

CAPITULO 2

FACULTAD DE DERECHO, POSGRADO DE DERECHO

2-1 HISTORIA

La nueva sede de posgrado de la facultad de derecho se localiza en el edificio que fuera el comedor universitario en avenida universidad frente a la facultad de psicología, el edificio en sí presentó un reto arquitectónico y estructural para crear espacios adecuados y cumplir con las necesidades, derivadas del incremento de las actividades académicas de la facultad. Se conservó estructura original con una readecuación hasta el nivel 4, y se construyeron dos edificios nuevos.

En la readecuación se liberó la parte central del edificio para comunicar las áreas de acceso con las públicas y así provocar una nueva imagen con la arquitectura actual. Los nuevos edificios albergan 46 aulas, 30 cubículos de investigación, salón de usos múltiples, área de cómputo, zona administrativa y de servicios, cisternas, cuarto de máquinas y núcleos de sanitarios por bloques.

La sede tendrá una comunicación directa con el campus de CU a través de un puente peatonal confinado con un descenso al costado poniente de la facultad de psicología.



Antes



Ahora

DATOS GENERALES

Dependencia: Posgrado de Derecho
Tipo de obra: Ampliación y remodelación
Área: 2231 m²
Domicilio: Av. Universidad #2219 colonia Copilco el bajo.
Delegación: Coyoacán

CARACTERISTICAS DE LA INSTALACION

Tensión Eléctrica: 23000-220 / 127 V
Tipo de Suministro: Subestación tipo pedestal y Tableros Derivados en baja tensión
Capacidad del transformador: 300 kVA
Subestación: Tipo Interior con 1 tablero de distribución en el local

PLANOS DE LA INSTALACIÓN ELECTRICA DE POSGRADO DE DERECHO

IEA-01 Instalación Eléctrica Alumbrado, Planta Subotano
IEA-02 Instalación Eléctrica Alumbrado, Planta Sótano
IEA-03 Instalación Eléctrica Alumbrado, Planta Baja
IEA-04 Instalación Eléctrica Alumbrado, Planta 1er Nivel

IEA-05	Instalación Eléctrica Alumbrado, Planta 2do Nivel
IEA-06	Instalación Eléctrica Alumbrado, Planta 3er Nivel
IEC-01	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Normal, Planta Subotano
IEC-02	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Normal, Planta Sótano
IEC-03	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Normal, Planta Baja
IEC-04	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Normal, Planta 1er Nivel
IEC-05	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Normal, Planta 2do Nivel
IEC-06	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Normal, Planta 3er Nivel
IECR-01	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Regulada, Planta Subotano
IECR-02	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Regulada, Planta Sótano
IECR-03	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Regulada, Planta Baja
IECR-04	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Regulada, Planta 1er Nivel
IECR-05	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Regulada, Planta 2do Nivel
IECR-06	Instalación Eléctrica Contactos Tensión Regulada, Planta 3er Nivel
IEAEXT-01	Instalación Eléctrica Alumbrado Exterior, Planta 1er Nivel
IEA-07	Instalación Eléctrica Alumbrado, Acceso y Subestación P.B.
IEF.01	Instalación Eléctrica Fuerza, Planta Azotea
IEDU-01	Instalación Eléctrica Diagrama Unifilar
IECC-01	Instalación Eléctrica Cuadros de carga 1
IECC-02	Instalación Eléctrica Cuadros de carga 2
IECC-03	Instalación Eléctrica Cuadros de carga 3
IESE-01	Instalación Eléctrica Subestación Eléctrica, Planta y Cortes
IESE-02	Instalación Eléctrica Subestación Eléctrica, Planta y Detalles
IEST-01	Instalación Eléctrica Sistema de Tierra, 1er Nivel
IEST-02	Instalación Eléctrica Malla de Tierra, Subestación
IEPAR-01	Instalación Eléctrica Pararrayos, Planta Azotea
IEALBT-01	Instalación Eléctrica Alimentadores Baja Tensión, Planta Subotano

IEALBT-02	Instalación Eléctrica Alimentadores Baja Tensión, Planta Sótano
IEALBT-03	Instalación Eléctrica Alimentadores Baja Tensión, Planta Baja
IEALBT-04	Instalación Eléctrica Alimentadores Baja Tensión, Planta 1er Nivel
IEALBT-05	Instalación Eléctrica Alimentadores Baja Tensión, Planta 2do Nivel
IEALBT-06	Instalación Eléctrica Alimentadores Baja Tensión, Planta 3er Nivel
IEALBT-07	Instalación Eléctrica Alimentadores Baja Tensión, Planta Azotea
IEF-02	Instalación Eléctrica Fuerza Cuarto Equipos, Planta Subotano

2-2 DIAGRAMA UNIFILAR

La acometida eléctrica proporcionada por la compañía suministradora llega a un transformador tipo pedestal, el cual se encarga de alimentar al tablero general de distribución de baja tensión que a su vez se encarga de distribuir la energía eléctrica a los 19 tableros derivados instalados que controlan las respectivas cargas de alumbrado, contactos, equipos de aire acondicionado, bombas, equipo hidroneumático y el elevador.

El diagrama unifilar el plano IEDU-01 con el fin de obtener una visión general de la instalación eléctrica de esta dependencia, se muestra en el apéndice de este trabajo.

2-3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica de la dependencia está ubicado a un costado de la entrada principal en la planta baja, cuenta con un acceso principal con un puerta que abre hacia fuera la cual cumple la función de entrada y salida (art. 924-7), el piso está hecho de concreto y las tapas de los registros del sistema de tierra se encuentran en lugares que permiten el libre paso del personal (art. 924-6).

El suministro de energía eléctrica de CFE se realizó por medio de una transición aéreo-subterránea a cable aislado clase 23 kV tipo distribución subterránea, conductor de cobre con aislamiento XLPE y pantalla electrostática de alambres conectada sólidamente a tierra a través de terminales. En el punto de transición se emplea como protección tres cortacircuitos fusibles tipo expulsión y tres apartarrayos tipo auto valvular, esta línea subterránea finaliza en la subestación tipo pedestal ubicada dentro del inmueble.

El local aloja un Transformador tipo pedestal marca Prolec 23000 / 220-127 V, que cuenta con un fusible de expulsión tipo bayoneta en serie con un fusible limitador de corriente de alta capacidad interruptiva como elementos de protección en el lado de alta tensión por fase (art. 924-10), por el lado de baja tensión se alimenta al equipo de medición ubicado a no más de tres metros lo que permite que el dispositivo no tenga un dispositivo de protección contra sobrecorriente (art. 240.21 b); del equipo de medición se alimenta un interruptor general con capacidad de 3x800A como medio de protección contra sobrecorriente del Tablero General de Baja Tensión "TGBT" que a su vez cuenta su interruptor principal de 3x 600A.

El transformador proveerá energía eléctrica a una carga instalada de 194.6 kW, por condiciones de diseño se aplicó un factor de demanda del 70% con el cual se obtiene una carga demandada de 136.2 kW, considerando un factor de potencia de 0.9 tenemos una carga demandada de 151.3 kVA. Se prevé que la instalación tenga un crecimiento de carga del 50%, es decir 75.6 kVA.

Por lo tanto la carga demandada será de: 226.9 kVA

Finalmente la capacidad del transformador es de 300 kVA.

Calculando la corriente demandada actual en el secundario del transformador:

$$I = \frac{136023 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 220 * 0.9} = 396.6 \text{ A}$$

Con el valor calculado podemos dimensionar el alimentador del tablero TGBT con base en los artículos 220-10 a), 110-14 b) b.2 y 310-15 utilizando la tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005 y tomando en cuenta la temperatura ambiente de la ciudad de México se considero un factor unitario para el cálculo del alimentador.

De acuerdo a lo establecido por estos artículos el calibre del alimentador debe ser de 600 KCM con una capacidad de conducción de 420 A a 75°C y de 495 A a 90°C, pero instalado se tiene un alimentador de 500 KCM con una capacidad de conducción de 380 A a 75° C y 430 A a 90°C. De lo anterior y con base en el artículo 110-14 1) b.2 el aislamiento para los

conductores de 500 KCM debe ser de 90°C ó emplear conductores de 600 KCM con aislamiento de 75 °C.

El alumbrado de la subestación se compone de 8 luminarios de 2 x 32 W distribuidos en el área del local. Se realizaron medidas de niveles de iluminación de los planos de trabajo obteniendo los datos mostrados en la tabla A.

Tipo de lugar	Iluminacia [Lx]
Frente a tableros de control	335
Areas de maniobra	246
Equipo de medición	345

Tabla A
Niveles de iluminación en subestación

En la subestación se ubica el tablero PBB que controla la carga de alumbrado de la subestación, del puente que conecta la dependencia con la facultad de psicología y la fachada del edificio. Por lo que el alumbrado de la subestación cumple con lo indicado en el artículo 924-5.

Los tableros de distribución TGBT y PBB respectivamente cuentan con el espacio accesibilidad apropiado para que el operador pueda trabajar y tener fácil acceso a los dispositivos de control conforme se establece en el artículo 924-9.

2-4 SISTEMA DE TIERRAS

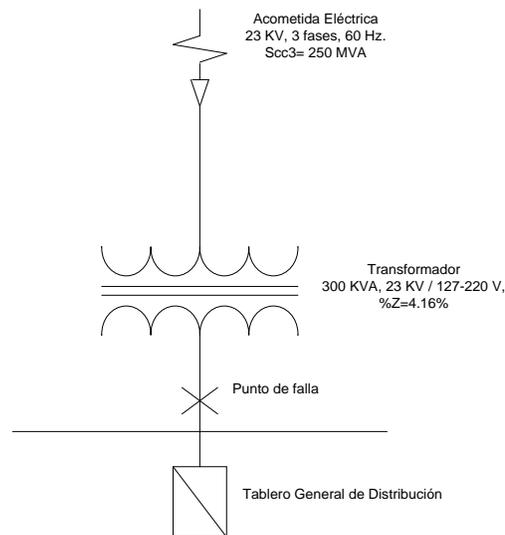
2-4-1 CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

El propósito de este estudio es para determinar los niveles de la corriente de corto circuito impuestos a los buses e interruptores de los tableros de distribución además verifica que los valores del corto circuito hayan sido usados para comparar ó seleccionar a los elementos de protección con la capacidad interruptiva adecuada, también checa la habilidad de los componentes del sistema tales como cables, buses, etc., que deberán soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos provocados por la corriente de falla que pasa a través de ellos.

Cálculo de corto circuito por el método de bus infinito.

Como datos se tomarán una potencia de corto circuito de trifásica de 250 MVA proporcionada por CFE para la ubicación de la subestación y una base de Potencia de 300 KVA.

Calculando para el punto de falla en el secundario del transformador.



