

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE REACTORES LIMITADORES DE CORRIENTE QUE
PERMITAN MITIGAR LOS NIVELES DE FALLA EN EL
CIRCUITO PRIMARIO DE LA UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:

ISMAEL ERFIDIO AGUILAR HERRERA

NÉSTOR GABRIEL VÁSQUEZ LÓPEZ

DAVID ROMEO VÁSQUEZ RODRÍGUEZ

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE DE 2017

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSC. CRISTOBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE REACTORES LIMITADORES DE CORRIENTE QUE
PERMITAN MITIGAR LOS NIVELES DE FALLA EN EL
CIRCUITO PRIMARIO DE LA UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR**

Presentado por:

ISMAEL ERFIDIO AGUILAR HERRERA

NÉSTOR GABRIEL VÁSQUEZ LÓPEZ

DAVID ROMEO VÁSQUEZ RODRÍGUEZ

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSC. LUIS ROBERTO CHÉVEZ PAZ

SAN SALVADOR, NOVIEMBRE DE 2017

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSC. LUIS ROBERTO CHÉVEZ PAZ

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 9 de noviembre de 2017, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 3:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

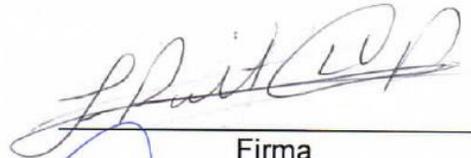

Firma


Firma



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- MSc. Luis Roberto Chévez Paz
(Docente-Asesor)
- 2- Ing. Armando Martínez Calderón
- 3- MSc. Jorge Alberto Zetino Chicas


Firma


Firma


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REACTORES
LIMITADORES DE CORRIENTE QUE PERMITAN MITIGAR LOS NIVELES DE FALLA EN
EL CIRCUITO PRIMARIO DE LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

A cargo de los Bachilleres:

- AGUILAR HERRERA ISMAEL ERFIDIO
- VÁSQUEZ LÓPEZ NÉSTOR GABRIEL
- VÁSQUEZ RODRÍGUEZ DAVID ROMEO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 7.9

(Siete punto nueve)

Agradecimientos

Porque cada victoria, cada meta concretada siempre está acompañada de un elemento esencial; el apoyo de todas aquellas personas que, estando junto a nosotros a lo largo del camino, fueron partícipes en la lucha para poder superar las dificultades que conlleva todo proceso.

Por esto quiero agradecer a todos los que me ayudaron a lo largo de mi carrera:

A Dios, por estar presente en cada momento, por guiarme y ayudarme a corregir aquellas decisiones equivocadas a lo largo de este trayecto, y poder así culminarlo. Por su amor, por proveer la fortaleza en los momentos difíciles, y por poner cerca de mí a todas las personas que me ayudaron y apoyaron en el momento que necesite.

A mis Padres, Erfidio Aguilar y Arely Herrera de Aguilar, a quienes agradezco infinitamente por el apoyo incondicional, por todo el esfuerzo que realizaron para darme la oportunidad de prepararme profesionalmente, por educarme con los principios y valores que hoy me ayudan a esforzarme para ser una persona de bien.

A mi hermana, Celeste Aguilar, quien ha sido mi compañera de batallas, quien ha estado a mi lado procurando siempre lo mejor para mí.

A todos y cada uno de mis familiares que siempre me brindaron su apoyo y me ayudaron en muchas formas. A quienes amo y llevo en mi corazón.

A cada uno de mis compañeros y amigos, con quienes compartí momentos buenos y no tan buenos, de quienes siempre recibí apoyo para continuar.

A cada uno de los docentes que fueron parte de mi preparación, entre ellos, agradecer mucho a quien fue nuestro asesor en este trabajo de graduación.

A mis compañeros de trabajo, Néstor Vásquez y David Romeo Vásquez por su esfuerzo y dedicación, con quienes compartí buenos momentos en el transcurso de esta última etapa de nuestra carrera.

A todas y cada una de las personas que ofrecieron su ayuda y apoyo, muchas gracias.

Ismael Erfidio Aguilar Herrera

Agradecimientos

A Dios todopoderoso, por haberme dado la vida, por haberme guiado en el camino del aprendizaje y por permitirme culminar una de mis metas más preciadas.

A nuestra madrecita Virgen María, por estar a mi lado en mi diario caminar, por sus intercepciones a su hijo amado para seguir adelante con fe y esperanza.

A mis padres Carlos de Jesús Vásquez y Reina Isabel Rodríguez de Vásquez, por todo el amor, apoyo y sacrificio recibido a lo largo de mi carrera, por haberme enseñado los valores como el respeto, perseverancia y la responsabilidad para poder llegar a ser una persona que los llene de orgullo.

A mis hermanos Edwin Santana Vásquez Rodríguez, Carlos Enrique Vásquez Rodríguez y Francisco Alberto Vásquez Rodríguez, por su apoyo Incondicional en lo largo de mi carrera.

A mi novia Liz Ivett Cruz Chávez, por brindarme su amor y apoyo incondicional en cada momento de mi vida, y darme esa motivación para seguir adelante.

A mis amigos, por su sincera amistad, y estar pendientes del progreso de mis estudios.

A mis compañeros de tesis, Ismael Erfidio Aguilar Herrera, Néstor Gabriel Vásquez López, por todo el esfuerzo y perseverancia que realizamos a lo largo de la realización de nuestro trabajo de graduación.

A todas las personas que me apoyaron para cumplir esta meta anhelada.

David Romeo Vásquez Rodríguez

Agradecimientos

Dedico este trabajo de graduación y agradezco grandemente a:

Dios por ser quien ha estado a mi lado en todo momento dándome la vida, las fuerzas necesarias para continuar luchando día tras día y seguir adelante rompiendo todas las barreras que se me han presentado y enfrentarlas con valor, entusiasmo y dedicación y por darme la capacidad de tomar las decisiones correctas.

Mis padres Lilian Elizabeth López de Vásquez y Jorge Alberto Vásquez quienes con su esfuerzo y entrega me han ayudado emocional y económicamente a alcanzar cada una de mis metas y sueños y a crecer como persona y profesional.

Mi hermano Edgardo Vásquez por mostrarme con su ejemplo que el éxito se consigue a base de trabajo y esfuerzo; además por enseñarme a creer en mis decisiones y a trabajar cada día por lo que quiero.

Mis compañeros de trabajo de graduación, Ismael Aguilar y Romeo Vásquez, por todo el empeño y dedicación que mostraron desde el inicio, ya que todo esfuerzo tiene su recompensa, al final se logró una de muchas metas que nos quedan por cumplir, también agradecer a todos mis amigos con los que pasamos alegrías, tristezas, desvelos y demás situaciones que superamos para llegar a una de muchas metas.

En fin, agradezco a toda mi familia, amigos y personas que en mí creyeron.

Y término con estas palabras diciendo:

¡¡¡Gracias totales... !!!

Néstor Gabriel Vásquez López

INDICE

Prefacio	16
Resumen	17
Apartado 1.....	18
Análisis de cortocircuito y Cálculo de reactores	18
INTRODUCCIÓN	19
1.1 Análisis de cortocircuito.....	19
1.1.1 Propósito de los Cálculos	21
1.1.2 Componentes simétricas.....	22
1.1.3 Aplicación del Método de Componentes Simétricas	28
1.2 Cálculos de Corto Circuito y Coordinación de Protecciones para la Red Primaria de la Universidad de El Salvador.	32
1.2.1 Estudio de cortocircuito en la red primaria a partir de la acometida en la Facultad de Ciencias y Humanidades con corte C6475.	32
1.2.2 Estudio de cortocircuito en la red primaria a partir de la acometida en la Facultad de Ciencias Agronómicas con corte C2395.	42
1.2.3 Estudio de cortocircuito para línea primaria con punto de entrega en corte C646047	
1.3 Reactores a tierra	54
Apartado 2.....	59
Simulación de reactores limitadores mediante ETAP.	59
INTRODUCCIÓN	60
2.1 Simulación de reactores limitadores.....	60
2.1.1 Simulación en punto de entrega corte C6460 (Complejo Deportivo).....	62
2.1.2 Simulación en punto de entrega corte C2395 (Facultad de Ciencias Agronómicas). 69	
2.1.3 Simulación en punto de entrega corte C6475 (Facultad de Ciencias y Humanidades). 72	
2.2 Simulación de reactor a tierra.	75
Apartado 3.....	84
Estudio de Campo Magnético y Especificaciones.	84
INTRODUCCIÓN	85
3.1 Estudio de Campo Magnético.....	85
3.2 Simulación del estudio de campo magnético	92
3.3 Otras opciones de instalación.....	97
3.4 Aspectos de Diseño y Montaje de Reactores Limitadores de Corriente	103

3.4.1	Especificaciones de Reactores.....	103
3.4.2	Distancias en instalación de reactores.....	104
Apartado 4.....		107
Mantenimiento Preventivo y otros efectos de los reactores limitadores.....		107
INTRODUCCIÓN		108
4.1 CALIDAD DE LA ENERGÍA		108
4.1.1	Distorsión Armónica.....	109
4.1.2	Algunas Consideraciones Para Filtros de Armónicos según la IEC 60076.....	112
4.1.3	Resonancia y Factor de Potencia.....	114
4.2 MANTENIMIENTO		123
4.2.1	Tipos de mantenimiento	124
4.2.2	Mantenimiento correctivo	124
4.2.3	Mantenimiento predictivo	124
4.2.4	Mantenimiento preventivo	124
4.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....		125
4.3.1	Deterioro de la instalación	125
4.3.2	Causas de falla eléctrica	125
4.3.3	Programa de mantenimiento preventivo.....	126
4.3.4	Inspección de Estructuras de Soporte.....	127
4.3.5	Termografía.....	131
4.3.6	Limpieza de aisladores	134
4.3.7	Mantenimiento del área de servidumbre	137
4.3.8	Mantenimiento Preventivo de Transformadores de Distribución.....	140
4.3.9	Reconectores – Pruebas para Mantenimiento Preventivo.....	141
4.3.10	Recomendación.....	150
Apartado 5.....		152
Costo del Proyecto		152
INTRODUCCIÓN		153
5.1 Viabilidad		153
5.2 Análisis de la Problemática.....		153
5.3 Resolución a la Problemática.....		154
5.4 Presupuesto de Proyecto.		155
Conclusiones.....		157

