



UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES
CÁTEDRA DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

TRABAJO PRÁCTICO N°1:

“Planta Industrial”

Grupo 7 - Integrantes:

- | | |
|---------------------------|-------------------|
| - Mendes Rosa, Agustín. | - DNI: 44.517.201 |
| - Monja, Ernesto Joaquín. | - DNI: 43.873.728 |

Docente: Fioravanti, Marcelo.

Año 2025

Índice

Índice.....	1
Introducción.....	2
Desarrollo.....	2
Datos Iniciales.....	2
Memoria de Cálculo para Diseño de TGBT.....	3
Cálculo de Conductores de Transformador a TGBT.....	3
Cálculo de Blindobarra (CEP) de Transformador a TGBT.....	6
Cálculo de Barra del TGBT.....	8
Cálculo de Conductores de TGBT a Tableros Seccionales.....	9
Selección de Protecciones del TGBT.....	12
Memoria de Cálculo para Diseño de TCFP.....	14
Cálculo de Capacitores de Compensación.....	14
Cálculo de Conductores de TGBT-TCFP.....	15
Cálculo de Barra del TCFP.....	16
Conductores de TCFP a los Capacitores.....	17
Selección de protecciones del TCFP.....	18
Planos y Croquis.....	19
Planos de la Instalación.....	19
Diagrama Unifilar de Potencia.....	21
Conclusión.....	25
Bibliografía.....	25

Introducción

En este trabajo práctico se abordó cómo realizar una instalación eléctrica para una planta industrial. Se realizó el cálculo y selección de conductores y protecciones que van desde el Transformador hasta el Tablero General de Baja Tensión y consecuentemente desde este último a las distintas cargas y demás tableros.

Además, se incluyó un apartado donde se realizó la corrección del $\cos(\varphi)$ desde un dato inicial hasta un final, agregando un banco de condensadores a la instalación.

Desarrollo

Datos Iniciales

Dado que al grupo le fue asignado el número 7, se debió iniciar los cálculos en base a los datos dados para la instalación eléctrica, los cuales se presentan a continuación:

- T_{Amb} : El dato de temperatura ambiente es el referido a la provincia de Corrientes, la cual asumiendo el peor caso para nuestro cálculo, es decir para una temperatura máxima dada en pleno verano, se tiene que esta ronda los $44 [^{\circ}\text{C}]$.¹
- $T_{Barra} = 90 [^{\circ}\text{C}]$: Esta está definida para las barras que se encontrarán dentro del TGBT para distribuir a los demás tableros seccionales.
- $t_{act} = 1,5 [\text{s}]$: Este valor corresponde al tiempo de actuación de las protecciones en segundos.
- $S_n = 800 [\text{kVA}]$: Este valor corresponde a la potencia nominal de los transformadores que alimentan a la planta industrial.
- $\cos(\varphi_i) = 0,85$: Este dato será utilizado para realizar la corrección del FP.
- Cables: Los cables utilizados desde los transformadores hasta el TGBT serán: XLPE de Aluminio.
- Cargas: A continuación se presenta una tabla la cual indica las carga, que en este caso es un tablero seccional a distintas partes de la planta industrial los cuales se desprenden del TGBT:

¹ Dato obtenido de la [Temperatura Promedio en Corrientes](#).

Carga	Consumo de potencia [kW]	Longitud del Cable desde el TGBT [m]
TC1	220 [kW]	80,5 [m]
TC2	90 + 22 [kW]	130,3 [m]
TV	5 [kW]	98 [m]
TCO	5 [kW]	114 [m]
TCA	1,9 [kW]	80 [m]
TLD	15 [kW]	132,5 [m]
TOF1	3,3 [kW]	31,5 [m]
TOF2	3 [kW]	46,3 [m]
TS1	52 [kW]	174 [m]
TS2	49 [kW]	156 [m]
CEP1	175 [kW]	28,3 [m]
CEP2	119 [kW]	47 [m]
CEP3	110 [kW]	77,8 [m]

TABLA 1: Listado de potencias en [kW].

La tercera columna se deduce del plano eléctrico de la instalación el cual se define en el apartado de Planos y Croquis.

Memoria de Cálculo para Diseño de TGBT

Cálculo de Conductores de Transformador a TGBT:

Se comenzó con el cálculo de la corriente que entregará el transformador en sus bornes secundarios y para ello se tiene que:

$$I_{2n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} V_L} = \frac{800 \times 10^3 [VA]}{\sqrt{3} (400 [V])} = 1154,7 [A] \quad (1)$$

Como es obvio observando el resultado de (1), resulta imposible conseguir un solo cable capaz de manejar tal corriente, por lo que se dividió la corriente entre 4 cables por fase

(a criterio personal del proyectista), de modo que se obtuvo la corriente circulante por cada cable en una fase es igual a:

$$I_{2n} = \frac{1154,7 [A]}{4} \simeq 288,67 [A]$$

Con esta corriente, se realizó una preselección de cables: *XLPE 1 [kV] Aluminio de 4x(1x240 mm²) por Fase y 2x(1x120 mm²) para el Neutro, dispuestos en tresbolillo, los cuales toleran una corriente nominal admisible de 475 [A]*. Verifiquemos a este cable por:

- **Corriente Admisible:** Se optó por poner los cables en bandejas portacables y según las tablas de corrección del fabricante, se obtuvieron los siguientes factores de corrección:

Temperatura ambiente	Acumulación de cables
$k_T = 0,85$	$k_{acum} = 0,85$

TABLA 2: Factores de corrección de los conductores Trafo-TGBT.²

Por lo tanto se tiene que:

$$I_Z = 475(0,85)(0,85) = 343,18 [A] > 288,67 [A] \Rightarrow \text{Verifica}$$

- **Caída de Tensión Porcentual:** Para este cálculo se hizo uso de la siguiente fórmula, asumiendo que la instalación ya está corregida a un $\cos(\varphi) = 0,95$ y por lo tanto $\operatorname{sen}(\varphi) \simeq 0,3122$ con las resistencias e impedancias de la línea, siendo dato del fabricante³, de modo que la caída de tensión sea:

$$\Delta e = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{2n}}{n^{\circ} \text{conductores}} \cdot (l) \cdot (R_L \cos(\varphi) + X_L \operatorname{sen}(\varphi))$$

$$\Delta e = \sqrt{3} \cdot (288,67 [A]) \cdot (0,01 [km]) \left(0,161 \left[\frac{\Omega}{km} \right] (0,95) + 0,079 \left[\frac{\Omega}{km} \right] (0,31) \right) \simeq 0,887 [V]$$

$$\Delta e_{(\%)} = \frac{0,887 [V]}{380 [V]} (100 [\%]) = 0,2335 [\%] < 1 [\%] \Rightarrow \text{Verifica}$$

² Valores deducidos de los factores F1 y F2 respectivamente del [Factores de Corrección de Cables XLPE](#), donde F2 se trata de 2 sistemas en 2 bandejas portacables para cables en tresbolillo (hoja 29).

³ Tomado del: [Catálogo de Conductores XLPE](#).

- **Corriente de Cortocircuito:** Se calculó la impedancia de la bobina del secundario del transformador en base al catálogo de Transformadores en Aceite⁴ y las siguientes fórmulas:

$$\left| \left| Z_{TR} \right| \right| = \frac{V_{CC(\%)} }{100\%} \frac{V_n^2}{S_n} = \frac{5\%}{100\%} \frac{(400 [V])^2}{800 \times 10^3 [VA]} = 10 [m\Omega]$$

$$I_{K1} = \frac{E_f(1,05)}{\left| \left| Z_{TR} \right| \right|} = \frac{220 [V] (1,05)}{10 [m\Omega]} = 23,1 [kA] \quad (2)$$

Posteriormente para el conductor elegido se debió verificar que se cumpla la siguiente ecuación:

$$I_{K1}^2(t_{act}) \leq K^2(S)^2$$

Donde se tuvo que: I_{K1} está definida en (2), $t_{act} = 1,5 [s]$ fue un dato asignado según el número de grupo, $K = 94 \left[\frac{A\sqrt{s}}{mm^2} \right]$ para un conductor XLPE de Aluminio y $S = 4x(1x240 mm^2)$ siendo la sección es la que fue pre elegida a comienzo de este apartado. Entonces se tiene que:

$$(23100 [A])^2 \cdot (1,5 [s]) \leq \left(94 \left[\frac{A\sqrt{s}}{mm^2} \right] \right)^2 \cdot (4x240 mm^2)^2$$

$$8 \times 10^8 [A^2 s] \leq 81,43 \times 10^8 [A^2 s] \Rightarrow Verifica$$

Finalmente, el conductor establecido para el tramo Trafo-TGBT es:

XLPE 1 [kV] Al 4x(1x240 mm²) por Fase + 2x(1x120 mm²) para el Neutro

Adicionalmente, se aprovecha para calcular la corriente de cortocircuito I_{K2} la cual será utilizada en apartados posteriores. Para la cual fue necesario obtener los valores de resistencia y reactancia del transformador en conjunto con los de los cables del tramo Trafo-TGBT, tal que:

$$R_{TR} = \frac{P_{CC}}{3(I_n)^2} = \frac{8750 [W]}{3(1154,7 [A])^2} = 2,1875 [m\Omega]$$

⁴ Tomado del: [Catálogo de Transformadores.](#)

$$X_{TR} = \sqrt{{Z_{TR}}^2 - {R_{TR}}^2} = \sqrt{{(10 \times 10^{-3})}^2 - {(2,1875 \times 10^{-3})}^2} \approx 9,7578 [m\Omega]$$