Calculando la impedancia del sistema en por unidad.

$$X_s = \frac{S_{base}}{S_{cc3}} = \frac{300kVA}{250MVA} = 0.0012 p.u.$$

La impedancia del transformador está referida a sus datos de placa que por conveniencia son los valores que se han utilizado para el análisis.

$$Z_t = 0.00416 p.u.$$

Como la impedancia del sistema es muy pequeña en comparación con la impedancia del transformador podemos despreciar este dato sin tener un error considerable en el cálculo.

Obteniendo el valor de la corriente de corto circuito trifásica por medio de la siguiente ecuación:

$$I_{cc3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_B * Z_t}$$

$$I_{cc3} = \frac{300kVA}{\sqrt{3} * 220 * 0.00416} = 18925 A$$

Con el resultado obtenido de corriente de corto circuito simétrica podemos obtener la corriente de corto circuito asimétrica; así como determinar la capacidad interruptiva con la que se deben seleccionar los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

$$I_{as} = 18925 * 1.23 = 23277.75 A$$

Los dispositivos de protección no se deben seleccionar con un valor de capacidad interruptiva menor al resultado obtenido.

2-4-2 CÁLCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS DE LA SUBESTACIÓN.

El sistema de tierras de la subestación está diseñado para la conexión a tierra del neutro del sistema, equipos, estructuras metálicas y en general todas aquellas partes metálicas que en un momento determinado pueden quedar energizadas por sobretensiones o corrientes de cortocircuito ofreciendo un peligro para el personal ó la integridad de las instalaciones. El sistema consiste principalmente de una malla de cobre desnudo calibre 4/0 AWG enterrada a una profundidad de 60 cm abajo del nivel de piso terminado con electrodos enterrados y conectados entre sí, existiendo registros reglamentarios para la medición periódica de la resistencia eléctrica de la malla.

El sistema de tierra de la subestación está diseñado de acuerdo a lo que establece el artículo 921-25 Puesta a tierra en su inciso d) referente a Subestaciones, donde se indica que el cable que forme el perímetro exterior del sistema debe ser continuo de manera que se encierre el área en donde se encuentre el equipo de la subestación.

La compañía suministradora provee una tensión de 23 kV y para el punto de conexión aportará una potencia de corto circuito de 250 MVA.

La corriente de corto circuito aportada por el sistema se calcula por medio de la ecuación (1.3):

$$I_{cc} = \frac{250MVA}{\sqrt{3} * 23KV} = 6275 [A]$$

Cálculo de la sección transversal del conductor de la malla para tierra, utilizando la ecuación (1.4).

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{Tm - Ta}{234 + Ta}\right) + 1}{33Ts}}}$$

Datos	Valor	Unidades
Corriente de corto circuito (I)	6275	[A]
Tiempo de duración de la falla (Ts)	0.1	[s]
Temperatura ambiente (Ta)	30	[°C]
Temperatura máxima permisible para conector soldable	450	[°C]

$$A = \frac{6275}{\sqrt{\frac{\log\left(\frac{450 - 30}{234 + 30}\right) + 1}{33 * 0.1}}} = 17727.93CM$$

Como el resultado obtenido se encuentra en Circular Mils se utilizará un factor de conversión para obtener la sección transversal en mm², utilizando la ecuación (1.5).

$$A = (CM) \frac{0.0005067mm^2}{1CM} = 8.98mm^2$$

Del resultado obtenido observamos que se puede utilizar un conductor calibre 6 AWG con sección transversal de 13.3 mm² pero por razones mecánicas se propone un conductor calibre 4/0AWG.

Datos	Valor	Unidades
Resistividad del terreno (σ)	44.70	[Ωm]
I _{ccf-t}	6275	[A]
X''/R	3.5	
Tiempo de falla (t _{falla})	0.1	[s]

Datos	Valor	Unidades
Largo de la malla (b)	6	[m]
Ancho de la malla (a)	3.15	[m]
Resistividad del material contenedor (σ_s)		[Ω m]
Espesor del material (h_s)	0.1	[m]
Profundidad de la red (h)	0.6	[m]
Longitud de la varilla (l_v)	3	[m]
Diámetro de la varilla	0.0159	[m]
Calibre del conductor	4/0	AWG
Diámetro del conductor (d)	0.0134	[m]
Factor de decremento (D_f)	1	
Factor de proyección (F_p)	1	
Número de conductores verticales (c_v)	5	
Número de conductores horizontales (c_h)	4	
Separación entre conductores (D)		
Número de varillas (No. Varillas)	6	
Profundidad de referencia (h_0)	1	[m]

*El factor de decremento (DF) está en función de t_{falla} y X''/R (0.5, 3.50); y su valor se obtiene de la tabla 2 de la norma NRF-011-CFE-2004, pero en el caso analizado como la relación X''/R es menor a 5 se considera un factor de decremento unitario. Utilizando la ecuación (1.6) se calcula la corriente de falla máxima a tierra en la malla:

$$I_{max\ cc} = (I_{cct-t})(D_f)(F_p) = 6275 \times 1 = 6275 \text{ [A]}$$

Para el factor de reflexión (K) utilizamos la ecuación (1.7)

$$k = \frac{\sigma - \sigma_s}{\sigma + \sigma_s} = \frac{44.7 - 10000}{44.7 + 10000} = 0.9910$$

Para el cálculo factor de reducción (F_r) utilizamos la ecuación (1.8)

$$F_r = 1 - \frac{0.09(1 - \frac{\sigma}{\sigma_s})}{2h_s + 0.09} = 1 - \frac{0.09(1 - \frac{44.7}{10000})}{2 \times 0.1 + 0.09} = 0.69$$

Utilizando las ecuaciones (1.9) y (1.10) respectivamente se calculan los potenciales tolerables para el cuerpo humano con un peso corporal de 70 [Kg]

$$E_{contacto} = \frac{(1000 + 1.5 \times 0.69 \times 10000)0.157}{\sqrt{0.1}} = 5560[V]$$

$$E_{paso} = \frac{(1000 + 6 \times 0.69 \times 10000)0.157}{\sqrt{0.1}} = 21050 [V]$$

Longitud total de las varillas (Lvt)

$$Lvt = (\#v)(lv) = 6 \times 3 = 18 [m]$$

Con la ecuación (1.11) se calcula la longitud total de la malla (L_T) considerando longitud total de las varillas (lvt); (las varillas estarán ubicadas en las esquinas de la malla)

$$L_T = (cv \times a) + (ch \times b) + (Lvt) = (4 \times 3.15) + (5 \times 6) + 18 = 60.6$$

Utilizando la ecuación (1.12) el área de la malla (A_m) es:

$$A_m = a \times b = 3.15 \times 6 = 18.9 [m^2]$$

Resistencia de la malla (R_g)

Utilizando la fórmula de Sverak para redes de tierra de una subestación, ecuación (1.13):

$$R_g = \sigma \left(\frac{1}{L_T} + \left(\frac{1}{\sqrt{20 \times A_m}} \right) \times \left(1 + \frac{1}{1 + \left(h \times \sqrt{\frac{20}{A_m}} \right)} \right) \right)$$

$$R_g = 44.7 \left(\frac{1}{60.6} + \left(\frac{1}{\sqrt{20 \times 18.9}} \right) \times \left(1 + \frac{1}{1 + \left(0.6 \times \sqrt{\frac{20}{18.9}} \right)} \right) \right) = 4.96 [\Omega]$$

Para esta subestación de distribución la resistencia debe ser menor a 10 $[\Omega]$ para un voltaje de 23 KV y una capacidad del transformador de 300KVA conforme se establece en el artículo 921-25 b).

Factor de espaciamiento para la tensión de malla (km), ecuación (1.14)

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8hd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right)$$

Donde: $k_{ii} = 1$ para mallas con varillas de aterrizaje en sus esquinas.

Utilizando la ecuación (1.15) obtenemos la longitud total del conductor en la malla.

$$L_c = (c_v \times a) + (c_h \times b) = 42.64 [m]$$

Utilizando la ecuación (1.16) se obtiene la longitud perimetral de la malla.

$$L_p = (2 \times a) + (2 \times b) = 18.3 [m]$$

$$n = \frac{2 \times L_c}{L_p} = \frac{2 \times 42.64}{18.3} = 4.66$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0.6}{1}} = 1.26$$

Entonces se obtiene el valor k_m utilizando la ecuación (1.14).

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8hd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right)$$

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{1.5^2}{16 * 0.6 * 0.0134} + \frac{(1.5 + 2 * 0.6)^2}{8 * 0.6 * 0.0134} - \frac{0.6}{4 * 0.0134} \right) + \frac{1}{1.26} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 * 4.66 - 1)} \right) \right)$$

$$k_m = 0.606$$

Potencial de contacto de la malla lo obtenemos utilizando la ecuación (1.20).

$$k_i = 0.645 + (0.172 \times n) = 1.446$$

Donde k_i es el factor de corrección para la geometría de la malla.

Se calculan los potenciales de paso mediante la ecuación (1.23) y de contacto de la malla con la ecuación (1.21):

$$E_{contacto} = \frac{\sigma * k_m * k_i * I_{cc}}{L_T} = \frac{44.7 * 0.606 * 1.446 * 6275}{60.6} = 4055.9$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D(1-0.5^{n-1})} \right)$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 * 0.6} + \frac{1}{1.5 + 0.6} + \frac{1}{1.5(1 - 0.5^{4.66-1})} \right) = 0.65$$

$$E_{paso} = \frac{\sigma * k_s * k_i * I_{cc}}{0.75L_c + 0.85Lvt} = \frac{44.7 * 0.606 * 1.446 * 6275}{0.75 * 42.6 + 0.85 * 18} = 5201.88$$

Conclusiones de la malla:

Potencial	Cálculo de la Malla [V]		Potenciales Tolerables
Paso	5201.88	<	5560
Contacto	4055.9	<	21050

Por lo que el diseño de la malla puede disipar la corriente de corto circuito y garantiza las condiciones de seguridad para los usuarios.

2-5 TABLEROS DERIVADOS

La dependencia cuenta con 19 tableros derivados distribuidos en 5 niveles, en la tabla No1. se muestra donde se encuentran ubicados.