Recomendaciones	159
Referencias y Bibliografía	161
Glosario	163
Anexo 1.....	166
Resultados de Simulación de Cortocircuito sin reactor en punto de entrega C6460	166
Anexo 2.....	179
Resultados de Simulación de Cortocircuito con reactor en punto de entrega C6460	179
Anexo 3.....	192
Determinación de Armónicos (Simulación) en punto de entrega C6460 sin reactor.	192
Anexo 4.....	209
Determinación de Armónicos (Simulación) en punto de entrega C6460 con reactor	209
Anexo 5.....	226
Recomendación de Dispositivos de Protección para la Coordinación de Protecciones	226
Anexo 6.....	232
Paper que contiene análisis de campo magnético (distancias seguras)	232
Anexo 7.....	237
Estimación de red de tierra	237
Anexo 8.....	240
Esquema de Montaje y Ubicaciones	240
Anexo 9.....	244
Red Primaria de Campus Universitario	244

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1.1 Diferentes cortocircuitos y sus corrientes (cuaderno técnico nº 158 Schneider Electric).....	20
Ilustración 1.2 Corriente asimétrica total y sus componentes.	21
Ilustración 1.3 Componentes de secuencia para las corrientes de cada fase.....	23
Ilustración 1.4 Composición del sistema original a partir de sus componentes de secuencia.	24
Ilustración 1.5 Configuraciones Delta (a) y Estrella (b)	25
Ilustración 1.6 Componentes de corriente en configuraciones delta y estrella.	26
Ilustración 1.7 Componentes de tensión en configuraciones delta y estrella.	26
Ilustración 1.8 Circuitos de secuencia en configuración estrella.	27
Ilustración 1.9 Circuitos equivalentes de secuencia cero.	28
Ilustración 1.10 Generador en Conf. Estrella con falla monofásica a tierra.	29
Ilustración 1.11 Circuitos monofásicos para cada secuencia.	30
Ilustración 1.12 Circuitos equivalentes monofásicos de falla fase a tierra, sin impedancia de aterrizaje (izquierda) y con impedancia de aterrizaje (derecha).	31
Ilustración 1.13 Diagrama Unifilar del Circuito de la Red Primaria de la Facultad de Ciencias y Humanidades – UES.	32
Ilustración 1.14 Especificaciones de conductor Southwire.....	33
Ilustración 1.15 Circuito Equivalente para el cálculo de la falla para el fusible 01.....	36
Ilustración 1.16 Circuito equivalente para el cálculo de falla monofásica por el método de las componentes.	37
Ilustración 1.17 Circuito Equivalente para el cálculo de Reactor Limitador.	38
Ilustración 1.18 Circuito equivalente para el cálculo de la falla monofásica incluido el reactor limitador.....	40
Ilustración 1.19 Diagrama Unifilar del Circuito de la Red Primaria de la Facultad de Ciencias Agronómicas – UES.	42
Ilustración 1.20 Circuito Equivalente para el cálculo de la falla trifásica para el fusible 1.	43
Ilustración 1.21 Circuito Equivalente para el cálculo de la falla monofásica para el fusible 1.	43
Ilustración 1. 22 Circuito Equivalente con reactor limitador para el cálculo de la falla trifásica para el fusible 1.	45
Ilustración 1.23 Circuito Equivalente para el cálculo de la falla monofásica para el fusible 1.	45
Ilustración 1.24 Diagrama unifilar de red primaria de Facultad de Ingeniería	47
Ilustración 1.25 Circuito de secuencia positiva.....	48
Ilustración 1.26 Circuito de secuencia negativa.....	49
Ilustración 1.27 Circuito de secuencia cero.	49
Ilustración 1.28 Redes de secuencia	49
Ilustración 1.29 Cálculo de alta resistencia a tierra.	57
Ilustración 1.30 Falla de dos fases a tierra con aterrizaje por medio de alta resistencia.	57
Ilustración 2. 1 Parámetros de instalación (Propiedades de Transformador, ficha Rating)	61
Ilustración 2. 2 Parámetros para conductor de línea.....	61
Ilustración 2. 3 Corriente suministrada por la red en falla trifásica.....	62
Ilustración 2. 4 Corriente suministrada por la red en falla monofásica.....	63

Ilustración 2. 5 Intensidad de falla trifásica con la implementación de reactores.	63
Ilustración 2. 6 Intensidad de falla monofásica con implementación de reactores.	64
Ilustración 2. 7 Situación de traslape sin implementación de reactores.	65
Ilustración 2. 8 Implementación de reactores permite una mejor coordinación reduciendo el problema de traslape.	68
Ilustración 2. 9 Corriente de falla trifásica y monofásica sin implementación de reactores.	69
Ilustración 2. 10 Corrientes de falla trifásica y monofásica con implementación de reactores.	69
Ilustración 2. 11 Problema de traslape sin implementación de reactores.	70
Ilustración 2. 12 Reducción de problema de traslape con reactores limitadores.	71
Ilustración 2. 13 Corriente de falla trifásica y monofásica sin implementación de reactores.	72
Ilustración 2. 14 Corrientes de falla trifásica y monofásica con reactores implementados.	72
Ilustración 2. 15 Problema de traslape sin reactores limitadores implementados.	73
Ilustración 2. 16 Reducción de traslape con implementación de reactores.	74
Ilustración 2. 17 Intensidades de falla sin reactor a tierra.	75
Ilustración 2. 18 Configuración de transformador.	76
Ilustración 2. 19 Corrientes y tensiones por fase durante falla incluyendo reactores a tierra.	76
Ilustración 2. 20 Referencia para resultados en buses.	77
Ilustración 2. 21 Referencia para resultados en buses.	78
Ilustración 2. 22 Referencia para resultados en buses.	78
Ilustración 2. 23 Referencia para resultados en buses.	79
Ilustración 2. 24 Referencia para resultados en buses.	80
Ilustración 2. 25 Referencia para resultados en buses.	80
Ilustración 2. 26 Referencia para resultados en buses.	81
Ilustración 2. 27 Referencia para resultados en buses.	82
Ilustración 2. 28 Referencia para resultados en buses.	83
Ilustración 3. 1 a) Solenoide b) Campo para área elemental.	86
Ilustración 3. 2 Dirección del campo.	87
Ilustración 3. 3 Arreglo Vertical de Reactores.	88
Ilustración 3. 4 Comportamiento de la Densidad de Flujo B, con respecto a la distancia.	91
Ilustración 3. 5 Medición de la densidad de campo magnético a 1.8m.	92
Ilustración 3. 6 Densidad de campo magnético vs distancia.	93
Ilustración 3. 7 Curva de aproximación y ecuación de aproximación.	94
Ilustración 3. 8 Medición de campo magnético a 1.75m por debajo del reactor.	95
Ilustración 3. 9 Medición de campo a 1.75m por debajo del arreglo de los reactores en el plano horizontal.	95
Ilustración 3. 10 Variación de campo magnético en forma vertical.	96
Ilustración 3. 11 Reactor rotado 90° en sentido de las agujas de reloj.	97
Ilustración 3. 12 Campo Vertical a una distancia horizontal de 2.5m.	98
Ilustración 3. 13 Medición de campo magnético en distancia horizontal.	98
Ilustración 3. 14 Curva de densidad de campo magnético Vs distancia horizontal.	99
Ilustración 3. 15 Curva de aproximación y ecuación de aproximación.	99
Ilustración 3. 16 Reactor rotado 180°.	100
Ilustración 3. 17 Campo Vertical a una distancia horizontal de 1.7m.	101

Ilustración 3. 18 Medición de campo magnético en distancia horizontal	101
Ilustración 3. 19 Curva de densidad de campo magnético Vs distancia horizontal.....	102
Ilustración 3. 20 Curva de aproximación y ecuación de aproximación.....	102
Ilustración 3. 21 Distancias en instalación.	105
Ilustración 3. 22 Apilamiento trifásico de los reactores.....	105
Ilustración 4. 1. Triangulo de Potencia, a) sin reactor; y b) con reactor.	118
Ilustración 4. 2 Poste quebrado fuera de la vertical, con armadura expuesta.	128
Ilustración 4. 3 Poste quebrado en posición original y sin armadura expuesta.	128
Ilustración 4. 4 Peligro de vuelco inminente por inclinación de poste.	129
Ilustración 4. 5 Apoyos con cadenas de aislación, con la inclinación que provoque un acercamiento de los conductores.	129
Ilustración 4. 6 Poste inclinado en terminales y vértices.	130
Ilustración 4. 7 Postes descascarados por: a) la armadura se ha oxidado y aumenta en volumen, b) cuando se sobre exige el apriete de sujeción de crucetas.....	130
Ilustración 4. 8 Poste Flexado.	131
Ilustración 4. 9 Bushing del transformador Caliente.....	133
Ilustración 4. 10 Terminal de compresión caliente.....	133
Ilustración 4. 11 Aisladores en caliente.....	133
Ilustración 4. 12 Limpieza de los aisladores.....	134
Ilustración 4. 13 Aislador con recubrimiento RTV	136
Ilustración 4. 14 Poda y brecha de mantenimiento.	138
Ilustración 4. 15 Poda cercana a los conductores.....	139
Ilustración 4. 16 Corte de ramas y tronco.....	139
Ilustración 4. 17 Partes de un transformador.....	141
Ilustración 4. 18 Reconector.	142
Ilustración 4. 19 Gabinete de control.....	143
Ilustración 4. 20 Botón de encendido	144
Ilustración 4. 21 Activación del bloqueo / Desactivación del bloqueo.	144
Ilustración 4. 22 Desactivación de la remota / Activación de la remota.	145
Ilustración 4. 23 Activación del control local / Desactivación del control local.....	145
Ilustración 4. 24 Activación del re-cierre / Desactivación del re-cierre.	145
Ilustración 4. 25 Activación del Relé de neutro / Desactivación del Relé neutro.	146
Ilustración 4. 26 Activación de la SEF / Desactivación de la SEF.	146
Ilustración 4. 27 Activación del bloqueo / Desactivación del bloqueo.	146
Ilustración 4. 28 Activación de la automatización / Desactivación de la automatización	146
Ilustración 4. 29 Prueba de baterías	146
Ilustración 4. 30 Activación de protección / Desactivación de protección.....	147
Ilustración 4. 31 Recloser abierto.....	148
Ilustración 4. 32 Recloser cerrado.....	149
Ilustración 4. 33 Protección Avifauna.....	150
Ilustración 4. 34 Protección Avifauna en los terminales del transformador, apartarrayos y cortacircuitos.....	150
Ilustración 4. 35 Guía de instalación del protector.....	151