Luego para el cable, debió considerarse que se utilizaron 4 cables por fase, tal que las resistencia y reactancia del mismo será igual a:

$$R_L = (\frac{1}{4}) \left(0,125 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \right) (0,01 [km]) = 0,3125 [m\Omega]$$

$$X_L = (\frac{1}{4}) \left(0,079 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \right) (0,01 [km]) = 0,1975 [m\Omega]$$

De modo tal que la impedancia utilizada para el cortocircuito en el TGBT será igual a:

$$Z_T = Z_{TR} + Z_L = (2,5 + j9,9553) [m\Omega]$$

Y por lo tanto, el módulo de la impedancia será igual a:

$$\|Z_T\| = \sqrt{{R_T}^2 + {X_T}^2} = 10,2644 [m\Omega]$$

Finalmente se tendrá que:

$$I_{K2} = \frac{E_f(1,05)}{\|Z_T\|} = \frac{220 [V](1,05)}{10,2644 [m\Omega]} \approx 22504,93 [A] \quad (3)$$

Cálculo de Blindobarra (CEP) de Transformador a TGBT:

Siguiendo la consigna, se pide realizar alternativamente el cálculo y selección de una Blindobarra desde el transformador hasta el TGBT. Para ello y sabiendo que por (1) se tiene la corriente nominal del trafo, se pre-eligió una Blindobarra *KTA 1250* de Schneider⁵ la cual soporta una corriente de hasta 1250 [A]. Nuevamente verificaremos al mismo por:

- **Corriente Admisible:** El fabricante solo provee del factor de corrección por temperatura, la cual para el caso es de: $k_T = 0,93$ y por lo tanto:

$$I_{ZCEP} = I_n(k_T) = 1250(0,93) = 1162,5 [A] > I_{2n} = 1154,7 [A] \Rightarrow \text{Verifica}$$

⁵ Tomado del: [Catálogo de Blindobarras \(CEP\)](#).

- Caída de Tensión Porcentual: El fabricante indica que una forma de calcular la caída de tensión se da por la siguiente fórmula:⁶

$$\Delta e_{CEP} = \sqrt{3} (I_n)(l)(\Delta e_{Tabla})$$

Donde la corriente será la nominal del trafo, l es la longitud de la barra (en este caso y según el conexionado realizado, será de: $l = 10 [m]$) y el Δe_{Tabla} viene de la tabla donde para el $\cos(\varphi) = 0,95$ se tiene que: $\Delta e_{Tabla} = 0,00421$ y por lo tanto:

$$\Delta e_{CEP} = \sqrt{3} (1154,7 [A])(10 [m])(0,00421 \times 10^{-2} [\frac{V}{Am}]) = 0,842 [V]$$

$$\Delta e_{CEP \%} = \frac{\Delta e_{CEP}}{380 [V]} \times 100 \% = 0,22 \% < 1 \% \Rightarrow Verifica$$

- Corriente de Cortocircuito: Para realizar esta verificación el fabricante provee del valor de I_{CW} e i_{pK} donde para la primera se debe cumplir que:

$$I_{CW}(1 [s]) \geq (I_{K1})^2 t_{act}$$

Aquí se tiene que: $I_{CW} = 50 [kA]$, $I_{K1} = 23,1 [kA]$ y $t_{act} = 1,5 [s]$ de modo que:

$$(50 [kA])^2(1 [s]) \geq (23,1 [kA])^2(1,5 [s])$$

$$2500 \times 10^6 [A^2 s] \geq 800,415 \times 10^6 [A^2 s] \Rightarrow Verifica$$

Luego, para i_{pK} se debió verificar que el valor calculado de corriente pico de cortocircuito del trafo sea menor al dato provisto por el fabricante (siendo este último igual a: $i_{pK} = 110 [kA]$). Para ello se debe calcular: $i_{pTR} = \sqrt{2} (I_{K1})(\chi)$ donde⁷:

$$\chi = 1,02 + (0,98)e^{-3(\frac{R}{X})} \Rightarrow \frac{R}{X} = \frac{R_{TR}}{X_{TR}} = \frac{2,1875 [m\Omega]}{9,7578 [m\Omega]} \simeq 0,22$$

Finalmente resulta que:

$$i_{pTR} = \sqrt{2}(23,1 [kA]) \left((1,02 + 0,98e^{-3(\frac{2,1875}{9,7578})}) \right)$$

⁶ Tomado del: [Cálculo de Caída de Tensión Porcentual](#) en Blindexbaras de Schneider.

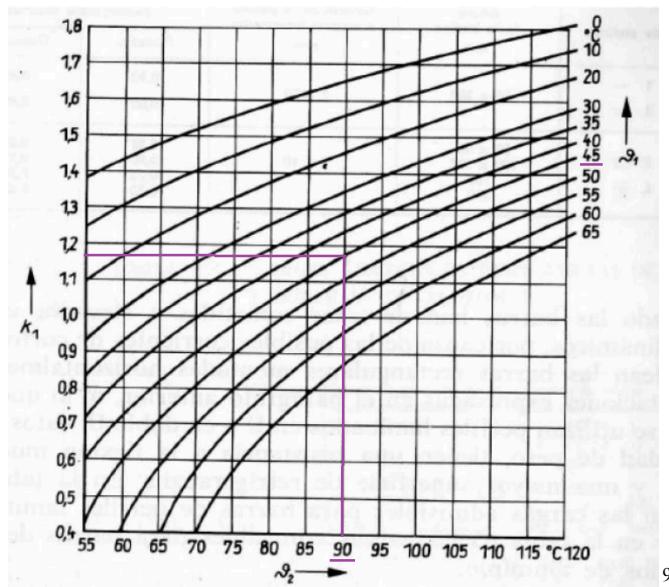
⁷ Fórmula proveniente del [Cálculo de la Corriente Pico](#).

$$i_{pTR} \simeq 33321,69 [A] < 110 [kA] \Rightarrow \text{Verifica}$$

Cálculo de Barra del TGBT:

Se introdujo una barra dentro del TGBT, tal que ésta maneje la corriente total que circula para alimentar a los distintos tableros seccionales $I_{2n} = 1154,7 [A]$. Se pre-elige una barra desnuda de Cobre de $100x5 [mm]$ de sección, que soporta $1200 [A]$ ⁸. Esta se debe verificar por cálculo de corriente admisible y corriente de cortocircuito (caída de tensión no es necesaria por las mínimas distancias que se encuentran en un tablero). Para ello se plantea:

- Corriente Admisible: Según $T_{amb} = 45 [^{\circ}\text{C}]$ y $T_{Barra} = 90 [^{\circ}\text{C}]$, se utiliza la siguiente gráfica:



Se deduce que $k_T \simeq 1,18$, por lo que su verificación de corriente admisible es:

$$I_z = 1200(1,18) = 1416 [A] > 1154,7 [A] \Rightarrow \text{Verifica}$$

- Corriente de Cortocircuito: Para esta verificación debe cumplirse la siguiente relación:

$$(I_{K2})^2(t_{act}) \leq (K_{Barra})^2(S)^2$$

⁸ Selección realizada en base al [Catálogo de Barras](#).

⁹ Curvas paramétricas para el [Factor de Corrección por Temperatura en Barras](#).

Se tiene que I_{K2} se deduce de (3)¹⁰, $t_{act} = 1,5 [s]$, la sección se pre eligió inicialmente de (100x5mm) y finalmente $K_{Barra} = 175$ para barras de cobre. Por lo tanto:

$$(22504, 93 [A])^2(1,5 [s]) \leq \left(175 \left[\frac{A\sqrt{s}}{mm}\right]\right)^2 (100x5 [mm])^2$$

$$759,7 \times 10^6 [A^2 s] \leq 7656,25 \times 10^6 [A^2 s] \Rightarrow Verifica$$

Cálculo de Conductores de TGBT a Tableros Seccionales:

Considerando todos los tableros como trifásicos con neutro, la corriente de cada conductor que va desde TGBT a cada Tablero Seccional estará dada por:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos(\varphi)} \quad (4)$$

Donde $V_L = 380 [V]$ es la tensión de línea en sistemas trifásicos y $\cos(\varphi) = 0,95$

donde se asume un FP ya corregido. Por lo tanto, fue posible armar la siguiente tabla en base a (4) y las longitudes dadas por el plano de la instalación, adjunto a este documento:

Carga	Consumo de potencia [kW]	Corriente consumida [A]	Longitud del Cable desde el TGBT [m]
TC1	220 [kW]	351,84 [A]	80,5 [m]
TC2	90 + 22 [kW]	179,12 [A]	130,3 [m]
TV	5 [kW]	7,99 [A]	98 [m]
TCO	5 [kW]	7,99 [A]	114 [m]
TCA	1,9 [kW]	3,03 [A]	80 [m]
TLD	15 [kW]	23,98 [A]	132,5 [m]
TOF1	3,3 [kW]	5,27 [A]	31,5 [m]
TOF2	3 [kW]	4,79 [A]	46,3 [m]
TS1	52 [kW]	83,16 [A]	174 [m]
TS2	49 [kW]	78,36 [A]	156 [m]

¹⁰ Véase la página 6 de este informe.

