



**UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR  
COORDINACIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**LEVANTAMIENTO Y ESTUDIO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA DE LA U.S.B**

**POR**

**OSCAR ALEXANDER PULIDO A.**

**INFORME FINAL DE PASANTÍA  
PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR COMO  
REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**Sartenejas, Noviembre de 2002**



**UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR  
COORDINACIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**LEVANTAMIENTO Y ESTUDIO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA DE LA U.S.B**

**POR**

**OSCAR ALEXANDER PULIDO A.**

**TUTOR ACADÉMICO: PROF. RICHARD A. RIVAS**

**TUTOR INDUSTRIAL: PROF. AMINTA VILLEGAS DE OLIVERA**

**INFORME FINAL DE PASANTÍA  
PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR COMO  
REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**Sartenejas, Noviembre de 2002**

## RESUMEN

La profesora Aminta Villegas de Olivera del Departamento de Conversión y Transporte de Energía de la Universidad Simón Bolívar, realizó estudios sobre la reducción en los pagos de servicio eléctrico a la C.A. La Electricidad de Caracas al cambiar las actuales tarifas 4 y 5 a la tarifa 6. Con el cambio de tarifa la universidad asumirá la responsabilidad de la operación de la red eléctrica, esa es la razón de este trabajo, en el cual se logran varios objetivos:

- Levantamiento de todo el sistema de distribución de energía del Campus USB.
- Dibujo y digitalización del plano de distribución eléctrica.
- Evaluación del sistema de distribución en las condiciones de operación actual y en condiciones de un sistema propuesto para el proyecto de cambio de tarifa.

Para cumplir con estos objetivos, primero se realizó un estudio de los estándares del IEEE y otras normativas que establecen como modelar sistemas aéreos y subterráneos. Luego se buscaron los datos necesarios para la modelación del sistema; algunos se obtuvieron en el sitio, otros a través de los planos de operación y de las especificaciones de materiales suministradas por la C.A. La Electricidad de Caracas. Finalmente, se procedió a realizar un estudio de flujo de carga y de cálculo de corrientes de cortocircuito.

La red eléctrica del Campus USB es un sistema radial ramificado de fácil operación. Se calcularon los valores de caída tensión así como los valores de corriente máxima ante condiciones de falla a todo lo largo de la red, y se comprobó que los resultados están dentro de los rangos normales aceptados.

El aporte más importante en este trabajo está en la descripción y modelación de la red de distribución Campus USB. Se cuenta ahora con una base datos que permite estudiar las condiciones de operación del sistema con la configuración actual o configuraciones futuras.

# DEDICATORIA

A

MIS PADRES

Los amo muchísimo ustedes me enseñaron cuando niño a trabajar duro para conseguir lo que quería sin darme por vencido nunca.

MI NOVIA

Tu amor me ha impulsado adelante, cada día más.

MIS TÍOS

Por su apoyo en innumerable ocasiones

# AGRADECIMIENTO

A

PROFESORA AMINTA VILLEGAS DE OLIVERA

A quien también dedico este libro y reitero mi más sincero agradecimiento.

PROFESOR RICHARD RIVAS

Por su ayuda en la estructuración de este libro.

INGENIERO JUAN CARLOS BRITO

Por su ayuda incondicional en todo momento.

O.A.P.

Buscare seguir adelante  
Con mucho éxito  
Creciendo y mejorándome  
Como persona  
Y como profesional

A TODOS MUCHAS GRACIAS

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xi
ÍNDICE DE TABLAS .....	xii
ÍNDICE DE ABREVIATURAS.....	xiii

## CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN.....	1
1.1    METODOLOGÍA .....	2
1.2    RESUMEN DE LOS CAPÍTULOS.....	3

## CAPÍTULO 2

UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR .....	5
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	5
2.1.1 Organigrama Estructural.....	5
2.1.2 Departamento de Conversión y Transporte de Energía .....	6

## CAPÍTULO 3

LEVANTAMIENTO DE LA RED: SISTEMA ACTUAL.....	8
3.1 DESCRIPCIÓN DE LA RED CAMPUS USB.....	8
3.1.1 Diagrama unifilar de la subestación.....	8
3.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	9
3.2.1 Símbolos.....	10
3.3 ACTUALIZACIÓN DE LOS PLANOS DE OPERACIÓN.....	11
3.3.1 Levantamiento en sitio.....	12
3.3.2 Plano de distribución eléctrica.....	14
3.3.3 Puntos de transformación.....	15
3.4 RECONFIGURACIÓN DE LA RED: SISTEMA PROPUESTO.....	16
3.4.1 Transferencia de Carga del Circuito Placer A2.....	17
3.4.2 Transferencia de Carga del Circuito Placer A4.....	18

## CAPÍTULO 4

MODELACIÓN DE LA RED.....	20
4.1 CARGA.....	21
4.2 LÍNEAS.....	21
4.2.1 Resistencia en las líneas.....	22
4.2.2 Impedancia de las Líneas Aéreas.....	22
4.2.3 Impedancia de las Líneas Subterráneas.....	25
4.3 TRANSFORMACIÓN A REDES DE SECUENCIA.....	27
4.4 TRANSFORMADORES.....	28

## CAPÍTULO 5

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.....	30
5.1 CONSIDERACIONES DEL FLUJO DE CARGA .....	30
5.2 CAÍDA DE TENSIÓN .....	31
5.3 CAPACIDAD TÉRMICA .....	31
5.4 BASE DEL SISTEMA.....	32
5.5 SISTEMA ACTUAL .....	33
5.5.1 Diagrama Unifilar y Datos del Circuito .....	33
5.5.2 Solución del Flujo de Carga.....	38
5.6 SISTEMA PROPUESTO .....	39
5.6.1 Solución del Flujo de Carga.....	44
5.7 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	45
5.7.1 Regulación con Reconfiguración de los Circuitos.....	46
5.7.2 Regulación del Voltaje por el Secundario .....	47
5.7.3 Redistribución de Carga .....	49
5.7.4 Flujo de Potencia por los Conductores .....	50

## CAPÍTULO 6

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	52
6.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	52
6.2 LOS MOTORES DE INDUCCIÓN.....	54
6.3 SISTEMA ACTUAL .....	56
6.4 SISTEMA PROPUESTO .....	57
6.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	58

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	59
BIBLIOGRAFÍA .....	61
ANEXOS .....	63

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Diagrama Unifilar S/E Placer.....	9
Fotografías de la red de distribución eléctrica del Campus USB.....	12
Fotografías de la red de distribución eléctrica del Campus USB.....	13
Figura 3.2 Propuesta de obras civiles .....	19
Figura 4.1 Distancia entre los soportes .....	25
Figura 4.2 Cable de cobre, 15 kV, con aislamiento y pantalla metálica .....	25
Figura 5.1 Esquema eléctrico de la red subterránea sistema actual .....	34
Figura 5.2 Esquema eléctrico de la red aérea sistema actual .....	35
Figura 5.3 Diagrama unifilar del circuito Placer A2 sistema actual.....	36
Figura 5.4 Diagrama unifilar del circuito Placer A3 sistema actual.....	37
Figura 5.5 Caída de tensión en circuito Placer A2 sistema actual.....	38
Figura 5.6 Caída de tensión en circuito Placer A3 sistema actual.....	39
Figura 5.7 Esquema eléctrico de la red subterránea sistema propuesto.....	40
Figura 5.8 Esquema eléctrico de la red aérea sistema propuesto.....	41
Figura 5.9 Diagrama unifilar del circuito Placer A2 sistema propuesto .....	42
Figura 5.10 Diagrama unifilar del circuito Placer A3 sistema propuesto .....	43
Figura 5.11 Caída de tensión en circuito Placer A2 sistema propuesto .....	44
Figura 5.12 Caída de tensión en circuito Placer A3 sistema propuesto .....	45
Figura 5.13 Redistribución del Laboratorio de Electrónica .....	50
Figura 6.1 Esquema eléctrico de los motores de la Biblioteca Central.....	55
Figura 6.2 Capacidad de interrupción en las protección de distribución .....	58

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Datos y características de los puntos de transformación .....	15
Tabla II Transferencia de carga del circuito Placer A2 .....	17
Tabla III Impedancia propia y mutua del conductor de aluminio.....	24
Tabla IV Dimensiones cable de cobre 15 kV.....	26
Tabla V Impedancia propia y mutua del cable de cobre 15 kV.....	27
Tabla VI Impedancias de secuencia cero y secuencia positiva.....	28
Tabla VII Valores típicos en p.u. de R y X en transformadores desde 25-1000 kVA de 15 kV en primario, 208, 240, 480 V en secundario.....	29
Tabla VIII Porcentaje de regulación con reconfiguración de los circuitos.....	47
Tabla IX Caída de tensión fuera de la norma en circuito Placer A2 .....	48
Tabla X Porcentajes de capacidad térmica en conductores con mayor flujo de kVA .....	51
Tabla XI Resultados del estudio de cortocircuito sistema actual.....	56
Tabla XII Resultados del estudio de cortocircuito sistema propuesto .....	57

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS

%C: PORCENTAJE DE CARGA.

%R: PORCENTAJE DE REGULACIÓN.

%Z: PORCENTAJE DE IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR.

CAP. INT: CAPACIDAD NORMAL INSTALADA DE TRANSFORMADORES.

fp: FACTOR DE POTENCIA.

ID: INTERRUPTOR DE DISTRIBUCIÓN.

IDENT: IDENTIFICACIÓN.

km: KILÓMETRO.

kV: KILOVOLTIOS.

kVA: KILOVOLTIO AMPERIO.

kVAR: KILOVOLTIO AMPERIO REACTIVO.

kW: KILOWATT.

MVA: MEGAVOLTIO AMPERIO.

NCC: NIVEL DE CORTOCIRCUITO.

PD: PROTECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN.

# CAPÍTULO 1

## **INTRODUCCIÓN**

El presente trabajo surgió como una inquietud de la profesora Aminta Villegas de Olivera del Departamento de Conversión y Transporte de Energía, quien desde el año 1997 ha venido trabajando en un programa de ahorro energético en la USB. Este programa incluye, además de alternativas para la reducción del consumo y la demanda eléctrica, el análisis de otros esquemas de facturación como es el caso de la compra en alta tensión.

Con el fin de disponer de información actualizada para una probable negociación con la empresa suministradora del servicio eléctrico, la profesora Villegas planteó la necesidad de contar con un estudio del sistema de media tensión (12,47 kV) del campus universitario, tema que constituye el objeto del presente trabajo.

Se tiene la posibilidad de cambiar la tarifa del servicio eléctrico de la U.S.B., de Tarifa 04 para usuarios con Demanda Asignada Contratada (DAC) menor que 100 kVA y de Tarifa 05 para usuarios con demanda mayor a 100 kVA en baja tensión, a Tarifa 06, aplicable a suscriptores con DAC mayor que 1000 kVA en media tensión. Esto con el fin de reducir los costos en la facturación por el servicio eléctrico, según los parámetros considerados para el cálculo de los ajustes de tarifa publicados por el *Ministerio de Energía y Minas* en la Gaceta Oficial N° 37415 de fecha 3 de abril de 2002, Pág.138-139.

Actualmente, el campus de la Universidad Simón Bolívar presenta un total de demanda facturada de 5300 kVA promedio y demanda leída total de 4000 kVA promedio, desde hace seis años, medidos en 39 puntos de suministro.

El sistema de distribución eléctrico del campus USB está alimentado de la subestación Placer a través de tres circuitos en 12.47 kV, que llegan a 38 puntos de transformación a través de una red de distribución aérea y subterránea. La C.A. La Electricidad de Caracas (E. de C.) es responsable de la operación y mantenimiento de este sistema.

Con el cambio a la Tarifa 06 se logran dos beneficios: la reducción de la demanda contratada y la reducción en los costos de las tarifas aplicadas hasta los momentos. Sin embargo, este cambio implica que la red de alimentación en media tensión pasará a ser propiedad de la Universidad, quien se hará responsable por su operación y mantenimiento.

Por tal razón, los objetivos de este trabajo son conocer el estado de la red de distribución de la U.S.B., contar con un plano actualizado de dicho sistema de distribución de energía eléctrica y conocer las condiciones de operación de esta red.

## **1.1 METODOLOGÍA**

La primera pregunta que surgió fue si existe algún trabajo previo a éste, de ser así, estaría definido que se ha hecho y que falta por hacerse.

Los trabajos existentes son los de la E. de C., los cuales no están disponibles, por lo que sólo se cuenta con los planos de operación, además de la especificación de equipos y materiales que se obtuvieron de dicha empresa.

Con el fin de verificar y completar la información disponible, se procedió a realizar un levantamiento punto por punto de toda la red en 12.47 kV del Campus USB. Se accedió a todos los sótanos de la red subterránea, se siguió la red aérea poste por poste, levantando información de los transformadores, cables, interruptores, seccionadores, y se marcó en un plano urbano la ubicación geográfica de los mismos.

A continuación, se procedió al dibujo del plano de distribución eléctrica en su condición actual, haciendo para ello uso de los símbolos y de las especificaciones manejados por la E. de C. [1]

También, se recurrió a publicaciones y estándares del IEEE [3, 4, 5] que establecen como modelar el sistema tomando en cuenta: definición de las barras, numeración de las barras, datos

de barras y datos de línea. Además, se asumieron condiciones que facilitarían la modelación de las cargas en el sistema Campus USB ya que no se tenía registro de la demanda total de las mismas. Por ejemplo, se tomó el mismo factor de potencia para todas las cargas igual al de la subestación, se tomó como factor de utilización el valor del porcentaje de carga registrado en el transformador por la E de C. y se tomó como demanda máxima la resultante de cada transformador asumiendo el factor de utilización sin cambios hasta la actualidad.