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Factor de espaciamiento “Tabla 4A-5 de la norma IEEE 141-1993”	34
Tabla 1.2 Resumen de los Cálculos para los distintos puntos de interés para encontrar el nivel de falla.....	38
Tabla 1.3 Resumen de los cálculos obtenidos para los niveles de falla implementando el Reactor Limitador para mitigar los niveles de falla existentes.....	41
Tabla 1.4 Resumen de los Cálculos para los distintos puntos de interés para encontrar el nivel de falla en la Facultad de Ciencias Agronómicas - UES.....	44
Tabla 1.5 Resumen de los Cálculos con reactor limitador para los distintos puntos de interés para encontrar el nivel de falla en la Facultad de Ciencias Agronómicas - UES.....	46
Tabla 1.6 Resumen de intensidades de falla sin reactor incluido.....	50
Tabla 1.7 Resumen de intensidades de falla incluyendo reactor.....	51
Tabla 1.8 Tensiones en condición de falla. Facultad de Ingeniería y Arquitectura.....	52
Tabla 1.9 Tensiones en condición de falla. Facultad de Ciencias y Humanidades.....	53
Tabla 1.10 Tensiones en condición de falla. Facultad de Ciencias Agronómicas.....	53
Tabla 3.1 Datos de Reactor Modelo.....	89
Tabla 3.2 Resultados Obtenidos para el Cálculo de las Distancias Magnéticas de un Arreglo Vertical de Reactores Limitadores.....	90
Tabla 3.3 Estándares que rigen exposición de campo magnético ocupacional y público.....	93
Tabla 4.1 Comparación en las Características del Desempeño.....	111
Tabla 4.2. Parámetros para el lavado de equipo energizado.....	135
Tabla 4.3. Distancia de lavado para una boquilla de 5.95mm	135
Tabla 5.1 Costos Anuales de restablecimiento	154
Tabla 5.2 Costo total de equipos y materiales	155
Tabla 5.3 Costos de Obra Civil.....	156
Tabla 5.4 Costo de Mano de Obra Total	156

Prefacio

Toda red eléctrica requiere de un sistema de protecciones que brinden condiciones seguras de funcionamiento y la posibilidad de mantener la continuidad del servicio ante eventualidades adversas en la mayor parte de la red, es decir, cortando el flujo de energía en el área afectada nada más y no afectar la red entera.

Por esto, el diseño del sistema de protecciones requiere de conocer bien las condiciones normales, y las condiciones más adversas posibles para que el funcionamiento sea efectivo. Si con el tiempo estas condiciones presentan cambios significativos por alguna razón, la coordinación que las protecciones tiene podría no ser apropiada.

La red primaria del campus universitario ha presentado este problema, debido a cambios que ha experimentado la red que abastece. Las subestaciones proveedoras han sido repotenciadas y esto ha provocado un aumentado en el nivel de corriente de falla que aporta la red de distribución. Esto ha dado paso a que las condiciones iniciales para el diseño del sistema de protecciones cambien, provocando que la coordinación en la red interna del campus no presente un funcionamiento adecuado.

Los niveles de las intensidades de corrientes de falla han crecido a un punto ubicado en el rango de actuación menos efectivo de las protecciones en conjunto, esto da paso a problemas de coordinación, no se acciona la protección más cercana a la falla y, por ende, se afecta una mayor área de la red con la interrupción del servicio.

La principal causa de las fallas en la red universitaria es la fauna, el contacto de animales es muy frecuente, y también el contacto de ramas con los conductores. Con medidas de aislamiento y actividades de mantenimiento el número de fallas puede reducirse, pero el problema de los altos niveles de corriente durante falla no se corrige.

La propuesta en este trabajo de investigación es la implementación de reactores limitadores de corriente, con los cuales se logre disminuir el nivel de corriente durante las fallas a un valor en el cual el sistema de protecciones actúe de forma efectiva, o requiera de modificaciones menores.

Se realizarán los cálculos de estos reactores para cada una de las tres acometidas de la universidad que permitan mejorar las condiciones de la red, se investigara los aspectos de beneficio y aquellos que deben ser tratados por sus efectos no favorables como en el caso del campo magnético generados por los reactores, y finalmente recomendaciones de mantenimiento para la red.

Resumen

La presente investigación se realizó con el fin de dar una alternativa de solución a las interrupciones de energía eléctrica que se da en la Universidad de El Salvador, puesto que ante una falla se disparaba cualquier protección dificultando la detección del tramo donde se originó la falla. Siendo afectadas toda la población universitaria, tomándose como parámetro el índice de interrupciones que se dan mensualmente como el tiempo de restablecimiento de la energía eléctrica, es por eso que el propósito de la presente investigación consistió en la realización del análisis de la problemática disminuyendo la cantidad de interrupciones. Para ello fue necesario realizar un estudio de corriente de cortocircuito, ya que las corrientes de falla tenían niveles altos alrededor de los 5kA, es por ello que se introdujo un reactor limitador de corriente de falla, donde se obtuvo el valor de reactancia de 8 ohmios. Realizado esto se colocó la línea y el reactor en serie para que nuevamente el estudio de cortocircuito nos arrojará que la corriente de falla había disminuido a 1.35kA, un nivel mucho más manejable con una reducción considerable del 73% aproximadamente, consiguiendo de esta manera una buena coordinación de protecciones para que actué el fusible más cercano a la falla.

La investigación también abarcó el estudio de campo magnético generado por los reactores, ya que pueden suceder accidentes debido a la inducción sobre personas, la ICNIRP establece que el público puede estar expuesto a la densidad de campo magnético a un valor máximo de $833\mu\text{T}$, delimitando el área en donde el arreglo de reactores iba a operar constantemente. El resultado mejor fue que del arreglo de los reactores colocados en forma vertical el segundo debe estar rotado a 180° reduciendo la mayor cantidad de líneas de flujo disperso, y por lo tanto se redujo la distancia límite.

Por consiguiente, se mostró que el reactor mejora la calidad de energía disminuyendo la distorsión armónica y mejorando la confiabilidad de la red interna de la Universidad de El Salvador aplicando el manual de mantenimiento donde se busca disminuir fallas por contacto de ramas, animales o estructuras en mal estado.

Finalmente se realizó el análisis de viabilidad donde se estima el costo total del proyecto que es de **\$69990,87** y las ventajas que este tiene, como la más importante, beneficiando a toda la comunidad universitaria.

Apartado 1

Análisis de cortocircuito y Cálculo de reactores

INTRODUCCIÓN

En este apartado es necesario conocer los niveles de corriente de falla en los puntos de entrega de la Universidad de El Salvador, haciendo un estudio de cortocircuito en cada acometida utilizando para el análisis el método de las componentes simétricas, de esta manera se calculará el valor de la reactancia del reactor limitador de corriente para reducir la corriente de cortocircuito. Calculada la reactancia se realiza nuevamente el estudio de cortocircuito ya con el valor de la reactancia del reactor para verificar el efecto que éste causa. Cada reactor está contemplado para cada una de las fases. También se estudiará los efectos que éste causa en su aplicación a tierra.

1.1 Análisis de cortocircuito

Los sistemas eléctricos, aun aquellos cuyo diseño presentan un alto grado de confiabilidad, no están exentos de experimentar fallas, si disminuyen la frecuencia con que estas fallas se presentan, pero deben estar dotados de un conjunto de protecciones que permitan aislar los fallos en algún punto del sistema de forma segura, afectando la menor porción del sistema posible evitando así una interrupción total. La actuación de estas protecciones no exige que diferentes partes del sistema no deban soportar las corrientes de falla por un tiempo, que aun mínimo, puede causar fatiga o destrucción, es por eso que tanto conductores, buses, aisladores y demás partes que conforman el sistema deben dimensionarse para soportar estas condiciones.

El flujo de corriente durante un cortocircuito está limitado por la impedancia total desde la fuente o fuentes, hasta el punto donde ha ocurrido la falla, la carga puede aportar una pequeña parte si están presentes en buen numero maquinas como motores asíncronos o compensadores. Este flujo de corriente puede ser afectado por tanto si la red sufre de cambios, como la inclusión de nuevas fuentes o transformadores de mayor capacidad, el aumento de la carga en cambio afectaría en muy poco, dependiendo de la naturaleza de esta, hasta puede ser despreciable. Ante cambios que provoquen niveles de falla mayores, puede resultar necesario ajustar o cambiar dispositivos de protecciones, para mantener un nivel de sensibilidad adecuado o tener un poder de corte mayor respectivamente.

Los estudios de cortocircuito son el punto de partida para el diseño o modificación de un sistema de protecciones, ante sistemas eléctricos muy complejos resulta viable realizar estos estudios por medio del programa cad (computer aided design), para obtener o corroborar resultados.

Fallas eléctricas

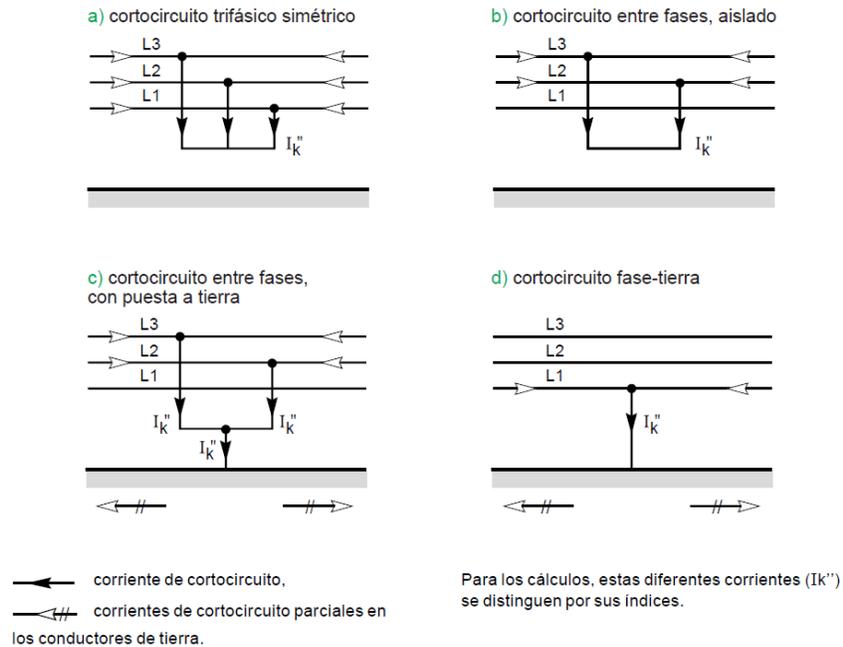


Ilustración 1.1 Diferentes cortocircuitos y sus corrientes¹

En un sistema eléctrico la falla que por lo general presenta el mayor nivel de corriente de cortocircuito es la trifásica, también llamada falla simétrica debido a que no se altera el desfase en las corrientes y tensiones. Las fallas asimétricas son todas las demás donde existe un desbalance en las corrientes y tensiones del sistema. Estas pueden ser línea a tierra, dos líneas a tierra y de línea a línea (ver ilustración 1.1). De las mencionadas la falla línea a tierra es el tipo que sucede con mayor frecuencia (en un 80% aproximadamente) y la falla trifásica es la que en el menor de los casos se presenta (con un 5%).

