s$ ), asimétricas ( $I_{as}$ ) y de cierre del interruptor ( $I_c$ ).

Para una tensión máxima de 121 KV Para una tensión mínima de 110 KV

$$I_s = \frac{KVA_{cs1\phi}}{\sqrt{3} \text{ KVmax}} = \frac{1272.79}{\sqrt{3} (121)} \quad I_s = \frac{1272.79}{\sqrt{3} (110)}$$

$$I_s = 6073 \text{ A}$$

$$I_s = 6680.4 \text{ A}$$

Para un interruptor de 5 ciclos  $I_{as}/I_s = 1.10$  tomado de la tabla -- 15-1 de la referencia 2.

$$I_{as} = 1.10 (6073) = 6680.3 \text{ A}$$

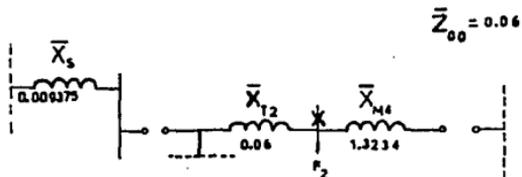
$$I_{as} = 1.10 (6680.4) = 7348.4 \text{ A}$$

$$I_c = 1.8 \sqrt{2} (6073) = 15459.3 \text{ A}$$

$$I_c = 1.8 \sqrt{2} (6680.4) = 17005.5 \text{ A}$$

2.2.5 Cálculo de la falla en  $F_2$ , se toma este punto porque el transformador  $T_2$  se encuentra con mayor carga, y de nuevo reducimos el diagrama unifilar de la Fig. 2.2.2.

Para el caso de la falla monofásica:





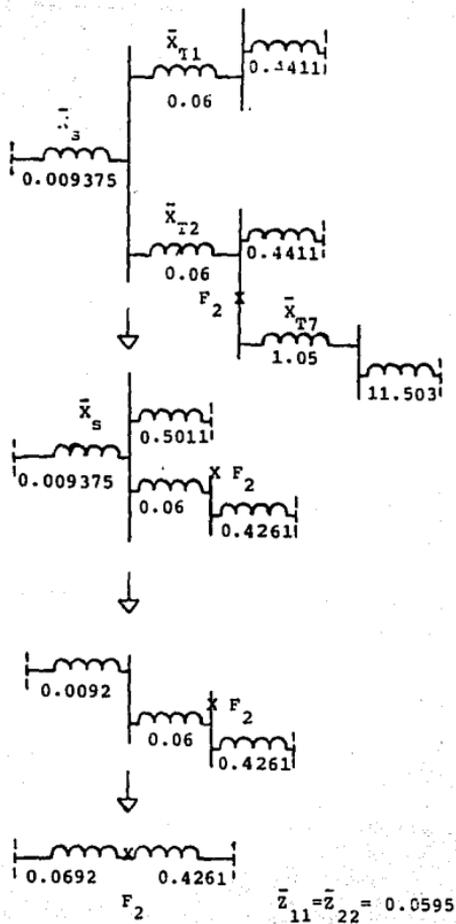


Fig. 2.2.3 Continuación.

Para la corriente de falla trifásica en  $F_2$  tenemos:

$$\bar{I}_{3\phi} = \frac{1}{0.0595} = 16.8 \quad I_{B_2} = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \text{ KV}} = \frac{15000}{\sqrt{3}(4.16)} = 2082 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 16.8 \times 2082 = 34977 \text{ A.}$$

Para determinar los KVA de corto circuito utilizamos:

$$\text{KVAcc} = \frac{15000}{0.0595} = 252.1 \text{ MVA}$$

Para el caso de la falla monofásica:

$$\bar{I}_{1\phi} = \frac{3}{2(0.0595) + 0.06} = 16.76 \quad \text{KVAcc} = \sqrt{3} \text{ KV Base } I_{1\phi}$$

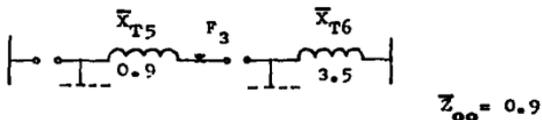
$$\text{KVAcc} = \sqrt{3} (4.16)(34894)$$

$$I_{1\phi} = 16.76 \times 2082 = 34894 \text{ A.}$$

$$\text{KVAcc} = 251.42 \text{ MVA}$$

2.2.6. Cálculo de la falla en  $F_3$ , y reducción del diagrama unifilar, de la Fig. 2.2.3.

Para el caso de la falla monofásica:



Para la corriente de falla trifásica, en  $F_3$  tenemos:

$$\bar{I}_{3\phi} = \frac{1}{0.9595} = 1.0422 \quad I_{B_3} = \frac{15000}{\sqrt{3}(0.44)} = 19682 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 1.0422 \times 19682 = 20512 \text{ A.}$$

Para obtener los KVA de corto circuito tenemos:

$$\text{KVAcc} = \frac{15000}{0.9595} = 15633 \text{ KVA}$$

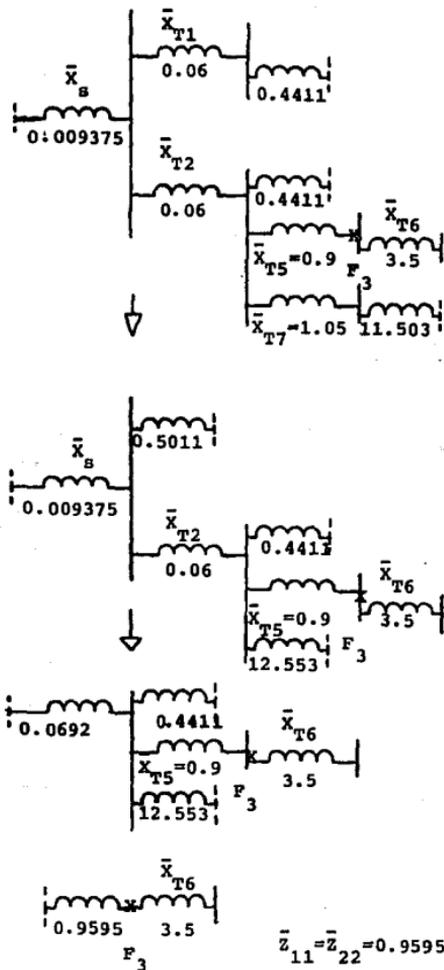


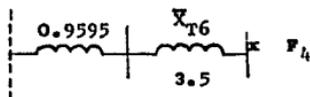
Fig. 2.2.4 Reducción del diagrama de reactancias  
 en PU. del sistema, para la falla en  $F_3$ .

Para el caso de la falla monofásica:

$$\bar{I}_{1\phi} = \frac{3}{2(0.9595) + 0.9} = 1.0642$$

$$I_{1\phi} = 1.0642 \times 19682 = 20945 \text{ A.}$$

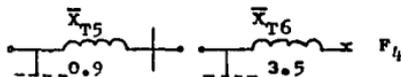
2.2.7. Cálculo de la falla en  $F_4$  y reducción del diagrama unifilar; utilizando el paso (3) de la Fig. 2.2.4 podemos obtener:



$$\bar{Z}_{11} = \bar{Z}_{22} = 4.4595$$

Fig. 2.2.5 Reducción del diagrama de reactancias en P.U. del Sistema, para la falla en  $F_4$

Para el caso de la falla monofásica:



$$\bar{Z}_{00} = 3.5$$

La corriente de falla trifásica en  $F_4$  será:

$$\bar{I}_{3\phi} = \frac{1}{4.4595} = 0.2242$$

$$I_{B4} = \frac{15000}{\sqrt{3}(0.22)} = 39364 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 0.2242 \times 39364 = 8825 \text{ A.}$$

Los KVA de falla en  $F_4$  serán:

$$KVAcc = 15000/4.4595 = 3364 \text{ KVA}$$

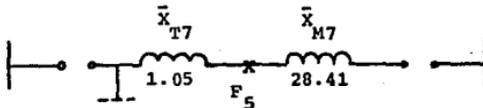
Para el caso de la falla monofásica:

$$\bar{I}_{1f} = \frac{3}{2(4.4595) + 3.5} = 0.2415$$

$$I_{1f} = 39364 \times 0.2415 = 9506 \text{ A.}$$

2.2.8 Cálculo de la falla en  $F_5$  y reducción del diagrama unifilar.

Para el caso de la falla monofásica, la impedancia de secuencia cero es:



$$\bar{Z}_{00} = 1.05$$

Utilizando la segunda reducción de la Fig. 2.2.3. obtenemos lo siguiente:

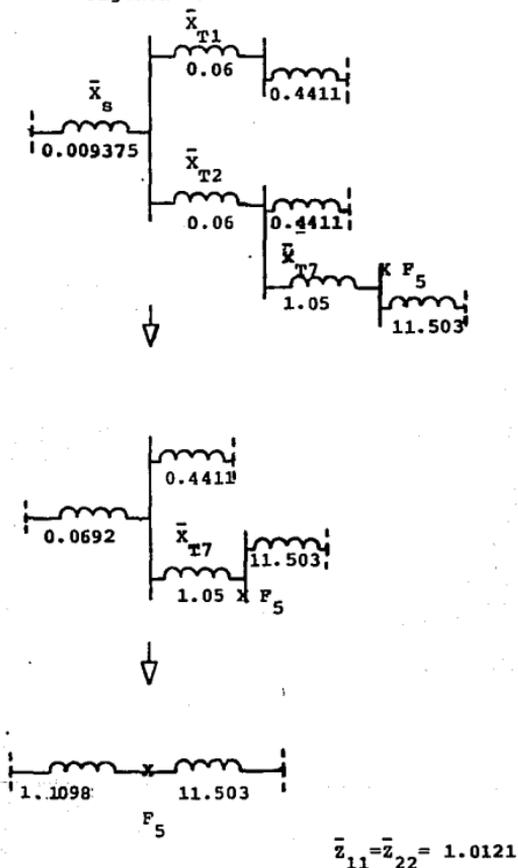


Fig. 2.2.6 Reducción del diagrama de reactancias en PU. del sistema, para la falla en  $F_5$ .

La corriente de falla trifásica en  $F_5$  es igual a:

$$\bar{I}_{3\phi} = \frac{1}{1.0121} = 0.986 \quad I_{B_5} = I_{B_3} = 19682 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 0.986 \times 19682 = 19,466 \text{ A.}$$

Los KVA de falla en  $F_5$  son:

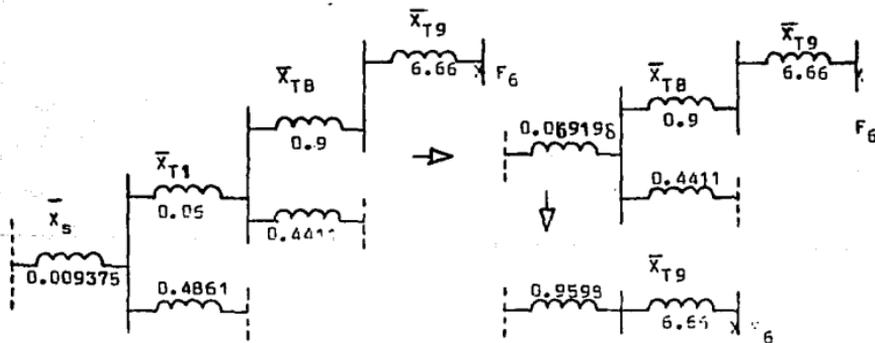
$$\text{KVAcc} = \frac{15000}{1.0121} = 14820 \text{ KVA}$$

Para el caso de la falla monofásica en  $F_5$  la corriente es:

$$\bar{I}_{1\phi} = \frac{3}{2(1.0121)+1.05} = 0.9758$$

$$I_{1\phi} = 0.9757 \times 19682 = 19205 \text{ A.}$$

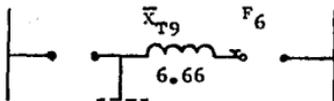
2.2.9 Cálculo de la falla en  $F_6$  y reducción del diagrama unifilar; utilizando el paso (3) de la Fig. 2.2.2.



$$Z_{11} = Z_{22} = 7.6198$$

Fig. 2.2.7 Reducción del diagrama de reactancias en P.U. del sistema, para la falla en  $F_6$

Para el caso de la falla monofásica:



$$\bar{Z}_{oo} = 6.66$$

La corriente de falla trifásica en  $F_6$  es:

$$\bar{I}_{3\phi} = \frac{1}{7.6198} = 0.1312 \quad I_{B6} = I_{B4} = 39364 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 0.1312 \times 39364 = 5166 \text{ A.}$$

Los KVA de corto circuito en  $F_6$  son:

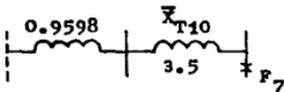
$$KVAcc = \frac{15000}{7.6198} = 1968.5 \text{ KVA}$$

La corriente de falla monofásica en  $F_6$  es:

$$\bar{I}_{1\phi} = \frac{3}{2(7.6198) + 6.66} = 0.1369$$

$$I_{1\phi} = 0.1369 \times 39364 = 5389 \text{ A.}$$

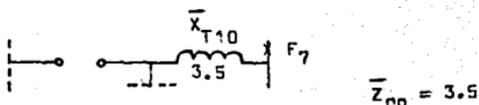
2.2.10 Cálculo de la falla en  $F_7$  y reducción del diagrama unifilar; utilizando para esto el paso (3) de la Fig.2.2.7.



$$\bar{Z}_{11} = \bar{Z}_{22} = 4.4598$$

Fig.2.2.8 Reducción del diagrama de reactancias en P.U. del sistema para la falla en  $F_7$

Para el caso de la falla monofásica:



La corriente de falla trifásica en  $F_7$  es:

$$\bar{I}_{3\phi} = 1/4.4598 = 0.2242 \quad I_{B7} = I_{B4} = 39364 \text{ A}$$

$$\bar{I}_{3\phi} = 0.2242 \times 39364 = 8825 \text{ A.}$$

Los KVA de corto circuito en  $F_7$  son:

$$\text{KVAcc} = \frac{15000}{4.4598} = 3363 \text{ KVA}$$

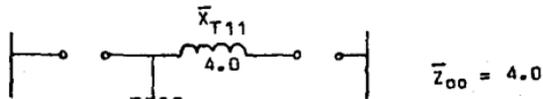
La corriente de falla monofásica en  $F_7$  es:

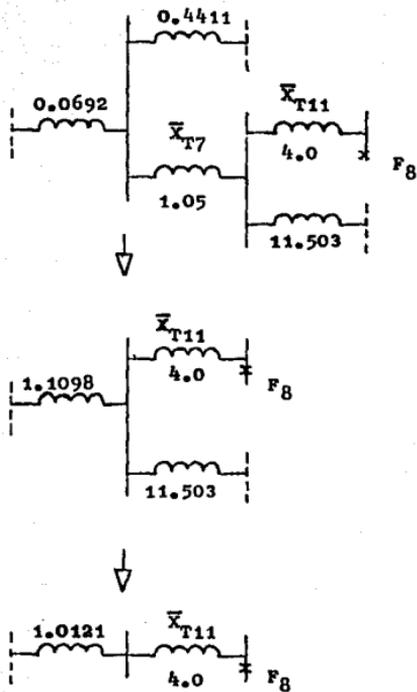
$$\bar{I}_{1\phi} = \frac{3}{2(4.4598)+3.5} = 0.2415$$

$$I_{1\phi} = 0.2415 \times 39364 = 9506 \text{ A.}$$

- 2.2.11 Cálculo de la falla en  $F_8$  y reducción del diagrama unifilar; utilizando para este caso el paso (2) de la Fig. 2.2.6. y obtención de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero.

En el caso de la falla monofásica la impedancia de secuencia cero es:





$$\bar{Z}_{11} = \bar{Z}_{22} = 5.0121$$

Fig. 2.2.9 Reducción del diagrama unifilar de reactancias en P.U del sistema, para la falla en  $F_8$

La corriente de falla trifásica en  $F_8$  es:

$$\bar{I}_{3\phi} = \frac{1}{5.0121} = 0.1996 \quad I_{B_8} = I_{B_4} = 39364 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 0.1996 \times 39364 = 7853 \text{ A.}$$

Los KVA de corto circuito en  $F_8$  son:

$$\text{KVAcc} = \frac{15000}{5.0121} = 2993 \text{ KVA}$$

La corriente de falla monofásica en  $F_8$  es:

$$\bar{I}_{1\phi} = \frac{3}{2(5.0121)+4.0} = 0.2139$$

$$I_{1\phi} = 0.2139 \times 39364 = 8420 \text{ A.}$$

2.2.12 Estudio No.2: En este estudio se calcula la corriente inicial de corto circuito de las máquinas rotatorias. Las reactancias momentáneas se determinan básicamente por la reactancia subtransitoria de la máquina. Para este cálculo utilizamos los factores tomados de la norma ANSI C37-10-1979, los cuales mos tramos en la Tabla 2.2.1.

Tipo de máquina rotatoria	Reactancia momentánea en P.U.	Reactancia interruptiva en P.U.
Todos los turbogeneradores; todos los hidrogeneradores con devanados amortiguadores, todos los condensadores.	1.0 Xd"	1.0 Xd"
Hidrogeneradores sin devanados amortiguadores.	0.75Xd"	1.5 Xd"
Todos los motores sincronicos	1.0 Xd"	1.5 Xd"
Motores de inducción:		
Arriba de 1000 HP a 1800 rpm o arriba de 250 HP a 3600 rpm	1.0 Xd"	1.5 Xd"
de 50 a 1000 HP a 1800 rpm o de 50 a 250 HP a 3600 rpm	1.2 Xd"	3.0 Xd"

Tabla 2.2.1 Reactancias de máquinas rotatorias para el cálculo de la corriente de corto circuito.

2.2.13 Cálculo de las reactancias momentáneas ( $\bar{X}$ ) en P.U. ;

Para sistema C.F.E.  $\bar{X}_S = 0.009375$

Para transformadores  $\bar{X} = \bar{X}_{T1} = \bar{X}_{T2} = 0.06$   $\bar{X} = \bar{X}_{T7} = 1.05$

Para motores de inducción:

2087 H.P. a 1188 rpm  $\bar{X} = 1.0 \text{ Xd}'' = 1.0 (1.3234) = 1.3234$

150 H.P. a 1800 rpm  $\bar{X} = 1.2 \text{ Xd}'' = 1.2 (28.41) = 34.09$

100 H.P. a 1800 rpm  $\bar{X} = 1.2 \text{ Xd}'' = 1.2 (42.61) = 51.13$

60 H.P. a 1800 rpm  $\bar{X} = 1.2 \text{ Xd}'' = 1.2 (70.75) = 84.90$

2.2.14 Cálculo de la falla en  $F_1$  para determinar la corriente momentánea y reducción del diagrama unifilar de la Fig, 2.2.10

La corriente momentánea de falla trifásica en  $F_1$  será:

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\sqrt{3}V_{th}}{\bar{X}_1} = \frac{1}{0.009032} = 110.717 \quad I_{B1} = 75.31 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = \bar{I}_{cc} \times I_{B1} = 110.717 \times 75.31 = 8338 \text{ A.}$$

La potencia de corto circuito en  $F_1$  será:

$$KV_{Acc} = \frac{KV_{Abase}}{\bar{X}_1} = \frac{15000}{0.009032} = 1660 \text{ MVA}$$

Como la impedancia de secuencia cero es la misma que en el estudio No.1, la corriente momentánea de falla monofásica en  $F_1$  será:

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\sqrt{3}V_{th}}{2\bar{X}_1 + \bar{X}_0} = \frac{3(1)}{2(0.009032) + 0.012} = 99.78$$

$$I_{cc} = 99.78 \times 75.31 = 7514 \text{ A.}$$

Comparando las dos corrientes vemos que la mayor está en la falla trifásica, por lo tanto aplicamos el factor de multiplicación 1.6 y ésta no debe exceder la corriente momentánea (o de cierre) del interruptor.

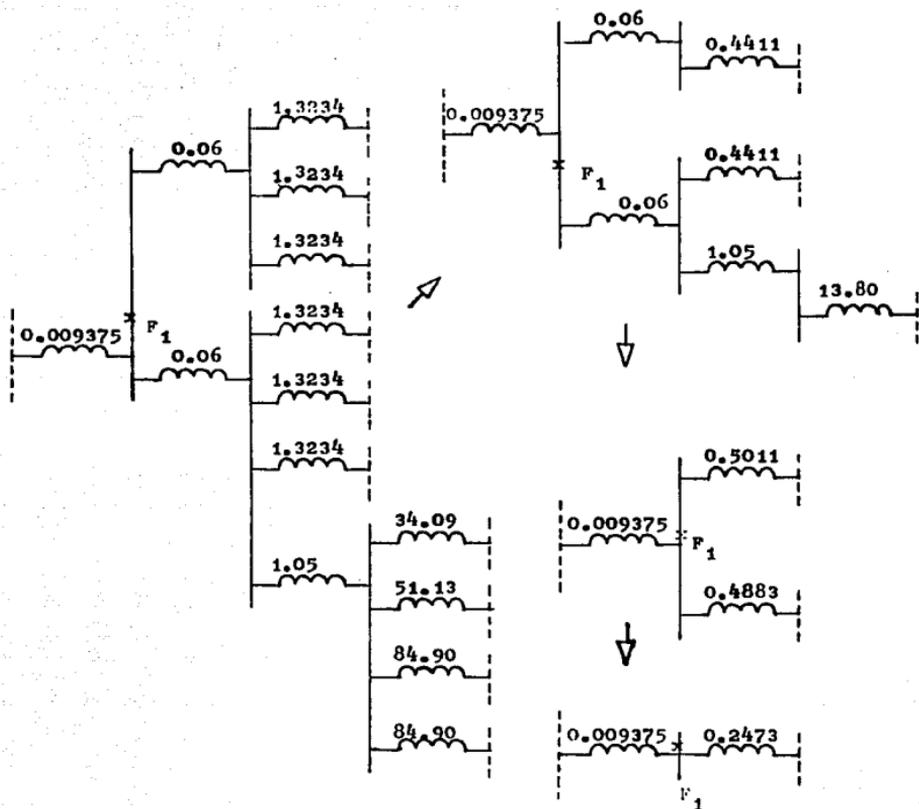
$$I \text{ eficaz} = 1.6 \times 8338 = 13341 \text{ A.}$$

2.2.15 Cálculo de la falla en  $F_2$  para determinar la corriente momentánea y reducción del diagrama unifilar. Para esto utilizaremos el paso (2) de la Fig. 2.2.10

La corriente momentánea de falla trifásica en  $F_2$  será:

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\sqrt{3}V_{th}}{\bar{X}_2} = \frac{1}{0.0596} = 16.778 \quad I_{B2} = 2082 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 16.778 \times 2082 = 34932 \text{ A.}$$



$$\bar{X}_1 = 0.009032$$

Fig. 2.210 Diagrama de reactancias momentáneas para la falla en  $F_1$ .

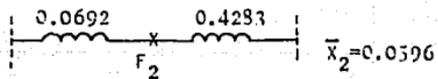
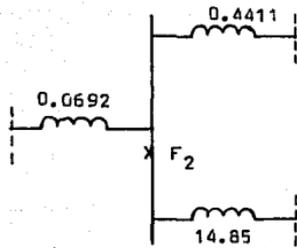
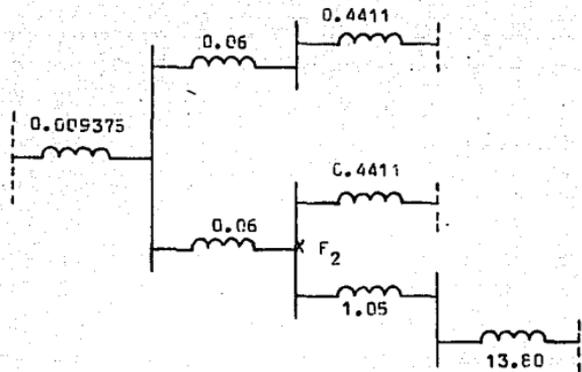


Fig. 2.2.11 Diagrama de reactancias momentáneas para la falla en  $F_2$

La potencia de corto circuito momentánea en  $F_2$  será:

$$KV_{Acc} = \frac{15000}{0.0596} = 252 \text{ MVA}$$

También tomaremos del estudio No.1 la impedancia de secuencia cero para el cálculo de la falla monofásica en  $F_2$ .

$$\bar{I}_{cc} = \frac{3(1)}{2(0.0596) + 0.06} = 16.741$$

$$\bar{I}_{cc} = 16.741 \times 2082 = 34855 \text{ A.}$$

En este caso tomamos la corriente de falla mayor y aplicamos el factor de multiplicación, para obtener la capacidad momentánea del interruptor.

$$I_{eficaz} = 1.6 \times 34932 = 55891 \text{ A.}$$

2.2.16 Estudio No.3: El propósito de este estudio es determinar la relación X/R del sistema visto desde el punto de falla, y el cálculo de las corrientes de corto circuito interruptivas para interruptores en alta tensión. Para el cálculo de la reactancia interruptiva de los transformadores y motores de inducción utilizaremos los factores de la Tabla 2.2.1.

En el caso de la relación X/R se van a tomar interpolando las gráficas de las Figs. 17 y 18 de la norma ANSI/IEEE — C-37.010 - 1979.

2.2.17 Cálculo de las reactancias interruptivas (X) en P.U.:

Para el sistema C.F.E.  $X/R = 5.57$  como  $X = 0.009375$

$$R = 0.009375/5.57 = 0.001683$$

Para los transformadores  $T_1$  y  $T_2$  buscamos la relación X/R en la gráfica de la Fig. 17 si su potencia nominal es de 15 MVA, y como  $X = 0.06$  tenemos:

Fig. 17  
X/R Range for Power Transformers

Based on class of transformer, obtain the proper factor from the table below. Multiply the transformer megavolt-ampere rating by this factor before using Fig 17 to obtain the typical X/R value.

Class	Rating in MVA	Factor
OA	all ratings	1.67
FA	up to 14.9	1.33
FA	16 and up	1.25
FOA	all ratings	1.0

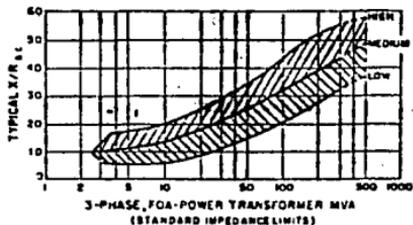


Fig 18  
X/R Range for Three-Phase Induction Motors

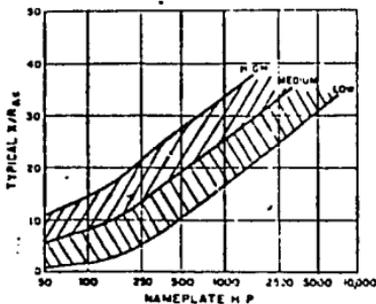
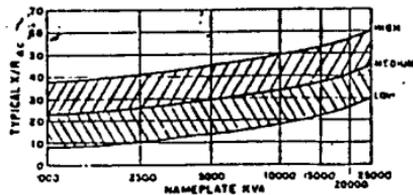


Fig 19  
X/R Range for Small Solid Rotor and Salient Pole Generators and Synchronous Motors



Referencia: ANSI-XXXX

C 37.100 - 1978

$$X/R = 16 \quad ; \quad R = 0.06/16 = 0.00375 \Omega$$

Para el transformador T7 entramos a la tabla 67, sección 9 de IEEE Std. 241-1983, con 500 KVA, teniendo que;

$$X/R = 3.85, \text{ dado que } X = 1.05, \text{ entonces;}$$

$$R = 1.05/3.85 = 0.2727 \Omega$$

Para los motores de inducción en sus diferentes potencias utilizaremos primero la tabla 2.2.1, encontrando el valor de su reactancia interruptiva y después buscamos su relación X/R en la gráfica de la fig.18.

$$2087 \text{ HP ; } X= 1.5 \quad X_d'' = 1.5(1.3234) = 1.9851$$

$$150 \text{ HP ; } X= 3.0 \quad X_d'' = 3.0(28.41) = 85.23$$

$$100 \text{ HP ; } X= 3.0 \quad X_d'' = 3.0(42.61) = 127.83$$

$$60 \text{ HP ; } X= 3.0 \quad X_d'' = 3.0(70.75) = 212.25$$

Los valores de X/R y R se muestran a continuación:

$$2087 \text{ HP ; } X/R = 28 \quad R = 1.9851/28 = 0.0709$$

$$150 \text{ HP ; } X/R = 10 \quad R = 85.23/10 = 8.523$$

$$100 \text{ HP ; } X/R = 8 \quad R = 127.83/8 = 15.978$$

$$60 \text{ HP ; } X/R = 6 \quad R = 212.26/6 = 35.375$$

2.2.18 Cálculo de la falla en F1 para determinar la corriente interruptiva (Contact Parting Time) para interruptores de 5 ciclos con tiempo mínimo de apertura en sus contactos de 3 ciclos. (fig.2.2.12.)

