

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

SEDE LATACUNGA

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**“ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN, REDISEÑO Y SIMULACIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA ESPE-L”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

WALTER DANIEL CAISABANDA MEZA

CARLOS FABIÁN LOZADA CORAL

LATACUNGA, OCTUBRE 2009

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por los señores Sr. WALTER DANIEL CAISABANDA MEZA y el Sr. CARLOS FABIÁN LOZADA CORAL como requerimiento parcial a la obtención del título de INGENIERO ELECTROMECAÁNICO.

Ing. PABLO MENA
DIRECTOR DE TESIS

Ing. WASHINTONG FREIRE
CODIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por regalarme su Salvación. A mis padres que me guiaron y brindaron su apoyo, al Director de Tesis Ing. Pablo Mena y Codirector Ing. Washington Freire, a mis compañeros con los que compartimos muchas alegrías y tristezas y a todas las personas que estuvieron a mi lado guiándome y ayudándome a superarme cada día.

Walter

Agradezco a todos mis profesores, que han contribuido con sus conocimientos y experiencias a llegar a ser un buen profesional y una persona mejor.

Carlos

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Noemí y Salomón que con mesurable esfuerzo y dedicación me ayudaron a culminar una de mis metas, supieron entenderme, me ayudaron a superar todas las adversidades brindándome su cariño, su mano firme y desinteresada.

Walter

Dedico este trabajo primero a Dios, a mi esposa, a mi hijo, a mis padres y mis suegros, que gracias a su trabajo y apoyo incondicional ayudaron a culminar esta meta, brindándome su cariño, comprensión y ejemplo para salir adelante frente a los duros retos de la vida.

Carlos

ÍNDICE DE CONTENIDO

I. CAPÍTULO

GENERALIDADES

1.1. Antecedentes.....	- 1 -
1.2. Objetivos.....	- 2 -
1.2.1. Objetivo General:	- 2 -
1.2.2. Objetivos Específicos:	- 2 -
1.3. Importancia y Justificación del Proyecto	- 2 -
1.4. Alcances y Metas.....	- 3 -

II. CAPÍTULO

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1. Definición de sistemas eléctricos de potencia.	- 4 -
2.1.1. Sistemas eléctricos de medio voltaje.	- 4 -
2.1.2. Sistemas eléctricos de bajo voltaje.	- 4 -
2.2. Criterios generales sobre sistemas eléctricos de bajo voltaje.....	- 5 -
2.2.1. Líneas aéreas.	- 5 -
2.2.2. Líneas subterráneas.....	- 5 -
2.3. Fallas en los sistemas eléctricos de potencia.	- 5 -
2.3.1. Tipos de fallas en los sistemas eléctricos de potencia.	- 6 -
2.3.2. Factores que producen las fallas en los sistemas eléctricos de potencia.	- 7 -
2.4. Protecciones en sistemas eléctricos de potencia de bajo voltaje.	- 10 -
2.4.1. Dispositivos de protección.....	- 10 -
2.4.2. Metodología de la coordinación de protecciones en instalaciones industriales.....	- 12 -
2.5. Puestas a tierra.....	- 15 -
2.5.1. Necesidad de colocar un sistema de puesta a tierra.....	- 15 -

2.5.2. Resistividad eléctrica del suelo.	- 16 -
2.5.3. Resistencia de la puesta a tierra.	- 19 -
2.5.4. Método de diseño de un sistema de puesta a tierra.	- 22 -
2.5.5. Normas que rigen el diseño de un sistema de puesta a tierra.	- 23 -
2.6. Definición de rediseño.	- 24 -
2.6.1. Metodología para el rediseño de un sistema eléctrico de potencia.	- 24 -
2.7. Diagrama unifilar.	- 26 -
2.7.1. SIMBOlogía para la elaboración del diagrama unifilar.	- 27 -
2.8. Calidad de energía.	- 30 -
2.8.1. Factores que afectan la calidad energética.	- 31 -
2.8.2. Normas que determinan la calidad energética.	- 36 -

III. CAPÍTULO

ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA ESPE-L

3.1. Centros de transformación.	- 37 -
3.1.1. Diagramas unifilares de los centros de transformación.	- 38 -
3.1.2. Cargabilidad de los transformadores.	- 38 -
3.1.3. Estado FÍSICO de los transformadores.	- 39 -
3.1.4. Protecciones eléctricas de los transformadores.	- 40 -
3.2. Centros de carga.	- 40 -
3.2.1. Diagramas unifilares de los centros de carga.	- 41 -
3.2.2. Carga total del sistema.	- 41 -
3.2.3. Curvas de carga del sistema en cond. normales de operación	- 41 -
3.2.4. Protecciones eléctricas de los centros de carga.	- 44 -
3.3. Puestas a tierra.	- 44 -
3.3.1. Diagramas unifilares de las puestas a tierra.	- 45 -
3.3.2. Estado de las puestas a tierra.	- 45 -
3.4. Simulación del sistema eléctrico de potencia actual utilizando un software de flujos de potencia (NEPLAN).	- 47 -
3.5. Coordinación de protecciones eléctricas.	- 58 -

3.6.	Calidad energética del sistema eléctrico de potencia.	- 60 -
3.6.1.	Factor de Potencia.	- 61 -
3.6.2.	Armónicos.	- 61 -
3.6.3.	Transitorios.	- 62 -
3.6.4.	Balance de fases.....	- 63 -
3.7.	Presentación de resultados.	- 63 -

IV. CAPÍTULO

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN Y REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA ESPEL

4.1.	Análisis del estado actual y rediseño de los diagramas unifilares de los centros de transformación.	- 64 -
4.1.1.	Cálculos por los métodos de corriente y voltaje.	- 64 -
4.1.2.	Cálculos por el método de Cortocircuito.....	- 65 -
4.1.3.	Redimensionamiento de los equipos de fuerza, medida, control, protección y conductores.	- 66 -
4.1.4.	Diagramas unifilares nuevos de los centros de transformación.....	- 66 -
4.2.	Análisis del estado actual y rediseño de los centros de carga.	- 66 -
4.2.1.	Cálculos por los métodos de corriente y voltaje.	- 66 -
4.2.2.	Cálculos por el método de Cortocircuito.....	- 67 -
4.2.3.	Redimensionamiento de los equipos de fuerza, medida, control, protección y conductores.	- 70 -
4.2.4.	Diagramas unifilares nuevos de los centros de carga.	- 70 -
4.3.	Análisis del estado actual y rediseño de las puestas a tierra.	- 71 -
4.3.1.	Cálculo y Redimensionamiento de las puestas a tierra.....	- 71 -
4.3.2.	Diagramas unifilares nuevos de las puestas a tierra.	- 73 -
4.4.	Rediseño de la coordinación de protecciones eléctricas.	- 73 -
4.5.	Presentación de resultados.	- 76 -

V. CAPÍTULO

ANÁLISIS TÉCNICO - FINANCIERO

5.1.	Análisis costo – beneficio.....	- 77 -
5.1.1.	Beneficio del rediseño frente a la necesidad.....	- 77 -
5.2.	Costo de rediseño.....	- 78 -
5.2.1.	Desglose total de la inversión.	- 78 -
5.2.2.	Tiempo de recuperación de la inversión.....	- 82 -
5.2.3.	Factibilidad de la implementación del rediseño.....	- 86 -
5.3.	Financiamiento total de la inversión.....	- 86 -

VI. CAPÍTULO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1.	Conclusiones.	- 87 -
6.2.	Recomendaciones.....	- 89 -
6.3.	Bibliografía.....	- 91 -
6.4.	Anexos.....	- 92 -

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.	Falla de trifásica solida.....	- 6 -
Figura 2.2.	Falla de fase a fase solida.	- 6 -
Figura 2.3.	Falla de línea a línea.....	- 7 -
Figura 2.4.	Falla línea tierra solida.	- 7 -
Figura 2.5.	Comportamiento de un sistema en cortocircuito.....	- 9 -
Figura 2.6.	Curva Tiempo-Corriente de un Fusible.....	- 13 -
Figura 2.7.	Curva Tiempo-Corriente de un Breaker.....	- 13 -
Figura 2.8.	Curva de acción característica de limitación de corriente de un fusible	- 14 -
Figura 2.9.	Curva característica de coordinación Breaker-Fusible.....	- 15 -
Figura 2.10.	Tratamiento de un terreno con sal.....	- 18 -
Figura 2.11.	Curva de caída de potencial	- 21 -

Figura 3.1. Esquema de ubicación de las fuentes de energía de la ESPE-L.	- 38 -
Figura 3.2. Distribución de Cargas según las fuentes de alimentación a la ESPE-L. _____	- 40 -
Figura 3.3. Transformador de 75 kVA. _____	- 42 -
Figura 3.4. Curvas de potencia Activa, Reactiva y Aparente del Transformador de 75 kVA. _____	- 42 -
Figura 3.5. Ubicación de las puestas a tierra existentes en el Campus Universitario. _____	- 44 -
Figura 3.6. Equipo de medida para tomas de puesta a tierra. _____	- 45 -
Figura 3.7. Esquema simulado en Neplan de las principales fuentes de energía que consume la ESPE-L. _____	- 47 -
Figura 3.8. Esquema de simulación en Neplan del Trafo. 75.kVA Ubicado en el Edificio Antiguo. _____	- 48 -
Figura 3.9. Esquema de simulación en Neplan del Trafo. 100 kVA. _____	- 50 -
Figura 3.10. Esquema de simulación en Neplan del Trafo. 75 kVA ubicado en el Centro de Producción. _____	- 53 -
Figura 3.11. Esquema de simulación en Neplan de la Acometida Trifásica Ubicada en el Auditorio. _____	- 55 -
Figura 3.12. Curva de coordinación de protecciones del Trafo. 75 kVA del Edificio Antiguo. _____	- 58 -
Figura 3.13. Curva de coordinación de protecciones del Trafo. 100 kVA ____	- 58 -
Figura 3.14. Curva de coordinación de protecciones del Trafo. 75 kVA del Centro de Producción. _____	- 59 -
Figura 3.15. Curva de coordinación de protecciones del Trafo. 45 kVA del Laboratorio de Brazos Robóticos. _____	- 59 -
Figura 3.16. Curva de coordinación de protecciones de la Acometida Trifásica del Auditorio. _____	- 60 -
Figura 3.17. Transitorios en la fase B. _____	- 62 -

Figura 3.18. Transitorios en la fase C. _____	- 62 -
Figura 3.19. Transitorios en la fase C. _____	- 63 -
Figura 4.1. Principales fuentes de alimentación a la ESPE-L. _____	- 65 -
Figura 4.2. Cargas del transformador de 75 kVA del edificio Antiguo. _____	- 67 -
Figura 4.3. Cargas del transformador de 100 kVA. _____	- 68 -
Figura 4.4. Cargas del transformador de 75 kVA del Centro de Producción. _	- 69 -
Figura 4.5. Cargas de la Acometida trifásica. _____	- 69 -
Figura 4.6. Curva Tiempo – Corriente del Trafo. 75 kVA de Edificio Antiguo. _	- 73 -
Figura 4.7. Curva Tiempo – Corriente del Transformador de 100 kVA. _____	- 74 -
Figura 4.8. Curva Tiempo – Corriente del Transformador de 75 kVA del Centro de Producción. _____	- 74 -
Figura 4.9. Curva Tiempo – Corriente del transformador de 45 kVA. _____	- 75 -
Figura 4.10. Curva Tiempo – Corriente de la Acometida Trifásica. _____	- 75 -
Figura 5.1. Consumo de los medidores de energía en 14 meses según ELEPCO S.A. _____	- 82 -
Figura 5.2. Consumo de los medidores de energía pidiendo una re facturación de los 14 últimos meses. _____	- 83 -
Figura 5.3. Consumo de los medidores de energía, con medidor electrónico. _	- 84 -

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Voltajes nominales en bajo voltaje. _____	- 4 -
Tabla 2.2. Clasificación de los fusibles de baja tensión por características de funcionamiento. _____	- 12 -
Tabla 2.3. Factores de demanda DF. Para iluminación y tomacorrientes de uso general . _____	- 25 -
Tabla 2.4. Carga mínima y factor de demanda para iluminación y tomacorrientes de uso general. _____	- 26 -

Tabla 2.5. Simbología empleada en diagramas eléctricos. _____	- 30 -
Tabla 2.6. Valores correspondientes a 220 V obtenidos en forma análoga a los sugeridos para 120 V. _____	- 36 -
Tabla 3.1. Datos de Cargabilidad en las fuentes de alimentación a la ESPEL.	- 39 -
Tabla 3.2. Descripción del estado físico de los centros de transformación. ___	- 40 -
Tabla 3.3. Resumen de cargas de la ESPE-L. _____	- 41 -
Tabla 3.4. Tabla de comportamiento de carga del transformador de 75 kVA.	- 43 -
Tabla 3.5. Resumen de datos obtenidos con el analizador de energía. ____	- 43 -
Tabla 3.6. Ubicación de las puestas a tierra de la ESPE-L. _____	- 45 -
Tabla 3.7. Datos obtenidos de la medición de las puestas a tierra. _____	- 46 -
Tabla 3.8. Resultados de la simulación de las principales fuentes de alimentación a la ESPE-L. _____	- 48 -
Tabla 3.9. Resultados de la simulación del sistema del Trafo. 75 kVA ubicado en el Edificio Antiguo. _____	- 50 -
Tabla 3.10. Resultados de la simulación del sistema del Trafo. 100 kVA. ____	- 53 -
Tabla 3.11. Resultados de la simulación del sistema del Trafo. 75 kVA, ubicado en el Centro de Producción. _____	- 54 -
Tabla 3.12. Resultados de la simulación del sistema de la Acometida Trifásica, ubicada en el Auditorio. _____	- 57 -
Tabla 3.13. Resultados las pérdidas totales, según la simulación de los centros de carga en Neplan. _____	- 57 -
Tabla 3.14. Tabla de resumen de factor de potencia de las principales fuentes que alimentan a la ESPE-L. _____	- 61 -
Tabla 3.15. Porcentaje de distorsión armónica de corriente de las principales fuentes de alimentación a la ESPE-L. _____	- 61 -
Tabla 4.1. Cálculos por el método de corriente. _____	- 64 -
Tabla 4.2. Cálculos por el método de Voltaje. _____	- 64 -

Tabla 4.3. Corrientes de cortocircuito de los transformadores. _____	- 65 -
Tabla 4.4 .Equipos a ser instalados en las principales fuentes de alimentación a la ESPE-L. _____	- 66 -
Tabla 4.5. Corrientes de cortocircuito de los nodos del transformador de 75 kVA del Edificio Antiguo. _____	- 67 -
Tabla 4.6. Corrientes de cortocircuito de los nodos del trafo.r de 100 kVA.____	- 68 -
Tabla 4.7. Corrientes de cortocircuito de los nodos del Trafo.75 kVA, ubicado en el Centro de Producción. _____	- 69 -
Tabla 4.8. Corrientes de cortocircuito de los nodos de la Acometida Trifásica. -	70 -
Tabla 4.9. Datos calculados para las mallas a tierra que se proponen implementar. _____	- 71 -
Tabla 4.10. Características principales de una bobina de choque. _____	- 72 -
Tabla 4.11. Presentación de Resultados del Capítulo 4. _____	- 76 -
Tabla 5.1. Cotización de la malla de puesta a tierra de TIC´S. _____	- 78 -
Tabla 5.2. Cotización de la malla de puesta a tierra del edificio A. _____	- 78 -
Tabla 5.3. Cotización de la malla de puesta a tierra para la biblioteca y policlínico. _____	- 78 -
Tabla 5.4. Cotización de la malla de puesta a tierra del edificio B. _____	- 79 -
Tabla 5.5. Cotización de la malla de puesta a tierra del edificio antiguo. _____	- 79 -
Tabla 5.6. Cotización del tablero principal de distribución de la acometida del Auditorio . _____	- 80 -
Tabla 5.7. Cotización del tablero principal de distribución del Trafo. 75 kVA ed. Antiguo . _____	- 80 -
Tabla 5.8. Cotización del tablero principal de distribución del Trafo. 100 kVA	- 81 -
Tabla 5.9. Costo total del Rediseño. _____	- 81 -
Tabla 5.10. Consumo de energía facturada según ELEPCO S.A. de los últimos 14 meses . _____	- 82 -

Tabla 5.11. Consumo de energía corregida, de los últimos 14 meses. _____ - 83 -

Tabla 5.12. Relación de ahorro de consumo de energía Facturada y la energía corregida. _____ - 84 -

Tabla 5.13. Tabla de consumo aproximado de energía en 14 meses usando medidores electrónicos. _____ - 85 -

Tabla 5.14. Flujo de fondos anual. _____ - 86 -

I. CAPÍTULO

GENERALIDADES

1.1. ANTECEDENTES

La Escuela Politécnica del Ejército sede Latacunga ha tenido en los últimos años un crecimiento acelerado de estudiantes. Para mantener el nivel académico se ha reactualizado y se ha implementado los siguientes laboratorios: laboratorio de alto voltaje, laboratorio de brazos robóticos, laboratorio de mecánica, laboratorio de motores, laboratorio de grupos electrógenos, construcción del edificio de aulas C, laboratorio de resistencia de materiales, laboratorio de máquinas herramientas, reestructuración de laboratorio soldadura, laboratorio de PLC's, que son el puntal principal para el aprendizaje politécnico. Por lo cual la demanda energética ha crecido y sobre todo la topología de la red cambió notablemente así como los requerimientos de servicio de energía eléctrica.

Para un adecuado y recomendable funcionamiento de toda la sede, se debe disponer de un sistema eléctrico confiable y óptimo que brinde a toda la comunidad politécnica la garantía y seguridad al momento de utilizarlo, en las actividades académicas, administrativas y de producción.

Para solucionar técnicamente todas las interrogantes planteadas, es imprescindible el estudio de optimización y rediseño del sistema eléctrico de potencia de la sede, para tener un conocimiento real de la red y poder tomar las decisiones correctas para atenuar los fallos eléctricos en el sistema ESPE - L.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL:

- Realizar un Estudio de Optimización y Rediseñar el Sistema Eléctrico de Potencia de la “Escuela Politécnica Del Ejército Sede Latacunga”.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Actualizar los diagramas unifilares del sistema eléctrico de potencia de la ESPE - L.
- Realizar un estudio de la calidad de energía del sistema eléctrico de potencia de la ESPE - L.
- Simulación del estado de operación y funcionamiento del sistema eléctrico de potencia de la ESPE sede Latacunga.
- Proponer un estudio de optimización del sistema eléctrico de potencia de la ESPE - L.
- Diagnosticar y rediseñar el sistema actual de puestas a tierra.
- Realizar un análisis técnico – financiero para determinar si existen pagos por penalizaciones en las planillas de consumo energético.

1.3. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El estudio de optimización, rediseño y simulación del sistema eléctrico de potencia de la “Escuela Politécnica del Ejército Sede Latacunga”, permitirá obtener diversos beneficios como: la descripción real de la topología del sistema eléctrico de potencia, determinará el estado del sistema eléctrico de potencia actual en condiciones normales de operación; las posibles debilidades que se deben atender prioritariamente en el sistema para su normal funcionamiento, la cargabilidad que poseen las líneas de alimentación, generará un documento que explique en detalle de cómo está distribuida la carga, se podrá diagnosticar si el tipo de protecciones eléctricas son las adecuadas para cada alimentador,

comprobará si las puestas a tierra son las más apropiadas para cada infraestructura y laboratorios.

Con este levantamiento de todo el sistema eléctrico, podemos realizar un estudio de optimización, rediseñar en bajo voltaje y con ello tomar decisiones para cambiar e implementar nuevos circuitos que eviten que se produzcan anomalías en el sistema de toda la escuela.

Con el estudio de calidad de energía del sistema, se propondrá decisiones técnicamente adecuadas para solventar principalmente el buen funcionamiento de los sistemas más sensibles como los electrónicos, dimensionando los sistemas de puesta a tierra y de protección contra sobrevoltajes y cortocircuitos que se puedan producir en el campus.

Además el estudio de optimización del sistema eléctrico de potencia, permitirá conocer a través de un análisis técnico – financiero si existen pagos por penalizaciones en las planillas de consumo energético, así como las soluciones más adecuadas para eliminar éste tipo de agravantes, que a futuro conlleva a gastos excesivos e innecesarios.

1.4. ALCANCES Y METAS

- Realizar un levantamiento completo del estado actual del sistema eléctrico de potencia de la ESPE-L.
- Proponer un rediseño del sistema eléctrico eficiente y factible que permita solucionar problemas energéticos.
- Revisar, corregir y mejorar el sistema de facturación de consumo planillas energéticas de la ESPE-L.
- Redimensionar protecciones, conductores y sugerir los equipos de medida más adecuados, que nos permitan tener un mejor monitoreo de la carga.

II. CAPÍTULO

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1. DEFINICIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica.

2.1.1. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE MEDIO VOLTAJE.

Un sistema eléctrico de potencia de media tensión se comprende a aquellos que su voltaje nominal va desde voltajes mayores a 600 V hasta 40 kV.¹

El sistema ESPE-L corresponde a estos niveles de voltaje ya que las líneas de media tensión que alimentan a las fuentes son de 13,8 kV en alta y en baja 220/127 V.

2.1.2. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE BAJO VOLTAJE.

Se entiende a los sistemas eléctricos de potencia de bajo voltaje los que tienen un voltaje nominal menor a 600 V para corriente alterna.

Los voltajes nominales normalizados son:²

MONOFÁSICA	TRIFÁSICA
120 V (2h)	208/120 V
240/120 V (3h)	220/127 V
	210/121V

Tabla 2.1. Voltajes nominales en bajo voltaje.

¹ Según Resolución 107/08 12 de agosto del 2008 del CONELEC, se expidió la Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

² Guías de Diseño Parte III de la Empresa Eléctrica Ambato Cap. 2.2 Pág. 5.

2.2. CRITERIOS GENERALES SOBRE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE BAJO VOLTAJE.

En un sistema eléctrico de potencia de bajo voltaje, se debe tomar en cuenta las variables en el cual va a ser instalado el sistema como:

- Voltaje.
- Número de fases.
- Tipo de acometida (Aérea, Subterránea).
- Situación geográfica.
- Tipo de carga.
- Número de usuarios.

2.2.1. LÍNEAS AÉREAS.

Es el conjunto de conductores sujetos en el aire a aisladores y montados sobre soportes a cierta distancia del suelo, que logran el aislamiento necesario entre los conductores y tierra.

2.2.2. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS

Se utilizan en líneas de distribución en media tensión para núcleos urbanos y en líneas de baja tensión.

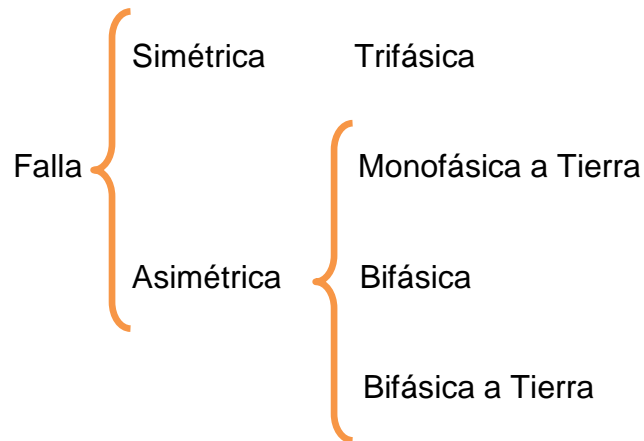
2.3. FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

La mayoría de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia, son fallas asimétricas, las fallas pueden ser a través de impedancias o conductores abiertos.

Uno o dos conductores abiertos dan como resultado fallas asimétricas a través de la ruptura de uno o dos conductores o bien, de la acción de fusibles u otros mecanismos que no pueden abrir las tres fases simultáneamente.

2.3.1. TIPOS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.³

En sistemas eléctricos trifásicos se pueden producir distintos tipos de fallas, que a continuación se detallan:



2.3.1.1. Falla trifásica sólida.

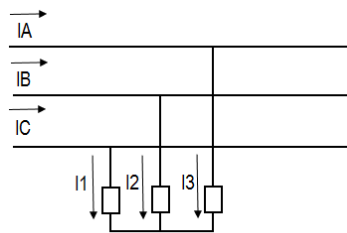


Figura 2.1. Falla de trifásica sólida.

2.3.1.2. Falla de fase a fase sólida.

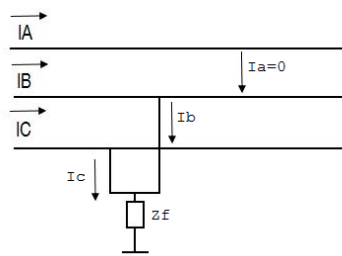


Figura 2.2. Falla de fase a fase sólida.

³ Análisis Moderno De Sistemas Eléctricos De Potencia, pág. 81.

2.3.1.3. Falla línea a línea.

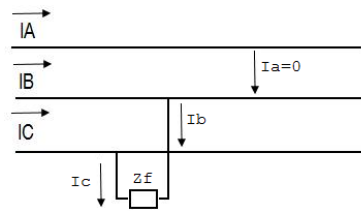


Figura 2.3. Falla de línea a línea.

2.3.1.4. Falla de línea a tierra sólida.

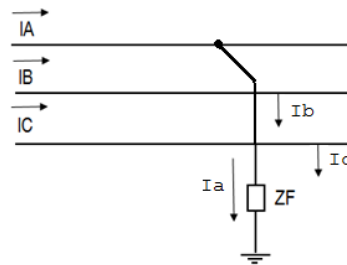


Figura 2.4. Falla línea tierra solida.

2.3.2. FACTORES QUE PRODUCEN LAS FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Los factores principales que producen fallas en los sistemas eléctricos de potencia son los siguientes:

- Sobrecargas.
- Sobrevoltajes.
- Cortocircuitos.
- Descargas Atmosféricas.

2.3.2.1. Sobrecargas.⁴

Se produce cuando la magnitud de la corriente supera el valor previsto como normal para la instalación (llamado valor nominal). Las descargas de corriente más comunes se originan en el exceso de consumos en la instalación eléctrica, debido a esta situación de mayor demanda, se produce un calentamiento excesivo de los conductores eléctricos, lo que puede conducir a la destrucción de su aislamiento, induciendo incluso su inflamación, provocando un riesgo para las personas y la propiedad.

2.3.2.2. Sobrevoltajes.⁵

Existen dos posibilidades para causar sobrevoltajes; Sobrevoltajes de origen externo y Sobrevoltajes de origen interno.