La corriente de cortocircuito en una falla asimétrica está considerada como compuesta por una componente de corriente alterna (CA) y una componente de corriente directa (CD), la suma de estas componentes da la corriente total que se produce al ocurrir una falla.

Dado que en un sistema real siempre está presente la resistencia, la componente de corriente directa decae a cero debido a la energía perdida como RI^2 . El decaimiento está relacionado con el factor X/R del sistema, vista desde la fuente a la falla, de forma proporcional.

El factor X/R es la relación de la reactancia a la resistencia del circuito considerado. Donde X corresponde a la reactancia y R a la resistencia de todos los componentes del circuito entre la fuente y la falla. Si $R = 0$, la relación sería infinita y la componente CD nunca disminuiría. Si $X = 0$, la relación es cero y su componente de CD disminuye instantáneamente. En el caso de relaciones intermedias, la componente de CD disminuye con el transcurso del tiempo a cero, dependiendo la duración de

¹ cuaderno técnico nº 158 Schneider Electric

este lapso de la relación específica X/R. A mayor reactancia con respecto a la resistencia, más tiempo tardará en disminuir la componente de CD.

En la siguiente imagen se ilustra la corriente de falla asimétrica con las componentes de CA y CD.

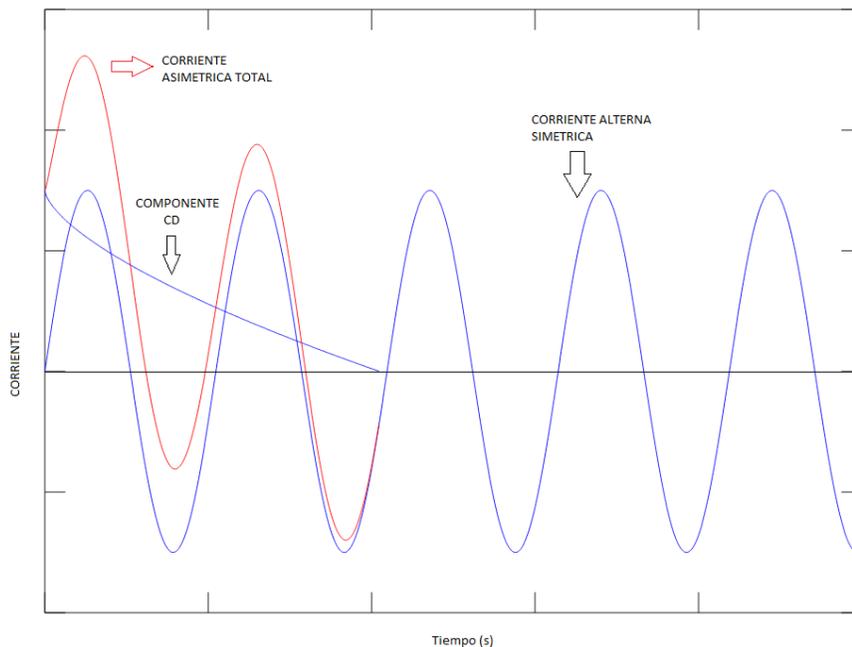


Ilustración 1.2 Corriente asimétrica total y sus componentes.²

1.1.1 Propósito de los Cálculos

La complejidad del sistema y del equipo y la falta de parámetros precisos hacen que los cálculos precisos de las corrientes de cortocircuito sean extremadamente difíciles, pero la precisión extrema es innecesaria. Los cálculos descritos en la norma IEEE 141-1993 proporcionan una precisión razonable para los límites máximo y mínimo de las corrientes de cortocircuito. Éstos satisfacen las razones usuales para hacer cálculos.

Los valores máximos de corriente de cortocircuito calculados se utilizan para seleccionar dispositivos de interrupción con un grado de cortocircuito adecuado, comprobar la capacidad de los componentes del sistema para soportar tensiones mecánicas y térmicas y determinar la coordinación tiempo-corriente de los relés de protección. Los valores mínimos se utilizan para establecer la sensibilidad requerida de los relés de protección. Los valores mínimos de cortocircuito se calculan a veces como fracciones de los valores máximos. Si es así, sólo es necesario calcular los valores máximos de la corriente de cortocircuito.

Para calcular la corriente máxima de cortocircuito, el sistema eléctrico industrial debe tener el mayor número esperado de máquinas giratorias conectadas (normalmente con el sistema a plena carga futura).

² Análisis con el libro análisis de potencia capítulo 10, Stevenson Jr.

El propósito de esta revisión de los fundamentos es obtener una mejor comprensión de las complejidades básicas involucradas en los cálculos de corriente de cortocircuito del sistema de corriente alterna. Al tratar con los problemas prácticos del día a día, el analista debe adoptar los siguientes objetivos:

- A. Seleccione la ubicación óptima y el tipo de falla para satisfacer el propósito del cálculo.
- B. Establecer el modelo de circuito eléctrico más simple del problema que logrará este objetivo y minimizará la complejidad de la solución.
- C. Reconocer la presencia de condiciones del sistema que violen las restricciones impuestas por los métodos analíticos en uso.
- D. Inyectar artificialmente correcciones en los resultados calculados para compensar si estas condiciones son lo suficientemente grandes como para ser significativas.

Determinar los ajustes y clasificaciones de los dispositivos de sobre corriente en un sistema de potencia es una tarea importante y, cuando se hace correctamente, asegura el rendimiento deseado del sistema. La continuidad del servicio eléctrico de la planta requiere que el equipo de interrupción funcione de manera selectiva. Esto puede requerir tiempos de apertura más largos (para una corriente dada) de los interruptores sucesivamente más cerca de la fuente de alimentación durante fallas. Por otra parte, la necesidad de máxima seguridad para el personal y el equipo eléctrico exige el aislamiento más rápido posible de los circuitos averiados.

1.1.2 Componentes simétricas

De acuerdo con el teorema de Fortescue, tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas balanceados de fasores. Estos conjuntos balanceados de componentes son:

- Componentes de secuencia positiva: consiste en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento entre ellos en fase de 120° , y que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales.
- Componentes de secuencia negativa: consiste en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento entre ellos en fase de 120° , y que tienen la secuencia de fase invertida que los fasores originales.
- Componentes de secuencia cero u homopolar: consiste en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno del otro.

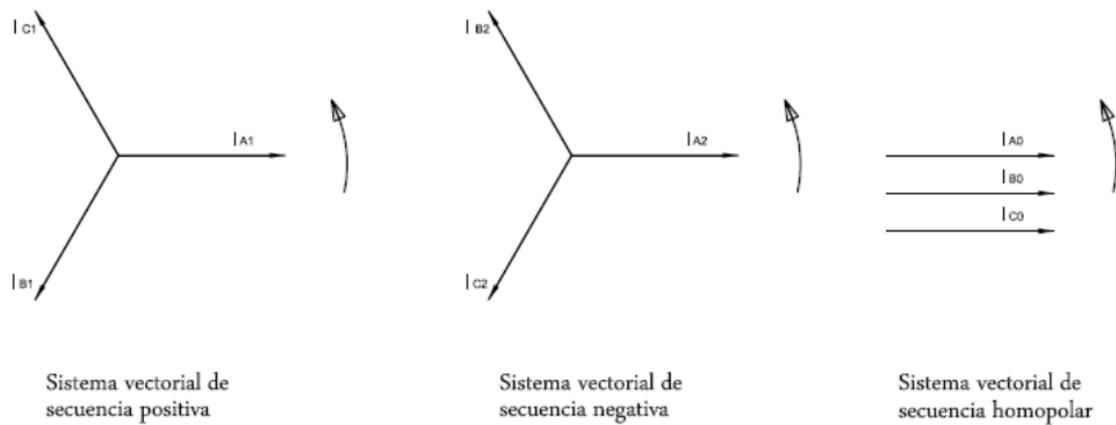


Ilustración 1.3 Componentes de secuencia para las corrientes de cada fase

Al sumar cada componente de secuencia correspondiente a cada fase, se obtiene el sistema original de fasores desbalanceados (Ilustración 1.4).

Las corrientes de cada fase quedan conformadas por sus componentes de cada secuencia como se presenta a continuación.

$$I_A = I_{A0} + I_{A1} + I_{A2}$$

$$I_B = I_{B0} + I_{B1} + I_{B2}$$

$$I_C = I_{C0} + I_{C1} + I_{C2}$$

Sistema de Ecuaciones 1.1

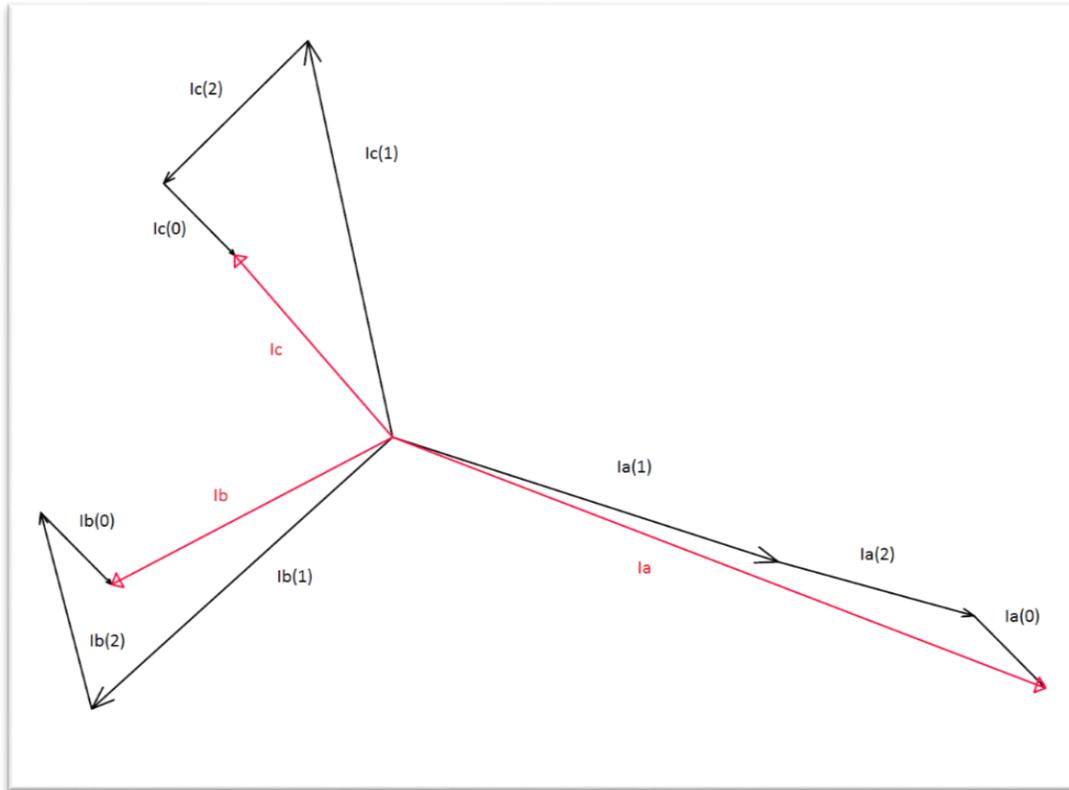


Ilustración 1.4 Composición del sistema original a partir de sus componentes de secuencia.