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{V}_{th}}{\bar{X}_1} = \frac{1}{0.009135} = 109.47 \quad ; \quad I_{B1} = 75.31 \text{ A}$$

$$I_{cc} = \bar{I}_{cc} \times I_{B1} = 109.47(75.31) = 8244 \text{ A.}$$

La potencia de corto circuito interruptiva en F1 es:

$$KVA_{cc} = \frac{1}{0.009135} \times 5000 = 1642 \text{ MVA}$$

Tabla 67

Transformer Impedance Data

Transformer Rating (kVA)	X/R	R (%)	X (%)	Z (%)
150	3.24	1.23	4.0	4.19
225	3.35	1.19	4.0	4.17
300	3.50	1.14	4.0	4.16
500	3.85	1.04	4.0	4.12
750	5.45	0.94	5.1	5.19
1000	5.70	0.89	5.1	5.19
1500	6.15	0.83	5.1	5.18
2000	6.63	0.77	5.1	5.17
150	1.5	1.111	1.665	2.0
225	1.5	1.111	1.665	2.0
300	1.5	1.111	1.665	2.0
500	1.5	1.111	1.665	2.0

From NEMA AB1-1969 [12] Table A-1

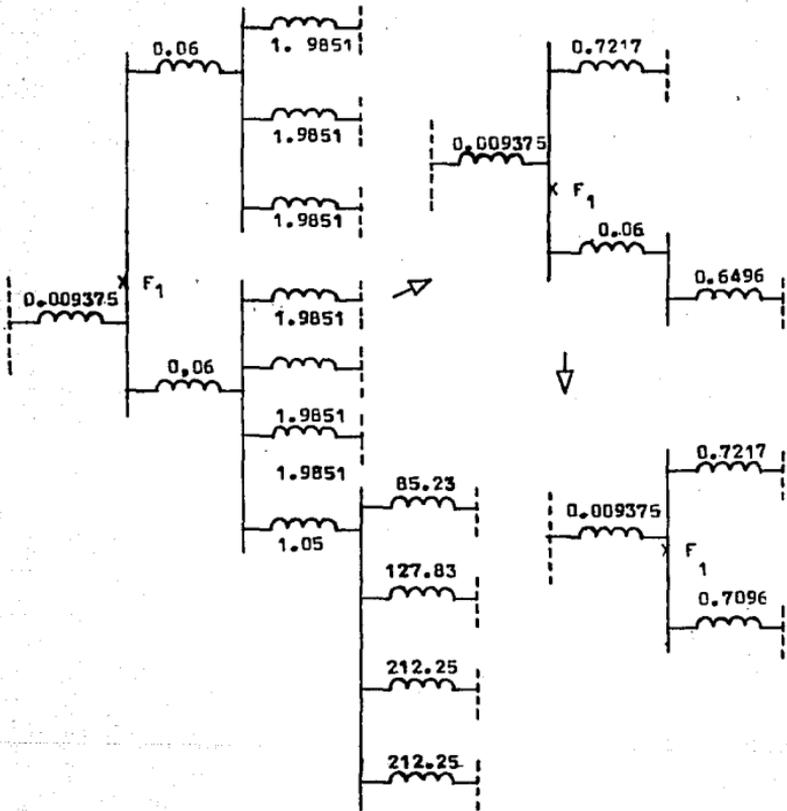
NOTES: (1) These values are for three-phase liquid-filled self-cooled transformers.

(2) Due to the trend toward lower impedance transformers for better voltage regulation, the actual transformer impedance may deviate from the NEMA standard. Therefore, for actual values obtain nameplate impedance from owner or manufacturer. The percent X and percent R values are desirable for calculation.

Referencia; IEEE

Std. 241-1983

Sección 9



$$\bar{X}_1 = 0.009135$$

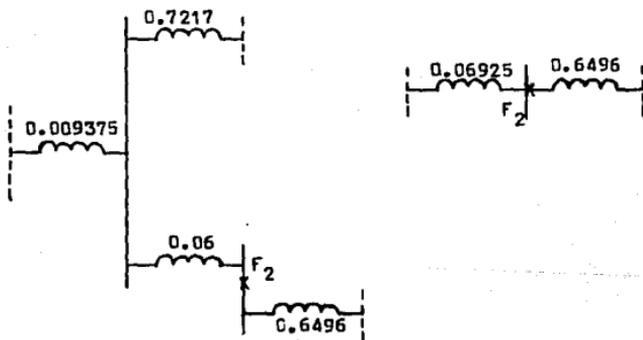
Fig. 2.2.12 Diagrama de reactancias interruptivas para la falla en  $F_1$

Para el cálculo de la corriente interruptiva monofásica en  $F_1$  la impedancia de secuencia cero, será la misma que en los cálculos anteriores.

$$\bar{I}_{cc} = \frac{3(1)}{2(0.009135) + 0.012} = 99.11$$

$$I_{cc} = 99.11 \times 75.31 = 7464 \text{ A.}$$

2.2.19 Cálculo de la falla en  $F_2$  para determinar la corriente interruptiva, y reducción del diagrama de reactancias. Para este cálculo utilizaremos la reducción del paso (2) de la Fig. — 2.2.12



$$X_1 = 0.06258$$

Fig. 2.2.13 Diagrama de reactancias interruptivas para la falla en  $F_2$ .



2.2.21 Cálculo de la resistencia interruptiva en el punto de falla  $F_2$  para determinar la relación X/R del sistema; para este caso, utilizaremos el paso (2) de la Fig. 2.2.14.

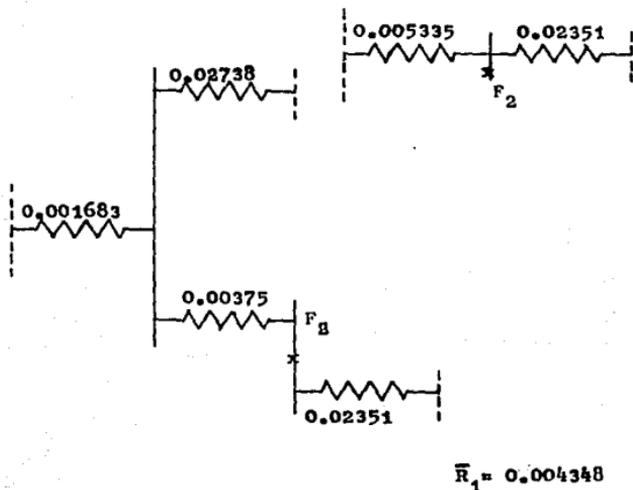


Fig. 2.2.19. Diagrama de resistencias interruptivas para la falla en  $F_2$ .

2.2.22 Cálculo de la resistencia  $R_0$  para el caso de la falla en  $F_1$ , ya que la resistencia de secuencia cero para la falla en  $F_2$  es igual a la resistencia interruptiva calculada en la sección 2.2.16.

Para el sistema C.F.E.  $X_0/R_0 = 5.57$  como  $X_0 = 0.0173$

$$R_0 = 0.002154$$

2.2.23 Tomando la reactancia y resistencia interruptivas, calculamos su relación X/R en el punto de falla  $F_1$ , después procedemos a localizar el punto de intersección con la gráfica de la Fig. 10 tomada de la norma ANSI-C-37-010-1979, y con el factor de multiplicación encontrado, afectamos la corriente de corto circuito, en el momento de apertura de los contactos.

- En el caso de la falla trifásica en  $F_1$  tenemos:  
fig. 2.2.12 y 2.2.14

$$\frac{\bar{X}_1}{\bar{R}_1} = 0.009135/0.001498 = 6.1$$

El factor de multiplicación de E/X para esta relación, es de 1.0 tomando para nuestro caso un interruptor de 5 ciclos (en base a 60 cps) con un tiempo mínimo de apertura de contactos de 3 ciclos. Por lo tanto, la corriente de corto circuito trifásico es:

$$I_{cc} = 1.0(8244) = 8244 \text{ A.}$$

-En el caso de la falla monofásica en  $F_1$  tenemos:

$$\frac{2\bar{X}_1 + \bar{X}_0}{2\bar{R}_1 + R_0} = \frac{2(0.009135) + 0.012}{2(0.001498) + 0.002154} = 5.83$$

El factor de multiplicación en este caso es también 1.0. Por lo tanto la corriente de corto circuito monofásica es:

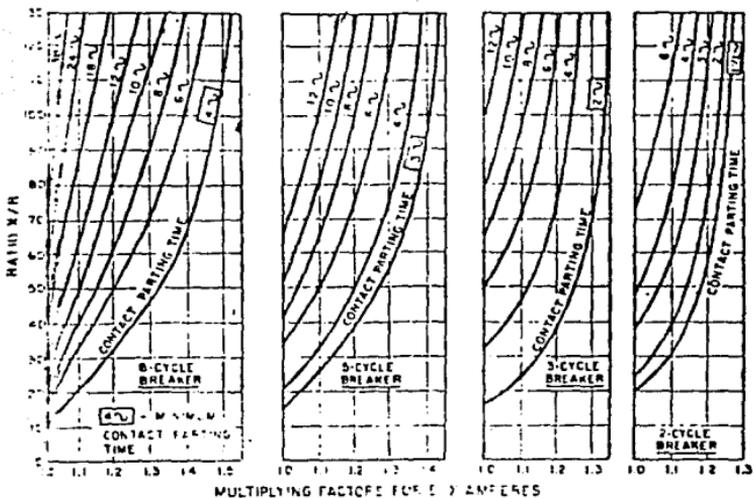
$$I_{cc} = 1.0(7464) = 7464 \text{ A.}$$

2.2.24 Cálculo de la relación X/R para el punto de falla  $F_2$  y la corriente de corto circuito en el momento de apertura de los — contactos, si se considera un interruptor de 8 ciclos (en base a 60 cps) con tiempo de apertura de contactos de 4 ciclos.

- En el caso de la falla trifásica en  $F_2$  tenemos:  
fig. 2.2.13 y 2.2.15

$$\frac{\bar{X}_1}{\bar{R}_1} = 0.06258/0.004348 = 14.4$$

Fig. 11



Reference: ANSI/IEEE

C 37.010 - 1978

El factor de multiplicación tomado de la Fig. 10 es 1.03, por lo tanto la corriente de corto circuito trifásica es:

$$I_{cc} = 1.03 \times 33269 = 34267 \text{ A.}$$

- Para el caso de la falla monofásica en  $F_2$  tenemos:

$$\frac{2\bar{X}_1 + \bar{X}_0}{2\bar{R}_1 + R_0} = \frac{2(0.06268) + 0.06}{2(0.004348) + 0.00375} = 14.8$$

El factor de multiplicación tomado de la gráfica (Fig.10) para la falla monofásica es 1.04, por lo tanto su corriente de corto circuito será:

$$I_{cc} = 1.04 \times 33733 = 35082 \text{ A.}$$

2.2.25 Estudio No.4: cálculo de las corrientes para corto circuito - sostenido en relevadores con retardo de tiempo y cables.

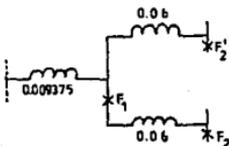


fig. 2.2.16 Diagrama de Reactancias para las fallas de Corto Circuito Sostenido en  $F_1$ ,  $F_2$  y  $F_2'$

Para la falla en  $F_1$ ,  $\bar{X}_{EQ} = 0.007143$ , la corriente de corto circuito sostenida será:

$$\bar{X}_{EQ} = (0.009375 \parallel 0.06 \parallel 0.06)$$

$$KV_{Acc} = \frac{15000}{0.007143} = 2100 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{2100}{\sqrt{3} \cdot (.115)} = 10543 \text{ A.}$$

- Para las fallas en  $F_2$  y  $F_2^1$  la reactancia equivalente es:

$$X_{FQ} = 0.06 + 0.009375 / 0.06 = 0.0681$$

La corriente de corto circuito sostenida para este caso es:

$$KV_{Acc} = \frac{15000}{0.0681} = 220.2 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{220.2}{\sqrt{3} (0.00416)} = 30560 \text{ A}$$

### 2.2.26 Cálculo de Interruptores.

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico, bajo condiciones de carga o corto circuito.

Si la operación se efectúa sin carga (corriente) el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora, si en cambio, la operación de apertura o cierre la efectúa con carga (corriente nominal) o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación) el interruptor recibe el nombre de disyuntor o interruptor de potencia. Los interruptores, en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito.

Hablaremos inicialmente de los interruptores de potencia por considerarse como uno de los elementos básicos de las subestaciones eléctricas, en particular los de gran capacidad.

Las magnitudes características a considerar durante el proceso de cierre-apertura en los interruptores, son las siguientes:

- Voltaje Nominal. - Se debe considerar porque es el voltaje normal de operación del interruptor.
- Corriente inicial de corto circuito. - Es el valor instantáneo de la corriente de falla.
- Corriente de ruptura. - Es el valor permanente de la corriente de corto circuito.

- Capacidad interruptiva.- Es la potencia de interrupción a una corriente de ruptura.
- Voltaje de restablecimiento.- Es el voltaje que se presenta en el interruptor después de la desconexión.
- Ciclo de trabajo de los interruptores.- Consiste en una serie de operaciones de los interruptores a las condiciones de operación, que pueden darnos un interruptor, la más importante es la corriente de corto circuito, ya que es la que somete al interruptor a las más exigentes condiciones de operación.

Otra condición que afecta la operación y que hay que tomar en cuenta para el dimensionado del interruptor, la constituye los recierres a que se ve sometido y que también originan arcos.

Recierre rápido.- Se conoce como recierre rápido a la operación de cierre de un interruptor después de una falla. El lapso que permanece el interruptor abierto después de una falla se conoce como tiempo muerto y siempre es recomendable que su duración sea corta.

Como ya se mencionó anteriormente, para la selección de un interruptor, es muy importante conocer la capacidad interruptiva en el punto más crítico del cálculo de falla de corto circuito y que se define como sigue:

La capacidad interruptiva de un interruptor es un término usado para expresar la corriente que el interruptor es capaz de interrumpir con una tensión de recuperación estable y una tensión transitoria de restablecimiento de referencia estable bajo condiciones prescritas de utilización y funcionamiento.

2.2.27 Verificación en las capacidades de los dispositivos de protección.

En este punto analizaremos el % de las capacidades a las que van a estar sometidos los interruptores, según las especificaciones de interrupción dadas por las normas ANSI y NEMA.

- a) Capacidad interruptiva en 115 KV; capacidad nominal 5000 MVA del estudio No.4 observamos que la máxima corriente de corto circuito es 10,542 A. De la capacidad nominal obtenemos la corriente de corto circuito interruptiva:

$$I_{cc \text{ int.}} = \frac{5000 \text{ 000}}{\sqrt{3}(115)} = 25102 \text{ A.}$$

El interruptor se está empleando al:

$$\frac{10542}{25102} \times 100 = 42\%$$

- b) Capacidad interruptiva en 4.16 KV: capacidad nominal 350 - MVA del estudio No.3 observamos que la máxima corriente de corto circuito es 35082 A. La corriente de corto circuito interruptivo es:

$$I_{cc \text{ int.}} = 48,600 \text{ A.}$$

Por lo tanto el interruptor esta empleado al:

$$\frac{35082}{48600} \times 100 = 72\%$$

- c) Capacidad interruptiva en 440 V: capacidad nominal simétrica 30000 A. del estudio No.1 observamos que la máxima corriente del corto circuito es 20945 A. Por lo tanto el interruptor lo estamos empleando al:

$$\frac{20945}{30000} \times 100 = 70\%$$

- d) Capacidad interruptiva en 220 V; capacidad nominal simétrica 10000 A. del estudio No.1 observamos que la máxima corriente de corto circuito es 9506 A. Por lo tanto el interruptor lo estamos empleando al:

$$\frac{9506}{10000} \times 100 = 95\%$$

## 2.3 Sistema de Tierras.

### 2.3.1 Red de Tierras de la Subestación.

Para dicho cálculo debemos basarnos en la corriente de corto circuito del bus de 115 KV. Se toma este valor de corriente para el cálculo de la red de tierras de la subestación ya -- que, si se produce un corto circuito en dicho bus, la co - rriente circulará por el primario del transformador, por la red de tierras de la subestación, se irá hasta la subesta - ción de la compañía suministradora y regresará por el alimen tador, de esta manera cerrando el circuito.

De hecho un sistema de tierras debe proporcionar básicamente seguridad al personal, ya que al ocurrir un corto circuito - se produce una circulación de corriente por la red de tierras, que a su vez produce una diferencia de potencial en la propia red. He aquí la importancia, ya que este potencial se presentará en el piso, así que la red debe diseñarse de manera que proporcione una impedancia muy baja, para que la corriente -- circule fácilmente y no se presenten grandes potenciales.

El estudio está apegado según Reglamento de Instalaciones - - Eléctricas. Sexta Ed. 1981, cap. Subestaciones. El procedimien to de cálculo está basado en el Estandar No.80 del IEEE.

Datos:

Resistividad del terreno	$\rho = 100 \Omega \cdot m$
Resistividad superficial	$\rho_s = 3000 \Omega \cdot m$ Roca triturada
Tiempo de duración de la falla	$t = 0.5 \text{ seg.}$
Longitud de la subestación	$L = 50 \text{ m}$
Ancho de la subestación	$W_s = 26 \text{ m}$
Profundidad de la red	$h = 0.6 \text{ m}$
I de corto circuito	$I_{cc} = 8339.82 \text{ A}$ (Corriente de falla $3\phi$ en $F_1$ , punto 2.2.4)

Cálculo:

La red se prolongará un metro por lado fuera de la cerca metálica de la subestación, por lo que las dimensiones de la red ahora serán;

$$L = 52 \text{ m}$$

$$W_s = 28 \text{ m}$$

Considerando diez conductores paralelos y diez y ocho conductores transversales en la red, y debido a que el método empleado para el cálculo de la red de tierras es iterativo, solo se muestra el que cumple con todas las condiciones. Ver fig. 2.3.1.

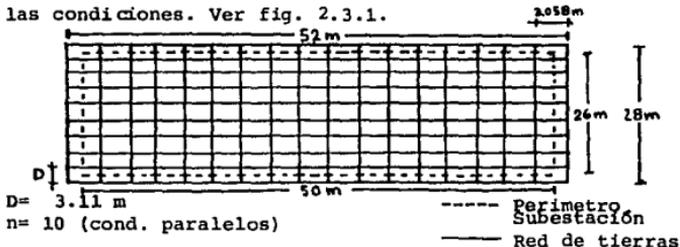


Fig. 2.3.1 Dimensiones de la red de tierras de la subestación.

### 2.3.2 Sección Mínima del Conductor $A_r$

Considerando un factor de crecimiento del sistema ( $f_{cs}$ ) de 1, debido a que habiendo ya considerado en el análisis de cargas todo lo requerido para la capacidad de la planta, no tiene caso dar un  $f_{cs}$  mayor que uno.

De la tabla II, pag. 14 de I.E.E.E 80; entrando con  $t=.5$  seg. se tiene un factor de decremento  $f_d=1$ , por tanto:

$$I = I_{cc} \times f_{cs} \times f_d = 8339.82 \text{ A}$$

Para el cálculo redondeamos a 8340 A.

Entrando a la tabla III, de la misma referencia, con el mismo tiempo y usando conectores soldables, tenemos que la sección del conductor se afectará por un factor de 6.5, por tanto:

$$A_r = 6.5 \times 8340 = 54210 \text{ circular mil} = 54 \text{ MCM}$$

De tablas de características de conductores de cobre; cable desnudo calibre 2 AWG tiene 66.37 MCM, dado que el reglamento de instalaciones eléctricas en su sección de subestaciones, artículo 603.2 a, recomienda que los conductores sean de cobre con calibre mínimo 4/0 AWG (211.6 MCM), por lo que emplearemos este calibre, así apegándonos a la norma. Diámetro del cable 4/0 AWG;  $d=0.0134 \text{ m}$ .

### 2.3.3 Longitud Mínima de Conductores Requeridos por la Malla.

En este punto debemos comparar la longitud real de la malla ( $L_m$ ), con una longitud  $L$  que vamos a calcular por fórmula en función de los datos de la malla,

$$L = \frac{K_m K_i \rho I_{cc} t^4}{116 + 0.17 \rho_s}$$

Se debe cumplir que  $L_m > L$ , donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} L_n \frac{D^2}{16 \text{ hd}} + \frac{1}{4\pi} 1_n \left[ \frac{3}{4} \frac{5}{6} \frac{7}{8} \frac{9}{10} \dots \right] \text{adimensional}$$

n-2 términos  
n = No. conductores paralelos

$$K_i = 0.65 + 0.172n \quad \text{adimensional}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} 1_n \frac{3.11^2}{16 \times 0.6 \times 0.0134} + \frac{1}{4\pi} 1_n \left[ \frac{3}{4} \frac{5}{6} \frac{7}{8} \frac{9}{10} \frac{11}{12} \frac{13}{14} \frac{15}{16} \frac{17}{18} \right]$$

$$K_m = 0.3718$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 \times 10$$

$$K_i = 2.37$$

$$L = \frac{0.3718 \times 2.37 \times 100 \times 8340 \times 0.5^2}{116 + 0.17 \times 3000}$$

$$L = 830 \text{ m.}$$

Longitud real de la malla  $L_m$ :

10 conductores paralelos de 52 m. de longitud c/u 520 m

18 conductores transversales 28 m. de longitud c/u 504 m

$$L_m = 1024 \text{ m}$$

Por tanto:  $L_m = 1024 > L = 830 \text{ m. cumple}$

### 2.3.4 Cálculo de Potenciales Tolerables por el Cuerpo Humano en Función de $\rho_s$ y t.

Ahora vamos a calcular los potenciales que puede tolerar el cuerpo humano cuando se presente un corto circuito en el bus - 115 KV. El potencial de contacto tolerable ( $E_{ct}$ ), es la diferencia de potencial entre una mano y malla de la subestación. El potencial de paso tolerable ( $E_{pt}$ ), es la diferencia de potencial entre los dos pies.

Contacto:

$$E_{ct} = \frac{116 + 0.17 \sqrt{S}}{\sqrt{t}} = 885.30 \text{ volts}$$

Paso:

$$E_{pt} = \frac{116 + 0.7 \sqrt{S}}{\sqrt{t}} = 3134 \text{ volts}$$

### 2.3.5 Cálculo de Potenciales en la Malla.

El potencial de contacto en la malla ( $E_{cm}$ ) es la diferencia de potencial que se presenta en un ser humano al tocar con su mano una parte metálica en presencia de corto circuito.

El potencial de paso en la malla ( $E_{pm}$ ) es la diferencia de potencial que se presenta en un ser humano al dar un paso en presencia de corto circuito.

Finalmente debemos comparar los cuatro resultados, de manera que los potenciales tolerables sean mayores que los de la malla.

Por lo tanto, debe cumplirse que:

$$E_{ct} > E_{cm} \quad \text{y} \quad E_{pt} > E_{pm}$$

Contacto:

$$E_{cm} = K_m K_f \frac{I_{cc}}{L_m} = 717.66 \text{ volts}$$

Paso:

$$E_{pm} = K_s K_1 \frac{I_{cc}}{L_m} = \quad ; \quad \text{donde: } K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots \right]$$

n términos

n=N° de cond. paralelos.

$$K_s = 0.5383$$

$$E_{pm} = 1039 \text{ volts}$$

Ahora comparando resultados:

$$\begin{aligned} E_{ct} > E_{cm} & ; E_{pt} > E_{pm} \\ 885.30V > 717.66V & ; 3134V > 1039V \end{aligned}$$

Cumple; Por lo que la malla es correcta.

### 2.3.6 Resistencia de la Malla.

La resistencia eléctrica total del sistema de tierras debe tener valores muy bajos de resistencia ohmica, que van desde 1 a 10 ohms. Para nuestro caso daremos como aceptable un rango desde décimas hasta cinco ohms.

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L_m}$$

donde:

$r$  - es igual al radio en metros de una placa circular equivalente, cuya área es la misma que la ocupada por la malla real de tierra.

$$\text{Area} = 52 \times 28 = 1456 \text{ m}^2$$

$$r = (\text{Area}/\pi)^{1/2} = 21.52 \text{ m}$$

Por tanto:

$$R = 1.26 \text{ ohms}$$

### 2.3.7 Red de Tierras de la Planta de Bombeo.

Básicamente el procedimiento de cálculo es igual al de la red de la subestación, ya que el método es el mismo. Sin embargo, considerando que la planta de bombeo aloja a los motores de 2087 HP. a una tensión de 4.16 KV y que estos están alimentados por un transformador de 15 MVA con resistencia de neutro a tierra; al ocurrir una falla en este bus, la corriente de corto circuito que circulará por la red estará limitada precisamente por la resistencia al neutro del secundario del transformador.

El valor de la corriente de corto circuito empleada para este cálculo está tomada del estudio 2.4.1 del Cálculo de Resistencia de Puesta a Tierra.

Datos:

$$I_{cc} = 593 \text{ A}$$

$$R = 100 \Omega - \text{m}$$

$$R_s = 1000 \Omega - \text{m}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

$$W = 19 \text{ m}$$

$$L = 65.675 \text{ m}$$

$$h = 0.60 \text{ m}$$

Cálculo:

Dado que el cálculo es similar al anterior y que conside

raciones, referencias y fórmulas son tan válidas para éste, el análisis será lo más breve posible:

Ampliando la red un metro;

$$L = 67.675 \text{ m'}$$

$$W = 21.0 \text{ m.}$$

Considérense tres conductores paralelos y siete transversales,

fig 2.3.7

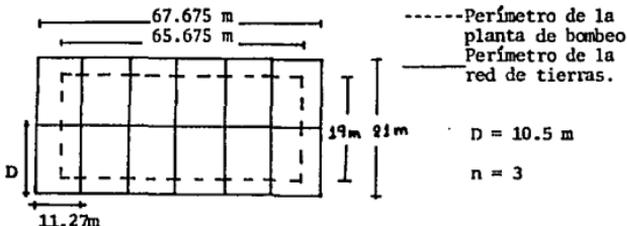


Fig. 2.3.7 Dimensiones. Red de tierras Planta de Bombeo.