2.3.2.2.1. Sobrevoltajes de origen externo.

Los fenómenos más importantes que cabe considerar como productores de sobrevoltajes son los siguientes:

- Inducción electrostática.
- Carga progresiva de los conductores por rozamiento del aire circundante.
- Carga producida por cortar diferentes superficies de nivel eléctrico.

2.3.2.2.2. Sobrevoltajes de origen interno.

Estas sobretensiones están provocadas por fenómenos dependientes de los elementos de la instalación. Están producidas por modificaciones de estado en las redes, que pueden resultar de la presencia de defectos o de maniobras de acoplamiento.

⁴ Siemens - Manual de Baja Tensión – Pág. 145.

⁵ Cooper Power Systems – Protección de Sobrevoltajes – Pág. 4.

2.3.2.3. Cortocircuitos.⁶

Se produce un cortocircuito en un sistema de potencia, cuando entra en contacto entre sí o con tierra conductores correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla.

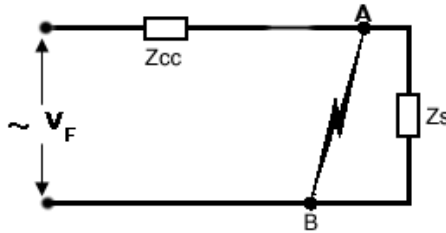


Figura 2.5. Comportamiento de un sistema en cortocircuito.

$$Z_{cc} = R + jX \quad \text{Ec. 2.1.}$$

$$I_{cc} = \frac{V_F}{Z_{cc}} \quad \text{Ec. 2.2.}$$

Z_{cc} = Impedancia de tramo de fase hasta el punto de falla.

2.3.2.4. Descargas atmosféricas.⁷

Una descarga se produce cuando el aire es ionizado convirtiéndolo en conductor y permitiendo la circulación de una corriente muy alta, denominamos rayo, a la descarga eléctrica entre una nube y la tierra, mientras que se denomina relámpago a la descarga producida en el interior de la nube.

⁶ Enriquez Harper Gilberto, El ABC de las Instalaciones Industriales – Pág. 367.

⁷ Cooper Power Systems – Protección de Sobrevoltajes – Pág. 11.

2.4. PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DE BAJO VOLTAJE.

2.4.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

Los dispositivos de protección más comunes de encontrar en los SEP de baja tensión son:

- Interruptores Automáticos o Breakers.
- Fusibles.

2.4.1.1. Interruptores Automáticos o Breakers.⁸

Un interruptor de potencia de caja moldeada es comúnmente usado para proteger circuitos de bajo voltaje. Los Interruptores de potencia son normalmente usados en lugares donde se requiere de aparatos para interrumpir circuitos.

Aun cuando existen muchos y diferentes tipos de interruptores de potencia de tipo moldeado, todos ellos tienen los mismos componentes principales: una caja moldeada, un mecanismo de operación, extinguidores de arco, contactos, elementos de disparo, y terminales conductores. Estos elementos a su vez tienen dos formas de protección: protección bimetálica y protección magnética.

2.4.1.1.1. Protección Bimetálica.

En este tipo de protección de sobrecarga bimetálica, la bobina principal es realmente un calentador. La temperatura del calentador depende de la corriente que circula a través de este. Cuando el calentador sube su temperatura produce que la tira bimetálica se incline. Esta acción de inclinación libera un picaporte. El interruptor abre instantáneamente los contactos cerrados.

⁸ Coordinación de protecciones eléctricas del SEP MAXUS ECUADOR ING – Wilson Sanchez Ocaña - Pág. 12

El calentador lleva la corriente de carga, mientras estos contactos interrumpen la energía a la bobina del contactor. Cuando el calentador consigue enfriarse, la protección de sobrecarga bimetálica puede ser reseteada. Algunos modelos pueden ser resetados manualmente otros automáticamente.

2.4.1.1.2. Protección Magnética.

Esta es una protección de corriente sensitiva, que consiste de una bobina y de un grupo de contactos normalmente cerrados. La corriente de la carga pasa a través de la bobina. Los contactos de esta protección, sin embargo están en serie con la bobina del contactor. Los valores nominales de la carga no energizan esta protección, pero la corriente excesiva si lo hace. Algunas protecciones de sobrecarga vibran inmediatamente, mientras otros tienen un temporizador. Cuando esta protección actúa, los contactos se abren, removiendo la energía del contactor.

2.4.1.2. Fusibles.⁹

Los fusibles son elementos de protección fallas de origen eléctrico causados, principalmente por los cortocircuitos.

El fusible debe ser conectado en serie con el circuito. Debe fundirse para eliminar la falla, por lo tanto este sistema es de origen mecánico que nos permite eliminar fallas eléctricas.

⁹ Siemens – Manual de Baja Tensión – Pág. 151.

Los Fusibles se clasifican en:

Clase de funcionamiento –denominación	Corriente permanente hasta	Corriente de ruptura	Clase de servicio - denominación	Protección de
Fusible de uso general				
g	I_n	$\geq I_{min}$	gL/gG	Cables y conductores
			gR	Semiconductores
			gB	Instalaciones mineras.
Fusible de uso parcial				
a	I_n	$\geq 6,3I_n$	aM	Aparatos de Maniobra
		$\geq 2,7I_n$	aR	Semiconductores

I_{min} = corriente mínima de ruptura (de fusión).

Tabla 2.2. Clasificación de los fusibles de baja tensión por características de funcionamiento.¹⁰

2.4.2. METODOLOGÍA DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES.¹¹

Los aparatos de protección de sobrecorriente pueden ser coordinados usando el siguiente procedimiento:

1. **Determinar el elemento a proteger.-** Por lo general en las instalaciones eléctricas industriales el primer elemento a proteger es el conductor.

¹⁰ Norma DIN VDE 0636, Parte 10, EN 60269 – 1 e IEC 269 – 1.

¹¹ Siemens – Manual de Baja Tensión – Pág. 152.

2. **Determinar los elementos de protección.-** Para una buena coordinación de protecciones se utilizan 2 elementos que no pueden estar ausentes en instalaciones eléctricas industriales: fusible, Breaker.
3. **Conocer las características (curvas Tiempo-Corriente) de funcionamiento en condiciones normales y de falla del elemento a proteger.-** Las Curvas Características de tiempo – corriente de conductores están dadas por los fabricantes y establecen el tiempo de fusión del elemento en condiciones de falla.

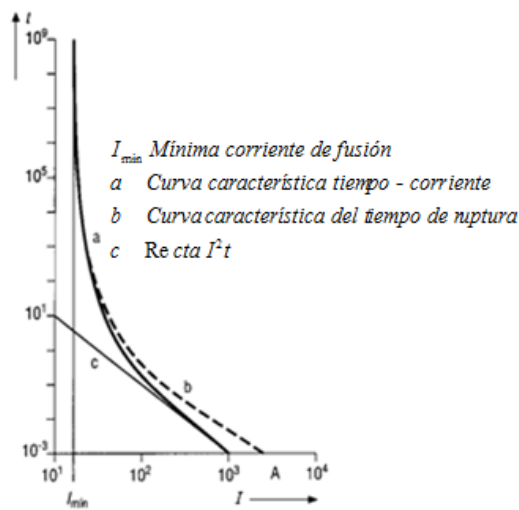


Figura 2.6. Curva Tiempo-Corriente de un Fusible.

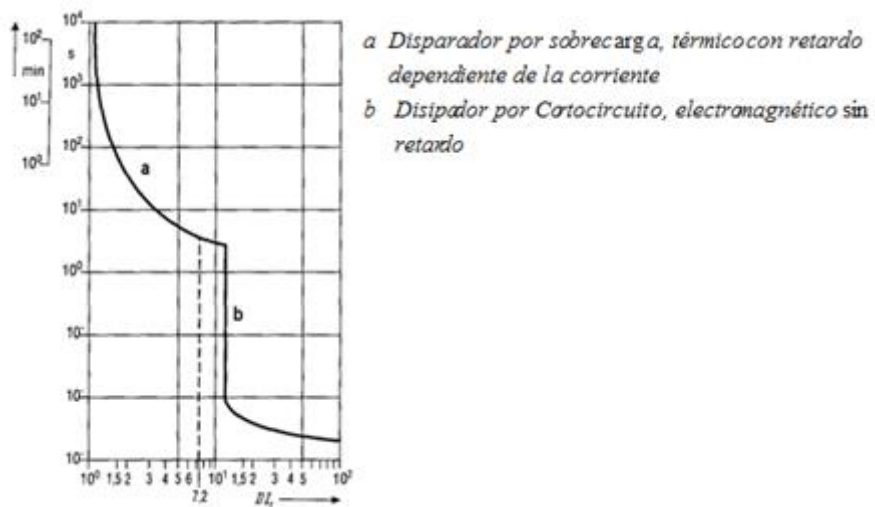


Figura 2.7. Curva Tiempo-Corriente de un Breaker

4. **Determinar una selectividad entre todos los elementos de protección que se utilizarán.**- La selectividad es la actuación más rápida de la protección que se encuentra más cercana a la falla. En el siguiente grafico podemos observar la selectividad entre un Breaker y un fusible.

2.4.2.1. Márgenes de coordinación y coordinación de intervalos de tiempo.

2.4.2.1.1. Márgenes de coordinación.

Los márgenes de coordinación tienen que ver directamente con la curva característica de un elemento destinado a protección, ya que nosotros debemos saber en qué límites la protección va a responder.

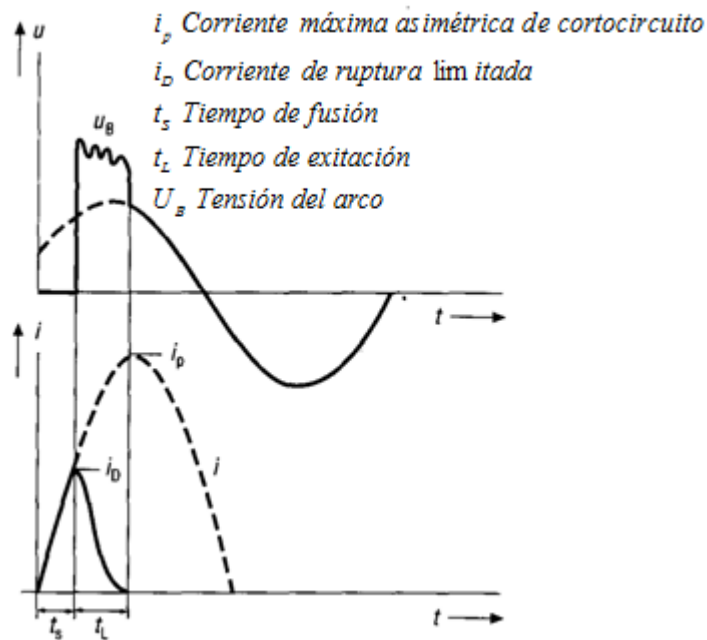


Figura 2.8. Curva de acción característica de limitación de corriente de un fusible.

2.4.2.1.2. Coordinación en intervalos de tiempo.

La coordinación en intervalos de tiempo tiene que ver en si con la secuencia en que los elementos de protección van a ir eliminando en una determinada falla, como se muestra en la siguiente figura.

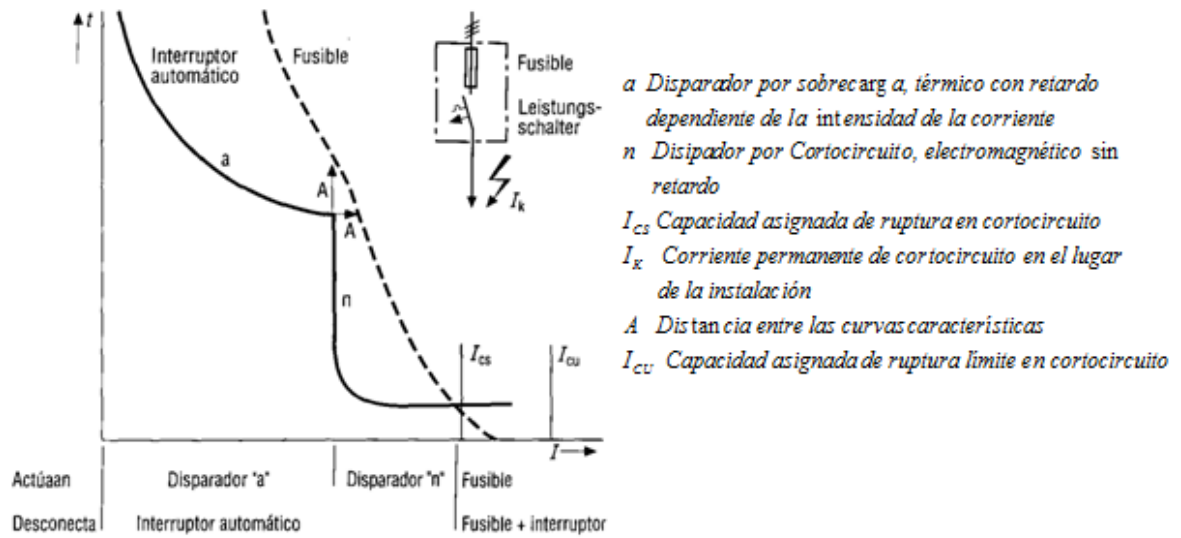


Figura 2.9. Curva característica de coordinación Breaker-Fusible.

2.5. PUESTAS A TIERRA.

Las puestas a tierra para circuitos o sistemas eléctricos pueden asociarse a un punto o plano equipotencial que sirve como una referencia de potencial. Cuando hablamos de puesta a tierra, nos referimos a unos conductores que realizan la conexión eléctrica con el suelo, el subsuelo o una masa.

2.5.1. NECESIDAD DE COLOCAR UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

La instalación de puesta a tierra se considera como un circuito de protección paralelo a la instalación eléctrica, con el fin de proteger a las personas y los bienes que pueden estar en contacto con masas que pueden ponerse accidentalmente bajo tensión, al desviar a tierra, componentes de efecto debidas a sobrecargas o de origen atmosférico que, sin ella, dañarían las instalaciones eléctricas y podrían ser perjudiciales para las personas.

El objetivo principal de la puesta a tierra es el de limitar la tensión de cualquier elemento respecto de tierra.

2.5.2. RESISTIVIDAD ELÉCTRICA DEL SUELO.

La resistividad del terreno es la resistencia que presenta al paso de la corriente un cubo de terreno de 1 metro de arista. Se mide en Ωm y se representa con la letra ρ .

2.5.2.1. Metodología para medir la resistividad eléctrica del suelo.¹²

Existen varios métodos para calcular la resistividad del terreno, pero el que emplearemos en este el método de Wenner.

En el método de Wenner, el equipo necesario para hacer las mediciones es el siguiente:

- Instrumento de medida de resistividades de cuatro bornes.
- Cuatro picas para utilizarlas como electrodos.
- Cuatro cables aislados para conectar las picas a los bornes del aparato de medida, de una sección mínima de $1,5 \text{ mm}^2$

Este método consiste en calcular la resistividad aparente del terreno colocando los cuatro electrodos, o picas, a distancias iguales, simétricamente separados de un punto central cero debajo del cual queremos medir la resistividad del terreno.

El espesor de la capa de terreno de la que estamos midiendo la resistividad es directamente proporcional a la separación entre picas, y su valor es:

$$h = \frac{3}{4} a \quad \text{Ec. 2.19.}$$

Donde:

h = profundidad para la medida de la resistividad media

¹² CASAS OSPINA Favio, Soporte de la Seguridad Eléctrica Pág. 171.

a = separación entre electrodos.

La relación entre el voltaje y la corriente es el valor de la resistencia variable que se registra en el medidor:

$$R = \frac{V}{I} \quad \text{Ec. 2.11.}$$

El valor de la resistividad aparente que calcularemos para un estrato de espesor h será:

$$\rho_a = \frac{8}{3}\pi h R \quad \text{Ec. 2.12.}$$

2.5.2.2. Métodos para la reducción de la resistividad eléctrica del suelo.¹³

La resistividad de un terreno depende de su contenido en electrolitos, que a su vez dependerá de su naturaleza mineralógica y del contenido de humedad (variable según la porosidad y el clima).

Cuando el terreno es mal conductor, este se debe tratar alrededor de los electrodos, para disminuir artificialmente la resistividad del mismo afectando a un volumen de terreno importante. Esto puede lograrse realizando:

- a) Tratamiento con sales.
- b) Tratamiento con geles.
- c) Tratamiento por abonado electrolítico del terreno.

2.5.2.2.1. *Tratamiento con sales.*

Se entierra en una excavación poco profunda alrededor del electrodo (placa, pica o conductor enterrado) una sal (cloruro sódico, carbonato de sosa, sulfito de cobre, sulfito de magnesio, etc.) y carbón. Se riega la tierra alrededor de la toma y la lluvia al caer realiza la infiltración.

¹³ CASAS OSPINA Favio, Soporte de la Seguridad Eléctrica Pág. 189.

La figura 2.11. Muestra el tratamiento realizado en el caso de una pica. Para longitudes normales la cantidad de sal puede oscilar entre 25 y 45 kg. En periodos lluviosos el arrastre de la sal por las aguas de lluvia hace que al cabo de dos años como máximo, el tratamiento deba realizarse de nuevo.

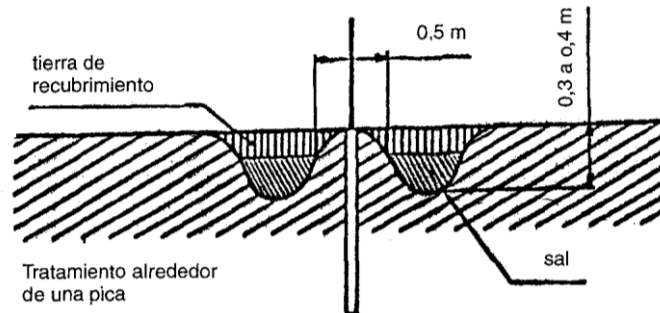


Figura 2.10. Tratamiento de un terreno con sal.

2.5.2.2.2. Tratamiento con gel.

Consiste en tratar el terreno con dos soluciones simultáneamente cuya combinación forma un gel. Al realizarse el tratamiento se disuelve cada uno de los productos en la cantidad de agua requerida en los diferentes depósitos. Las soluciones se aplican a continuación, una después de la otra, por encima del terreno a tratar.

En este caso el arrastre del producto por las aguas de lluvia es mucho más lento que en el caso de las sales y la eficacia del tratamiento alcanza de 6 a 8 años.

2.5.2.2.3. Tratamiento por abonado electrolítico del terreno.

Consiste en aumentar la cantidad de electrólitos en disolución en el agua del terreno aumentando el poder de retención del agua. Se utilizan para ello electrólitos a base de sulfato cálcico convenientemente tratado y estabilizado, cuya solubilidad es muy pequeña, pero que son susceptibles, con poca

concentración, de multiplicar considerablemente la conductividad del terreno. Esta conductividad será tanto mayor cuanto mayor sea la resistividad inicial del terreno.

El tratamiento consiste en extender en la superficie del terreno de 6 a 8 kg de mezcla por m^2 . El agua de lluvia disuelve el electrólito y lo retiene por absorción en la superficie de los granos de roca.

2.5.3. RESISTENCIA DE LA PUESTA A TIERRA.

Es una relación entre la variación de voltaje que alcanza con respecto a un punto de potencial cero en una instalación eléctrica, la resistencia que genera la caída de voltaje se la conoce como resistencia de puesta a tierra.

2.5.3.1. Resistencia de la malla.¹⁴

R_g = Resistencia de puesta a tierra calculada.

El Cálculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra R_g en ohmios cumple la siguiente expresión:

$$R_g = \rho \times \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \left(1 + \frac{1}{1+h \times \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] [\Omega] \quad \text{Ec. 2.13.}$$

Longitud total de conductor

$$L_T = L_C + N \times L_V \quad [m] \quad \text{Ec. 2.14.}$$

Y

$$L_C = \left(\frac{L_1}{D} + 1 \right) \times L_2 + \left(\frac{L_2}{D} + 1 \right) \times L_1 \quad \text{Ec. 2.15.}$$

Calculo del área:

$$A = L_1 \times L_2 \quad \text{Ec. 2.16.}$$

¹⁴ Folleto del Curso de Alto Voltaje.

Donde:

ρ_s = Resistividad del suelo [$\Omega \times m$]

L_1 = Largo de la malla [m]

L_2 = Ancho de la malla [m]

h = Profundidad de enterramiento de los conductores entre 0,3 y 0,5 m

D = Lado de la cuadrícula o espaciamiento entre conductores (entre 3 y 7)

N = Número de electrodos tipo varilla

L_v = Longitud de un electrodo tipo varilla [m]

2.5.3.2. Resistencia del conductor.

Se acostumbra a emplear como mínimo el calibre 2 AWG de cobre de siete hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión.¹⁵

2.5.3.3. Metodología para la medición de la resistencia de un sistema de puesta a tierra.

Existen varios métodos para calcular la resistencia de un sistema de puesta a tierra pero el método a emplearse es el método de caída de potencial.

2.5.3.3.1. Método de curva de caída de potencial.

Se basa en obtener una curva como la presentada en la figura 2.12. Si se clava el electrodo de corriente a una cierta distancia, de manera que se esté fuera de la zona influencia de la puesta a tierra incógnita y luego se mide el valor de resistencia de puesta a tierra, variando distancia del electrodo de tensión, se puede observar que existe una zona de potencial plano, equivalente a valor constante de resistencia. Ese es, por tanto, el verdadero valor de la resistencia de una puesta a tierra.

¹⁵ Instrucciones Complementarias del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión / 6.2.3 Conductores Enterrados Horizontalmente, Pág. 203

Cuando se deduce la dimensión de la puesta a tierra, se da un valor a esta profundidad, se multiplica por 5 y allí se clava el electrodo de corriente. Luego se realizan las tres mediciones verifica que el error esté por debajo de lo previsto y se determina que ése es el valor. Pero si los resultados estuvieran dentro del error no previsto se debe distanciar el electrodo de corriente mucho más, pues significa no se está en la zona plana de potencial.

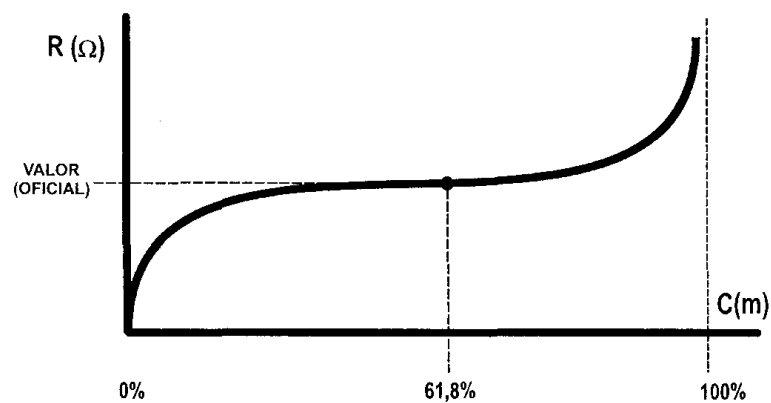


Figura 2.11. Curva de caída de potencial

2.5.3.4. Métodos para la reducción de la resistencia de una puesta a tierra.

2.5.3.4.1. Hacer anillos alrededor de las torres.

Es una práctica muy recomendada por el sector de comunicaciones, pero con pobre respuesta ante altas frecuencias. Estos anillos en cable o alambre se hacen normalmente como complemento a los contrapesos y su efectividad sigue estando ligada a la conexión efectiva con la tierra.

2.5.3.4.2. Preparar concretos especiales.

El concreto húmedo se comporta en esencia como un electrolito con resistividad del orden de 100 Ωm . Por otra parte, el concreto secado al horno tiene una resistividad de $10^9 \Omega m$, lo que indica que es un aislante bastante bueno. Este gran aumento de resistividad que obtiene el concreto al quitarle el agua significa que la corriente eléctrica fluye a través del material húmedo principalmente por medios electrolíticos, es decir, mediante los iones que contiene agua evaporable.

Por tanto, puede esperarse que cualquier aumento de agua y de iones presentes disminuyan la resistividad de la pasta de cemento y, de hecho, la resistividad decrece al aumentar la relación agua/cemento o con aditivos.

2.5.3.4.3. *Hacer rellenos.*

- **Con tierra negra:** este tipo de relleno ayuda a mantener la humedad ya que la tierra negra es poco porosa.
- **Con sales:** tiene corta duración por su lixiviación rápida (migración) y contaminación con otros elementos.
- **Con carbón vegetal o mineral:** permite bajar sustancialmente la resistencia de puesta a tierra, sobre todo por el tamaño de partícula. Un carbón de partículas muy finas tiene una resistividad de $1,8 \Omega\text{m}$.

2.5.4. MÉTODO DE DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.¹⁶

Todo diseño de puesta a tierra debe asegurar, hasta donde la ingeniería lo permita, las elevaciones potenciales en el momento de falla, en la zona de influencia. Si se logra despejar la falla en muy corto tiempo se reducen las probabilidades de lesiones o daños.

2.5.4.1. **Determinación de los parámetros.**

- Fijar la resistencia de puesta a tierra objetivo.
- Establecer las tensiones de seguridad permitidas.
- Definir las temperaturas máxima y ambiente.
- Calcular la corriente de falla a tierra.
- Definir el máximo tiempo de despeje de la falla.
- Obtener valores del nivel de aislamiento (BIL) de equipos.

¹⁶ CASAS OSPINA Favio, Soporte de la Seguridad Eléctrica Pág. 200.

- Revisar de planos de la instalación.
- Determinar el área disponible.

2.5.4.2. Diseño.

- Recopilar las normas y programas necesarios.
- Definir geometría de la puesta a tierra.
- Elegir el tipo de electrodo y su cantidad.
- Definir profundidad de enterramiento del electrodo según el terreno.
- Escoger material y resistividad de la capa superficial.
- Definir tamaño de la red si es malla.
- Calcular calibre y longitud del conductor.
- Calcular resistencia de puesta a tierra.

2.5.4.3. Análisis del comportamiento.

- Calcular tensiones de seguridad.
- Confrontar valores respecto a las especificaciones.
- Ubicar cajas de inspección.
- Definir rutas de cables.
- Interconectar con otras puestas a tierra a través de una bobina de choque.

2.5.5. NORMAS QUE RIGEN EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Para el análisis de los sistemas de puesta a tierra nos vamos a regir en las normas IEEE – 142 Grading of Industrial and Commercial Power Systems, Instrucciones Complementarias del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión - 039 Puestas a Tierra.

2.6. DEFINICIÓN DE REDISEÑO.

Rediseño es la actualización de un sistema que esta quedando obsoleto, puesto que en la actualidad resulta deficiente ya que no cumple con normas y exigencias vigentes.