TABLEROS ELECTRICOS DE POSGRADO DE DERECHO			
NIVEL	UBICACIÓN	NIVEL	UBICACIÓN
<i>SUBSOTANO</i>		<i>SOTANO</i>	
TAB F	CUARTO DE MAQUINAS	TAB SA	FINAL DEL PASILLO CUERPO B
TAB SSA	CUARTO DE MAQUINAS		
<i>PLANTA BAJA</i>		<i>SEGUNDO NIVEL</i>	
TAB PBB	SUBESTACIÓN	TAB 2A	A LADO DE SANIT HOMBRES CUERPO A
TAB TGBT	SUBESTACIÓN	TAB 2AR	A LADO DE SANIT HOMBRES CUERPO A
TAB PBA	FINAL DEL PASILLO CUERPO B	TAB 2BR	A LADO DE SANIT HOMBRES CUERPO A
TAB PBR	FINAL DEL PASILLO CUERPO B		
<i>PRIMER NIVEL</i>		<i>TERCER NIVEL</i>	
TAB TSN	A LADO DE SANIT MUJERES CUERPO B	TAB 3A	A LADO DE SANIT HOMBRES CUERPO A
TAB 1A	A LADO DE SANIT MUJERES CUERPO B	TAB 3AR	A LADO DE SANIT HOMBRES CUERPO A
TAB 1B	A LADO DE SANIT HOMBRES CUERPO A		
TAB 1AR	A LADO DE SANIT MUJERES CUERPO B	<i>AZOTEA</i>	
TAN 1BR	A LADO DE SANIT MUJERES CUERPO B	TAB AA	A LADO DE SANIT HOMBRES CUERPO A
TAB TSR	A LADO DE SANIT MUJERES CUERPO B		

Tabla No. 1
Distribución de tableros

En la tabla No. 2 que presentamos a continuación mencionamos las diferencias que se encontraron en cada uno de los tableros inspeccionados contra lo proyectado haciendo solo hincapié en las diferencias

TABLERO	PROYECTADO	REAL	OBSERVACIONES
TAB F	-Interruptor principal de 150 A -Circuitos 1, 3, 5, Interruptor de 3 x 70 A -Circuitos 2, 4, 6, Interruptor de 3 x 60 A -Circuitos 7, 9, 11, Interruptor de 3 x 30 A	-Interruptor principal de 125 A -Circuitos 1, 3, 5, Interruptor de 3 x 50 A -Circuitos 2, 4, 6, Interruptor de 3 x 30 A -Circuitos 7, 9, 11, Interruptor de 3 x 70 A	-El alimentador del tablero es calibre 6 AWG cuya ampacidad a 60° es de 125 A por lo que el interruptor principal es adecuado. - Aún cuando se realizó el cambio de interruptores por uno de menor capacidad sigue protegiendo al conductor.
TAB SSA	-Circuitos 4, 6, 8 Libres	-Circuitos 4, 6, 8, Interruptor de 3 x 30 A	- Aún cuando se realizó el cambio de interruptores por uno de menor capacidad sigue protegiendo al conductor.
TAB SA	-Circuito 6, Interruptor de 1 x 20 A y alimentando 3	-Circuito 6 Libre	-La tapa del tablero se encuentra soldada al

	contactos de 180W		gabinete. -La carga se transfirió al circuito 11, lo cual no afecta el desbalance ni la capacidad de conducción del conductor.
TAB PBA	-----	Ninguna Diferencia	-----
TAB PBR	-Circuito 9, Interruptor de 1 x 20 A y alimentando 3 contactos de 200W	-Circuito 9 Libre -La carga se transfirió al circuito 11.	-La tapa del tablero se encuentra soldada al gabinete.
TABLERO	PROYECTADO	REAL	OBSERVACIONES
TAB TGBT	-Circuito 4 Interruptor de 3 x 125 A -Circuito 7 y 8 Libres y con Interruptor de 3 x 175 A y 3 x 70 A respectivamente -Circuito 1, alimentador de 4H-6 AWG -Salida de Conductores en canalizaciones	-Circuito 4 Interruptor de 3 x 175 A -Circuito 7 y 8 Libres y sin Interruptor -Circuito 1, alimentador de 4H-4 AWG -Salida de Conductores en Charola de 12 pulgadas y no en canalizaciones	- Aún cuando se realizó el cambio de interruptores por uno de menor capacidad sigue protegiendo al conductor.
TAB PBB	-----	Ninguna Diferencia	-----
TAB TSN	-Circuito 1, Interruptor de 3 x 60 A -Circuito 6, Interruptor de 3 x 60 A -Circuito 7, Interruptor de 3 x 30 A -Tierra Física en circuito 1 calibre 8 y en circuito 8 calibre 10 -Tubería en circuito 1, 35 mm -Tubería en circuito 2, 27 mm -Tubería en circuito 6, 35 mm	-Circuito 1, Interruptor de 3 x 70 A -Circuito 6, Interruptor de 3 x 40 A -Circuito 7 Libre -Tierra Física en circuito 1 calibre 10 y en circuito 8 calibre 12 -Tubería en circuito 1, 51 mm -Tubería en circuito 2, 38 mm -Tubería en circuito 6, 51 mm	- Aún cuando se realizó el cambio de interruptores por uno de menor capacidad sigue protegiendo al conductor.
TAB TSR	-Circuito 7, 9, 11, Interruptor De 3 x 30 A	-Circuito 7, 9, 11, Interruptor De 3 x 50 A	- Aún cuando se realizó el cambio de interruptores por

	-Tuberías de 35 y 27 mm	-Tuberías de 53 mm	uno de menor capacidad sigue protegiendo al conductor.
TAB 1ª	-Circuito 12 Libre	-Circuito 12, Interruptor de 1 x 30 A	-La protección debería ser de 1x20 A.
TAB 1AR	-----	Ninguna Diferencia	-----
TAB 1B	-Interruptor principal de 3 x 70 A -Circuitos 14, 16, 18, Interruptor De 3 x 20 A -Circuito 15 Libre	-Interruptor principal de 3x40 A -Circuitos 14, 16, 18, Interruptor De 3 x 30 A -Circuito 15, Interruptor de 1x15A	- Aún cuando se realizó el cambio de interruptores por uno de menor capacidad sigue protegiendo al conductor.
TABLERO	PROYECTADO	REAL	OBSERVACIONES
TAB 1BR	-----	Ninguna Diferencia	
TAB 2ª	-----	Ninguna Diferencia	
TAB 2AR	- Circuito 7, Interruptor de 1 x 20 A y alimentando 3 contactos de 200 W	- Circuito 7 Libre	-La carga fue transferida al circuito 1 y no afecta el desbalance y capacidad del conductor.
TAB 2BR	- Circuito 5, Interruptor de 1 x 20 A y alimentando 4 contactos de 200 W - Circuito 6, Interruptor de 1 x 20 A y alimentando 4 contactos de 200 W	- Circuito 5 y 6 Libres	- Se transfirió esta carga al circuito 12 y 17 respectivamente, lo cual no afecta el desbalance y la capacidad del conductor.
TAB 3ª	-----	Ninguna Diferencia	-----
TAB 3AR	- Circuito 11, Interruptor de 1 x 20 A y alimentando 3 contactos de 200 W	- Circuito 11 Libre	- Se transfirió esta carga al circuito 6, lo cual no afecta el desbalance y la capacidad del conductor.
TAB AA	- Interruptor principal de 60 A	- Interruptor principal de 70 A	- Aún cuando se realizó el cambio de interruptores por uno de menor capacidad sigue protegiendo al conductor.

Tabla No.2

Observaciones

Los tableros de Posgrado de Derecho presentan un desbalance entre sus fases muy pequeño, esto nos indica que hay una buena distribución de las cargas, en la realidad si se presentan desbalances entre sus fases de acuerdo a la carga demandada, esto no causa tantos problemas en circuitos de alumbrado y de contactos, pero en los tableros que controlan equipos de aire acondicionado, bombas y motores, se vería afectada su eficiencia por un aumento en las pérdidas de los devanados y pérdidas rotacionales, que ocasionan variaciones de voltaje en las instalaciones.

TABLEROS QUE PRESENTAN DESBALANCES EN SUS FASES						
SUBSOTANO	TAB F	TAB SSA				
DESBALANCE %	2.5%	54%				
SOTANO	TAB SA					
DESBALANCE %	1.3%					
PLANTA BAJA	TAB PBB	TAB TGBT	TAB PBA	TAB PBR		
DESBALANCE %	5%	1.9%	5.7%	0%		
PRIMER NIVEL	TAB TSN	TAB 1A	TAB 1B	TAB 1BR	TAB 1AR	TAB TSR
DESBALANCE %	1.4%	6.2%	3.5%	0%	6.6%	1.5%
SEGUNDO NIVEL	TAB 2A	TAB 2AR	TAB 2BR			
DESBALANCE %	1.9%	0%	5.2%			
TERCER NIVEL	TAB 3A	TAB 3AR				
DESBALANCE %	2.5%	9%				
AZOTEA	TAB AA					
DESBALANCE %	6.2%					

Tabla No. 3
Desbalances en tableros

En ninguno de los tableros se registran cargas mayores a la capacidad de conducción de los conductores como se menciona en el artículo 310-15 de la NOM-001-SEDE-2005, en general los circuitos derivados cuentan con su protección adecuada de acuerdo al artículo 240 por lo que se evita el calentamiento de los conductores, evitando así daños a los aislamientos y la generación de puntos calientes, posibles cortocircuitos y disparos continuos de interruptores, todo en esto en beneficio de la instalación eléctrica.

Los tableros que están ubicados en el primer, segundo y tercer nivel del cuerpo A de la dependencia se encuentran ubicados en cuartos de aproximadamente 2 metros de largo y un 1 metro de ancho, esto no cumple con las distancias mínimas de trabajo que se requieren y se mencionan en el artículo 110-16 de la NOM-001-SEDE-2005.

En la tabla No. 4 se presenta un resumen de las anomalías que presenta cada tablero de la dependencia que es indispensable corregir para el buen funcionamiento de la instalación eléctrica.

TABLERO	DESCRIPCION
TAB F	Interruptores, calibre de conductores no corresponden a los del proyecto
TAB SSA	Interruptores no corresponden a los del proyecto
TAB SA	Tapa Soldada al gabinete.
TAB PBA	Sin Anomalías
TAB PBR	Tapa no Corresponde
TAB TGBT	Interruptores y calibre de conductores no corresponden a los del proyecto
TAB PBB	Sin Anomalías
TAB TSN	Interruptores, tuberías y calibre de conductores no corresponden a los del proyecto
TAB TSR	Interruptores, tuberías no corresponden a los del proyecto
TAB 1ª	Interruptor no coordinado adecuadamente.
TAB 1AR	Sin Anomalías
TAB 1B	Interruptores no corresponden a los del proyecto
TAB 1BR	Sin Anomalías
TAB 2ª	Circuitos con más de dos conductores
TAB 2AR	Sin Anomalías
TAB 2BR	Conductores con vueltas mayores de 90º
TAB 3ª	Circuitos con más de dos conductores
TAB 3AR	Sin Anomalías
TAB AA	Interruptores no corresponden a los del proyecto

Tabla No.4
Resumen de Modificaciones al proyecto Original

2-6 ALIMENTADORES

Se entiende por alimentador a todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado separadamente u otra fuente de alimentación y el dispositivo final de protección contra sobrecorriente del circuito derivado.

2-6-1 CÁLCULO DE LOS ALIMENTADORES

Cálculo del alimentador del tablero TGBT

- Cálculo del alimentador del tablero por capacidad de conducción de corriente.