Finalmente, se preparó la base de datos para la entrada al programa de flujo de carga y cálculo de la corriente de cortocircuito, de manera de poder estudiar las condiciones de operación del sistema actual y del sistema al modificar su topografía.

## **1.2 RESUMEN DE LOS CAPÍTULOS**

El capítulo 2 da una breve descripción de la Universidad Simón Bolívar. Se muestra su estructura y su organigrama y se hace referencia también al Departamento de Conversión y Transporte de Energía.

El capítulo 3 muestra como se levantó el sistema, dificultades en el levantamiento y agrupa en tablas sus resultados.

El capítulo 4 muestra el procedimiento seguido y los resultados obtenidos para los cálculos de los parámetros de la red, así como las consideraciones utilizadas para representar las cargas del sistema. En las líneas se consideró el efecto tierra, utilizando las ecuaciones modificadas de Carson para la red aérea [6, 7] y las ecuaciones de Wedepohl con la corrección de Pollaczek para la red subterránea [8]. Para fijar el modelo de los transformadores según su capacidad y tensión se recurrió a un estándar del IEEE [5].

También el capítulo 4 muestra la disposición típica (geometría) de los conductores sobre los postes.

El capítulo 5 trata sobre el estudio de flujo de carga del sistema actual y del sistema propuesto, y muestra el análisis de resultados. El capítulo 6 corresponde al estudio de cortocircuito del sistema actual y del sistema propuesto, mostrando sus resultados y el análisis de los mismos.

Finalmente, el capítulo 7 indica las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

## CAPÍTULO 2

# **UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR**

## **2.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA**

La Universidad Simón Bolívar es una Institución pública de Educación Superior, creada el 18 de julio de 1967; comenzó sus labores el 19 de enero de 1970. Se ubica al sur de la ciudad de Caracas, en el Valle de Sartenejas, en el Municipio Baruta del Distrito Sucre del Estado Miranda. Su superficie total es de 350 hectáreas. El Valle está constituido por dos sectores: el primero configura una zona plana, con un área de 90 hectáreas que se halla a una altura promedio de 1200 metros sobre el nivel del mar, que es donde está situado el campus universitario; el otro sector se ha reservado como zona verde, dadas sus características topográficas, con alturas de hasta 1400 metros sobre el nivel del mar. Su clima es fresco, con temperatura media anual de 20.7 °C.

“La Universidad Simón Bolívar es una comunidad académica, innovadora, participativa, productiva y plural, en permanente aprendizaje y desarrollo, y comprometida con la excelencia, cuya misión fundamental es contribuir significativamente con:

La formación sustentada en valores éticos de ciudadanos libres, líderes emprendedores, de alta calidad profesional y humana, orientados hacia la creatividad, la innovación, la producción, la sensibilidad y la solidaridad social;

La búsqueda y transmisión universal del saber, la generación, difusión y aplicación del conocimiento; dentro de un foro libre, abierto y crítico;

La transferencia directa de su labor investigativa, académica, creativa y productiva, a manera de soluciones y respuestas a las necesidades y demandas de la sociedad, a cuyo servicio se encuentra, en pos de un mundo mejor.”

### **2.1.1 Organigrama Estructural**

## **2.1.2 Departamento de Conversión y Transporte de Energía**

El Departamento de Conversión y Transporte de Energía se encuentra en el Edificio de Energética (ENE), en el segundo piso. Forma parte de la *División de Ciencias Físicas y Matemática*.

El Departamento de Conversión y Transporte de Energía se encarga así como los otros departamentos, de la ejecución de los programas de enseñanza, investigación y extensión de la Universidad Simón Bolívar. Tiene un Jefe de Departamento que responde ante el Consejo presidido por el Director de la División de Ciencias y Matemáticas, demás Jefes de Departamento, un representante de los Jefes de Instituto de Energía, y dos representantes de los profesores, electos por el personal académico adscrito a la respectiva División.

Los departamentos que forman parte de la División de Ciencias Físicas y Matemáticas son:

- Matemáticas Puras y Aplicadas
- Química
- Física
- Mecánica
- Termodinámica y Fenómenos de Transferencia
- Electrónica y Circuitos
- Conversión y Transporte de Energía
- Procesos y Sistemas
- Ciencias de los Materiales
- Computación y Tecnología de la Información
- Ciencias de la Tierra
- Cómputo Científico y Estadístico

## CAPÍTULO 3

## **LEVANTAMIENTO DE LA RED: SISTEMA ACTUAL**

Es muy importante para la realización de este trabajo conocer las condiciones actuales de todo el sistema de distribución de energía eléctrica. El proceso de levantamiento de la red de distribución de energía del Campus USB cumplió varias etapas.

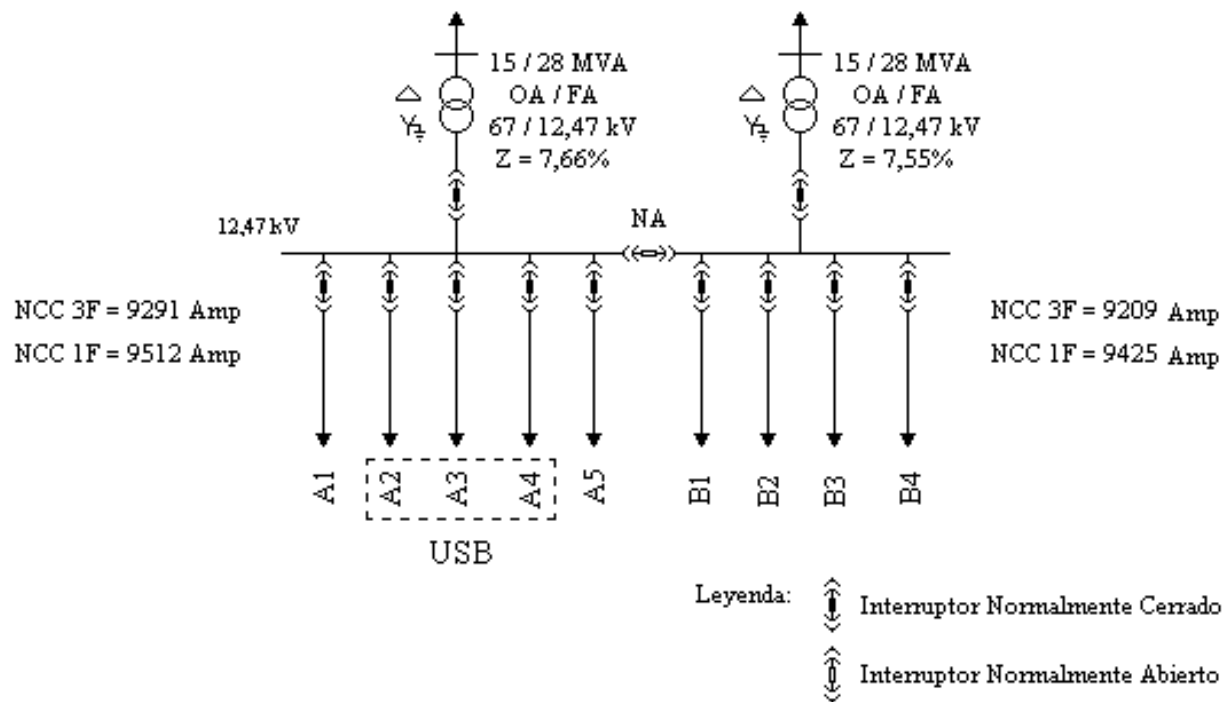
### **3.1 DESCRIPCIÓN DE LA RED CAMPUS USB**

La Universidad Simón Bolívar se ubica en la zona SURESTE ÁREA 24 de la red de distribución de la C.A. La Electricidad de Caracas, clasificándose su carga como de tipo no industrial y alimentándose ésta a través de tres circuitos primarios de la red de distribución Placer:

- Placer A2: Este asume en la actualidad la carga de 40 edificios, entre los que están las canchas y campos deportivos, además del área de proveeduría; todas suman de su demanda leída promedio un total de 3000 kVA.
- Placer A3: Tiene asignado en la actualidad la carga de 12 edificios, entre estos la Biblioteca Central, y todas suman de su demanda leída promedio un total de 800 kVA.
- Placer A4: Del Campus USB toma la carga de sólo 4 edificios, Casa del Estudiante, Pabellón VI, Escuela Básica, Guardería y Mantenimiento, alcanzando una demanda leída total promedio de 235 kVA.

#### **3.1.1 Diagrama unifilar de la subestación**

El diagrama unifilar se muestra en la Figura 3.1. En este diagrama se ubica el número de unidades de transformación, su capacidad normal y a ventilación forzada, tipo de conexión, impedancia, el esquema de barra de interruptores y la salida de cada uno de los circuitos que pertenecen a la subestación. El diagrama muestra los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico en las barras de 12.47 kV suministrados por la E. de C.



**Figura 3.1 Diagrama Unifilar S/E Placer**

### 3.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Se debe destacar que la E. de C. no posee en la actualidad planos de distribución eléctrica correspondientes a los circuitos salientes de la S/E Placer, por lo que sólo trabajan con planos de operación. Así que el primer objetivo a cumplirse era construir un plano de distribución eléctrica a partir de los planos de operación de la E. de C.

Es importante definir que es cada uno de estos planos, establecer sus diferencias y familiarizarse con los símbolos.

- Plano de operación:

La E. de C. tiene normalizado planos a escala 1:2500, 1:5000 y 1:10000 donde se da una orientación de las rutas de los circuitos de media tensión y ubicación de la

subestación. También se especifica el tipo de circuito (aéreo o subterráneo), clase de aislamiento en cada tramo, el calibre, tipo de lo interruptor de seccionamiento manual, indica la conexión con transformadores y las interconexiones con otros circuitos.

- **Plano de distribución eléctrica:**

El área de servicio de la E. de C. es representada por cuadrículas de 500×500 metros denominadas *cuadrículas básicas* que se dibujan en escala 1:1000 y 1:1500, y contienen información geográfica.

Los planos de distribución eléctrica se construyen uniendo varias de las cuadrículas antes mencionadas, ya que se señalan las rutas de todos los circuitos pertenecientes a las mismas. Estas cuadrículas muestran el camino de las tuberías, ubicación de las tanquillas, sótanos de empate y transformación y dan especificación sobre los transformadores.

Estos planos tienen datos de los distintos elementos presentes en la red, necesarios para la modelación. Además, permiten una visión global de la ubicación e interrelaciones entre circuitos, facilitando la definición de estrategias de traspaso de carga, interconexiones en caso de fallas, y rutas de nuevos ramales de interconexión o de nuevos circuitos si es necesario.

### **3.2.1 Símbolos**

Para poder trabajar con los planos de operación y luego construir un plano de distribución eléctrica es necesario familiarizarse con los símbolos utilizados por la E. de C. Además, es muy útil conocer las características eléctricas de los equipos y su descripción. Con el objeto de lograr este primer paso, se consultaron las siguientes referencias:

- NORMAS TÉCNICAS [1]
- ESPECIFICACIÓN DE MATERIALES Y EQUIPOS [2]

Entre los símbolos y equipos de distribución a consultar están:

- Interruptor de transferencia manual trifásico tipo sumergible aislado en aceite
- Interruptor automático trifásico aislado al vacío

- Seccionador y transformador
- Cable desnudo de aleación de aluminio
- Cable de cobre, 15 kV, con aislamiento de polietileno reticulado y pantalla metálica
- Sótano y casilla
- Poste
- Tubería subterránea

En el **Anexo A** se muestra copia de algunas páginas de:

*Normas Técnicas Grupo (IV): Símbolos y Misceláneo. Uso de símbolos para planos de distribución eléctrica.*

En **Anexo B** se presenta copia de:

- *Especificación para Interruptor de Transferencia Manual Trifásico Sumergible en Aceite,*
- *Especificaciones para Cables de Cobre, 15 kV, con Aislamiento de Polietileno Reticulado y Pantalla Metálica,*
- *Especificación de Materiales para Cables Desnudos de Aleación de Aluminio, de la Sección de Normas de Materiales y Equipos de Distribución.*

En el **Anexo C** se encontrarán tres tablas que agrupan todos los símbolos utilizados en este trabajo.

### **3.3 ACTUALIZACIÓN DE LOS PLANOS DE OPERACIÓN**

Debido a la importancia de la información que brindan estos planos, es necesaria su actualización antes de empezar cualquier trabajo.

Los planos de operación pueden contener datos desactualizados debido a modificaciones hechas recientemente en los circuitos. Estos cambios deben ser registrados en los planos de operación de la E. de C. en Chacao, pero muchas veces no se hace.

### **3.3.1 Levantamiento en sitio**

Básicamente lo que se busca es verificar la distribución de carga actual en cada circuito, capacidad de los transformadores y relación de voltaje. Para lograr esto se tiene que hacer un levantamiento en sitio, pasando por cada punto de la red. Se visitó y se accedió a cada uno de los sótanos presentes en la red subterránea. Se siguió igualmente la red aérea poste por poste, haciéndose todo el recorrido del levantamiento a pie.

Fue difícil encontrar los sótanos de transformación y los sótanos de empate ubicados en los jardines de la universidad ya que están rodeadas con plantas de tallo alto, este fue el problema o dificultad de mayor relevancia.

Es importante el levantamiento en sitio ya que de esta manera se puede completar y en otros casos verificar la información dada por los planos de operación, además de poder visualizarse la condición de las instalaciones eléctricas de toda la red en 12.47 kV. En el **Anexo D** se encontrarán un reporte de postes y un reporte de sótanos y casillas, la información que allí se tiene se ha transferido al plano de distribución eléctrica.

A continuación encontrarán 12 fotografías que pretenden dar una muestra muy pequeña de lo que se encuentra a lo largo de toda la red eléctrica de la universidad. Se muestra con claridad entrada y salida de cables, número de ubicación, número de ID, número de PD, número de CD, todos estos detalles permiten identificar los circuitos y su interconexión.