2.6.1. METODOLOGÍA PARA EL REDISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

A continuación vamos a detallar los pasos a seguir para realizar la metodología para realizar el rediseño de un sistema de potencia:

- Revisar las instalaciones para asegurarnos de todos los elementos existentes en todo el sistema eléctricos, (Cargas, Fuentes, Conductores, Puestas a tierra).
- Realizar el levantamiento eléctrico de las instalaciones de la ESPE-L.
- Elaborar los diagramas unifilares del sistema eléctrico.
- Analizar los datos obtenidos del levantamiento actual del sistema eléctrico de la ESPE-L.
- Realizar un modelamiento del sistema eléctrico de potencia de la ESPE-L en la herramienta informática de simulación de sistemas eléctricos de potencia NEPLAN (Manual de utilización del software está disponible en el CD adjunto), para modelar el sistema nosotros necesitamos saber que potencia consume cada uno de las cargas, para lo cual nosotros debemos calcular la potencia estimada haciendo uso de las siguiente tablas.¹⁷

¹⁷ Guías de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. – Parte I-II - Pág. 23.

POTENCIA INSTALADA (P) DE ILUMINACIÓN Y TOMACORRIENTES USO GENERAL (KW)	FACTOR DE DEMANDA (%)
Hasta 1	86
De 1 a 2	75
De 2 a 3	66
De 3 a 4	59
De 4 a 5	52
De 5 a 6	45
De 6 a 7	40
De 7 a 8	35
De 8 a 9	31
De 9 a 10	27
De 10 en adelante	24

Tabla 2.3. Factores de demanda DF. Para iluminación y tomacorrientes de uso general.

DESCRIPCIÓN	CARGA MÍNIMA (W/M²)	FACTOR DE DEMANDA
Auditorios, salas para exposiciones y similares	10	1.00
Bancos, almacenes y similares	30	1.00
Barberías, salas de belleza y similares	30	1.00
Clubes y similares	20	1.00
Escuelas y similares	30	1.00 para primeros 12 kW 0.5 más de 12 kW
Oficinas	30	1.0 para primeros 20 kW 0.2 – 0,7 más de

		20 kW
Locales comerciales	30	1.00
Hospitales y similares	10	0.4 para primeros 50 kW 0.2 más de 50 kW
Iglesias y similares	10	1.00
Industrias	Conforme a lo declarado por el interesado	1.00
Restaurantes	20	1.00

Tabla 2.4. Carga mínima y factor de demanda para iluminación y tomacorrientes de uso general.

- Realizar nuevos diagramas unifilares del sistema eléctrico.
- Proponer soluciones del sistema para un mejor funcionamiento.

2.7. DIAGRAMA UNIFILAR.¹⁸






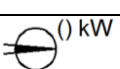
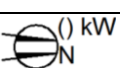
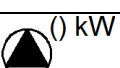
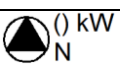
Los diagramas unifilares representan todas las partes que componen a un sistema de potencia de modo gráfico, completo y simplificado tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr así la forma una visualización completa del sistema de la forma más sencilla.

Para ello tenemos que tomar en cuenta que debe ser un sistema eléctrico balanceado o un sistema monofásico. Muchas veces el diagrama se simplifica aún más al omitir el neutro del circuito e indicar las partes que lo componen mediante símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes. No se muestran los parámetros del circuito, y las líneas de transmisión se representan por

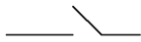
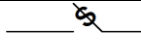
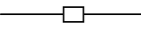


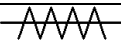







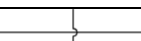




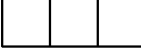


¹⁸ Folleto del curso de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando la herramienta informática Neplan.


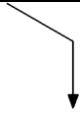



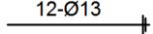
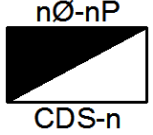
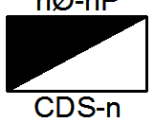








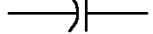
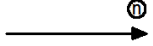
una sola línea entre dos terminales. A este diagrama simplificado de un sistema eléctrico se le llama diagrama unifilar o de una línea.

2.7.1. SIMBOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR.¹⁹

Simbología	
	Luminarias Incandescentes del cielo raso, para diferenciar las distintas potencias de las lámparas, se variará el diámetro de la circunferencia.
	Aplique de pared.
	Luminaria fluorescente de 2 x 40.
Sa	Interruptor simple con indicación de la luminaria que controla.
2Sab	Interruptor doble con indicación de la luminaria que controla.
3Sabc	Interruptor triple con indicación de la luminaria que controla.
C3	Conmutador de 3 vías.
	Tomacorriente de pared.
	Tomacorriente de piso.
	Tomacorriente monofásico con especificación de potencia para cargas especiales.
	Tomacorriente bifásico con neutro y con especificación de potencia.
	Tomacorriente trifásico con especificación de potencia.
	Tomacorriente trifásico non neutro y con especificación de potencia.
—————	Alimentador a subtablero.

¹⁹ Simbología de la Norma de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. En el módulo de REDES AÉREAS – DISEÑO – Parte 1.

	Interruptor tipo cuchilla.
	Interruptor porta-fusible.
	Interruptor termo-magnético.
	Medidor según las fases y la capacidad en amperios.
	Tablero general de medida y protección.
	Transformador de corriente.
	Transformador de tensión.
	Pararrayos.
	Batería.
	Generador.
	Cámara de Transformación.
	Conductor conectado.
	Conductor desconectado.
	Tuberías que cruzan.
	Puesta a tierra.
	Pulsador de timbre o zumbador.
	Portero eléctrico.
	Campanilla de timbre o zumbador.
	Registrador de llamadas.
	Motor.
	Caja de conexión o revisión.

	Indicación de tubería que sube.
	Indicación de tubería que baja.
	Circuito por el cielo raso.
	Circuito por la pared.
	Circuito por el piso.
	Tubería de 13 mm. Con 2 conductores No. 12 AWG
	Centro de distribución secundaria con el número de fases, el número de polos y número de CDS.
	Centro de distribución principal con el número de fases, y el número de polos.
	Alimentador secundario: AS.
	Amperímetro.
	Voltímetro.
	Vatímetro.
	Cosfímetro.
	Registrador de voltaje.
	Registrador de amperaje.
	Registrador de energía reactiva.
	Condensador.
	Circuito de distribución interna.
Simbología Auxiliar	







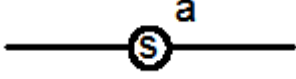
	Parlante.
	Alarma, óptica acústica.
	Salida para antena de TV.
	Alarma.
	Célula fotoeléctrica.
	Reloj.
	Luminaria fluorescente al circuitos comandado con el interruptor a

Tabla 2.5. Simbología empleada en diagramas eléctricos.

2.8. CALIDAD DE ENERGÍA.

Al hablar de calidad de energía para un sistema eléctrico nos referimos exclusivamente al producto que ofertan las empresas distribuidoras que es el kW/hora. El usuario como cliente está en el pleno derecho de exigir un producto confiable, fiable, y que cumpla con los parámetros establecidos en la regulación del CONELEC 004/01 Calidad de Servicio de Distribución.

El término "calidad de energía eléctrica" se emplea para describir de acuerdo a parámetros establecidos la variación del voltaje, corriente, y frecuencia en el sistema eléctrico.

Las perturbaciones en el sistema pueden causar desorden en el sistema eléctrico industrial, con la consecuente pérdida de producción.

Es importante darse cuenta de que existen otras fuentes de perturbaciones que no están asociadas con el suministro eléctrico de entrada. Estas pueden incluir descargas electrostáticas, interferencia electromagnética radiada, y errores de operación.

Adicionalmente, los factores mecánicos y ambientales juegan un papel en las perturbaciones del sistema. Estos pueden incluir temperatura, vibración excesiva y conexiones flojas. Aunque estos pueden ser factores muy importantes.

2.8.1. FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD ENERGÉTICA.²⁰

Existen muchos factores que afectan el buen funcionamiento de un sistema de energía eléctrica, que son los causantes de que los equipos no trabajen de una manera para lo cual fueron diseñados siendo los siguientes los más importantes:

- Factor de Potencia.
- Armónicas.
- Transitorios.
- Desbalance de Fases.
- Caídas de voltaje en los conductores.

2.8.1.1. Factor de Potencia.

El factor de potencia se define como el coeficiente de la relación de la potencia activa sobre la potencia aparente; así:

$$F_p = \frac{P}{S} \quad \text{Ec. 2.17.}$$

Comúnmente, el factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.

El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. Por el contrario un

²⁰ Norma Según la regulación N° CONELEC-004/1 Calidad de Servicio de Distribución.

factor de potencia bajo significa que se ha consumido mayor energía para producir trabajo útil.

2.8.1.1.1. Penalización por bajo factor de potencia.²¹

Para aquellos consumidores a los cuales el Sistema de Medición fijado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considere la medición de energía reactiva, el distribuidor registrará mensualmente el factor de potencia.

Aquellos clientes que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, la facturación total mensual será recargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0,92 y el factor de potencia registrado.

Cualquiera sea el tipo de consumidor, cuando el valor medido del factor de potencia fuese inferior a 0,60, el distribuidor, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el consumidor adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Fórmula utilizada para el Factor de Penalización por Bajo Factor de Potencia es:

$$P = (D + C) \times (F_C - 1) \text{ [\$]} \quad \text{Ec. 2.18.}$$

$$F_C = \frac{0,92}{F_P} \quad \text{Ec. 2.19.}$$

P = Penalización por bajo Factor de potencia en dólares.

D = Demanda de Potencia en Dólares.

C = Consumo de Energía en Dólares.

F_C = Factor de Corrección.

F_P = Factor de Potencia Medido.

2.8.1.2. Armónicos.

²¹ Codificación de Reglamento para Tarifas Eléctricas – Decreto N° 2713 – Art. 27 Cargos por Bajo Factor de Potencia, Pág. 13.

Para determinar el porcentaje de distorsión armónica en una instalación nos ayudaremos mediante la fórmula:

$$V'_i = \left(\frac{V_i}{V_n} \right) \times 100 \quad \text{Ec. 2.20.}$$

$$THD = \left(\frac{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}{V_n} \right) \times 100 \quad \text{Ec. 2.21.}$$

Donde:

V'_i : Factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: Factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje.

V_i : Valor eficaz RMS del voltaje armónico "i" (para $i = 2 \dots 40$) expresado en voltios.

V_n : Voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

El problema causado por las corrientes de la tercera armónica es un sobrecalentamiento de los conductores neutros ya que en un sistema trifásico, las líneas están desfasadas 120° de forma que, cuando cada una de las fases tiene la misma carga, la corriente en el neutro es cero. Sin embargo, aunque las corrientes fundamentales se anulan entre sí, no ocurre lo mismo con las corrientes armónicas, aquellas que son un múltiplo impar del triple de la fundamental, los denominados terceros armónicos, se suman en el conductor neutro. En este caso una corriente del tercer armónico de una amplitud del 70% de la fundamental en cada fase da como resultado una corriente con una amplitud del 210% en el neutro.

Los armónicos 5to y 7mo pueden combinarse y crear oscilaciones generando un estímulo de torsión sobre máquinas eléctricas rotatorias, reduciendo la vida útil de las máquinas.

El quinto armónico se obtiene por $(3n-1)$, mientras que el 7mo por $(3n+1)$; el quinto armónico más uno y el séptimo armónico menos uno dan como resultado el

sexto armónico (secuencia cero) el cual está dado por $(3n)$ que representa un cortocircuito produciendo un calentamiento excesivo en el rotor de la máquina.²²

2.8.1.3. Transitorios.

2.8.1.3.1. Transitorio impulsivo.

Es un cambio súbito y unidireccional (positivo o negativo) en la condición de estado estable del voltaje, la corriente o ambos y de frecuencia diferente a la frecuencia del sistema de potencia.

Son de moderada y elevada magnitud pero de corta duración medida en microsegundos.

2.8.1.3.2. Transitorios oscilatorios.

Son un cambio súbito en la condición de estado estable de la tensión, la corriente o ambos, con polaridades positivas y negativas y de frecuencia diferente a la frecuencia de operación del sistema.

2.8.1.4. Desbalance de fases.

El desbalance de fases en un sistema eléctrico ocurre cuando las tensiones entre las líneas no son iguales y puede ser definido como la desviación máxima respecto al valor promedio de las tensiones de línea, dividida entre el promedio de las tensiones de línea, expresado en porcentaje.

Las fuentes más comunes del desequilibrio de tensiones son las cargas monofásicas conectadas en circuitos trifásicos, los transformadores conectados en delta abierto, fallas de aislamiento en conductores no conectados. Se recomienda que el desequilibrio de tensiones sea menor al 2%.

²² Tesis: 621.3 C487d Determinación de Señales Armónicas de Corriente y Voltaje en la Industria.

2.8.1.5. Caídas de voltaje en conductores.²³

La caída de voltaje entre la acometida privada y el punto receptor de energía más lejano del circuito no superará el 5% del voltaje nominal del sistema.

Para el cálculo de las caídas de voltaje en sistemas monofásicos se utilizan la siguiente relación:

$$\% \Delta V = 2 \times \frac{\rho \times L \times I}{S \times V_N} \times 100 \quad \text{Ec. 2.23.}$$

ρ = Resistividad del Conductor dado en tablas.

L = Longitud total del conductor.

I = Corriente que circula por el conductor.

S = Sección del conductor en mm^2 .

V_N = Voltaje nominal del sistema.

En sistemas trifásicos a 4 hilos para el cálculo de caídas de voltaje de conductores se utiliza la siguiente relación:

$$\% \Delta V = \frac{\rho \times L \times I}{S \times V_N} \times 100 \quad \text{Ec. 2.24.}$$

Además se deberá comprobar la selección de conductor por la capacidad de corriente que va a soportar y se calcula con la siguiente expresión.

Para sistemas Monofásicos:

$$I = \frac{P}{V_n \times \text{Cos}\phi} \quad \text{Ec. 2.25}$$

Para sistemas Trifásicos:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_n \times \text{Cos}\phi} \quad \text{Ec. 2.26.}$$

Donde:

I = Corriente en Amperios

²³ Roldan Vilorio José - Fórmulas y Datos Prácticos para Electricistas – Pág. 60

P = Potencia expresada en Watts

V_n = Voltaje Nominal

$\text{Cos}\phi$ = Factor de Potencia

2.8.2. NORMAS QUE DETERMINAN LA CALIDAD ENERGÉTICA.²⁴

	Categoría	Ajustes sugeridos		Comentarios
		120 V	220 V*	
Umbrales de tensiones de fase conducidos	Hueco de tensión	108 V	198 V	10 % por debajo de la tensión nominal
	“swell”	126 V	231 V	5 % por sobre la tensión nominal
	Transitorio	200 V	400 V	Aproximadamente el doble de la tensión de fase nominal
	Ruido	1,5 V	2,5 V	Aproximadamente el 1 % de la tensión de fase nominal
	Armónicas	5 % THD	5 % THD	Nivel de distorsión armónica que puede afectar a la carga
	Frecuencia	+/- Hz	+/- Hz	-
	Desbalance de fases	2 %	2 %	Desbalance de fases mayores al 2 % pueden afectar al equipamiento (los motores de inducción deben reducir su potencia nominal)
Umbrales de tensiones conducidas diferenciales de neutro a tierra	“swell”	3 V	5 V	Nivel típico de interés para problemas de neutro y tierra
	Transitorios impulsivos	20 V _{pico}	40 V _{pico}	10 al 20 % de la tensión de fase
	Ruido	1,5 V	2,5 V	Nivel típico de susceptibilidad del equipamiento
Umbrales de corriente	Corriente fase / neutro	Corriente de carga normal en base al valor eficaz verdadero	Corriente de carga normal en base al valor eficaz verdadero	El nivel de umbral de corriente de carga puede estar bien por encima de la corriente normal, dependiendo de la cantidad de información deseada y de sus fluctuaciones
	Corriente por tierra	0,5 A eficaces verdaderos	0,5 A eficaces verdaderos	Corrientes objetables por ruido y por la aparición de tensiones peligrosas
	Armónicas	20 % THD para pequeños consumidores a 5 % para grandes usuarios	20 % THD para pequeños consumidores a 5 % para grandes usuarios	Medidos en el PAC y relativos a la corriente máxima de demanda, en el tablero seccional debe considerarse su posible efecto en equipamiento como transformadores, conductores y capacitores.

Tabla 2.6. Valores correspondientes a 220 V obtenidos en forma análoga a los sugeridos para 120 V.

²⁴ Norma IEEE-1159.

III. CAPÍTULO

ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA ESPEL

3.1. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

En la ESPE-L existen 4 fuentes de transformación las cuales detallamos a continuación:

FUENTE	UBICACIÓN
Transformador de 75 kVA DY5	Junto al departamento de Admisión y Registro
Transformador de 100 kVA DY5	Junto a la Sastrería y Lavadora de Autos
Transformador de 75 kVA DY5	Centro de Producción
Transformador de 45 kVA DY5	Lab. Brazos Robóticos

Adicionalmente la escuela cuenta con 3 acometidas directas.

FUENTE	UBICACIÓN
Acometida Trifásica Elepco S.A.	Auditorio (Viene de Trafo. 200 kVA ELEPCO S.A.)
Acometida Trifásica Elepco S.A.	Laboratorio de Motores
Acometida Monofásica Elepco S.A.	Bar Estudiantil

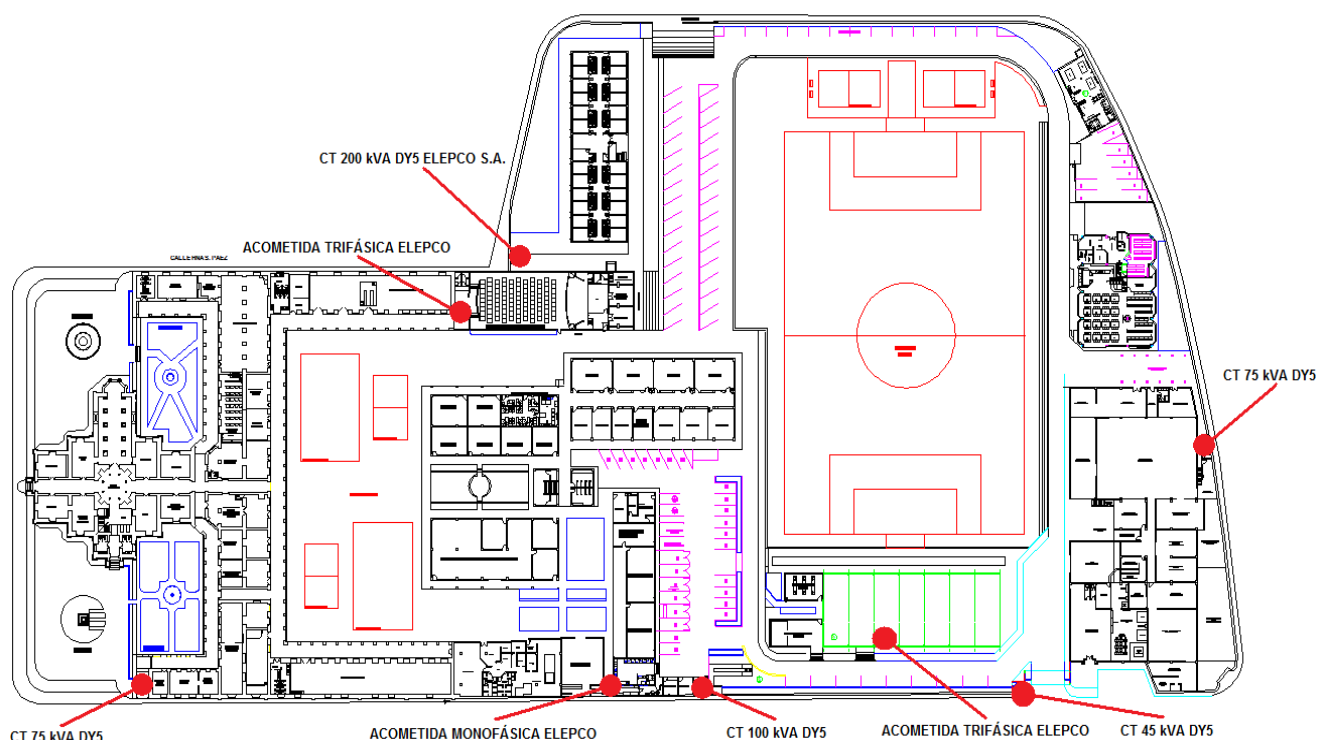


Figura 3.1. Esquema de ubicación de las fuentes de energía de la ESPE-L.

3.1.1. DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

Los diagramas unifilares de los centros de transformación se los realizaron empleando la metodología planteada en el Capítulo 2.6.1. y la Simbología del Capítulo 2.7.1.

El detalle de los diagramas unifilares lo encontraremos en el Anexo A en los planos N° (1, 3, 5, 7, 9, 10, 11).

3.1.2. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES.

Para obtener la cargabilidad de los transformadores se usó un analizador de carga AEMC 3945 el cual arrojó los siguientes resultados.

CT	kVA Pico Medidos	Cargabilidad
Trafo. 75 kVA (Edificio Antiguo)	26,93	35,9 %
Trafo. 100 kVA	43,35	42,18 %
Trafo. 75 kVA (C. de Producción)	33.49	44,65 %
Trafo. 45 kVA (Lab. Brazos Robóticos)	-	Actualmente sin Uso
Aco. Monofásica	-	Acometida Directa
Aco. Trifásica	47,12	Transformador Publico de 200 kVA
Aco. Trifásica	-	Acometida Directa

Tabla 3.1. Datos de Cargabilidad en las fuentes de alimentación a la ESPE-L.

3.1.3. ESTADO FÍSICO DE LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores de la ESPE-L presentan múltiples problemas que se muestran en la tabla siguiente tabla:

ITEM	UBICACION	ESTADO
Trafo. 75 kVA	Edf. Antiguo	<ul style="list-style-type: none"> • No Cuentan con Fusibles NH de Protección • Mala distribución de los conductores en el lado de Baja Tensión • Falta de un mantenimiento ya que presenta mucha cantidad de polvo acumulado, lo cual puede calentamiento del transformador
Trafo. 100 kVA	Lav. De Carros	<ul style="list-style-type: none"> • La cámara de transformación esta utilizada como bodega • La luminaria de la cámara esta desconectada
Trafo. 75 kVA	C. Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Existe un Banco de Capacitores que trabajan sin carga
Trafo. 45 kVA	Lab. Robótica	<ul style="list-style-type: none"> • La acometida no cuenta con un medidor de energía
Acometida Trifásica	Auditorio H.C.	<ul style="list-style-type: none"> • Existe una mala colocación de los fusibles de protección • Los Breakers de la caja de distribución están mal

		colocados. <ul style="list-style-type: none"> No existe mecanismo de sujeción de los interruptores de caja moldeada
--	--	---

Tabla 3.2. Descripción del estado físico de los centros de transformación.

Para sustentar de una mejor manera lo escrito en la Tabla 3.2, se tomo varias fotografías de las cámaras de transformación, las cuales se muestran en el Anexo B.

3.1.4. PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LOS TRANSFORMADORES.

Las protecciones eléctricas que posee cada uno de los transformadores se muestra de manera detallada en el Anexo A en los planos N° (1, 3, 5, 7, 9).

3.2. CENTROS DE CARGA.

Los centros de transformación y acometidas alimentan las zonas como se muestra en la Figura 3.2.



Figura 3.2. Distribución de Cargas según las fuentes de alimentación a la ESPE-L.

3.2.1. DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS CENTROS DE CARGA.

Los diagramas unifilares de los centros de carga se los realizaron empleando la metodología planteada en el Capítulo 2.7.1.

Los detalles de los centros de carga se los muestra en el Anexo A en los planos N° (2, 4, 6, 8, 9, 10, 11).

3.2.2. CARGA TOTAL DEL SISTEMA.

CT	Carga Total Instalada (kW)	(kW) Pico Medidos
Trafo. 75 kVA (Edificio Antiguo)	150,97	24,18
Trafo. 100 kVA	437,85	42,11
Trafo. 75 kVA (C. de Producción)	205,95	33,39
Trafo. 45 kVA (Lab. Brazos Robóticos)	45	-
Aco. Monofásica	10	-
Aco. Trifásica (Auditorio)	217,8	46,12
Aco. Trifásica (Lab. Motores)	16	-
Potencia Total Instalada:	988,3 kW	99,68 kW

Tabla 3.3. Resumen de cargas de la ESPE-L.

3.2.3. CURVAS DE CARGA DEL SISTEMA EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN.

Las curvas de carga fueron obtenidas con el analizador de carga AEMC 3945, durante 7 días seguidos con un período de muestreo de 10 min.

Curva de carga en potencia aparente del transformador de 75 kVA DY5, ubicado en el edificio antiguo junto al departamento de admisión y registro.

Fecha inicio del registro: 26/05/2009
Hora de inicio del registro: 14:35:30
Fecha finalización del registro: 02/06/2009
Hora de finalización del registro: 14:29:30



Figura 3.3. Transformador de 75 kVA.

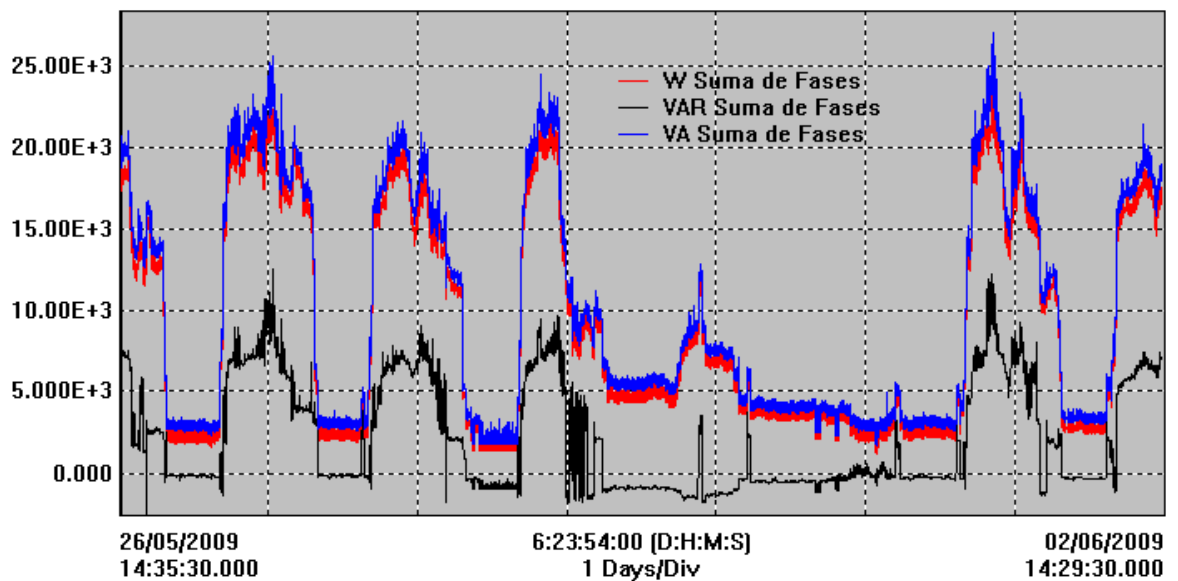


Figura 3.4. Curvas de potencia Activa, Reactiva y Aparente del Transformador de 75 kVA.