Carga demandada por el tablero TGBT: 136 217 Watts

Utilizando la ecuación (1.1) obtenemos la corriente para un sistema de tres fases cuatro hilos.

$$I = 397.2 [A]$$

- Cálculo del alimentador del tablero por caída de tensión utilizando la ecuación (1.2):

Longitud del alimentador: 20 [m]

$$e\% = \frac{2 \times 20 \times 397.2 \times \sqrt{3}}{304 \times 220}$$

$$e\% = 0.41\%$$

- Cálculo de la protección del tablero TGBT.

De acuerdo con el artículo 240-3 b) y 240-6 de la NOM-001-SEDE-2005 la protección del tablero TGBT deberá ser de 3 x450 Amp.

- Cálculo del conductor de puesta a tierra del tablero TGBT.

De acuerdo con el artículo 250-95 de la NOM-001-SEDE-2005 el conductor de puesta a tierra del tablero TGBT deberá ser 1 conductor de cobre desnudo calibre 1/0 AWG.

- Cálculo de la canalización para los alimentadores del tablero TGBT.

Considerando 3 conductores de 600 KCM THW-LS 75 °C 600 volts uno por cada fase, un conductor de 600 KCM THW-LS 75 °C 600 volts para el neutro y 1 conductor de cobre desnudo calibre 1/0 AWG; Diámetro total de los conductores = $4 \times 28.3 \text{ mm} + 9.45 \text{ mm} = 122.65 \text{ mm}$; En este caso se utilizará una charola de 12 "(304.8 mm).

Para el cálculo de la canalización de los demás tableros, se aplica un factor de ocupación de 40% para la canalización de tipo tubo conduit.

<i>Tablero</i>	<i>Longitud [m]</i>	<i>Carga demandada [W]</i>	<i>Corriente máxima [A]</i>	<i>Caída de tensión [%]</i>	<i>Calibre alimentador [mm² ó KCM]</i>	<i>Calibre Tierra física [mm² AWG]</i>	<i>Diámetro de la canalización [mm]</i>
TSN	45	71840.3	209.48	0.97	153.01(300)	21.14 (4)	103
SSA	41	2051	6	0.74	8.367 (8)	5.26 (10)	27
SA	35	40.44	14.75	1.23	8.367 (8)	5.26 (10)	27
PBA	15	4529	16.5	0.37	8.367 (8)	5.26 (10)	27
1 ^a	10	15987.3	58.26	0.55	13.3 (6)	8.367 (8)	35
1B	25	13393	48.82	1.16	13.3 (6)	8.367 (8)	35
2 ^a	35	16628.5	60.61	1.26	21.2 (4)	8.367 (8)	35
1AR	10	8800	32.13	0.48	8.367 (8)	5.26 (10)	27
1BR	15	4800	17.5	0.4	8.367 (8)	5.26 (10)	27
2AR	45	11400	41.55	1.11	21.2 (4)	5.26 (10)	35
2BR	45	11200	40.88	1.09	21.2 (4)	5.26 (10)	35
F	40	13890	50.63	0.6	53.48 (1/0)	13.3 (6)	53
TSR	41	29550	107.7	1.3	53.48 (1/0)	8.367 (8)	53
AA	33	11132	40.5	1.58	13.3 (6)	5.26 (10)	35
3 ^a	48	15957	57.5	2.05	21.2 (4)	8.367 (8)	35
3AR	20	6200	22.5	0.49	8.367 (8)	5.26 (10)	27
PBB	10	2914	10.63	0.2	8.367 (8)	5.26 (10)	27

Tabla No. 5

Alimentadores tableros derivados

Cálculo de los circuitos derivados correspondientes a:

Bomba con las siguientes características:

- Siemens 3F Inducción
- Alta Eficiencia cerrado
- Tipo MJ10, 7.5 Hp, 5595 Kw
- 3520 rpm, 208-230/460 V, 19.5-18/9 A
- $\eta_{nom} = 88.5\%$, $\eta_{minasc} = 86.5\%$
- Servicio continuo de 24hrs
- Aislamiento tipo F, factor de servicio 1.15
- FSA 22.5-21/10.5 (Amperes a factor de servicio)
- 40°C Tamb, incremento de temp 90°C
- No. Serie: H09P2006GM76
- Calibre 8 AWG

De acuerdo a la tabla 430-150 Corriente eléctrica a plena carga de motores trifásicos de c.a. La corriente para 7.5 HP en la columna de 208 V.

$$I = 24.2 A$$

Considerando un factor de potencia de 90% la corriente se multiplica por un factor de 1.1.

$$I_{nom} = 24.2 * 1.1 = 26.62 A$$

De acuerdo a lo que se establece en 430-22. Los conductores para suministrar energía eléctrica a un solo motor deben tener capacidad de conducción no menor a 125% de la corriente eléctrica nominal a plena carga.

$$I_{con} = I_{nom} * 1.25 = 33.275 A$$

Por capacidad de conducción de acuerdo al artículo 110-14 y la tabla 310-16 de la columna de 60 °C el calibre de los conductores será de 8 AWG. Calculando la caída de tensión para estos conductores Para una longitud de 10 m:

$$e\% = \frac{\sqrt{3} * 2 * L * I_{nom}}{220 * 8.37} = 0.5\%$$

Calculando la capacidad de ajuste para los circuitos de un solo motor de acuerdo a 430-52. Por criterio de diseño se usara un factor de 175% para calcular la corriente de protección.

$$I_{protección} = 1.75 * 26.62 = 46.58 A$$

El circuito tendrá una protección de **3P-50 A** y la puesta a tierra del circuito de acuerdo a 250-95 será de 10 AWG.

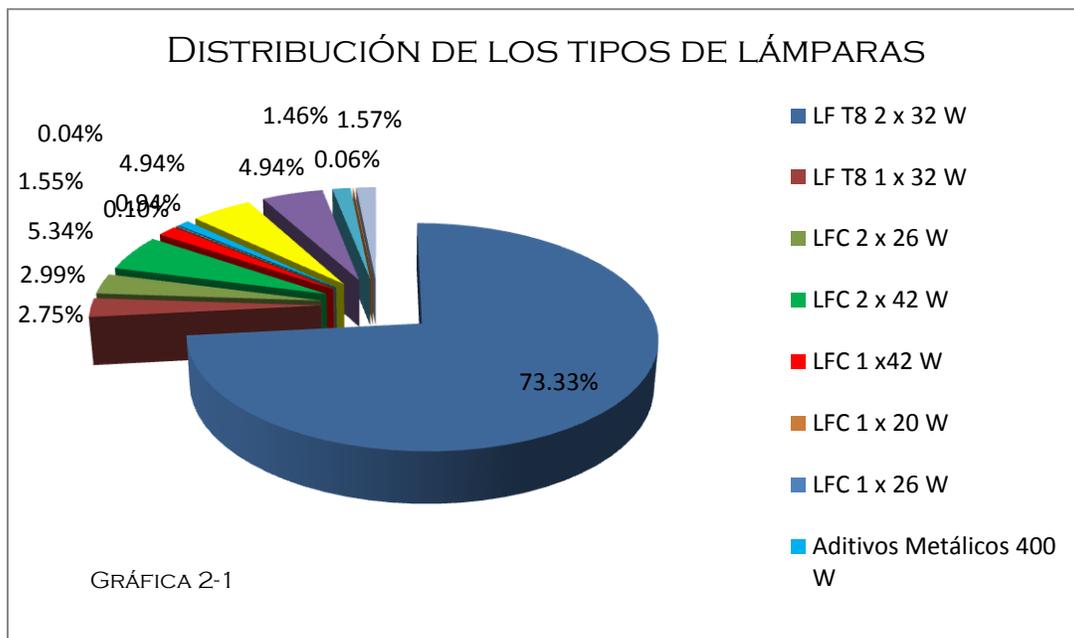
2-7 SISTEMA DE ILUMINACIÓN

El sistema se basa en unidades de iluminación distribuidas regularmente y en una cantidad congruente con los requerimientos del nivel de iluminación que plantean las necesidades de las tareas visuales que se desarrollan en las distintas áreas. Se tienen instaladas principalmente lámparas fluorescentes de 2x32 W, 1x32W, 2x26 W, 2x42 W, 1x26 W, 1x42W, 2x13 W, 1x20W, 2x54 W y proyectores de aditivos metálicos.

Lámparas	Cantidad	Watts	Watts totales	Porcentaje
LF T8 2 x 32 W	560	70	39200.00	73.33%
LF T8 1 x 32 W	42	35	1470.00	2.75%
LFC 2 x 26 W	28	57	1596.00	2.99%
LFC 2 x 42 W	31	92	2852.00	5.34%
LFC 1 x42 W	18	46	828.00	1.55%
LFC 1 x 20 W	1	22	22.00	0.04%
LFC 1 x 26 W	2	28	56.00	0.10%
Aditivos Metálicos 400 W	1	500	500.00	0.94%

Aditivos Metálicos 175 W	12	220	2640.00	4.94%
Aditivos Metálicos 175 W	12	220	2640.00	4.94%
LF T5 2 x 28 W	13	60	780.00	1.46%
LFC 2 x 13 W	1	30	30.00	0.06%
LF T5 1 X 28 W	28	30	840.00	1.57%
TOTAL EN WATTS:			53,454.00	100%

Tabla No. 6
Distribución de lámparas



A partir de la información contenida en los planos del proyecto de la instalación eléctrica y de los valores de potencia real nominal obtenidos de los fabricantes de los diferentes equipos de alumbrado considerados en la instalación, se cuantifica la carga total conectada de alumbrado, así como el área total iluminada a considerarse en el cálculo para la determinación de los DPEA del sistema de alumbrado.

Primeramente se obtuvieron las áreas de los espacios o particiones a ser iluminadas de cada uno de los niveles, para cada piso de los que integran el edificio. La información es expresada en m².

Después se determina la carga total conectada para alumbrado. En el caso de los equipos de alumbrado que requieren balastro u otro dispositivo para su operación se considera el valor de la potencia nominal del conjunto lámpara-balastro. La información es expresada en Watts.

Posteriormente se integran los valores parciales obtenidos de cada piso o nivel.

Finalmente se determina la DPEA total a partir de la carga total conectada para alumbrado y el área total de cada uso. Los valores se comparan con los máximos permitidos por la tabla 1 y A1 de la NOM-007-ENER-2004 y se resaltan los incumplimientos con la misma. Ver Apéndice Tabla PECNOM-007 Posgrado de Derecho.

2-8 SISTEMA CONTRA INCENDIO

Se analizan los aspectos que cubre el artículo 695 de la NOM-001-SEDE-2005 relacionado con las bombas contra incendio. El sistema debe cumplir con los capítulos 1 a 4, de la NOM-001-SEDE-2005, excepto lo permitido en el artículo 695.