CEP1	175 [kW]	279, 87 [A]	28, 3 [m]
CEP2	119 [kW]	190, 31 [A]	47 [m]
CEP3	110 [kW]	175, 92 [A]	77, 8 [m]
TCFP	150 [kVAR]	309, 64 [A]	1 [m]

TABLA 3: Corriente consumida y longitud del TGBT a cada carga.

Se eligió que los conductores serán del tipo *PVC*, $1 [kV]$, *Cu enterrados*, debido a su menor costo en comparación a los XLPE de Aluminio. Estos debieron verificarse por los métodos utilizados anteriormente, por lo que fueron necesarios los siguientes cálculos:

- **Corriente Admisible:** Se utilizaron los siguientes factores de corrección asumiendo un cable enterrado a 0,5 [m] con una temperatura del terreno de 25 [°C]:

Temperatura del Terreno	Corrección por profundidad
$k_{T \text{ del terreno}} = 1$	$k_{prof} = 1$

TABLA 4: Factores de corrección de los conductores TGBT a Tableros Seccionales.¹¹

- **Caída de Tensión Porcentual:** Para este cálculo se hizo uso de la fórmula ya utilizada para el tramo TRAFO-TGBT, asumiendo que la instalación ya está corregida a un $\cos(\varphi) = 0,95$ y por lo tanto $\sin(\varphi) \approx 0,3122$ y con las distancias de los conductores definidas según la **TABLA 3**.
- **Corriente de Cortocircuito:** La fórmula a utilizar para verificar los conductores por corriente de cortocircuito es la siguiente:

$$I_K^2(t) \leq K^2(S)^2$$

Nótese que el valor de $I_K^2(t)$ surge de la protección utilizada para proteger a estos conductores, estando definida por los interruptores compactos utilizados y definidos en la **TABLA 6**.

Una vez finalizados estos cálculos, se presenta a continuación la siguiente tabla que detalla el proceso de selección de conductores de TGBT a Tableros Seccionales verificados por los 3 métodos mencionados anteriormente:

¹¹ Valores deducidos de las tablas 9 y 11 respectivamente del [Catálogo de Conductores de PVC](#).

Tablero Seccional	Designación del conductor a utilizar	Corriente Admisible [A]	Caída de Tensión Porcentual [%]	Corriente de Cortocircuito [$A^2 s$]
TC1	1x($1x240 \text{ mm}^2$) por fase + 1x($1x120 \text{ mm}^2$) para neutro	$I_z = 459(1)(1) [A]$ $459 [A] > 351, 84 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(351, 84)(0, 0805)(0, 093(0, 95) + 0, 082(0, 31))$ $\Delta e \approx 5, 89 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 1, 55 [\%] < 2 [\%]$	$2 \times 10^6 \leq (115)^2(240)^2$ $2 \times 10^6 \leq 761, 76 \times 10^6$
TC2	1x($1x150 \text{ mm}^2$) por fase + 1x($1x70 \text{ mm}^2$) para neutro	$I_z = 353(1)(1) [A]$ $354 [A] > 179, 12 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(179, 12)(0, 1303)(0, 15(0, 95) + 0, 083(0, 31))$ $\Delta e \approx 6, 8 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 1, 78 [\%] < 2 [\%]$	$7 \times 10^5 \leq (115)^2(150)^2$ $7 \times 10^5 \leq 297, 56 \times 10^6$
TV	1x($4x10 \text{ mm}^2$) para las fases y neutro	$I_z = 73(1)(1) [A]$ $73 [A] > 7, 99 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(7, 99)(0, 098)(2, 19(0, 95) + 0, 093(0, 31))$ $\Delta e \approx 2, 86 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 0, 75 [\%] < 2 [\%]$	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2(10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$
TCO	1x($4x10 \text{ mm}^2$) para las fases y neutro	$I_z = 73(1)(1) [A]$ $73 [A] > 7, 99 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(7, 99)(0, 114)(2, 19(0, 95) + 0, 093(0, 31))$ $\Delta e \approx 3, 32 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 0, 87 [\%] < 2 [\%]$	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2(10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$
TCA	1x($4x10 \text{ mm}^2$) para las fases y neutro	$I_z = 73(1)(1) [A]$ $73 [A] > 3, 03 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(3, 03)(0, 08)(2, 19(0, 95) + 0, 093(0, 31))$ $\Delta e \approx 0, 88 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 0, 23 [\%] < 2 [\%]$	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2(10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$
TLD	1x($4x16 \text{ mm}^2$) para las fases y neutro	$I_z = 94(1)(1) [A]$ $94 [A] > 23, 98 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(23, 98)(0, 1325)(1, 38(0, 95) + 0, 089(0, 31))$ $\Delta e \approx 7, 37 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 1, 94 [\%] < 2 [\%]$	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2(16)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 3, 38 \times 10^6$
TOF1	1x($4x10 \text{ mm}^2$) para las fases y neutro	$I_z = 73(1)(1) [A]$ $73 [A] > 5, 27 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(5, 27)(0, 0315)(2, 19(0, 95) + 0, 093(0, 31))$ $\Delta e \approx 0, 6 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 0, 15 [\%] < 2 [\%]$	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2(10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$
TOF2	1x($4x10 \text{ mm}^2$) para las fases y neutro	$I_z = 73(1)(1) [A]$ $73 [A] > 4, 79 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(4, 79)(0, 0463)(2, 19(0, 95) + 0, 093(0, 31))$ $\Delta e \approx 0, 81 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 0, 21 [\%] < 2 [\%]$	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2(10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$
TS1	1x($1x95 \text{ mm}^2$) por fase + 1x($1x50 \text{ mm}^2$) para neutro	$I_z = 277(1)(1) [A]$ $277 [A] > 83, 16 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(83, 16)(0, 174)(0, 232(0, 95) + 0, 086(0, 31))$ $\Delta e \approx 6, 19 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 1, 62 [\%] < 2 [\%]$	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2(95)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 119, 355 \times 10^6$
TS2	1x($1x70 \text{ mm}^2$) por fase + 1x($1x35 \text{ mm}^2$) para neutro	$I_z = 232(1)(1) [A]$ $232 [A] > 78, 36 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(78, 36)(0, 156)(0, 321(0, 95) + 0, 088(0, 31))$ $\Delta e \approx 7, 03 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 1, 85 [\%] < 2 [\%]$	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2(70)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 64, 802 \times 10^6$
CEP1	1x($1x120 \text{ mm}^2$) por fase + 1x($1x50 \text{ mm}^2$) para neutro	$I_z = 315(1)(1) [A]$ $315 [A] > 279, 87 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(279, 87)(0, 0283)(0, 184(0, 95) + 0, 084(0, 31))$ $\Delta e \approx 2, 75 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 0, 72 [\%] < 2 [\%]$	$2 \times 10^6 \leq (115)^2(120)^2$ $2 \times 10^6 \leq 190, 44 \times 10^6$
CEP2	1x($1x120 \text{ mm}^2$) por fase + 1x($1x50 \text{ mm}^2$) para neutro	$I_z = 315(1)(1) [A]$ $315 [A] > 190, 31 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(190, 31)(0, 047)(0, 184(0, 95) + 0, 084(0, 31))$ $\Delta e \approx 3, 11 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 0, 81 [\%] < 2 [\%]$	$7 \times 10^5 \leq (115)^2(120)^2$ $7 \times 10^5 \leq 190, 44 \times 10^6$
CEP3	1x($1x120 \text{ mm}^2$) por fase + 1x($1x50 \text{ mm}^2$) para neutro	$I_z = 315(1)(1) [A]$ $315 [A] > 175, 92 [A]$	$\Delta e = \sqrt{3}(175, 92)(0, 0778)(0, 093(0, 95) + 0, 086(0, 31))$ $\Delta e \approx 4, 76 [V] \Rightarrow \Delta e \% = 1, 25 [\%] < 2 [\%]$	$7 \times 10^5 \leq (115)^2(120)^2$ $7 \times 10^5 \leq 190, 44 \times 10^6$
TCFP	1x($1x185 \text{ mm}^2$) por fase	$I_z = 355(0, 91) [A]$ $323.05 [A] > 309, 64 [A]$	Véase la nota a fin de página. ¹²	$2 \times 10^6 \leq (115)^2(185)^2$ $2 \times 10^6 \leq 452, 62 \times 10^6$

TABLA 5: Selección y verificación de conductores por cada tablero seccional.

¹² Dada la distancia de 1 [m] entre el TGBT y el TCFP, la caída de tensión en este tramo se considera despreciable y se obvia su cálculo.

Selección de Protecciones del TGBT:

Primero se eligió la protección de cabecera para la instalación, siendo esta un interruptor automático abierto que protege al TGBT, colocado en la entrada del mismo. Para ello se debió seleccionar uno que primeramente tolere la corriente que circulará desde el Trafo hasta el TGBT, esta es $I_{2n} = 1154,7 [A]$ por lo tanto se pre seleccionó un *MTZ1-12* Tetrapolar de la marca Schneider¹³.

Luego, sabiendo que $I_{K2} \approx 22504,93 [A]$, se optó por elegir el modelo *H1* el cual tiene una I_{CS} del 100 [%] de I_{CU} donde esta última es igual a:

$$I_{CU} = 42 [kA] > 22,5 [kA].$$

Se acompaña a esta protección de cabecera con un relé digital termomagnético ajustable: *Micrologic 2.0* de la marca de Schneider.

Finalmente, se tiene que la protección de cabecera es:

- Interruptor Automático: *MTZ1-12H1* de 1250 [A] Tetrapolar de Schneider.
- Relé Digital: *Micrologic 2.0* de 1250 [A] de Schneider.