Nombre	Muestras	Prom	Min	Max	Unidades
W Linea1	10075	1.671E+3	0.000	5.849E+3	W
W Linea2	10075	3.190E+3	61.20	9.852E+3	W
W Linea3	10075	3.917E+3	474.9	9.936E+3	W
W Suma de Fases	10075	8.779E+3	1.085E+3	24.18E+3	W
VAR Linea1	10075	328.0	-2.149E+3	3.813E+3	VAR
VAR Linea2	10075	1.262E+3	-1.276E+3	4.700E+3	VAR
VAR Linea3	10075	417.6	-2.106E+3	4.533E+3	VAR
VAR Suma de Fases	10075	2.008E+3	-2.508E+3	12.49E+3	VAR
VA Linea1	10075	1.879E+3	0.000	6.991E+3	VA
VA Linea2	10075	3.446E+3	66.14	10.40E+3	VA
VA Linea3	10075	4.320E+3	1.197E+3	10.56E+3	VA
VA Suma de Fases	10075	9.644E+3	1.624E+3	26.93E+3	VA

Tabla 3.4. Tabla de comportamiento de carga del transformador de 75 kVA.

Toda la información de los centros de transformación siguió el mismo procedimiento que el ejemplo anterior:

A Continuación de resumen los resultados medidos en una tabla:

ÍTEM	T. 75 kVA Ed. Ant.	T. 100 kVA	T. 75 kVA CP	Ac. Trifásica Auditorio
kVA max.	26,93	43,35	33,49	47,12
kVA Prom.	9,644	11,48	5,219	18,05
kW max.	24,18	42,11	31,39	46,12
kW Prom.	8,779	10,92	2,656	17,29
kVAR max.	12,49	11,81	10,98	11,66
kVAR Prom.	2,008	920,5	-2,969	2,699

Tabla 3.5. Resumen de datos obtenidos con el analizador de energía.

Los detalles de las mediciones se muestran en el Anexo C.

3.2.4. PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LOS CENTROS DE CARGA.

Las protecciones de los centros de carga, están detallados como se muestran en los diagramas unifilares, y están disponibles en el Anexo A en los Planos N° (2, 4, 6, 8, 9, 10, 11).

3.3. PUESTAS A TIERRA.

Mediante el siguiente grafico indicamos la ubicación de las diferentes puestas a tierra existentes en la ESPE-L.

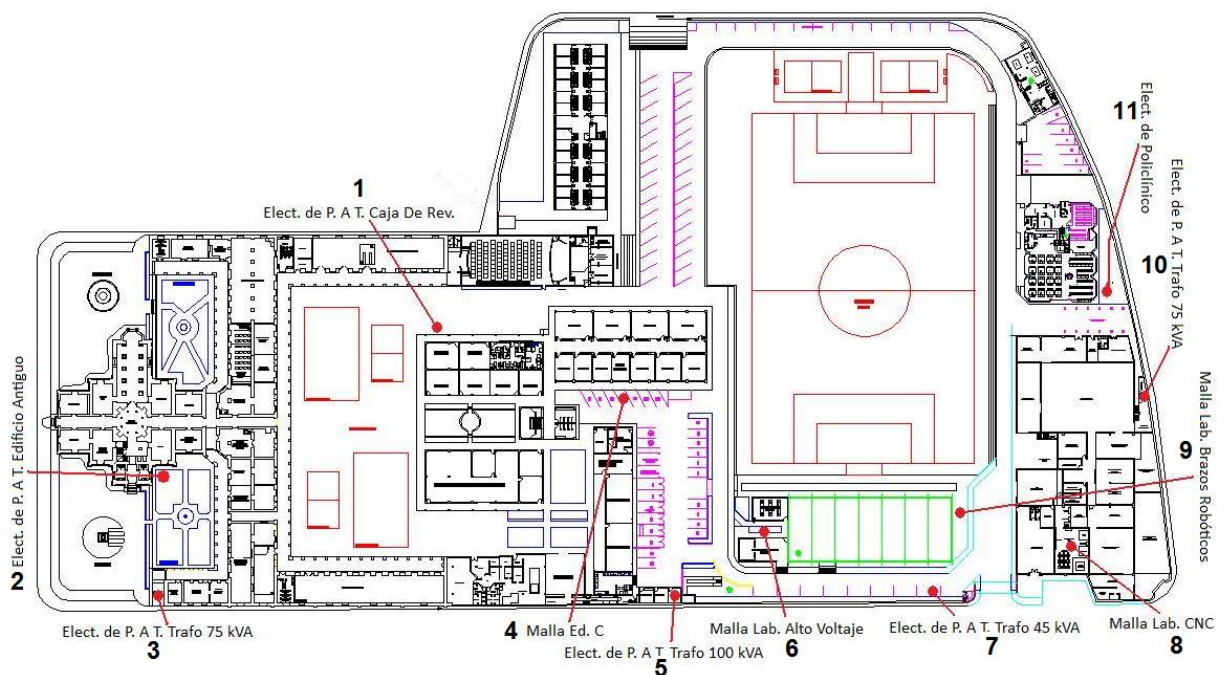


Figura 3.5. Ubicación de las puestas a tierra existentes en el Campus Universitario.

N°	Descripción	Ubicación
1	Electrodo de Puesta a tierra	Bloque de aulas A
2	Electrodo de Puesta a tierra	Jardín del Edificio Antiguo
3	Electrodo de Puesta a tierra	Transformador de 75 kVA
4	Malla a Tierra del Edificio C	Parqueadero
5	Malla a Tierra	Transformador de 100 kVA
6	Malla a Tierra	Lab. Alto Voltaje
7	Electrodo de Puesta a tierra	Transformador de 45 kVA
8	Malla a Tierra	Lab. C.N.C.
9	Malla a Tierra	Lab. Brazos Robóticos
10	Electrodo de Puesta a tierra	Transformador de 75 kVA
11	Electrodo de Puesta a tierra	Jardín de la Biblioteca

Tabla 3.6. Ubicación de las puestas a tierra de la ESPE-L.

3.3.1. DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS PUESTAS A TIERRA.

Los diagramas unifilares de las puestas a tierra las están especificados en el Anexo D.

3.3.2. ESTADO DE LAS PUESTAS A TIERRA.



Figura 3.6. Equipo de medida para tomas de puesta a tierra.

#	UBICACIÓN:	RESISTENCIA (Ω)	OBSERVACIÓN
1	Electrodo de Puesta a Tierra del Transformador de 75 kVA	20,5	Bien
2	Electrodo de Puesta a Tierra para las oficinas del Edificio Antiguo	50,8	Rediseñar
3	Electrodo de puesta a tierra ubicado en una caja de revisión junto al Edificio A	150,6	Rediseñar
4	Malla de puesta a tierra del Transformador de 100 kVA	1,25	Bien
5	Malla a Tierra del Laboratorio de Alto Voltaje	2,5	Bien
6	Malla a Tierra del Edificio C	4,5	Bien
7	Electrodo de puesta a tierra del Transformador de 45 kVA	7,8	Bien
8	Malla a Tierra del Laboratorio de Brazos Robóticos	2,5	Bien
9	Malla a Tierra del Laboratorio de CNC	18,02	No se puede rediseñar
10	Electrodo de puesta a tierra del Transformador de 75 kVA del Centro de Producción	15,8	Bien
11	Electrodo de puesta a tierra del Edificio de la Biblioteca	4,88	Bien

Tabla 3.7. Datos obtenidos de la medición de las puestas a tierra.

3.4. SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ACTUAL UTILIZANDO UN SOFTWARE DE FLUJOS DE POTENCIA (NEPLAN).

Principales Fuentes de Energía de la ESPE-L, tomando en cuenta el pico máximo de potencia consumida, medido con el analizador de energía.

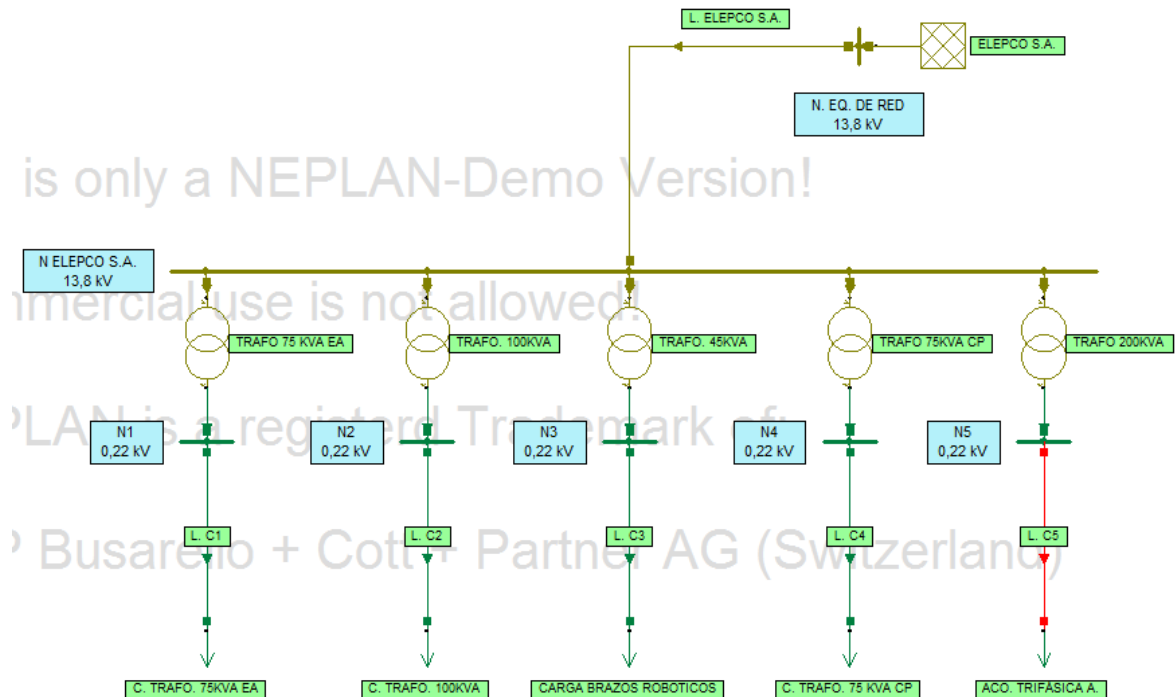


Figura 3.7. Esquema simulado en Neplan de las principales fuentes de energía que consume la ESPE-L.

NOMBRE NODO	TIPO NOMBRE	TIPO	P KW	Q KVAR	I A	ÁNGULO °	CARGAB. %	PÉRDIDAS P KW	PÉRDIDAS Q KVAR
	L. C4	Línea	33,39	10,98	94,4	-19,2			
N ELEPCO S.A.	L. ELEPCO S.A.	Línea	-156,13	-53,67	6,9	161	3,95	0,255	0,239
N ELEPCO S.A.	TRAFO. 45KVA	Trafo.	8,21	4,01	0,4	-26,1	9,13	0	0,074
N ELEPCO S.A.	TRAFO 200KVA	Trafo.	47,06	12,28	2	-14,7	48,64	0	0,474
N ELEPCO S.A.	TRAFO 75KVA CP	Trafo.	33,9	11,78	1,5	-19,2	35,89	0	0,723
N ELEPCO S.A.	TRAFO. 100KVA	Trafo.	42,49	12,65	1,9	-16,6	44,33	0	0,788
N ELEPCO S.A.	TRAFO 75 KVA EA	Trafo.	24,48	12,96	1,2	-27,9	27,69	0	0,43
N ELEPCO S.A.	L. C2	Línea	42,11	11,81	116,6	-16,6			
N. EQ. DE RED	L. ELEPCO S.A.	Línea	156,39	53,91	6,9	-19	3,95	0,255	0,239
N. EQ. DE RED	ELEPCO S.A.	Equivalente de red	-156,39	-53,91	6,9	161			

N1	L. C1	Línea	24,48	12,53	72,8	-27,9	48,55	0,296	0,037
N1	TRAFO. 75 KVA EA	Trafo.	-24,48	-12,53	72,8	152,1	27,5	0	0,43
N2	L. C2	Línea	42,49	11,86	116,6	-16,6	77,71	0,379	0,047
N2	TRAFO. 100KVA	Trafo.	-42,49	-11,86	116,6	163,4	44,11	0	0,788
N3	TRAFO. 45KVA	Trafo.	-8,21	-3,93	24	153,9	9,1	0	0,074
N3	L. C3	Línea	8,21	3,93	24	-26,1	28,25	0,106	0,008
N3	L. C3	Línea	8,1	3,92	24	-26,1			
N3	L. C1	Línea	24,18	12,49	72,8	-27,9			
N4	L. C4	Línea	33,9	11,06	94,4	-19,2	82,06	0,512	0,077
N4	TRAFO 75KVA CP	Trafo.	-33,9	-11,06	94,4	160,8	35,66	0	0,723
N4	L. C5	Línea	46,12	11,66	127,9	-14,7			
N5	L. C5	Línea	47,06	11,8	127,9	-14,7	111,2	0,94	0,142
N5	TRAFO 200KVA	Trafo.	-47,06	-11,8	127,9	165,3	48,52	0	0,474
PÉRDIDAS TOTALES:								2,743	5,767

Tabla 3.8. Resultados de la simulación de las principales fuentes de alimentación a la ESPE-L.

Transformador de 75 kVA, Ubicado en el Edificio Antiguo.

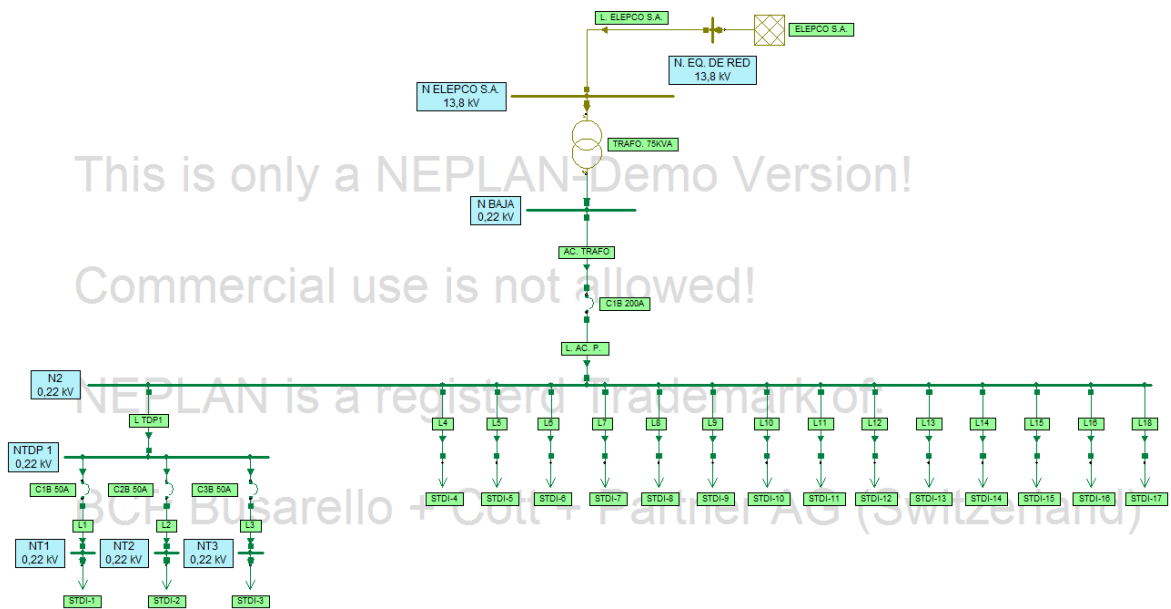


Figura 3.8. Esquema de simulación en Neplan del Trafo. 75.kVA Ubicado en el Edificio Antiguo.

TIPO	TIPO	P	Q	I	ÁNGULO	CARGAB.	PÉRDIDAS	PÉRDIDAS
NOMBRE		KW	KVAR	A	°	%	P KW	Q KVAR
AC. TRAF0	Línea	25,65	11,9	74,7	-25,7	59,77	0,621	0,078
AC. TRAF0	Línea	25,03	11,82	74,7	-25,7	37,36	0,083	0,083
C1B 200A	Interruptor	-24,95	-11,74	74,7	154,3	37,36	0,083	0,083
C1B 50A	Interruptor	4,68	2,12	14,3	-24,3	28,64	0,003	0,003
C2B 50A	Interruptor	1,35	0,62	4,1	-24,4	8,28	0	0
C3B 50A	Interruptor	1,21	0,55	3,7	-24,4	7,42	0	0
L TDP1	Línea	7,29	3,29	22,2	-24,4	19,27	0,044	0,006
L TDP1	Línea	-7,25	-3,28	22,2	155,6	19,28	0,044	0,006
L. AC. P.	Línea	-24,33	-11,66	74,7	154,3	49,82	0,62	0,078
L. ELEPCO S.A.	Línea	-25,65	-12,33	1,2	154,3	0,68	0,007	0,007
L. ELEPCO S.A.	Línea	25,66	12,33	1,2	-25,7	0,68	0,007	0,007
L1	Línea	-4,64	-2,11	14,3	155,7	34,92	0,04	0,001
L1	Línea	-4,68	-2,12	14,3	155,7	28,64	0,003	0,003
L10	Línea	0,14	0,33	1	-66,3	1,74	0	0
L11	Línea	0,93	0,42	2,8	-24,5	4,98	0,003	0
L12	Línea	0,71	0,4	2,3	-29,6	3,95	0,002	0
L13	Línea	0,42	0,19	1,3	-24,5	3,12	0,001	0
L14	Línea	0,93	0,42	2,8	-24,5	4,98	0,002	0
L15	Línea	0,18	0,41	1,2	-66,3	2,18	0	0
L16	Línea	7,12	3,18	21,6	-24,1	37,88	0,166	0,008
L18	Línea	0,96	0,44	2,9	-24,5	5,14	0,003	0
L2	Línea	-1,35	-0,61	4,1	155,6	10,1	0,002	0
L2	Línea	-1,35	-0,61	4,1	155,6	8,28	0	0
L3	Línea	-1,21	-0,55	3,7	155,6	9,04	0,001	0
L3	Línea	-1,21	-0,55	3,7	155,6	7,42	0	0
L4	Línea	0,02	0,02	0,1	-52	0,14	0	0
L5	Línea	1,43	0,65	4,4	-24,5	7,65	0,003	0
L6	Línea	0,89	0,41	2,7	-24,5	4,76	0,001	0
L7	Línea	1,02	0,47	3,1	-24,5	5,46	0,003	0
L8	Línea	1,07	0,49	3,3	-24,5	5,73	0,003	0
L9	Línea	1,19	0,54	3,6	-24,5	6,38	0,004	0
STDI-1	Carga	4,64	2,11	14,3	-24,3			
STDI-10	Carga	0,14	0,33	1	-66,3			
STDI-11	Carga	0,93	0,42	2,8	-24,5			
STDI-12	Carga	0,7	0,4	2,3	-29,6			
STDI-13	Carga	0,42	0,19	1,3	-24,5			
STDI-14	Carga	0,93	0,42	2,8	-24,5			
STDI-15	Carga	0,18	0,41	1,2	-66,3			
STDI-16	Carga	6,95	3,17	21,6	-24,1			
STDI-17	Carga	0,96	0,44	2,9	-24,5			
STDI-2	Carga	1,35	0,62	4,1	-24,4			

STDI-3	Carga	1,21	0,55	3,7	-24,4			
STDI-4	Carga	0,02	0,02	0,1	-52			
STDI-5	Carga	1,43	0,65	4,4	-24,5			
STDI-6	Carga	0,89	0,4	2,7	-24,5			
STDI-7	Carga	1,02	0,47	3,1	-24,5			
STDI-8	Carga	1,07	0,49	3,3	-24,5			
STDI-9	Carga	1,19	0,54	3,6	-24,5			
TRAFO. 75KVA	Transformador	-25,65	-11,9	74,7	154,3	37,7	0	0,43
TRAFO. 75KVA	Transformador	25,65	12,33	1,2	-25,7	37,95	0	0,43
PÉRDIDAS TOTALES:							1,749	1,223

Tabla 3.9. Resultados de la simulación del sistema del Trafo. 75 kVA ubicado en el Edificio Antiguo.

Transformador de 100 kVA, Ubicado junto a la lavadora de autos.

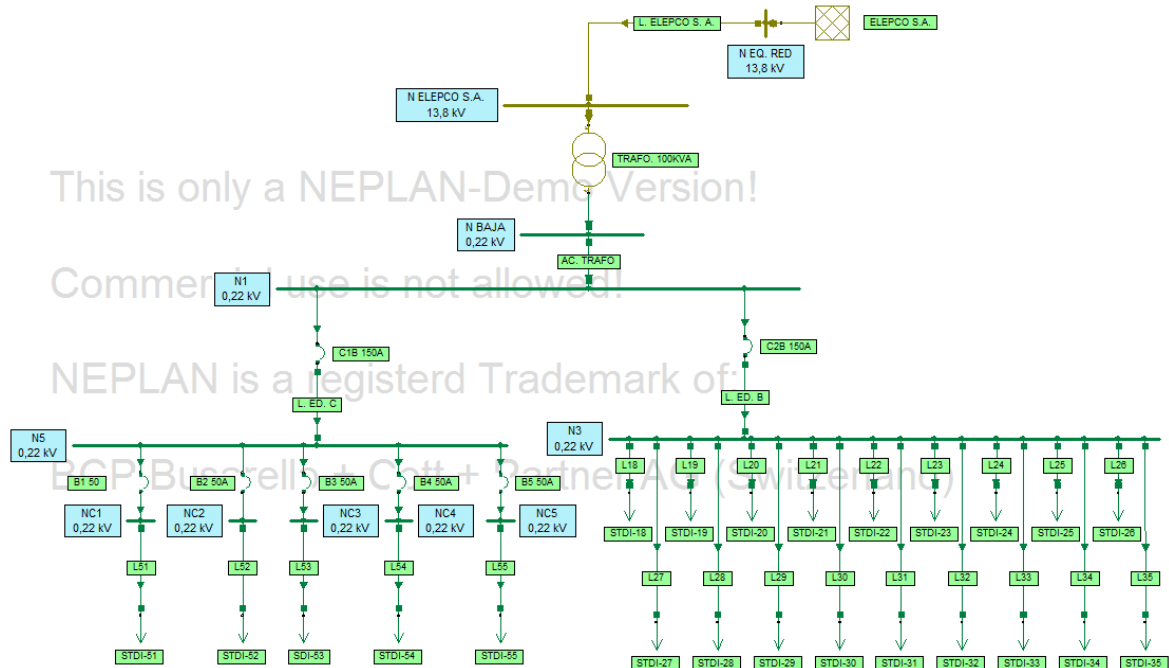


Figura 3.9. Esquema de simulación en Neplan del Trafo. 100 kVA.