### 2.3.8 Sección mínima del conductor.

$$f_{cs} = 1 \quad \text{y} \quad f_d = 1 : I = 593 \text{ A}$$

factor de 6.5 para conectores soldables.

$$A_T = 6.5 \times 593 = 3854.50 \text{ circular mil}$$

Por norma usaremos calibre 4/0 AWG,  $d = 0.0134 \text{ m}$

### 2.3.9 Longitud mínima de conductores requerida por la malla.

$$K_m = 0.9832$$

$$K_i = 1.166$$

$$L = 168 \text{ m}$$

Longitud de la malla  $L_m$ :

$$\begin{aligned} 3 \text{ conductores paralelos de } 67.675 \text{ m c/u} &= 203.025 \text{ m} \\ 7 \text{ conductores transversales de } 21.0 \text{ m c/u} &= 147.0 \text{ m} \\ L_m &= 350.025 \text{ m} \end{aligned}$$

Por tanto:  $L_m = 350 > L = 168$  m, cumple.

2.3.10 Cálculo de los potenciales tolerables por el cuerpo humano en función de  $\rho_s$  y t.

Contacto:

$$E_{ct} = 404.46 \text{ V}$$

Paso:

$$E_{pt} = 1154 \text{ V}$$

2.3.11 Cálculo de potenciales en la malla.

Contacto:

$$E_{cm} = 194.22 \text{ V}$$

Paso:

$$K_s = 0.309$$

$$E_{pm} = 61 \text{ V}$$

$$\text{Comparando: } E_{ct} = 404.46 > E_{cm} = 194.22 \text{ V}$$

$$E_{pt} = 1154 > E_{pm} = 61 \text{ V} \quad : \text{Cumple, por lo que la malla es correcta.}$$

2.3.12 Cálculo de la resistencia de la malla.

$$\text{Area} = 67.67 \times 21 = 1421.17 \text{ m}^2$$

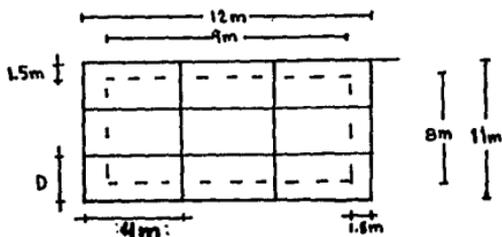
$$r = (\text{Area}/\pi)^{1/2} = 21.27 \text{ m}$$

$$R = 1.461 \text{ ohms.}$$

### 2.3.12 Red de Tierras de la Planta Potabilizadora.

Para la planta potabilizadora se hace el dimensionamiento y el cálculo de la red de tierras de la subestación.

Haciendo un análisis dimensional de los dos transformadores de 500 KVA y sus respectivos tableros, considerando espacio para maniobrar y metro y medio fuera de la cerca metálica para la red, se obtienen las dimensiones como lo muestra la fig. 2.3.12



$$D = 3.66 \text{ m}$$

$$n = 4$$

----- Perímetro de la subestación.

————— Perímetro de la red de tierras.

Fig. 2.3.12 Dimensiones de la red de tierras de la subestación de la planta potabilizadora.

Datos:

$$I_{cc} = 593 \text{ A (ver punto 2.4.1.)}$$

$$\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$$

$$\rho_s = 3000 \Omega \cdot \text{m}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

$$W = 11 \text{ m}$$

$$L = 12 \text{ m}$$

$$h = 0.60 \text{ m.}$$

Cálculo:

### 2.3.13 Sección del conductor.

Usar conductor 4/0 AWG.  $d = 0.0134 \text{ m}$

### 2.3.14 Longitud mínima de conductores requerida por la malla.

Considérense 4 conductores paralelos y 4 transversales.

$$K_m = 0.5897$$

$$K_i = 1.338$$

$$L = 52.85 \text{ m.}$$

Longitud de la malla  $L_m$ :

$$4 \times 12 = 48$$

$$4 \times 11 = \underline{44}$$

$$L_m = 92 \text{ m} \quad \text{Cumple; } L_m > L$$

### 2.3.15 Cálculo de potenciales tolerables por el cuerpo humano en función de $\rho_s$ y $t$ .

Contacto:

$$E_{ct} = 885.30 \text{ V}$$

Paso:

$$E_{pt} = 3134 \text{ V}$$

### 2.3.16 Cálculo de potenciales en la malla.

Contacto:

$$E_{cm} = 508.37 \text{ V}$$

Paso:

$$K_s = 0.4122$$

$$E_{pm} = 355.5 \text{ V}$$

Comparando:  $E_{ct} > E_{cm}$  y  $E_{pt} > E_{pm}$  cumple.

2.3.17 Cálculo de la resistencia de la malla.

$$\text{Area} = 12 \times 11 = 132 \text{ m}^2$$

$$r = (132/\pi)^{1/2} = 6.482 \text{ m.}$$

$$R = 4.94 \text{ ohms.}$$

#### 2.4. RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Las razones para limitar la corriente por medio de una resistencia puesta en el neutro de los transformadores son las siguientes:

- a) Reduce los incendios y las deformaciones en el equipo, como son: cables y motores.
- b) Reduce la tensión mecánica en circuitos y aparatos de protección.
- c) Protege los sistemas contra sobrevoltajes transitorios.
- d) Reduce el riesgo del personal a un shock eléctrico causado por la --- corriente monofásica que circula - por la red de tierras.

En sistemas de medio voltaje (2.4 a 15 KV) se hace necesaria una resistencia de puesta a tierra, así se limita la corriente de falla monofásica, ya que la conexión de los motores está a un voltaje de 4.6 KV, y si ocurriera una falla en los devanados de los motores la resistencia limitará bastante la corriente de falla y el motor no se dañará.

Cuando ocurre una falla a tierra en un sistema con resistencia limitadora, el voltaje que aparece en la resistencia, es casi igual al voltaje a neutro. Como la corriente de falla es la que circula por la resistencia, entonces el voltaje de fase a neutro dividido por el valor de la resistencia usada nos da la corriente limitada.

Valor de la Resistencia.

La determinación del valor de la resistencia, así como la magnitud de la corriente que circulará por ella, se basa en:

- a).- Suministrar suficiente corriente, para una operación de los relevadores que protegen el sistema.
- b).- Limitar la corriente monofásica a valores que produzcan la mínima demanda en el punto de falla.

En la mayoría de los casos, la corriente de falla limitada por la resistencia, está entre el 5 y 20% del valor de la corriente de falla trifásica. Para determinar la mínima corriente de falla, se requiere un diagrama del sistema, dando los rangos en que trabajan los transformadores de corriente y el tipo de relevador que se utilice en cada circuito de protección. La magnitud de la corriente de falla deberá ser suficiente para la operación de todos los relevadores, y está en función del rango de trabajo en los transformadores de corriente, que se dan en la siguiente tabla:

Selección de la Resistencia a Tierra

Equipo protegido	Tipo de Relevador	
	sobre corriente a tierra %	diferencial %
Generadores, motores y transformadores conectados en "y"	100	100
Generadores, motores y transformadores conectados en "Δ"	40	40
Alimentadores y Líneas largas	100	...
Buses	...	50

(Estos valores son los mínimos recomendados en por ciento de la corriente que utilizan los TC'S)

Se debe notar que la corriente de falla mínima para la operación de todo el sistema debe igualar o exceder, la corriente mínima requerida, de cada uno de los relevadores.

Cálculo:

El 5% de  $I_{cc}$  3 $\phi$  tomada del estudio No.4 para relevadores será 30560 A (punto 2.2)

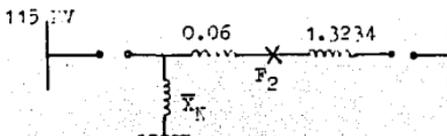
$$I_{min} = 1528 \text{ A. pero como } I_{nom} = 15000/\sqrt{3} \cdot 4.16 = 2081 \text{ A}$$

$$V_n = \frac{4160}{\sqrt{3}} = 2402 \text{ Volts} \quad R = \frac{2402}{1528} = 1.57 \Omega$$

Por norma los TC'S pueden ser de 600/5 por lo que R deberá ser de  $4 \Omega$ .

#### 2.4.1 Cálculo.

En el neutro de los transformadores de potencia (15 MVA) limitaremos la corriente de corto circuito, poniendo una resistencia de  $4 \Omega$  de tal manera que, si observamos el diagrama de secuencia cero de la Figura 2.2.2. y aumentamos la resistencia de  $4 \Omega$ .



$$\bar{X}_N = \frac{3(4)}{X_B} \quad X_B = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{(4.16)^2}{15}$$

$$X_B = 1.1537 \Omega$$

Fig. 2.3.1

$$\bar{X}_N = \frac{3(4)}{1.1537} = 10.4$$

Para la falla monofásica:

$$\bar{I}_{F_2 1\phi} = \frac{3}{2(0.06) + 10.4} = 0.28517$$

$$I_{B_2} = 2082 \text{ A} \quad ; \quad I_{F_2 1\phi} = 0.28517 \times 2082$$

$$I_{F_2 1\phi} = 593.72 \text{ A}$$

### 2.5.1 Cálculo de Conductores.

En este análisis se tomarán como base de estudio cables aislados. La distribución será por charolas agrupando un número de terminado de conductores, esto se realizará del secundario de los transformadores de potencia hasta el tablero en 4.16 kv.- de la casa de bombas. Las características del conductor utilizado son las siguientes:

- a).- Conductor compacto de cobre.
- b).- Pantalla semiconductora sobre conductor, extruida simultáneamente con el aislamiento.
- c).- Aislamiento de:
  - Etileno Propileno (EP), entre sus propiedades encontramos, estabilidad térmica, resistencia a la Ionización (efecto corona) y resistencia a las arborescencias.
- d).- Pantalla sobre aislamiento a base de cintas semiconductoras y cintas de cobre.
- e).- Cubierta exterior de PVC rojo, resistente a la abrasión y a la intemperie.

Para seleccionar el calibre de un conductor que se requiere en condiciones específicas, debemos tomar en cuenta tres características críticas.

- La corriente requerida en la carga.
- La caída de tensión permisible.
- La corriente de corto circuito que puede soportar el conductor.

2.5.2 En el primer punto, que es la determinación de la capacidad de conducción de corriente, observamos que las pérdidas de energía en el conductor se transforman en calor y esto disminuye su capacidad de conducción, dando como consecuencia que tenemos que afectar la capacidad del conductor por factores de corrección por agrupamiento y factores de corrección por temperatura de la siguiente manera:

Corriente máxima de carga;

$$I_{nom} = 15000 / \sqrt{3} \cdot 4.16 = 2081 \text{ A}$$

Dado que este valor de corriente sobrepasa la capacidad de un solo conductor, la dividiremos utilizando 6 conductores por fase, así la carga se reparte uniformemente, de esta manera:

$$2081/6 = 347 \text{ A}$$

El factor de corrección por agrupamiento (F.A) lo tomaremos de la tabla 2.5.2.1 sacada de las normas técnicas.

No. de Conductores	por ciento del valor indicado (F.A.)
4 a 6	80
7 a 24	70
25 a 42	60
más de 42	50

Tabla 2.5.2.1 Factores de corrección por agrupamiento.

El factor de corrección por temperatura (F.T) lo obtendremos de la tabla 2.5.2.2 de la referencia 5, para cables instalados al aire.

Máxima Temperatura del Conductor (°C)	Temperatura Ambiente (°C)							
	15	20	25	30	35	40	45	50
60	1.50	1.41	1.32	1.22	1.12	1.00	0.87	0.71
75	1.31	1.25	1.20	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85
80	1.27	1.22	1.17	1.12	1.06	1.00	0.94	0.87
90	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1.00	0.95	0.89

Tabla 2.5.2.2 Factores de corrección por temperatura.

Para calcular la capacidad de corriente, primero observamos el total de cables agrupados, en este caso son - 18 conductores, por tanto el F.A será de 0.70. Ahora, considerando una temperatura ambiente en caso extremo de 40 °C, el F.T será de 1.0 para un cable EP con temperatura máxima de aislamiento de 90 °C.

De estos factores, obtenemos la capacidad de conducción:

$$I_{cap} = I_{nom} / F.A \times F.T = 347 / 0.7 \times 1.0 = 496 \text{ A}$$

Con este valor entramos a la gráfica 2.5.2, encontrando que el calibre del conductor es de 500 mcm.

### 2.5.3 Cálculo de la Caída de Tensión.

Para este cálculo tomaremos como base el calibre del cable calculado en el punto pasado y utilizando la siguiente fórmula:

$$AV = (R \cos \phi + X_L \sin \phi) l \cdot I_{nom}$$

donde;

AV = caída de tensión en volts

R = Resistencia del conductor ( $\Omega$ /km)

$\cos \phi$  = factor de potencia del sistema

$X_L$  = reactancia inductiva ( $\Omega$ /km)

l = longitud de la línea en km

$I_{nom}$  = corriente del sistema (A)

El sistema que se esta analizando tiene un factor de potencia del 85% y la longitud de la línea que se utilizará desde el secundario de los transformadores de potencia hasta el tablero de distribución en 4.16 KV, es de 110 m.

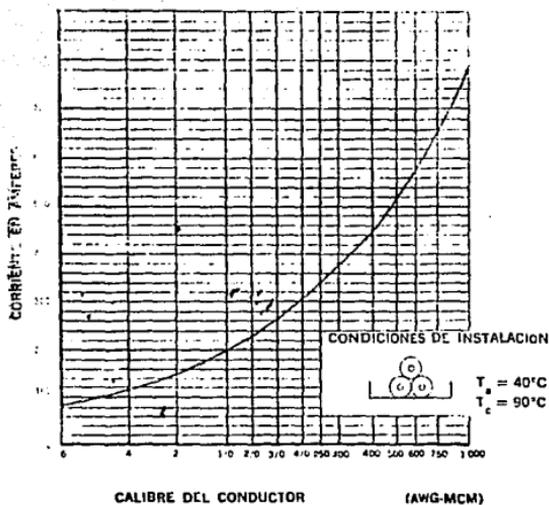
Primero realizaremos el cálculo por medio de tablas, para la resistencia a la corriente alterna del conductor a 90 °C.

a) Tomando de la tabla 2.5.3.2 la resistencia a la corriente directa a 20 °C para un conductor de 500 mcm, tenemos:

$$R_{cd}(20^{\circ}\text{C}) = 0.0694 \Omega/\text{km}$$

b) De la tabla 2.5.3.3 tomamos el factor de corrección por temperatura para afectar al valor anterior por la temperatura máxima del cable, 90 °C.

$$R_{cd}(90^{\circ}\text{C}) = 0.0694/0.784 = 0.08852 \Omega/\text{km}$$



Gráfica 2.5.2. Corrientes en Cables de Energía Vulcan  
'EP y XLP, 5, 15, 25, 35 KV. Instalado  
en charola.

TIPO DE CABLEADO	Kc
REDONDO NORMAL	0.020
REDONDO COMPACTO	0.020
SECTORIAL	0.015
SEGMENTAL	0.020

tabla 2.5.3.1. Incremento de la resistencia por efecto de Cableado.

mm <sup>2</sup>	AWG MCM	AREA DE LA SECCION (mm <sup>2</sup> )	RESISTENCIA ELECTRICA NOMINAL A LA CD. (20°C) (Cu SUAVE) Ω /Km
	8	8.37	2.10
	6	13.30	1.322
	5	16.77	1.050
	4	21.15	0.832
	3	26.70	0.660
	2	33.60	0.523
35		34.40	0.511
	1	42.41	0.415
50		48.30	0.364
	1/0	53.50	0.329
	2/0	67.43	0.261
70		69.00	0.255
	3/0	85.00	0.207
	4/0	107.21	0.164
	250	126.70	0.139
150		300	0.116
	350	177.34	0.0992
	400	202.70	0.0867
240		242.50	0.0726
	500	253.4	0.0694
	600	304.02	0.0578
	700	354.70	0.0496
	750	380.02	0.0463
	800	405.36	0.0434
	1000	506.7	0.0347

tabla 2.5.3.2 Resistencia a la corriente directa a 20°C en conductores de cobre con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto.

Temperatura del conductor en °C	Factor de corrección a 20°C	
	Cobre	Aluminio
0	1.085	1.088
5	1.062	1.064
10	1.040	1.042
15	1.020	1.020
20	1.000	1.000
25	0.980	0.980
30	0.962	0.961
35	0.944	0.943
40	0.927	0.925
45	0.910	0.908
50	0.894	0.892
55	0.879	0.876
60	0.869	0.861
65	0.850	0.846
70	0.836	0.832
75	0.822	0.818
80	0.809	0.805
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

Tabla 2.5.3.3 Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencias de conductores de cobre y aluminio.

Calibre Conductor	Para Cubiertas no Metálicas	
	AWG	
	o MCM	Cobre                      Aluminio
3 y menores		1.000
2	1.000	1.000
1	1.000	1.000
1/0	1.001	1.000
2/0	1.001	1.001
3/0	1.002	1.001
4/0	1.004	1.001
250	1.005	1.002
300	1.006	1.003
350	1.009	1.004
400	1.011	1.005
500	1.018	1.007
600	1.025	1.010
750	1.039	1.015
1000	1.067	1.026
1250	1.102	1.040
1500	1.142	1.058
1750	1.185	1.079
2000	1.233	1.100
2500	1.326	-----

Tabla 2.5.3.4 Razón de resistencias, ca/cd para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60 cps.

- c) Por último, está la resistencia de C.A. a 60 cps para conductores con cubierta no metálica, de la Tabla 2.5.3.4 obtenemos el factor de corrección, que incluye - el efecto superficial y el de proximidad.

$$R_{CA} = 0.08852 \times 1.018 = 0.09011 \text{ } \Omega/\text{Km.}$$

Continuando con el cálculo de la caída de tensión en los alimentadores, se tomara en cuenta la frecuencia del sistema y la inductancia total de cableado. Para valuar la - reactancia inductiva se utilizará:

$$XL = 2\pi f L \text{ en donde } L = 2 \times 10^{-4} \text{ Ln } \frac{DMG}{RMG}$$

Y:

f = frecuencia del sistema en Hz

L = inductancia en Hz/km

La forma como se encuentran los conductores ordenados en la charola está dibujada en la Fig. 2.5.3.1.

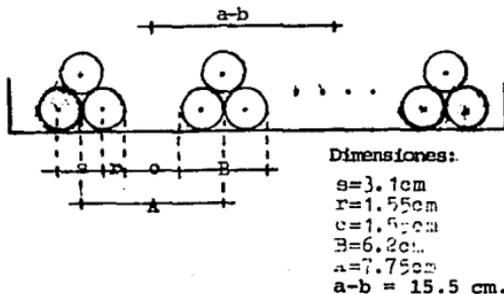


Fig. 2.5.3.1 Distribución de conductores en charola.

mm <sup>2</sup>	AWG o MCM	Area de la	No. de	Díametro	Peso
		sección transversal mm <sup>2</sup>		alambres	exterior nominal mm
--	8	8.37	7	3.40	75.9
--	6	13.30	7	4.29	120.7
--	4	21.15	7	5.41	191.9
--	2	33.60	7	6.81	305
--	1	42.40	19	7.59	385
50	-	48.30	19	8.33	438
--	1/0	53.50	19	8.53	485
--	2/0	67.40	19	9.55	612
70	-	69.00	19	9.78	626
--	3/0	85.00	19	10.74	771
--	4/0	107.20	19	12.06	972
--	250	126.70	37	13.21	1149
150	-	147.10	37	14.42	1334
--	300	152.00	37	14.48	1379
--	350	177.30	37	15.65	1609
--	400	203.00	37	16.74	1839
240	-	239.00	37	18.26	2200
--	500	253.00	37	18.69	2300
--	600	304.00	61	20.60	2760
--	750	380.00	61	23.10	3450
--	800	405.00	61	23.80	3680
--	1000	507.00	61	26.90	4590

Tabla 2.5.3.5 Construcciones preferentes de cable de cobre con cableado redondo com - pacto.

En el cálculo de la DMG (Distancia Media Geométrica) debemos

utilizar la fórmula:

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times a \times b$$

donde:

a-b = distancia entre fases cercanas

Para obtener el RMG (Radio Medio Geométrico) utilizaremos la siguiente expresión:

$$RMG = \sqrt[n]{n r A^{n-1}}$$

donde:

n = número de conductores; por fase

r = radio medio geométrico del conductor.

A = distancia entre conductores de la misma fase.

Para poder encontrar el radio medio geométrico del conductor en función de su radio exterior, tomamos los datos de su sección transversal y el número de alambres por cable. Tomando los datos de la tabla 2.5.3.5, obtenemos que para un cable de 500 MCM su área de sección transversal es de  $253.3 \text{ mm}^2$  con un número de alambres de 37, de aquí que el radio es:

$$r = 0.768 r_c$$

$$\text{donde } r_c = \sqrt{\frac{\text{Sección } \times r_c^2}{n}} = \sqrt{\frac{253.3}{37}} = 8.98 \text{ mm.}$$

Ahora se calculará el radio medio geométrico del conductor.

$$r = 0.768 r_c$$

$$r = 0.768 (8.98) = 6.89 \text{ mm.}$$

Con este dato tenemos que el RMG del orden del cableado de los conductores será:

$$\text{RMG} = \sqrt[6]{6(0.689)(7.75)^5} = 6.98 \text{ cm}$$

La DMG se calcula de la siguiente manera:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{2} (15.5 \text{ cm}) = 19.528 \text{ cm}$$

La inductancia "L" es entonces:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{19.528}{6.98} = 2.0576 \times 10^{-4} \text{ Hz/km}$$

Y la reactancia inductiva  $X_L$  será:

$$X_L = 2\pi(60)(2.0576 \times 10^{-4}) = 0.07757 \text{ } \Omega / \text{Km.}$$

La caída de tensión de los cables se puede obtener de los datos calculados anteriormente.

$$\text{AV} = (R \cos \phi + X_L \sin \phi) I \cdot I_{\text{nom}}$$

$$\text{AV} = [0.09011(0.85) + 0.07757(0.5267)] (0.11)(347)$$

$$\text{AV} = 4.48 \text{ Volts.}$$

El porcentaje de regulación de voltaje será igual a:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{4.48}{4160/\sqrt{3}} \times 100 = 0.18 \%$$

2.5.4 Cálculo de la corriente de corto circuito que soportarán los cables.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Bajo condiciones de corto circuito, se incrementa - con rapidez la temperatura de los elementos metálicos en los cables de energía. De aquí surge la necesidad de un análisis que nos proporcione el área transversal del conductor con la cual no se deterioren o sufran daño irreversible los materiales aislantes del conductor, tales como; aislamiento, pantalla, cubierta, etc.

Material del cable en contacto con el metal del ( de la)	Conductor (°C)	Pantalla (°C)
Termofijos (XLP o EP) .	250	350
Termoplástico (PVC o PE). 150	150	800
Papel impregnado en aceite 200	200	200

Tabla 2.5.4 Temperaturas máximas admisibles en condiciones de corto circuito.

Si la sección del conductor o de la pantalla no es la adecuada para soportar las condiciones de corto circuito, el intenso calor generado produce daños permanentes en el aislamiento, e incluso formar cavidades entre pantalla y aislamiento las cuales ocasionan serios problemas de ionización.

Por otra parte, para determinar la corriente permisible en el conductor, es necesario conocer el tiempo que transcurra antes de que las protecciones operen para liberar la falla.

La ecuación que permite verificar la sección del conductor conocida la corriente de corto circuito y el tiempo de duración de la falla es:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 t = K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}$$

en donde:

I = corriente máxima de corto circuito permitida, (Amp.)

K = constante que depende del material del conductor - -

(vea Tabla 2.5.3.7)

A = área de la sección transversal del conductor, (C.M.)

t = tiempo de duración del corto circuito (seg)

T = temperatura en °C (bajo cero) en el cual el material del que se trate tiene resistencia eléctrica teóricamente nula (ver Tabla 2.5. 3.7)

T<sub>1</sub> = temperatura inicial del conductor.

T<sub>2</sub> = temperatura final del conductor.

Material	K	T (°C)
Cobre	0.0297	234.5
Aluminio	0.0125	228.0
Plomo	0.0097	236.5
Acero	0.0032	180.0

Tabla 2.5.3.7. Valores de K y T para la Ecuación anterior.

Ahora, si sustituimos los valores de corto circuito en la fórmula anterior como son: I = 30560 Amp. esta corriente - se toma del Estudio No.4 del análisis de corto circuito, - para un interruptor de 8 ciclos (0.1333 seg). La temperatura de operación del conductor es de 90°C. Se despeja la --

variable del área transversal del cable y sustituimos valores:

$$\left[ \frac{30 \cdot 560}{A} \right]^2 (0.1333) = 0.0297 \log \frac{250 + 234.5}{90 + 234.5}$$

$$A = 30569/0.1969 = 155251 \text{ C.M} = 155.25 \text{ M.C.M.}$$

Se observa que la sección transversal necesaria para soportar la máxima corriente de corto circuito es mucho menor que la calculada en el punto 2.5.2 de este análisis, por lo tanto, el calibre que se seleccionó es el adecuado.

#### 2.5.5 Cálculo de los Alimentadores en los Motores de 4.16 KV.

La instalación de estos conductores será por ductos, esta disposición se deriva por la necesidad de que en las maniobras que se realicen en la planta deben tener espacio suficiente, de esta manera tendremos menor probabilidad de dañar al cable.

También en estos cálculos seguiremos la secuencia que realizamos anteriormente, por lo que nos referiremos al anterior.

#### 2.5.6 Capacidad de conducción de Corriente.

La corriente nominal de cada motor de 2087 HP. es de 256 A. Esta corriente debemos afectarla por un factor que por norma debe ser del 125% de la corriente a plena carga del motor, esto es:

$$I_{\text{cond.}} = 256 \times 1.25 = 320 \text{ A}$$

Los cables de alimentación de los motores irán alojados en ductos. Debido a que tenemos que alimentar seis motores de 2087 HP, tendremos seis ductos, que lo llamaremos ; ductos verticales, así formando un ducto horizontal, como se muestra en la fig.2.5.6.1.

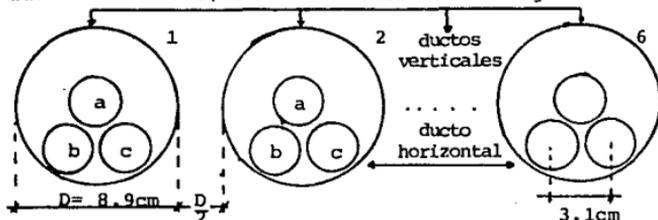


Fig. 2.5.6.1 Disposición de los ductos.

Como dichos ductos son subterráneos, a la  $I_{cond}$  hay que afectarla por un factor de corrección por agrupamiento y un factor de corrección por variación de temperatura para ductos subterráneos. En las tablas 2.5.6.1 y 2.5.6.2. se muestran dichos factores.

Número de filas de ductos verticales.	Número de Filas de Ductos Horizontales					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.87	0.77	0.72	0.68	0.65
2	0.87	0.71	0.62	0.57	0.53	0.50
3	0.77	0.62	0.53	0.48	0.45	0.42
4	0.72	0.57	0.48	0.44	0.40	0.38
5	0.68	0.53	0.45	0.40	0.37	0.35
6	0.65	0.50	0.42	0.38	0.35	0.32

Tabla 2.5.6.1 Factores de corrección por agrupamiento en instalaciones subterráneas.

Máxima temperatura del conductor (°C)	Temperatura del terreno (°C)				
	15	20	25	30	35
60	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85
75	1.10	1.05	1.00	0.95	0.88
80	1.09	1.04	1.00	0.96	0.90
90	1.07	1.03	1.00	0.93	0.92

Tabla 2.5.6.2 Factores de corrección por variación de temperatura en ductos subterráneos.

Con seis filas de ductos verticales y una fila de ductos horizontales, entramos a la tabla 2.5.6.1 y obtenemos que el factor de corrección por agrupamiento es de 0.65.