Posteriormente, para las protecciones de los tableros seccionales, se utilizarán Interruptores Compactos de la marca Schneider, en conjunto con relés digitales de la misma marca, donde para el proceso de selección, se tuvo en cuenta tanto la corriente nominal consumida por cada una de las cargas individuales, como también la corriente de cortocircuito que ocurre a pie del TGBT, siendo esta igual a: $I_{K2} \approx 22504,93 [A]$.

Por último, estos interruptores se deben verificar por la relación: $I_K^2(t) \leq K^2(S)^2$ donde el valor de $I_K^2(t)$ se deduce de las curvas de limitación de energía que provee el fabricante de estos interruptores.

A continuación se presenta una tabla que muestra tanto las protecciones para los distintos tableros seccionales para la cual se siguió la metodología mencionada anteriormente:

¹³ Selección realizada en base al catálogo de [Interruptores Automáticos Abiertos](#) y [Relés](#) de la marca Schneider.

Protección para el Tablero Seccional	Conductor utilizado para cada carga (todos en tresbollojo)	Corriente consumida [A]	Interruptor Compacto	Verificación por curvas de limitación de intensidad	Relé de Micrologic
$TC1 - I_2$	$1x(1x240 \text{ mm}^2)$ por fase	351, 84 [A]	NSX400F - Tetrapolar	$2 \times 10^6 \leq (115)^2 (240)^2$ $2 \times 10^6 \leq 761, 76 \times 10^6$	Micrologic 2.0 de 400 [A]
$TC2 - I_3$	$1x(1x150 \text{ mm}^2)$ por fase	179, 12 [A]	NSX250B - Tetrapolar	$7 \times 10^5 \leq (115)^2 (150)^2$ $7 \times 10^5 \leq 297, 56 \times 10^6$	Micrologic 2.0 de 250 [A]
$TV - I_4$	$1x(4x10 \text{ mm}^2)$ para las fases y neutro	7, 99 [A]	NSX100B - Tetrapolar	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2 (10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$	TM16D de 16 [A]
$TCO - I_5$	$1x(4x10 \text{ mm}^2)$ para las fases y neutro	7, 99 [A]	NSX100B - Tetrapolar	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2 (10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$	TM16D de 16 [A]
$TCA - I_6$	$1x(4x10 \text{ mm}^2)$ para las fases y neutro	3, 03 [A]	NSX100B - Tetrapolar	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2 (10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$	TM16D de 16 [A]
$TLD - I_7$	$1x(4x16 \text{ mm}^2)$ para las fases y neutro	23, 98 [A]	NSX100B - Tetrapolar	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2 (16)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 3, 38 \times 10^6$	TM16D de 25 [A]
$TOF1 - I_8$	$1x(4x10 \text{ mm}^2)$ para las fases y neutro	5, 27 [A]	NSX100B - Tetrapolar	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2 (10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$	TM16D de 16 [A]
$TOF2 - I_9$	$1x(4x10 \text{ mm}^2)$ para las fases y neutro	4, 79 [A]	NSX100B - Tetrapolar	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2 (10)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 1, 32 \times 10^6$	TM16D de 16 [A]
$TS1 - I_{10}$	$1x(1x95 \text{ mm}^2)$ por fase	83, 16 [A]	NSX100B - Tetrapolar	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2 (95)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 119, 355 \times 10$	Micrologic 2.0 de 100 [A]
$TS2 - I_{11}$	$1x(1x70 \text{ mm}^2)$ por fase	78, 36 [A]	NSX100B - Tetrapolar	$5, 5 \times 10^5 \leq (115)^2 (70)^2$ $5, 5 \times 10^5 \leq 64, 802 \times 10^6$	Micrologic 2.0 de 100 [A]
$CEP1 - I_{12}$	$1x(1x120 \text{ mm}^2)$ por fase	279, 87 [A]	NSX400F - Tetrapolar	$2 \times 10^6 \leq (115)^2 (120)^2$ $2 \times 10^6 \leq 190, 44 \times 10^6$	Micrologic 2.0 de 400 [A]
$CEP2 - I_{13}$	$1x(1x120 \text{ mm}^2)$ por fase	190, 31 [A]	NSX250B - Tetrapolar	$7 \times 10^5 \leq (115)^2 (120)^2$ $7 \times 10^5 \leq 190, 44 \times 10^6$	Micrologic 2.0 de 250 [A]
$CEP3 - I_{14}$	$1x(1x120 \text{ mm}^2)$ por fase	175, 92 [A]	NSX250B - Tetrapolar	$7 \times 10^5 \leq (115)^2 (120)^2$ $7 \times 10^5 \leq 190, 44 \times 10^6$	Micrologic 2.0 de 250 [A]
$TCFP - I_{15}$	$1x(1x185 \text{ mm}^2)$ por fase	309, 64 [A]	NSX400F - Tetrapolar	$2 \times 10^6 \leq (115)^2 (120)^2$ $2 \times 10^6 \leq 190, 44 \times 10^6$	Micrologic 2.0 de 400 [A]

TABLA 6: Selección de Interruptores Compactos.¹⁴

Memoria de Cálculo para Diseño de TCFP

Cálculo de Capacitores de Compensación:

Para comenzar el diseño del tablero de corrección del factor de potencia, se debió primero obtener una estimación de la potencia activa de la instalación, y para ello se tomó la sumatoria de todas las potencias activas de la planta multiplicando por un factor de simultaneidad:

$$P_t = (f_s)(220 + 90 + 22 + 5 + 5 + 1,9 + 15 + 3,3 + 3 + 52 + 49 + 175 + 119 + 110)$$

$$P_t = (0,6)(870,2) [kW] = 552,12 [kW]$$

Teniendo como dato inicial: $\cos(\varphi_i) = 0,85$ y debe corregirse a $\cos(\varphi_f) = 0,95$, se obtuvo un: $K = 0,29 \left[\frac{kVAR}{kVA} \right]$ que indica la cantidad de [kVAR] que es necesario agregar a la instalación por cada [kW] de potencia activa en la instalación.¹⁵ De aquí es posible calcular que la potencia reactiva necesaria para corregir el $\cos(\varphi)$ será igual a:

$$Q = 0,29(552,12) = 151,41 [kVAR]$$

A partir de este cálculo fue posible determinar los capacitores necesarios para aportar esta cantidad de potencia reactiva de acuerdo al catálogo de capacitores de Leyden¹⁶, del cual se eligieron:

- 7 capacitores Leyden 40PTA200 que aporta: $7(20 [kVAR]) = 140 [kVAR]$.
- 2 capacitores Leyden 40PTA050 que aporta: $2(5 [kVAR]) = 10 [kVAR]$.

De esta forma, se logró obtener un ajuste fino con estos dos últimos capacitores de 5 [kVAR].

Luego se determinaron los contactores necesarios¹⁷, donde fue elegido 1 contactor por capacitor (es decir, por pasos utilizados), tal que:

- 7 contactores LC1-DLK11.

¹⁴ Tabla realizada en base al catálogo de [Interruptores Compactos](#), las [Curvas de Limitación](#) y los [Relés](#) de la marca Schneider.

¹⁵ Tomado de la [Tabla de Corrección Factor de Potencia](#).

¹⁶ Selección realizada en base al [Catálogo de Capacitores de la marca Leyden](#).

¹⁷ Selección realizada en base al [Catálogo de Contactores](#).

- 2 contactores LC1-DFK11.

Finalmente dado que se decidió utilizar 9 pasos, se eligió un relé varimétrico *NR12* el cual entrega hasta 12 pasos de ajuste.¹⁸

Cálculo de Conductores de TGBT-TCFP:

Se comenzó por calcular la corriente para cada capacitor trifásico del sistema, en función de su potencia, por lo tanto se puede escribir:

- Para los capacitores de 20 [kVAR]: $I_{nCAP1} = \frac{20000 [VAR]}{\sqrt{3}(400) [V]} = 28,87 [A]$
- Para los capacitores de 5 [kVAR]: $I_{nCAP2} = \frac{5000 [VAR]}{\sqrt{3}(400) [V]} = 7,22 [A]$

Entonces, la corriente total consumida desde el TGBT hacia este tablero será:

$$I_{TCFP} = (1,43)(7x28,87 + 2x7,22) = 309,64 [A] \quad (5)$$

Este valor es multiplicado por un factor que contiene tanto la tolerancia de los capacitores como la presencia de armónicos generados por los mismos, tal que provoca un aumento en la corriente. Se hace mención a que no se seleccionó un conductor para el Neutro en este tramo debido a que los capacitores trifásicos no lo utilizan. Este conductor fue seleccionado y verificado según indica la las **TABLA 5** y **TABLA 6**, siguiendo la siguiente metodología:

- **Corriente Admisible:** Se utilizó únicamente como factor de corrección el de temperatura ambiente, donde: $k_T = 0,91$ según el fabricante.¹⁹
- **Caída de Tensión Porcentual:** Nótese que según la **TABLA 3**, la distancia entre el tramo TGBT-TCFP es de 1 [m], por lo tanto la caída de tensión se vuelve despreciable y por lo tanto no será tenida en cuenta para este conductor
- **Corriente de Cortocircuito:** La fórmula a utilizar para verificar los conductores por corriente de cortocircuito es la siguiente:

$$I_K^2(t) \leq K^2(S)^2$$

¹⁸ Selección realizada en base al [Catálogo de Relés Varimétricos](#).