TIPO NOMBRE	TIPO	P KW	Q KVAR	I A	ÁNGULO °	CARGAB. %	PÉRDIDAS P KW	PÉRDIDAS Q KVAR
L27	Línea	1,33	0,44	3,8	-18,6	6,72	0,002	0
L28	Línea	0,43	0,14	1,2	-18,5	3,02	0,001	0
L29	Línea	0,43	0,14	1,2	-18,6	2,17	0	0
L30	Línea	0,38	0,13	1,1	-18,6	1,92	0	0
L32	Línea	2,85	0,93	8,2	-18,5	19,98	0,023	0

L35	Línea	0,2	0,07	0,6	-18,7	1,01	0	0
L31	Línea	0,38	0,13	1,1	-18,6	1,92	0	0
L33	Línea	1,42	0,47	4,1	-18,6	7,18	0,003	0
L34	Línea	0,35	0,12	1	-18,6	1,77	0	0
L19	Línea	0,8	0,26	2,3	-18,6	4,04	0,002	0
L20	Línea	0,74	0,24	2,1	-18,6	3,74	0,001	0
L21	Línea	0,85	0,28	2,4	-18,6	4,29	0,001	0
L22	Línea	0,85	0,28	2,4	-18,6	4,29	0,001	0
L23	Línea	0,7	0,23	2	-18,6	3,53	0	0
L24	Línea	0,52	0,17	1,5	-18,6	2,62	0	0
L25	Línea	0,31	0,1	0,9	-18,7	1,56	0	0
L26	Línea	0,23	0,08	0,7	-18,7	1,16	0	0
B2 50A	Interruptor	0	0	0	-90	0	0	0
L51	Línea	3,49	1,14	10	-18,6	24,29	0,023	0
B2 50A	Interruptor	0	0	0	90	0	0	0
L52	Línea	0	0	0	-90	0	0	0
L53	Línea	3,49	1,14	10	-18,6	24,29	0,023	0
L54	Línea	3,49	1,14	10	-18,6	24,29	0,023	0
L55	Línea	3,49	1,14	10	-18,6	24,29	0,023	0
L44	Línea	0,41	0,14	1,2	-19,4	2,85	0	0
L49	Línea	0,46	0,15	1,3	-19,3	3,2	0	0
L46	Línea	1,45	0,47	4,1	-19,2	10,07	0,011	0
L50	Línea	0,09	0,03	0,3	-19,6	0,63	0	0
L45	Línea	0,53	0,17	1,5	-19,3	3,69	0,001	0
L48	Línea	0,53	0,17	1,5	-19,3	3,69	0,001	0
L41	Línea	2,18	0,71	6,3	-19,2	11,06	0,005	0
L40	Línea	1,29	0,42	3,7	-19,1	9,09	0,006	0
L37	Línea	1,59	0,52	4,6	-19,1	11,23	0,009	0
L42	Línea	1,29	0,42	3,7	-19,1	9,09	0,006	0
L39	Línea	1,89	0,62	5,5	-19,1	13,38	0,014	0
L18	Línea	2,32	0,76	6,7	-18,6	5,8	0,01	0,001
B3 50A	Interruptor	3,49	1,14	10	-18,6	1,99	0,001	0,001
B4 50A	Interruptor	3,49	1,14	10	-18,6	1,99	0,001	0,001
B5 50A	Interruptor	3,49	1,14	10	-18,6	1,99	0,001	0,001
B1 50	Interruptor	3,49	1,14	10	-18,6	1,99	0,001	0,001
B1 50	Interruptor	-3,49	-1,14	10	161,4	1,99	0,001	0,001
B3 50A	Interruptor	-3,49	-1,14	10	161,4	1,99	0,001	0,001
B4 50A	Interruptor	-3,49	-1,14	10	161,4	1,99	0,001	0,001
B5 50A	Interruptor	-3,49	-1,14	10	161,4	1,99	0,001	0,001
L43	Línea	3,06	1	8,7	-19,3	10,25	0,014	0,001
L47	Línea	2,64	0,87	7,5	-19,3	8,84	0,013	0,001
L38	Línea	4,39	1,43	12,7	-19,1	31	0,037	0,001
L36	Línea	4,08	1,34	11,8	-19,2	10,29	0,012	0,001

LN4	Línea	-9,18	-3,01	26,1	160,7	17,41	0,076	0,009
C3B 100A	Interruptor	9,27	3,03	26,1	-19,3	26,12	0,01	0,01
C3B 100A	Interruptor	-9,26	-3,02	26,1	160,7	26,12	0,01	0,01
C1B 150A	Interruptor	14,29	4,63	39,8	-18,6	26,56	0,023	0,023
C1B 150A	Interruptor	-14,27	-4,61	39,8	161,4	26,56	0,023	0,023
AC. TRAF0	Línea	-29,86	-9,68	83,2	161,4	55,5	0,193	0,024
C2B 150A	Interruptor	15,57	5,05	43,4	-18,6	28,94	0,028	0,028
C2B 150A	Interruptor	-15,55	-5,02	43,4	161,4	28,94	0,028	0,028
L. ELEPCO S.A.	Línea	-57,23	-20,25	2,5	160,5	1,45	0,034	0,032
L. ELEPCO S.A.	Línea	57,27	20,28	2,5	-19,5	1,45	0,034	0,032
C4B 200A	Interruptor	17,19	5,56	48,4	-19,1	24,2	0,035	0,035
C4B 200A	Interruptor	-17,16	-5,52	48,4	160,9	24,2	0,035	0,035
L. ED. C	Línea	-13,98	-4,57	39,8	161,4	26,56	0,287	0,036
L. LAB.	Línea	-16,7	-5,46	48,4	160,9	32,26	0,456	0,057
L. ED. B	Línea	-15,11	-4,95	43,4	161,4	37,75	0,432	0,065
AC. TRAF0	Línea	57,23	18,77	159,4	-19,5	106,29	0,709	0,089
AC. TRAF0	Línea	-56,52	-18,68	159,4	160,5	106,29	0,709	0,089
TRAF0. 100KVA	Transformador	-57,23	-18,77	159,4	160,5	60,23	0	1,474
TRAF0. 100KVA	Transformador	57,23	20,25	2,5	-19,5	60,71	0	1,474
STDI-28	Carga	0,43	0,14	1,2	-18,5			
STDI-29	Carga	0,43	0,14	1,2	-18,6			
STDI-30	Carga	0,38	0,13	1,1	-18,6			
STDI-32	Carga	2,83	0,93	8,2	-18,5			
STDI-35	Carga	0,2	0,07	0,6	-18,7			
STDI-31	Carga	0,38	0,13	1,1	-18,6			
STDI-33	Carga	1,42	0,47	4,1	-18,6			
STDI-34	Carga	0,35	0,12	1	-18,6			
STDI-19	Carga	0,8	0,26	2,3	-18,6			
STDI-20	Carga	0,74	0,24	2,1	-18,6			
STDI-22	Carga	0,85	0,28	2,4	-18,6			
STDI-23	Carga	0,7	0,23	2	-18,6			
STDI-25	Carga	0,31	0,1	0,9	-18,7			
STDI-26	Carga	0,23	0,08	0,7	-18,7			
STDI-27	Carga	1,33	0,44	3,8	-18,6			
L51	Línea	3,47	1,14	10	-18,6			
L52	Línea	0	0	0	90			
L53	Línea	3,47	1,14	10	-18,6			
STDI-18	Carga	2,31	0,76	6,7	-18,6			
L54	Línea	3,47	1,14	10	-18,6			
STDI-21	Carga	0,85	0,28	2,4	-18,6			
L55	Línea	3,47	1,14	10	-18,6			
STDI-24	Carga	0,52	0,17	1,5	-18,6			
CARGA ANTERIOR	Carga	30,06	10,1	84,9	-19,8			

STDI-43	Carga	3,05	1	8,7	-19,3			
STDI-44	Carga	0,41	0,14	1,2	-19,4			
STDI-49	Carga	0,46	0,15	1,3	-19,3			
STDI-46	Carga	1,44	0,47	4,1	-19,2			
STDI-50	Carga	0,09	0,03	0,3	-19,6			
STDI-45	Carga	0,53	0,17	1,5	-19,3			
STDI-48	Carga	0,53	0,17	1,5	-19,3			
STDI-47	Carga	2,63	0,86	7,5	-19,3			
STDI-38	Carga	4,35	1,43	12,7	-19,1			
STDI-41	Carga	2,17	0,71	6,3	-19,2			
STDI-36	Carga	4,07	1,34	11,8	-19,2			
STDI-40	Carga	1,28	0,42	3,7	-19,1			
STDI-37	Carga	1,58	0,52	4,6	-19,1			
STDI-42	Carga	1,28	0,42	3,7	-19,1			
STDI-39	Carga	1,88	0,62	5,5	-19,1			
PÉRDIDAS TOTALES:							3,395	3,586

Tabla 3.10. Resultados de la simulación del sistema del Trafo. 100 kVA.

Transformador de 75 kVA, Ubicado en el Centro de Producción.

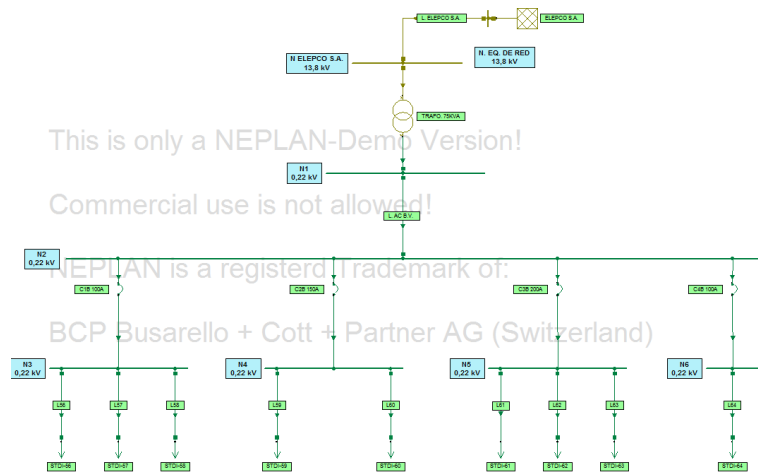


Figura 3.10. Esquema de simulación en Neplan del Trafo. 75 kVA ubicado en el Centro de Producción.

TIPO	TIPO	P	Q	I	ÁNGULO	CARGAB.	PÉRDIDAS	PÉRDIDAS
NOMBRE		KW	KVAR	A	°	%	P KW	Q KVAR
C4B 100A	Interruptor	2,49	1,54	8	-32,1	8	0	0
L58	Línea	1,44	0,89	4,6	-32	7,14	0,009	0
L57	Línea	2,33	1,44	7,5	-32	11,54	0,018	0
L56	Línea	0,95	0,58	3	-32,1	4,68	0,003	0

L63	Línea	0,82	0,51	2,6	-32,1	4,06	0,001	0
L62	Línea	1,44	0,89	4,6	-32,1	7,1	0,005	0
L61	Línea	2,52	1,55	8,1	-32	12,44	0,016	0
L64	Línea	2,49	1,54	8	-32,1	12,3	0,007	0
C4B 100A	Interruptor	-2,49	-1,54	8	147,9	8	0	0
C1B 100A	Interruptor	4,73	2,91	15,2	-32	15,18	0,003	0,003
C3B 200A	Interruptor	4,78	2,95	15,3	-32	7,67	0,003	0,003
C1B 100A	Interruptor	-4,72	-2,91	15,2	148	15,18	0,003	0,003
C3B 200A	Interruptor	-4,77	-2,94	15,3	148	7,67	0,003	0,003
L59	Línea	8,92	5,47	28,7	-31,9	44,14	0,108	0,005
L60	Línea	10,37	6,31	33,3	-31,7	51,25	0,202	0,01
L. ELEPCO S.A.	Línea	-32,5	-20,23	1,6	148,1	0,92	0,013	0,012
L. ELEPCO S.A.	Línea	32,51	20,24	1,6	-31,9	0,92	0,013	0,012
C2B 150A	Interruptor	19,35	11,84	62	-31,8	41,34	0,057	0,057
C2B 150A	Interruptor	-19,29	-11,78	62	148,2	41,34	0,057	0,057
L. AC B.V.	Línea	32,5	19,41	100,5	-31,9	54,33	1,159	0,175
L. AC B.V.	Línea	-31,34	-19,23	100,5	148,1	54,34	1,159	0,175
TRAFO. 75KVA	Transformador	32,5	20,23	1,6	-31,9	51,04	0	0,818
TRAFO. 75KVA	Transformador	-32,5	-19,41	100,5	148,1	50,47	0	0,818
ELEPCO S.A.	Equivalente de red	-32,51	-20,24	1,6	148,1			
STDI-60	Carga	10,17	6,3	33,3	-31,7			
STDI-58	Carga	1,43	0,89	4,6	-32			
STDI-57	Carga	2,32	1,44	7,5	-32			
STDI-56	Carga	0,94	0,58	3	-32,1			
STDI-59	Carga	8,81	5,46	28,7	-31,9			
STDI-63	Carga	0,82	0,51	2,6	-32,1			
STDI-62	Carga	1,43	0,89	4,6	-32,1			
STDI-61	Carga	2,5	1,55	8,1	-32			
STDI-64	Carga	2,48	1,54	8	-32,1			
PÉRDIDAS TOTALES:							2,839	2,151

Tabla 3.11. Resultados de la simulación del sistema del Trafo. 75 kVA, ubicado en el Centro de Producción.

Acometida Trifásica, Ubicada en el Auditorio Héroes del Cenepa.

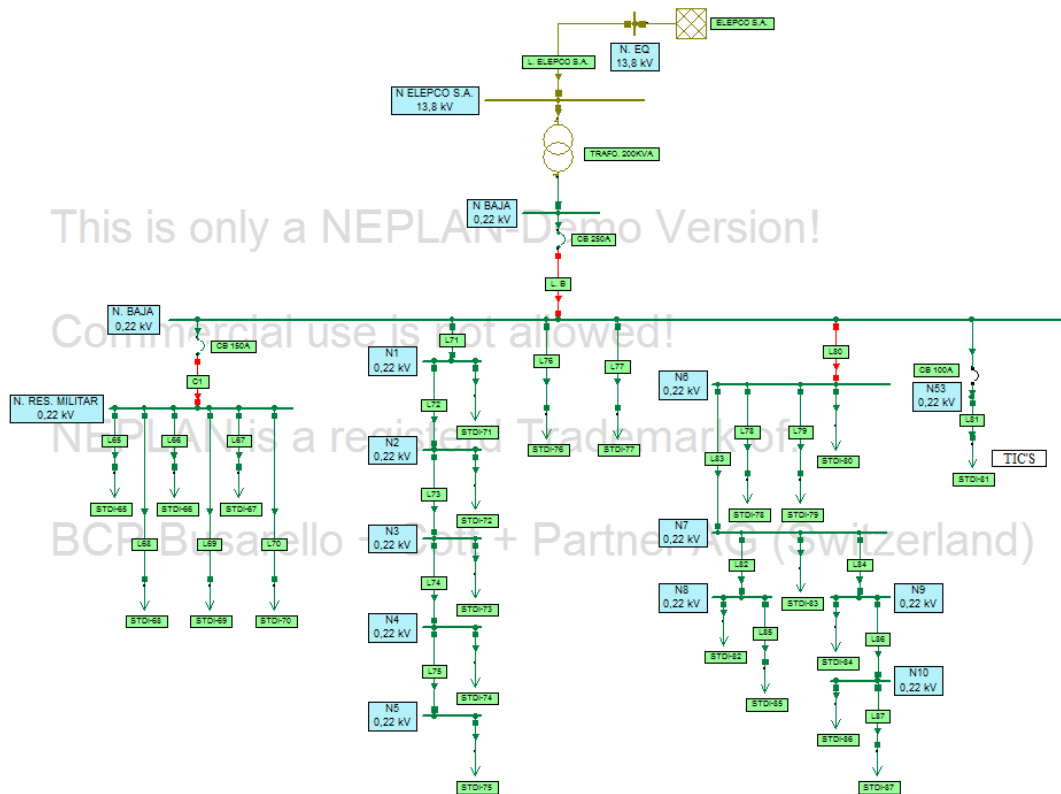


Figura 3.11. Esquema de simulación en Neplan de la Acometida Trifásica Ubicada en el Auditorio.

TIPO NOMBRE	TIPO	P KW	Q KVAR	I A	ÁNGULO °	CARGAB. %	PÉRDIDAS P KW	PÉRDIDAS Q KVAR
C1	Línea	-13,64	-4,65	44,5	162,6	108,49	1,788	0,059
CB 100A	Interruptor	11,66	6,76	37	-30,5	36,97	0,02	0,02
CB 100A	Interruptor	-11,64	-6,74	37	149,5	36,97	0,02	0,02
CB 150A	Interruptor	15,46	4,74	44,3	-17,5	29,56	0,028	0,028
CB 150A	Interruptor	-15,43	-4,71	44,3	162,5	29,56	0,028	0,028
CB 250A	Interruptor	45,45	16,76	128,1	-20,9	51,24	0,244	0,244
CB 250A	Interruptor	-45,2	-16,52	128,1	159,1	51,24	0,244	0,244
ELEPCO S.A.	Equivalente de red	-45,6	-17,39	2	159,1			
L. B	Línea	-43,78	-16,31	128,1	159,1	111,41	1,419	0,212
L. ELEPCO S.A.	Línea	-45,58	-17,37	2	159,1	1,17	0,022	0,02
L. ELEPCO S.A.	Línea	45,6	17,39	2	-20,9	1,17	0,022	0,02
L65	Línea	0,6	0,88	3,3	-54,1	7,99	0,001	0
L66	Línea	3,02	0,88	9,7	-14,8	23,68	0,021	0

L67	Línea	3,02	0,88	9,7	-14,8	23,68	0,021	0
L68	Línea	2,75	0,8	8,8	-14,8	21,53	0,017	0
L69	Línea	1,21	0,35	3,9	-14,8	9,5	0,005	0
L70	Línea	3,04	0,88	9,8	-14,7	23,8	0,037	0,001
L71	Línea	4,89	1,39	13,9	-16,4	21,44	0,038	0,001
L71	Línea	-4,85	-1,39	13,9	163,6	21,44	0,038	0,001
L72	Línea	4,16	1,19	12	-16,3	18,39	0,02	0,001
L72	Línea	-4,14	-1,19	12	163,7	18,39	0,02	0,001
L73	Línea	3,79	1,09	11	-16,3	16,85	0,052	0,002
L73	Línea	-3,74	-1,09	11	163,7	16,85	0,052	0,002
L74	Línea	2,3	0,67	6,7	-16,3	10,36	0,018	0
L74	Línea	-2,28	-0,66	6,7	163,7	10,36	0,018	0
L75	Línea	0,48	0,14	1,4	-16,2	2,18	0	0
L75	Línea	-0,48	-0,14	1,4	163,8	2,18	0	0
L76	Línea	1,63	0,47	4,7	-16,7	7,16	0,003	0
L77	Línea	0,93	0,27	2,7	-16,7	6,49	0,001	0
L78	Línea	1,9	0,55	5,4	-16,7	8,37	0,004	0
L79	Línea	2,1	0,61	6	-16,6	9,24	0,007	0
L80	Línea	9,21	2,67	26,3	-16,6	22,88	0,02	0,003
L80	Línea	-9,19	-2,67	26,3	163,4	22,88	0,02	0,003
L81	Línea	11,52	6,72	37	-30,5			
L81	Línea	11,64	6,74	37	-30,5	32,14	0,122	0,018
L82	Línea	0,61	0,18	1,8	-16,6	2,72	0	0
L82	Línea	-0,61	-0,18	1,8	163,4	2,72	0	0
L83	Línea	3,2	0,92	9,1	-16,5	14,06	0,03	0,001
L83	Línea	-3,16	-0,92	9,1	163,5	14,06	0,03	0,001
L84	Línea	1,92	0,56	5,5	-16,4	8,53	0,012	0
L84	Línea	-1,91	-0,56	5,5	163,6	8,53	0,012	0
L85	Línea	0,27	0,08	0,8	-16,6	1,2	0	0
L86	Línea	-1,27	-0,37	3,7	163,6	5,72	0,006	0
L86	Línea	1,28	0,37	3,7	-16,4	5,72	0,006	0
L87	Línea	0,66	0,19	1,9	-16,4	2,94	0,001	0
STDI-65	Carga	0,6	0,88	3,3	-54,1			
STDI-66	Carga	3	0,88	9,7	-14,8			
STDI-67	Carga	3	0,88	9,7	-14,8			
STDI-68	Carga	2,73	0,8	8,8	-14,8			
STDI-69	Carga	1,21	0,35	3,9	-14,8			
STDI-70	Carga	3	0,88	9,8	-14,7			
STDI-71	Carga	0,69	0,2	2	-16,6			
STDI-72	Carga	0,35	0,1	1	-16,5			
STDI-73	Carga	1,44	0,42	4,2	-16,4			
STDI-74	Carga	1,8	0,53	5,3	-16,3			
STDI-75	Carga	0,48	0,14	1,4	-16,2			

STDI-76	Carga	1,63	0,47	4,7	-16,7			
STDI-77	Carga	0,93	0,27	2,7	-16,7			
STDI-78	Carga	1,9	0,55	5,4	-16,7			
STDI-79	Carga	2,09	0,61	6	-16,6			
STDI-80	Carga	2	0,58	5,7	-16,7			
STDI-82	Carga	0,34	0,1	1	-16,6			
STDI-83	Carga	0,63	0,18	1,8	-16,6			
STDI-84	Carga	0,63	0,18	1,8	-16,5			
STDI-85	Carga	0,27	0,08	0,8	-16,6			
STDI-86	Carga	0,62	0,18	1,8	-16,4			
STDI-87	Carga	0,65	0,19	1,9	-16,4			
TRAFO. 200KVA	Transformador	-45,45	-16,76	128,1	159,1	24,22	0,132	0,604
TRAFO. 200KVA	Transformador	45,58	17,37	2	-20,9	24,39	0,132	0,604
PÉRDIDAS TOTALES:							4,731	2,138

Tabla 3.12. Resultados de la simulación del sistema de la Acometida Trifásica, ubicada en el Auditorio.

UBICACIÓN	PERDIDAS	
	P KW	Q KVAR
Trafo. 75 kVA Ed. Antiguo	1,749	1,223
Trafo. 100 kVA	3,395	3,586
Trafo. 75 kVA C. Producción	2,839	2,151
Aco. Trifásica Auditorio	4,731	2,138
PÉRDIDAS TOTALES:	12,714	9,098

Tabla 3.13. Resultados las pérdidas totales, según la simulación de los centros de carga en Neplan.

3.5. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS²⁵.

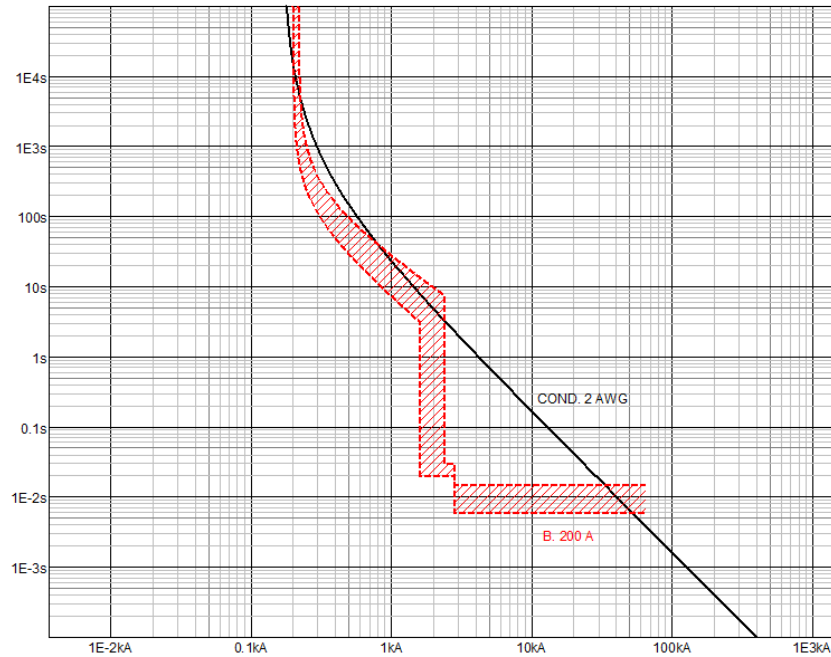


Figura 3.12. Curva de coordinación de protecciones del Trafo. 75 kVA del Edificio Antigo.

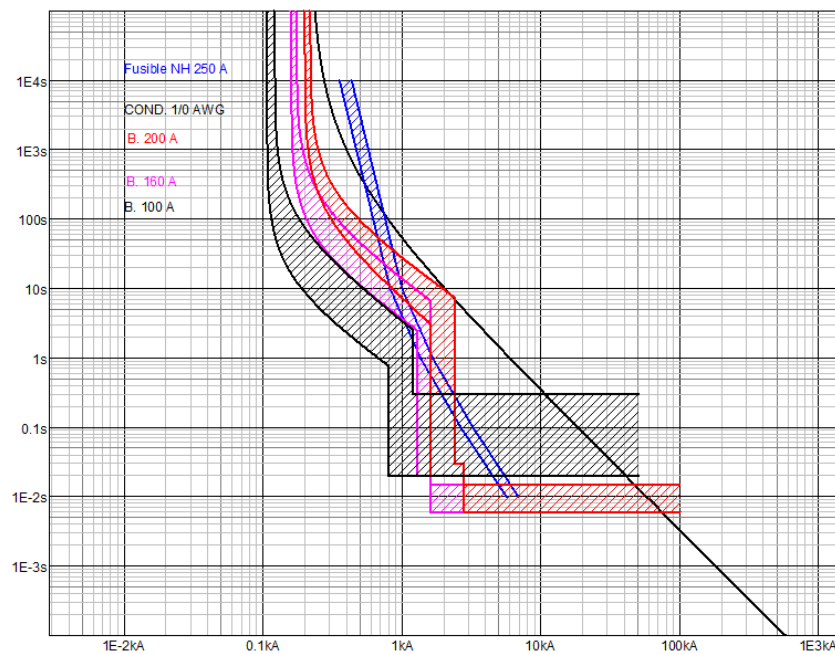


Figura 3.13. Curva de coordinación de protecciones del Trafo. 100 kVA.

²⁵ Las curvas de coordinación se las obtuvieron mediante el software Curves 1.0, de la marca ABB.

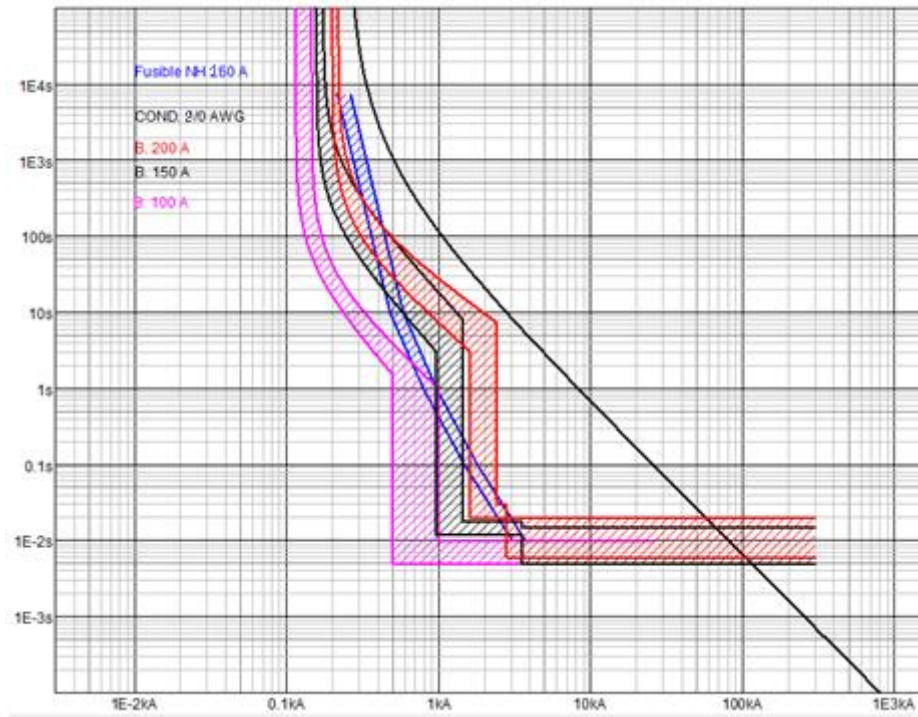


Figura 3.14. Curva de coordinación de protecciones del Trafo. 75 kVA del Centro de Producción.