Luego podemos dejar cada corriente de fase en términos de la corriente de una sola fase tomada como referencia, (para este caso la de fase “A”) y utilizando el operador $a = 1 \angle 120^\circ$ como se presenta a continuación.

$$I_A = I_{A0} + I_{A1} + I_{A2}$$

$$I_B = I_{A0} + a^2 I_{A1} + a I_{A2}$$

$$I_C = I_{A0} + a I_{A1} + a^2 I_{A2}$$

Sistemas de Ecuaciones 1.2

A partir de las ecuaciones anteriores podemos obtener las expresiones para cada componente simétrica por fase, para la fase A se obtiene:

$$I_a^{(0)} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$$

$$I_a^{(1)} = \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c)$$

$$I_a^{(2)} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c)$$

Sistema de ecuaciones 1.3

Puede obtenerse las componentes de las otras fases partiendo de las relaciones:

$$I_B^{(0)} = I_A^{(0)} ; I_B^{(1)} = a^2 I_A^{(1)} ; I_B^{(2)} = a I_A^{(2)}$$

$$I_C^{(0)} = I_A^{(0)} ; I_C^{(1)} = a I_A^{(1)} ; I_C^{(2)} = a^2 I_A^{(2)}$$

Finalmente los resultados pueden extenderse a las corrientes de fase de un circuito delta, si se reemplaza I_a, I_b e I_c por I_{ab}, I_{bc} e I_{ca}

$$V_a^{(0)} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

$$V_a^{(1)} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c)$$

$$V_a^{(2)} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad \text{Sistemas de Ecuaciones 1.4}$$

Resultados similares se encuentran para los voltajes línea a línea al reemplazar en las ecuaciones anteriores V_a, V_b y V_c por V_{ab}, V_{bc} y V_{ca} respectivamente.

- En sistemas trifásicos podemos encontrar las configuraciones delta o estrella.

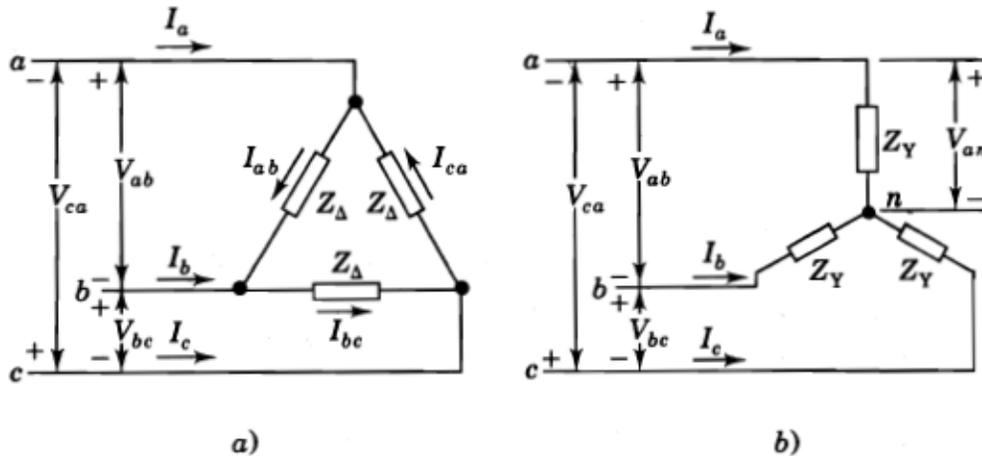


Ilustración 1.5 Configuraciones Delta (a) y Estrella (b)

Las relaciones de componentes simétricas de corriente y tensión para la fase "A" son las siguientes (recordando la definición de la componente de secuencia cero, en configuración delta, las componentes de corriente y voltaje en secuencia cero valdrá cero):

$$I_a^{(1)} = \sqrt{3} \angle -30^\circ x I_{ab}^{(1)}$$

$$I_a^{(2)} = \sqrt{3} \angle 30^\circ x I_{ab}^{(2)}$$

$$V_{ab}^{(1)} = (1 - a^2)V_{an}^{(1)} = \sqrt{3} \angle 30^\circ x V_{an}^{(1)}$$

$$V_{ab}^{(2)} = (1 - a)V_{an}^{(2)} = \sqrt{3} \angle -30^\circ x V_{an}^{(2)}$$

Y se resumen todas en el esquema siguiente:

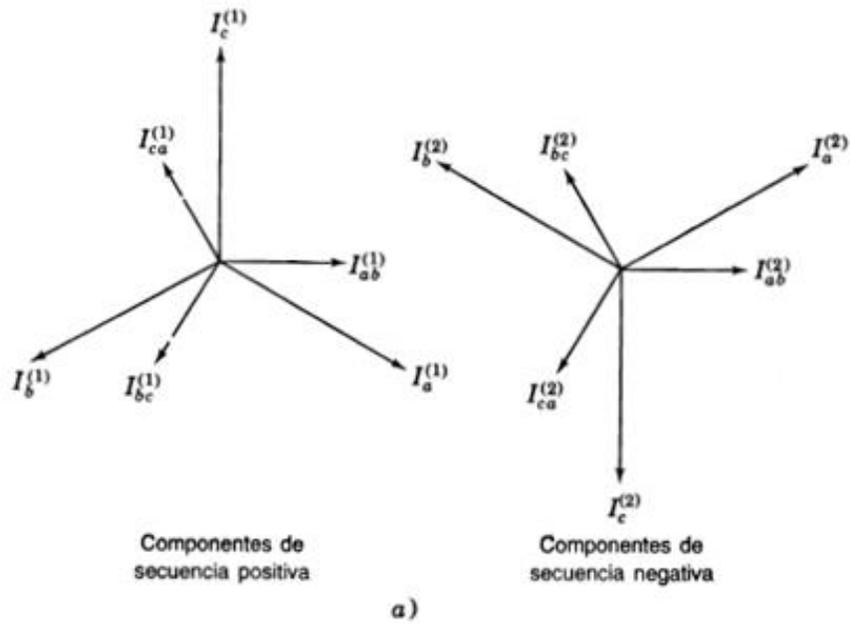


Ilustración 1.6 Componentes de corriente en configuraciones delta y estrella.

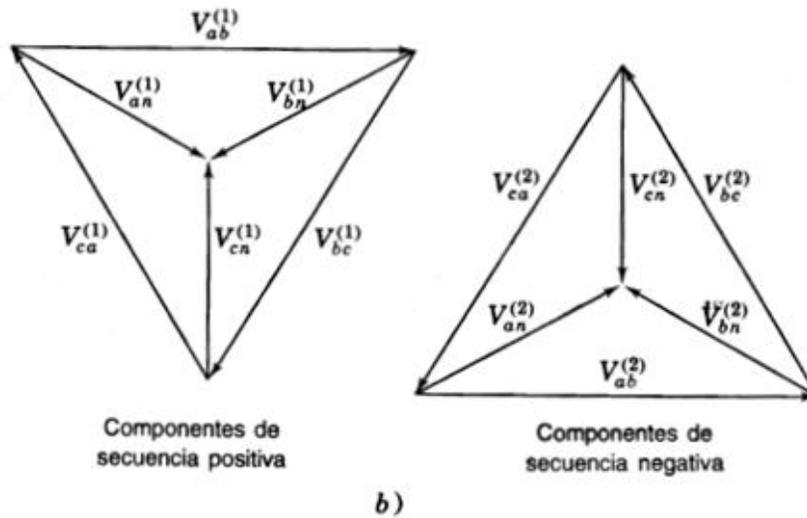


Ilustración 1.7 Componentes de tensión en configuraciones delta y estrella.

Nota: cuando los voltajes al neutro están en por unidad, referidos al voltaje a neutro base y, cuando los voltajes de línea están en por unidad referidos al voltaje línea a línea base, se omite el termino raíz de tres. De igual manera cuando las corrientes de línea y la de la delta se expresan en

por unidad, cada una sobre su propia base, se omite la raíz de tres, pues las bases ya están relacionadas con ese término.

Del circuito de configuración delta se observa (cuando dentro del circuito delta no hay fuentes o acoplamientos mutuos) que la impedancia es:

$$\frac{V_{ab}^{(1)}}{I_{ab}^{(1)}} = Z_{\Delta} = \frac{V_{ab}^{(2)}}{I_{ab}^{(2)}}$$

$$\frac{V_{an}^{(1)}}{I_a^{(1)}} = \frac{Z_{\Delta}}{3} = \frac{V_{an}^{(2)}}{I_a^{(2)}}$$

Lo que muestra la relación siguiente: $Z_Y = \frac{Z_{\Delta}}{3}$

- Si se introduce una impedancia entre el neutro y tierra, tendremos una trayectoria de retorno con una corriente de neutro igual a la suma de las corrientes de fase. Ahora, las corrientes e secuencia positiva y negativa van a sumar cero, por tanto: $I_n = 3I_a^{(0)}$
- La caída de voltaje en cada secuencia se relaciona con la corriente de secuencia de la siguiente manera:

$$V_a^{(0)} = (Z_Y + 3Z_n)I_a^{(0)} = Z_0 I_a^{(0)}$$

$$V_a^{(1)} = Z_Y I_a^{(1)} = Z_1 I_a^{(1)}$$

$$V_a^{(2)} = Z_Y I_a^{(2)} = Z_2 I_a^{(2)}$$

Sistema de Ecuaciones 1.5

Y podemos obtener los circuitos de secuencia a partir de lo anterior.

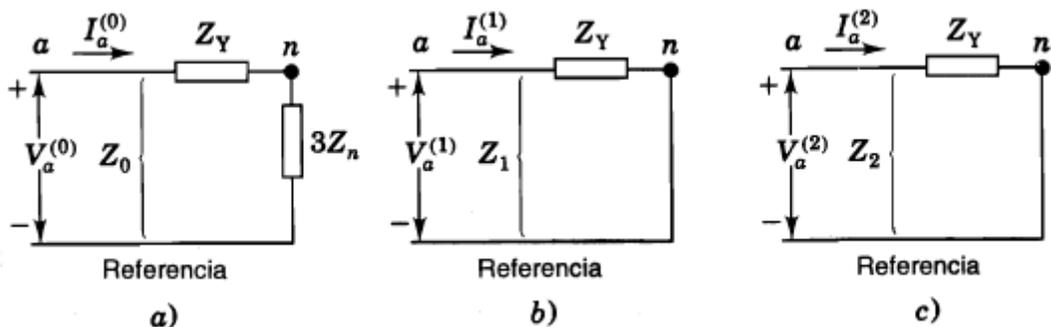


Ilustración 1.8 Circuitos de secuencia en configuración estrella.