### **Fotografías de la red de distribución eléctrica del Campus USB**

**Fotografías de la red de distribución eléctrica del Campus USB**

### **3.3.2 Plano de distribución eléctrica**

Una vez actualizados los planos de operación, se procedió a la construcción del plano de distribución eléctrica. Para ello se trabajó en la plataforma de AutoCAD usando escala 1:1.

Para dar el máximo provecho al uso del plano en un futuro, se plasmó la mayor cantidad de información posible. Esto permitirá también que el plano se pueda usar como plano de operación. En el **Anexo H** se presenta dicho plano.

### **3.3.3 Puntos de transformación**

La información referente a los puntos de transformación se muestra en la Tabla I. En esta se indica:

- Número del transformador (muy pocos lo tienen)
- Identificación (ubicación)
- Estructura (conexión aérea, casilla, subestación, poste, sótano, tanquilla, vía o zanja)
- Capacidad de transformación y porcentaje de carga
- Impedancia de cortocircuito
- Tensión lado de baja
- Tipo de conexión
- Circuito al que pertenece
- Protección del transformador (PD)
- Nombre de los edificios que se alimentan del punto de transformación a través de acometidas
- N° de medidor, NIS y cuenta contrato

**Tabla I Datos y características de los puntos de transformación**

### **3.4 RECONFIGURACIÓN DE LA RED: SISTEMA PROPUESTO**

Como se mencionó antes, otro circuito que suministra energía al campus universitario es Placer A4, el cual también alimenta la estación de Radio Manzanares, sector La Limonera y

Tucupe del Medio [9], con una demanda de 1360 kVA. La universidad representa de ese total 235 kVA.

El objetivo de la reconfiguración fue incorporar los edificios Casa del Estudiante, Pabellón VI, Escuela Básica, Guardería y Mantenimiento en el sistema alimentado por Placer A2 y Placer A3. Es decir, se quiere que todas las cargas de la universidad sean sólo alimentadas por los circuitos Placer A2 y A3. Esto permite un control total de la operación del sistema.

Esto implica una serie de cambios en el plano de distribución eléctrica que deberá mostrar la nueva configuración del sistema propuesto en el campus universitario.

### **3.4.1 Transferencia de Carga del Circuito Placer A2**

La Tabla II muestra las cargas que serán transferidas del circuito A2 al A3. Lo que se está haciendo es formar dos anillos que cubren todo el campus universitario, con la posibilidad de transferencia para operaciones de mantenimiento o en caso de falla. Hay que destacar que esta es una configuración en la que red ha operado en el pasado.

La condición actual obedece precisamente al cambio de equipos a lo largo de todo el sistema. Se han estado cambiando seccionadores aislados en aceite por seccionadores en vacío. Incluso, el interruptor de transferencia adyacente al edificio de comunicaciones es nuevo. Fue instalado este año y su cámara de interrupción y aislamiento no son en aceite sino en hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ). Estos cambios obedecen a la implementación de nuevas tecnologías en la red. En el caso de los interruptores en  $SF_6$  se mejoran factores como costo unitario por MVA de maniobra, confiabilidad, capacidad de ruptura y gastos de mantenimiento.

**Tabla II Transferencia de carga del circuito Placer A2**

Transferencia		PD	Carga
de circuito	a circuito		KVA
Placer A2	Placer A3	33147	50.25
Placer A2	Placer A3	10068	5.85
Placer A2	Placer A3	45212	50
Placer A2	Placer A3	2666	1.25
Placer A2	Placer A3	21751	150
Placer A2	Placer A3	14651	21
Placer A2	Placer A3	41552	120
Placer A2	Placer A3	42359	50
Total KVA			448.35

Lo que se ha hecho es reubicar las cargas como venían operando originalmente antes de los trabajos de mantenimiento y cambio de equipos, información aportada por la E. de C.

### 3.4.2 Transferencia de Carga del Circuito Placer A4

Con los cambios efectuados anteriormente el total transferido es de 450 kVA, quedando Placer A2 con un total de 2550 kVA promedio y Placer A3 con un total de 1250 kVA promedio. Se tiene que decidir a que circuito transferir los otros 235 kVA de Placer A4.

Si se piensa cuál entre A2 y A3 da el punto más cercano a una interconexión, ambos lo tienen en la misma ubicación. Este punto es el cruce de pasillos externos a Pabellón I, vía Comedor Casa del Estudiante. Si se observa la diferencia de carga total asumida entre uno y otro, es lógico pensar que el circuito Placer A3 es quien deberá asumir esos nuevos 235 kVA, ya que es el circuito con menos carga. Su configuración lo permite y además tiene menor recorrido en red subterránea, lo cual disminuye la posibilidad de problemas por caídas de tensión.

En la Figura 3.2 se tiene una sección del plano de distribución eléctrica del Campus USB mostrando el recorrido de la tubería y conductores aéreos que se tendría aprovechando al máximo sótanos, bancadas, postes y transformadores existentes.

Se destaca también que las cargas Pabellón VI y Casa del Estudiante quedan ahora servidas por un solo transformador, el del sótano 25CC401, que con el banco de transformadores 2(167.5)/1(100) kVA, verá una carga igual al 50% de su capacidad de transformación.

El plano de distribución eléctrica con la configuración del sistema propuesto se encuentra en el **Anexo I**.

### **Figura 3.2 Propuesta de obras civiles**

## CAPÍTULO 4

### ***MODELACIÓN DE LA RED***

Para propósitos de estudio de flujo de carga y cálculo de corrientes de cortocircuito se modelará el sistema de distribución radial trifásico como una red de barras conectadas por líneas a una barra fuente de voltaje especificado, teniendo cada barra un valor específico de carga.

## 4.1 CARGA

Se asume carga balanceada con factor de utilización uniforme; el factor de capacidad es la relación entre la demanda máxima y los kVA instalados. Se usa entonces el modelo de potencia constante, y los datos representativos de la carga serán los valores de kVA instalados, el porcentaje de carga medido en el transformador y el factor de potencia. Se tomará el mismo factor de potencia para todas las cargas igual al factor de potencia medido en la subestación; este valor es de 0,85. El valor de potencia activa de la carga está dado por la ecuación (4.1) y el valor de la potencia reactiva lo define la ecuación (4.2).

$$P_{c\ arg\ a} = S_{transf} \cdot \frac{\%C}{100} \cdot \cos \phi \quad kW \quad (4.1)$$

$$Q_{c\ arg\ a} = P_{c\ arg\ a} \cdot \tan(\cos^{-1} \phi) \quad kVAR \quad (4.2)$$

donde  $S_{transf}$  es el valor nominal de potencia aparente del transformador correspondiente a los kVA instalados en ese punto de la red  
 $\cos \phi$  es el factor de potencia  
 $\%C$  es el porcentaje de carga del transformador

El valor de carga en las barras de no transformación será cero.

## 4.2 LÍNEAS

Se utilizará el modelo estándar de rama serie ( $Z = R + jX_L$ ) sin tomar en cuenta las capacitancias paralelo, dado que la longitud de las líneas es corta.

Para calcular los parámetros de las líneas es necesario conocer el tipo de conductor y su calibre. Seguidamente se explicará el cálculo de las impedancias  $Z_{propia}$  y  $Z_{mutua}$  en líneas aéreas y líneas subterráneas.

#### 4.2.1 Resistencia en las líneas

El parámetro resistencia depende del material con el cual el conductor es fabricado y varía con la temperatura [10].

La expresión de la resistencia de un conductor en función de la temperatura se muestra en la ecuación (4.3).

$$R = R_o \cdot \left( \frac{T + T_x}{T + T_o} \right) \quad \Omega/km \quad (4.3)$$

donde:  $R_o$  es resistencia DC máxima a temperatura  $T_o$   
 $T_o$  es la temperatura de referencia  
 $T_x$  es la temperatura de operación  
 $T$  es la temperatura a resistencia igual cero (cruce de la recta con el eje de las ordenadas) y depende del material del conductor. Los valores de T para cobre y aluminio son:

$$T_{Cu} = 234.5 \text{ }^\circ\text{C} \text{ para el cobre recocido de conductividad 100\%}$$

$$T_{Cu} = 241 \text{ }^\circ\text{C} \text{ para el cobre estirado en frío de conductividad 97.3\%}$$

$$T_{Al} = 228 \text{ }^\circ\text{C} \text{ para el aluminio estirado en frío de conductividad 61\%}$$

#### 4.2.2 Impedancia de las Líneas Aéreas

Las líneas aéreas del Campus USB poseen conductores trenzados de aleación de aluminio calibre 1/0 AWG. Sus características se muestran en el **Anexo B**. La Figura 4.1 muestra la geometría del poste.

Para el cálculo de la impedancia del conductor se considera el efecto tierra. El plano de tierra se modela como un conductor que transporta corriente de la misma magnitud pero sentido contrario, y que se ubica a una distancia bajo tierra equivalente a la del conductor aéreo. Para el cálculo de esta impedancia se usó las Ecuaciones Modificadas de Carson [6, 7], las cuales se encuentran en el **Anexo E**.

Estas ecuaciones involucran el término  $\rho$ , resistividad del terreno en  $\Omega/m$ . En el mismo **Anexo E** se muestran los resultados de las mediciones de resistividad aparente del terreno obtenidas por un grupo de estudiantes cursantes del Laboratorio de Distribución de Energía Eléctrica de la U.S.B. Estas mediciones se realizaron en el terreno adyacente al Laboratorio de Alta Tensión.

Basados en estos resultados se tomará para los cálculos  $\rho = 100 \Omega/m$ , el cual además es un valor típico asumido para estos cálculos.

Con  $f = 60 \text{ Hz}$  y  $\rho = 100 \Omega/m$ , las ecuaciones a utilizar son:

$$Z_{propia} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \cdot \left( \ln \frac{1}{RMG} + 7.93402 \right) \quad \Omega/mi \quad (4.4)$$

$$Z_{mutua} = 0.09530 + j0.12134 \cdot \left( \ln \frac{1}{DMG} + 7.93402 \right) \quad \Omega/mi \quad (4.5)$$

donde:  $r_i$  es la resistencia internas del conductor

$RMG$  es el radio medio geométrico del conductor y se obtiene multiplicando el radio del conductor por la cantidad  $e^{-1/4}$ , que es igual a 0.7788 (el radio del conductor en *pies*)

$$\Rightarrow RMG = 3.2808 \times (0.005005 \times 0.7788) = 0.001292 \quad ft$$

*DMG* es la distancia media geométrica entre conductores, y equivale a tener cada conductor a la misma distancia uno del otro. Se calcula mediante la ecuación (4.6):

$$DMG = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{ac} \cdot D_{bc}} \quad (4.6)$$

como:  $D_{ab} = 80 \text{ cm}$ ,  $D_{bc} = 110 \text{ cm}$  (vease la Figura 4.1)

$$\Rightarrow DMG = 3.2808 \cdot \sqrt[3]{0.8 \times 1.1 \times 1.9} = 3.8940 \quad ft$$

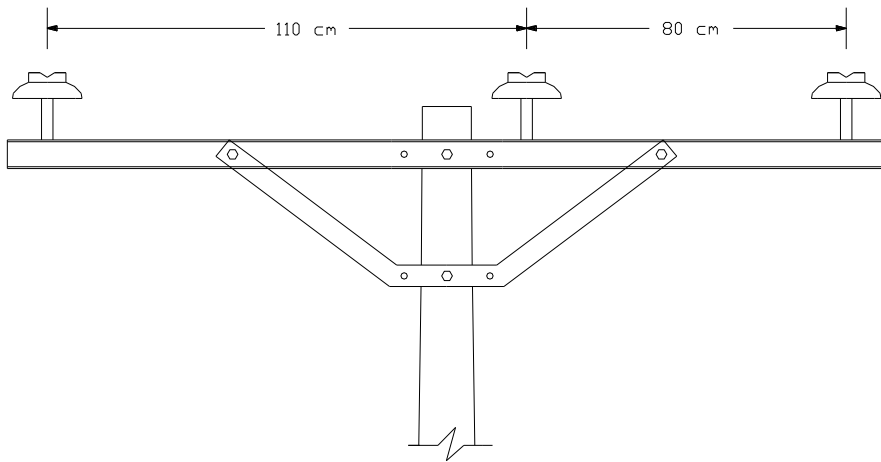
El resultado final de aplicar las ecuaciones (4.3), (4.4) y (4.5) y llevar estos valores a  $\Omega/km$  para el conductor calibre 1/0 AWG se muestra en la Tabla III.

**Tabla III Impedancia propia y mutua del conductor de aluminio**

Calibre	$R_o$ $\Omega/km$	Diámetro mm	$Z_{propia}$ $\Omega/km$	$Z_{mutua}$ $\Omega/km$
1/0 AWG	0.5340	10.11	$0.7116 + j0.9262$	$0.0592 + j0.4957$

$R_o$  : Resistencia DC máx a 20°C ( $\Omega/km$ )

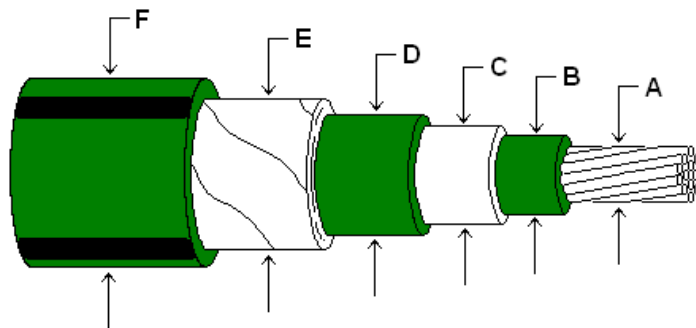
$T_x = 75^\circ\text{C}$  valor de la temperatura de operación



**Figura 4.1 Distancia entre los soportes**

### 4.2.3 Impedancia de las Líneas Subterráneas

En las líneas subterráneas del Campus USB se tienen cables monopolares de cobre, 15 kV, en varios calibres. El cable está formado por un conductor de cobre blando, conductividad 100%, pantallas semiconductoras para el conductor y el aislante, aislamiento de polietileno reticulado XLP 90°C, pantalla de cintas de cobre traslapadas y cubierta externa de PVC. La geometría del cable se muestra en la Figura 4.2.