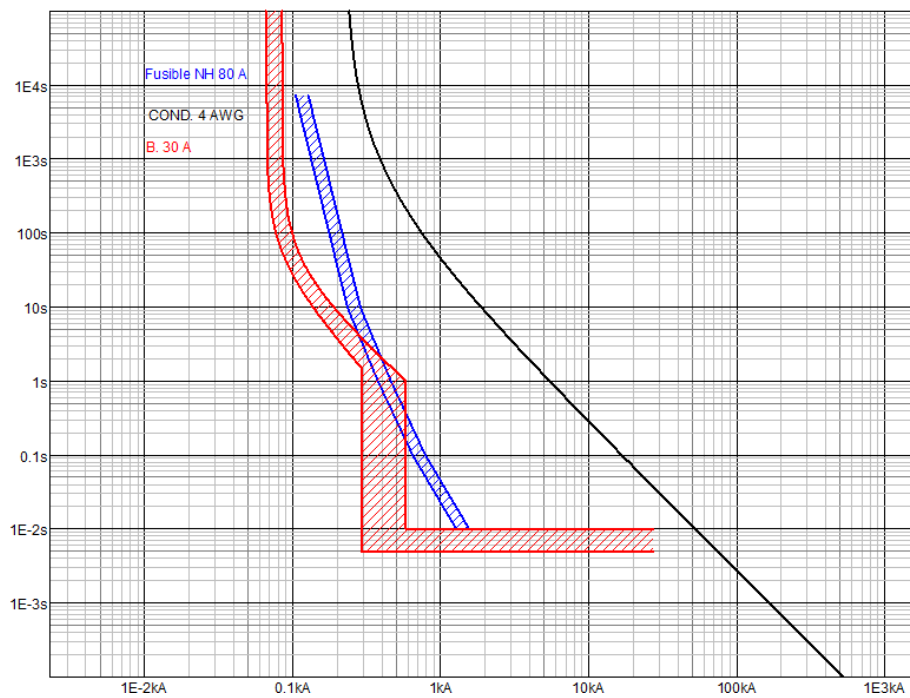


Figura 3.15. Curva de coordinación de protecciones del Trafo. 45 kVA del Laboratorio de Brazos Robóticos.

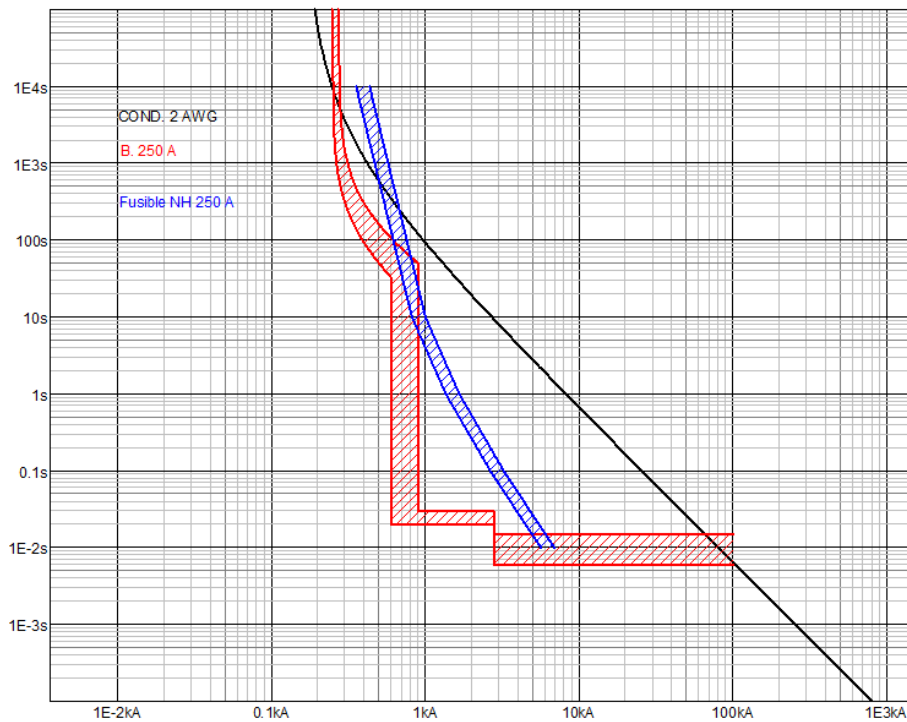


Figura 3.16. Curva de coordinación de protecciones de la Acometida Trifásica del Auditorio.

3.6. CALIDAD ENERGÉTICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

Para obtener datos de calidad de energía, de la ESPE-L nos ayudaremos de un analizador de energía AEMC 3945. El cual nos permite obtener informes de Tendencia muy completos para nuestro estudio. Los mismos que se encuentran en el Anexo C.

3.6.1. FACTOR DE POTENCIA.

Factor de potencia en el transformador de 75 kVA del Edificio Antiguo.

FUENTE	PF MAX.	PF PROM.
Trafo. 75 kVA (Edificio Antiguo)	0,9	0,91
Trafo. 100 kVA	0,97	0,95
Trafo. 75 kVA (C. de Producción)	0,94	0,51
Acometida Trifásica (Auditorio)	0,98	0,96

Tabla 3.14. Tabla de resumen de factor de potencia de las principales fuentes que alimentan a la ESPE-L.

3.6.2. ARMÓNICOS.

Distorsión armónica del transformador de 75 kVA ubicado en el edificio antiguo.

ITEM	ORDEN DE THD DE CORRIENTE						Estado Según la Norma IEEE- 11-59
	Línea	1	3	5	7	9	
THD EN TRAF0. 75 KVA E. A.	Línea 1	100	51	22,3	8,8	4,6	No Cumple
	Línea 2	100	23,7	13,5	3,3	0,5	No Cumple
	Línea 3	100	26,3	11,4	3,1	2,1	No Cumple
THD EN TRAF0. 100 KVA	Línea 1	100	27,8	16,5	6,9	1,8	No Cumple
	Línea 2	100	26,5	10,7	4,9	1,3	No Cumple
	Línea 3	100	26,9	14	3,9	2,2	No Cumple
THD EN TRAF0. 75 KVA C.P.	Línea 1	100	11,7	6,6	3,8	2,6	Cumple
	Línea 2	100	4,4	7,6	3,8	1,7	Cumple
	Línea 3	100	18,6	14,2	8,4	3,5	Cumple
THD EN AC. TRI. AUD.	Línea 1	100	16,6	4,9	3	1,3	Cumple
	Línea 2	100	15,7	4,9	1,2	1,1	Cumple
	Línea 3	100	20,3	7,6	2,5	1,2	Cumple

Tabla 3.15. Porcentaje de distorsión armónica de corriente de las principales fuentes de alimentación a la ESPE-L.

3.6.3. TRANSITORIOS.

Transitorios en el transformador de 75 kVA del Edificio Antiguo, el transformador de 100 kVA y el transformador de 75 kVA no se generó ningún transitorio.

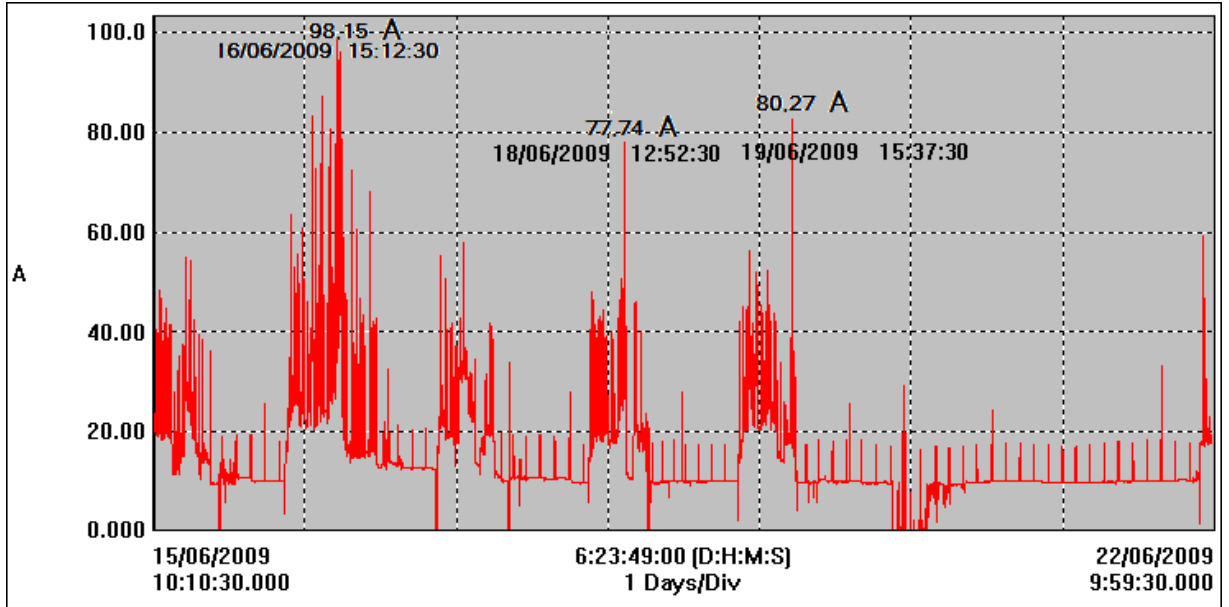


Figura 3.17. Transitorios en la fase B.

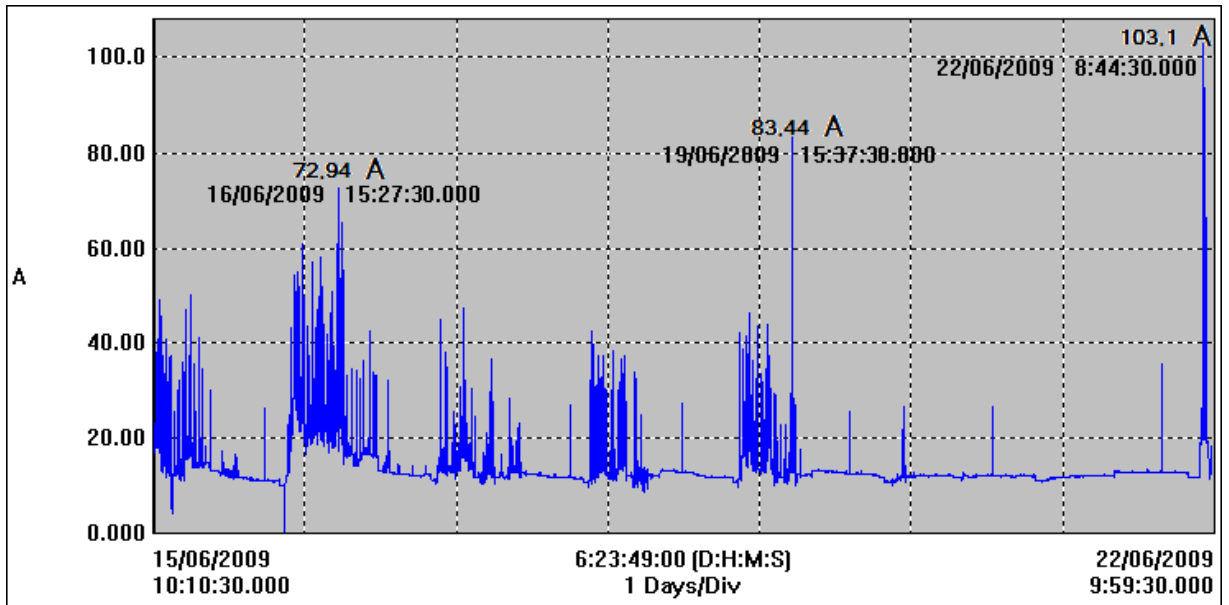


Figura 3.18. Transitorios en la fase C.

Transitorios en la Acometida Trifásica Ubicada en el Auditorio Héroes del Cenepa.

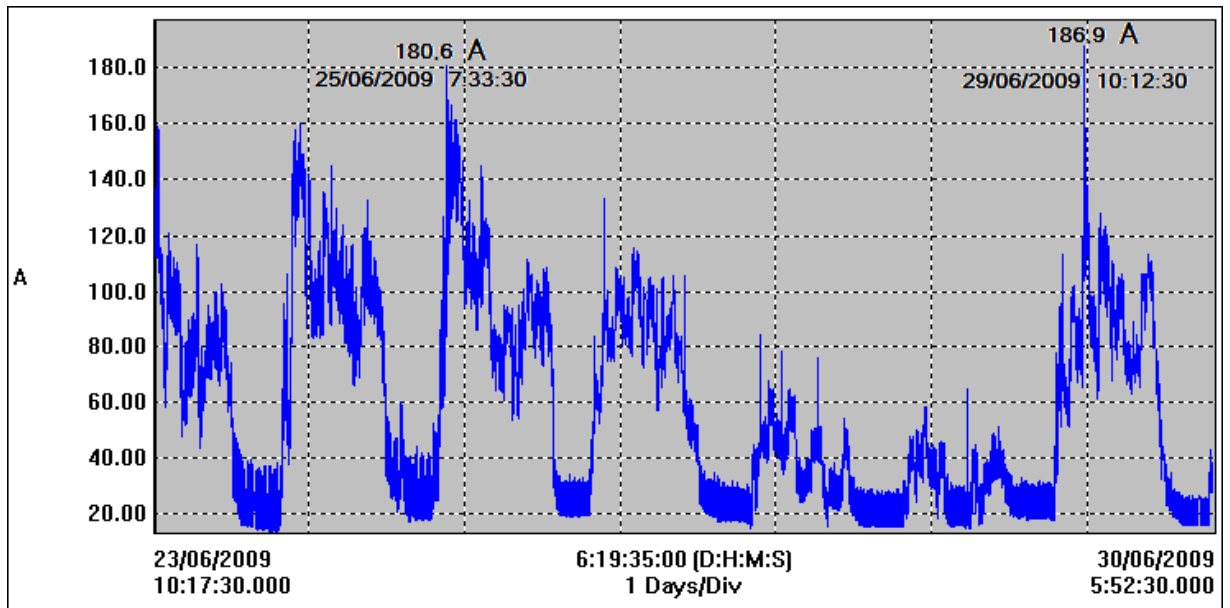


Figura 3.19. Transitorios en la fase C.

3.6.4. BALANCE DE FASES.

Todas las fuentes analizadas no presentan están dentro de los límites permitidos como se muestra en los informes de tendencia en el Anexo C.

3.7. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

Los resultados tanto del levantamiento de los diagramas unifilares, como los informes de tendencia, que nos muestra el analizador de carga están disponibles dentro del Anexo A, Anexo C y el Anexo D.

IV. CAPÍTULO

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN Y REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA ESPEL

4.1. ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL Y REDISEÑO DE LOS DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

4.1.1. CÁLCULOS POR LOS MÉTODOS DE CORRIENTE Y VOLTAJE.

Los siguientes cálculos se los realizó utilizando las ecuaciones indicadas en el Capítulo 2. Con las ecuaciones 2.23, 2.24, 2.25, 2.26.

ITEM	POTENCIA INSTALADA (kVA)	POTENCIA UTILIZADA (kVA)	CORRIENTE TOTAL (A)	CONDUCTOR EXISTENTE (AWG)
Trafo. 75 kVA EA	75	26,93	70,67	1/0 TTU
Trafo. 100 kVA	100	43,35	113,76	1/0 TTU
Trafo. 75 kVA CP	75	33,49	87,89	2/0 TTU
Trafo. 45 kVA BR	45	0,00	0,00	4 TTU
Acometida Trifásica	200	47,12	123,66	4 TTU

Tabla 4.1. Cálculos por el método de corriente.

ITEM	COND. EXISTENTE (AWG)	LONGITUD (m)	RESISTIVIDAD ($\Omega\text{m}/\text{mm}^2$)	CORRIENTE (A)	SECCION (mm^2)	ΔV	% DE ΔV
Trafo. 75 kVA EA	1/0 TTU	40	0,02	70,67	53,52	0,91	0,76
Trafo. 100 kVA	1/0 TTU	10	0,02	113,76	53,52	0,37	0,31
Trafo. 75 kVA CP	2 TTU	15	0,02	87,89	33,54	0,68	0,56
Trafo. 45 kVA BR	4 TTU	50	0,02	0,00	21,12	0,00	0
Acometida Trifásica	4 TTU	30	0,02	123,66	21,12	3,03	2,52

Tabla 4.2. Cálculos por el método de Voltaje.

4.1.2. CÁLCULOS POR EL MÉTODO DE CORTOCIRCUITO.²⁶

Para obtener las corrientes de cortocircuito de debe aplicar el cálculo de las impedancias como se expresa en el Capítulo 2. En el punto 2.3.2.3. Cortocircuitos.

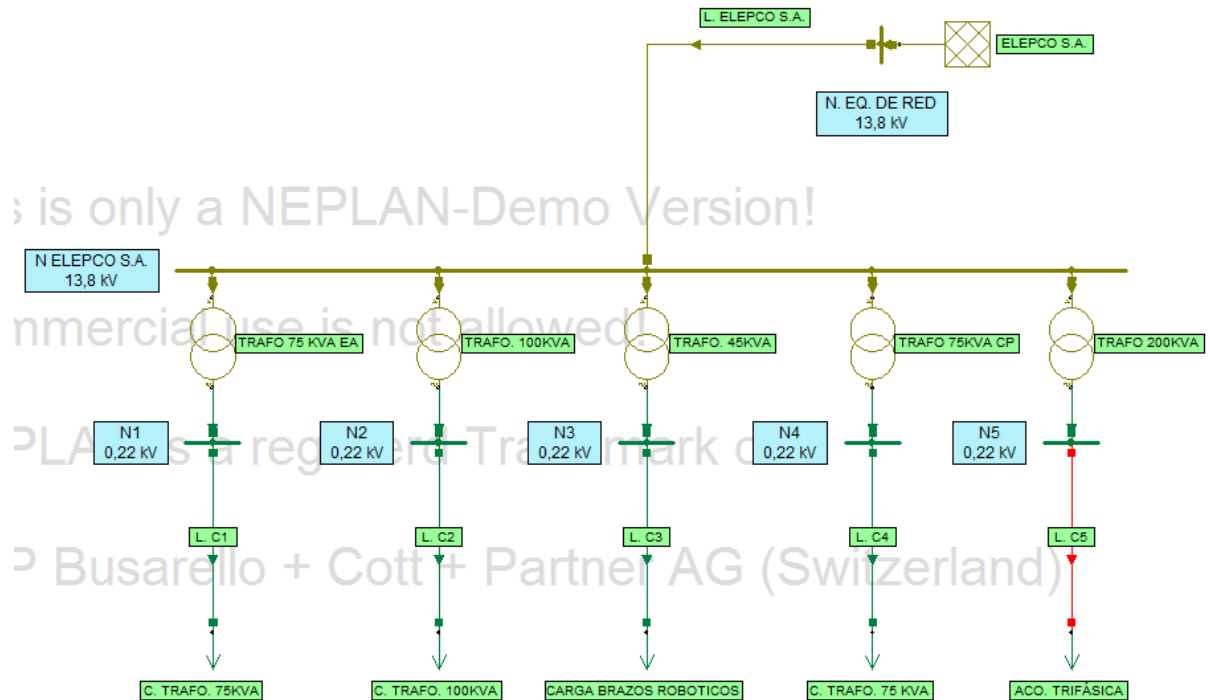


Figura 4.1. Principales fuentes de alimentación a la ESPE-L.

Ubicación de la Falla	I_k (RST) (A)	A_k (RST) °	Tipo de Falla
N ELEPCO S.A.	1480,6	-53,13	Falla Trifásica
N. EQ. DE RED	6233,7	-90	Falla Trifásica
N1	4913,7	-88,33	Falla Trifásica
N2	6763,7	-87,62	Falla Trifásica
N3	3147	-88,98	Falla Trifásica
N4	4914,1	-88,32	Falla Trifásica
N5	3485,9	-88,84	Falla Trifásica

Tabla 4.3. Corrientes de cortocircuito de los transformadores.

²⁶ Datos Obtenidos en la Simulación del SEP utilizando el Software Neplan.

4.1.3. REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE FUERZA, MEDIDA, CONTROL, PROTECCIÓN Y CONDUCTORES.²⁷

Capacidad	Secundario 120/208 V			Conductor (AWG) TTU	Medida
	In (A)	Fusible (**)	C. Termo -magnético en Caja Moldeada		
Trafo. 75 kVA EA	208,33	OFAA 2gG 200A	CB - T4V 250 TMA 250-2500 (250 A)	2/0 TTU	Instalar un medidor electrónico
Trafo. 100 kVA	277,78	OFAA 2gG 315A	CB - T5H 400 TMA 320-3200 (320A)	3/0 TTU	-
Trafo. 75 kVA CP	208,33	OFAA 2gG 200A	CB - T4V 250 TMA 250-2500 (250 A)	2/0 TTU	Instalar un medidor electrónico
Trafo. 45 kVA BR ²⁸	64,95	OFAA 00gG 80A	CB - S1B 125 R50 + RC210 125A 300mA (50A)	4 TTU	Instalar un medidor electrónico
Acometida Trifásica (T. 200 kVA)	555,14	250 A	CB - T4V 250 TMA 200-2000 (200 A)	1/0 TTU	Instalar un medidor electrónico

Tabla 4.4 .Equipos a ser instalados en las principales fuentes de alimentación a la ESPE-L.

4.1.4. DIAGRAMAS UNIFILARES NUEVOS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

Los diagramas unifilares propuestos están disponibles en el Anexo E, en los planos N° (1, 3, 5, 7).

4.2. ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL Y REDISEÑO DE LOS CENTROS DE CARGA.

4.2.1. CÁLCULOS POR LOS MÉTODOS DE CORRIENTE Y VOLTAJE.

Para tener datos de caída de voltaje y variaciones de corriente de cada subtablero de distribución, se tomo en cuenta los resultados de la simulación de los sistemas en el Capítulo 3.4.

²⁷ Todos los datos obtenidos para el redimensionamiento de los equipos de protección fueron tomados de la marca ABB.

²⁸ Transformador con la 45 kVA 13,800 / 400 V.

4.2.2. CÁLCULOS POR EL MÉTODO DE CORTOCIRCUITO.²⁹

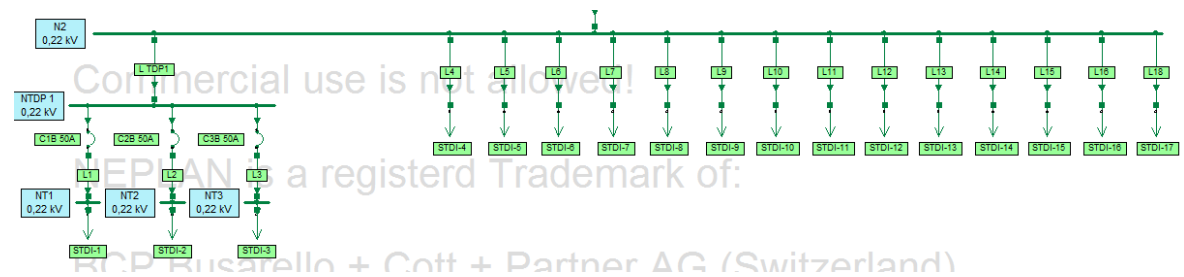
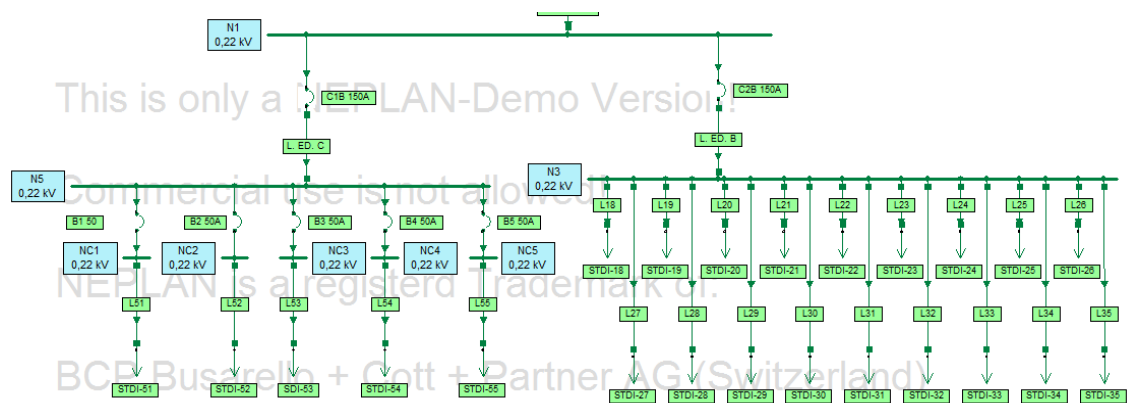


Figura 4.2. Cargas del transformador de 75 kVA del edificio Antiguo.

Ubicación de la Falla	Ik (RST) (A)	Ak (RST) °	Tipo de Falla
N2	1658,6	-25,66	Falla Trifásica
NT1	782,9	-14	Falla Trifásica
NT2	817,8	-14,55	Falla Trifásica
NT3	919,8	-16,16	Falla Trifásica
NTDP 1	1229,1	-21,14	Falla Trifásica

Tabla 4.5. Corrientes de cortocircuito de los nodos del transformador de 75 kVA del Edificio Antiguo.



²⁹ Datos Obtenidos en la Simulación del SEP utilizando el Software Neplan 5.2.4.

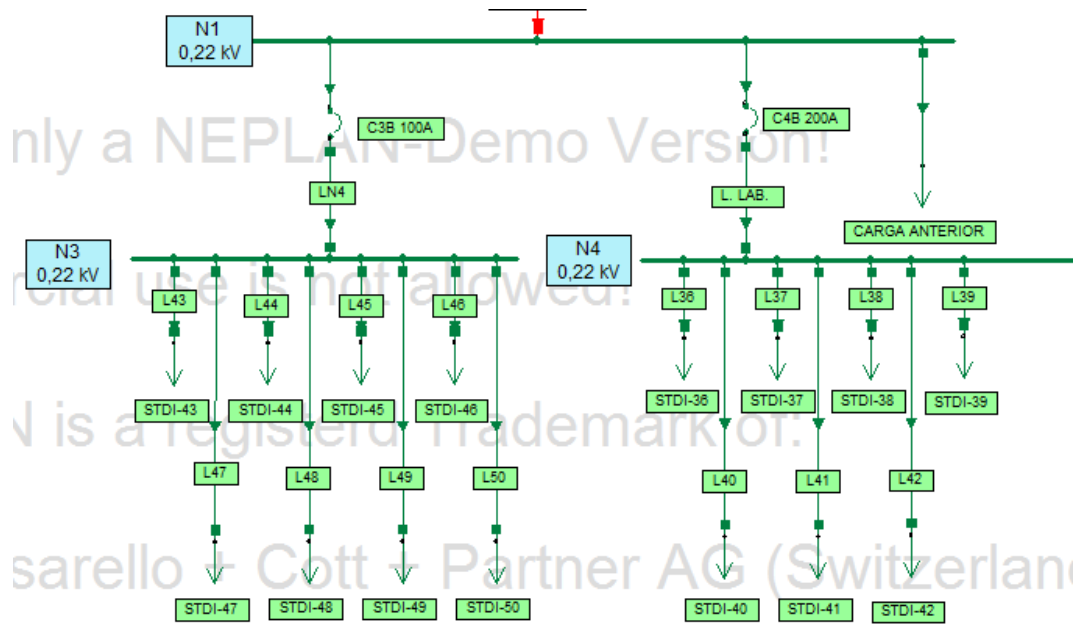


Figura 4.3. Cargas del transformador de 100 kVA.