La secc. 240-3 (a) aclara que para el caso de bombas contra incendios, **NO** es necesaria la protección de los conductores contra sobrecarga, pero sí deben tener protección contra cortocircuito.

Las fuentes de suministro para este sistema deben ser confiables y con capacidad suficiente para conducir las corrientes de rotor bloqueado de los motores eléctricos de las bombas contra incendios. Estas dos condiciones son importantes para que la bomba en caso de un incendio, opere sin ser desconectada accidentalmente y que continúe funcionando hasta que el incendio sea extinguido.

El sistema de bombas contra incendio se localiza en el subsótano de la dependencia, en el cuarto de bombas. El cuarto está hecho de concreto y roca volcánica de 36 m² aproximadamente. Dentro de él se ubican las bombas y los controladores de las mismas. Dadas las dimensiones del cuarto y la ubicación de los equipos se cumple con lo especificado en el artículo 695-7 a) y b,) respecto a la ubicación del equipo, que menciona que los controladores eléctricos de las bombas contra incendio deben estar situados lo más cerca posible de los motores que controlan y a la vista de ellos.

De igual forma los equipos se encuentran instalados en una plancha de concreto armado de 30 cm de altura, por lo que se cumple con el art. 695-7 d) Todas las partes de equipo que puedan estar energizadas deben estar situadas a 30 cm como mínimo sobre el nivel del suelo.

El suministro de los motores de las bombas contra incendio se realiza a través del tablero general de baja tensión de la dependencia, ubicado en la subestación. Se cuenta con un interruptor termomagnético de 3 polos 125 Amp que alimenta al tablero “F” ubicado en el cuarto de bombas de la dependencia.

De acuerdo con el art. 695-3 Excepción 1 *Se permite instalar un medio de desconexión y uno o más dispositivos de protección contra sobrecorriente entre la fuente de suministro y el controlador aprobado, dicho medio debe cumplir:*

a) *Los dispositivos de sobrecorriente se deben elegir o programar de modo que soporten indefinidamente la suma de las corrientes eléctricas a rotor bloqueado, de todos los motores de las bombas contra incendios y de las bombas auxiliares, más la capacidad de corriente eléctrica a plena carga de todos los accesorios eléctricos de las bombas que estén conectados a dicha fuente de suministro.*

b) *En la parte exterior del medio de desconexión se debe instalar una placa con el mensaje “Medio de desconexión de la bomba contra incendios”, en letras de 2,5 cm de alto como mínimo.*

De acuerdo con el art. 695-8 Los conductores de suministro deben instalarse por la parte exterior de las construcciones y tratarse como conductores de la acometida, de acuerdo con las disposiciones del artículo 230. Cuando no puedan instalarse por fuera del edificio, se permite instalarlos por dentro, siempre que estén enterrados o encerrados bajo concreto de un espesor mínimo de 50 mm. En la dependencia el suministro a las bombas contra incendio se realiza a través de la construcción cumpliendo con las excepciones 1 y 2 de este artículo:

Excepción 1: Se permite que los conductores de suministro de las bombas contra incendios a los que se refiere la Excepción 1 de 695-3©, pasen a través del edificio si están conectados a sistemas de protección aprobados con clasificación a prueba de flama de una hora como mínimo. Esas instalaciones deben cumplir las limitaciones establecidas para la aprobación de dichos sistemas.

Excepción 2: Los conductores de suministro que haya en el cuarto de distribución del que se deriven y el cuarto de máquinas de las bombas.

924- *Métodos de alambrado. Todos los cables que vayan desde los controladores de los motores de las bombas hasta dichos motores, deben instalarse en tubo (conduit) metálico tipo pesado, semipesado, metálico flexible a prueba de líquidos o ser cables de Tipo MI.*

Así mismo se cumple que los conductores son independientes de cualquier otro circuito (art. 230-7),

En el tablero F se cuenta con un interruptor termomagnético de 3 polos 50 Amp. Para el suministro hacia el controlador de la bomba contra incendios y la bomba jockey; mediante un alimentador del 6 AWG.

También se cumple con el art. 695-8 d) en los gabinetes que alimenten a bombas contra incendio, incluida la bomba auxiliar, no se permiten puntos de empalme. De igual forma quedan cubiertos los requisitos del inciso f) que indica que los conductores deben estar protegidos contra daños mecánicos.

En la sección 695-2, indica que la instalación de los cables y equipos, deben cumplir con los capítulos 1 a 4 de la NOM-001-SEDE-2005, por lo anterior, se entiende que los conductores de alimentación a bombas contra incendio, se deben tratar como alimentadores de motores, es decir aplicando lo indicado en el art. 430.

	<i>Bomba contra incendios</i>	<i>Bomba Jockey</i>
Potencia [HP]	15	1
Voltaje 3φ [V]	220	220
F.P.	0.9	0.9
Corriente a plena carga de acuerdo con tabla 430-150, usando columna de 208 V [A]	46.2	4.6
Corriente corregida tomando en cuenta la nota al final de la tabla : $I_{nom} = I_{PC} \times 1.25$ [A]	57.75	5.75
De acuerdo con el art. 430-24 para varios motores se toma el motor de mayor corriente $I_{con} = I_{nom} \times 1.25 + I_{nom}$ bomba jockey [A]	77.93	
Selección del conductor, tabla 310-16 columna 60°C	2 AWG	

E% ($L = 5 \text{ m}$, $I = I_{\text{nom bomba}} + I_{\text{bomba jockey}}$)	0.11%
Tubería	35 mm
Ajuste de dispositivo de protección por sobrecorriente $I_{\text{disp}} = I_{\text{rotor bloqueado bomba}} + I_{\text{rotor bloqueado jockey}}$ (tabla 430-151) [A]	290 \approx 300

Tabla No. 7
Alimentadores bombas contra incendio

2-9 OBSERVACIONES

1. Utilización indebida de cajas cuadradas de conexión en la instalación aparente como se muestra en la Fig. 1.



Fig. 1

2. Canalizaciones realizadas de mala manera como se muestra en la Fig. 2 Observar el Art. 110-12 que nos menciona que todos los equipos eléctricos se deben instalar de manera limpia y profesional.



Fig. 2

3. Condulets instalados en el exterior sin tapa como se muestra en la Fig. 3 y Fig. 4
Observar Art. 370-25 que pide que una vez terminadas las instalaciones todas las cajas o condulets deben tener una tapa.



Fig. 3



Fig. 4

4. Utilización de cajas de conexión en el exterior cuando deberían ser condulets, además se muestra en la Fig. 5 la lámpara de intemperie sin tapón lateral y la utilización de enchufe-clavija para tener una mejor maniobra de mantenimiento. Se debe observar el *Art. 410-4 el cual habla de que en lugares húmedos y mojados la instalación de luminarios debe hacerse de modo que no se acumule agua ni polvo.*



Fig. 5

5. Tubo conduit metálico flexible con cubierta de PVC demasiado largo como se muestra en la Fig. 6 Se observa el cumplimiento del Art. 320-13 el cual indica que debe haber una curva de goteo en lugares húmedos pero vemos en la figura que el trabajo no se realizó profesionalmente conforme al Art. 110-12.



Fig. 6

6. Conductores con dobleces de más 90°, tablero sin tapa, sin barra de tierra y conductores energizados sin aislamiento como se muestra en la Fig. 7 y Fig. 8 Se debe observar el Art. 351-30 el cual menciona el número de curvas de 90° permitidas en un tramo.



Fig. 7



Fig. 8

7. Fig. 9 muestra que el conector no es el adecuado ya que es de uso exterior.



Fig. 9

8. Conductor del sistema de pararrayos se encuentra en contacto con tubería metálica como se muestra en la Fig. 10 Observar el Art. 250-46 que menciona que la separación de los conductores de bajada de pararrayos deben estar a 1.8m de distancia como mínimo o en su defecto se deben unir cuando estén a una distancia menor.



Fig. 10

9. En la Fig. 11 se muestra que la tierra física y la tierra aislada están unidas. De acuerdo con el Art. 921-12 el cual indica que los conductores deben correr separadamente hasta sus propios electrodos.



Fig.11

10. El interruptor del Tablero 1ª, circuito 15 de 1x30 A no es el adecuado para el conductor de calibre 12 AWG, de acuerdo con la tabla del Art. 310-16 la protección no debe superar los 20 A. Fig. 12

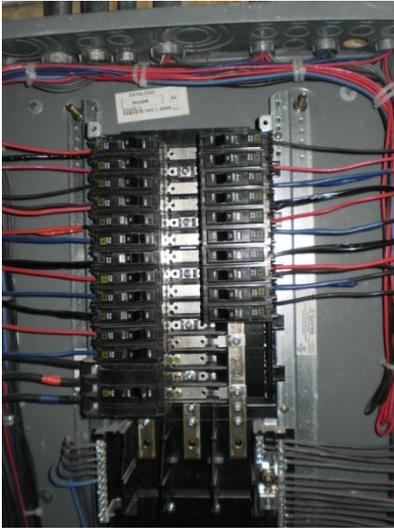


Fig. 12

11. Entre el tablero TGBT y TSN se observa una coordinación inadecuada de protecciones. El interruptor derivado 5 del tablero TGBT que alimenta al TSN es de 300 A, mientras que el interruptor principal del TSN es de 400 A. En caso de existir una falla después del interruptor de 400 A la protección que operaría primero sería la de 300 A.

12. La tapa del tablero SA se encuentra soldada al gabinete de forma que no se tiene acceso al interior del mismo, dificultándose su mantenimiento en caso de una falla; como lo menciona el Art. 110-31 c) el cual nos habla de que las puertas bisagradas deben sujetarse con tuercas o tornillos. Fig.13



Fig.13

13. Se observa filtración de agua en un luminario lo cual puede ocasionar una falla en su operación; se menciona en Art. 410-4 el cual habla de que en lugares húmedos y mojados la instalación de luminarios debe hacerse de modo que no se acumule agua ni polvo. Fig.14 y Fig.15



Fig. 14



Fig.15

14. Con relación al sistema contra incendio se recomienda que cuente con un sistema redundante, es decir con un sistema de alimentación principal y uno de emergencia. Ver Fig. 16.



Fig. 16

15. El transformador de la dependencia está trabajando a un 50% de su capacidad nominal de acuerdo con el *Art. 490-19 d) Deben trabajar lo más próximo a 100% de su capacidad, conforme a los límites marcados por la confiabilidad operativa y requisitos de la carga que alimentan.* Fig.17



Fig. 17.

2-10 RECOMENDACIONES PARA EL BUEN FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN ELECTRICA.

Del levantamiento realizado, así como del análisis de la información recopilada, se mencionan algunas recomendaciones para mejorar la instalación eléctrica, lo cual coadyuvará al uso eficiente de la energía.