- Para circuitos de secuencia con transformadores se toma en cuenta que la corriente del primario no puede fluir, a menos que fluya la del secundario, así para la secuencia cero tenemos

CASO	SÍMBOLOS	DIAGRAMAS DE CONEXIÓN	CIRCUITOS EQUIV. DE SECUENCIA CERO
1			
2			
3			
4			
5			

Ilustración 1.9 Circuitos equivalentes de secuencia cero.

1.1.3 Aplicación del Método de Componentes Simétricas

- Cortocircuito Monofásico a tierra

Como ejemplo se analiza en un generador, el contacto entre una fase y tierra (falla monofásica) aplicando el método de componentes simétricas para encontrar la expresión de la corriente de falla.

Las ecuaciones a plantear se referirán a la fase "a" en la que suponemos esta la falla. El mismo razonamiento puede seguirse para una falla en cualquier otra fase.

De la ilustración 9 podemos determinar las siguientes ecuaciones:

$$V_a = 0 \quad e \quad I_b = I_c = 0$$

Debido al contacto a tierra la fase "a" tiene una tensión de cero, y las corrientes de las fases no falladas son tan pequeñas que pueden despreciarse. También se plantea las siguientes ecuaciones:

$$V_a = V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} = 0$$

$$I_a = I_a^{(0)} + I_a^{(1)} + I_a^{(2)} = I_{falla} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

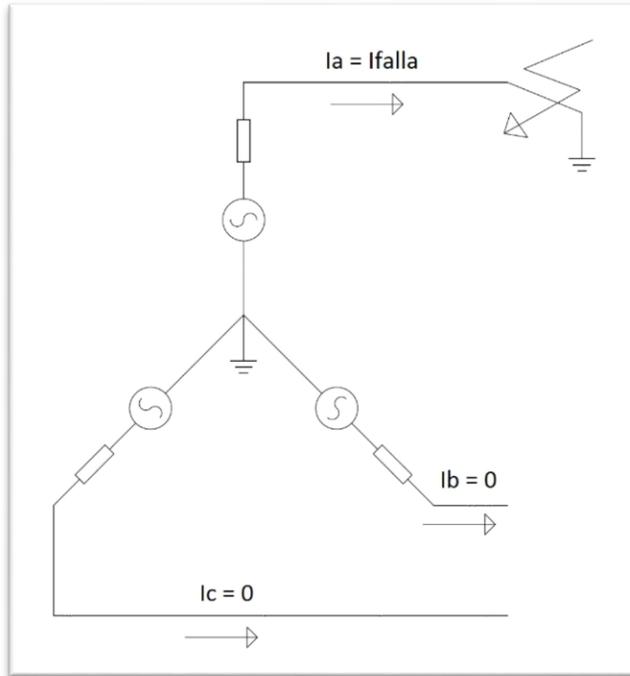


Ilustración 1.10 Generador en Configuración estrella con falla monofásica a tierra.

Para las corrientes de fase no falladas con referencia a la fase "a":

$$I_b = I_a^{(0)} + a^2 I_a^{(1)} + a I_a^{(2)} = 0 \quad \text{Ecuación 1.2}$$

$$I_c = I_a^{(0)} + a I_a^{(1)} + a^2 I_a^{(2)} = 0 \quad \text{Ecuación 1.3}$$

De estas ecuaciones al restarlas obtenemos:

$$I_b - I_c = I_a^{(1)}(a^2 - a) + I_a^{(2)}(a - a^2) = 0$$

$$I_a^{(1)}(a^2 - a) = -I_a^{(2)}(a - a^2)$$

$$I_a^{(1)}(a^2 - a) = I_a^{(2)}(a^2 - a)$$

De la cual concluimos que $I_a^{(1)} = I_a^{(2)}$

Conociendo esto podemos escribir la ecuación: $I_b = I_a^{(0)} + a^2 I_a^{(1)} + a I_a^{(2)} = 0$ de la forma:

$$I_b = I_a^{(0)} + a^2 I_a^{(1)} + a I_a^{(1)} = 0$$

De esta obtenemos la ecuación reducida: $a^2 I_a^{(1)} + a I_a^{(1)} = -I_a^{(0)}$

Y se acomoda de la forma: $I_a^{(1)}(a^2 + a) = -I_a^{(0)}$

Y conociendo que $a^2 + a = -1$: $-I_a^{(1)} = -I_a^{(0)} \quad \text{o} \quad I_a^{(1)} = I_a^{(0)}$

Por tanto, durante una falla monofásica todas las corrientes de secuencia tendrán el mismo valor modular. $I^{(1)} = I^{(2)} = I^{(0)}$

Los circuitos monofásicos para cada secuencia se presentan a continuación:

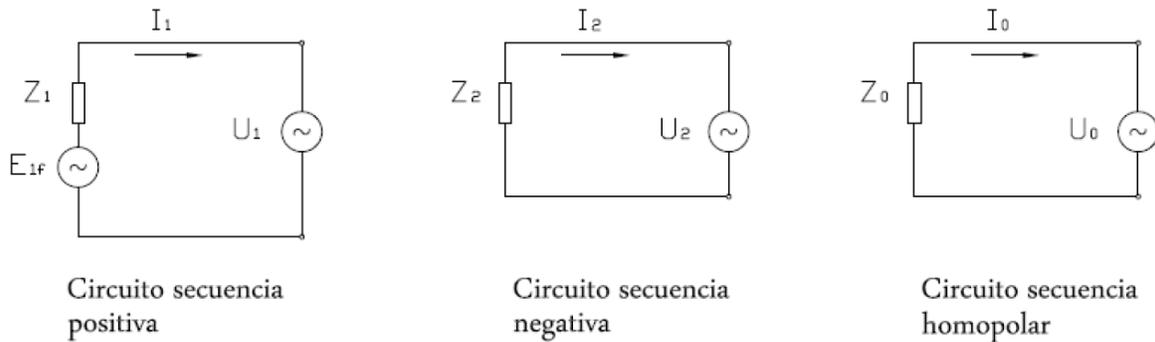


Ilustración 1.11 Circuitos monofásicos para cada secuencia.

De estos circuitos planteamos las ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 E_{1f} - I^{(1)}Z^{(1)} &= U^{(1)} \\
 -I^{(2)}Z^{(2)} &= U^{(2)} \\
 -I^{(0)}Z^{(0)} &= U^{(0)} \quad \text{Sistema de Ecuaciones 1.6}
 \end{aligned}$$

Incorporamos estos resultados de la siguiente manera:

$$U_a = U^{(0)} + U^{(1)} + U^{(2)} = -I^{(0)}Z^{(0)} + E_{1f} - I^{(1)}Z^{(1)} - I^{(2)}Z^{(2)}$$

Recordando que las corrientes de secuencia tienen el mismo valor modular:

$$U_a = E_{1f} - I^{(1)}(Z^{(1)} + Z^{(2)} + Z^{(0)}) = 0$$

$$E_{1f} = I^{(1)}(Z^{(1)} + Z^{(2)} + Z^{(0)})$$

$$I^{(1)} = \frac{E_{1f}}{Z^{(1)} + Z^{(2)} + Z^{(0)}} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Finalmente se obtiene: $I_a = I^{(1)} + I^{(2)} + I^{(0)} = 3 * I^{(1)} = \frac{3 * E_f}{Z^{(1)} + Z^{(2)} + Z^{(0)}} \quad \text{Ecuación 1.5}$

Se en configuración se estrella se aterriza mediante una impedancia de neutro se modifica así:

$$I_a = \frac{3 * E_f}{Z^{(1)} + Z^{(2)} + Z^{(0)} + 3 * Z_n} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

Esto debido a que las corrientes de secuencia cero circulan en fase todas juntas por la impedancia de puesta a tierra, las corrientes de secuencia cero de las 3 fases circulan por esta impedancia, por tanto:

$$U_n = 3 * I^{(0)} * Z_n \quad \text{Ecuación 1.7}$$

En el circuito monofásico, al tener solo una corriente de secuencia cero, la impedancia de aterrizaje se multiplica el factor de 3.

Los circuitos monofásicos equivalentes para la falla monofásica a tierra con y sin impedancia de aterrizaje se presentan a continuación.

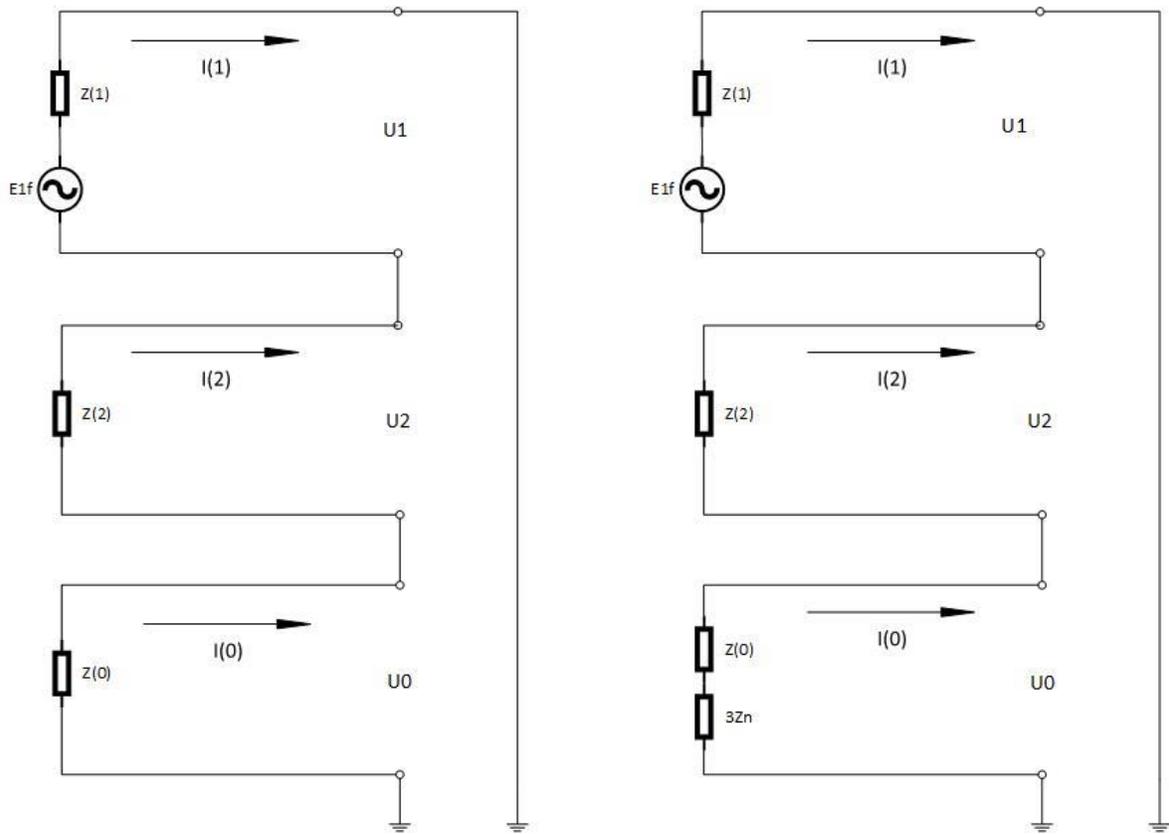


Ilustración 1.12 Circuitos equivalentes monofásicos de falla fase a tierra, sin impedancia de aterrizaje (izquierda) y con impedancia de aterrizaje (derecha).