Ubicación de la Falla	I_k (RST) (A)	A_k (RST) °	Tipo de Falla
N3	1492,6	-20,84	Falla Trifásica
N1	5870,2	-65,79	Falla Trifásica
N5	1812,9	-22,35	Falla Trifásica
NC1	1791,4	-22,08	Falla Trifásica
NC2	1791,4	-22,08	Falla Trifásica
NC3	1791,4	-22,08	Falla Trifásica
NC4	1791,4	-22,08	Falla Trifásica
NC5	1791,4	-22,08	Falla Trifásica
N4	1712,1	-21,49	Falla Trifásica
N1	5870,3	-65,79	Falla Trifásica
N3	2466,4	-29,05	Falla Trifásica

Tabla 4.6. Corrientes de cortocircuito de los nodos del transformador de 100 kVA.

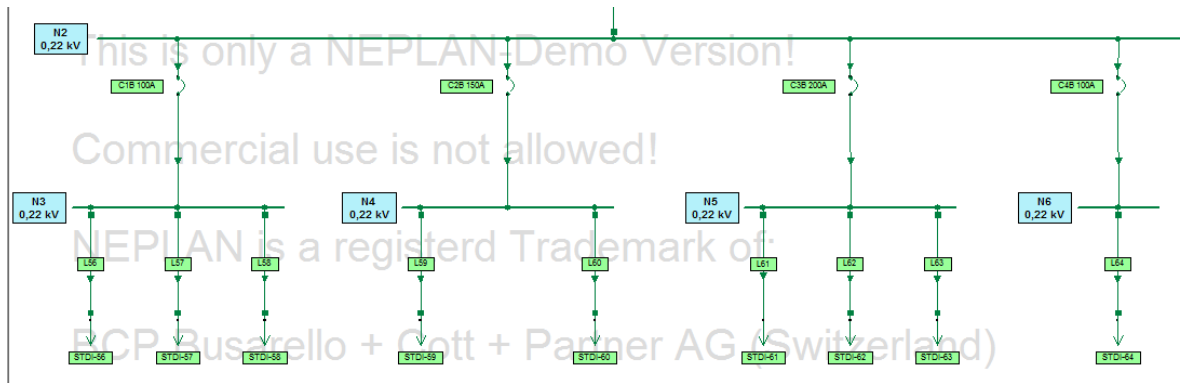


Figura 4.4. Cargas del transformador de 75 kVA del Centro de Producción.

Ubicación de la Falla	I_k (RST) (A)	A_k (RST) °	Tipo de Falla
N1	4917,7	-89,09	Falla Trifásica
N2	2700,7	-41,39	Falla Trifásica
N3	843,2	-40,67	Falla Trifásica
N4	2661,9	-40,67	Falla Trifásica
N5	2661,9	-40,67	Falla Trifásica
N6	2661,9	-40,67	Falla Trifásica

Tabla 4.7. Corrientes de cortocircuito de los nodos del Trafa.75 kVA, ubicado en el Centro de Producción.

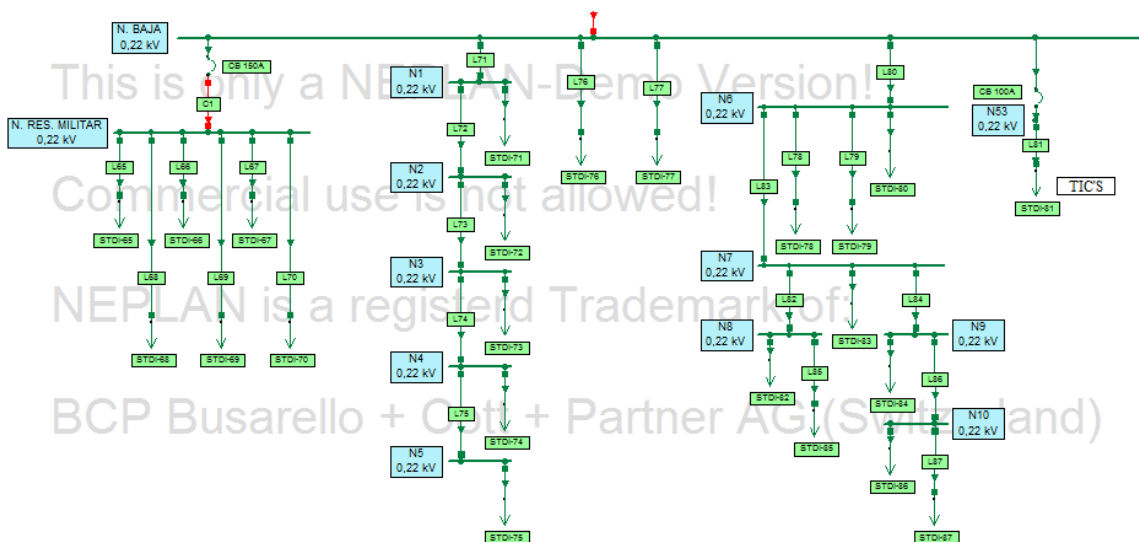


Figura 4.5. Cargas de la Acometida trifásica.

Ubicación de la Falla	Ik (RST) (A)	Ak (RST) °	Tipo de Falla
N. BAJA	2019	-53,14	Falla Trifásica
N. EQ	6233,7	-90	Falla Trifásica
N. RES. MILITAR	388,1	-10,51	Falla Trifásica
N1	1139,8	-28,59	Falla Trifásica
N10	302,6	-9,59	Falla Trifásica
N2	831,1	-21,31	Falla Trifásica
N3	449	-12,7	Falla Trifásica
N4	314,2	-9,73	Falla Trifásica
N5	231,6	-7,92	Falla Trifásica
N53	2001,5	-52,48	Falla Trifásica
N6	1826,7	-47,98	Falla Trifásica
N7	756,5	-19,92	Falla Trifásica
N8	499,1	-14,02	Falla Trifásica
N9	442	-12,72	Falla Trifásica

Tabla 4.8. Corrientes de cortocircuito de los nodos de la Acometida Trifásica.

4.2.3. REDIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE FUERZA, MEDIDA, CONTROL, PROTECCIÓN Y CONDUCTORES.

El redimensionamiento de todos los elementos se muestran en los diagramas unifilares propuestos en el rediseño de los subtableros de distribución especificados en el Anexo E en los planos N° (2, 4, 6, 8, 9, 10,11).

4.2.4. DIAGRAMAS UNIFILARES NUEVOS DE LOS CENTROS DE CARGA.

Todos los diagramas unifilares propuestos de los centros de carga se muestran en el Anexo E en los planos N° (2, 4, 6, 8, 9, 10,11).

4.3. ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL Y REDISEÑO DE LAS PUESTAS A TIERRA.

4.3.1. CÁLCULO Y REDIMENSIONAMIENTO DE LAS PUESTAS A TIERRA.

Hemos diseñado un software que nos permita calcular las puestas a tierra³⁰.

ITEM	Tipo de Malla	I Falla Asimétrica (A)	C. de Cu AWG Desnudo	N° de Varillas	Dist. Entre Varillas (m)	Long. Varillas (m)	Área (m ²)	Long. Cond. (m)	Alt. Capa de Ripio (cm)
STDI-81	Cuadrada	1215,8	2	9	2	1,8	16	40	12
TDP-1	Cuadrada	840,3	2	9	2	1,8	16	55	12
STDI-56	Rectangular	866,4	2	6	2	1,8	8	25	12
STDI-18	Cuadrada	628,6	2	6	2	1,8	16	40	12
STDI-80	Cuadrada	1421,6	2	6	2	1,8	16	50	12

ITEM	Ubic.	Voltaje de Paso 70 Kg (V)	Volt de Toque 70 Kg (V)	Volt. Malla (V)	Volt. Piso (V)	Res. de malla (Ω)
STDI-18	TIC'S	2430,39	759,71	457,07	625,9	~ 5,43
TDP-1	Ed. Ant.	1795,07	759,61	313,83	432,79	~ 5,43
STDI-56	Biblioteca	2430,39	759,61	493,62	381,65	~ 7,47
STDI-18	Edificio B	2430,39	759,61	308,62	250,89	~ 5,98
STDI-80	Edificio A	1795,70	759,61	308,62	250,89	~ 5,16

Tabla 4.9. Datos calculados para las mallas a tierra que se proponen implementar.

A todas las mallas sugeridas a implementar se utilizara el siguiente tratamiento de suelos:

- Los puntos para unión de las varillas con el conductor serán juntadas con soldas exotérmicas.

³⁰ El software está basado en el diseño según el libro DR. CASAS OSPINA, Favio - Tierras Soporte de La seguridad Eléctrica - Capítulo 4 Pág. 97. – Folleto de Alto Voltaje Decimo Nivel.

- Poner rellenos de 6 m³ de tierra negra en cada malla distribuyendo uniformemente a lo largo del área total que se va a instalar la malla a tierra.
- En lo que se refiere al mejoramiento del suelo se va a utilizar compuestos orgánicos humus y compuestos químicos como los THOR GEL, el GEM de Erico, el GAP de Alta Conductividad 2000 S.A, para cada electrodo se colocará 0,5 m³ de este compuesto.
- Cuando haya carencia de lluvia se deberá humedecer la puesta a tierra por lo menos una vez al mes para mantener baja de resistencia de la malla y se mas fácil la disipación de corriente.
- Para la interconexión de las mallas a tierra se deberá instalar una bobina que choque con la finalidad de aislar corrientes de falla y no se transfieran de una malla a otra, a continuación se detallan las características de una bobina de choque.³¹

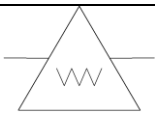
Símbolo:	
Inductancia	40μH
Corriente máxima	70 kA
Referencia	L40
Factor de Calidad a 60 Hz	2
Factor de Calidad a 1 MHz	33,026
Resistencia en CC	0,0076 Ω
Capacitancia	600 pF
Cables de salida	2 a 2/0 AWG
Peso	6 Kg
Núcleo	Aire

Tabla 4.10. Características principales de una bobina de choque.

³¹ CASAS OSPINA Favio - Tierras, Soporte de la Seguridad Eléctrica; Pág. 162.

4.3.2. DIAGRAMAS UNIFILARES NUEVOS DE LAS PUESTAS A TIERRA.

Los esquemas unifilares de las puestas a tierra se muestran en el Anexo F.

4.4. REDISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.³²

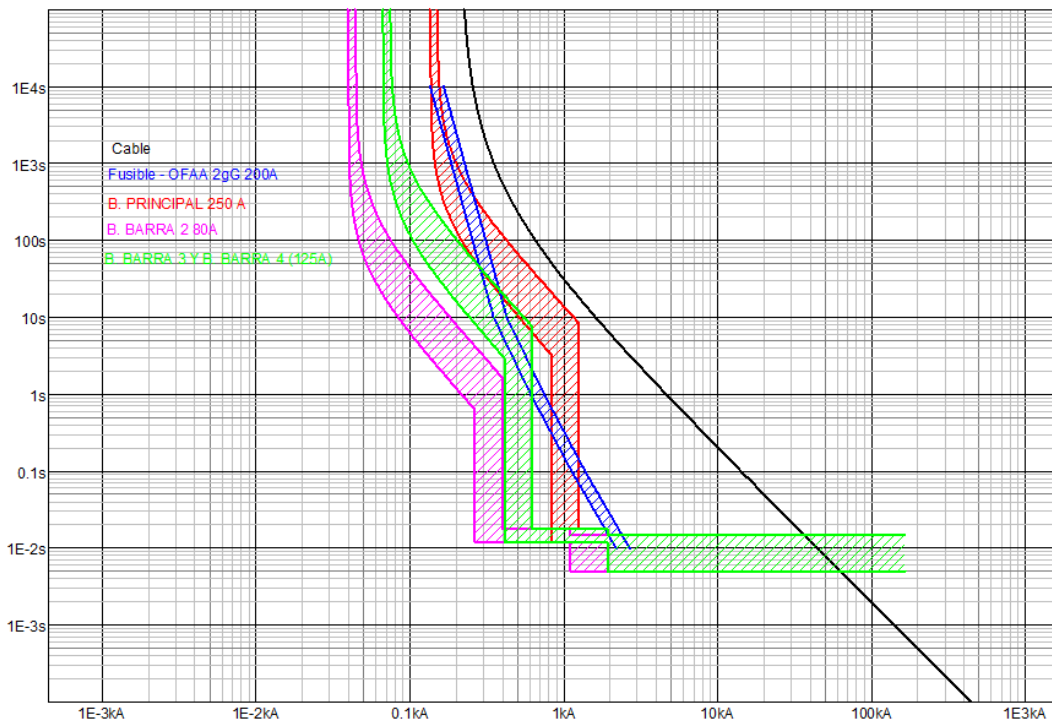


Figura 4.6. Curva Tiempo – Corriente del Transformador de 75 kVA de Edificio Antiguo.

³² Software para obtención de las curvas de Coordinación de Protecciones “Curves 1.0 proporcionado por el fabricante ABB”.

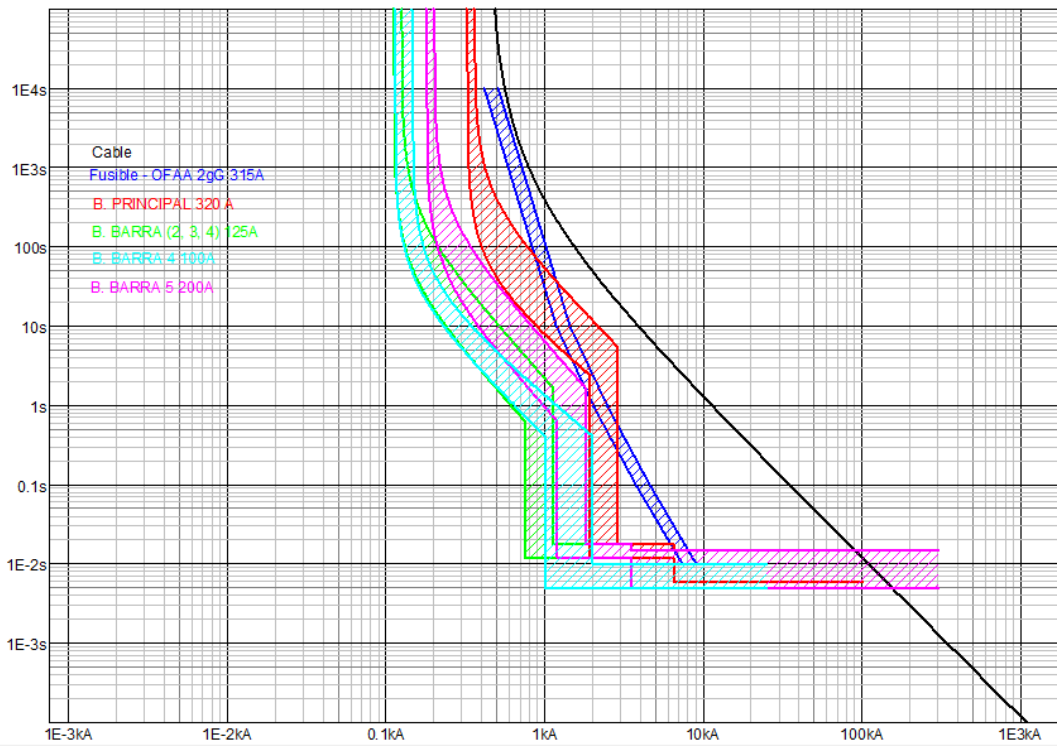


Figura 4.7. Curva Tiempo – Corriente del Transformador de 100 kVA.

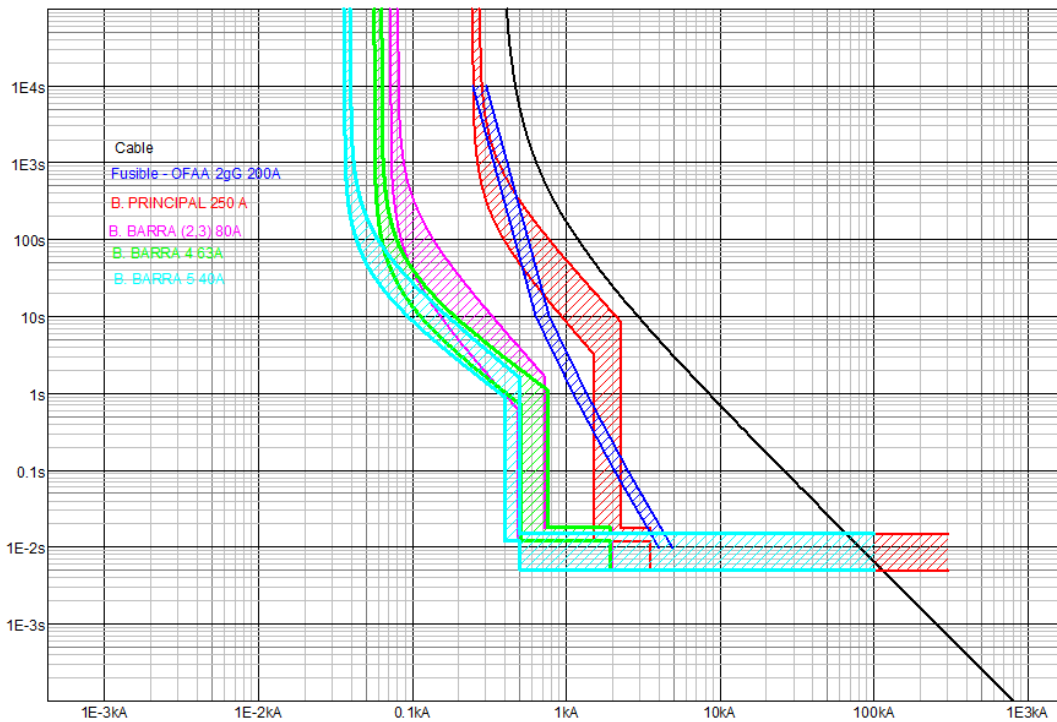


Figura 4.8. Curva Tiempo – Corriente del Transformador de 75 kVA del Centro de Producción.

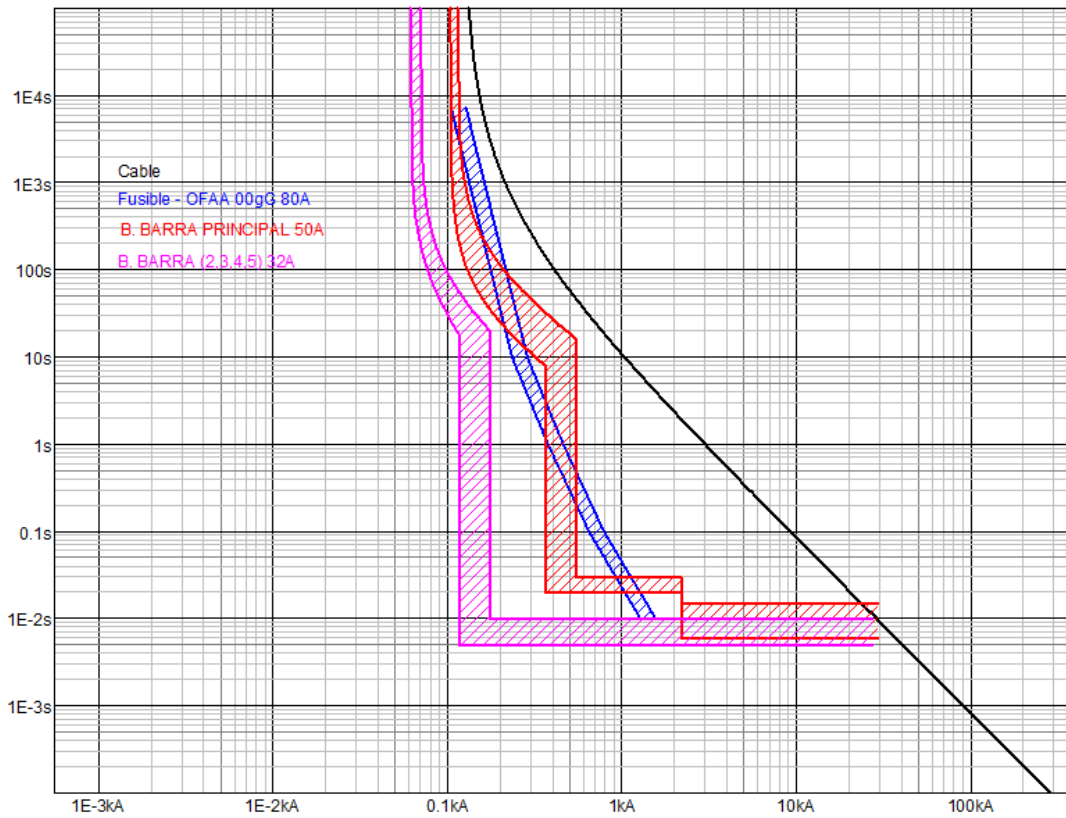


Figura 4.9. Curva Tiempo – Corriente del transformador de 45 kVA.

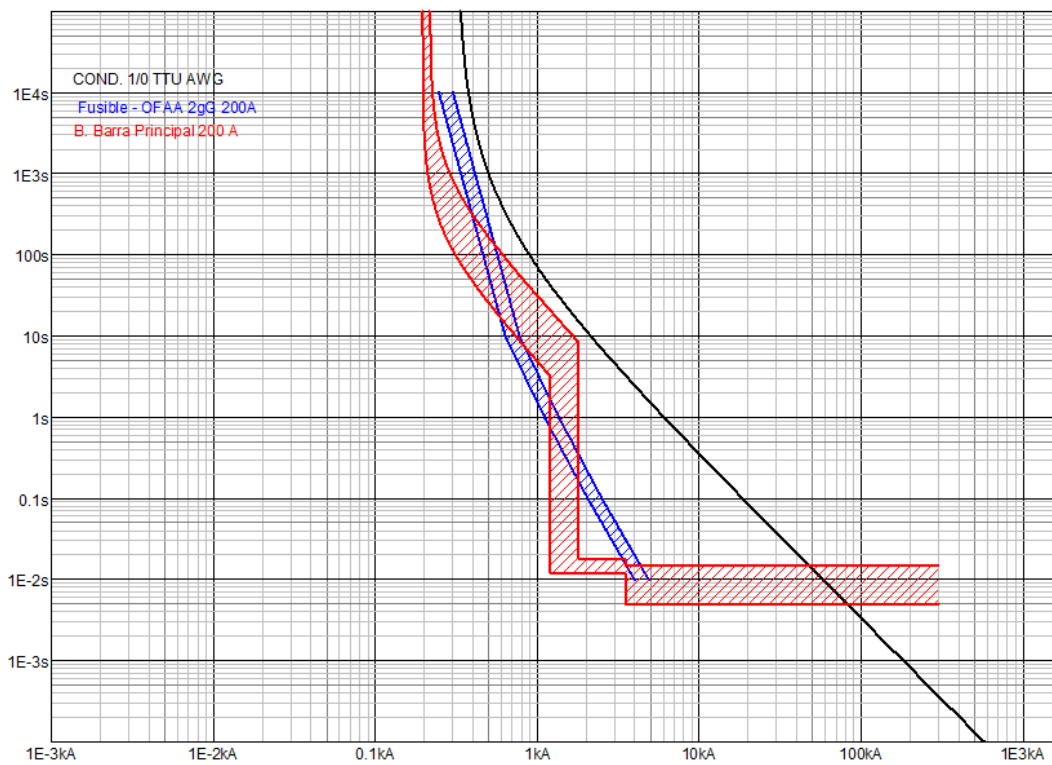


Figura 4.10. Curva Tiempo – Corriente de la Acometida Trifásica.

4.5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

TRANSFORMADORES							
ITEM	Ub.	Carga Instalada [kW]	Carga Consumida [kW]	Cargabilidad %	Conductor Existente	Conductor Sugerido	Medidor Existente
T. DE 75 KVA	Ed. Ant.	191,51	24,18	27,5	2 Cu AWG TTU	2/0 Cu AWG TTU	Electromecánico
T. DE 100 KVA	Lav. de Autos	349,1	42,11	44,1	1/0 AWG TTU	3/0 AWG TTU	Electrónico
T. DE 75 KVA	C. Prod.	205,95	31,39	35,6	2/0 Cu AWG TTU	2/0 Cu AWG TTU	Electromecánico
T. DE 45 KVA	Lab. B. R.	45	0	9,1	4 Cu AWG TTU	1/0 Cu AWG TTU	S/M
AC. 3Φ	Auditorio H	166,74	46,42	S/C	2 Cu AWG TTU	1/0 Cu AWG TTU	Electromecánico
ITEM	Medidor Sugerido	Protecciones Sugeridas para el Trafo		% DE ΔV	Observaciones		
		Fusible NH	Breaker				
T. DE 75 KVA	Electrónico	2 gG 200A	250A-3P	1,90	Cambiar conductor/ Medidor/Protecciones		
T. DE 100 KVA	-	2 gG 315A	320A-3P	1,28	Cambiar conductor /Protecciones		
T. DE 75 KVA	Electrónico	2 gG 200A	250A-3P	1,8	Medidor/Protecciones		
T. DE 45 KVA	Electrónico	00 gG 80A	50A-3P	0,48	Medidor		
AC. 3Φ	Electrónico	2 gG 200A	200A-3P	0,68	Cambiar Medidor /Protecciones		

Tabla 4.11. Presentación de Resultados del Capítulo 4.

Para mejorar el funcionamiento del sistema se debe implementar, los cambios que se detallan en el Anexo E y en el Anexo F.

V. CAPÍTULO

ANÁLISIS TÉCNICO - FINANCIERO

5.1. ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO.

5.1.1. BENEFICIO DEL REDISEÑO FRENTE A LA NECESIDAD.

El beneficio directo que tendrá la ESPE-L al implementar el rediseño será principalmente económico, porque al reemplazar con medidores electrónicos de energía, sabremos exactamente el consumo real que está demandando la carga instalada y no será una medición ficticia como la que se está teniendo con la tarifa actual. Además implementado los sistemas de coordinación de protecciones propuesto en tableros principales de distribución estaremos facilitando el mantenimiento de los circuitos secundarios y protegiendo a las cargas que están dentro de los mismos, el reemplazo de los conductores hará que los sistemas trabajen dentro de los parámetros técnicos establecidos sin caídas de tensión y podrán operar los elementos de fuerza a potencia nominal, por tanto tendremos un sistema eléctrico de potencia confiable, fiable, selectivo, sensible, eficaz y económicamente eficiente.