- ✓ Se sugiere no sobrecargar los tableros con más circuitos de los disponibles.

- ✓ Recomendamos dar mantenimiento a tableros y equipos por lo menos una vez al año y que dichos trabajos se realicen a cargo de personal calificado, revisando conexiones sueltas que puedan producir puntos calientes, malgastando la energía eléctrica. Del mismo modo si la conexión tiene fugas a tierra generará una corriente de fuga que significará mayor consumo de energía.

- ✓ Los transformadores sobredimensionados presentan mayores pérdidas magnéticas con respecto a un transformador dimensionado adecuadamente. Ya que estas pérdidas siempre se presentan debido a la corriente de magnetización y son constantes independientemente de la carga demanda; por ello entre más alta sea capacidad del transformador mayores serán las pérdidas.

- ✓ Un mal factor de potencia, significará que la corriente eléctrica será más elevada en forma innecesaria, produciendo mayores pérdidas en cables, transformadores y, en general, en cualquier parte de la instalación por donde circula esta corriente.

Usando equipos de buen factor de potencia, o bien compensando con reactivos (capacitores), se mejorará el factor de potencia, y con ello la eficiencia de las instalaciones y máquinas eléctricas.

- ✓ Los controles para iluminación ofrecen un ahorro potencial igual o mayor que los luminarios y lámparas eficientes. Una estimación conservadora nos sugiere que puede existir un ahorro del 30% en consumo de un edificio comercial utilizando una estrategia de control adecuado.
- ✓ Las lámparas y luminarios eficientes pueden reducir la potencia del sistema de iluminación mientras que los controles pueden reducir el tiempo de uso de esa potencia.
- ✓ Es importante mencionar que aún con el desarrollo de sistemas de control existen otros dispositivos tan simples como el apagador de pared que puede proporcionarnos un ahorro significativo de energía siempre y cuando sean utilizados apropiadamente.
- ✓ La utilización de sistemas que conjugan la iluminación natural con la artificial es una de las estrategias más eficaces de estos últimos años, pueden ser de gran utilidad para nuestros fines.
- ✓ Si se dispone de monitoreo y registros de los consumos, a nivel general de una dependencia, por equipos o por turno de trabajo, se tendrá la información necesaria para determinar cuáles son las actividades, equipos o turnos más eficientes, respecto al uso del edificio y por ende aplicar las medidas correctivas para un uso eficiente de la energía.
- ✓ Asimismo deben controlarse otros parámetros, como por ejemplo: factor de potencia, tomar medidas sobre las cargas, a modo de minimizar las demandas máximas sobre todo en las horas de punta, para obtener una factura de la compañía de distribución con el menor valor posible.

2-11 ANALISIS DE LA INFORMACIÓN

Se llevo a cabo el monitoreo de parámetros eléctricos en la dependencia por un período de una semana, los resultados se presentan a continuación:

2-11-1 Demanda Total

De la grafica 2-2 podemos observar que la demanda máxima es de 47 kW, que representan un 16% aproximadamente de la capacidad del transformador de 270 kW.

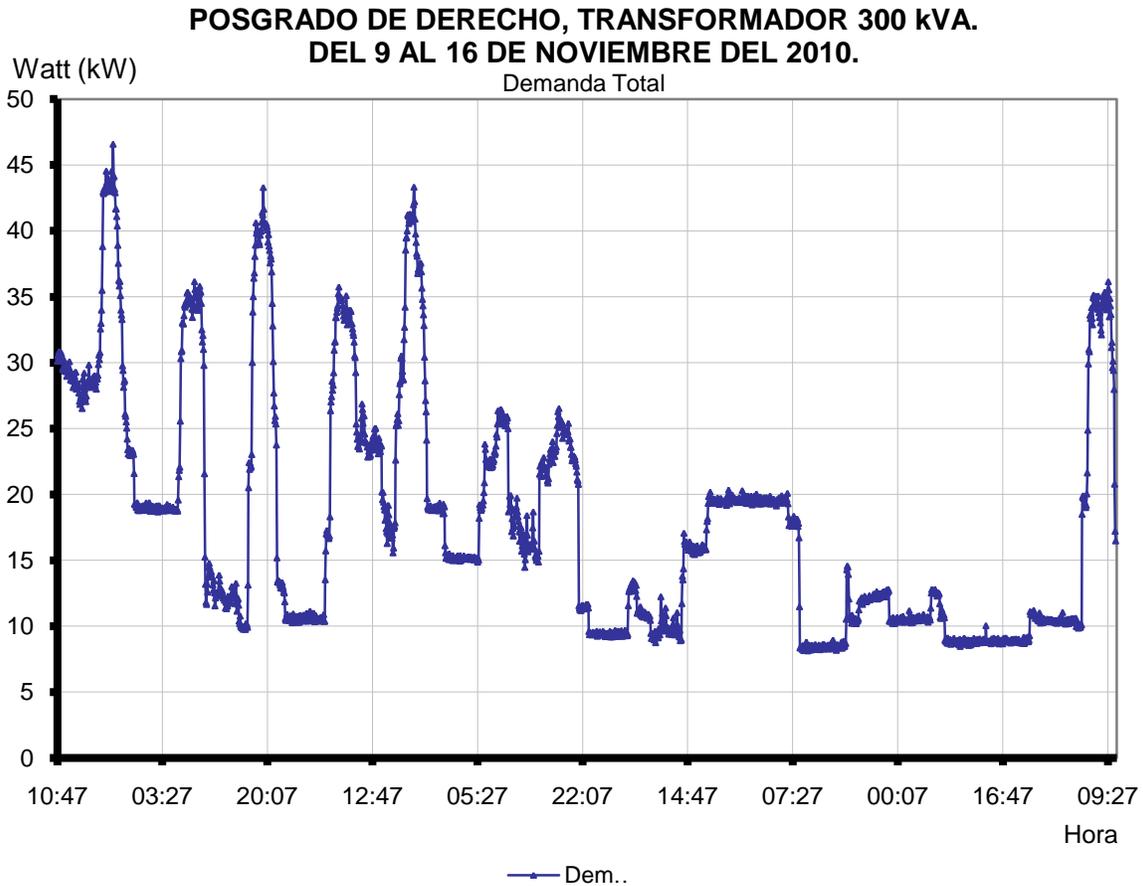
La demanda máxima de energía se produce de lunes a jueves en un periodo aproximado de 2 horas que ocurren entre las 18 y 20 horas, esto se debe a que por ser una dependencia de posgrado la mayoría del alumnado toma este horario debido a su horario laboral.

La demanda mínima se presenta de 22 a las 06 horas, de la misma manera dicha demanda también se presenta los fines de semanas esto debido que dicha dependencia no labora los fines de semana y los días viernes su afluencia es mucho menor.

Con la demanda máxima y la promedio se procede a calcular el factor de carga y las perdidas en los alimentadores principales:

Factor de carga:

$$FC = \frac{18.50}{47.00} = 0.39$$

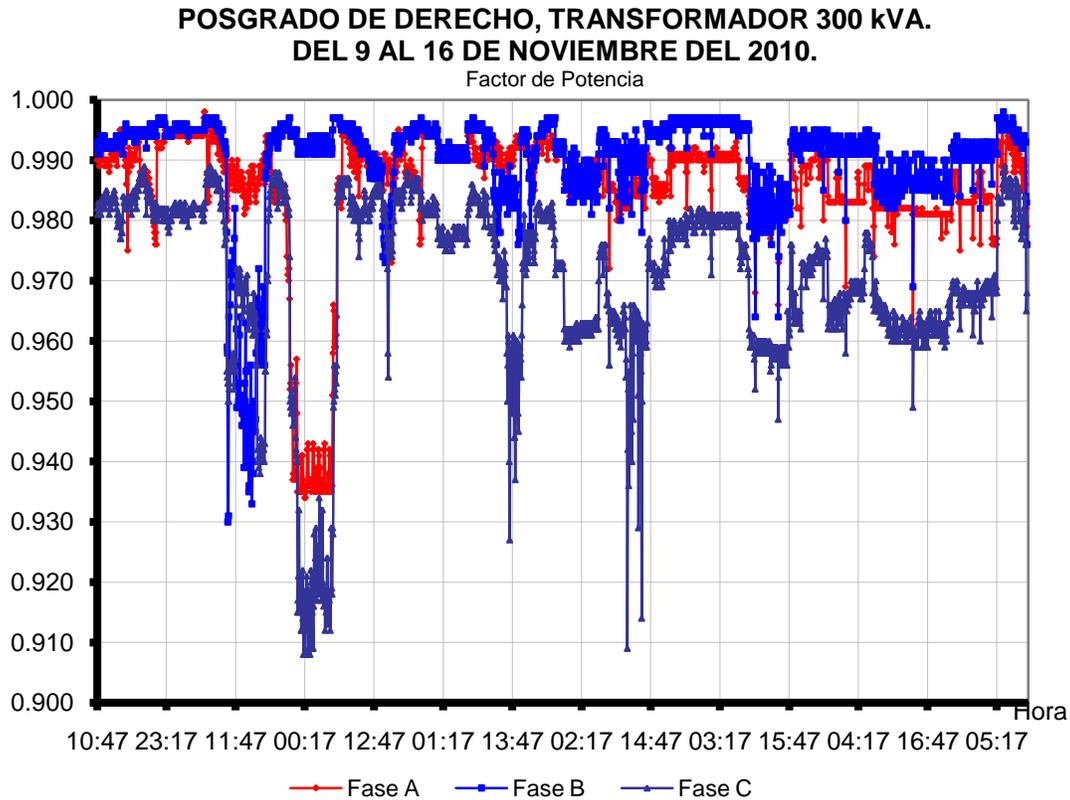


Grafica 2-2
Demanda total

Nota: La demanda máxima registrada es de 47 Kw, la demanda mínima es de 8.5 kW, la demanda promedio es de 18.5 kW

2-11-2 Factor de Potencia

Se observa que el factor de potencia decrece en el periodo comprendido entre las 23 horas y las 05:30 horas. Véase grafica 2-3



Grafica 2-3
Factor de potencia

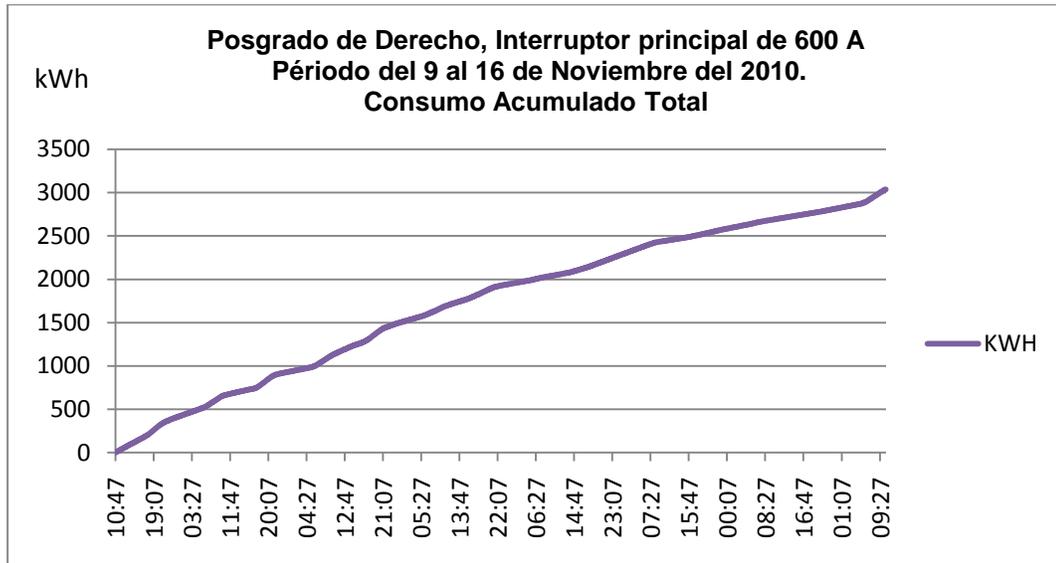
Nota: Se presentan valores entre el 0.90 y el 0.99

2-11-3 Consumo Acumulado Total

Como se puede observar en la grafica 2-3 el consumo acumulado por una semana es de 3,000 kWh, con la grafica se puede hacer una estimación más precisa del consumo anual y por consiguiente se puede calcular pérdidas por efecto joule anuales de forma que se aproxime a lo facturado anualmente.