**Figura 4.2 Cable de cobre, 15 kV, con aislamiento y pantalla metálica**

La Tabla IV especifica los diámetros que se muestran en la figura para distintos calibres. Estos se obtienen como la suma de valores característicos dados en la especificación de materiales del **Anexo B**.

**Tabla IV Dimensiones cable de cobre 15 kV**

CALIBRE	DIMENSIONES (mm)					
	A	B	C	D	E	F
2 AWG	7.44	8.04	16.94	18.16	18.67	22.73
2/0 AWG	10.65	11.25	20.15	21.37	21.88	25.94
250 MCM	14.63	15.23	24.13	25.75	26.26	30.32
500 MCM	20.65	21.25	30.15	31.77	32.28	36.34

Para el cálculo de las impedancias también se considera el efecto tierra mediante las correcciones de Pollaczek [8], que se encuentran en **Anexo E**. Como se tienen cuatro calibres distintos de cable y se debe trabajar con matrices y ecuaciones con términos trigonométricos hiperbólicos que involucran argumentos con números complejos, se aprovecha la ventaja de análisis numérico del MATLAB para lograr obtener los resultados de modo más sencillo. El listado del archivo M desarrollado se encuentra en el **Anexo E**.

*Nota importante:* Nótese que la configuración del cable que está en el anexo E no es la misma que se tiene en la Figura 4.2 (no tiene las pantallas semiconductoras). Lo que se hace es considerar estas pantallas como parte del aislamiento, para el cálculo de los parámetros eléctricos. Otra observación es el valor de la profundidad de enterramiento de los cables. Se tomó por uniformidad  $h = 1$  m para todos los casos (ver **Anexo C** sobre *Tubería Rígida no Metálica 5"0 en Concreto*).

La Tabla V presenta los valores de impedancia propia y mutua que se obtienen de aplicar las ecuaciones de Wedepohl y las respectivas correcciones de Pollaczek.

**Tabla V Impedancia propia y mutua del cable de cobre 15 kV**

Calibre	$Z_{propia}$ $\Omega/km$	$Z_{mutua}$ $\Omega/km$
2 AWG	$0.8830 + j0.3326$	$0.3743 + j0.1767$
2/0 AWG	$0.5892 + j0.2730$	$0.3387 + j0.1343$
250 MCM	$0.4327 + j0.2215$	$0.2973 + j0.0951$
500 MCM	$0.3243 + j0.1753$	$0.2525 + j0.0615$

La resistencia de la cubierta metálica, la reactancia entre el conductor y la cubierta metálica, la reactancia entre los cables, y la impedancia entre el cable y tierra son importantes considerarlas en los cálculos pues influyen sobre los valores de las impedancias propias y mutuas. Como consecuencia se ven afectados los valores de las impedancias de secuencia, necesarias en el estudio de los niveles de cortocircuito.

### 4.3 TRANSFORMACIÓN A REDES DE SECUENCIA

La ecuación de transformación a redes de secuencia es:

$$[Z_{012}] = [A]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A] \quad (4.7)$$

donde:  $[Z_{abc}]$  es la matriz de impedancia de fase  
 $[Z_{012}]$  es la matriz de impedancia de secuencia  
 $[A]$  es la matriz de transformación de componentes simétricas  
y se define como se indica en (4.8)

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

donde:  $a = \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + j \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right)$

La solución de la transformación se muestra en la Tabla VI.

**Tabla VI Impedancias de secuencia cero y secuencia positiva**

TIPO	CALIBRE	$R_0$ $\Omega/km$	$X_0$ $\Omega/km$	$R_1$ $\Omega/km$	$X_1$ $\Omega/km$
Aleación de aluminio	1/0 AWG	0.8301	1.9176	0.6524	0.4304
Monopolar de cobre	2 AWG	1.6315	0.6860	0.5087	0.1559
Monopolar de cobre	2/0 AWG	1.2665	0.5417	0.2505	0.1387
Monopolar de cobre	250 MCM	1.0273	0.4117	0.1354	0.1264
Monopolar de cobre	500 MCM	0.8292	0.2983	0.0718	0.1139

Las impedancias de secuencia positiva y de secuencia negativa son iguales

#### 4.4 TRANSFORMADORES

El modelo de los transformadores se tomó siguiendo los estándares del *Institute of Electrical and Electronic Engineers*, específicamente el IEEE Std 241-1990.

La Tabla VII a continuación muestra una lista de valores típicos que se tienen para distintos transformadores presentes en la red de distribución campus USB [5]. Los valores en la fila tres hasta la cinco se obtuvieron por interpolación lineal.

**Tabla VII Valores típicos en p.u. de R y X en transformadores desde 25-1000 kVA de 15 kV en primario, 208, 240, 480 V en secundario**

kVA	TENSIÓN	%Z	X/R	R	X
25	240	4.00	2.0	0.0179	0.0358
45	208	5.00	1.0	0.0354	0.0354
50	240	4.10	2.1	0.0176	0.0370
75	240	4.20	2.2	0.0174	0.0382
150	240	4.50	2.5	0.0167	0.0418
150	208	4.50	2.0	0.0201	0.0402
300	480	5.00	2.8	0.0168	0.0471
500	208, 480	5.00	4.0	0.0121	0.0485
500	240	6.00	4.0	0.0146	0.0582
750	208, 480	5.75	2.0	0.0257	0.0514
1000	208	5.75	2.5	0.0214	0.0534
1000	480	8.00	3.8	0.0204	0.0774

Nota: Estos valores están en las bases normales de cada transformador.

R y X son resistencia y reactancia de secuencia positiva. Los valores de secuencia negativa son iguales a los de secuencia positiva y para el caso de bancos de transformadores monofásicos los valores de secuencia cero también son iguales a los de secuencia positiva. En el caso de transformadores trifásicos de tres columnas los valores de resistencia y reactancia de secuencia cero serán iguales a los de secuencia positiva multiplicados por un factor de 0,6 [11].

## CAPÍTULO 5

### ***ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA***

Para estudios de flujo de carga el primer paso es precisar en un diagrama unifilar los resultados obtenidos de la modelación del sistema de distribución, indicando la longitud y el calibre de los cables.

Se definen las barras tomando en cuenta los siguientes criterios [12]:

- Cuando hay cambio de calibre de conductor.
- En el inicio de cada ramal o subramal.
- En los puntos de transformación, en los que se ubican las cargas de la red.
- En los puntos de transferencia de carga, en los que se ubican los interruptores de transferencia manual.

El algoritmo de numeración de barras se basa en los siguientes criterios [12]:

- Se parte de la subestación y se continúa la numeración a lo largo del troncal.
- El ramal mas cerca de la subestación comenzará con el número inmediato superior al último del troncal y continuará su numeración hasta el final, luego seguirá el siguiente más alejado y así sucesivamente.

#### **5.1 CONSIDERACIONES DEL FLUJO DE CARGA**

El problema del flujo de carga en sistemas de distribución como éste en 12.47 kV está en la dificultad para la convergencia. Esto se debe a que los valores de las reactancias serie no son mucho mayores que los valores de las resistencias (no se cumple  $X/R \cong 10$  como en los sistemas aéreos de transmisión de potencia). Las suposiciones del método de flujo de carga desacoplado rápido no son válidas y el número de iteraciones del método de Newton-Raphson puede aumentar hasta un punto de no convergencia, lo cual obliga la búsqueda de un mejor vector de arranque.

El programa utilizado para el flujo de carga fue el PCFLO [13]. Este programa genera previamente el vector de arranque utilizando el método de Gauss-Seidel. Éste es un método empírico, pero reduce el número de iteraciones que hubiese tenido que aplicar el Newton-Raphson y le da ese vector de arranque necesario para una más segura convergencia. Aún cuando el número de iteraciones de Gauss-Seidel sea elevado, cada iteración es muy rápida, por lo que el tiempo total del procesamiento es aceptable.

Con la solución del flujo de carga se procede a evaluar la caída de tensión y la capacidad térmica de los circuitos.

## **5.2 CAÍDA DE TENSIÓN**

La caída de tensión es la diferencia entre el nivel de voltaje de la fuente y el voltaje en un punto cualquiera del sistema. Es causada por la corriente de carga que fluye a través del conductor. Por normas de la compañía E. de C. en condiciones normales de operación el límite es 3,6% en circuitos primarios aéreos y 2,4% en circuitos primarios subterráneos, desde el interruptor en la subestación hasta el punto de mayor caída. En condiciones de emergencia se permite hasta 7% [12].

La necesidad de mantener una tensión de servicio dentro de los límites es evidente para el consumidor, quien sufre daños materiales y molestias por baja calidad de servicio.

Con los niveles de tensión en cada barra del modelo de la red de distribución se puede obtener el porcentaje de caída de tensión en todos estos puntos.

## **5.3 CAPACIDAD TÉRMICA**

La capacidad térmica es la propiedad que tienen los conductores de operar a un régimen de carga continuo y a una temperatura determinada sin perder sus propiedades físicas y vida útil.

Para que no se vea reducida su vida útil todo conductor debe alcanzar en operación normal una temperatura moderada de acuerdo con la clase y calidad de su revestimiento y con las características de su instalación (subterránea o aérea). En los conductores aislados, las altas temperaturas producen en la cubierta externa fenómenos tales como carbonización, evaporación o ignición que terminan por afectar al aislante y al propio conductor (núcleo). Si el conductor es desnudo, no hay límite de temperatura por concepto de deterioro del aislante, pero si otros efectos como son aumento de las pérdidas, dilatación exagerada del conductor e ionización del aire.

La capacidad de un conductor para llevar corriente depende de varios factores:

- Temperatura límite de operación
- Temperatura ambiente
- Facilidad para disipar calor
- Material del conductor
- Forma y área de la superficie externa del conductor
- Proximidad de otros conductores con corriente

Resulta entonces necesario determinar aquellos tramos que puedan presentar sobrecarga. Esta se determina según el porcentaje de carga del alimentador, el cual es la relación en porcentaje entre el valor de demanda máxima de cada circuito y la capacidad del mismo en condiciones normales.

En el **Anexo B** se muestran tablas de *Normas Técnica Grupo (I): Capacidad de Carga en Conductores de Circuitos de Distribución*. En ellas se especifica el máximo flujo de potencia permitido por el conductor dependiendo del nivel de tensión, material, calibre y del número de ductos cargados en la misma bancada.

## **5.4 BASE DEL SISTEMA**

El programa PCFLO utiliza los datos de barra y los datos línea en porcentaje. Un valor conveniente para la potencia aparente base en el sistema Campus USB es 100 kVA. Con éste se logra que la carga en los puntos de transformación tanto en valores reales como en porcentaje

tenga el mismo valor numérico. Por otro lado, la tensión de la red de distribución es 12.47 kV, por lo cual se toma este mismo valor como base del sistema.

## **5.5 SISTEMA ACTUAL**

Los esquemas eléctricos de la red subterránea y la red aérea para los circuitos Placer A2 y A3 se muestran en las Figuras 5.1 y 5.2. En ellos se especifica de manera sencilla y simplificada la interconexión de circuitos, transformadores e interruptores, y se da información particular sobre los mismos. Estos sirven de ayuda en la construcción de los diagramas unifilares de cada circuito, así como en la creación de la base de datos de los mismos.

### **5.5.1 Diagrama Unifilar y Datos del Circuito**

Los diagramas de los circuitos Placer A2 y A3 se muestran en las Figuras 5.3 y 5.4.

El circuito Placer A2 es un sistema radial ramificado con un total de 52 barras; 43 barras corresponden a la red subterránea y las 9 últimas corresponden a la red aérea.

El circuito Placer A3 presenta igualmente un esquema radial ramificado mucho más pequeño que el de Placer A2. Tiene un total de 22 barras, donde 12 barras corresponden a la red subterránea y las otras corresponden al tramo aéreo.

Las barras asociadas con transformadores tienen como nombre el número de PD (protector de distribución) del transformador.

Las barras correspondientes a puntos de transferencia de carga tienen como nombre el número de ID (interruptor de distribución) al cual llegan en el interruptor de transferencia manual.

Los datos de los dos circuitos se muestran en el **Anexo F**.