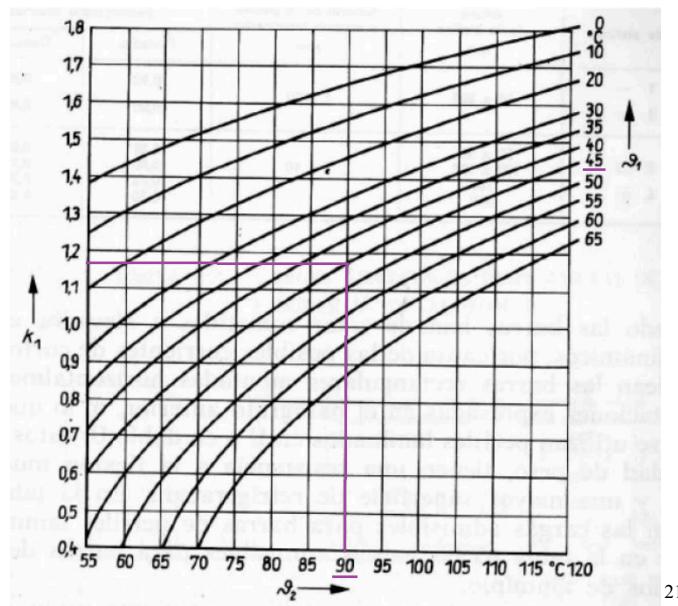
¹⁹ Valor deducido de la tabla 4 del [Catálogo de Conductores de PVC](#).

Nótese que el valor de $I_K^2(t)$ surge de la protección utilizada para proteger a estos conductores, estando definida por los interruptores compactos utilizados y definidos en la **TABLA 6**.

Cálculo de Barra del TCFP:

Al igual que en el TGBT, aquí también se introdujo una barra, tal que ésta maneje la corriente total que necesitan entregar los capacitores para corregir el factor de potencia. La corriente que debe manejar la barra es la definida en (5), donde: $I_{TCFP} = 309,64 [A]$. Se pre-elige entonces una barra desnuda de Cobre de $40x5 [mm]$ de sección, que soporta $520 [A]$ ²⁰. Esta se debe verificar por cálculo de corriente admisible y corriente de cortocircuito (caída de tensión no es necesaria por las mínimas distancias que se encuentran en un tablero). Para ello se plantea:

- **Corriente Admisible:** Según $T_{amb} = 45 [^{\circ}C]$ y $T_{Barra} = 90 [^{\circ}C]$, se utiliza la siguiente gráfica:



21

Se deduce que $k_T \approx 1,18$, por lo que su verificación de corriente admisible es:

$$I_Z = 520(1,18) = 613,6[A] > 309,64 [A] \Rightarrow Verifica$$

²⁰ Selección realizada en base al [Catálogo de Barras](#).

²¹ Curvas paramétricas para el [Factor de Corrección por Temperatura en Barras](#).

- Corriente de Cortocircuito: Para esta verificación debe cumplirse la siguiente relación:

$$(I_{K2})^2(t_{act}) \leq (K_{Barra})^2(S)^2$$

Se tiene que I_{K2} se deduce de (3), $t_{act} = 1,5 [s]$, la sección se pre-elió inicialmente de $(40x5mm)$ y finalmente $K_{Barra} = 175$ para barras de cobre. Por lo tanto:

$$(22504,93 [A])^2(1,5 [s]) \leq \left(175 \left[\frac{A\sqrt{s}}{mm}\right]\right)^2 (40x5 [mm])^2$$

$$759,7x10^6 [A^2s] \leq 1225x10^6 [A^2s] \Rightarrow Verifica$$

Conductores de TCFP a los Capacitores:

Estos serán los conductores que se encuentran dentro del TCFP y que se conectarán desde la barra a los capacitores, ambos calculados en el apartado anterior. Se eligió que los conductores serán del tipo *PVC*, *1 [kV]*, *Cu* y *tripolares*. Nótese que la distancia entre ambos es tal que resulta innecesaria la verificación de estos conductores por la caída de tensión porcentual y por lo tanto solo se verificarán por:

- Corriente Admisible: Se optó por poner los cables en el aire, dada su poca longitud y por lo tanto se tiene que estos se corrijen solo por temperatura ambiente donde: $k_T = 0,91$.²²
- Corriente de Cortocircuito: La fórmula a utilizar para verificar los conductores por corriente de cortocircuito es la siguiente:

$$I_K^2(t) \leq K^2(S)^2$$

Nótese que el valor de $I_K^2(t)$ surge de la protección utilizada para proteger a estos conductores, estando definida por los fusibles y sus curvas de limitación.

Con esto en mente, se presenta a continuación la siguiente tabla que detalla el proceso de selección de los conductores dentro del TCFP verificados por los 2 métodos mencionados anteriormente:

²² Valor deducido de la tabla 4 del [Catálogo de Conductores de PVC](#).

Nombre del Conductor	Designación del Conductor a utilizar	Corriente Admisible [A]	Corriente de Cortocircuito [$A^2 s$]
I_{17}	$1x(3x6 mm^2)$ para las fases	$I_z = 37(0,91) [A]$ $33,67 [A] > 28,87 [A]$	$21000 \leq (115)^2(6)^2$ $21000 \leq 476100$
I_{18}	$1x(3x6 mm^2)$ para las fases	$I_z = 37(0,91) [A]$ $33,67 [A] > 28,87 [A]$	$21000 \leq (115)^2(6)^2$ $21000 \leq 476100$
I_{19}	$1x(3x6 mm^2)$ para las fases	$I_z = 37(0,91) [A]$ $33,67 [A] > 28,87 [A]$	$21000 \leq (115)^2(6)^2$ $21000 \leq 476100$
I_{20}	$1x(3x6 mm^2)$ para las fases	$I_z = 37(0,91) [A]$ $33,67 [A] > 28,87 [A]$	$21000 \leq (115)^2(6)^2$ $21000 \leq 476100$
I_{21}	$1x(3x6 mm^2)$ para las fases	$I_z = 37(0,91) [A]$ $33,67 [A] > 28,87 [A]$	$21000 \leq (115)^2(6)^2$ $21000 \leq 476100$
I_{22}	$1x(3x6 mm^2)$ para las fases	$I_z = 37(0,91) [A]$ $33,67 [A] > 28,87 [A]$	$21000 \leq (115)^2(6)^2$ $21000 \leq 476100$
I_{23}	$1x(3x6 mm^2)$ para las fases	$I_z = 37(0,91) [A]$ $33,67 [A] > 28,87 [A]$	$21000 \leq (115)^2(6)^2$ $21000 \leq 476100$
I_{24}	$1x(3x2,5 mm^2)$ para las fases	$I_z = 22(0,91) [A]$ $20,02 [A] > 7,22 [A]$	$9000 \leq (115)^2(2,5)^2$ $9000 \leq 82656,2$
I_{25}	$1x(3x2,5 mm^2)$ para las fases	$I_z = 22(0,91) [A]$ $20,02 [A] > 7,22 [A]$	$9000 \leq (115)^2(2,5)^2$ $9000 \leq 82656,2$

TABLA 7: Selección y verificación de conductores dentro del TCFP.

Selección de Protecciones del TCFP:

Cada capacitor trifásico lleva un fusible²³ conectado que se determina duplicando la corriente de cada capacitor trifásico, tal que se obtiene para los distintos capacitores:

- Para los capacitores de 20 [kVAR]: $I_{nCAP1} = 28,87 [A] \rightarrow I_{nFCAP1} = 57,74 [A]$
- Para los capacitores de 5 [kVAR]: $I_{nCAP2} = 7,22 [A] \rightarrow I_{nFCAP2} = 14,44 [A]$

Por lo tanto, se determinó que es posible utilizar Interruptores Seccionadores Fusibles²⁴, con fusibles *NH* de tamaño 000, del tipo *gG*, con las corrientes correspondientes, tal que:

- Protección para los 20 [kVAR]: 3NH4 030 con fusible *NH000gG 63 A*

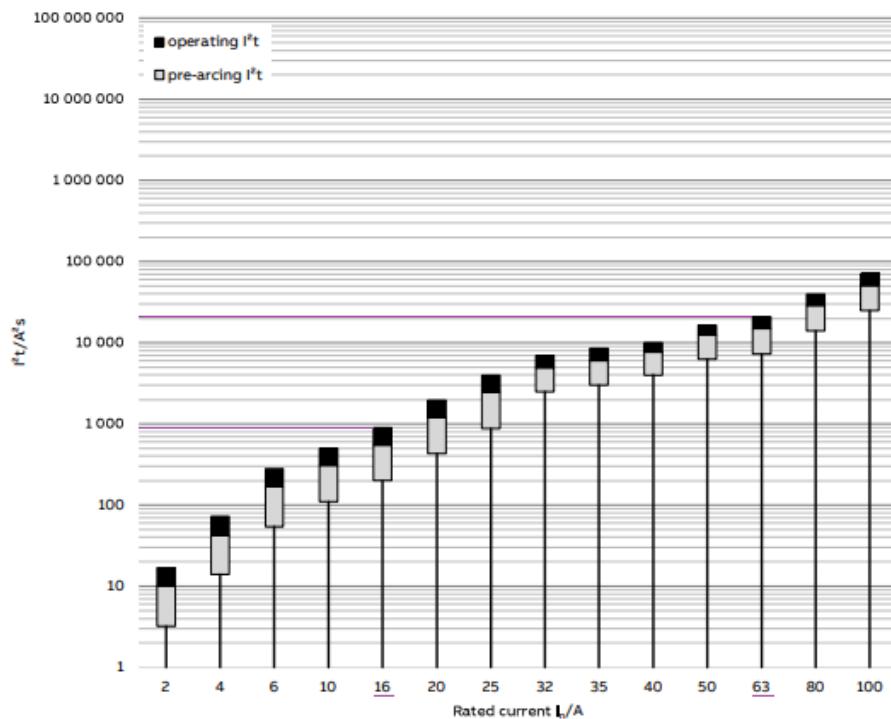
²³ Selección realizada en base al [Catálogo de Fusibles](#).