Entrando con 90 °C (que es la máxima temperatura del conductor), y considerando 35 °C de temperatura máxima del terreno, entramos a la tabla 2.5.6.2 y obtenemos que el factor de corrección por variación de temperatura es de 0.92.

Por lo anterior, la capacidad de conducción será.

$$I_{\text{cond.}} = \frac{320}{0.65 \times 0.92} = 535 \text{ A.}$$

Entrando con 535 A. a la gráfica 2.5.2, obtenemos que el calibre del conductor es de 500 MCM.

### 2.5.7 Cálculo de la caída de tensión en los cables subterráneos.

De el dato anterior observamos, que el calibre del conductor es igual al de los conductores seleccionados anteriormente. Por lo tanto, el valor de la resistencia a la corriente alterna permanece igual. En este caso, se calculará solamente la reactancia inductiva ( $X_L$ )

Para obtener la DMG observamos la disposición de los conductores:

$$DMG=3.1 \text{ cm}$$

En el caso del RMG se calcula como:

$$RMG=0.768 r_c$$

donde  $r_c$  es el radio del conductor calculado en la sección

2.5.3 y es de 8.98 mm, por lo tanto:

$$RMG= 0.768(0.898) = 0.69\text{cm.}$$

Con estos datos calculamos primero la inductancia en Henry/km

$$L = 2 \times 10^{-4} L_n \frac{DMG}{RMG}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} L_n \frac{3.1}{0.69} = 2 \times 10^{-4} L_n 4.49$$

$$L = 3.004 \times 10^{-4} \text{ H/km}$$

La reactancia inductiva expresada en  $\mu\Omega/\text{km}$  se calcula:

$$X_L = 2 \pi f L = 2 \pi (60)(3.004 \times 10^{-4})$$

$$X_L = 0.1132 \mu\Omega/\text{km}$$

Como el factor de potencia en los motores es de 88% y la máxima distancia existente entre el tablero del 4.16kv y el motor

más lejano es de 64 mts. esto se debe tomar en cuenta para la caída de tensión

$$AV = (R \cos \phi + X_L \text{ sen} \phi) \cdot I$$

$$AV = [(0.09011)(0.88) + (0.1132)(0.475)](0.064)(256)$$

$$AV = 2.18 \text{ Volts.}$$

El porcentaje de regulación de voltaje máximo permitido es del 3% :

$$\% \text{ Reg} = \frac{2.18}{416.87 \sqrt{3}} \times 100 = 0.1\%$$

2.5.8 Cálculo de la corriente de corto circuito que soportarán los cables.

Como en este cálculo utilizamos la corriente calculada en la sección 2.2.24 estudio no. 3, el valor de la sección transversal del cable que obtendremos es similar a la del cálculo anterior, esto es:

$$A = 155.25 \text{ M.C.M.}$$

Con esto deducimos que el calibre del conductor es el adecuado.

2.5.9 Cálculo de barras conectoras.

Se llaman barras conectoras al conjunto de conductores eléctricos útiles, en la conexión común de diferentes circuitos de que consta una subestación. Estas constituyen una parte importante en los equipos de distribución industrial. Dichas barras deberán ser proyectadas con el fin de que su construcción facilite la utilización adecuada y económica de la energía eléctrica suministrada, y al mismo tiempo tener una resistencia mecánica suficiente para soportar los máximos es-

fuerzas a que pueden estar sometidas, y a su vez la estructura que las esté sosteniendo a las fuertes intensidades en el caso de corto circuito.

La capacidad de conducción de corriente en las barras, está limitada por el calentamiento producido por la corriente, teóricamente los efectos causados por la corriente son:

- Pérdidas de energía.
- Elevación de temperatura
- Caída de potencial.

El calentamiento de las barras, puede ser afectado por diversos factores como son: clase del material utilizado, — sección y perfil del conductor, superficie del conductor, efecto superficial y efecto de proximidad, la reactancia del conductor, espesor y clase de aislamiento, ventilación y calentamiento por inducción causado por la proximidad de materiales magnéticos.

Los materiales comúnmente empleados en las barras colectoras generalmente son el cobre y el aluminio.

El rendimiento máximo del bus se obtiene cuando todas las partes del bus funcionan a la misma temperatura, prácticamente en una instalación de este tipo debemos tomar en cuenta algunos requisitos.

- La distribución de la corriente entre los conductores deberá ser lo más uniforme posible.

-La superficie de los conductores debe ser suficiente para una apropiada disipación de calor.

Ahora se darán los cálculos del bus conductor.

## 2.5.10 Cálculo de la capacidad de conducción de la barra.

En este análisis nos basaremos en un tubo de aluminio de 2 pulg. de diámetro. Podemos notar, que la tabla 2.5.10.1, en la columna de capacidad de conducción de corriente, alojados a la intemperie, la capacidad es de 1320 A. Como es natural, la capacidad de conducción disminuye cuando aumentamos la temperatura del conductor, en este caso, cuando tenemos 70°C su conductividad disminuye al 78% de las condiciones nominales, esto es:

$$I \text{ a } 30^{\circ}\text{C} = 1320 \text{ A}$$

$$I \text{ a } 70^{\circ}\text{C} = 1320 \times 0.78 = 1029.6 \text{ A}$$

La capacidad de cada transformador de la subestación en la planta de bombeo será de:

$$I_{\text{nom}} = \frac{15000}{\sqrt{3} \times 115} = 75.3 \text{ A}$$

Como son dos transformadores, esta corriente se duplicará.

$$I_{\text{total}} = 75.3 \times 2 = 150.6 \text{ A}$$

Observamos que la capacidad de conducción en condiciones extremas de la barra es mucho mayor a la del banco de los transformadores.

**TABLA 2.5.10.1 PROPIEDADES DE LOS TUBOS DE ALUMINIO ESTANDAR 61% CONDUCTIVIDAD**

DIAMETRO NOMINAL		DIAMETRO DEL TUBO CM		GRUESO DE LA PARED	AREA	PESO	MOMENTO DE INERCIA I <sup>4</sup>	MODULO DE SECCION	LIMITE ELASTICO	RESISTENCIA A LA C.D. 20°C Microohms por Metro	CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE 30°C	
Pulg.	Qn.	Ext.	Int.	cm.	cm.2	Kg/m.	(cm) <sup>4</sup>	s=(cm) <sup>3</sup>	Kg		Interior	Intemp.
3/4	2.0	2.667	2.093	0.287	2.147	0.580	1.5400	1.1552	2871	140.74	435	530
1	2.5	3.340	2.664	0.337	3.186	0.863	3.6336	2.1761	4259	94.89	590	700
1 1/4	3.2	4.216	3.505	0.355	4.308	0.680	8.1039	3.8443	5756	70.16	740	890
1 1/2	4.0	4.826	4.089	0.373	5.160	1.397	12.8989	5.3454	6894	58.58	840	1010
2	5.0	6.032	5.250	0.391	6.870	1.877	27.2922	9.1865	9255	43.59	1100	1320
2 1/2	6.0	7.302	6.271	0.515	10.990	2.979	63.6831	17.450	14696	27.52	1490	1790
3	8.0	8.890	7.792	0.548	14.370	3.894	125.6057	28.257	19187	21.02	1765	2120
4	10.0	11.430	10.226	0.602	20.472	5.548	301.038	52.674	27352	14.76	2300	2720
5	12.5	14.130	12.819	0.655	27.735	7.515	631.00	89.325	37059	10.89	3100	3660

### 2.5.11 Cálculo de las cargas verticales en las barras.

Tomando como base la barra de aluminio de 2 pulg. de diámetro. Si consideramos a la barra como una viga con carga uniformemente distribuida tendrá una flecha máxima de:

$$f = \frac{5 W_t l^3}{384 EI}$$

En donde:

$W_t$  = carga total en (lb)

$l$  = claro máximo en (in)

$E$  = módulo de elasticidad en (lb/in<sup>2</sup>)

$f$  = flecha en (in)

$I$  = momento de inercia en (in<sup>4</sup>)

Para el caso del tubo de aluminio de 2" de diámetro, encontramos los siguientes parámetros:

$$E = 10 \times 10^6 \text{ lb/in}^2$$

$$I = 27.2922 \text{ cm}^4 = 0.65569 \text{ in}^4$$

$$W = 1.877 \text{ kg/m} = 0.1050127 \text{ lb/in}$$

$$l_{\text{max}} = 5.50 \text{ mt} = 216.53 \text{ in.}$$

Primero obtendremos la carga total máxima del claro mayor.

$$W_t = (0.1050127) \times (216.53) = 22.73891 \text{ lb}$$

Con estos datos podremos obtener la flecha en el claro máximo:

$$f_{\text{max}} = \frac{5(22.7389)(216.53)^3}{384(10 \times 10^6)(0.65569)} = 0.45842 \text{ in} \approx 0.46''$$

Los límites prácticos para una máxima deflexión del tubo son:

1/150 del claro máximo (para el caso de 2 apoyos)

1/200 del claro máximo ( para más de 2 apoyos)

Si sustituimos el valor del claro máximo (216.53in):

$$f_1 \text{ permitida} = 216.53/150 = 1.4435 \text{ in.}$$

$$f_2 \text{ permitida} = 216.53/200 = 1.0826 \text{ in.}$$

La flecha máxima que obtuvimos con el tubo de 2" de diámetro fué de 0.46": Entonces observamos que las flechas máximas permitidas son mucho mayores, por lo tanto el diámetro del conductor seleccionado es ta dentro de lo permitido.

#### 2.5.12 Cargas Dinámicas Debidas a Corto Circuito y Viento.

Los efectos que producen este tipo de cargas, afectan a las barras en forma de esfuerzos horizontales.

Las componentes horizontales, se considerarán en "Cantiliver" sobre los aisladores que limitan la longitud del claro entre dos soportes continuos, de acuerdo con la resistencia mecánica permitida del aislador que se seleccione.

Los esfuerzos producidos por corto circuito los podemos reducir de la siguiente manera;

- a) Limitando la corriente de corto circuito máxima.
- b) Aumentando la separación entre fases.
- c) Cambiando el arreglo de los buses.

- Cálculo de los esfuerzos debidos a corto circuito.  
La siguiente expresión, obtenida de la referencia 4,

nos permitirá calcular este tipo de esfuerzos:

$$F_{cc} = 43.2 \frac{I_{cc}^2}{D} \times 10^{-7} \times l$$

Donde:

D - distancia entre conductores (in).

l - longitud del claro máximo (ft).

Del arreglo de la subestación observamos que el máximo es de 5.5 m (18.04 ft), y que la distancia entre conductores es de 3 m (118.11 in). Del estudio de corto circuito, punto 2.2.4, tomamos el dato de la corriente;  $I_{cc} = 8339.82$  A, sustituyendo valores en la expresión anterior, tenemos que:

$$F_{cc} = 43.2 \frac{(8339.82)^2}{118.11} \times 10^{-7} (18.044)$$

$$F_{cc} = 45.9 \text{ lb}$$

- Cálculo de los esfuerzos horizontales debidos al viento.

Estos esfuerzos son ocasionados a la velocidad del viento, que producen una presión en la superficie del conductor.

Para el cálculo de la fuerza en el tubo debido a la presión del viento, tomamos de la referencia 4 la fórmula:

$$F_v = P \times l \times d$$

Donde:

$F_v$  - fuerza debida al viento.

P - presión por viento  $\text{kg/m}^2$

l - longitud del claro máximo en m.

d - diámetro exterior del tubo en m.

A continuación se muestra la tabla 2.5.12.1 con valores de presión sobre diversos conductores, tomada de la misma referencia.

Superficie	Formula	Presión (valores prácticos)	Velocidad del viento (m/seg)
cilindro (tubo)	$p=0.075V^2$	$p= 39 \text{ kg/m}^2$	22.8
cables	$p=0.050V^2$	$p= 26 \text{ kg/m}^2$	22.8
superficies	$p=0.125V^2$	$p= 60 \text{ kg/m}^2$	22.8

Tabla 2.5.12.1 Presiones debidas al viento.

De la tabla anterior tenemos que:

$$p= 0.075V^2 ; V= 22.8 \text{ m/seg.}$$

$$p= 0.075(22.8)^2 = 38.98 \text{ kg/m}^2$$

De la tabla 2.5.10.1, tenemos que para el tubo de 2 in, el diámetro exterior es de 0.06032 m.

Sustituyendo valores en la fórmula de  $F_v$ , tenemos:

$$F_v = 38.98(5.5)(0.06032) = 12.93 \text{ kg} = 28.48 \text{ lb.}$$

La fuerza horizontal máxima que esta aplicada sobre el tubo, será la suma de ambas fuerzas:

$$F_{\text{max}} = F_{cc} + F_v$$

$$F_{\text{max}} = 45.9 + 28.48 = 74.38 \text{ lb.}$$

Comparando el valor de la fuerza máxima horizontal, con la resistencia al esfuerzo en Cantiliver dividido entre el factor de 1.20, se podrá saber si la longitud del claro es correcta.

## 2.6 Arranque de Motores.

Cálculo de caída de voltaje debido al arranque de -  
motores de la planta de bombeo.

En ella se encuentran alojados 6 motores a una ten-  
sión de 4.16 KV, el cálculo estará referido a la fig.  
2.6.1.

Es justificable el análisis de caída de voltaje pa-  
ra estos motores ya que, son motores de inducción,  
idénticos, de 2087 HP y su arranque es a pleno vol-  
taje. Es obvio pensar que en las terminales del mo-  
tor en el instante del arranque existirá una caída  
de voltaje; si esta disminución es mayor del 10% de  
la tensión del bus (4.16KV), o en otras palabras, si  
la tensión en el arranque es menor que 3.744 KV, el  
motor no arrancará.

El análisis involucra al transformador de 15MVA, la  
longitud del alimentador desde el transformador has-  
ta el motor, resistencia y reactancia del transfor-  
mador y del alimentador, datos de placa, etc.

El método en que nos apoyamos es el descrito en el  
capítulo 4 de la referencia 1. Ya que se tienen 6 -  
motores idénticos, solo se hará el cálculo para uno  
de ellos, siendo el resultado válido para todos.

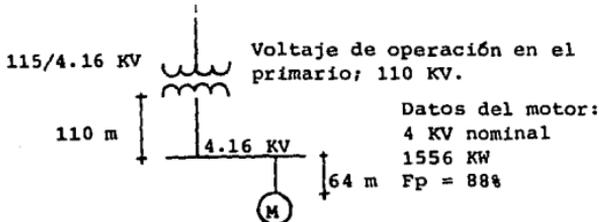


Fig. 2.6.1 Disposición del motor de 2087 HP.

1768.18 KVA  
2087.0 HP.  
 $X''_d = 15.6\%$   
f.p en el arranque = 50%

Datos:

Resistencia del Transformador = 0.375%  
Reactancia del Transformador = 6.0%  
Resistencia del alimentador = 0.09011  $\Omega$ /Km (alimentador de 500 MCM, 90°C)  
Reactancia del alimentador = 0.08402  $\Omega$ /Km (del transformador al Bus)  
Reactancia del alimentador = 0.1656  $\Omega$ /Km (Del Bus al motor)

### 2.6.1 Cálculo:

Resistencia del alimentador hasta el Motor = Resistencia Alimenta-  
dor X Distancia del Transformador al Motor =  $0.09011 \frac{\Omega}{\text{Km}} \times (0.11 -$   
 $\text{km} + 0.064 \text{ km}) = 0.0156791 \Omega$

Reactancia del alimentador del Transformador al Bus =  $0.08402 \frac{\Omega}{\text{Km}} \times$   
 $0.11 \text{ Km} = 0.0092422 \Omega$

Reactancia del alimentador del Bus al motor  $0.1656 \frac{\Omega}{\text{Km}} \times 0.064 \text{ Km} =$   
 $0.0105984 \Omega$

Los parámetros del motor se analizan en por unidad.

Tomaremos como base de voltaje al voltaje nominal del motor (4.0 KV)  
es conveniente tomar los KVA presentes en el arranque del motor como  
base de potencias.

KVA en el arranque del motor =  $KVA_{A.M.} = \frac{1}{X''_d} \times \text{KVA del motor} \times$   
Factor de multiplicación debido al tipo de arranque\*.

$$KVA_{A.M.} = \frac{1}{0.156} \times 1768.18 = 11334.487 \text{ KVA.}$$

Base de voltaje = 4 KV

Base de potencia = 11334.487 KVA

Cálculo de la impedancia del motor en el arranque ( $Z_{M.A.}$ )

\* Pág. 250, Tabla 4.13, Referencia 1.

$$Z \text{ M.A.} = \frac{\text{Base de V (KV)}^2}{\text{Base de P. (MVA)}} = \frac{(4)^2}{11.334487} = 1.411621$$

$$Z \text{ M.A.} = \frac{Z \text{ M.A.} \times \text{KVA base}}{(\text{KVbase})^2 \times 1000} = \frac{1.411621 \times 11334.487}{(4)^2 \times 1000} = 1$$

$Z \text{ M} = 1$  ; f.p. en el arranque = 50%  
 $\phi = \cos^{-1} 0.5 = 60^\circ$

Resistencia del Motor =  $R_m = Z_m \cos \phi = 0.5$

Reactancia del Motor =  $X_m = Z_m \sin \phi = 0.866$

La resistencia y la reactancia del transformador será igual a sus valores en % multiplicados por:

$$\frac{\text{KVA EN EL ARRANQUE DEL MOTOR}}{\text{KVA DEL TRANSFORMADOR}} \times \frac{\text{VOLTAJE DEL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR}^2}{\text{VOLTAJE NOMINAL DEL MOTOR}} \times \left(\frac{1}{100}\right) =$$

$$= \left(\frac{11334.487}{15000.0}\right) \times \left(\frac{4160}{4000}\right)^2 \times \left(\frac{1}{100}\right) = 0.00817292$$

Resistencia del Transformador =  $0.375 \times 0.00817292 = 0.00306483$

Reactancia del Transformador =  $6.0 \times 0.00817292 = 0.0490374$

La resistencia y reactancia del alimentador será igual a su valor óhmico multiplicado por:

$$\frac{\text{KVA EN EL ARRANQUE DEL MOTOR}}{\left(\frac{115}{4.16} \times \frac{4000}{1000}\right)^2 \times 1000} =$$

$$\frac{\text{VOLTAJE DEL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR}}{\text{VOLTAJE DEL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR}} \times \frac{\text{VOLTAJE NOMINAL DEL MOTOR}}{1000} \Big]^2 \times 1000 = 9.26985 \times 10^{-9}$$

Resistencia del alimentador que va al Motor =  $0.0156791 \times 9.2698 \times 10^{-4} = 1.45342 \times 10^{-5}$

Reactancia del alimentador que va al Motor =  $(0.0092422 + 0.0105984) \times 9.26985 \times 10^{-4} = 1.83 \times 10^{-5}$

La resistencia y reactancia total  $R_s$  y  $X_s$ , respectivamente, es la suma de la resistencia y reactancia del transformador y el alimentador (hasta el motor).

$R_s = 0.00306483 + 1.45342 \times 10^{-5} = 0.00307953$

$X_s = 0.0490374 + 1.83 \times 10^{-5} = 0.0490557$

Los KVA equivalentes en el arranque del motor a razón del voltaje en la acometida es igual a:

$$\text{KVA EN EL ARRANQUE DEL MOTOR} = \left( \frac{\text{VOLTAJE SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR DEL C.I.}}{\text{VOLTAJE NOMINAL DEL MOTOR}} \right)^2 \times \frac{1}{\sqrt{(R_M + R_S)^2 + (X_M + X_S)^2}} \times \left( \frac{\text{VOLTAJE DE LA ACOMETIDA}}{\text{VOLTAJE EN C.I.}} \right)^2 = 11334.487 \times \left( \frac{4160}{4000} \right)^2 \times$$

$$\times \left( \frac{1}{\sqrt{(0.5 + 0.00307933)^2 + (0.866 + 0.0490557)^2}} \right) \times \left( \frac{115}{115} \right)^2 = 11,242.85 \text{ KVA}$$

El voltaje en las terminales del motor en el instante del arranque, será igual al voltaje de acometida, multiplicando por:

$$\frac{M}{(R_M + R_S)^2 + (X_M + X_S)^2} \times \frac{\text{VOLTAJE DEL MOTOR EN C.I.}}{\text{VOLTAJE DE ACOMETIDA EN C.I.}} =$$

$$= \frac{1}{(0.5 + 0.00307933)^2 + (0.866 + 0.0490557)^2} \times \frac{4000}{110,000} =$$

$$= 0.0366832$$

Voltaje en terminales del motor en el arranque = 110,000 x 0.0366832 = 4035.158 V.

Este valor cae dentro del 10% del voltaje nominal.

4576 Volts.

$$4160 \pm 10 \%$$

3774 Volts.

Dado que la tensión en las terminales del motor en el momento de su arranque está dentro del  $\pm 10\%$  del voltaje del Bus, el motor arrancará adecuadamente.

## 2.7 Aisladores.

Los aislamientos utilizados en subestaciones y líneas de transmisión los podemos separar en dos grupos.

### a).- Aislamientos Externos.

Cuyas características dependen de condiciones atmosféricas, presión, temperatura, humedad. Otro factor importante es la contaminación atmosférica o en lugares próximos al mar.

### b).- Aislamientos Internos:

Cuyas características son independientes de las condiciones atmosféricas .

#### Aislamientos Externos:

Los conductores de las líneas de transmisión y las barras colectoras de las subestaciones, están aisladas por aire y en los puntos de soporte y sujeción por aisladores, estos están fabricados de porcelana o vidrio templado.

En su fabricación existen distintos tipos de aisladores, sin embargo, los más usados son: aisladores de alfiler y aisladores de suspensión.

#### Características de Aislamiento en los Aisladores:

Para poder seleccionar un aislador debemos tomar en cuenta los tres tipos de sobrevoltajes que se pueden presentar en un sistema eléctrico de potencia:

- a) Sobrevoltajes de baja frecuencia.
- b) Impulsos eléctricos debidos a rayos.
- c) Sobrevoltajes de alta frecuencia por operación de interruptores.

Nivel de aislamiento a baja frecuencia:

Las cadenas de aisladores están sometidas normalmente a una diferencia de potencial alterna de baja frecuencia ( 50-c.p.s.); presentándose sobre voltajes de baja frecuencia en casos de fallas monofásicas o bifásicas a tierra.

Como los aisladores están colocados a la intemperie, que es lo más usual en instalaciones de alta tensión, se tendrá que considerar el comportamiento de los aisladores tanto con atmósfera seca como con atmósfera húmeda, o sea bajo condiciones de lluvia, niebla, nieve o humos, contaminación, polveras, etc.

El parámetro dominante en el comportamiento de los aisladores sometidos a voltajes de baja frecuencia es la longitud del contorno del aislador, o línea de escape superficial, — que es lo que determina la resistencia que ofrece el aislador al paso de la corriente por su superficie. En condiciones atmosféricas normales se considera adecuada una longitud de 2.5 cms. de línea de escape superficial por cada mil voltios de fase a tierra. En atmósferas contaminadas es necesario aumentar la longitud de la línea de escape superficial.

Aislamiento para Contaminación Atmosférica:

La tensión máxima de operación que puede soportar una cadena de aisladores en atmósfera contaminada es directamente proporcional a la distancia de fuga o al número de aisladores que componen la cadena. Otros factores que intervienen son el - -

diámetro y el número de faldas de los aisladores. Si estos dos últimos factores no cambian, el parámetro principal es la distancia de fuga.

La siguiente tabla es una transcripción de la Tabla 7.2 del EHV-Transmisión Line Reference Book, donde se dan requerimientos de aislamiento para cadenas de aisladores normales de 254 mm de  $\phi$  x 146 mm, en posición vertical con distintas clases de contaminación atmosférica.

Tabla 2.7.1. Requerimientos para la cadena de Aisladores.

Contaminación Clase	Tipos	Cant. Eq. de $\text{NaCl}_2$ $\text{mg/cm}^2$	Distancia de fuga $\text{cm/KVn v.c.}$	Por Cm de longitud Axial (KV promedio, v.c.)	Por aislador
A	Atmósfera limpia en regiones rurales, boscosas, sin contaminación industrial	0-0.03			
				En este caso no se requiere determinar el aislamiento por contaminación.	
B	Contaminación ligera: en las proximidades de regiones industriales, ferrocarriles, con lluvias frecuentes.	0.04	2.64	0.78	11.5
C	Contaminación moderada con sales solubles hasta - 5%: hornos, polvo de plantas metalúrgicas, polvo de minas, cenizas en suspensión, polvo de fertilizantes en pequeñas cantidades	0.06	3.33	0.63	9.1

Continuación Tabla 2.7.1.

D	Contaminación <u>al</u> ta con 25% o más de sales solubles: polvo de plantas de aluminio, pro- ductos químicos, cemento; fertili- zantes en grandes cantidades; cenizas en suspensión con alto conteni- do de sal y azu- fre.	0.12	4.42	0.47	6.9
E	Precipitación sa- lina en costas y marismas.	0.30	5.36	0.39	5.7

Los aisladores se diseñan de manera que el voltaje necesario - para perforar el aislamiento sea mayor (por lo menos en un 50%) que el voltaje necesario para flamear exteriormente el aislador. El nivel de aislamiento de los aisladores para sobrevoltajes de baja frecuencia, en atmósfera seca, está determinado por la longitud de la línea de flameo seco. En atmósfera húmeda, el nivel de aislamiento para sobrevoltajes de baja frecuencia está determinado por la longitud de la línea de flameo en húmedo.

Las características de aislamiento para voltajes de baja frecuencia de un aislador quedan definidas por dos valores: volta je de flameo de baja frecuencia en seco durante un minuto y - volta je de flameo húmedo durante diez segundos.

Nivel de Aislamiento al Impulso:

El comportamiento de un aislador sometido a impulsos de volta je similares a los producidos por descargas atmosféricas depen den principalmente de su longitud y en grado menor de la geome tría del aislador.

El valor al que se flanea un aislador al que se le aplican im pulsos de voltaje depende tanto de la magnitud de los impul- sos como del tiempo que esten aplicados.

El voltaje de flaneo al impulso crítica ( $V_c$ ) de un aislador - se define como el valor de cresta de la onda que causa el fla meo del aislador en la cola de la onda. El 50% de las veces - que se aplica una onda normalizada de dicha magnitud. El ni- vel de aislamiento al impulso (NBAI) de un aislador es el va lor de cresta de la onda de mayor magnitud que soporta el ais lador sin flamearse.

Nivel de Aislamiento para Sobrevoltajes de Alta Frecuencia:

Este caso solamente se estudia en líneas de transmisión y en subestaciones de voltaje muy alto (más de 500 KV). En estos - casos, el nivel de aislamiento está determinado, principalmen te, por los sobrevoltajes producidos en la apertura o cierre de interruptores.

Efecto de las Condiciones Atmosféricas en los Aislamientos Ex ternos:

Las características de los aislamientos externos, como ya se había dicho, dependen de la temperatura ambiente, la presión atmosférica y la humedad absoluta.

Las características de aislamiento normalizadas de los aisla dores se refieren a una presión atmosférica de 76 cms. de co- lumna de mercurio, a una temperatura ambiente de 25°C y una - humedad absoluta de 15.45 mm. de mercurio.

El voltaje de flaneo de los aisladores en aire varía en pro- porción directa del factor de densidad del aire, que está da- do por la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{3.92 b}{273 + t}$$

donde:

$\delta$  = Factor de densidad del aire.

b = Presión barométrica en cm. de columna de mercurio.

t = Temperatura ambiente en °C.

Este factor ( $\delta$ ) es igual a uno para una presión barométrica de 76 cm. de Hg. y una temperatura de 25°C.