**Figura 5.1 Esquema eléctrico de la red subterránea sistema actual**

**Figura 5.2 Esquema eléctrico de la red aérea sistema actual**

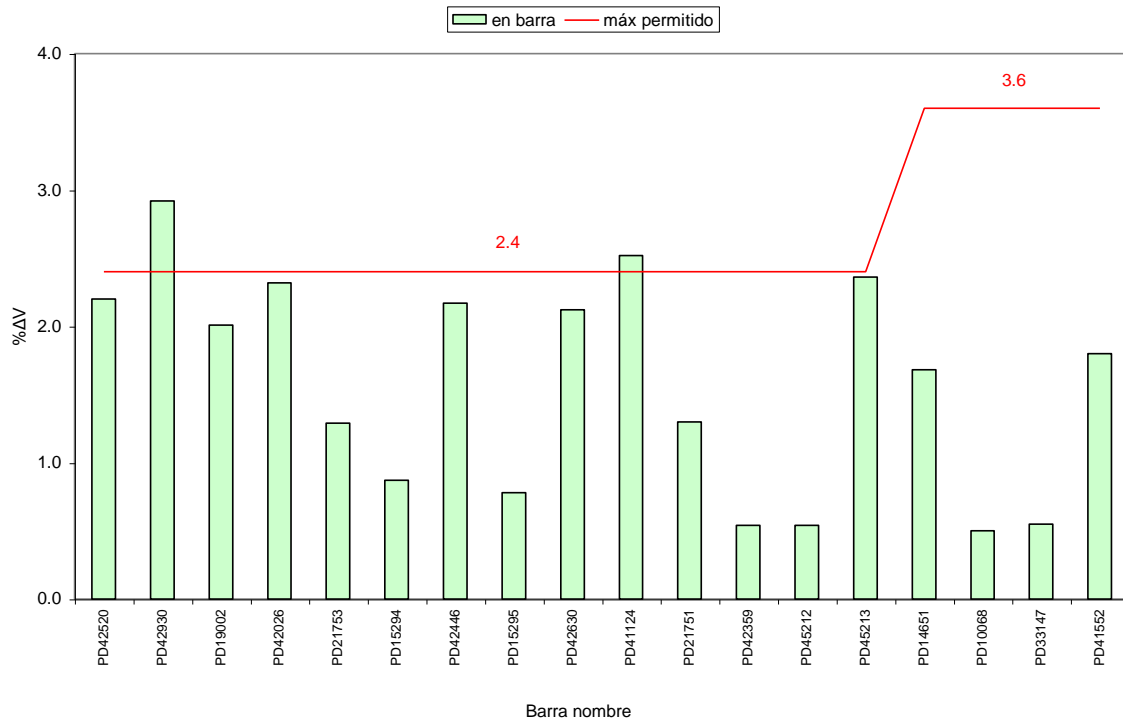
**Figura 5.3 Diagrama unifilar del circuito Placer A2 sistema actual**

**Figura 5.4 Diagrama unifilar del circuito Placer A3 sistema actual**

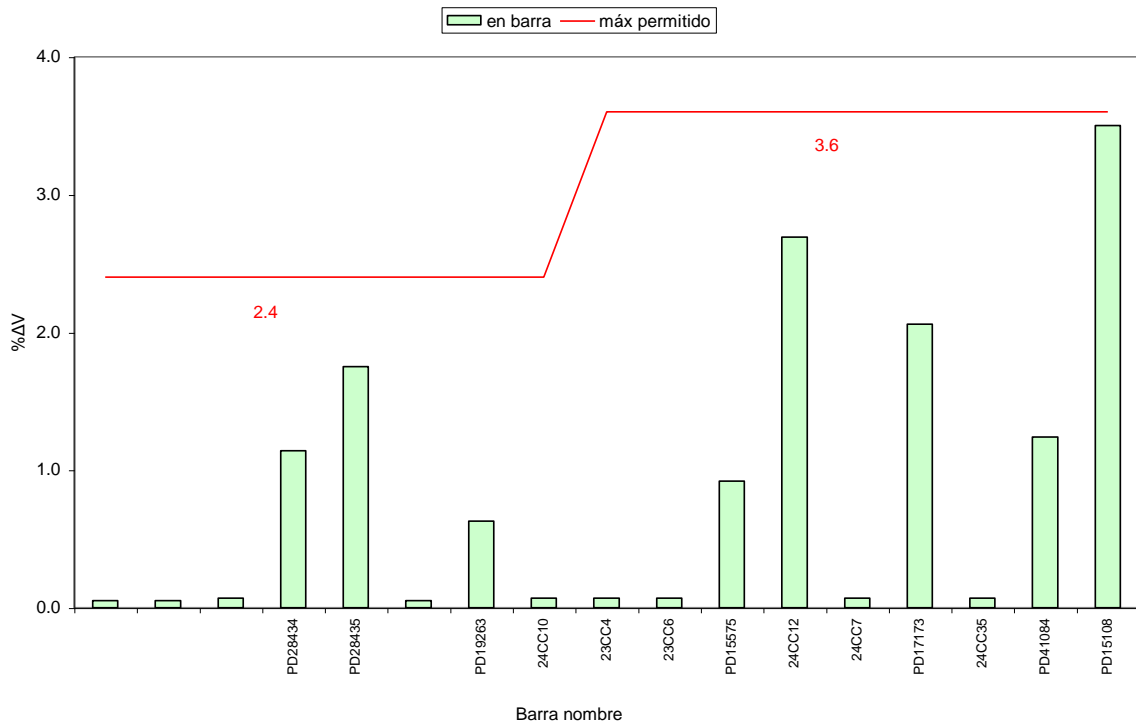
## 5.5.2 Solución del Flujo de Carga

Las soluciones del flujo de carga para los circuitos se encuentran en el **Anexo F**. Con estos resultados se calcula la caída de tensión y se puede evaluar la capacidad térmica de los circuitos.

Las Figura 5.5 y 5.6 muestran un histograma de la caída de tensión en los circuitos Placer A2 y Placer A3 en su operación actual. Sólo se muestran los puntos de transformación ya que éstos son los más importantes.



**Figura 5.5 Caída de tensión en circuito Placer A2 sistema actual**



**Figura 5.6 Caída de tensión en circuito Placer A3 sistema actual**

## 5.6 SISTEMA PROPUESTO

Como se ha indicado anteriormente, tener el diagrama unifilar es importante para lograr los estudios de flujo de carga y estudio de corrientes de cortocircuito. Tener el diagrama unifilar significa conocer la configuración total del sistema, número de barras, puntos de transformación y puntos de carga, conocer la impedancia de las líneas, incluso poder realizar cualquier cambio teórico que pueda ayudar en la búsqueda de nuevas soluciones prácticas. En las Figuras 5.7 y 5.8 se muestran los esquemas eléctricos y en las Figuras 5.9 y 5.10 se muestran los diagramas unificulares de los circuitos Placer A2 y Placer A3 para la configuración propuesta.

**Figura 5.7 Esquema eléctrico de la red subterránea sistema propuesto**

**Figura 5.8 Esquema eléctrico de la red aérea sistema propuesto**

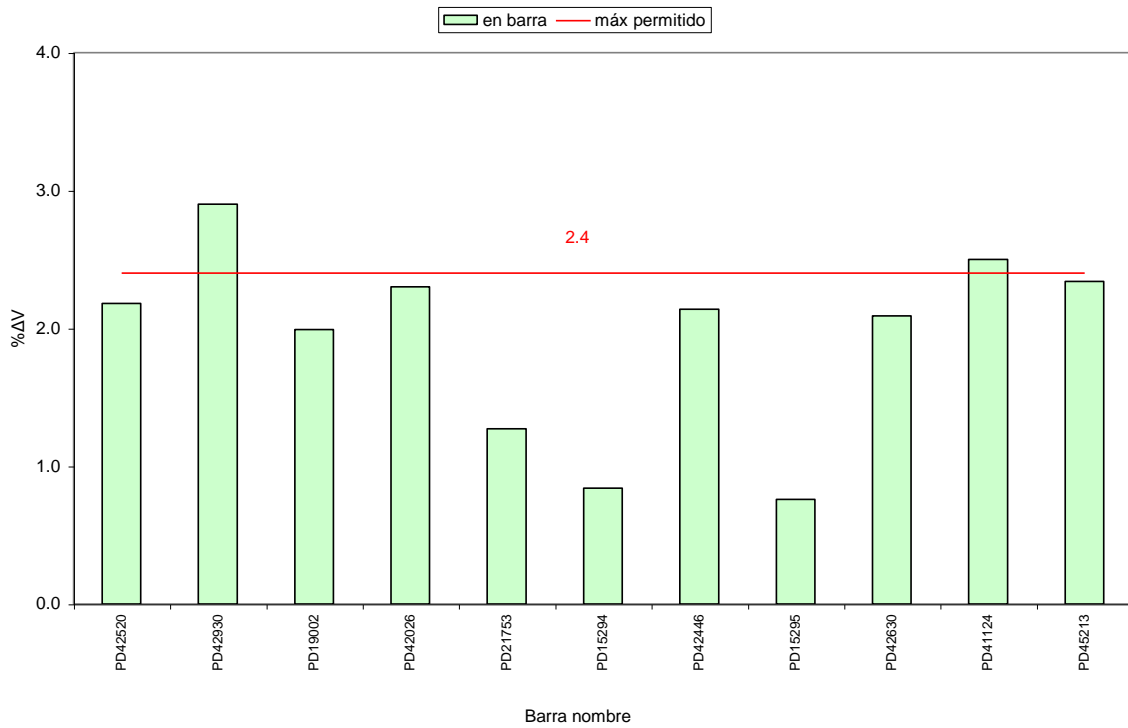
**Figura 5.9 Diagrama unifilar del circuito Placer A2 sistema propuesto**

**Figura 5.10 Diagrama unifilar del circuito Placer A3 sistema propuesto**

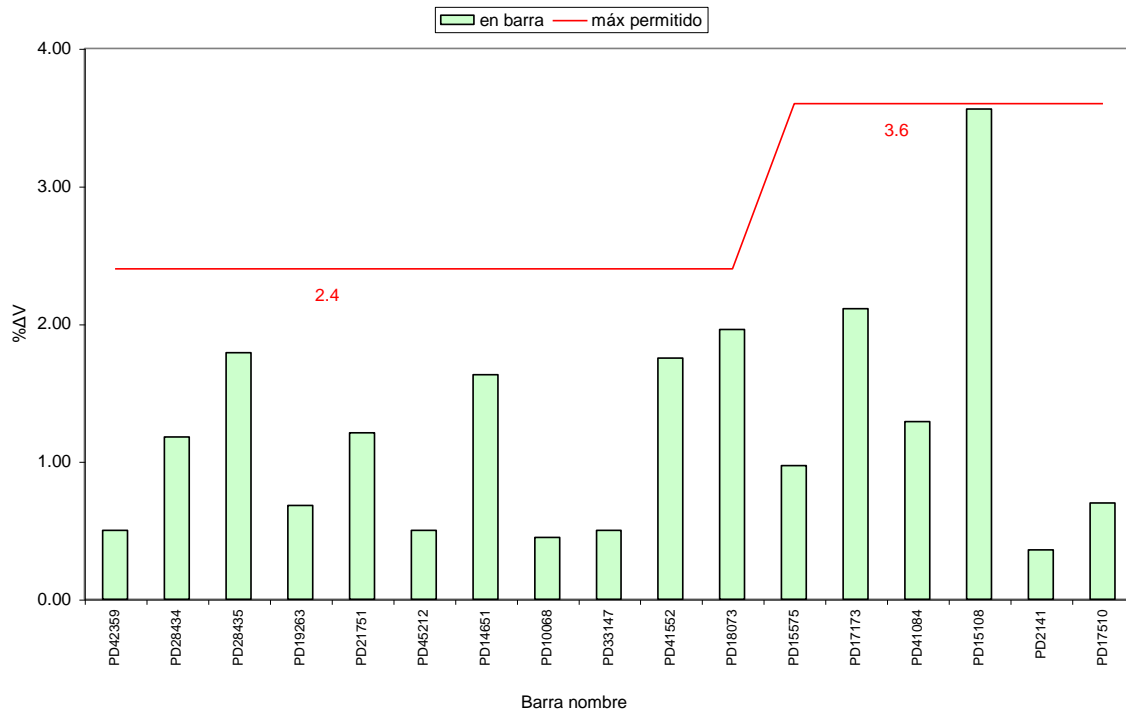
### 5.6.1 Solución del Flujo de Carga

Las soluciones del flujo de carga del sistema propuesto se encuentran en el **Anexo G**.

Las Figuras 5.11 y 5.12 muestran un histograma de la caída de tensión de los circuitos Placer A2 y Placer A3 en su nueva configuración.



**Figura 5.11 Caída de tensión en circuito Placer A2 sistema propuesto**



**Figura 5.12 Caída de tensión en circuito Placer A3 sistema propuesto**

## 5.7 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En el sistema actual el circuito Placer A2 presenta dos puntos con caída de tensión fuera de la norma y ocurre lo mismo en el sistema propuesto. En el sistema actual y el propuesto estos puntos son los mismos. Más adelante se darán detalles sobre estos puntos.

La regulación de la tensión en un sistema se puede hacer con la instalación de capacitores, con la instalación de reguladores de voltaje, regulación por el primario con el transformador de la subestación, regulación por el secundario con el transformador de distribución, reducción de la capacidad ociosa de los transformadores, reubicación de transformadores, redistribución de carga, incluso con cambio de calibre de conductores, así como con la reconfiguración del circuito. La diferencia entre una y la otra está en su factibilidad técnica, organizativa y de inversión.

### 5.7.1 Regulación con Reconfiguración de los Circuitos

El estudio del cambio en la caída de tensión con la redistribución de los puntos de carga entre los circuitos Placer A2 y A3, se hará con la diferencia obtenida en los niveles de tensión entre el sistema propuesto y el actual. La ecuación (5.1) da en porcentaje esta diferencia, definiendo estos resultados como porcentaje de regulación.

$$\%R = 100 \cdot (V_{SP} - V_{SA}) = 100 \cdot (\% \Delta V_{SA} - \% \Delta V_{SP}) \quad (5.1)$$

donde:  $V_{SA}$  es el nivel de tensión en el sistema actual  
 $V_{SP}$  es el nivel de tensión en el sistema propuesto  
 $\% \Delta V_{SA}$  es la caída de tensión en el sistema actual  
 $\% \Delta V_{SP}$  es la caída de tensión en el sistema propuesto

Si aumenta la caída de tensión el porcentaje de regulación tendrá valor negativo. La Tabla VIII muestra los resultados de la variación de la caída de tensión.