1.2 Cálculos de Corto Circuito y Coordinación de Protecciones para la Red Primaria de la Universidad de El Salvador.

Se presentan los cálculos de corto circuito para diferentes puntos en la red primaria, con el propósito de establecer en esos puntos, los niveles de falla que los medios de protección deben aislar sin interrumpir el sistema en su totalidad. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente expuestas, se realiza el siguiente estudio. (Se anexa el plano de la red primaria, el cual puede ser consultado para mayor comprensión de la red y sus puntos de abastecimiento)

1.2.1 Estudio de cortocircuito en la red primaria a partir de la acometida en la Facultad de Ciencias y Humanidades con corte C6475.

Utilizando el método de las componentes simétricas se calcula los niveles de falla para distintos puntos en el diagrama unifilar del circuito primario de la ilustración 1.12.

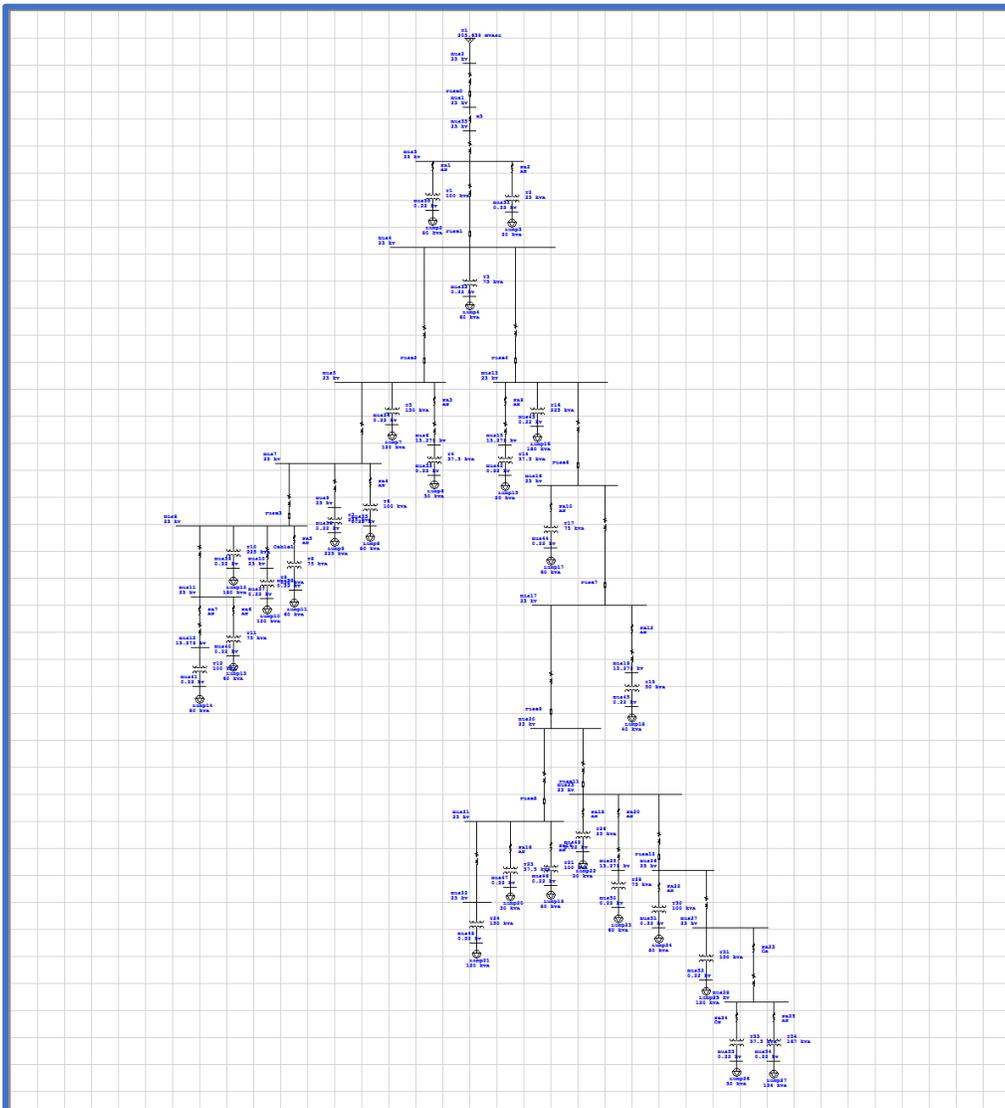


Ilustración 1.13 Diagrama Unifilar del Circuito de la Red Primaria de la Facultad de Ciencias y Humanidades – UES.

1.2.1-1 Cálculos de cortocircuito

Datos de la Red

Tension: 23 kV,

Niveles de falla: Icc 3F = 5162 A; Icc 1F = 3277 A (205.639 MVA_{SC3φ}; 130.148 MVA_{SC1φ})

Calculo de la Reactancia de Línea.

Para este caso, en todas las acometidas y circuitos primarios dentro del campus universitario tenemos una configuración horizontal en la red primaria. Como es una red a 23 kV tenemos las siguientes características:

Espaciamiento entre fases:

$$d_{AB} = 1.2 [m]$$

$$d_{BC} = 1.2 [m]$$

$$d_{AC} = 2.4 [m]$$

Calibre de Conductor:

#2 ACSR SPARROW

$$X_a = 0.1277 \text{ ohm}/1000ft \text{ (Obtenido de tabla del fabricante)}$$

BareNRG™ ACSR Aluminum Conductor



Technical Data *continued*

BareNRG™

Code Word	Size AWG or kcmil	Mass			Percent of Total Mass		Resistance			Reactance		
		Al	Steel	Total	Aluminum	Steel	ac - 60 Hz			Capacitive	Inductive	
							20 °C	25 °C	75 °C		25 °C	75 °C
		lb/ft					Ω/ft			MΩ/ft	Ω/ft	
Turkey	6	24.4	11.6	36.0	67.8	32.2	0.6419	0.6553	0.8159	0.7513	0.1201	0.1439
Swan	4	39.0	18.4	57.4	67.9	32.1	0.4032	0.4119	0.5218	0.7149	0.1152	0.1369
Swanate	4	39.0	28.0	67.0	58.2	41.8	0.3989	0.4072	0.5165	0.7102	0.1153	0.1303
Sparrow	2	61.9	29.3	91.2	67.9	32.1	0.2534	0.2591	0.3360	0.6785	0.1100	0.1277
Sparate	2	61.9	44.7	106.6	58.1	41.9	0.2506	0.2563	0.3297	0.6737	0.1081	0.1206
Robin	1	78.1	36.9	115.0	67.9	32.1	0.2011	0.2059	0.2703	0.6600	0.1068	0.1224
Raven	1/0	98.6	46.6	145.2	67.9	32.1	0.1593	0.1633	0.2161	0.6421	0.1040	0.1163
Quail	2/0	124.1	58.7	182.8	67.9	32.1	0.1265	0.1301	0.1760	0.6241	0.1017	0.1135
Pigeon	3/0	156.4	74.1	230.5	67.9	32.1	0.1003	0.1034	0.1445	0.6056	0.0992	0.1095
Penguin	4/0	197.4	93.4	290.8	67.9	32.1	0.0795	0.0822	0.1157	0.5966	0.0964	0.1053

Ilustración 1.14 Especificaciones de conductor Sparrow

Calculo de la Reactancia de Secuencia Positiva.

La reactancia de línea se obtiene de lo siguiente:

$$X_L^{(1)} = X_L^{(2)} = X_a + X_b \text{ Ecuación 1.8}$$

Donde:

$X_L^{(1)} = X_L^{(2)}$: es la reactancia de secuencia de la línea, secuencia positiva y negativa.

X_a : es la reactancia característica dada por el material que se construyó el conductor.

X_b : es la reactancia característica dada por el arreglo entre los conductores.

Obtención del X_b :

Necesitamos encontrar el espaciamiento equivalente entre conductores, luego haciendo uso de la tabla 4A-5 de la norma IEEE 141-1993 para el factor de espaciamiento del conductor encontramos el valor de X_b :

$$GMD = \sqrt[3]{d_{AB}d_{BC}d_{AC}} \quad \text{Ecuación 1.9}$$

Donde:

GMD : representa el espaciamiento geométrico equivalente entre conductores.

d_{AB} = distancia entre las fases A y B.

d_{BC} = distancia entre las fases B y C.

d_{AC} = distancia entre las fases A y C,

Entonces tenemos lo siguiente:

$$GMD = \sqrt[3]{1.2 \times 1.2 \times 2.4} = \sqrt[3]{3.456} = 1.5119 [m] \equiv 4.960319 [ft]$$

$$GMD = 4'11''$$

Tabla 4A-5 Factor de espaciamiento X_b para reactancia a 60 Hz, en ohm por conductor por 1000 pies.

		Separación (pulgadas)										
(pies)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	0.0571	0.0412	0.0319	0.0252	0.0201	0.0159	0.0124	0.0093	0.0066	0.0042	0.0020
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Tabla 1.1 Factor de espaciamiento "Tabla 4A-5 de la norma IEEE 141-1993"

Con lo que el dato obtenido en la tabla 4A – 5, obtenemos el siguiente valor para X_b :

$$X_b = 0.0366 \text{ ohm}/1000ft$$

Por lo que la reactancia de secuencia de línea es:

$$X_L^{(1)} = X_L^{(2)} = X_a + X_b$$

$$X_L^{(1)} = X_L^{(2)} = (0.1277 + 0.0366) \text{ ohm}/1000ft = 0.1643 \text{ ohm}/1000ft$$

$$X_L^{(1)} = X_L^{(2)} = 0.1643 \text{ ohm}/1000\text{ft} * \frac{3280.84\text{ft}}{1\text{km}} = 0.539042 \text{ ohm}/1\text{km}$$

Calculo de la Reactancia de Secuencia Cero.