Para tomar en cuenta la corrección por humedad atmosférica, pueden aumentarse los valores del voltaje de flameo en 1% por cada mm de mercurio en menos de 15.45 y disminuirse en 1% por cada mm de mercurio en exceso de 15.45.

También debemos tomar en cuenta que, al aumentar la altitud sobre el nivel del mar, lo que implica una disminución de la presión atmosférica, disminuye el nivel de aislamiento de los aisladores en aire y es necesario aumentar el aislamiento extraño de las cadenas de aisladores. La siguiente tabla da el factor de corrección por presión.

Tabla 2.7.2. Factores de corrección por presión a distintas altitudes. (A 25°C).

ALTITUD EN MT.	PRESION		FACTOR DE CORRECCION	ALTITUD EN MT.	PRESION		FACTOR DE CORRECCION
	KPA	MM KG			KPA	MM KG	
0	101.3	760	1.000	2500	74.7	560	0.737
100	100.1	751	0.988	2600	73.9	554	0.726
200	98.9	742	0.976	2700	72.8	546	0.718
300	97.7	733	0.965	2800	72.0	540	0.710
400	96.8	726	0.954	2900	70.8	531	0.698
500	95.5	716	0.942	3000	70.1	526	0.692
600	94.3	707	0.931	3100	69.2	519	0.683
700	93.2	699	0.919	3200	68.3	512	0.674
800	92.1	691	0.908	3300	67.5	506	0.665
900	90.9	682	0.897	3400	66.5	499	0.656
1000	90.5	679	0.883	3500	65.6	492	0.647
1100	88.8	666	0.876	3600	64.8	486	0.639
1200	87.7	658	0.866	3700	63.9	479	0.629
1300	86.7	650	0.855	3800	62.9	472	0.621
1400	85.6	642	0.845	3900	62.1	466	0.613
1500	84.5	634	0.834	4000	61.3	460	0.605
1600	83.6	627	0.824	4100	60.5	454	0.597
1700	82.5	619	0.814	4200	69.7	448	0.590
1800	81.5	611	0.804	4300	69.1	443	0.583
1900	80.5	604	0.794	4400	58.4	438	0.576
2000	79.5	596	0.784	4500	57.7	433	0.569
2100	78.5	589	0.774	4600	57.1	428	0.562
2200	77.5	581	0.765	4700	56.3	422	0.555
2300	76.5	574	0.756	4800	55.6	417	0.549
2400	75.6	567	0.746	4900	54.9	412	0.542

### 2.7.1 Cálculo de la Cadena de Aisladores.

Para este cálculo seleccionamos del Catálogo N° - 32440, The Ohio Brass, Norma ANSI 52-3; un aislador común con distancia de fuga DF= 11.5"= 29.2cm, y - debido a que en el cálculo interviene la clase de contaminación, de la tabla 2.7.1 seleccionamos la clase de contaminación "D", por tanto:

$$\Delta V = 4.42 \text{ cm/KVn}$$

La longitud de la cadena de aisladores es:

$$(115\text{KV}/\sqrt{3}) \times 4.42\text{cm/KV} = 293.4 \text{ cm}$$

El número de aisladores será:

$$293.4\text{cm}/\text{DF} = 293.4/29.2 = 10.05$$

esto es; 10 aisladores.

El NBAI de cada aislador es de 125 KV, por lo tanto el NBAI de toda la cadena es de 1250 KV.

Por otro lado el NBAI de una línea de 115 KV; es - de 550 KV. (Dato tomado de las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, tabla 604.7, pag.421).

Al NBAI de la cadena de aisladores lo debemos afectar por el Factor de Corrección de Densidad del Aire (S). El valor de "b" empleado en esta fórmula, lo obtenemos de la tabla 2.7.2, para este caso tomemos una altura al azar de 500 m, y con  $t=45^{\circ}\text{C}$ , tenemos que:

$$S = \frac{3.92 \text{ b}}{273 + t} = \frac{3.92(71.6)}{273 + 45} = 0.882$$

Este factor afecta el NBAI de la cadena de aislado

res:

$$1250 \times 0.882 = 1103 \text{ KV.}$$

entonces:

$$1103 \text{ KV} > 550 \text{ KV}$$

Como toda la cadena de aisladores soporta un NBAI mayor que el NBAI de la línea de 115 KV, la cadena de aisladores es correcta.

2.8 Protección y Medición.  
(Estudio de Coordinación de Protecciones)

Con base en el diagrama unifilar del sistema y el estudio de Corto-Cir-  
cuito determinaremos el ajuste apropiado de los dispositivos de --  
protección, ya que el propósito de la coordinación de protecciones,  
valga la redundancia, es proteger los circuitos y equipos contra indi-  
caciones de operación anormales, y a su vez, ser insensibles a las  
corrientes normales del equipo, es decir, corrientes de plena car-  
ga, sobrecargas permisibles, corrientes de arranque de motores y -  
corrientes de energización de transformadores.

Quando ocurre una falla, el flujo de corriente hacia el lugar de -  
la falla debe interrumpirse inmediatamente, sin dejar fuera de ser-  
vicio a las demás áreas.

Para detectar una falla dentro del sistema, debemos de disponer de  
dispositivos que nos sensen la falla y a la vez la interrumpan. A  
este dispositivo básico de protección se le denomina Relevador de  
Protección.

La Coordinación de protecciones se hace para fallas por sobrecorrien-  
te. Al tenerse dispositivos de protección por sobrecorriente, estos  
deben operar en cascada, contando con un intervalo de tiempo de --  
coordinación, de manera que operen en una secuencia preestablecida.  
Para nuestro estudio dicho tiempo lo consideraremos de 0.4 seg.

Dividiremos el estudio en dos partes:

- a) Estudio de Coordinación en Alta Tensión (115 y 4.16KV)
- b) Estudio de Coordinación en Baja Tensión (440 y 220V)

En base al diagrama de la fig. 2.8.1, comenzaremos el estudio a partir de los motores (M1,...,M6), que son los correspondientes a la planta de bombeo, hacia arriba hasta llegar a la protección 67. Observese que el diagrama es simétrico, por lo que solo bastará hacer el análisis de la mitad de él, a su vez los seis motores son idénticos, por lo que solo se hará en análisis de uno de ellos.

2.8.1.a Corrientes desde el instante del arranque del motor hasta -- llegar a su velocidad nominal.

Para el motor tenemos los siguientes datos:

Pot. = 1556 KW

F.P. = 88%

$\eta$  = 96%

Tensión = 4.16 KV

$X'_d$  = 15.6 $\Omega$

Tiempo de Operación = 10 seg. (duración de I de arranque)

Máxima corriente de falla =  $2I_{r,b}$

$$I_{nom.} = \frac{Pot.}{\sqrt{3} \times Tensión \times F.P. \times \eta} = 255.62 \text{ A} \quad 10 < t < 1000 \text{ seg.}$$

$$I_{r,b} = \frac{1}{X'_d} I_{nom.} = 1638.52 \text{ A} \quad 0.1 < t < 10 \text{ seg.}$$

$$I_{mag.} = 10I_{nom.} = 2556.20 \text{ A} \quad 0 < t < 0.1 \text{ seg.}$$

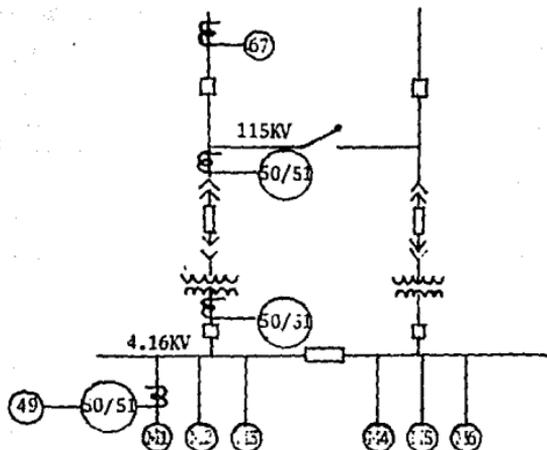


Fig. 2.8.1 Diagrama para la coordinación en alta tensión.

Dentro de este estudio se utilizarán Relevadores Marca General Electric, por lo que todas las referencias de las curvas de -- Tiempo vs. Múltiplos del Tap serán de dicha marca. Por otra -- parte, para el cálculo de los relevadores de tiempo; el tiempo de coordinación se irá incrementando en 0.4 seg.

#### 2.8.2.a Protección 50/51 del Motor.

Protección 50- Relevador instantáneo de Sobrecorriente.

Protección 51- Relevador de Tiempo de Sobrecorriente.

Unidad de tiempo 51:

$$I_{\text{sobrecarga}} = 1.15 I_{\text{nom}} = 293.96 \text{ A}$$

Ahora busquemos un Transformador de Corriente (T.C.), que a su entrada pueda soportar la  $I_{\text{sobrecarga}}$  y que a su salida nos proporcione un valor de corriente equivalente al de su entrada.

Relación del T.C. (R.T.C.) =  $300/5 = 60^*$

$I_{\text{secundario t.c.}} = 295.96/60 = 4.90 \text{ A}$

De este último resultado, Tap requerido: 5 A

Por tanto ajustar en tap de 5 A.

No. veces el tap =  $I_{\text{T.b}} / (\text{tap} \times \text{R.T.C.}) = 5.46$

Del punto 2.8.1.a tenemos que el tiempo de operación es 10 seg., - más 0.4 seg. de tiempo de coordinación, nos da por resultado:

tiempo deseado de operación = 10.4 seg.

Con este tiempo y con No. veces el tap, entramos a la curva de - tiempo vs. múltiplos del tap del relevador tipo IAC66K (que corresponde a un tiempo muy largo):

Usar Dial = 3

Unidad instantánea 50:

$I_{\text{primario de t.c.}} = 2I_{\text{T.b}} = 3277 \text{ A}$

$I_{\text{secundario de t.c.}} = 2I_{\text{T.b}} / \text{R.T.C.} = 54.61 \text{ A}$

Por tanto ajustar tap a 60 A.

2.8.3.a Protección 50/51. Secundario del Transformador de Potencia - - 115/4.16 KV.

Unidad de tiempo 51:

Tensión 115/4.16 KV

Capacidad nom. = 15 MVA

Relación OA/FA del Transf. =  $20 \text{ MVA}_{\text{máx}} / 15 \text{ MVA}_{\text{nom}} = 1.33$

$I_{\text{nom.sec}} = \frac{\text{Capacidad}_{\text{nom}}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{KV}} = 2081.79 \text{ A}$

$\text{R.T.C} = 2000/5 = 400$

$I_{\text{Prim.t.c.}} = 1.33 I_{\text{nom.sec}} = 2768.78 \text{ A}$

$$I_{sec. t.c.} = I_{prim. t. c.} / R.T.C. = 6.92 A$$

Por tanto, tap requerido: 7 A

$I_{falla prim.}$  (visita por la protección del motor) = Ajuste de tap del t.c. unidad 50 del motor X R.T.C. de protección 49 (ver punto 2.8.5. a) =  $60 \times 60 = 3600 A$

$$I_{falla sec.} \text{ (vista por la protección 49)} = \frac{3600}{R.T.C.} = \frac{3600}{400} = 9 A$$

No. veces el tap =  $I_{falla sec.} / \text{tap} = 9/7 = 1.28$  redondeando a 1.5.

Con No. veces el tap = 1.5 y tiempo = 10.8 seg. entramos a la curva del relevador de sobrecorriente tipo IAC53B (correspondiente a - tiempo muy inverso), obtenemos: Usar Dial = 3

Unidad instantánea 50:

De estudio de corto circuito tenemos que  $I_{cc3\phi} = 34977A$ . en  $F_2$  de estudio 2.2.5, tenemos que:

$$\text{Ajuste} = I_{cc3\phi} / R.T.C. = 87.44 A$$

Ajustar a 80 A

2.8.4.a Protección 50/51. Primario del transformador de Potencia 115/4.16 KV.

Unidad de tiempo 51:

$$I_{nom. prim.} = \frac{15000KVA}{\sqrt{3} \times 115KV} = 75.30 A, < 0.1 \text{ seg.}$$

$$I_{mag.} = 12 I_{nom. prim.} = 903.6 A \quad 0 < t < 0.1 \text{ seg.}$$

$$I_{prim. t.c.} = 1.33 I_{nom. prim.} \times \text{factor de sobrecarga} \\ = 1.33 \times 75.30 \times 1.25 = 125 A$$

R.T.C. =  $200/5 = 40$  (se usará doble relación en el primario,  $100 \times 200$ )

$$I_{sec. t.c.} = 125/40 = 3.125 A$$

Por tanto, tap requerido : 4 A

Del estudio 2.2.4 análisis de corto circuito tenemos que:

$$I_{3\phi f1} = 8339.82 A$$

No. veces el tap =  $(4.16/115) \times I_{3\phi F1} / \text{tap} \times \text{R.T.C.} = 1.88$

Redondeando No. veces el tap = 2 y tiempo = 11.2 seg.

Entramos a la curva del relevador tipo IAC53B, se tiene:

Usar Dial = 7

Unidad instantánea 50:

Ajuste =  $I_{3\phi F1} / \text{R.T.C.} = 208.50 \text{ A}$

Ajustar a 160 A.

2.8.5.a Protección 49. Relevador térmico del motor.

$$I_{\text{sobrecarga}} = 1.15 I_{\text{nom. motor}} = 1.15 \times 255.62 = 294 \text{ A}$$

$$\text{R.T.C.} = 300/5 = 60$$

$$I_{\text{sec. t.c.}} = 294/60 = 4.9 \text{ A}; \text{ajustese a } 4.9 \text{ A al } 100\% \text{ Unidad Instantánea:}$$

$$\text{Ajuste} = 1.6 I_{\text{R.T.C.}} = 43.7 \text{ A}; \text{ajustese a } 44 \text{ A}$$

Relevador THC - 30A

2.8.6.a Protección 67. Relevador direccional de sobrecorriente.

De hecho, en la práctica el cálculo de este relevador se deja en manos de la compañía suministradora de energía eléctrica. Generalmente cerca del manto acuífero se construyen dos o más plantas de bombeo y la alimentación de energía eléctrica se hace por pares de plantas, conectándose en anillo. De esta manera para el cálculo del relevador se considerarán dos plantas, como se muestra en la fig. 2.8.6.a, con los transformadores --trabajando a su máxima capacidad.

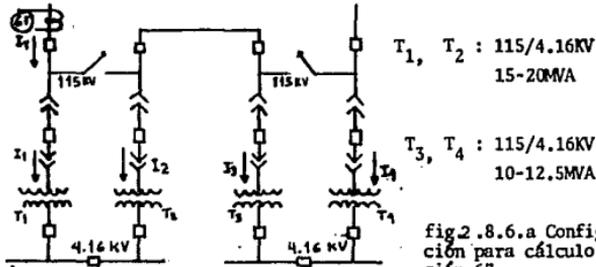


fig.2.8.6.a Configuración para cálculo protección 67.

$$I_{\text{máx. prim. T1, T2}} = I_1 = I_2 = \frac{20,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 115 \text{ KV}} = 100.4 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx. prim. T3, T4}} = I_3 = I_4 = \frac{12,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 115 \text{ KV}} = 62.75 \text{ A}$$

$$I_T = 2I_1 + 2I_3 = 200.8 + 125.5 = 326.30 \text{ A}$$

$$I_{\text{prim. T.C.}} = 1.25I_T = 407.875 \text{ A}$$

$$R.T.C. = 450/5 = 90$$

$$I_{\text{sec. T.C.}} = 407.875/90 = 4.53 \text{ A}$$

Por tanto, tap requerido; 5 A

$$\text{No. veces el tap} = 407.875/5 \times 90 = 0.906$$

Debido a que las curvas (tiempo vs. múltiplos del tap o No. de veces el tap) en este tipo de relevadores inician en 1.5 del múltiplo del tap, tomaremos en este caso No. de veces el tap = 1.5

Con No. de veces el tap y  $t = 11.6$  seg. entramos a la curva del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje, General Electric GEK-49850, fig. 11; usar dial 8.

#### 2.8.7.a Protección 87. Relevador Diferencial de Transformador.

Para esta protección se usará el Relevador diferencial de transformador con restricción de porcentaje y armónica GEH/2057F de General Electric.

El cálculo se hará en base tanto a la fig. 2.8.7.a como a las instrucciones del mismo relevador, para el transformador de potencia 15-20 MVA, 115/4.16 KV.

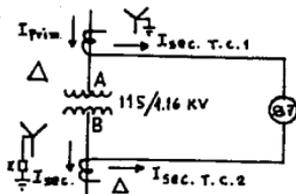


Fig. 2.8.7.a Diagrama de la protección 87.

Potencia máxima = 20 MVA

Cálculo:

$$I_{\text{prim. 15MVA}} = \frac{15,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 115 \text{ KV}} = 75.30 \text{ A}$$

$$I_{\text{prim. 20 MVA}} = \frac{20,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 115 \text{ KV}} = 100.40 \text{ A}$$

$$I_{\text{sec. 15 MVA}} = \frac{15,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ KV}} = 2081.79 \text{ A}$$

$$I_{\text{sec. 20 MVA}} = \frac{20,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ KV}} = 2775.72 \text{ A}$$

$$R.T.C._{\text{prim}} = 1.25 I_{\text{prim. 20MVA}} = 125.50 \text{ A}$$

$$R.T.C._{\text{prim.}} = 150/5 = 30$$

$$R.T.C._{\text{sec.}} = 1.25 I_{\text{sec. 20MVA}} = 3469.65 \text{ A}$$

$$R.T.C._{\text{sec.}} = 4000/5 = 800$$

$$\text{Lado prim. del transf. de pot., } I_{\text{sec. T.C.1}} = \frac{75.3}{30} = 2.51 \text{ A}$$

Lado sec.,...  $I_{\text{sec. T.C.2}} = \frac{2081.79}{800} = 2.60 \text{ A}$  Debido a que el relevador del lado B de la fig. 2.8.7.a debe conectarse en delta, la  $I_{\text{sec. T.C.2}}$  se debe afectar por 1.73 veces:

$$I_{\text{sec. T.C.2}} = \sqrt{3} \times 2.6 = 4.50 \text{ A}$$

Basándose en las instrucciones del relevador que estamos utili--

zando en este caso, tenemos que en la pag. 22 nos dice, (aplicando a nuestro caso):

Si la  $I_{sec.T.C.1}$  multiplicada por  $\sqrt{3}$  es menor a la  $I_{sec.T.C.2}$  se debe escoger un tap = 8.7.

Como  $2.51 \times \sqrt{3} = 4.34A$ , y es menor a 4.5A, seleccionamos un tap de 8.7 para el lado B.

Ahora seleccionaremos el tap del relevador del lado A :

$$\begin{aligned} \text{Tap ideal lado A} &= \frac{I_{sec.T.C.1}}{I_{sec.T.C.2}} \times \text{tap lado B} = \frac{2.51}{4.50} \times 8.7 \\ &= 4.853 \end{aligned}$$

Para encontrar el tap del relevador del lado A ; entrar a la tabla I, pag. 8, en la columna "tap setting amps". de las -- instrucciones del relevador en cuestión, con 4.853 quedando:

Lado	A	B
Tap Ideal	4.853	8.7
Tap del Relevador	5.0	8.7

En base a la misma referencia pag. 19, que dice que el -- -- MISMATCH no debe exceder del 5%, tenemos que:

$$\text{Mismatch} = \frac{\text{Relación de } I_{sec.} \text{ de los T.C.'s} - \text{Relación de taps.}}{\text{Relación de taps}}$$

$$\text{Relación de taps} = \frac{8.7}{5.0} = 1.74$$

$$\text{Relación de } I_{sec.} \text{ de los T.C.'s} = \frac{4.50}{2.51} = 1.793$$

$$\text{Mismatch} = \frac{1.793 - 1.74}{1.74} \times 100 = 3\% < 5\%$$

En resumen:

Tap para lado primario del transf. de pot. = 5.0

tap para lado secundario del transf. de pot. = 8.7

Usar relevador BDD15B de General Electric.

#### 2.8.8.a Puntos ANSI. NEC e INRUSH.

Estos puntos, son corrientes que se presentan en un determinado momento de tiempo en los transformadores de potencia, y estos se encuentran tabulados en las respectivas normas.

Punto ANSI.

De norma ANSI C57.12.00 de transformadores de potencia, entrando con  $Z=6\%$  del transformador de potencia y conexión  $\Delta Y$ , tenemos que:

$$\left. \begin{aligned} I_{ANSI.sec.} &= 9.6 I_{nom.sec.15MVA} \\ I_{ANSI.prim.} &= 9.6 I_{nom.prim.15MVA} \end{aligned} \right\} \text{para } t = 4 \text{ seg.}$$
$$I_{ANSI.sec.} = 19,985.20 \text{ A} \quad t = 4 \text{ seg.}$$
$$I_{ANSI.prim.} = 722.88 \text{ A} \quad t = 4 \text{ seg.}$$

Punto NEC.

Según artículo 450 de norma NEC ; Entrando con  $Z = 6\%$  y con interruptor (ver diagrama unifilar lado secundario) tenemos que:

$$\left. \begin{aligned} I_{NEC.sec.} &= 3 I_{nom.sec.15 MVA} \\ I_{NEC.prim.} &= 6 I_{nom.prim.15MVA} \end{aligned} \right\} \text{para } t = 1000 \text{ seg.}$$

$I_{NEC.sec.} = 6245.37 \text{ A}$        $t = 1000 \text{ seg.}$

$I_{NEC.prim.} = 451.80 \text{ A}$        $t = 1000 \text{ seg.}$

Punto INRUSH.

$I_{INRUSH.sec} = 12 I_{nom.sec.15MVA}$       para  $t = 0.1 \text{ seg.}$

$I_{INRUSH.sec.} = 24,981.48 \text{ A}$        $t = 0.1 \text{ seg.}$

2.8.9.a Curvas de Coordinación en 4.16 KV.

Todo lo que hasta este punto se ha analizado, en lo que se refiere a Protección y Medición, se resume en lo que son las curvas de Coordinación de Protecciones de Tiempo vs. Corriente. Y que se grafican en base a las curvas de los relevadores proporcionadas por el fabricante, en este caso General Electric.

Refiérase a la curva 2.8.9.a.1 :

- 1 - Curva del motor de 1556 KW (M1, M2, M3).
- 2 - Relevador de Sobrecorriente del mismo motor, Protección - 50/51 ;  
IAC66K  
Tap = 5A.  
Dial = 3  
Instantáneo = 60 A
- 3 - Relevador Térmico del mismo motor, Protección 49;  
THC 30A  
Ajuste = 4.9 A al 100%  
Instantáneo = 44 A
- 4 - Relevador de Sobrecorriente, Secundario del Transformador de 15 MVA, Protección 50/51;  
IAC53B  
Tap = 7 A  
Dial = 3  
Instantáneo = 80 A
- 5 - Relevador de Sobrecorriente, Primario del Transformador de 15 MVA, Protección 50/51;  
IAC53B  
Tap = 4 A  
Dial = 7  
Instantáneo 160 A

6 - Alimentador del motor (M1,...,M3), cobre 90-250°C 500 MCM.

2.8.10.a.2 Curvas de Coordinación en 115 KV.

Refiérase a la curva 2.8.10.a.2 :

7 - Curva del transformador de 15 MVA

8 - Relevador de Sobrecorriente, primario del transformador -  
de 15 MVA, Protección 50/51 ;

IACS5B

Tap = 4 A

Dial = 7

Instantáneo = 160 A

9 - Relevador de Sobrecorriente, Direccional de Fase

JBCV51M

Tap = 5A

Dial = 8

### 2.8.1.b Coordinación de Protecciones en Baja Tensión (440-220V)

El estudio de coordinación en baja tensión se hará con base en el diagrama de la fig. 2.8.1.b. Comenzaremos con el cálculo del motor de 100 HP (bomba de llenado);  $I_{mag}$ ,  $I_{r.b}$ ,  $I_{nom}$ , continuando con la protección térmica, el interruptor termomagnético para la bomba de llenado, el interruptor termomagnético para el transformador de 500KVA y la protección 50/51 del primario del transformador de 500 KVA. Nótese que lo antes mencionado está referido en 440 V.

En cuanto a lo que se refiere a 220 V comenzaremos el estudio con las corrientes de arranque del motor de 50 HP (grúa viajera), después la protección térmica, el interruptor termomagnético para la grúa viajera, el interruptor termomagnético para el secundario del transformador de 150 KVA y finalizando con el interruptor termomagnético del primario del mismo transformador.

Motor de 100 HP.

$$I_{nom} = \frac{746 \times \text{HP}}{\sqrt{3} \times V \times \eta \times \text{f.p.}} = \frac{746 \times 100}{\sqrt{3} \times 440 \times 0.98 \times 0.85} = 117.51 \text{ A}$$

$$I_{mag.} = 7 I_{nom.} = 822.57 \text{ A} \quad 0 < t < 0.1 \text{ seg.}$$

$$I_{r.b} = \frac{1}{X'_d} I_{nom} = 470.04 \text{ A} \quad 0.1 < t < 10 \text{ seg.}$$

$$I_{nom} = 117.51 \text{ A} \quad 10 < t < 1000 \text{ seg.}$$

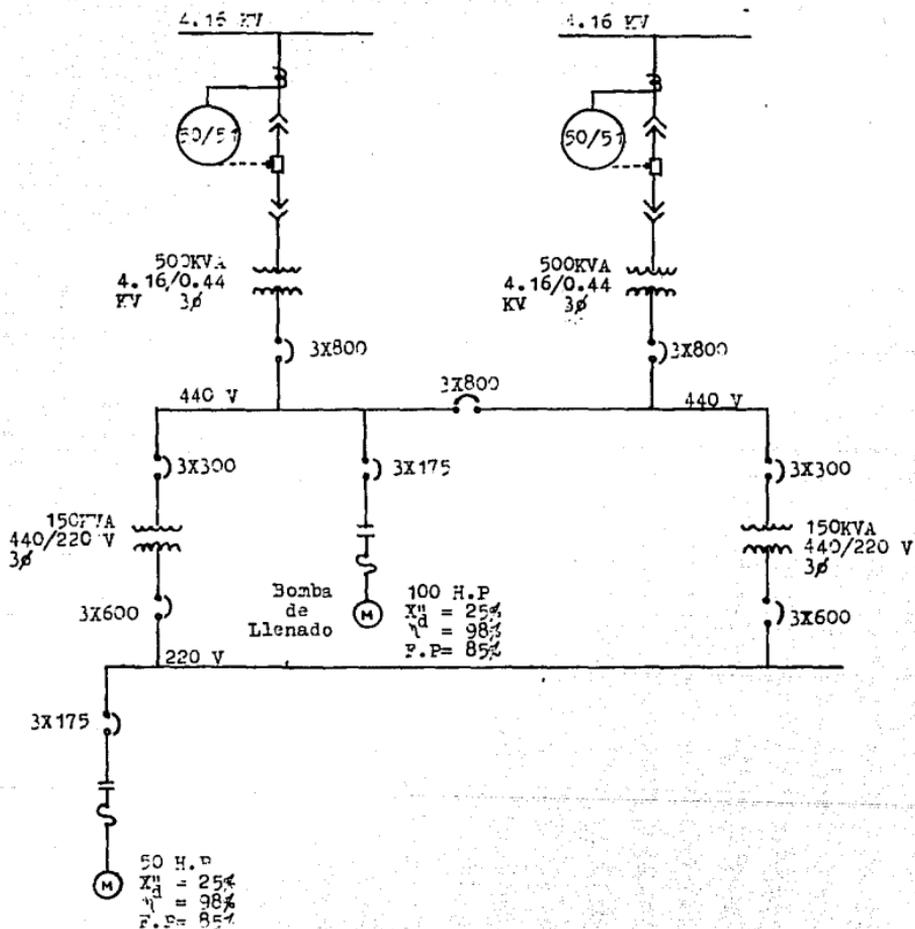


Fig. 2.8.1.b. Diagrama para coordinación de protecciones en baja tensión (440 - 220 V)

### 2.8.2.b Relevador Térmico de Sobrecarga para Motor 100 H.P.

Para este caso se usará Relevador-Térmico de Sobrecarga tipo IC2824-34 de General Electric.