²⁴ Selección realizada en base al [Catálogo de Base Fusibles](#).

- Protección para los 5 [kVAR]: 3NH4 030 con fusible NH000gG 16 A

Para los cuales, respectivamente, se muestran las siguientes verificaciones ante corriente de cortocircuito según las curvas del catálogo²⁵:

gG 500V, 000



$$21000 \leq 82656,2$$

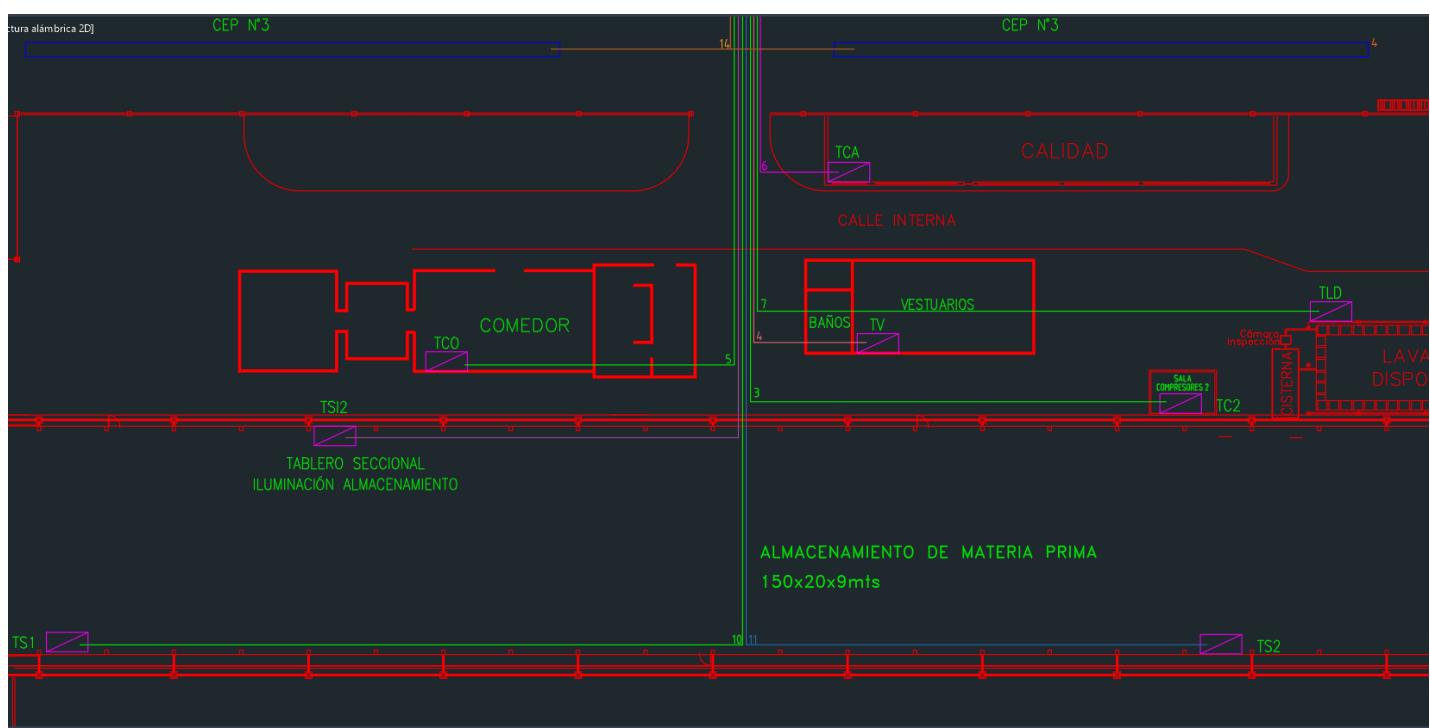
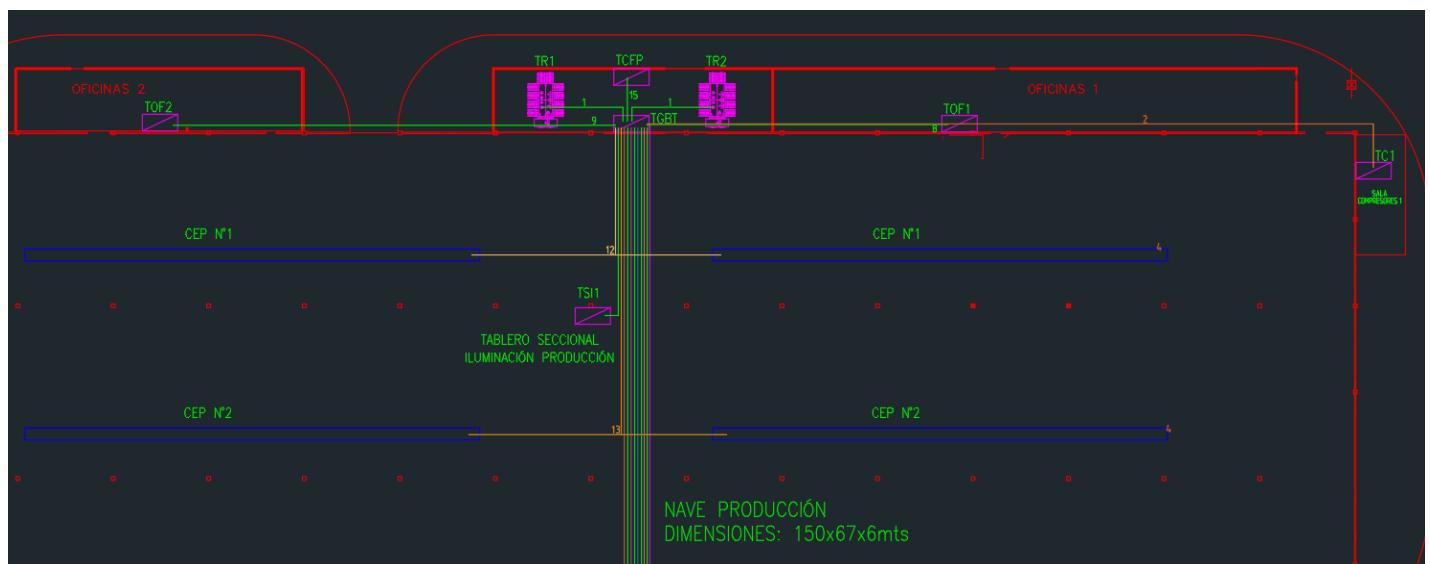
$$9000 \leq 82656,2$$

Planos y Croquis

Plano de la Instalación:

A continuación se presentan algunas capturas del programa AutoCad Electrical, el cual se utilizó para realizar el cableado de la instalación. Se menciona que para un profundo y más detallado análisis de esta instalación, se incluye adicionalmente a este documento, un archivo formato .dwg en el cual se podrá explorar la instalación con sus correspondientes cables.

²⁵ Verificación de los fusibles realizada en base a las [Curvas de Limitación de Energía de los Fusibles](#).



1	XLPE, 1kV, Al 4x(1x240 mm ²) por Fase + 2x(1x120 mm ²) Neutro	Escala: 1:700	Año: 2025
2	PVC, 1kV, Cu 1x(1x240 mm ²) por Fase + 1x(1x120 mm ²) Neutro		DNI:
3	PVC, 1kV, Cu 1x(1x150 mm ²) por Fase + 1x(1x70 mm ²) Neutro	Mendes Rosa, Agustín	44.517.201
4	PVC, 1kV, Cu 1x(4x10 mm ²) para las Fases y Neutro	Monja, Ernesto Joaquín	43.872.728
5	PVC, 1kV, Cu 1x(4x10 mm ²) para las Fases y Neutro		Facultad de Ciencias Exactas
6	PVC, 1kV, Cu 1x(4x10 mm ²) para las Fases y Neutro		Físicas y Naturales
7	PVC, 1kV, Cu 1x(4x16 mm ²) para las Fases y Neutro		
8	PVC, 1kV, Cu 1x(4x10 mm ²) para las Fases y Neutro		Asignatura:
9	PVC, 1kV, Cu 1x(4x10 mm ²) para las Fases y Neutro		Instalaciones Eléctricas
10	PVC, 1kV, Cu 1x(1x95 mm ²) por Fase + 1x(1x50 mm ²) Neutro		Número de Plano:
11	PVC, 1kV, Cu 1x(1x70 mm ²) por Fase + 1x(1x35 mm ²) Neutro		Plano N°1
12	PVC, 1kV, Cu 1x(1x120 mm ²) por Fase + 1x(1x50 mm ²) Neutro		
13	PVC, 1kV, Cu 1x(1x120 mm ²) por Fase + 1x(1x50 mm ²) Neutro		
14	PVC, 1kV, Cu 1x(1x120 mm ²) por Fase + 1x(1x50 mm ²) Neutro		
15	PVC, 1kV, Cu 1x(1x185 mm ²) por Fase		