**Tabla VIII Porcentaje de regulación con reconfiguración de los circuitos**

nombre	SISTEMA ACTUAL			SISTEMA PROPUESTO			
	Circuito	Nº de barra	% $\Delta V$	Circuito	Nº de barra	% $\Delta V$	%R
PD42520	A2	14	2.20	A2	14	2.18	2.0
PD42930	A2	15	2.92	A2	15	2.90	2.0
PD19002	A2	16	2.01	A2	16	1.99	2.0
PD42026	A2	18	2.32	A2	18	2.30	2.0
PD21753	A2	19	1.29	A2	19	1.27	2.0
PD15294	A2	21	0.87	A2	21	0.84	3.0
PD42446	A2	23	2.17	A2	23	2.14	3.0
PD15295	A2	25	0.78	A2	25	0.76	2.0
PD42630	A2	26	2.12	A2	26	2.09	3.0
PD41124	A2	27	2.52	A2	27	2.50	2.0
PD45213	A2	43	2.36	A2	30	2.34	2.0
PD21751	A2	34	1.3	A3	21	1.21	9.0
PD42359	A2	37	0.54	A3	14	0.5	4.0
PD45212	A2	40	0.54	A3	24	0.5	4.0
PD14651	A2	48	1.68	A3	29	1.63	5.0
PD10068	A2	49	0.5	A3	30	0.45	5.0
PD33147	A2	51	0.55	A3	32	0.5	5.0
PD41552	A2	52	1.8	A3	33	1.75	5.0
PD28434	A3	9	1.14	A3	15	1.18	-4.0
PD28435	A3	10	1.75	A3	16	1.79	-4.0
PD19263	A3	12	0.63	A3	20	0.68	-5.0
PD15575	A3	16	0.92	A3	37	0.97	-5.0
PD17173	A3	19	2.06	A3	40	2.11	-5.0
PD41084	A3	21	1.24	A3	42	1.29	-5.0
PD15108	A3	22	3.5	A3	43	3.56	-6.0

### 5.7.2 Regulación del Voltaje por el Secundario

La ecuación (5.2) corresponde al valor real de la tensión en el secundario del transformador, en función de la regulación por el secundario.

$$V_{s_{real}} = \frac{V_{s_{nom}} \cdot V_{p_{real}}}{\left(1 + \frac{\%Der}{100}\right) \cdot V_{p_{nom}}} \quad V \quad (5.2)$$

donde:  $V_{p_{real}}$  es la tensión real en primario del transformador  
 $V_{s_{nom}}$  es la tensión nominal en secundario del transformador  
 $V_{p_{nom}}$  es la tensión nominal en primario del transformador  
 $\%Der$  es la derivación del tap del transformador en porcentaje

Asumiendo derivaciones de  $\pm 2.5\%$  en los transformadores se puede compensar la caída de tensión hasta 2.5%.

El circuito Placer A3 no presenta problemas por caídas de tensión, mientras que el circuito Placer A2 tiene problemas en dos puntos. En la Tabla IX se muestra detalles sobre estos puntos.

**Tabla IX Caída de tensión fuera de la norma en circuito Placer A2**

N° de barra	nombre	$V_{s_{nom}}$	$V_{p_{real}}$	Sin regular		Con regulación		
				$V_{s_{real}}$	$\%\Delta V$	$\%Der$	$V_{s_{real}}$	$\%\Delta V$
15	PD42930	480	12106	465.98	2.9	-2.5	477.93	0.43
27	PD41124	416	12156	405.52	2.5	-2.5	415.91	0.02

$\%Der = -2.5$  implica aumentar el número de vueltas en secundario del transformador

En las barras 15 y 27 la regulación del voltaje por el secundario en los transformadores de distribución lleva la caída de tensión a valores muy pequeños sin afectar al resto de sistema.

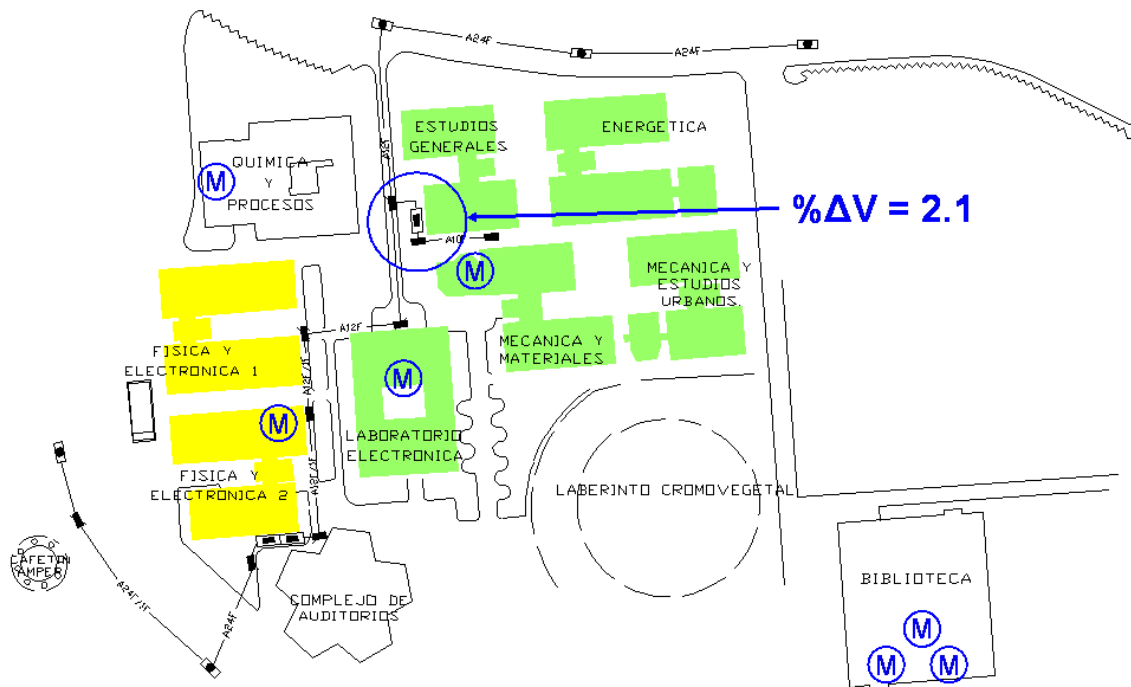
### 5.7.3 Redistribución de Carga

Otra alternativa de solución es la redistribución de carga. La barra 15 tiene como carga al grupo: Energética (ENE), Mecánica y Estudios Urbanos (MEU), Estudios Generales (EGE), Mecánica y Materiales (MEM), que tiene un medidor, y el Laboratorio de Electrónica (Laboratorio C), que tiene otro medidor. Esto se muestra en la Figura 5.13.

Si el Laboratorio de Electrónica se alimenta de otro punto de transformación ubicado en otra rama del circuito Placer A2 o se alimenta desde el circuito Placer A3 de modo que el flujo de potencia por los conductores hasta la barra 15 se reduzca, las pérdidas se reducen y se disminuye la caída de voltaje en ese punto.

La carga correspondiente a los edificios Física Electrónica I y Física Electrónica II tiene el punto más cercano. En el sistema actual el punto se ubica en la barra número 34 del circuito Placer A2 y en el sistema propuesto se ubica en la barra número 21 del circuito Placer A3, los cuales no tienen problema por caída de tensión. El transformador asociado es de 500 kVA y está al 30% de su capacidad nominal. Se aprovecha más la capacidad del transformador y ya existe la tubería por donde pasarían los cables.

El valor promedio registrado por el medidor correspondiente al Laboratorio de Electrónica es de 130 kVA. Si en la operación actual del sistema se pasa esta carga al transformador que alimenta a los edificios de Física Electrónica I y II, la caída de tensión que antes era 2.9% en la barra 15 pasa a ser ahora 2.1%.



**Figura 5.13 Redistribución del Laboratorio de Electrónica**

#### 5.7.4 Flujo de Potencia por los Conductores

En las tablas de la *solución del flujo de carga* para el sistema actual y el sistema propuesto que se encuentran en los **Anexos G y F**, se muestra el flujo por las líneas. Ningún valor está por encima de la máxima potencia permitida por los conductores, por lo que no existen entonces problemas por capacidad térmica. Los resultados se obtuvieron asumiendo factor de carga de 75%.

La Tabla X muestra un resumen de los flujos más importantes y el porcentaje que este representa de la capacidad térmica según el calibre del conductor.

**Tabla X Porcentajes de capacidad térmica en conductores con mayor flujo de kVA**

Sistema	Circuito	calibre AWG/MCM	Capacidad kVA	de barra	a barra	Flujo kVA	% Capacidad
Actual	Placer A2	1/0	4970	44	45	143.34	2.88
		2	3282	11	12	497.42	15.16
		2/0	4838	4	5	1551.83	32.08
		250	6889	3	4	1858.23	26.97
		500	10043	1	2	2863.52	28.51
	Placer A3	1/0	4970	13	14	49.97	1.01
		2	3282	8	13	221.06	6.74
		2/0	4838	7	8	221.68	4.58
		500	10043	1	2	777.85	7.75
		Propuesto	Placer A2	2	3282	11	12
2/0	4838			4	5	1552.06	32.08
250	6889			3	4	1857.60	26.96
500	10043			1	2	2410.47	24.00
Placer A3	1/0		4970	44	4	285.32	5.74
	2		3282	18	34	221.54	6.75
	2/0		4838	6	7	451.83	9.34
	250		6889	11	22	50.14	0.73
	500		10043	1	2	1516.12	15.10

En condiciones normales de operación la capacidad de los conductores no supera  $2/3$  de la capacidad de emergencia, como lo normaliza la compañía de la E. de C. Esto garantiza entonces que en condiciones de emergencia, bajo la suposición de que falle una de tres fases, las otras recuperan la carga de la fase fallada, tomando cada una la mitad de la carga. Habrá entonces una fase fallada y dos en condiciones de emergencia con  $3/2$  de su carga inicial. Los conductores pueden ser cargados hasta 100% de su capacidad de emergencia [9].

# CAPÍTULO 6

## **ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO**

Un factor muy importante a considerar en los sistemas de distribución eléctrica, es el nivel de cortocircuito. El nivel de cortocircuito define la máxima corriente que se puede presentar en un determinado punto del sistema, por tanto es un dato importante al especificar y ajustar los equipos de protección.

Una desconexión rápida de la falla a través del elemento de protección más cercano a la misma, puede evitar o minimizar su efecto destructivo. Este dispositivo debe detectar las condiciones anormales y producir la desconexión de la zona fallada, causando la perturbación mínima en el resto del sistema.

El nivel de cortocircuito se obtendrá usando el programa PCFLO [13]. Por medio de éste se estudia el nivel de cortocircuito para falla trifásica, bifásica y monofásica.

### **6.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

El sistema de transmisión hasta la subestación puede ser representado por una impedancia de Thévenin, en ohmios referida al secundario del transformador, de secuencia positiva, secuencia negativa y cero. Para ello debe conocerse los niveles de cortocircuito trifásico, bifásico y monofásico, referidos al secundario.

Las ecuaciones que permiten el cálculo de las impedancias son la (6.1), (6.2) y (6.3):

$$NCC_{3\phi} = \frac{Vfn}{Z^+} \quad \text{Amp} \quad (6.1)$$

$$NCC_{2\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot Vfn}{Z^+ + Z^-} \quad Amp \quad (6.2)$$

$$NCC_{1\phi} = \frac{3 \cdot Vfn}{Z^+ + Z^- + Z^0} \quad Amp \quad (6.3)$$

donde:  $Vfn$  es el voltaje fase-neutro en voltios  
 $Z^+$  es la impedancia Thévenin secuencia positiva en ohmios  
 $Z^-$  es la impedancia Thévenin secuencia negativa en ohmios  
 $Z^0$  es la impedancia Thévenin secuencia cero en ohmios

El ángulo del voltaje es cero.

El ángulo de las impedancias esta determinado por la relación X/R del sistema equivalente en transmisión. El arcotangente de  $X/R_{3\phi}$  es el ángulo de  $Z^+$ , el arcotangente de  $X/R_{2\phi}$  es el ángulo de  $Z^+ + Z^-$  y el arcotangente de  $X/R_{1\phi}$  es el ángulo de  $Z^+ + Z^- + Z^0$ .

En S/E Placer no se conoce el valor de  $NCC_{2\phi}$ , pero resulta razonable asumir que  $Z^-$  es igual a  $Z^+$ . Tampoco se tiene  $X/R_{3\phi}$  ni  $X/R_{1\phi}$ , pero como la impedancia que atenúa el cortocircuito en la barra es básicamente la del transformador, puede asumirse impedancia de Thévenin puramente inductiva.

Los niveles de cortocircuito de S/E Placer en barra 12.47 kV, circuitos A1 hasta A5 son:

$$NCC_{3\phi} = 9291 \text{ Amp} \quad \Rightarrow R^+ = 0 \quad y \quad X^+ = 0.7749 \quad \Omega$$

$$NCC_{1\phi} = 9512 \text{ Amp} \quad \Rightarrow R^0 = 0 \quad y \quad X^0 = 0.7209 \quad \Omega$$

## 6.2 LOS MOTORES DE INDUCCIÓN

Los motores de inducción tienen una gran difusión industrial y también residencial. En una máquina de inducción toda la energía eléctrica fluye hacia o desde el estator, dependiendo esta dirección de como interactúan el campo magnético rotatorio del estator con el campo magnético rotatorio originado por las corrientes que circulan en el rotor.

Un motor de inducción al momento de una falla muy cerca a su barra de alimentación puede cambiar el sentido de giro del campo rotatorio en el estator y el rotor, comportándose momentáneamente como un generador que inyecta corriente al sistema. Esta contribución no solo aumenta el valor de corriente máxima de falla, sino que ayudaría a mantenerla si los dispositivos de protección no son capaces de despejarla.