El tiempo de operación del relevador se selecciona en base a las tres curvas que proporciona el fabricante para este tipo de relevador, cada una de ellas se superpone en una hoja de tiempo vs. corriente en donde se grafica la curva del motor (en este caso de 100 H.P.), ver curvas de coordinación en -- 440 V, curva 2.8.2.b con la  $I_{nom} = 117.51$  A, tomada como el -- 100%.

Se selecciona Tiempo Medio. Correspondiente a la curva # 11 en 440 V.

### 2.8.3.b Interruptor Termomagnético para Motor 100 H.P.

Se usará interruptor termomagnético tipo NM y HM

El ajuste magnético se hace superponiendo las curvas de este interruptor, proporcionadas por el fabricante, en una hoja de tiempo vs. corriente donde se encuentre graficada la curva -- del motor y su relevador térmico en  $I_{nom} = 117.51$  A, y que libere la curva del motor y la parte superior del térmico, como se ve en las curvas de coordinación en 440 V, curva # 12. Selección Ajuste Alto. Capacidad del interruptor termomagnético:  $1.25I_{nom} = 146.88$  A ; usar interruptor de 3 X 175 A.

2.8.4.b Interruptor Termomagnético del Secundario del Transformador de 500 KVA.

$$I_{\text{nom.sec.}} = \frac{500\text{KVA}}{\sqrt{3} \times 0.44\text{KV}} = 656 \text{ A}$$

Se usa mismo interruptor que el punto anterior y la curva - se grafica de la misma manera, pero ahora con la  $I_{\text{nom.sec}}$  - tomado como el 100%.

Se selecciona ajuste alto. Ver curva 13 en coordinación en 440 V.

Capacidad del interruptor termomagnético:

$$1.25I_{\text{nom.sec.}} = 820 \text{ A}; \text{ usar interruptor de } 3 \times 800 \text{ A.}$$

2.8.5.b Protección 50/51. Primario del Transformador de 500 KVA - - 4.16/0.44 KV.

$$I_{\text{nom.prim.}} = \frac{500\text{KVA}}{\sqrt{3} \times 4.16\text{KV}} = 69.40 \text{ A}$$

$$I_{\text{prim.t.c.}} = 1.33I_{\text{nom.prim.}} = 92.30 \text{ A}$$

$$\text{R.T.C.} = 100/5 = 20$$

$$I_{\text{sec.t.c.}} = 92.3/20 = 4.61, \text{ por tanto tap requerido } 5 \text{ A.}$$

Del estudio de corto circuito, tenemos que  $I_{F2} = 34977 \text{ A}$ , en tonces;

$$\text{No. veces el tap} = I_{F2}/\text{tap} \times \text{R.T.C.} = 349.77$$

Usando Relevador IACS1B tiempo inverso de General Electric.

Entrando a la curva con  $t = 1.5 \text{ seg.}$  y No. veces el tap, -- que en este caso es muy grande, obtenemos:

Dial = 10

Curva 14 en 440 V.

Unidad Instantánea 50

Ajuste =  $I_{CC,F2} / R.T.C. = 34977/20 = 1748.85 A$

Ajustar a 160 A.

2.8.6.b Grua Viajera, Motor de 50 H.P.

$$I_{nom.} = \frac{746.H.P.}{\sqrt{3} \times V \times \eta \times F.P.} = \frac{746 \times 50}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.98 \times 0.85} = 117.51 A$$

$$I_{mag.} = 7I_{nom.} = 822.57 A \quad 0 < t < 0.1 \text{ seg.}$$

$$I_{r.b.} = \frac{1}{X_{tr}} I_{nom} = 470.04 A \quad 0.1 < t < 10 \text{ seg.}$$

$$I_{nom.} = 117.51 A \quad 10 < t < 1000 \text{ seg.}$$

2.8.7.b Relevador Térmico de Sobrecarga para Motor 50 H.P.

Se usa mismo relevador que para el motor de 100 H.P. punto - -

2.8.2.b. La curva se dibuja de la misma manera con  $I_{nom} = 117.51 A$  tomado como 100%.

Se selecciona Tiempo Medio. Correspondiente a la curva 16 en las curvas de coordinación en 220 V.

2.8.8.b Interruptor Termomagnético para Motor de 50 H.P.

Se usa mismo interruptor que para el motor de 100 H.P. punto - -

2.8.3.b, la curva se dibuja de la misma manera, con  $I_{nom} = 117.51 A$  tomado como 100%.

Se selecciona Ajuste Alto. Corresponde a la curva 17 en 220 V.

Capacidad del interruptor termomagnético:

$1.25I_{nom} = 146.88 A$ ; usar interruptor de 3x175 A

2.8.9.b Interruptor Termomagnético del Secundario del Transformador de 150 KVA.

$$I_{\text{nom.sec.}} = \frac{150 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.22 \text{ KV}} = 393.64 \text{ A}$$

Se usa mismo interruptor que en el punto anterior, y la curva se dibuja con  $I_{\text{nom.sec.}}$  tomada como el 100%.

Se selecciona Ajuste Alto. Curva 18 en 220 V.

Capacidad del interruptor termomagnético:

$$1.25 I_{\text{nom.sec.}} = 492.05 \text{ A ; usar interruptor de } 3 \times 600 \text{ A.}$$

2.8.10.b Interruptor Termomagnético del Primario del Transformador de 150 KVA'

$$I_{\text{nom.prim.}} = \frac{150 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.44 \text{ KV}} = 196.82 \text{ A}$$

Se usa mismo interruptor, pero como ésta curva se dibujará en la curva de coordinación de 220 V, y éste interruptor está en 440 V, hay que referir la  $I_{\text{nom.prim.}}$  a 220 V;

$$196.82 \times \text{Relación de transformación de transf. } 150 \text{ KVA.} =$$

$$196.82 \times 440/220 = 393.64 \text{ A}$$

Se dibuja con 393.64 A tomados como el 100%.

Se selecciona Ajuste alto. Curva 19 en 220 V.

Capacidad del interruptor termomagnético:

$$1.25 I_{\text{nom.prim.}} = 246.02 \text{ A; usar interruptor de } 3 \times 300 \text{ A.}$$

2.8.11.b Observaciones referentes a la Coordinación de Protecciones en baja tensión (440-220 V).

- En lo que se refiere a la Curva 2.8.2.b en 440 V, se puede notar que las curvas 12 y 13 terminan en la abscisa en un valor de corriente de 19,005.35 A. Este punto corresponde al --

marcado en el diagrama de la misma curva con ;  $x \leftarrow$  . Esta corriente es la diferencia de la corriente de corto circuito  $3\beta$  en 440 V y lo que aporta el motor de 100 H.P. en presencia de corto circuito: (ver punto 2.2.8. Fg)

De estudio de corto circuito tenemos que  $I_{CC,3\beta} = 19,466A$

$$KVA = \frac{H.P. \times 0.746}{F.P.} = \frac{100 \times 0.746}{0.85} = 87.76 \text{ KVA}$$

$$P_{CC} = 87.76 / X_d'' = 87.76 / 0.25 = 351 \text{ KVA}$$

$$I_{CC} = 351 / (\sqrt{3} \times V) = 351 / (\sqrt{3} \times 0.44) = 460.65 \text{ A}$$

este es el valor de corriente proporcionada por el motor de -- 100 H.P. en presencia de corto circuito, entonces:

$$19,466 - 460.65 = 19,005.35 \text{ A.}$$

-Por otra parte, de la curva 2.8.3.b en 220 V, observamos que la curva 17 termina con un valor en la abscisa de 4714.38 A, - que corresponde al punto marcado con ;  $X \leftarrow$  en el diagrama de - la misma curva, siendo el análisis similar al del motor de 100 H.P., pero ahora será para el de 50: (ver punto 2.2.7.,F4)

De estudio de corto circuito ;  $I_{CC,3\beta} = 8825 \text{ A}$

$$KVA = \frac{50 \times 0.746}{0.85} = 43.88 \text{ KVA}$$

$$P_{CC} = 43.88 / 0.25 = 175.52 \text{ KVA}$$

$$I_{CC} = 175.52 / (\sqrt{3} \times 0.22) = 460.62 \text{ A}$$

que es la corriente que aporta el motor en un corto, entonces:

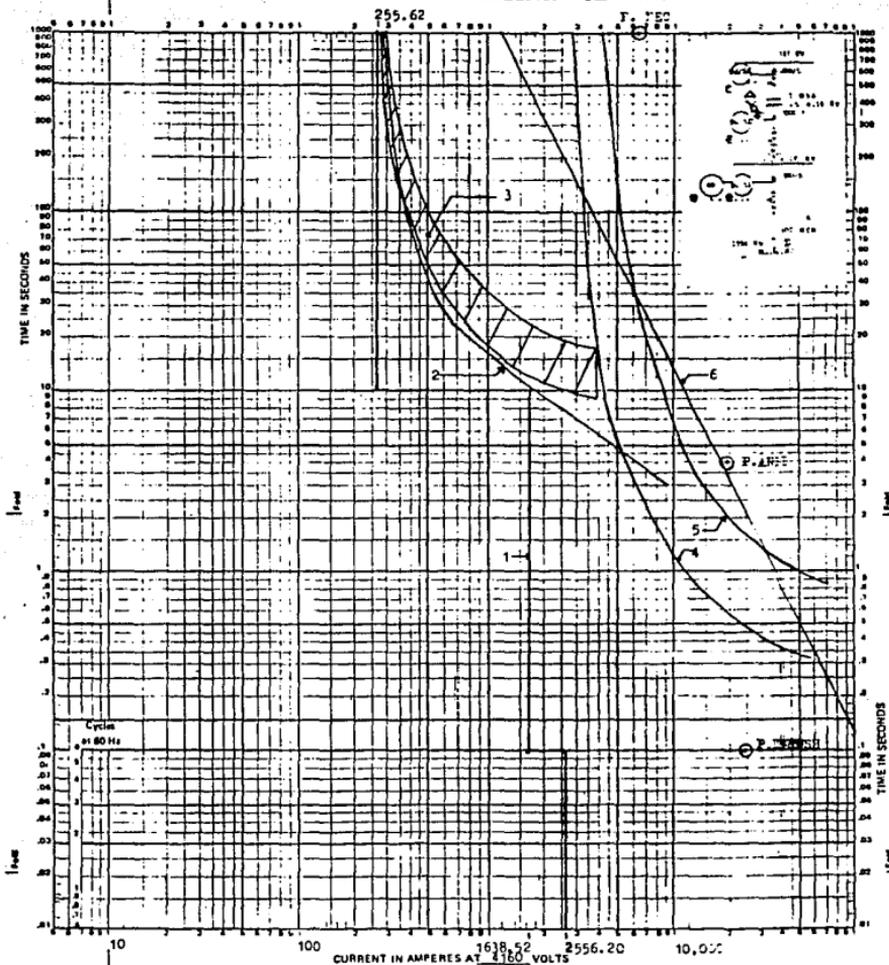
$$8825 - 460.62 = 8364.38$$

En lo referente a la curva 18, ésta termina en;

$$I_{CC} = 8825 \text{ A correspondiente a 220 V.}$$

La curva 19 tiene un valor en la abscisa de 38,392 A que corresponden a la  $I_{cc} 3\beta$  en 440 y referidos a 220V; De estudio de corto circuito tenemos que en 440 V la  $I_{cc.3\beta} =$   
 $= 19,466$  A, referida a 220 V, es;  
 $19,466 \times 440/220V = 38,932$  A.

CURRENT IN AMPERES AT 4160 VOLTS CURVE 2.8.9.0.1 DATE 10.4.1967



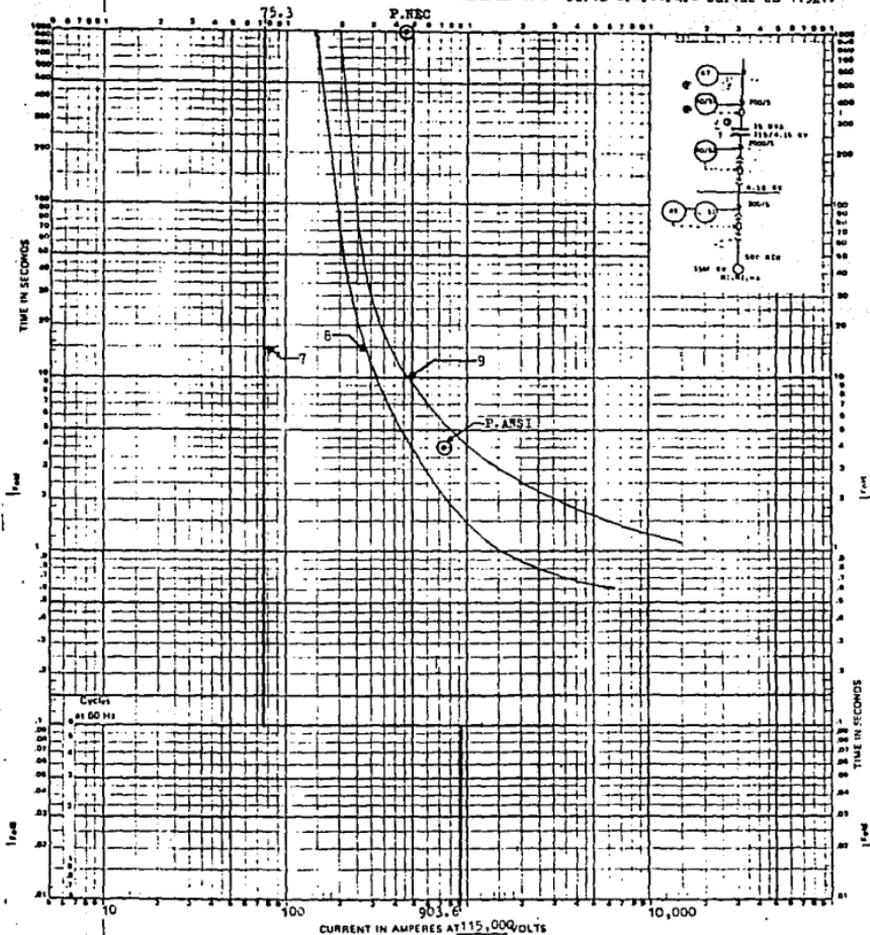
**TIME-CURRENT CURVES**

- 1 Curva del motor 1556 KW.
- 2 Protección 51 del motor.
- 3 Protección 49. Térmico del motor.
- 4,5 Protección 51. Sep. Prim. Transf.
- 6 Protección del motor.

NET

DATE \_\_\_\_\_  
 INVENTORY \_\_\_\_\_  
 COMPONENT \_\_\_\_\_  
 LOCATION \_\_\_\_\_

CURRENT IN AMPERES AT 115,000 VOLTS Curvas 2, 8, 10, 4, 2 curvas en 115KV.



**TIME-CURRENT CURVES**

- 7 Curva del transformador de 15 MVA.
- 8 Protección 51, Prim. del tranof.
- 9 Protección 67, Direccional de sobrecorriente, Direccional de fase.

NO \_\_\_\_\_

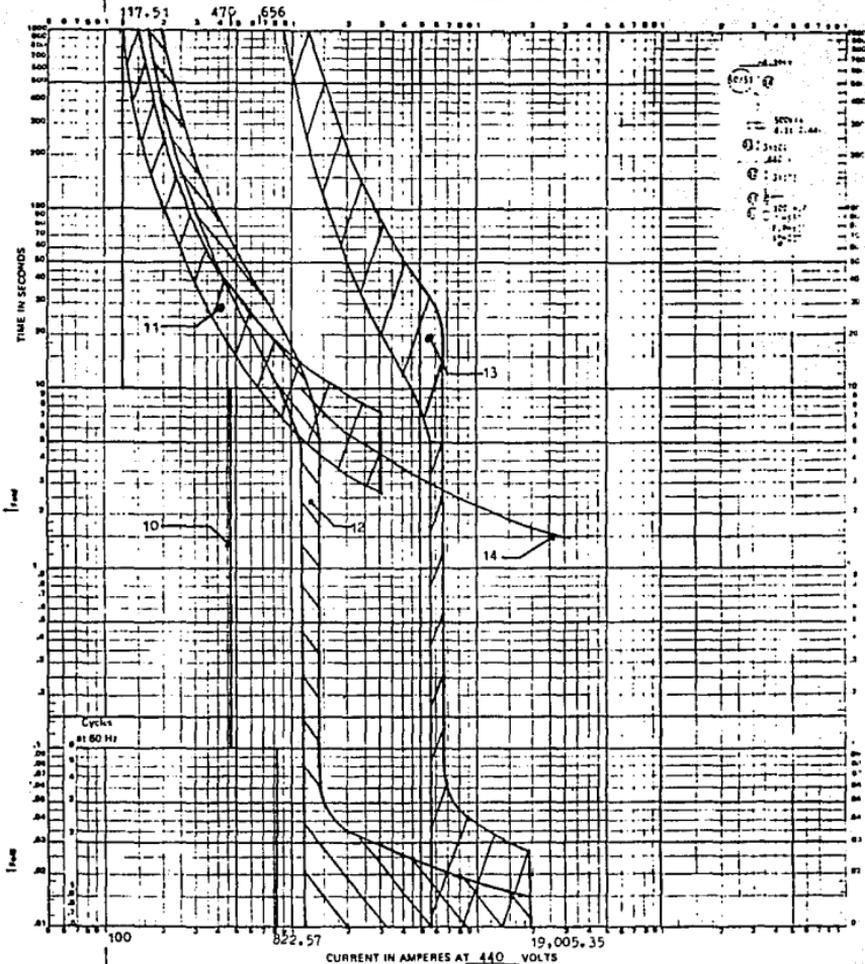
DATE \_\_\_\_\_

DRAWN BY \_\_\_\_\_

COMPONENT \_\_\_\_\_

LOCATION \_\_\_\_\_

CURRENT IN AMPERES AT 440 VOLTS Curva 2,8,2,b curvas ex 440 V.



**TIME-CURRENT CURVES**

- 10 Curva del motor de 100 H.P.
- 11 Relévidor térmico de sobrecarga para motor 100 H.P.
- 12 Interruptor termomagnético para mismo motor. Ajuste Alto.
- 13 Interruptor termomagnético. Sec. transf. 500KVA Ajuste Alto.
- 14 Protección St. Prim. Transf. 500 KVA.

NO

DATE

DRAWN BY

CHECKED BY

LOCATION



## 2.9 Banco de Baterías.

### 2.9.1. Introducción.

Las baterías pueden clasificarse de acuerdo a la manera en como convierten la energía química a energía eléctrica y pueden ser primarias y secundarias.

La batería primaria convierte la energía química directamente en energía eléctrica, las baterías secundarias deben cargarse previamente con energía eléctrica antes de que puedan convertir la energía química en energía eléctrica.

Las baterías también pueden clasificarse en tipo húmedo y tipo seco (celdas húmedas y celdas secas).

En la realidad la mayoría de las baterías primarias son de tipo seco y son llamados así porque el electrolito líquido empleado es una sustancia absorbente (pasta química) y el envase es sellado, de esta forma pueden ser trasladadas en cualquier posición sin que el electrolito se derrame, por ejemplo las pilas o baterías de zinc-carbón o las alcalinas, etc.

En el caso de las baterías secundarias, la mayoría son de tipo húmedo (electrolito en estado húmedo) y son las más comúnmente empleadas, como ejemplo: la de ácido plomo y la de níquel cadmio, su campo de aplicación se da en subestaciones, hospitales, alumbrado, computadoras, equipo móvil como, autos, submarinos, aeroplanos, camiones de carga, etc.

A continuación, se da una tabla de propiedades típicas de baterías primarias y secundarias.

Propiedad	Unidad	Celdas Primarias				
		carbón zinc	zinc mercurio	alcanina manganezo	Plata zinc	zinc
Voltaje a cto. abierto	V	1.5	1.35	1.5	1.5	1.45
Voltaje mínimo de operación	V	0.8	0.9	0.8	0.9	1.1
Energía específica	KJ/Kg	150	300	200	300	650
Energía por unidad de volumen	KJ/dm <sup>3</sup>	300	1200	[450-700]	1600	850
Razón de descarga permitida	-	baja	baja	baja	baja	muy baja
Electrodo positivo(+)	-	MnO <sub>2</sub> +C	Zn	Zn	Zn	Oz
Electrodo negativo (-)	-	Zn	Hgo+grafito	MnO <sub>2</sub>	Ag <sub>2</sub> O	Zn
Electrolito	-	NH <sub>4</sub> cl Zncl <sub>2</sub> +H <sub>2</sub> O	KOH+ZnO + 11 <sub>2</sub> O	KOH+H <sub>2</sub> O	KOH+H <sub>2</sub> O	KOH+H <sub>2</sub> O
Rango de temperatura	°C	de 0 a 150	de 0 a+50	-30 a+50	0a+50	-40a+40
Tiempo máximo de almacenamiento	Años	1-3	5-7	4-5	4-5	3-4
Vida útil	Años	2-3	4-5	3-4	4-5	2-3

Tabla.- 2.9.1. Propiedades Típicas en Baterías.

Celdas Secundarias

Plomo ácido	Níquel cadmio	Sodio azufre	litio disulfuro de fierro
2.0	1.3	2.1	2.3
1.7	1.0	1.5	1.5
40 a 89	70 a 120	225	550
150 a 300	150 a 350	400	1200
Alta	muy alta	alta	alta
PbO <sub>2</sub>	NiO DH	S	FeS <sub>2</sub>
Pb	cd	Na	Li
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O	KOH + H <sub>2</sub> O	A <sub>2</sub> O <sub>3</sub> +etc.	LiCl KCl
-40 a+50	-60 a+40	+300	475
2 a 4 meses	4 a 6 meses	-	-
5-20	10-2-	-	-

De la tabla de características es fácil observar que para situaciones de emergencia (sin energía en C.A.), el uso de baterías de plomo o de cadmio es factible comercialmente como técnicamente. (altas relaciones de descarga, vida útil larga, temperatura de operación, facilidad de construcción, etc.). Recordando que la unidad básica de una batería es la celda.

### 2.9.2. Batería Plomo-Acido

La celda plomo ácido consta de 2 juegos de placas de plomo compuestas respectivamente por plomo esponjoso y dióxido de plomo, sumergida en una solución de ácido sulfúrico.

La reacción química se explica mediante las figuras:

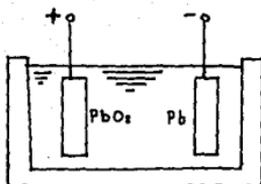


Fig. 2.9.1 Batería de Plomo

La Figura 2.9.1 muestra el estado químico de la batería de plomo a plena carga, la placa positiva está compuesta de líquido de plomo ( $PbO_2$ ) y la negativa de plomo esponjoso ( $Pb$ ) y están sumergidas en una solución de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) en la descarga de la celda. Ambas, la placa de dióxido de plomo y la de plomo esponjoso cambian gradualmente en sulfato de plomo ( $PbSO_4$ ) cuando las 2 placas alcanzan la misma composición química la diferencia de potencial cae ante ambos y la corriente cesa.

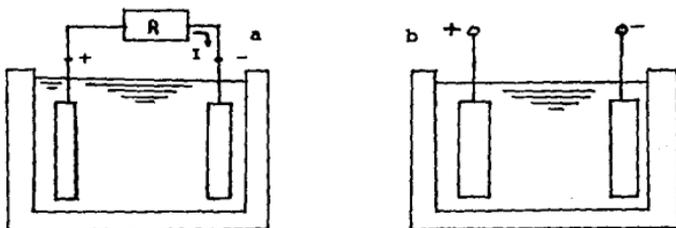


Fig. 2.9.2 a) Batería de Plomo alimentando una carga.

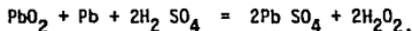
b) Batería de Plomo sin carga.

De los dibujos anteriores:

Fig. a)  $PbO_2$  decrece       $Pb$       decrece  
 $PbSO_4$  aumenta (+)       $PbSO_4$  aumenta (-)

Fig. b) Celda completamente descargada.  
Electrolito Agua 85% - Acido 15%

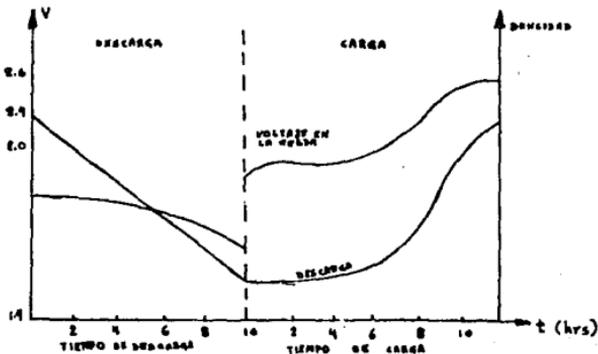
Químicamente:



Descarga

Una de las características generales de la batería plomo - ácido es la de la variación de la densidad con respecto al estado de carga como se puede verificar en la siguiente -- gráfica:

Gráfica 2.9.1 Variación de la densidad de la batería plomo ácido

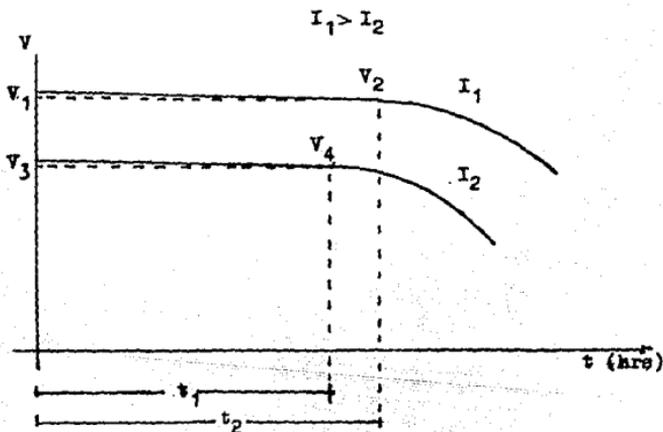


### 2.9.5. Capacidad.

La capacidad en las baterías se da como un producto de la intensidad de descarga por el tiempo que dura la descarga calculado hasta que se alcanza una tensión final establecida a cierta temperatura y se mide en (A-h) Amper-hora.

Los factores que afectan la capacidad son:

- La corriente de descarga
- La tensión final a la que se corte la descarga.
- La temperatura
- El tiempo que dura la descarga



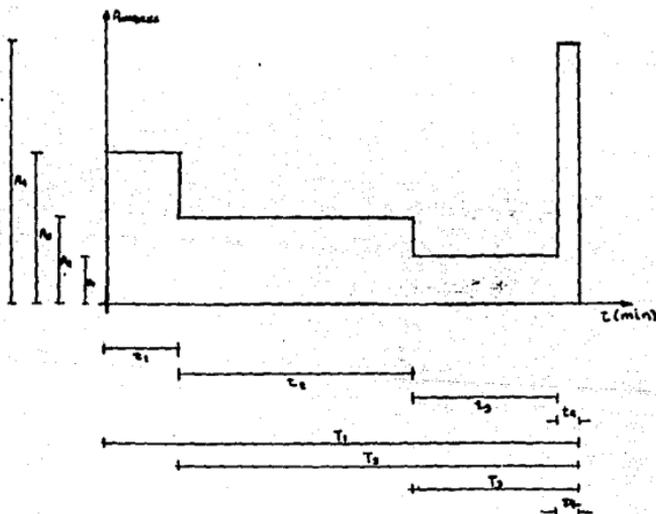
### 2.9.6. Cálculos.