Trabajo N°1
Planta Industrial

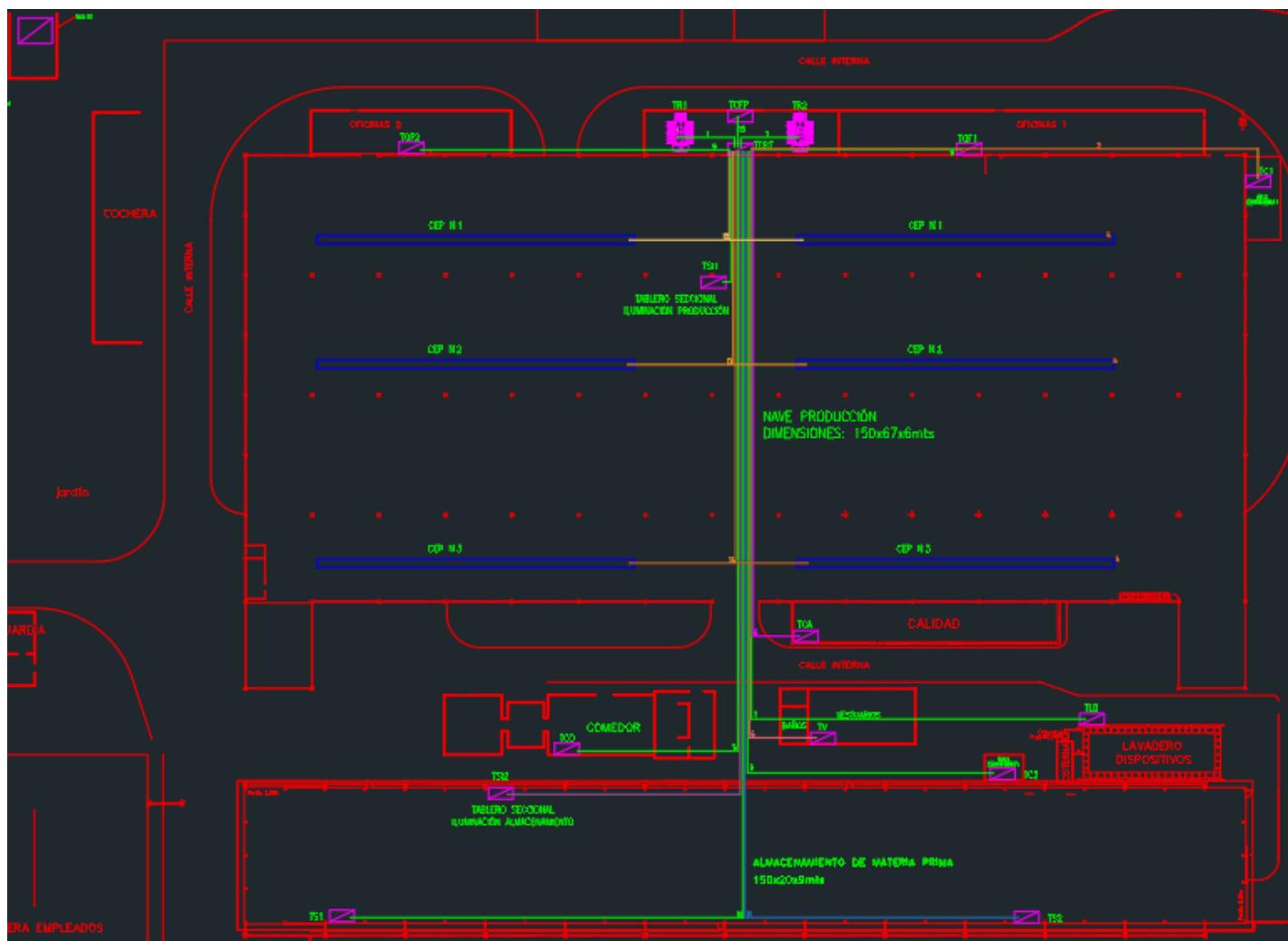
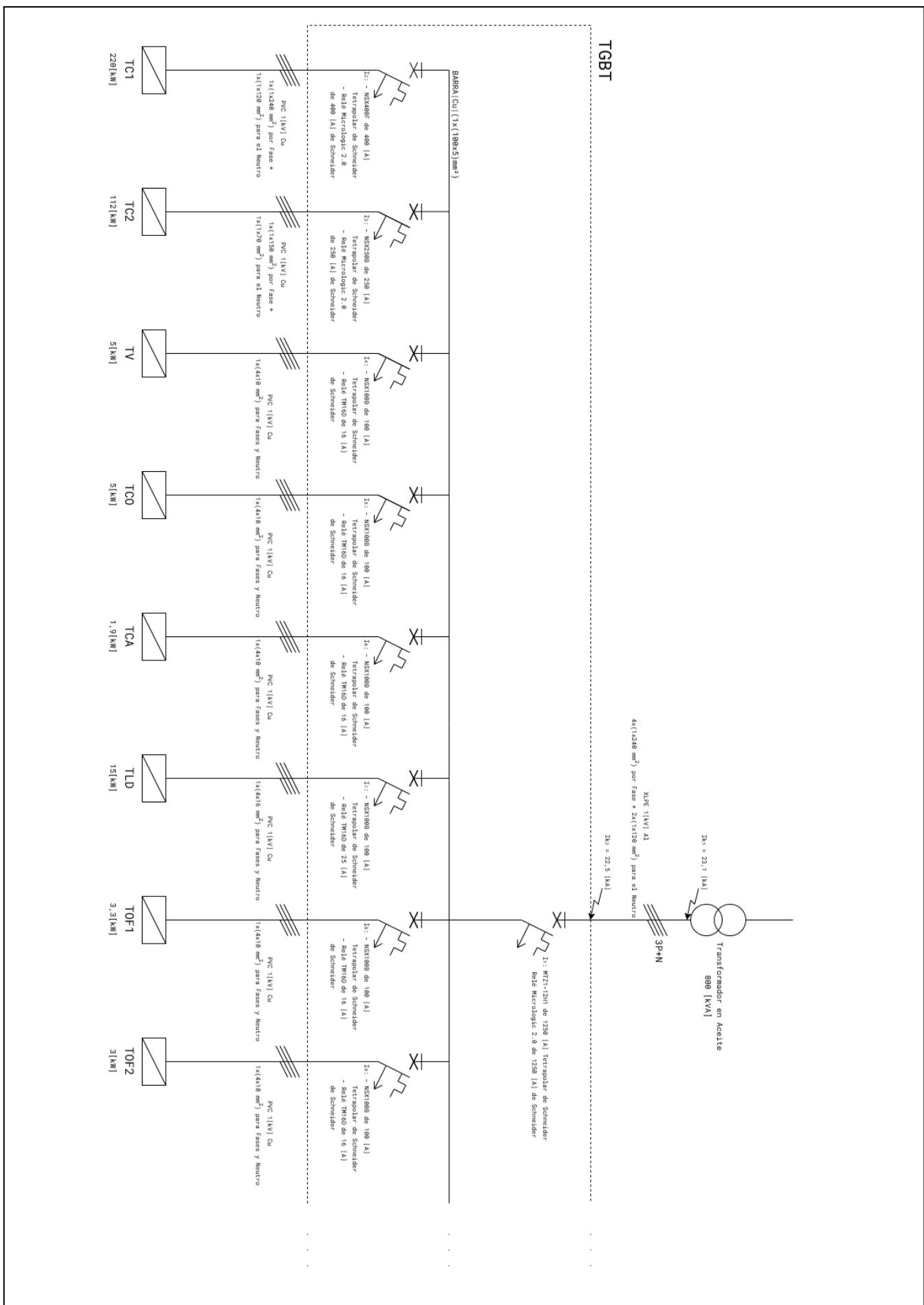
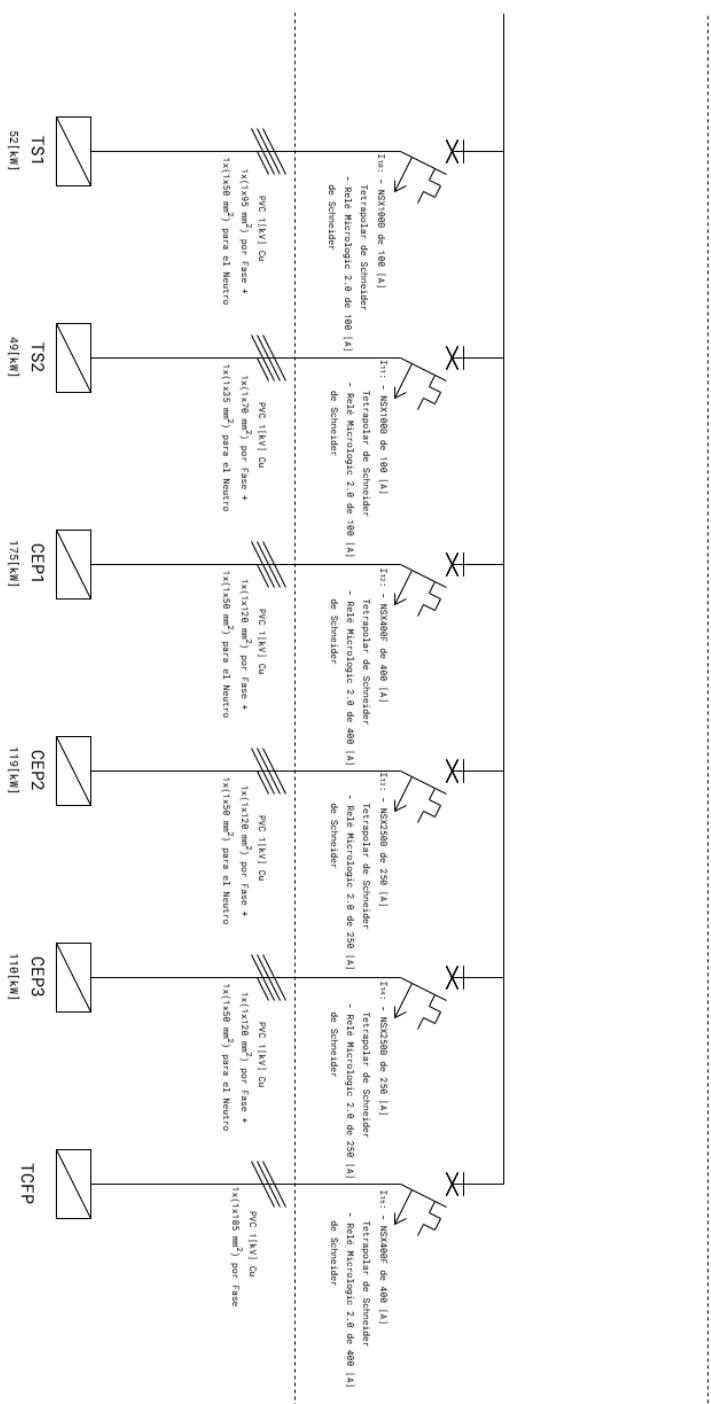