De las mediciones eléctricas se determinó que la demanda máxima es de 47 kW con un consumo mensual de 12,000 kWh su índice de consumo se obtiene de multiplicar el consumo mensual por los meses del año y dividirlo entre el área de la dependencia, dicho índice es de 64.54 kWh/m²-año.

Con esta grafica nos podemos apoyar para calcular los kWh de pérdidas que presenta la dependencia anualmente y así calcular el costo aproximado de dichas pérdidas.



Grafica 2-3
Consumo acumulado total

NOTA: Con el consumo acumulado total se puede estimar el consumo acumulado total anual

2-11-4 Cálculo de pérdidas en los alimentadores principales

A continuación en la tabla No. 9 mostramos las pérdidas en kWh/año que se presentan en los alimentadores principales en esta dependencia por efecto Joule, tomando en cuenta 16 horas efectivas diarias de operación y cinco días de trabajo a la semana.

Este valor de pérdidas será comparado posteriormente con el valor obtenido de los alimentadores propuestos.

Pérdidas en los Alimentadores de Posgrado de Derecho										
Tablero	Alimentador [AWG ó KCM]	I[A]	Longitud [Km]	Resistencia de Corriente Alterna [Ω/Km]	Resistencia [Ω]	No. De conductores	Horas efectivas de operación [h/año]	Factor de carga	Factor de pérdidas	Pérdidas en el conductor
TSN	300	209.48	0.045	0.161	0.007245	3	4800	0.39	0.22347	1023.07
SSA	8	6.00	0.041	2.56	0.10496	3	2000	0.39	0.22347	5.07
SA	8	14.75	0.035	2.56	0.0896	3	4800	0.39	0.22347	62.73
PBA	8	16.50	0.015	2.56	0.0384	3	4800	0.39	0.22347	33.64
1A	6	58.26	0.01	1.61	0.0161	3	4800	0.39	0.22347	175.85
1B	6	48.82	0.025	1.61	0.04025	3	4800	0.39	0.22347	308.70
2A	4	60.61	0.035	1.02	0.0357	3	4800	0.39	0.22347	422.03
1AR	8	32.13	0.01	2.56	0.0256	3	4800	0.39	0.22347	85.04
1BR	8	17.50	0.015	2.56	0.0384	3	4800	0.39	0.22347	37.84
2AR	4	41.55	0.045	1.02	0.0459	3	4800	0.39	0.22347	255.00
2BR	4	41.00	0.045	1.02	0.0459	3	4800	0.39	0.22347	248.29
F	1/0	51.00	0.04	0.43	0.0172	3	4800	0.39	0.22347	143.96
TSR	1/0	107.70	0.041	0.43	0.01763	3	4800	0.39	0.22347	658.06
AA	6	40.50	0.033	1.61	0.05313	3	4800	0.39	0.22347	280.43
3A	4	57.50	0.048	1.02	0.04896	3	4800	0.39	0.22347	520.91
3AR	8	22.50	0.02	2.56	0.0512	3	4800	0.39	0.22347	83.41
PBB	8	10.63	0.01	2.56	0.0256	3	4800	0.39	0.22347	9.31
									TOTAL	4353.35

Tabla No. 8
Pérdidas en kWh en alimentadores principales

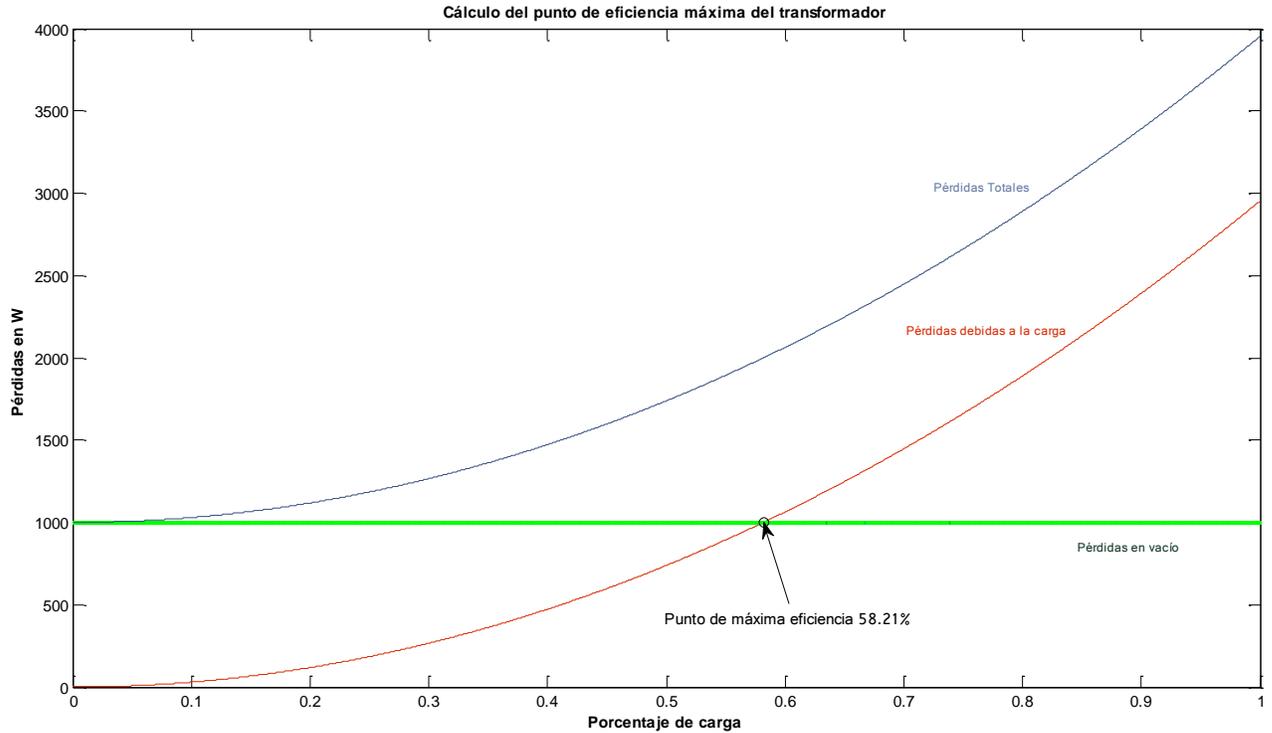
Para el cálculo estimado del costo en pérdidas, así como para obtener una mejor comparación (posteriormente) entre las dependencias se tomó la tarifa vigente para el tipo de servicio, correspondiente a horaria media tensión (H-M), región central. El costo del kWh es de \$ 1.74 en horario punta, debido a que es cuando la dependencia presenta su mayor consumo como se aprecia en la gráfica 2-2.

$$Costo\ pérdidas = 4353.35 \frac{kWh}{año} \times 1.74 \frac{\$}{kWh}$$

$$7574.82 \frac{\$}{año}$$

2-11-5 Cálculo del punto de eficiencia máxima del transformador

Por medio de los datos de placa del transformador y los datos de pérdidas obtenidas en la NOM-002-SEDE-2007, se obtiene el punto de máxima eficiencia, posteriormente se calcula ésta cuando opera al porcentaje de carga obtenido con un factor de potencia de 0.9



Grafica 2-4
Punto de operación con eficiencia máxima, se puede observar que el punto de eficiencia máxima ocurre cerca del 50% de la capacidad máxima del transformador.

Teóricamente:

$$P_T - P_0 = 3951 - 1000 = 2951 [W] = P_c$$

$$C_{\eta máx} = \sqrt{\frac{1000}{2951}} = 58.21\%$$

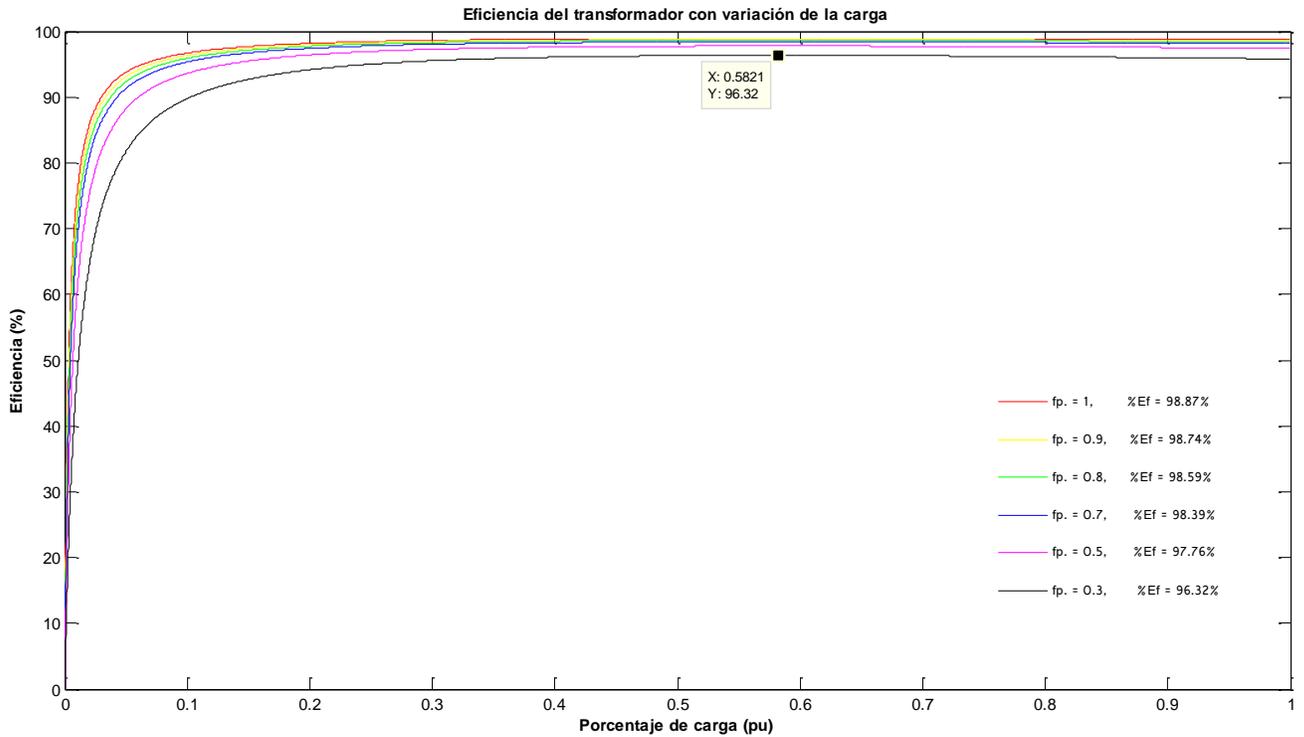
Eficiencia máxima operando el transformador al 58.21% de su capacidad nominal (potencias en kW)