Si se tienen las demandas siguientes:

$A$  - amperes de demanda durante el tiempo ( $T$ )n

$R_{pn}$  Capacidad por placa positiva para el tiempo ( $T$ )n. (Obtenida de la gráfica proporcionada por el fabricante)  
(refiérase al catálogo Exide, Tipo EHG-15)

$T$  - Es el tiempo desde que se inició la carga hasta el final del periodo total de descarga.



el número de placas positivas del tipo X No.p.p.(X) estará dado por:

$$\text{No. p.p. (X)} = \frac{A1}{R1} + \frac{A2-A1}{R2} + \dots + \frac{An-An-1}{Rn}$$

Los amperes hora estarán dados por:

$$A-H = R_{T1} (A1) + R_{T2}(A2-A1) + \dots + R_{Tn} (An-An-1)$$

R<sub>Tn</sub> es capacidad nominal para un tiempo T de una celda de placas determinada (ver catálogo Exide, Tipo EHGS-15

Para el cálculo de la corriente del cargador se usa:

donde: I<sub>c</sub> Corriente del cargador A.

AH<sub>D</sub> amperes hora que es necesario devolver a la batería.

η<sub>AB</sub> eficiencia de la batería.

tr tiempo de recarga en horas.

I<sub>DN</sub> corriente de demanda normal en Amperes.

La eficiencia estará determinada por la relación que sigue IEE:

batería ácido plomo = 0.91

batería níquel cadmio = 0.71

y es la relación entre los A-H que se obtienen de una batería (salida) entre los (A-H) que hay que devolverle para que vuelva a su estado original de carga (entrada).

los A-H<sub>D</sub> se determinan como  $\frac{1}{60} \sum_{i=1}^n An(tn)$

Para el cargador es necesario determinar:

- tensión nominal (máxima y mínima)
- consumo en puntas
- consumo en emergencia
- tiempos de los consumos de emergencia.
- tensión de alterna para el cargador

Para equipos de maniobra (subestaciones y centrales) generalmente es de +10 y -15%, y la tendencia es que el margen superior +10% coincida con el nivel de carga rápida y el inferior -15% con la tensión mínima de descarga o también tomar el voltaje de flotación un poco inferior al voltaje máximo (1.4 V es el de flotación/elemento/celda).

A continuación se da un estudio general aproximado de los consumos de las cargas:

Cargas:

1) Relevadores

In = 30 A

2) Serialización

In = 8.25 A

tiempo de operación 480 min.

3) Alumbrado de emergencia

In = 16 A

tiempo de operacion 480 min.

4) Disparo de 4 interruptores en 115 KV

3/4 c/u In = 12A

5) Disparo de 13 interruptores en 4.16 kv

6A c/u In = 78A

6) Cierre de 2 interruptores en 115 KV

4A c/u In = 8A

7) Cierre de 7 interruptores en 4.16 KV

6A c/u In = 42A

8) Disparo de 7 cuchillas motorizadas

4A c/u In = 20A

9) Cierre de 4 cuchillas motorizadas

6A c/u In = 24

Equipo	Amperias nominales	Amperes totales en caso de falla hasta						
		1 min.	2 min.	3 min.	17 min.	478 min.	479 min.	480 min.
Relevadores	30	30	30	30	30	30	30	30
Señalización	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25	8.25
Alumbrado de Emergencia	16	16	16	16	16	16	16	16
Disparo de - en 115 KV	12	12						
Disparo de - interruptores en 4.16 KV (13 pzas)	78	78						
Disparo de - cuchilla 7 - pzas.	20		40	20				
Cierre de interruptores 115 KV(2)	8							8
Cierre de interruptores 4.16KV(7)	42							42
Cierre de cuchillas 7 - pzas.	24					48	24	

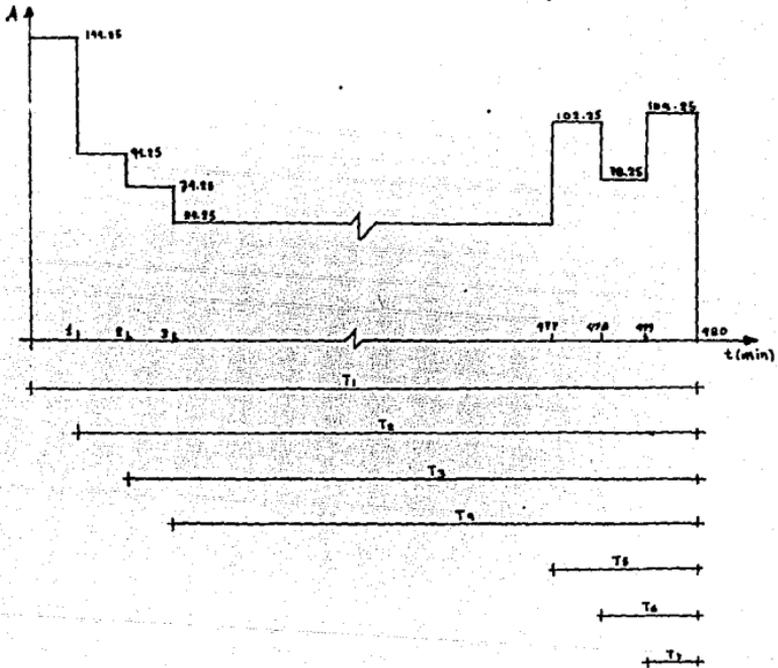
Total de Amperes en caso de falla hasta

1 min. 2 min. 3 min. 4 a 477 478 min. 479 min. 480 min.

144.25 94.25 74.25 54.25 102.25 78.25 104.25

Tabla de cargas para el ciclo de emergencia.

Gráfica del ciclo de emergencia (A.  $\frac{V}{t}$ ) [Amper] [minutos]



A1 = 144.25 A  
 A2 = 94.25 A  
 A3 = 74.25 A  
 A4 = 54.25 A  
 A5 = 102.25 A  
 A6 = 78.25 A  
 A7 = 104.25 A

t1 = 1 min.  
 t2 = 1 min.  
 t3 = 1 min.  
 t4 = 474 min  
 t5 = 1 min  
 t6 = 1 min.  
 t7 = 1 min

T1 = 480 min.  
 T2 = 479 min.  
 T3 = 478 min.  
 T4 = 477 min  
 T5 = 3 min  
 T6 = 2 min.  
 T7 = 1 min.

R1 = 9 APP  
 R2 = 9 APP  
 R3 = 9 APP  
 R4 = 9 APP  
 R5 = 65 APP  
 R6 = 65 APP  
 R7 = 65 APP

Los Rn son datos de la tabla de ESB Exide (plomo ácido) --  
tipo EHGS.

$$N.P.P. EHGS = \frac{144.25}{9} + \frac{(94.25 - 144.25)}{9} + \frac{74.25-94.25}{9} + \frac{(54.25-74.25)}{9} \\ + \frac{(102.25-54.25)}{65} + \frac{(78.25 - 102.25)}{65} + \frac{(104.25 - 78.25)}{65}$$

$$N.P.P. EHGS = 6.79 \approx 7$$

y el total de placas es  $(2 \times 7) + 1 = 15$  placas por celda

$$AH_D = \frac{[144.25(1) + 94.25 (1) + 74.25 (1) + 54.25(474) + \\ 102.25(1) + 78.25(1) + 104.25(1)]}{60}$$

$$AH = 438.53 \text{ Amperios - hora} \approx 440 \text{ AH}$$

### 2.9.7. Selección.

De el catálogo de exide, el tipo EHGS-15 tiene una capacidad de 500 A-H para un régimen de descarga de 8 horas.

La corriente del cargador será:

$$I_c = \frac{AH}{\eta_{A \times tr}} + I_{DN}$$

$$I_c = \frac{440}{0.91(8)} + 38.25 = 98.68 \text{ A}$$

usando la fórmula recomendada por el catálogo.

$$I_c = \frac{AH(1.1)}{tr} + I_{DN} = \frac{440(1.1)}{8} + 38.25$$

$$I_c = 98.75 \text{ A. (capacidad mínima del cargador)}$$

Podemos seleccionar entonces un cargador con:

entrada	salida
440 V.C.A.	125 V.C.D.
3Ø	100 A
60 HZ	

Si consideramos el 20% de capacidad de reserva el tipo sería el EH65-17 con 580 A-H @ 8 h.

Si calculamos ahora la capacidad de la batería de tipo Níquel Cadmio.

Datos.

Tensión de salida 125 V + 10%-15% [106.25-137.5]

consumo permanente 58.5A

consumo emergencia 54.25 5 hrs.

duración de la emergencia 5 h.

consumo en puntas indicado en la figura.

si 137.5 fuera el voltage de flotación el número de elementos será:

$$n = \frac{137.5V}{1.4 V/\text{elementos}} = 98.21 \text{ elementos}$$

hacemos  $n = 100$  elementos

la tensión máxima es  $100 (1.4) = 140$

y la tensión mínima por elemento es  $= 106.25/100 = 1.06$   
V/elemento

Si existen puntas de 144.25 A en 1 min.

94.25 A en 1 min. MDP 29 - 285 A

74.25 A en 1 min.

$$I_1 = 144.25 (1/60) = 2.4 \text{ A}$$

$$I_1 = \frac{2.4}{285} = .8\% \text{ X C}$$

$$I_2 = 94.25 (1/60) = 1.57 \text{ AH}$$

$$I_2 = \frac{1.57}{285} = .55\% \text{ X C}$$

$$I_3 = 74.25 (1/60) = 1.23$$

$$I_3 = \frac{1.23}{285} = 4\% \text{ C}$$

$$I_4 = 54.25 (5) = 271.25 \text{ A-H}$$

$$I_4 = \frac{271.25}{285} = 95\% \text{ C}$$

$$I_6 = 102.25/285 = .35 \text{ C}$$

$$I_7 = 78.25/285 = .27 \text{ C}$$

$$I_8 = 101.25/285 = .36 \text{ C}$$

la tensión final en volts  
es mayor de 1.05V

todavía está por arriba de  
1.05V por elemento

ya no tiene el 1.05V arriba  
de la curva típica de descen  
so por lo que se escogerá el  
tamaño siguiente que es el -  
MDP 33 que tiene una capaci-  
dad de 350 A a 5 hrs.

Para el cargador tomaremos  $I = 0.2XC$

$$I = 0.2X (380) = 66 \text{ A}$$

$$I_c = 66 + I_{DN} = 66 + 38.5 = 104.5 \text{ A}$$

será del tipo CAT trifásico a 125 A

entrada	salida
440 VCA	130 V
3 $\phi$	125 A
60 HZ	

### CAPTULO III

#### DIAGRAMAS Y PLANOS ELECTRICOS

- 3.1. DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL EN ALTA TENSION.
- 3.2. DIAGRAMA UNIFILAR EN BAJA TENSION.
- 3.3. ARREGLO DE LA SUBESTACION.
- 3.4. DIAGRAMAS LOGICOS Y DE CONTROL.

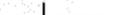
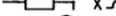
## NOMENCLATURA

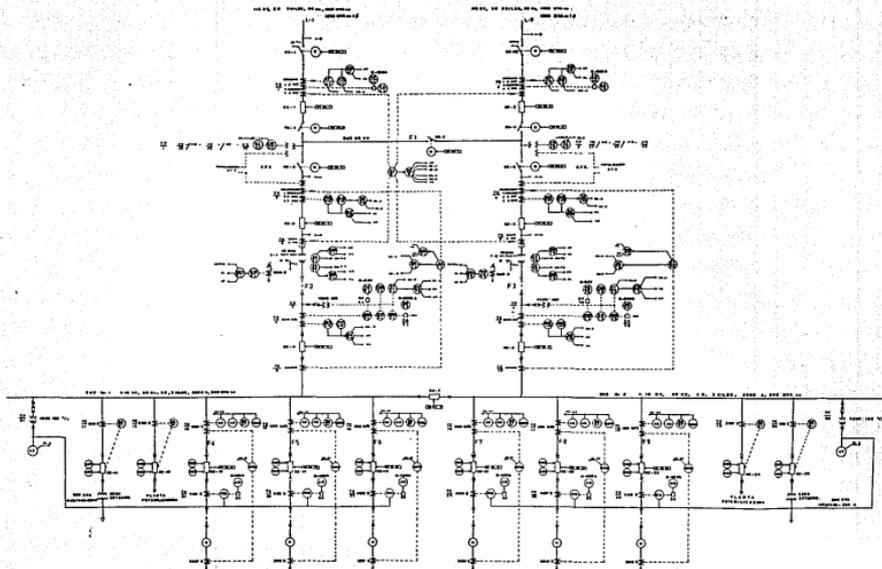
<b>A</b>	APERTURA
<b>AL</b>	ALARMA
<b>AR</b>	ALARMA REMOTA
<b>AM</b>	AMPERMETRO
<b>B</b>	BUS
<b>C</b>	CIERRE
<b>FMR</b>	FRECUENCIMETRO REGISTRADOR
<b>G</b>	TIERRA
<b>L</b>	LINEA
<b>M</b>	MOTOR O MOTORIZADA
<b>N</b>	NEUTRO
<b>P</b>	PRIMARIO
<b>S</b>	SECUNDARIO
<b>SA</b>	CONMUTADOR DE AMPERMETRO
<b>SC</b>	SWITCH DEL CONTROL
<b>SV</b>	CONMUTADOR DE VOLTMETRO
<b>T</b>	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
<b>TC</b>	" DE CORRIENTE
<b>TP</b>	" DE POTENCIAL
<b>VM</b>	VOLTMETRO
<b>VRM</b>	VARMETRO
<b>WM</b>	WATTMETRO
<b>WMH</b>	WATTHORIMETRO
<b>X</b>	AUXILIAR
<b>26</b>	RELEVADOR DE TEMPERATURA
<b>27</b>	" DE BAJA TENSION
<b>46</b>	" DE CORRIENTE PARA SECUENCIA INVERSA O EQUILIBRIO DE FASES
<b>47</b>	RELEVADOR DE TENSION DE SECUENCIA DE FASES
<b>48</b>	" DE SECUENCIA INCOMPLETA
<b>49</b>	" DE TEMPERATURA DEL INDUCIDO DEL MOTOR
<b>80</b>	" INSTANTANEO DE SOBRECORRIENTE
<b>81</b>	" DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO
<b>82</b>	INTERRUPTOR DE POTENCIA
<b>83</b>	RELEVADOR DE PRESION DEL TRANSFORMADOR
<b>87</b>	" DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE
<b>88</b>	" DE BLOQUEO SOSTENIDO
<b>87</b>	" DE PROTECCION DIFERENCIAL
<b>89</b>	CUCHILLA DE LINEA

## CONEXIONES

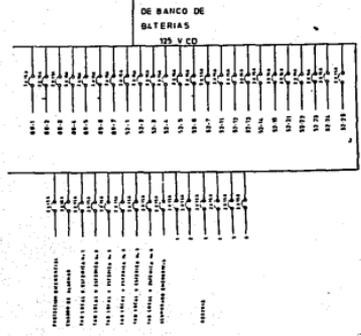
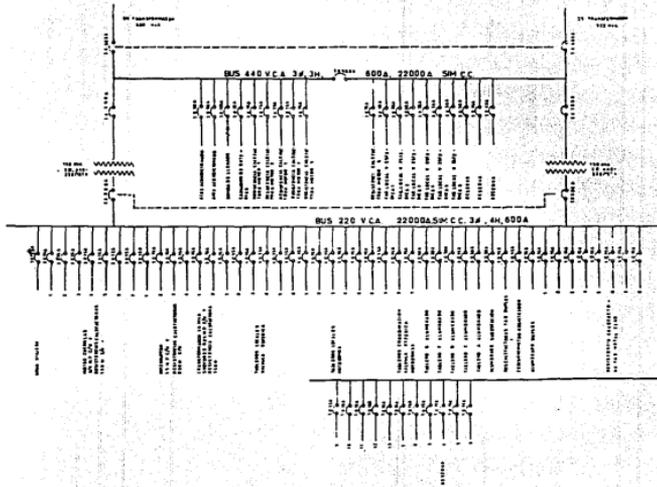
	DELTA 3 FASES 3 HILOS
	DELTA ABIERTA 3 FASES
	ESTRELLA CON NEUTRO FLOTANTE 3 FASES 3 HILOS
	ESTRELLA CON NEUTRO SOLIDO A TIERRA 3 FASES 4 HILOS
	ESTRELLA CON NEUTRO ATERRIZADO A TRAVES DE UNA IMPEDANCIA 3 FASES 4 HILOS

## SIMBOLOGIA

	APARTARRAYOS
	CONDUCTOR EN AIRE
	" SUBTERRANEO
	CONTACTO TIPO REMOVIBLE
	" " MACHO
	" " HEMBRA
	CRUCE CON CONEXION
	CRUCE SIN CONEXION
	CUCHILLA
	FUSIBLE
	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	MOTOR
	RESISTENCIA
	RELEVADOR O INSTRUMENTO DE MEDICION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	" DE POTENCIAL
	" DE CORRIENTE
	" " " TIPO BOQUILLA

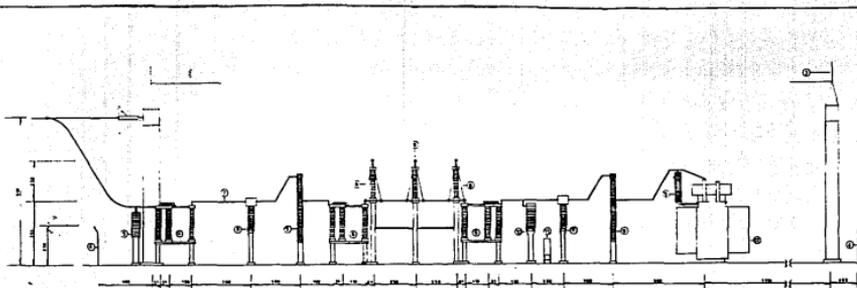


**TECN. PROFESIONAL**  
 SELECCION DE ESQUEMA ELÉCTRICO PARA  
 UN PLANTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
 CON TRANSFORMADORES DE 10 000 VA  
**DISEÑO GENERAL**  
**ALTA TENSIÓN**  
 1950

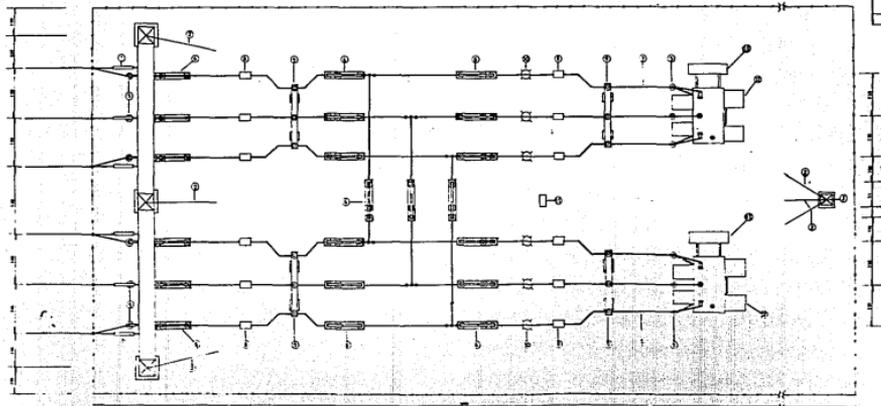


**TESIS PROFESIONAL**  
 SELECCION DE EQUIPO ELECTRICOPARA  
 DE UNA PLANTA DE BOMBEO DE AGUA  
 POTABLE CON CAPACIDAD DE 120M<sup>3</sup>/D.  
**DIAGRAMA UNIFICADO GENERAL**  
**BAJA TENSION**  
 TITULO: SELECCION DE EQUIPO ELECTRICOPARA DE UNA PLANTA DE BOMBEO DE AGUA POTABLE CON CAPACIDAD DE 120M<sup>3</sup>/D.  
 AUTOR: ING. JUAN CARLOS BARRERA  
 INSTITUCION: UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA  
 AÑO: 1980

FALTA...



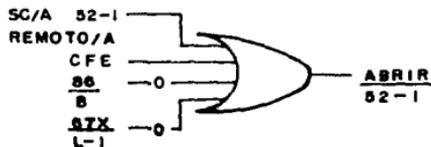
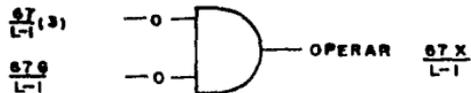
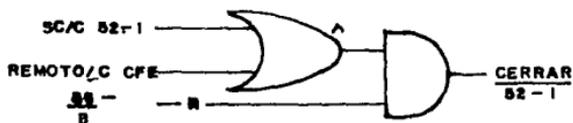
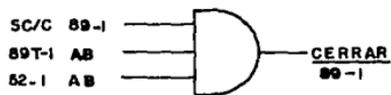
Nº	DESCRIPCIÓN
1	Salida de subestación tipo suspensión de potencia tamaño en serie 100 kv
2	Cable de aluminio 3F + ater, ran de cuatro
3	Arco de aluminio
4	Cable de más tensión de 110kv, 110F de 200, de 200, de 200
5	Aperturas tipo articuladas
6	Columnas autoelevadas
7	Tubo de alumina de 10"
8	Transformador de potencia
9	Interruptor de potencia para un transformador de potencia
10	Transformador de potencia
11	Equipo de medición de C.P.E.
12	Transformador de potencia
13	Esquema de puesta a tierra del equipo del transformador de potencia, 10"
14	Ver especificación de equipo, C.A.S.T.



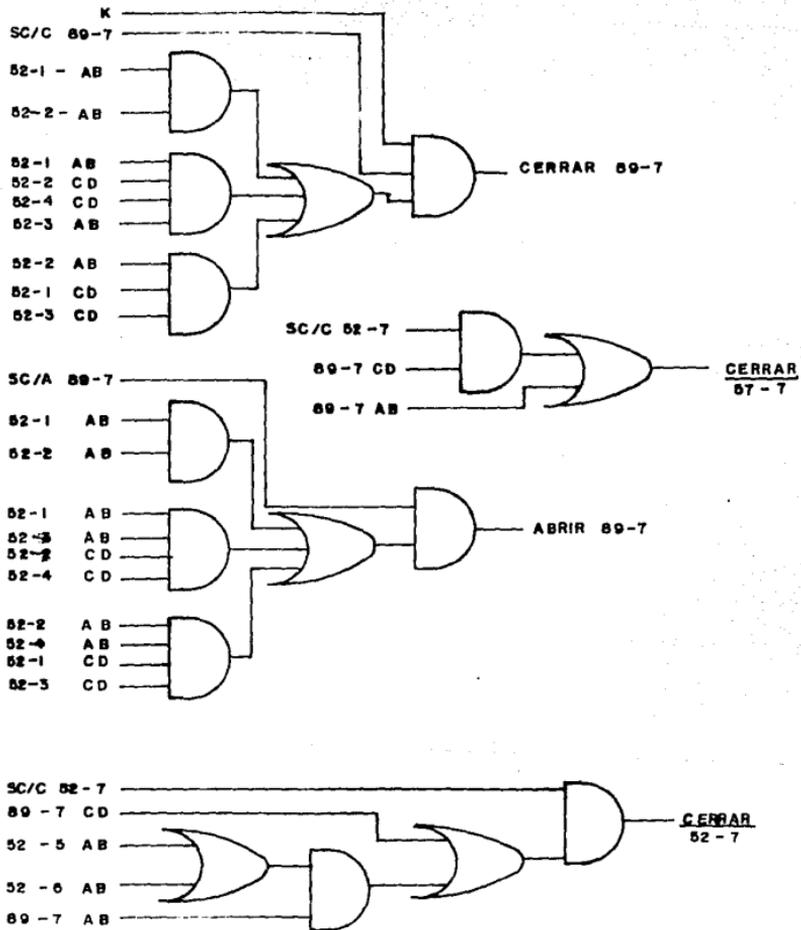
TESIS PROFESIONAL	
SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO PARA UNA PLANTA DE BOMBEO DE AGUA POTABLE CON CAPACIDAD DE 1000 m <sup>3</sup> /día	
ARREGLO DE SUBESTACIÓN	
<small>           Autor: [Nombre]                       Fecha: [Fecha]                       Lugar: [Lugar]         </small>	<small>           Ing. [Nombre]                       ING. ELECTROTECNICISTA                       TÍTULO: [Título]         </small>



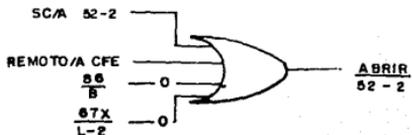
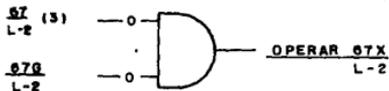
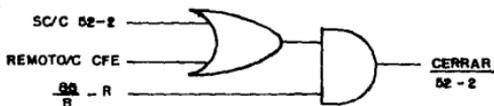
MODULO LINEA L-1



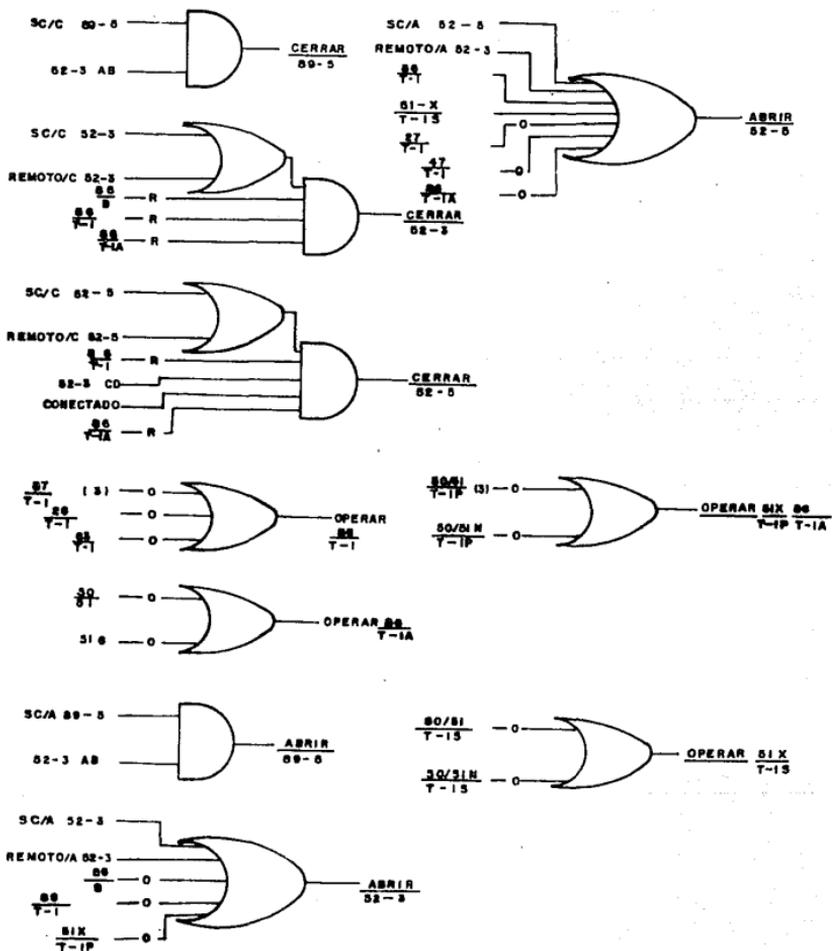
# CUCHILLA ENLACE

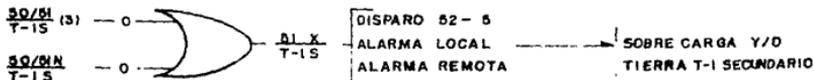


MODULO LINEA L-2

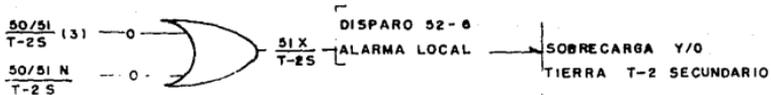
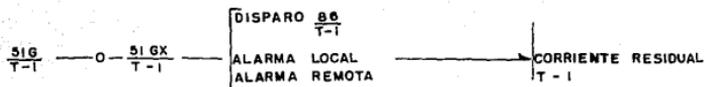