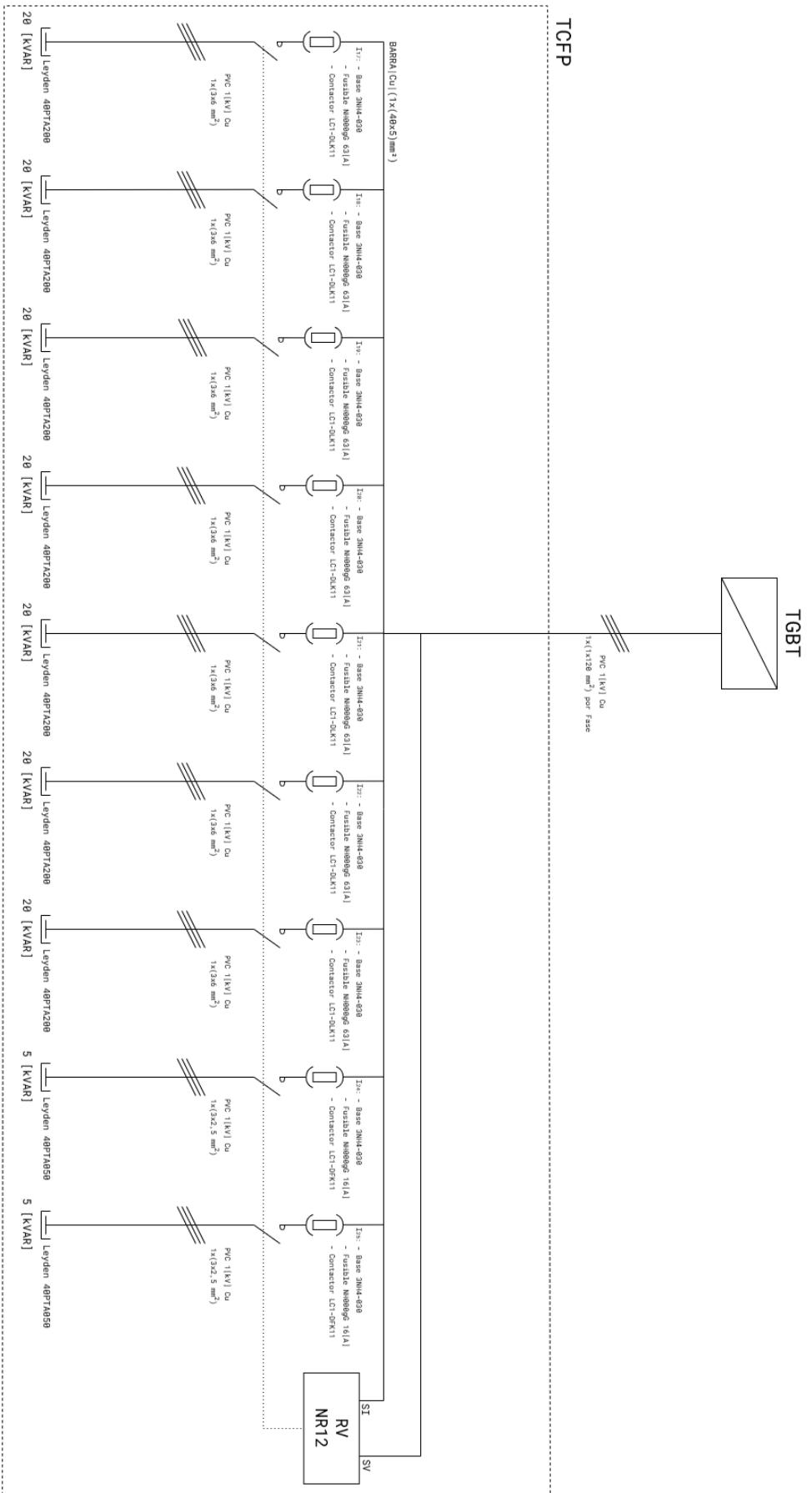
Diagrama Unifilar de Potencia:

A continuación se presenta el diagrama unifilar del TGBT y del TCFP, donde se han indicado tanto las protecciones como los conductores junto a demás componentes del tablero, siguiendo la nomenclatura y estructura presentada en los apartados anteriores.

Se encuentra adjunta a este informe una foto para una inspección en mayor detalle de ser necesaria, del tablero y demás componentes de la instalación







TCFP

Conclusión

En este trabajo práctico se ha demostrado cómo diseñar un TGBT para una planta industrial desde todos sus conductores, hasta las protecciones necesarias y se ha incluido el diseño de un tablero para la corrección del factor de potencia.

Partiendo de un transformador de distribución, fueron dimensionados todos los componentes principales. Los conductores fueron rigurosamente verificados contra corriente admisible, caída de tensión (con su correspondiente porcentaje según el caso) y por corrientes de cortocircuito. Para el diseño del TCFP, se determinó la necesidad de 150 kVAR para corregir exitosamente el factor de potencia de la planta de 0,85 a 0,95, seleccionando los capacitores, protecciones y el relé varimétrico para optimizar la eficiencia energética.

En este informe, también se ha hecho un extenso uso de AutoCad Electrical para poder diseñar y confeccionar el cableado de esta instalación y el proyecto se adjunta en paralelo a este informe para una revisión más detallada.

Bibliografía

Las siguientes fuentes representan a modo de bibliografía el material y los catálogos utilizados para la selección de componentes para esta instalación. Estos últimos han sido provistos por la cátedra de Instalaciones Eléctricas:

1. [Temperatura Promedio en Corrientes](#)
2. Valores deducidos de los factores F1 y F2 respectivamente del [Factores de Corrección de Cables XLPE](#), donde F2 se trata de 2 sistemas en 2 bandejas portacables para cables en tresbolillo (hoja 29).
3. Tomado del: [Catálogo de Conductores XLPE](#).
4. Tomado del: [Catálogo de Transformadores](#).
5. Tomado del: [Catálogo de Blindobarras \(CEP\)](#).
6. Tomado del: [Cálculo de Caída de Tensión Porcentual](#) en Blindobarras de Schneider.
7. Fórmula proveniente del: [Cálculo de la Corriente Pico](#).
8. Selección realizada en base al [Catálogo de Barras](#).
9. Curvas paramétricas para el [Factor de Corrección por Temperatura en Barras](#).
10. Véase la página 6 de este informe.

11. Valores deducidos de las tablas 9 y 11 respectivamente del [Catálogo de Conductores de PVC](#).
12. Dada la distancia de 1 [m] entre el TGBT y el TCFP, la caída de tensión en este tramo se considera despreciable y se obvia su cálculo.
13. Selección realizada en base al catálogo de [Interruptores Automáticos Abiertos](#) y [Relés](#) de la marca Schneider.
14. Tabla realizada en base al catálogo de [Interruptores Compactos](#), las [Curvas de Limitación](#) y los [Relés](#) de la marca Schneider.
15. Tomado de la [Tabla de Corrección Factor de Potencia](#).
16. Selección realizada en base al [Catálogo de Capacitores de la marca Leyden](#).
17. Selección realizada en base al [Catálogo de Contactores](#).
18. Selección realizada en base al [Catálogo de Relés Varimétricos](#).
19. Valor deducido de la tabla 4 del [Catálogo de Conductores de PVC](#).
20. Selección realizada en base al [Catálogo de Barras](#).
21. Curvas paramétricas para el [Factor de Corrección por Temperatura en Barras](#).
22. Valor deducido de la tabla 4 del [Catálogo de Conductores de PVC](#).
23. Selección realizada en base al [Catálogo de Fusibles](#).
24. Selección realizada en base al [Catálogo de Base Fusibles](#).
25. Verificación de los fusibles realizada en base a las [Curvas de Limitación de Energía de los Fusibles](#).