Sin embargo esta contribución puede ser significativa o no dependiendo esto de la robustez del motor, es decir de la potencia máxima para la que fue diseñado. Un modo de evaluar si se debe considerar un motor o más aún el conjunto de motores alimentados de una barra en el estudio del nivel de cortocircuito es aplicando la desigualdad dada por la expresión (6.4). Si esta desigualdad se cumple los motores no se consideran [14].

$$\frac{\sum P_r M}{\sum S_r T} \leq \frac{0.8}{\left| \frac{c \cdot 100 \cdot \sum S_r T}{S_k Q} - 0.3 \right|} \quad (6.4)$$

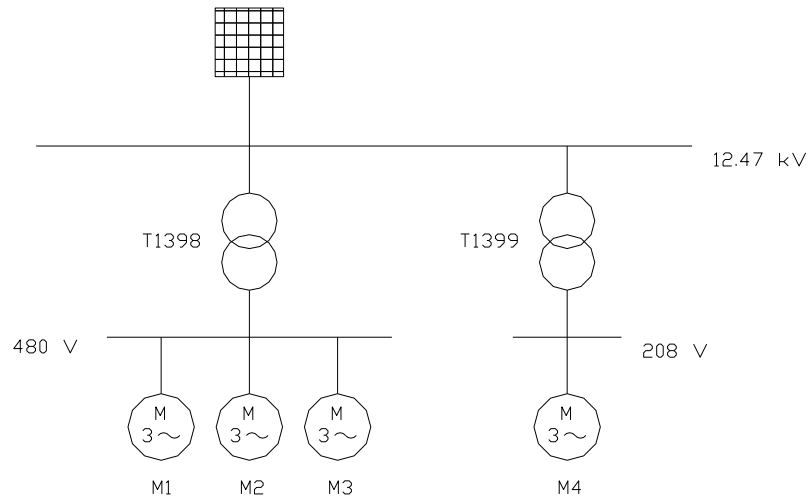
donde:  $\sum P_r M$  es la suma de las potencias activas de todos los motores en la barra

$\sum S_r T$  es la suma de las potencias aparentes de los transformadores que alimentan un motor

$S_k Q$  es la potencia aparente de cortocircuito en la barra calculado sin considerar los motores

$c$  coeficiente de valor igual uno

En el sistema eléctrico del Campus USB la única área con motores que tienen que considerarse es la Biblioteca Central. La Figura 6.1 muestra un esquema eléctrico de lo que se tiene.



**Figura 6.1 Esquema eléctrico de los motores de la Biblioteca Central**

Los motores M1, M2 y M3 son los del servicio de aire acondicionado, y cada uno tiene tres unidades monofásica que suman una capacidad de 200 toneladas.

El motor M4 es para del sistema del ascensor con una capacidad de 500 toneladas.

1 Tonelada = 12 BTU (British thermal units)

1000 BTU/horas = 0.29281 kW

La suma de los motores es entonces de 264 W y se cumple la desigualdad dada por (6.4). Por lo tanto no se considera el aporte que puedan tener estos motores en el estudio del cortocircuito.

### 6.3 SISTEMA ACTUAL

La Tabla XI muestra los resultados del estudio de cortocircuito de los circuitos Placer A2 y Placer A3 en su condición actual.

**Tabla XI Resultados del estudio de cortocircuito sistema actual**

Circuito	Protección	Capacidad de interrupción (Amp)	Falla trifásica (Amp)	Falla bifásica (Amp)	Falla monofásica (Amp)
Placer A2	PD42930	32000	8138.97	7048.56	8078.65
	PD19002	32000	8026.90	6951.50	7852.76
	PD45212	20000	7845.17	6794.11	7251.63
	PD45213	20000	7842.05	6791.41	7122.08
	PD42359	20000	7733.58	6697.47	6987.80
	PD21753	20000	7603.85	6585.12	6929.95
	PD10068	12000	7589.97	6573.11	6744.23
	PD33147	12000	7548.66	6537.33	6659.02
	PD42446	20000	7426.64	6431.66	6540.36
	PD15294	12000	7294.06	6316.84	6268.69
	PD15295	12000	7134.78	6178.90	5954.66
	PD42026	12000	7099.30	6148.18	5893.45
	PD42630	12000	7001.30	6063.30	5722.08
	PD21751	20000	6938.88	6009.25	5590.46
	PD41124	20000	6888.82	5965.89	5523.63
	PD41552	12000	6758.36	5852.91	5576.43
	PD42520	12000	6633.41	5744.70	5112.86
	PD14651	12000	6077.40	5263.18	4789.32
Placer A3	PD28434	32000	8351.69	7232.78	8076.26
	PD28435	32000	8351.69	7232.78	8076.26
	PD19263	20000	8095.48	7010.89	7534.52
	PD41084	12000	7355.69	6370.22	6011.80
	PD17173	12000	7271.73	6297.50	5898.00
	PD15108	12000	7147.89	6190.26	5735.13
	PD15575	12000	6752.79	5848.09	5251.10

## 6.4 SISTEMA PROPUESTO

La Tabla XII muestra los resultados del estudio de cortocircuito de los circuitos Placer A2 y Placer A3 para la condición propuesta.

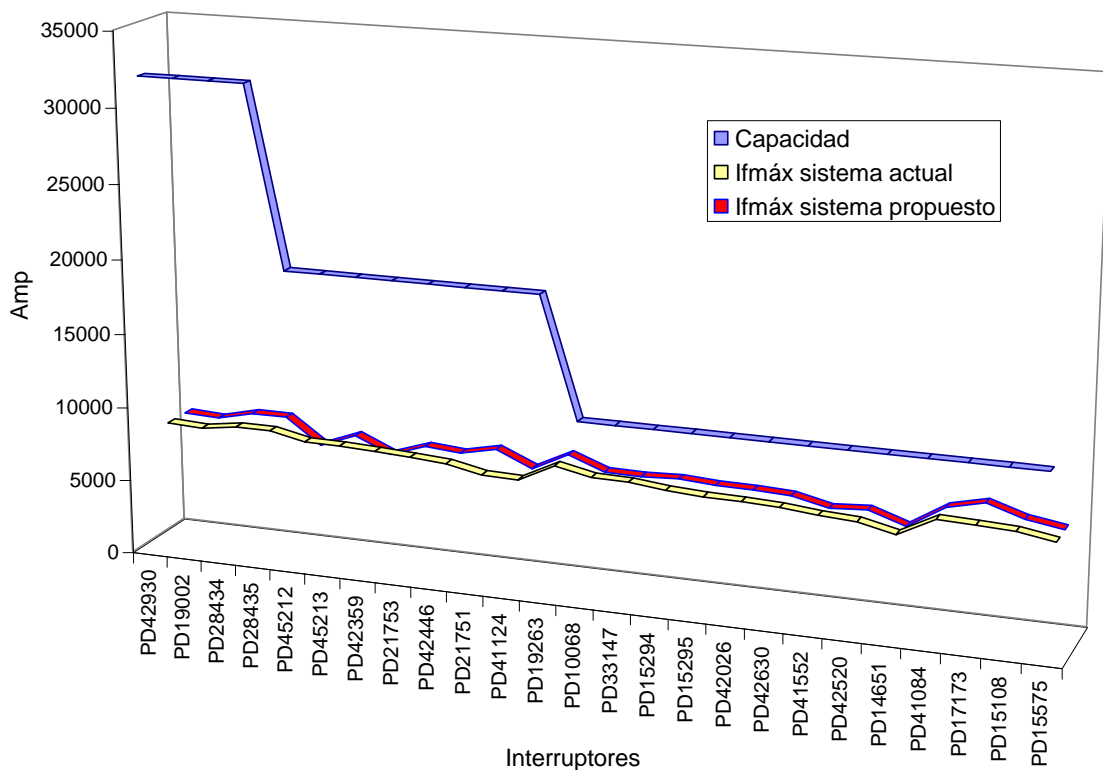
**Tabla XII Resultados del estudio de cortocircuito sistema propuesto**

Circuito	Protección	Capacidad de interrupción (Amp)	Falla trifásica (Amp)	Falla bifásica (Amp)	Falla monofásica (Amp)
Placer A2	PD42930	32000	8138.97	7048.56	7897.62
	PD19002	32000	8026.90	6951.50	7683.00
	PD45213	20000	7842.05	6791.41	6969.83
	PD21753	20000	7603.85	6585.12	6800.36
	PD42446	20000	7426.64	6431.66	6424.35
	PD15294	12000	7294.06	6316.84	6161.89
	PD15295	12000	7134.78	6178.90	5858.20
	PD42026	12000	7099.30	6148.18	5797.42
	PD42630	12000	7001.30	6063.30	5633.01
	PD41124	20000	6888.82	5965.89	5440.68
	PD42520	12000	6633.41	5744.70	5042.04
Placer A3	PD28434	32.0000	8351.69	7232.78	8591.36
	PD28435	32.0000	8351.69	7232.78	8591.36
	PD19263	20.0000	8095.48	7010.89	8058.51
	PD21751	20.0000	7935.34	6872.21	7723.44
	PD18073	20.0000	7922.28	6860.90	7657.35
	PD41084	12.0000	7355.69	6370.22	6370.47
	PD17173	12.0000	7271.73	6297.50	6243.30
	PD10068	12.0000	7214.26	6247.73	6149.27
	PD33147	12.0000	7175.45	6214.12	6074.17
	PD15108	12.0000	7147.89	6190.26	6061.73
	PD17510	12.0000	7000.74	6062.82	6090.28
	PD45212	20.0000	6905.57	5980.40	5567.71
	PD42359	20.0000	6795.63	5885.18	5382.93
	PD15575	12.0000	6752.79	5848.09	5525.12
	PD2141	12.0000	6729.60	5828.01	5720.05
	PD41552	12.0000	6447.49	5583.69	5158.25
PD14651	12.0000	5819.42	5039.77	4475.71	

## 6.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La corriente de falla bifásica esta siempre por debajo de los casos trifásicos y monofásicos. La corriente para falla trifásica y monofásica tienen valores muy parecidos cuando se esta cerca de la barra de la subestación. La corriente de falla monofásica puede ser mayor que la trifásica, como ocurre para el sistema propuesto en el circuito Placer A3. Se toma entonces la corriente de mayor valor como el nivel de cortocircuito en ese punto.

Por último se ve claramente que las capacidades de interrupción están por encima de los niveles de cortocircuito, como muestra la gráfica de la Figura 6.2.



**Figura 6.2 Capacidad de interrupción en las protección de distribución**

## CAPÍTULO 7

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

La continuidad de servicio, flexibilidad de operación y regulación de voltaje son tres indicadores importantes para definir la calidad de servicio eléctrico de un sistema.

El sistema de distribución de energía eléctrica de la U.S.B. se caracteriza por la facilidad para restablecer el servicio después de fallas o averías. Los circuitos Placer A2 y Placer A3 tienen distintos puntos para transferencia de carga. Además, se les puede dar mantenimiento en forma sencilla y pueden absorber el crecimiento de la carga de la universidad.

La herramienta computacional usada en este trabajo fue aprovechada al máximo, obteniéndose soluciones que permitieron diagnosticar y analizar la red.

En las redes del Campus USB no hay capacitores instalados. Tampoco se han instalado reguladores de voltaje. El sistema no los requiere dado que los niveles de tensión están dentro de las normas.

Las caídas de tensión elevadas presentes en dos únicos puntos de la red se pueden compensar con la derivación del transformador donde existe el problema (regulación por el secundario). Esta medida es la más recomendable por ser la de menor costo técnico y económico.

Otra opción en la mejora de la caída de voltaje en esos dos puntos es la redistribución de carga. Se cuenta con los sótanos y bancadas necesarios, por lo que no se requiere de mayores inversiones en infraestructura.

Con relación al sistema propuesto, la incorporación de la carga constituida por Casa del Estudiante, Pabellón VI, Escuela Básica, Guardería y Mantenimiento al circuito

Placer A3 es un proyecto que se puede ejecutar en un tiempo muy corto. Este trabajo puede tener un costo elevado, sin embargo, como se planteo en este trabajo, se aprovecharía al máximo las obras ya existentes como son: sótanos, bancadas y postes.

Debido a la importancia que tiene la confiabilidad del sistema de distribución, se recomienda realizar un estudio para la detección de las zonas con alto índice de fallas que afectan la continuidad del servicio. Para realizar este estudio es necesario procesar la información del reporte de fallas, extrayendo los parámetros de interrupción del circuito como son la ubicación de las fallas, los MVA minutos interrumpidos, frecuencia de fallas y duración promedio de fallas.

También se recomienda realizar un estudio de análisis de contingencia. Para ello se realiza un análisis tramo a tramo de los circuitos y se registra en que lugar puede ocurrir una pérdida de carga. A continuación se analiza la recuperación de carga y se considera cada tramo susceptible a una falla, evaluando selectividad.

Se destaca una vez más la importancia de este trabajo. El levantamiento y recopilación de información permitió por ejemplo verificar que existieran las interconexiones y los seccionamientos suficientes para recuperación de una carga, y el conocer los niveles de cortocircuito a lo largo de todo el sistema permitió verificar la capacidad de interrupción de los interruptores de la red.

También es importante señalar el uso de las ecuaciones de Wedepohl en el cálculo de los parámetros de los circuitos subterráneos. Estas ecuaciones son muy poco conocidas y toman en cuenta los retornos por tierra de los cables subterráneos a través de las correcciones de Pollaczek.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Normas Técnicas.  
C.A. La Electricidad de Caracas. Departamento de Planificación.  
División de Normas de Ingeniería. Sección de Normas Técnicas.
  
- [2] Especificación de Materiales y Equipos.  
C.A. La Electricidad de Caracas. Departamento Planificación de Distribución.  
División Normas de Distribución. Sección Normas de Materiales y Equipos de  
Distribución.
  