MODULO BANCO T-1





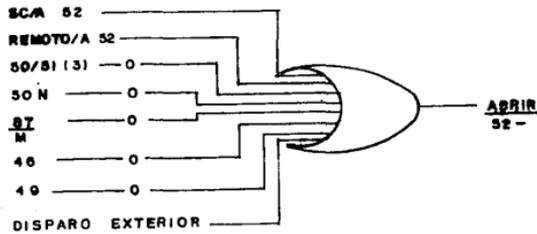
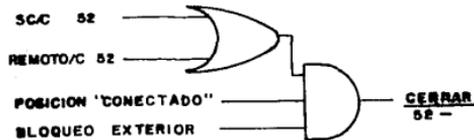
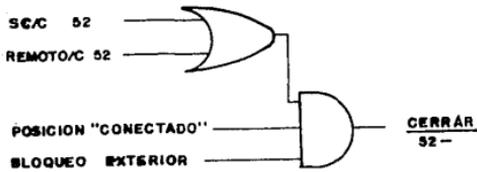
# ALARMAS



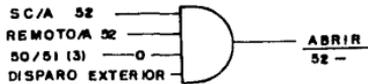
# ALARMAS

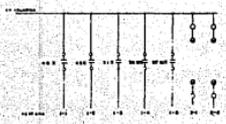
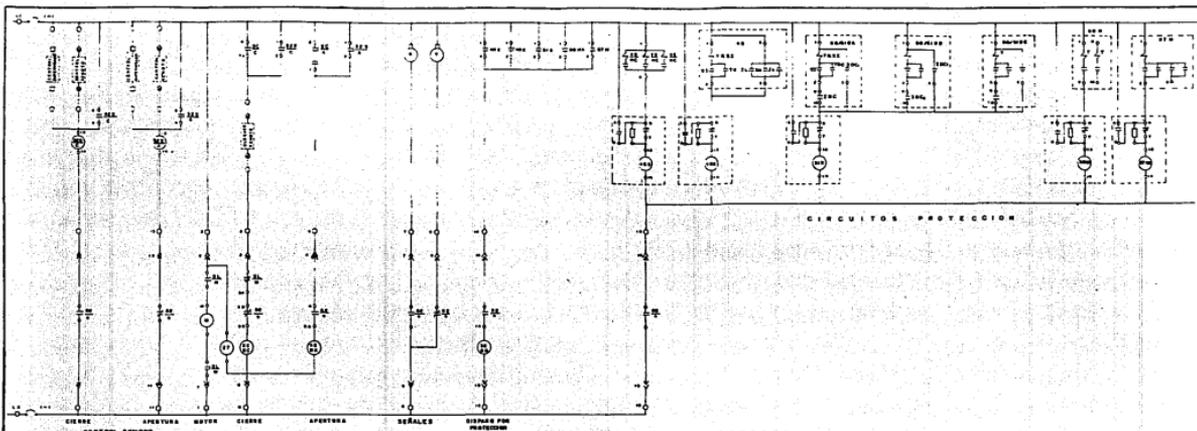


### MODULO MOTOR

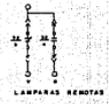
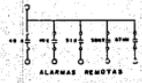


### MODULO DE SERVICIOS PROPIOS





- 1.- INTERRUPTOR GENERAL
- 2.- CONTACTO DE CERRA
- 3.- CONTACTO DE APERTURA
- 4.- BARRA DE ALARMA
- 5.- BARRA DE ALARMA LOCAL
- 6.- ALARMA LOCAL
- 7.- ALARMA LOCAL
- 8.- ALARMA LOCAL
- 9.- ALARMA LOCAL
- 10.- ALARMA LOCAL



**SIMBOLOGIA**

- TABLILLA EN RADMITE
- TABLILLA CONTROL EXTERNO
- TABLILLA CONTROL INTERIOR
- BARRA ALARMA
- ⊥ BARRA TIPO BARRA
- ⊥ BARRA POTENCIAL
- ⊥ BARRA RELEVADOR
- ⊥ BARRA SELLO
- ⊥ LAMPARA INDICADORA
- ⊥ RESISTENCIA 500Ω
- ⊥ CONTACTO AA
- ⊥ CONTACTO AC

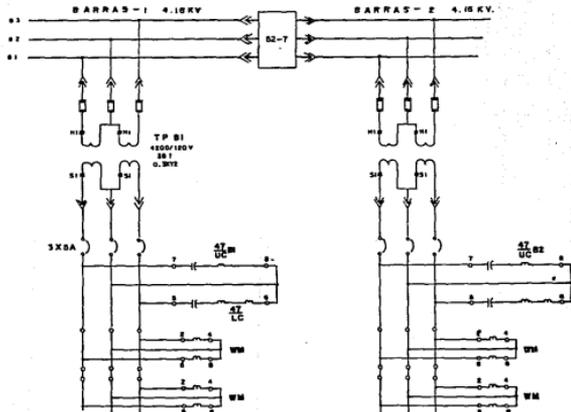
**TESIS PROFESIONAL**

SELECCION DE EQUIPO ELECTRICO PARA  
UNA PLANTA DE BOMBEO DE AGUA POTABLE  
CON CAPACIDAD DE 12 m<sup>3</sup>/seg

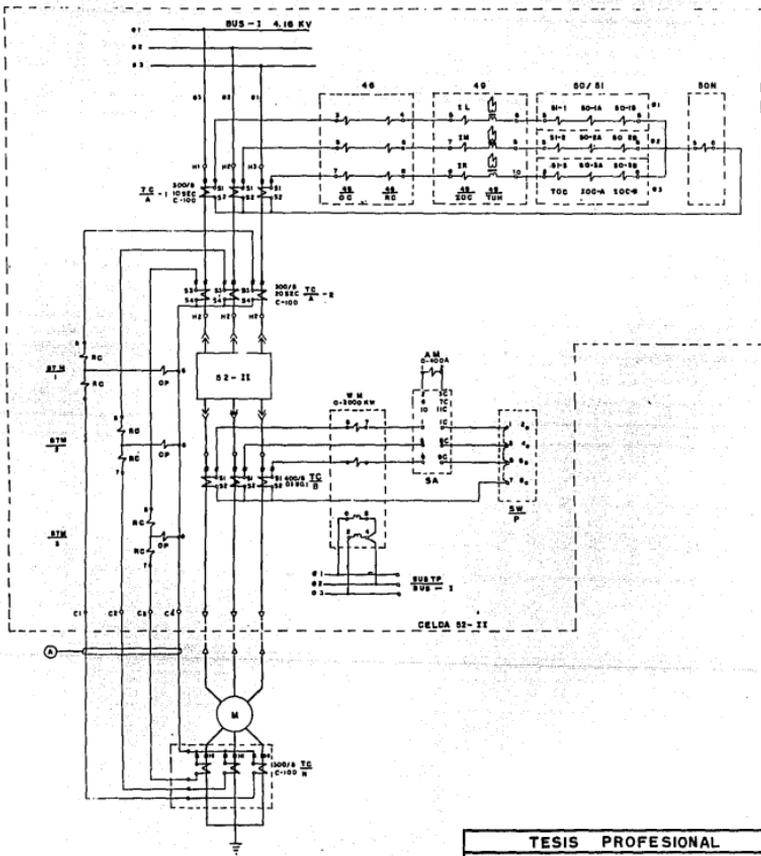
DIAGRAMA DE CONTROL DE  
INTERRUPTOR 420KV MOTOBOMBA

ING. RODOLFO L. BAUTISTA

UNIVERSIDAD NACIONAL



TESIS PROFESIONAL			
SELECCION DE EQUIPO ELECTRIPO PARA UNA PLANTA DE BOMBEO DE AGUA POTABLE CON CAPACIDAD DE 12 m <sup>3</sup> /seg			
DIAGRAMA ELEMENTAL TRANSFORMADORES DE POTENCIAL B1-B2 4.16 KV.			
CLASIFICACION:	INGENIERO EN E.L.A.	APROBADO:	
FECHA:	2008	INGENIERO EN E.L.A.	MR. RODOLFO L. BAUTISTA.
ESCALA:	1:1	ARQUITECTOS:	00000
			P. D. R. E.



<b>TESIS PROFESIONAL</b>		
<b>SELECCION DE EQUIPO ELECTRICO PARA UNA PLANTA DE BOMBEO DE AGUA POTABLE CON CAPACIDAD DE 12 m<sup>3</sup>/seg.</b>		
<b>DIAGRAMA ELEMENTAL TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS</b>		
ELABORADO	REVISADO	APROBADO
RODOLFO L. BAUTISTA	ING. RODOLFO L. BAUTISTA.	
FECHA	PROYECTO	OTRO
		P. A. S.

## CAPITULO IV

### Especificaciones de Equipo

El objetivo de estas especificaciones, es proporcionar la información técnica-básica necesaria apegada a las normas del Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica (CCONNIE), principalmente, y de otras como ANSI, NEMA, NEC. Para la fabricación de cada uno de los equipos eléctricos que se van a utilizar para el funcionamiento del sistema de bombeo descrito anteriormente.

En estas especificaciones solo aparecerán las características eléctricas más importantes pudiéndose complementar esta información en las normas correspondientes (En las que se especifican pruebas, dimensiones y acabados, como requiera el equipo eléctrico).

#### 4.1 Especificación de Transformadores de Potencia;

##### Condiciones Generales de Servicio:

- Lugar de instalación; (Intemperie)
- Temperatura Ambiente; (Máxima de 45°C)
- Altitud de operación; según el lugar.
- Características del aceite; (En copa americana 30 KV tensión de ruptura)

##### Especificación eléctrica:

- Capacidad Nominal

Devanado	H	X	Tipo de Enfriamiento	
			0A	FA
	15 MVA	15 MVA	0A	(auto enfriado)
	20 MVA	20 MVA	FA	(aire forzado)

- Tensiones nominales.

Devanado en alta tensión (H)	115 000 Volts.
Devanado en baja tensión (X)	4 160 Volts

- Frecuencia nominal.

Sistema a 60 Hz

- Número y tensión de las derivaciones:

En el devanado de alta tensión (operación sin carga)

- 1 paso arriba a 2.5% de la tensión nominal.
- 5 pasos abajo a 2.5% de la tensión nominal

- Niveles de aislamiento y valores para pruebas dieléctricas - en devanados;

**Especificaciones Térmicas.**

Para transformadores sumergidos en aceite con elevación del devanado de 55°C sobre la temperatura ambiente. La elevación del punto más caliente no debe exceder una temperatura de 65°C.

EQUIPO DE SUBESTACION 115 KV

4.2 ESPECIFICACIONES DE APARTARRAYOS

La especificación que a continuación se describirá, está basada en la norma CONNIE 9.2-1 nom. J-321-1978.

Especificación:

Apartarrayos para protección contra sobretensiones transitorias a un sistema de tensión nominal de 115KV, 60 HZ, servicio intemperie.

Cantidad		
1	Tipo	Valvular
2	Clase	Estación
3	Altura de operación	
4	No.máximo de secciones por polo	2
5	Tensión máxima entre fases	123KV
6	Tensión nominal de designación raiz cuadratica media (rms)	96KV
7	Distancia mínima de fuga total a tierra	3.5 cm/KV
8	Tensión mínima de descarga a 60HZ	130KV
9	Máxima tensión de descarga al im- pulso por rayo (cresta) con onda de 1.2x50 MSeg.	300KV
10	Tensión máxima de descarga con -- frente de onda (cresta)	272KV
11	Tensión máxima de descarga por so- bretensiones por maniobra (cresta)	218KV
12	Tensiones residuales de descarga máximos con onda 8x20 MSeg, para los siguientes valores de corrien- te:	
	a) 5KA	296 KV Max.
	b) 10KA	328 KV Max.
	c) 20KA	372 KV Max.
13	Prueba de alta corriente de corta duración con onda de 4x10 MSeg.	100KA

#### 4.3 Especificaciones de Cuchillas Seccionadoras

Estas especificaciones estan basadas en las normas ANSI, C50, C29 y C59 de motores, aislamiento y materiales de aislamiento.

##### Especificación

Altura de operación	
Tensión nominal	115 KV
Tensión Máxima de diseño	123 KV
Corriente Nominal	600 A
Frecuencia	60 Hz
Corriente de corto circuito	25 KA
Número de polos	3
Número de tiros	1
Servicio	intemperie
Montaje	horizontal
Operación	vertical en grupo
Altura de montaje sobre el piso	5.5 m
Separación entre fases	3 m.
Número de Aisladores por polo	3
Número de aisladores por columna	1
Distancia de fuga a tierra	3.5KV/cm.

#### 4.4 Especificaciones del Interruptor de Potencia

Definición (IEC 56-1) International Electrotechnical Commission.

Interruptor Trifásico. Es el conjunto de tres unidades de interrupción que puede estar integrado en una sola estructura.

Especificaciones:

Interruptor de potencia tripolar; tensión nominal 115 KV, corriente nominal 2000 A, capacidad interruptiva nominal trifásica simétrica de 25 KA, 5000 MVA a 60 Hz.  
Servicio intemperie.

Tipo	en vacío
Medio de extinción del arco	SF <sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre)
Tensión nominal de designación	115 KV
Tensión máxima de diseño (60 Hz)	123 KV
Corriente interruptiva (3 $\phi$ ) simétrica (60 Hz)	25 KA
Corriente de designación (3 seg.)	23 KA

Corriente de corto tiempo (3 seg) 25 KA

Corriente de cierre de corto circuito (cresta) 40 KA

Valores de aislamiento:

Nivel básico de aislamiento (1.2x50 m seg.) 550 KV

al impulso onda completa (valor cresta) 550 KV

al impulso onda cortada (valor cresta) 632 KV

baja frecuencia en seco a 60 Hz (1 min) 230 KV

baja frecuencia en húmedo a 60 Hz (10 seg) 230 KA

Distancia de fuga al neutro 3.5 cm/KV

tensión para señalización y control 125 V.C.D.

tensión para servicios auxiliares del

interruptor

220/127 U.S.A.

tiempo máximo de interrupción (60 Hz)

3 ciclos

Altura de montaje sobre el nivel del piso

5.5 m.

Servicio

exterior

4.5 Especificaciones Eléctricas de Transformadores de Potencial.

La siguiente especificación está basada en las normas CONNIE 2.2 - 4 oct. 1971, donde esta norma se aplica básicamente a transformadores de potencial, monofásicos, polifásicos y auto transformadores para medición y/o potencial.

Definición Transformador de potencial.

Es el transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada en aparatos de medición, protección o ambos, en el cual la tensión secundaria, en las condiciones normales de uso, es proporcional a la tensión primaria y defasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

Especificaciones:

Cantidad.

Tensión nominal del sistema (entre fases)	115 KV
Tensión máxima de diseño	123 KV
Frecuencia nominal	60 Hz
Tipo	Inductivo
Servicio	Intemperie
No.Boquillas en alta tensión	Una
Conexión del primario	Fase a tierra
Voltaje nominal de los devanados:	

- |                       |                      |
|-----------------------|----------------------|
| a) Voltaje Primario   | $115/\sqrt{3}$ KV    |
| b) Voltaje Secundario | $115-115/\sqrt{3}$ V |
| c) No. de Secundarios | 3 (tres)             |

$$\text{Relación de Transformación} \quad \frac{115}{\sqrt{3}} / 0.115 = \frac{0.115}{\sqrt{3}} / 0.115 = \frac{0.115}{\sqrt{3}} \text{ KV}$$

Clase de aislamiento 115 KV

Pruebas eléctricas a cumplir a una altura sobre el nivel el mar de:

- |   |        |
|---|--------|
| a) De baja frecuencia                           | 230 KV |
| b) Onda completa, valor cresta 1.2x50 MSeg.     | 550 KV |
| c) Onda cortada valor de cresta                 | 630 KV |
| d) De baja frecuencia en húmedo durante 10 seg. | 230 KV |
| e) De baja frecuencia en seco durante 1 min.    | 280 KV |
| f) Tiempo de flameo en MSeg.                    | 3      |

#### 4.6 Especificaciones Eléctricas de Transformadores de Corriente.

Las especificaciones están basadas en las normas CODNIE 2.2-1, Julio 1972, donde ésta norma se aplica básicamente a transformadores de corriente diseñados para aparatos de medición y/o protección.

Definición, Transformador de corriente:

Es el transformador diseñado para suministrar la corriente adecuada en aparatos de medición, protección o ambos, en el cual - la corriente secundaria, en las condiciones normales de uso, es proporcional a la corriente primaria y defasada respecto a ella con un ángulo cerrado a cero.

Especificaciones:

Cantidad.

Tensión nominal de sistema (entre - fases)	115 KV
Tensión máxima de diseño	123 KV
Frecuencia nominal	60 Hz
Tipo	Devanado
Servicio	Intemperie
Corriente nominal primaria	50-100 A
Devanado primario, conexión	serie-paralelo
corriente nominal secundaria	5A
No.Devanados primarios	UNO
No.Devanados secundarios	TRES
Clase de aislamiento	115 KV

Pruebas a cumplir:

De baja frecuencia (KV)	220 KV
BIL onda completa valor cresta (KV) (1,2x50 MSeg)	550 KV
Onda cortada valor cresta (KV)	630 KV
Tiempo mínimo de flameo en MSeg.	3
de baja frecuencia en húmedo durante 10 seg.(KV)	230 KV

#### 4.8 Especificación de Transformadores de Distribución.

A continuación daremos las especificaciones eléctricas más importantes en transformadores con capacidades menores de 500KVA, que deben suministrarse al fabricante. Para tal efecto, nos basaremos en la norma Nom.I-116-1983 (transformadores de distribución tipo poste y subestación).

##### Especificaciones eléctricas:

Capacidad	500 KVA
Frecuencia	60 c.p.s.
Tipo de enfriamiento	OA
Servicio	Interior
No. de fases	3
Elevación de temperatura sobre temperatura ambiente (45°C)	55°C
Tipo	sumergido en aceite
No. de Devanados	2
Devanado en alta tensión	4160 volts
Devanado en baja tensión	440 volts
Conexión	Delta/estrella con neutro a tierra)
Clase de aislamiento:	
En alta tensión	5000 volts
En baja tensión	1200 volts
Nivel básico de aislamiento:	
En alta tensión	75 KV
En baja tensión	45 KV
Impedancia	3.5%
Secuencia de fases	1-2-3
Desplazamiento angular	30° del devanado de baja tensión con respecto al devanado de alta tensión.

Cambiador de derivaciones

No. de derivaciones

Operado manualmen  
te sin carga.

2 pasos arriba de  
2.5% del devana  
do en A.T.

2 pasos abajo de  
2.5% de devana  
do en A.T.

#### 4.9 Especificación Eléctrica de Banco de Baterías y Cargadores.

El objeto de estas especificaciones es proporcionar la información técnica y necesaria para los bancos de baterías y cargadores que requieren la planta de bombeo.

Los bancos de baterías y cargadores serán para operación continua y deberán funcionar satisfactoriamente bajo cualquier variación de carga. Estas serán adecuadas para facilitar su inspección, conexión y reparación.

Los bancos de baterías y cargadores deberán cumplir con lo prescrito con las siguientes normas y reglamentos CONNIE, ANSI, - NEMA, NEG.

La batería deberá tener una capacidad remanente mínima en los elementos del 60% después de 6 meses a 25°C sin conexión al cargador y a la carga. El voltaje final mínimo de descarga será de 1.15 volts/celda.

Especificaciones del Cargador de Baterías.

Cargador de baterías tipo plomo-ácido

Capacidad	100 A
Voltaje de Alimentación	440 V.C.A.
Número de fases	3
Frecuencia	60Hz
Variación de voltaje en C.D. a plena carga	$\pm 1\%$
Voltaje en C.D. .	125 V
Límite de ajuste de voltaje de flotación	115 a 128 V
Límite de ajuste de voltaje de igualación	123 a 140 V
Servicio	Interior.

Tipo Níquel-Cadmio

Capacidad	66 A
Voltaje de Alimentación	440 V.C.A.
Número de fases	2
Frecuencia	60 Hz
Variación de voltaje en C.D. a plena carga	$\pm 1\%$
Voltaje en C.D.	125 V
Límite de ajuste de voltaje de flotación	115 a 128 V
Límite de ajuste de voltaje de igualación	125 a 140 V
Servicio	Interior

#### 4.10 Especificación del tablero blindado en 4160 Volts.

El equipo indicado en esta especificación deberá ser diseñado, construido y aprobado de acuerdo con las últimas revisiones de los siguientes reglamentos y normas:

CCONNIE	Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica.
ANSI	American National Standards Institute
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering.

##### Condiciones Ambientales:

El tablero deberá ser construido para resistir y operar adecuadamente bajo las siguientes condiciones ambientales:

Altura sobre el nivel del mar	según el lugar
Temp. ambiente máxima para diseño	45°C

##### Características eléctricas del sistema:

Las características del sistema en el cual operara el tablero son las siguientes:

Tensión	4160 Volts
Fases	3
No. Hilos	3
Frecuencia	60 Hz

##### Características de construcción:

El tablero será el tipo blindado (metal-clad), para servicio interior, a prueba de polvo, uso continuo en gabinetes metálicos fabricados con lámina de acero laminado en frío y estructura de perfiles laminados de acero, eléctricamente soldados, formando secciones para soportarse directamente sobre el piso, de frente muerto totalmente terminado, unidades entre sí para formar un grupo completo.

**Commutadores para instrumentación, control y pruebas:**

Todos los conmutadores para instrumentos y control serán del tipo rotatorio, para 600 volts 20 Amp. de servicio continuo y 250 Amp. durante 3 seg.

**Lámparas indicadoras:**

Las luces piloto deberán ser para servicio pesado, montaje en gabinete, tipo transformados para operar a 120 Vca con foco de 12 - volts, con capuchón en color rojo o verde.

**Estaciones de control:**

Los dispositivos para las estaciones de control deberán ser para servicio pesado.

Los botones serán de contacto momentáneo con 2 contactos (uno N.A. y uno N.C.)

Los selectores serán de contacto manteniendo en 2 posiciones con un bloque de contactos, todos los contactos serán para 10 Amp. — continuos, de acuerdo con las normas NEMA.

**Resistencias calefactoras:**

Las resistencias calefactoras serán para servicio continuo, con cubierta metálica protectora, diseñadas para operar a 220 Volts y serán controladas termostáticamente para evitar condensación de humedad.

Los termostatos serán ajustados arriba de la temperatura de vacío.

### CONCLUSIONES

Todo proyecto o estudio referido a la selección de equipo eléctrico, que como en nuestro caso trata a una Planta de bombeo, requiere un conjunto de cálculos cuya finalidad es obtener resultados lo más reales, confiables y seguros.

A lo largo del desarrollo del presente trabajo se pudo notar que para poder seleccionar el equipo eléctrico, tal como; transformadores, interruptores de potencia en alta tensión, cuchillas, transformadores de corriente y potencial, tablero de distribución, etc., se debe seguir una secuencia de cálculo por medio de los cuales se determinan los parámetros más importantes en la selección del equipo, de entre ellos el estudio del Análisis de Cargas y el de Corto Circuito, que como se observó son los de mayor importancia, ya que estos análisis nos limitan las características y especificaciones que debemos proporcionar al fabricante de equipo eléctrico, para que de esta manera se proporcione un adecuado y correcto funcionamiento de la planta de bombeo.

Estos análisis son indispensables para la seguridad del equipo instalado en la planta.

En el estudio de corto circuito se obtienen como resultados importantes, valores de corriente y potencia de corto circuito, que se presentan en los diferentes puntos del sistema en el momento de una falla.

Con el valor más crítico de corriente de falla a la entrada de la subestación, se calcula el sistema de tierras de la -

subestación. También del análisis de corto circuito, tomado como base, se obtuvieron los esfuerzos a los que serán sometidos los soportes del bus de 115KV. También se selecciona la capacidad de los interruptores en alta y baja tensión, el calibre del alimentador que va de la salida de baja tensión del transformador principal al tablero blindado en 4160 Volts.

En la selección de los transformadores, se podrá ajustar su impedancia a valores que puedan limitar la corriente de falla, y de esta forma trabajar los interruptores con sus capacidades normalizadas.

Con respecto al análisis de Arranque de Motores, el cual es un estudio que no se puede omitir en plantas como a la que se aboca nuestro trabajo, y debido a la importancia del valor del voltaje que se presenta en las terminales del motor en el instante de su arranque, el valor del voltaje obtenido debe de estar dentro de un rango de variación que especifica el fabricante. Si este análisis arroja un resultado que sobrepasa el valor máximo de variación, el motor se podrá dañar y si el resultado fuese menor al mínimo, el motor no arrancará.

De esta manera todos y cada uno de los estudios tratados en el presente trabajo son de gran importancia tanto para el estudiante de ingeniería como para el ingeniero que este abocado a este tipo de análisis, ya que el apearse a normas nos da como resultado valores más confiables y más -

reales, así obteniendo una seguridad tanto para el personal que vaya a laborar como para el equipo que vaya a funcionar.

BIBLIOGRAFIA.

- 1 - GENERACION, TRANSMISION Y UTILIZACION DE LA  
ENERGIA ELECTRICA.  
At. Starr, Edit. Diana.
- 2 - ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.  
William D. Stevenson. Edit. Mc Graw Hill.
- 3 - APPLIED PROTECTIVE RELAYING.  
Westinghouse Electric Corporation.
- 4 - ELECTRICAL SYSTEMS ANALYSIS AND DESIGN FOR  
INDUSTRIAL PLANTS.  
Irwin Lazar. Edit. Mc. Graw-Hill.
- 5 - MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES, CAP. II.  
Compañía de Luz y Fuerza del Centro.
- 6 - FUNDAMENTOS DE TEORIA Y SELECCION DE TRANS-  
FORMADORES PARA MEDICION.  
Electrónica Balteau, S.A.

REFERENCIAS.

- 1 - DEEMAN D.  
Industrial Power Systems.  
Edit. Mc. Graw Hill Book Company Inc. 1955.
- 2 - VIQUEIRA LANDA I.  
Redes Electricas, Tomos I y II.  
Representaciones y Servicios de Ingenieria,  
S.A. 1970.
- 3 - COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.  
Manual de Diseño de Subestaciones.  
Gerencia de Planeación e Ingenieria, 1974.  
Introducción.
- 4 - COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.  
Manual de Diseño de Subestaciones.  
Gerencia de Planeación e Ingenieria, 1974.  
Capítulo III.
- 5 - CONDUMEX-INDAEL.  
Manual Técnico de Cables de Energía.  
Edit. Mc. Graw-Hill, 2a. Edición, 1984.
- 6 - SAB NIFE MEXICO, S.A. de C.V.  
Nife Baterias de Niquel-Cadmio.  
Datos Técnicos.
- 8 - LSB DE MEXICO, S.A de C.V.  
Baterias y Cargadores-Fuerza Motriz Exide.
- 9 - GENERAL ELECTRIC COMPANY.  
Folletos de Instrucciones de Relevadores,  
Tipos;  
GEH - 1788H  
GEI - 44233F  
GEK - 34054C  
GEK - 49850  
GEH - 1789B  
GEH - 2057F