5.2. COSTO DE REDISEÑO.

5.2.1. DESGLOSE TOTAL DE LA INVERSIÓN.

IMPLEMENTACIÓN DE MALLAS A TIERRA

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Varilla Cooperweld	9	9,86	88,74
Conductor Cu. Desnudo #2 AWG	60	4,24	254,4
Suelda Exotérmica	10	7,1	71
Ripio	1	20	20
Tierra Negra	1	20	20
Mano de Obra y Equipos	1	100	100
Diseño	1	120	120
TOTAL (\$):			674,14

Tabla 5.1. Cotización de la malla de puesta a tierra de TIC'S.

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Varilla Cooperweld	9	9,86	88,74
Conductor Cu. Desnudo #2 AWG	60	4,24	254,4
Suelda Exotérmica	10	7,1	71
Ripio	1	20	20
Tierra Negra	1	20	20
Mano de Obra y Equipos	1	100	100
Diseño	1	120	120
TOTAL (\$):			674,14

Tabla 5.2. Cotización de la malla de puesta a tierra del edificio A.

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Varilla Cooperweld	6	9,86	59,16
Conductor Cu. Desnudo #2 AWG	30	4,24	127,2
Suelda Exotérmica	7	7,1	49,7
Ripio	1	20	20
Tierra Negra	1	20	20
Mano de Obra y Equipos	1	100	100
Diseño	1	120	120
TOTAL (\$):			496,06

Tabla 5.3. Cotización de la malla de puesta a tierra para la biblioteca y policlínico

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Varilla Cooperweld	9	9,86	88,74
Conductor Cu. Desnudo #2 AWG	60	4,24	254,4
Suelda Exotérmica	10	7,1	71
Ripio	1	20	20
Tierra Negra	1	20	20
Mano de Obra y Equipos	1	100	100
Diseño	1	120	120
TOTAL (\$):			674,14

Tabla 5.4. Cotización de la malla de puesta a tierra del edificio B.

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Varilla Cooperweld	9	9,86	88,74
Conductor Cu. Desnudo #2 AWG	60	4,24	254,4
Suelda Exotérmica	10	7,1	71
Ripio	1	20	20
Tierra Negra	1	20	20
Mano de Obra y Equipos	1	100	100
Diseño	1	120	120
TOTAL (\$):			674,14

Tabla 5.5. Cotización de la malla de puesta a tierra del edificio antiguo.

IMPLEMENTACIÓN DE TABLEROS PRINCIPALES DE DISTRIBUCIÓN

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	SUB TOTAL (\$)
Gabinete Beaucoup pesado 100x60x25	1	186,74	186,74
Breaker Caja Moldeada 250A-3P	1	175	175
Breaker Caja Moldeada 100A-3P	2	70,68	141,36
Breaker Caja Moldeada 80A-3P	1	70,68	70,68
Breaker Caja Moldeada 150A-3P	1	156,07	156,07
Breaker Caja Moldeada 40A-3P	1	64,76	64,76
Barra Cu. 1/4 x 1 pulg.	1	87,58	87,58
Terminal Talón para AWG 2/0	4	1,2	4,8
Terminal Talón para AWG 2	8	1,7	13,6
Terminal Talón para AWG 4	4	0,98	3,92
Terminal Talón para AWG 8	4	0,55	2,2
Terminal Talón para AWG 1/0	4	1,07	4,28
Aisladores para Barras	8	2,34	18,72

Pernos Cadniad 3/4 pulg Terminal Talón	24	0,2	4,8
Conductor 2 Cu. AWG	400	4,05	1620
Conductor 4 Cu. AWG	350	2,51	878,5
Conductor 8 Cu. AWG	200	1,02	204
Conductor 1/0 Cu. AWG	240	6,25	1500
Obra Civil	1	100	100
		TOTAL (\$):	5237,01

Tabla 5.6. Cotización del tablero principal de distribución de la acometida del Auditorio.

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Gabinete Beaucoup pesado 100x60x25	1	186,74	186,74
Breaker Caja Moldeada 320A-3P	1	454,17	454,17
Breaker Caja Moldeada 80A-3P	1	70,68	70,68
Breaker Caja Moldeada 125A-3P	2	156,06	312,12
Barra Cu. 1/4 x 1 pulg.	1	87,58	87,58
Terminal Talón para AWG 2/0	4	1,2	4,8
Terminal Talón para AWG 4	4	0,98	3,92
Terminal Talón para AWG 1/0	8	1,07	8,56
Aisladores para Barras	8	2,34	18,72
Pernos Cadniad 3/4 pulg Terminal Talón	16	0,2	3,2
Conductor 2/0 Cu. AWG	60	7,82	469,2
Conductor 4 Cu. AWG	400	2,51	1004
Conductor 2 Cu. AWG	400	4,05	1620
Obra Civil	1	100	100
		TOTAL (\$):	4343,69

Tabla 5.7. Cotización del tablero principal de distribución del Trafo. 75 kVA ed. Antiguo.

COTIZACIÓN DEL TABLERO PRINCIPAL DE DISTRIBUCIÓN DEL TRAF. 100 KVA			
ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Gabinete Beaucoup pesado 100x60x25	1	186,74	186,74
Breaker Caja Moldeada 320A-3P	1	454,17	454,17
Breaker Caja Moldeada 125A-3P	2	156,06	312,12
Breaker Caja Moldeada 100A-3P	1	70,68	70,68
Breaker Caja Moldeada 200A-3P	1	168,26	168,26
Barra Cu. 1/4 x 1 pulg.	1	87,58	87,58
Terminal Talón para AWG 3/0	4	1,98	7,92

Terminal Talón para AWG 2	12	1,7	20,4
Terminal Talón para AWG 1/0	4	1,07	4,28
Aisladores para Barras	8	2,34	18,72
Pernos Cadniad 3/4 pulg Terminal Talón	20	0,2	4
Conductor 2 Cu. AWG	320	4,05	1296
Conductor 2 Cu. AWG	350	4,05	1417,5
Conductor 1/0 Cu. AWG	400	6,25	2500
Obra Civil	1	100	100
TOTAL (\$):			6648,37

Tabla 5.8. Cotización del tablero principal de distribución del Trafo. 100 kVA

ITEM	COSTO (\$)
MALLA DE PUESTA A TIERRA DE TIC'S	674,14
MALLA DE PUESTA A TIERRA DEL EDIFICIO "A"	674,14
MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA LA BIB. Y POLICLÍNICO	496,06
MALLA DE PUESTA A TIERRA DEL EDIFICIO "B"	674,14
MALLA DE PUESTA A TIERRA DEL EDIFICIO ANTIGUO	674,14
TABLERO PRINCIPAL DE DIST. DE LA ACO. DEL AUDITORIO	5237,01
TABLERO PRINCIPAL DE DIST. DEL TRAF. 75 KVA ED. ANT.	4343,69
TABLERO PRINCIPAL DE DIST. DEL TRAF. 100 KVA	6648,37
MED. 48904 CAMBIO A MEDIDOR ELECTRÓNICO	40
MED. 57432 CAMBIO A MEDIDOR ELECTRÓNICO	40
MED. 19025 CAMBIO A MEDIDOR ELECTRÓNICO	40
MED. 90239 CAMBIO A MEDIDOR ELECTRÓNICO	40
RELÉ AUTOMÁTICO LOGO	140
CONTACTOR PARA BANCO DE CAPACITORES	60
TOTAL (\$):	19781,69

Tabla 5.9. Costo total del Rediseño.

5.2.2. TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.

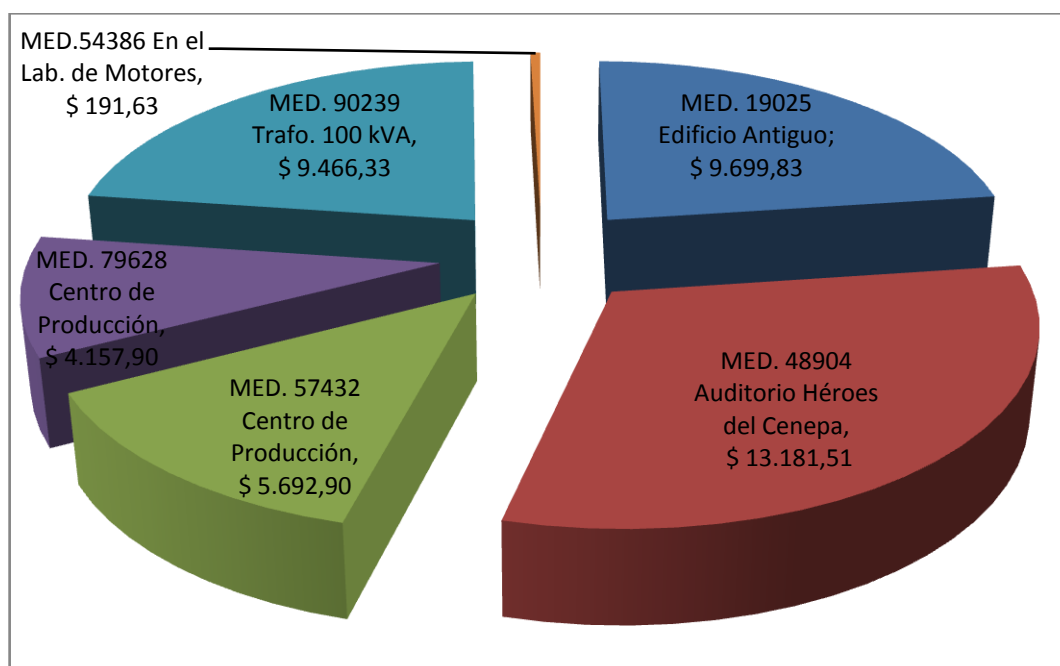


Figura 5.1. Consumo de los medidores de energía en 14 meses según ELEPCO S.A.

MEDIDOR N ^o	UBICACIÓN	CONSUMO
MED. 79459	Bar Estudiantil	\$ 664,18
MED. 19025	Edificio Antiguo	\$ 10104,45
MED. 48904	Auditorio Héroes del Cenepa	\$ 18972,53
MED. 57432	Centro de Producción	\$ 7802,67
MED. 79628	Centro de Producción	\$ 4361,47
MED. 90239	Trafo. 100 kVA	\$ 9575,69
MED. 54386	En el Laboratorio de Motores	\$ 211,19
CONSUMO TOTAL:		\$ 51692,18

Tabla 5.10. Consumo de energía facturada según ELEPCO S.A. de los últimos 14 meses.

Nota: Para los detalles de cómo se calculo las planillas ver el Anexo G.

CORRECCIÓN DE LAS PLANILLAS DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ESPE-L

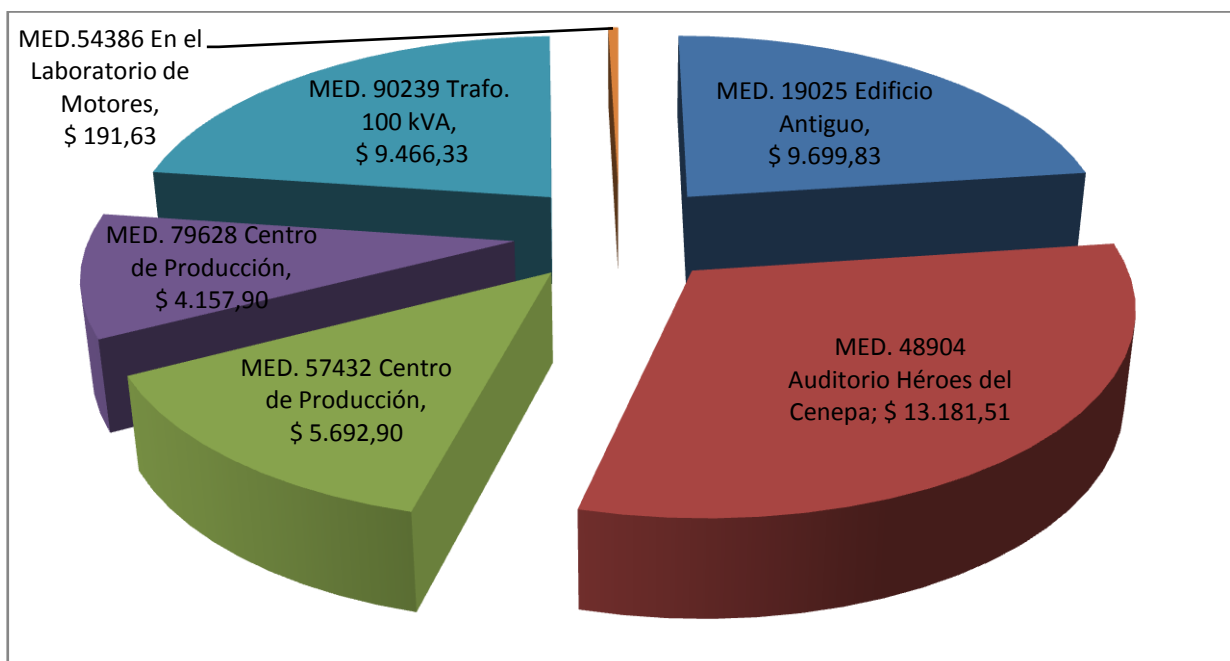


Figura 5.2. Consumo de los medidores de energía pidiendo una re facturación de los 14 últimos meses.

MEDIDOR N°	UBICACIÓN	CONSUMO
MED. 79459	Bar Estudiantil	\$ 692,55
MED. 19025	Edificio Antiguo	\$ 9699,83
MED. 48904	Auditorio Héroes del Cenepa	\$ 13181,51
MED. 57432	Centro de Producción	\$ 5692,90
MED. 79628	Centro de Producción	\$ 4157,90
MED. 90239	Trafo. 100 kVA	\$ 9466,33
MED.54386	En el Laboratorio de Motores	\$ 191,63
CONSUMO TOTAL:		\$ 43082,64

Tabla 5.11. Consumo de energía corregida, de los últimos 14 meses.

Nota: Para los detalles de cómo se calculo las planillas ver el Anexo H.

CONSUMO EN 14 MESES CON MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO	CONSUMO EN 14 MESES REFACTURANDO	DIFERENCIA EN 14 MESES
\$ 51692,18	\$ 43082,64	\$ 8609,54
CONSUMO MENSUAL DE ENERGIA ACTUAL	CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA REFACTURANDO	AHORRO MENSUAL
\$ 3692,29	\$ 3077,33	\$ 614,96

Tabla 5.12. Relación de ahorro de consumo de energía Facturada y la energía corregida.

**PLANILLA PROYECTADA CON MEDIDORES ELECTRÓNICOS PARA
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ESPE-L³³**

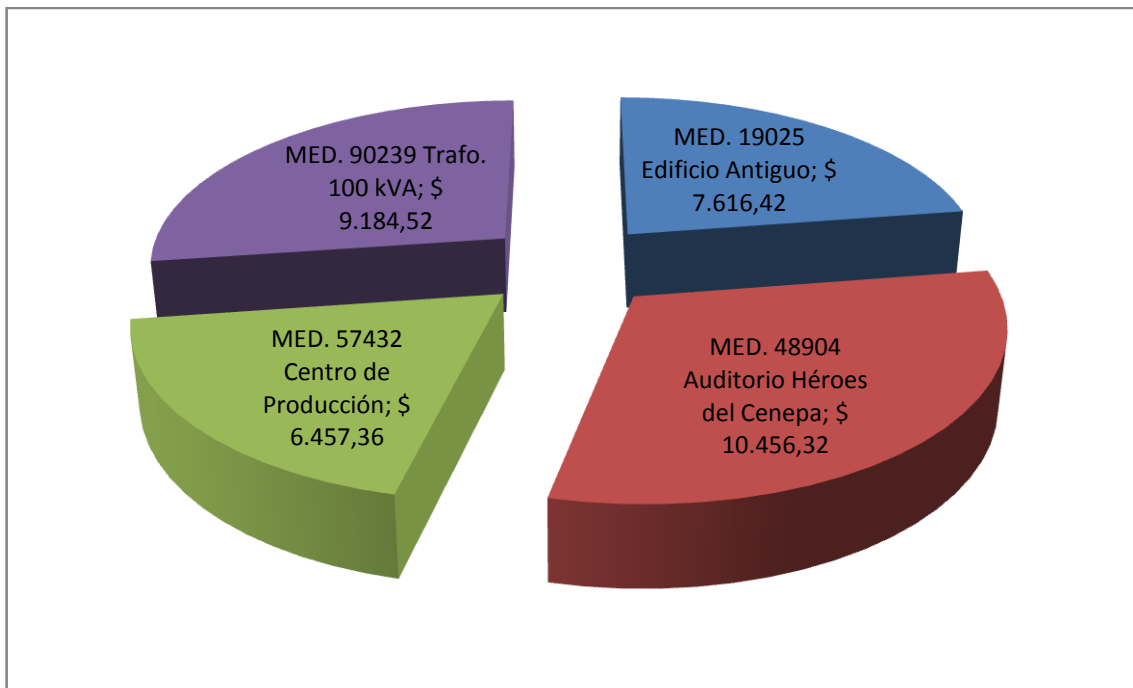


Figura 5.3. Consumo de los medidores de energía, con medidor electrónico.

³³ Datos calculados utilizando las tarifas únicas para Empresas Eléctricas del País CONELEC.

MEDIDOR N°	UBICACIÓN	CONSUMO
MED. 19025	Edificio Antiguo	\$ 7616,42
MED. 48904	Auditorio Héroes del Cenepa	\$ 10456,32
MED. 57432	Centro de Producción	\$ 6457,36
MED. 90239	Trafo. 100 kVA	\$ 9184,52
Consumo Total:		\$ 33714,62

Tabla 5.13. Tabla de consumo aproximado de energía en 14 meses usando medidores electrónicos.

Nota: Para los detalles de cómo se calculo las planillas ver el Anexo I.

Para poder sacar el tiempo de recuperación de la inversión nosotros nos basaremos en la inversión total a realizar y el ahorro de energía que se va a producir al implementar medidores electrónicos de energía.

INVERSIÓN	CONSUMO MENSUAL DE ENERGIA ACTUAL	CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA PROYECTADO	DIFERENCIA MENSUAL
\$ 19781,69	\$ 3692,29	\$ 2408,18	\$ 1284,11

	FLUJO DE FONDOS ANUAL		
	0	1	2
Ingreso		14244,09	15057,95
Depreciación		1978,17	1978,17
Utilidad		12265,92	13079,78
Inversión	-19781,69		
VAN		5564,01	
B/C		1,28	
T. De Recupe. Inv.		16 meses	

Tabla 5.14. Flujo de fondos anual.

Si consideramos los montos anteriores podremos darnos cuenta que el periodo de recuperación de la inversión será de 16 meses aproximadamente.

5.2.3. FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL REDISEÑO.

La implementación que se está proponiendo es claramente factible a un 100% ya que la inversión no es muy alta y el tiempo de recuperación será de 16 meses aproximadamente.

5.3. FINANCIAMIENTO TOTAL DE LA INVERSIÓN.

El financiamiento total de la inversión la deberá realizar la institución con el fin de mejorar las instalaciones eléctricas siendo un sistema confiable, fiable, selectivo, sensible, eficaz y económicamente eficiente.

VI. CAPÍTULO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES.

- Para el rediseño de los centros de carga se dimensionaron los conductores por dos métodos: por Corriente y Por Caída de Voltaje y se pudieron encontrar casos en los que por las distancias se tenían que aumentar la sección de los conductores como en el dimensionamiento del Sub Tablero de Distribución STDI-56, ubicado fuera de la Biblioteca.
- En los subtableros de distribución ubicados en el Bloque de Aulas “B” en el primer piso, en el sub tablero STDI-18 los breakers están sobredimensionados imposibilitando la selectividad de una protección en caso de falla.
- Para el centro de transformación de 75 kVA del Edificio Antiguo la protección para cortocircuito por fusible NH en nula porque físicamente no están implementados, y en caso de cortocircuito actuará el tira fusible, sacando fuera toda la carga alimentada por este centro de transformación.
- El Sistema Eléctrico de Potencia que posee la ESPE-L tiene Neutro Flotante razón por la cual los sistemas electrónicos sensibles sufren daños al ocurrir una falla por el retorno de la misma por el conductor neutro, por tanto se debe implementar mallas a de tierra para protección.

- El banco de capacitores del centro de Transformación 75 kVA Ubicado en el Centro de Producción, debe tener un sistema automatizado de compensación de reactivos para eliminar las penalizaciones por bajo factor de potencia.
- El sistema de Puestas a Tierra del Bloque de Aulas “C” esta unido al sistema de puesta a tierra del Centro de Transformación de 100 kVA Ubicado junto Lavadora de Vehículos, de este sistema se toma para proteger el área de TIC’S, alcanzando un riesgo muy alto debido a que el THD de corriente de este transformador llega a 28% por tanto la corriente inducida al neutro llega casi a ser la misma que la del neutro pudiendo destruir los aislamientos de los equipos del TIC’S.
- Es necesario cambiar el calibre de los conductores de las acometidas principales de los centro de Transformación de 75 kVA, 100 kVA y redimensionar la acometida trifásica del Auditorio con el fin de que los sistemas puedan trabajar de una manera confiable, como esta especificado en el Capitulo 4 Anexo E.
- Todas las puestas a tierra existentes y propuestas deberán interconectarse únicamente a través de una bobina de choque como se especifica en el Capitulo 4 para evitar que las fallas se induzcan de un sistema a otro provocando inconvenientes a todas las mallas de la interconexión.
- Existe un pago excesivo actualmente por tanto se deberá cambiar los medidores de energía de electromecánicos a medidores electrónicos para cambiar de plan de tarificación lo cual permitirá generar ahorros en el pago de las planillas de consumo como esta detallado en el Capitulo 5 y el Anexo I de este estudio.

- Se debe realizar el reemplazo de forma urgente los conductores de la acometida trifásica, ubicado en el Auditorio Héroes del Cenepa, del medidor de energía N° 48904 ya que el conductor instalado está subdimensionado con un calibre # 2 AWG TTU, y se deberá poner un conductor # 1/0 AWG TTU con el fin de eliminar el calentamiento de los conductores y el disparo de los breakes por calentamiento del térmico como a estado ocurriendo actualmente.
- Al implementar el rediseño propuesto del sistema se pudo comprobar que el costo de inversión se recuperará rápidamente en comparación al beneficio que este va a brindar, además el tiempo de recuperación es aceptable ya que este cuenta con tasas aceptables de recuperación como se muestra en el Capítulo 5 de este estudio.

6.2. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda eliminar las acometidas con los siguientes medidores MED. 79459, MED. 79628, MED. 54386 debido a que estos medidores están generando rubros innecesarios ya que esta demanda de carga que estos están cubriendo se puede cubrir tranquilamente en el caso de los medidores 79459, 54386 generando un ahorro de energía de \$ 884 anuales aproximadamente y en el caso del otro medidor 79628 se ahorrará de \$ 200 anuales porque en el transformador del centro de producción existen dos medidores generando pagos a terceros innecesarios como alumbrado público y bomberos.
- Con el fin de proteger el conductor a las diferentes variaciones atmosféricas evitando el deterioro del mismo, el alimentador principal dirigido hacia la residencia militar (STDI - 65) se debe cambiar el conductor a un # 4 AWG THHN al mostrado en el Anexo E además se deberá llevar el conductor dentro de una tubería PVC de 1,5 plg.

- Se recomienda deberá implementar una malla exclusiva para esta carga específica de TIC'S como esta detallada en el Capítulo 4 de este estudio.
- Se recomienda que en cada fuente de energía a la ESPE-L se implemente un tablero principal de distribución, para tener el control de cada circuito seccionando la carga a dar mantenimiento cuando sea necesario, además se tendrá una correcta coordinación de protecciones con los circuitos secundarios como se muestra en el Capítulo 4 de este estudio.
- Se recomienda dar mantenimiento tanto a los centros de transformación como a las mallas de puesta a tierra por lo menos una vez cada 6 meses con el fin de eliminar polvo almacenado en los centros de transformación, para ello se debe coordinar con ELEPCO S.A. para realizar dichas maniobras.
- Se recomienda delegar una persona encargada de sondear pago de las planillas de consumo eléctrico, quien deberá revisar si existe anomalías en las mediciones para evitar pagar costos excesivos de consumo cuando estos no son reales.
- Se recomienda desconectar el conductor de puesta a tierra de TIC'S ya que la malla instalada es exclusiva para el edificio C y para este laboratorio se deberá implementar una malla de tierra exclusiva como se detalla en el Capítulo 4.
- Se recomienda cambiar las lámparas de T12 a T8 para reducir el consumo de energía, ya que estas tienen un rendimiento superior y son de menor potencia.

- También se recomienda sustituir las lámparas quemadas de las aulas, con esto estaremos brindando un sistema de iluminación correcto y cómodo para sus clientes.

6.3. BIBLIOGRAFÍA.

- ENRIQUEZ HARPER, Gilberto - “Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales” - 1994.
- GARCIA TRASANCOS, José – “Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión” – 2003
- SANZ SERRANO, José Luis – “Proyectos para el desarrollo de Instalaciones Eléctricas de Distribución” – 2000
- ANTON, Manuel Llorente – “Cables Eléctricos Aislados” – 1994
- COOPER, Power Systems - “Protección de Sobrevoltajes” - 2003
- MARTINEZ REQUENA, Juan J. – “Puestas a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas” - 2001
- ORTIZ, Wilfredo - “Electrificación aérea, subterránea e interiores” - 2002
- STEVENSON, William - “Análisis de sistemas de potencia” - 1997
- MARQUEZ LAGUNAS, Ángel – “Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión Comerciales e Industriales” - 2001
- MCPORLAND, Joseph - “Cómo diseñar sistemas eléctricos” - 1981
- ENRIQUEZ HARPER, Gilberto – “El ABC de las Instalaciones Eléctricas Industriales” – 1985
- YUPANQUI MARÍN, Carlos – “Evaluación de Proyectos en Computadora con EXCEL, (TIR, VAN, B/C)” – 2004
- LAGUNAS MARQUÉS, Ángel – “Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión Comerciales e Industriales” – 2001
- EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S. A. – “Guías de Diseño ” – 2007

6.4. ANEXOS

- Anexo A.- Diagramas Unifilares de los Centros de Transformación y sus cargas.
- Anexo B.- Fotografías del estado físico de los transformadores.
- Anexo C.- Informes de Tendencia.
- Anexo D.- Diagramas Unifilares de las puestas de tierras existentes.
- Anexo E.- Diagramas Unifilares propuestos en el rediseño de los centros de transformación y carga.
- Anexo F.- Diagramas Unifilares de las puestas a tierra propuestas.
- Anexo G.- Planillas facturadas por ELEPCO S.A. de los 14 últimos meses.
- Anexo H.- Planillas Corregidas del consumo de energía de los 14 últimos meses.
- Anexo I.- Planillas Proyectadas instalando medidores de energía eléctrica electrónicos.