- [3] Das, D.; Nagi, H.S.; Kothari, D.P.  
“Novel method for solving radial distribution networks”  
Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , Volume: 141  
Issue: 4, July 1994. Page(s): 291 -298.
  
- [4] “Radial Distribution Test Feeders”  
Distribution System Analysis Subcommittee Report.  
<http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>.
  
- [5] IEEE Std 241-1990. IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in  
Commercial Buildings.
  
- [6] W.H. Kersting, Fellow.  
“Distribution Feeder Analysis”  
Electrical and Computer Engineering. New Mexico State University, Las Cruces.
  
- [7] Fangxing Li.  
“A Software Framework for Advanced Power System Analysis: Case Studies in  
Networks, Distributed Generation, and Distributed Computation”  
Computer Engineering. Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg.

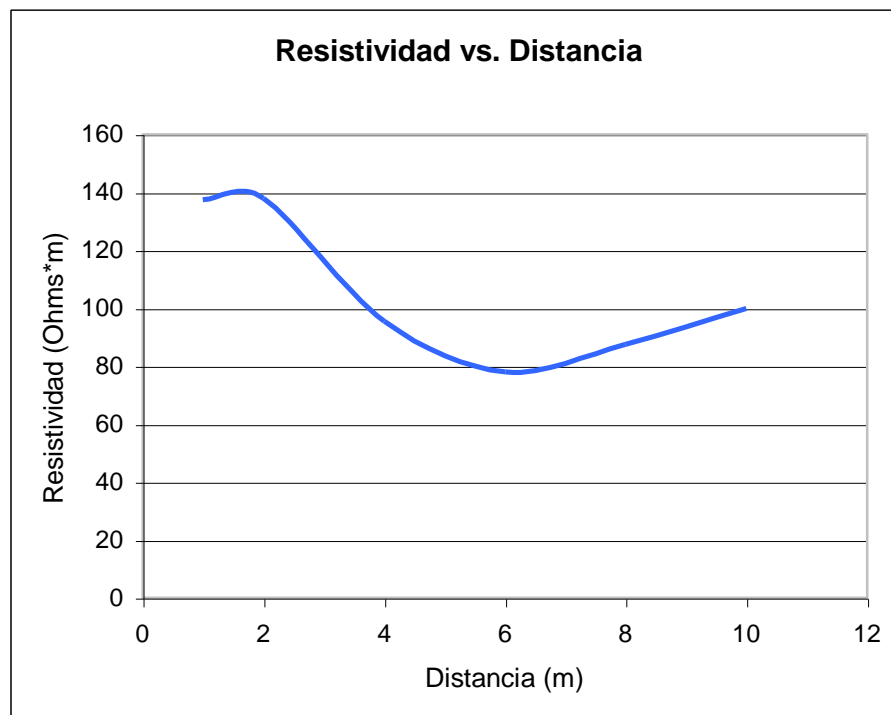
- [8] Richard A. Rivas.  
“Overhead Transmission Lines and Underground Cables”  
Handbook of Electric Power Calculations.
- [9] Vicente E. Roso O.  
“Reacondicionamiento de la Red de Distribución de las Áreas 23 y 24  
de la C.A. La Electricidad de Caracas”  
Universidad Simón Bolívar, Coordinación de Ingeniería Eléctrica – IFP 1994.
- [10] John J. Grainger; William D. Stevenson.  
“Análisis de Sistemas de Potencia”  
Editor McGraw-Hill.
- [11] Oscar Alexander Pulido A.  
“Apuntes de Sistemas de Protección”  
Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, 2001.
- [12] Luis F. Osorio P.  
“Mejoras en las Condiciones de Operación en Circuitos de las Áreas 1, 6 y 10 de la C.A.  
La Electricidad de Caracas”  
Universidad Simón Bolívar, Coordinación de Ingeniería Eléctrica – IFP 1994.
- [13] Mack Grady.  
Universidad de Texas, Austin.  
e-mail: [grady@mail.utexas.edu](mailto:grady@mail.utexas.edu).
- [14] Norma IEC 909. IEC 909 88.  
Cálculo de corrientes de corto-circuito en sistemas de corriente alterna trifásicas.

## **ANEXOS**

## ***Resultados Experimentales***

Parte I: Medición de la resistividad del terreno de la cancha de Fútbol 7 de la USB

<b><i>Distancia (m)</i></b>	<b><i>Resistencia (Ohms)</i></b>	<b><i><math>\rho</math> (Ohms*m)</i></b>
1	21.88	137.4764
2	10.97	137.8534
4	3.8	95.5046
6	2.07	78.0373
8	1.74	87.4621
10	1.59	99.9029



***Adriana Ferro  
Orlando Gómez  
Jorge Nakandakari  
Crosbylehyn López***



IDENT	CARACTERISTICAS
25BB-26	Poste cilíndrico de acero, terminal de transformación, 2x50 KVA. Dos seccionadores. Una cruceta sencilla de acero y dos aisladores. PD24881.
25BB-23	Poste en amarre, cilíndrico de acero, una cruceta doble de acero, tres seccionadores, tres pararrayos, un bajante de alta tensión trifásico, 250 MCM.
25BB-20	Poste en suspensión, cilíndrico de acero, una cruceta sencilla de acero.
25BB-21	Poste en amarre, cilíndrico de acero, viento doble a un ancla, cruceta doble de acero.
25BB-22	Poste en suspensión, cilíndrico de acero, una cruceta sencilla en bandera, un viento que va a otro poste para anclar.
24BB-35	Poste en amarre, cilíndrico de acero, una cruceta doble de madera, un viento doble a un ancla.
24BB-10	Poste en amarre, cilíndrico de acero, dos crucetas dobles de madera, tres seccionadores, un viento doble a un ancla, una de las crucetas está desmantelada, los cables están forrados. ID9425.
24BB-1	Poste en amarre, cilíndrico de acero, dos crucetas dobles de madera, un viento doble a un ancla, dos vientos simples a un ancla.
24BB-13	Poste cilíndrico de transformación 2x10 KVA, una cruceta doble de madera, una cruceta sencilla de madera, dos seccionadores, dos pararrayos, cuatro vientos a cuatro anclas. PD26192.
92FM-291	Poste cilíndrico de acero de baja tensión, dos aisladores, un viento a un ancla.
90FM-181	Poste cilíndrico de acero de transformación 2x25 KVA, una cruceta doble de madera, una cruceta simple de madera, dos seccionadores, dos pararrayos, un viento doble a un ancla. PD14651.



IDENT	CARACTERISTICAS
90FM-184	Poste en amarre, cilíndrico de acero, de transformación y medición, un transformador de 25 KVA, dos crucetas dobles de madera aproximadamente a 90° (una de ellas desmantelada), un seccionador, una percha de tres aisladores, un viento doble a un ancla. PD2666.
90FM-185	Poste en suspensión, cilíndrico de acero, cruceta simple de madera, un viento doble a un ancla.
90FM-186	Poste en suspensión, cilíndrico de acero de transformación 3x100 KVA, una cruceta doble de acero y una cruceta simple de acero, dos pararrayos y tres seccionadores, un viento simple a un ancla. PD41552.
90FM-197	Poste en amarre, cilíndrico de acero, dos crucetas dobles de acero a 15°, un viento doble a un ancla y otro viento doble a un ancla.
90FM-177	Poste en amarre, cilíndrico de acero, dos crucetas dobles de acero a 90°, un viento doble a un ancla y otro viento doble a un ancla.
90FM-179	Poste en amarre, cilíndrico de acero de transformación 2x25 KVA y el otro de 15 KVA, dos crucetas de acero una doble y otra simple, dos pararrayos y dos seccionadores, un viento simple a un ancla. PD10068.
90FM-379	Poste en amarre, cilíndrico de acero, una cruceta doble de acero, dos pararrayos. Un bajante para acometida subterránea.
24CC-35	Poste terminal, cilíndrico de acero de transformación 3x50 KVA, tres pararrayos y tres seccionadores. Dos crucetas de acero (una doble y otra simple) un viento doble a un ancla. PD41084.
24CC-12	Poste en amarre, cilíndrico de acero de transformación 3x50 KVA, dos crucetas de acero una doble y una simple, tres seccionadores, un viento doble a un ancla. Un bajante para acometida subterránea. No tiene PD.
24CC-10	Poste en amarre, cilíndrico en amarre, dos crucetas dobles de acero a 15°, un viento simple a un ancla y un viento doble a un ancla. Derivación que va al poste 23CC-4.
24CC-7	Poste de transformación en amarre 3x15 KVA, una cruceta simple de madera, dos pararrayos, tres seccionadores, un viento doble a una ancla. PD17173



IDENT	CARACTERISTICAS
23CC-4	Poste de transformación 3x15 KVA, dos crucetas dobles de acero en 15° y otra cruceta simple. Un viento doble, otro viento doble a un ancla. PD15108.
23CC-6	Poste de transformación 3x25 KVA, cruceta doble de acero en amarre y una simple de madera, tres pararrayos, dos seccionadores, viento doble a un ancla. PD15575.
91FM-192	Poste de transformación 3x25 KVA con bajante para acometida subterránea, cruceta simple de acero, tres pararrayos, tres seccionadores, una acometida que va al medidor N° 652378. PD32843.
91FM-273	Poste de transformación 3x25 KVA con bajante para acometida subterránea, cruceta simple de acero, tres pararrayos, tres seccionadores. PD39834.
25CC-4	Poste terminal de amarre, cilíndrico de acero, dos crucetas dobles de madera, tres seccionadores, un viento doble a un ancla y otro a otra ancla, un bajante de alta tensión trifásico. ID21705.
25CC-21	Poste de transformación 3x50 KVA cruceta simple de acero, tres pararrayos, tres seccionadores. PD17510.
26CC-2	Poste de transformación 1x50/1x25 KVA cruceta doble de acero, tres pararrayos, tres seccionadores. PD2141.



IDENT	CARACTERISTICAS
24BB-403	Sótano de interruptores, uno IST30 y otro IST40.
24BB-405	Sótano para transformador y protección del transformador. El sótano se encuentra parcialmente inundado. Transformador en vacío.
24BB-404	Vacío. Se conecta con sótano 24BB-410 también vacío
24BB-406	Sótano para transformador, un autotransformador de 1000 KVA, PD42930.
91FM-194	Sótano para transformador de 1000 KVA, se conecta con sótano 91FM-294.
91FM-294	Sótano de la protección del transformador PD19002. Se encuentra parcialmente inundado. Se conecta con sótano 91FM-394.
91FM-394	Sótano de interruptores, dos IST30.
23BB-402	Sótano para transformador de 500 KVA y su protección PD45212.
23BB-400	Sótano de interruptor IST30 y protección de transformador PD21753. Se conecta con Sótano para transformador, transformador de 500 KVA. Ambos sótanos se encuentra totalmente inundado.
90FM-198	Casilla. Allí se ubican las protecciones para el transformador PD18352 del laboratorio de Alta Tensión, así como su medidor en 12.47 kV.
23BB-403	Sótano para transformador de 500 KVA. Se conecta con sótano 23BB-404



IDENT	CARACTERISTICAS
23BB-404	Sótano de interruptor, un IST30. También se encuentra la protección del transformador, PD42446.
23BB-300	Casilla. Banco de transformadores 3(50) KVA con sus protecciones PD15294.
22BB-400	Vacío. Se conecta con sótano 22BB-401.
22BB-401	Sótano para transformador, un autotransformador de 750 KVA, PD42026.
23BB-301	Casilla. Banco de transformadores 3(167.5) KVA con sus protecciones PD15295.
23BB-410	Sótano para transformador de 500 KVA en vacío. Se conecta con sótano 23BB-409.
23BB-409	Sótano para protección del transformador PD42447.
23BB-405	Sótano para transformador de 500 KVA. Para la fecha se encuentra lleno de mucha basura, principalmente latas de refresco, vasos de papel y plástico. Se conecta con sótano 23BB-408.
23BB-408	Sótano para protección del transformador PD21751.
24BB-411	Sótano para transformador de 750 KVA. Se conecta con sótano 23BB-401
24BB-401	Sótano para interruptor IST40 de barra partida aislado en FS6. Protección para el transformador PD42630.



IDENT	CARACTERISTICAS
24CC-400	Sótano para transformador, banco de transformadores 3(167.5) KVA. Se comunica con sótano 23CC-401.
23CC-401	Sótano para la protección del transformador PD41124.
23CC-402	Sótano para transformador, banco de transformadores 3(167.5) KVA. Se comunica con sótano 23CC-400.
23CC-400	Sótano para la protección de transformador PD42520.
24BB-402	Sótano para transformador, tres transformadores de 50 KVA y la protección PD19263.
24CC-401	Sótano para interruptores de seccionamiento dos vías tres posiciones, uno ID13785 y otro ID13837, se conecta con sótano 24CC-403.
24CC-403	Sótano para transformador, tres transformadores de 50 KVA, protección de transformador PD42520.
24CC-402	Sótano para transformador, está vacío, si esta el seccionador. Tiene una salida al poste 24CC10 a través de otro poste sin cruceta con altura 8 metros.
24BB-409	Sótano para interruptor ISTOP23 dos vías de seccionamiento y dos vías protegidas. Se comunica con sótano 24BB-408.
24BB-408	Sótano para transformador de 750 KVA. Sirve de comunicación entre el sótano 24BB-409 y la casilla 24BB-300
24BB-300	Casilla. Banco de transformadores 3(333.5) KVA.



IDENT	CARACTERISTICAS
25CC-400	Sótano para transformador 150 KVA. Protección del transformador PD11559.
25CC-401	Sótano para transformador, banco de transformadores 2(167.5)/1(100) KVA conexión estrella-delta abierto. Protección del transformador PD18073.