$$\eta = \frac{0.5821 \times 300 \times 0.9}{0.5821 \times 300 \times 0.9 + 1 + 2.951 \times 0.5821^2} = \mathbf{98.7\%}$$

Este valor es el recomendado como mínimo por la tabla 1 de la NOM-002-SEDE-2007.

2-11-6 Eficiencia máxima del transformador operando con diferentes factores de potencia

Con ayuda del programa realizado se realiza el cálculo de la eficiencia máxima del transformador cuando opera con factor de potencia diferente al porcentaje de carga de 58.21%.



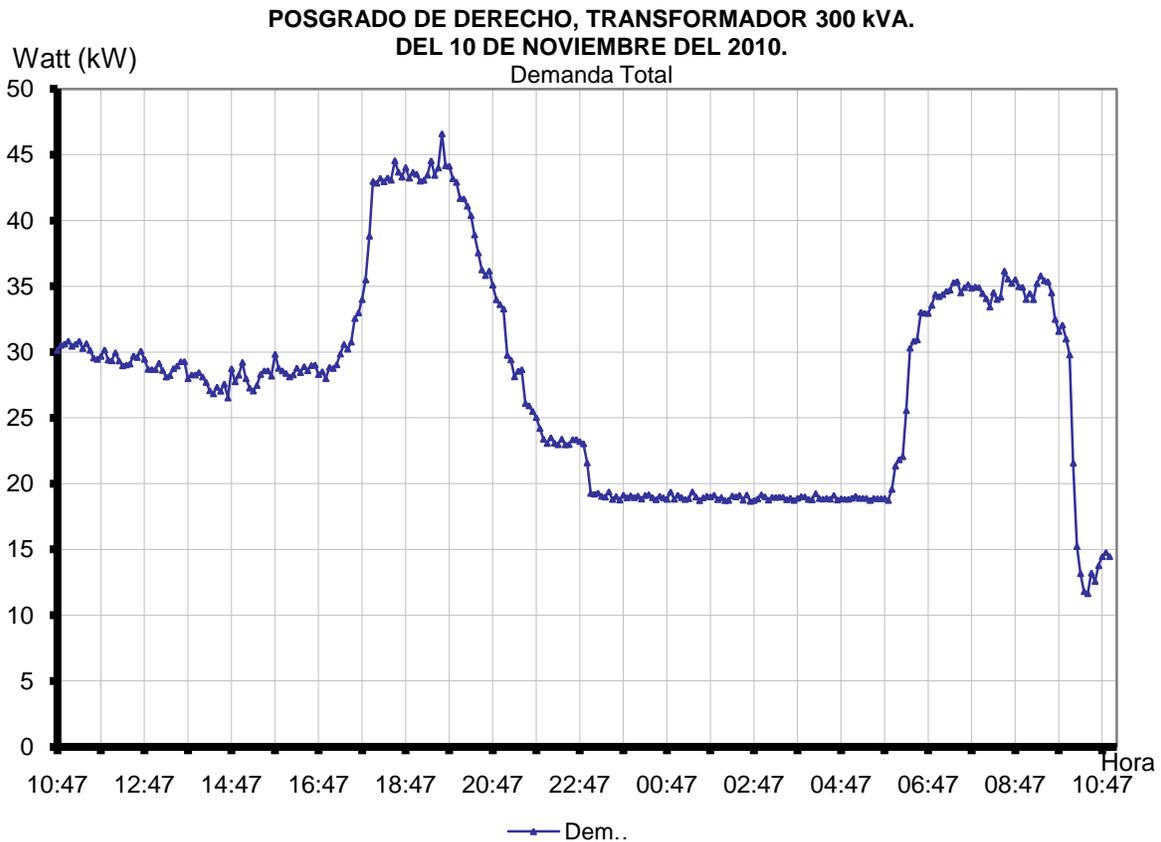
Grafica 2-5

Con un factor de potencia unitario se logra la máxima eficiencia de 98.87%,
 con 0.9 se tiene 98.74%; con 0.8, tenemos 98.59%; con 0.7, 98.39%;
 con 0.5, 97.76% y con 0.3, 96.32%.

Como puede observarse el punto de operación en que se tiene la máxima eficiencia ocurre cuando el transformador opera al 58.21% de su capacidad nominal, es decir cuando la carga demandada es de 174.63 kVA. Así mismo se puede observar que independientemente del factor de potencia, el punto de máxima eficiencia siempre se dará al mismo porcentaje de carga.

2-11-7 Cálculo de la eficiencia de operación del transformador con demanda promedio

Para esta dependencia utilizamos el valor de demanda promedio presentada en uno de los días donde se realizó el monitoreo, dicho día es el que presenta mayor demanda, como se muestra en la grafica 2-6.



Grafica 2-6
Demanda promedio del día 10 de noviembre del 2010

La demanda promedio es de 27.84 kW (30.96 kVA con un f.p. de 0.9) lo que representa un porcentaje de carga del 10.32% por lo que se observa que el transformador no opera cerca del punto de máxima eficiencia para un factor de potencia de 0.9:

Para un factor de potencia de 0.9

$$\eta_{m\acute{a}x} = 98.87\%$$

Eficiencia real del transformador:

$$\eta_{real} = \frac{27.84}{27.84 + 1 + 2.951 \times 0.1032^2} = \mathbf{96.42\%}$$

De acuerdo con este análisis podemos calcular el costo que tienen las pérdidas con la operación del transformador al 10.32% de su capacidad:

- Costo por mantener energizado el transformador (costo por pérdidas en vacío):

$$Costo_{P_o} = P_o[kW] \times \frac{h}{año} \times 1.74 \frac{\$}{kWh}$$

$$Costo_{P_o} = 1 \times 24 \times 365 \times 1.74 = 15242.4 \frac{\$}{año}$$

- Costo por pérdidas debidas a la carga:

$$Costo_{P_{cc}} = P_c \frac{kWh}{año} \times 1.74 \frac{\$}{kWh}$$

$$Costo_{P_{cc}} = (2.951 \times 0.1032^2 \times 365 \times 24) \frac{kWh}{año} \times 1.74 \frac{\$}{kWh} = 479.05 \frac{\$}{año}$$

El sólo hecho de mantener energizado el transformador representa un costo mucho mayor que las pérdidas I²R que se presentan debido a la carga tomando la demanda máxima. Esto nos indica que la capacidad del transformador es demasiado grande para la carga demandada, lo que redundará en altos costos de operación. Si se tomara la demanda promedio el diferencial entre el costo de las pérdidas en vacío y el costo de las pérdidas debidas a la carga sería aun más grande.

A continuación se hace la propuesta de un transformador de menor capacidad operando cerca del punto de eficiencia máxima con un factor de potencia de 0.9 y la comparación con el anterior.

- Carga instalada: 194.6 kVA

Con un factor de demanda de 0.7 tenemos 136.22 kVA

A factor de potencia de 0.9 se tiene 122.6 kW

- Demanda promedio: **27.84 kW**

- Capacidad del transformador propuesto: 112.5 kVA
- Porcentaje de carga donde se obtiene máxima eficiencia:

$$P_T - P_0 = 1713 - 405 = 1308 [W] = P_{cc}$$

$$C_{\eta_{\max}} = \sqrt{\frac{405}{1308}} = 55.64\%$$

Es decir cuando el transformador demanda 62.6 kVA o 56.33 kW a 0.9 de factor de potencia obtenemos la máxima eficiencia.

$$\eta_{\max} = \frac{0.5564 \times 112.5 \times 0.9}{0.5564 \times 112.5 \times 0.9 + 0.405 + 1.308 \times 0.5564^2} = \mathbf{98.58\%}$$

La eficiencia real de operación sería:

$$\eta_{op} = \frac{0.2749 \times 112.5 \times 0.9}{0.2749 \times 112.5 \times 0.9 + 0.405 + 1.308 \times 0.2749^2} = \mathbf{98.22\%}$$

De acuerdo con este análisis podemos calcular el costo que tienen las pérdidas con el transformador alimentando la demanda promedio de 27.84 kW (27.49% de su capacidad nominal):

- Costo por mantener energizado el transformador (costo por pérdidas en vacío):

$$\begin{aligned} Costo_{P_0} &= P_0 [kW] \times \frac{h}{\text{año}} \times 1.74 \frac{\$}{kWh} \\ Costo_{P_0} &= 0.405 \times 24 \times 365 \times 1.74 = 6173.2 \frac{\$}{\text{año}} \end{aligned}$$

- Costo por pérdidas debidas a la carga:

$$\begin{aligned} Costo_{P_{cc}} &= P_c \frac{kWh}{\text{año}} \times 1.74 \frac{\$}{kWh} \\ Costo_{P_{cc}} &= (1.308 \times 0.2749^2 \times 365 \times 24) \frac{kWh}{\text{año}} \times 1.74 \frac{\$}{kWh} = 1506.64 \frac{\$}{\text{año}} \end{aligned}$$

Como puede observarse el costo por mantener energizado el transformador es menos de la mitad del que se tiene con el transformador instalado, el ahorro es de 8041.61 \$/año. Las pérdidas debidas a las carga se mantienen casi constantes, por lo que podemos concluir que al contar con un transformador sobredimensionado, este tendrá más acero que uno de menor capacidad, lo que causará mayores costos de operación debido a las pérdidas en vacío que presentará, y al ser de mayor tamaño el costo es más alto