Para este propósito se hace uso de las siguientes formulas basadas en la norma IEEE 242-2001 que se presentan a continuación:

$$X_a^{(0)} = j0.1737 \log_{10} \left[\frac{GMD_2}{GMR} \right] \Omega/\text{km} \quad \text{Ecuación 1.10}$$

$$X_m^{(0)} = j0.1737 \log_{10} \left[\frac{D_e}{GMD_2} \right] \Omega/\text{km} \quad \text{Ecuación 1.11}$$

$$D_e = 685.4 * \sqrt{\frac{r}{f}} \text{ [m]} \quad \text{Ecuación 1.12}$$

$$X_g^{(0)} = j0.1737 \log_{10} \left[\frac{GMD_2}{GMR_2} \right] \Omega/\text{km} \quad \text{Ecuación 1.13}$$

Donde:

GMD₂: es el espaciamento equivalente entre los conductores de fase y el conductor del neutro.

GMR: es el radio del conductor de fase.

r: es la resistividad del terreno típicamente 200 Ω.m³

f: es la frecuencia del sistema.

GMR₂: es el radio del conductor de neutro.

Entonces:

$$GMD_2 = \sqrt[3]{(GMR)^2 d_{AB} d_{BC} d_{AC}} = 0.39252 \text{ [m]}$$

$$GMR = 8 \text{ [mm]} \text{ ó } 0.316 \text{ [in]}^4$$

$$GMR_2 = 9 \text{ [mm]} \text{ ó } 0.354 \text{ [in]}$$

$$r = 200 \text{ } \Omega * m$$

$$f = 60 \text{ Hz}$$

$$X_L^{(0)} = X_g^{(0)} + X_m^{(0)} + X_a^{(0)} = 1.187051 \text{ ohm}/\text{km}$$

³ Valor tomado de la norma IEEE 242-2001

⁴ Detalles del conductor

<http://procables.com.co/downloads/aleaciones/1350-ACSR.pdf>

Análisis de cortocircuito en poste P100

Datos:

Red: 23 kV, 205.639 MVA_{SC3φ}, 130.148 MVA_{SC1φ}

$$X_{red}^{(1)} = X_{red}^{(2)} = \frac{1.1x(V_{LL})^2}{MVA_{SC3\phi}} = \frac{1.1x(23kV)^2}{205.639MVA_{SC3\phi}} = 2.82872 \text{ ohm}$$

$$X_{red}^{(0)} = \frac{\sqrt{3}x1.1x(V_{LL})^2}{MVA_{SC1\phi}} = \frac{\sqrt{3}x1.1x(23kV)^2}{130.148MVA_{SC1\phi}} = 7.74411 \text{ ohm}$$

Línea: 23 kV, 115 m; X_{L1} = 0.000539042 ohm/m; X_{L0} = 0.001187051 ohm/m.

El circuito equivalente es el mostrado por la ilustración 1.14, donde solo se ven involucradas las reactancias de la red y la de la línea.

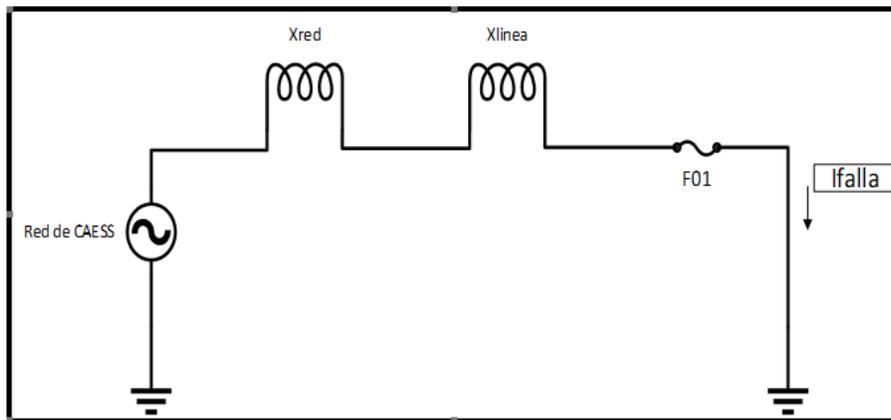


Ilustración 1.15 Circuito Equivalente para el cálculo de la falla para el fusible 01.

Por lo que tenemos lo siguiente:

Corriente de falla 3φ:

$$I_{SC3\phi} = \frac{1.1xV_{LL}}{\sqrt{3}x(X_{red1}+X_{L1})} \quad \text{Ecuación 1.14}$$

$$X_{L1} = 0.000539042 \text{ ohm/m} \times 115 \text{ m} = 0.061989 \text{ ohm}$$

$$I_{SC3\phi} = \frac{1.1xV_{LL}}{\sqrt{3}x(X_{red1} + X_{L1})} = \frac{1.1 \times 23 \text{ kV}}{\sqrt{3}x(2.8287 + 0.061989)} = 5.053 \text{ kA}$$

Corriente de falla 1φ:

Para este caso el circuito de la ilustración 1.15, muestra el circuito equivalente para una falla monofásica con el método de las componentes:

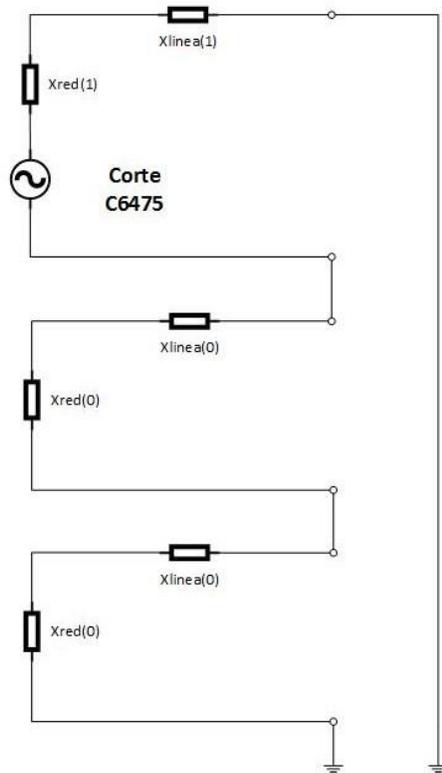


Ilustración 1.16 Circuito equivalente para el cálculo de falla monofásica por el método de las componentes.

$$I_{SC1\phi} = \frac{3 \times 1.1 \times V_{LL}}{\sqrt{3} \times (X_1 + X_2 + X_0)} \quad \text{Ecuación 1.15}$$

$$X_1 = X_2 = X_{red1} + X_{L1} = 2.890689 \text{ ohm}$$

$$X_0 = X_{red0} + X_{L0}$$

$$X_{L0} = 0.001187051 \text{ ohm/m} \times 115 \text{ m} = 0.136511 \text{ ohm}$$

$$X_0 = X_{red0} + X_{L0} = 7.880621 \text{ ohm}$$

$$I_{SC1\phi} = \frac{3 \times 1.1 \times V_{LL}}{\sqrt{3} \times (X_1 + X_2 + X_0)} = \frac{3 \times 1.1 \times 23 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times (2 \times 2.890689 + 7.880621)} = 3.207 \text{ kA}$$

Debido a que en el circuito total no tenemos nada que aporte al nivel de falla para los demás casos se obtendrá el mismo circuito equivalente representado en las ilustraciones 1.14 y 1.15, por lo que el procedimiento de cálculo es el anteriormente mostrado salvo por las distancias de la línea. Por lo que el análisis en resumen lo podemos ver en la siguiente tabla 1.1 de resumen.

Poste	Distancia [km]	Xlinea1 [ohm]	Xlinea0 [ohm]	Xred1 [ohm]	Xred0 [ohm]	Isc3F	Isc1F
P100	0.115	0.04818	0.13464	2.81993	7.72699	5.093E+3	3.223E+3
P103	0.172	0.07206	0.20137	2.81993	7.72699	5.036E+3	3.161E+3
P106	0.25	0.10474	0.29269	2.81993	7.72699	4.973E+3	3.110E+3
P99	0.157	0.06578	0.18381	2.81993	7.72699	5.048E+3	3.171E+3
P94	0.316	0.13239	0.36995	2.81993	7.72699	4.921E+3	3.069E+3
P93	0.333	0.13951	0.38986	2.81993	7.72699	4.908E+3	3.058E+3
P110	0.373	0.15627	0.43669	2.81993	7.72699	4.877E+3	3.034E+3

Tabla 1.2 Resumen de los Cálculos para los distintos puntos de interés para encontrar el nivel de falla.

1.2.1-2 Calculo de Reactor Limitador

El reactor limitador, es el elemento de interés y análisis de su comportamiento, por lo que para calcularlo lo haremos mediante el análisis de las componentes simétricas ya que este representa el análisis más exacto, para los propósitos de este estudio.

Por lo que obtenemos lo siguiente, la ilustración 1.16 muestra el circuito equivalente para el análisis requerido.

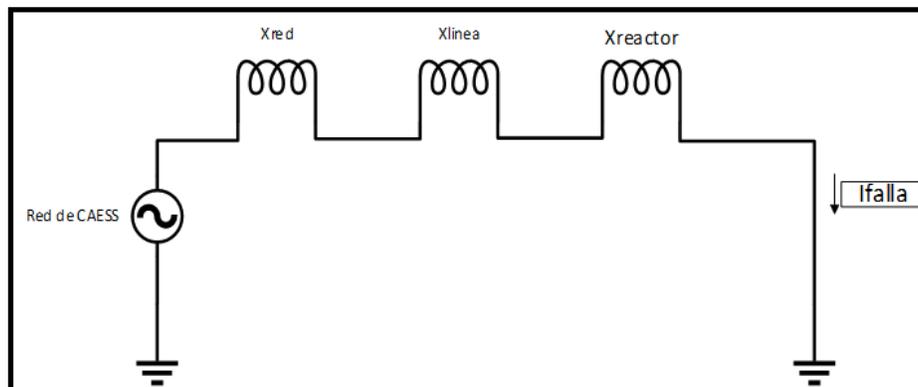


Ilustración 1.17 Circuito Equivalente para el cálculo de Reactor Limitador.

Resulta necesario mitigar en lo sumo posible el nivel de falla que presenta este circuito por lo que para ello se implementara el reactor limitador, actualmente se tiene un nivel de falla de 5.5 kA, y se pretende que se disminuya a una corriente de 1.350 kA que es el 25% del nivel de falla actual. Partiendo de la ecuación de corriente de falla trifásica tenemos:

$$I_{SC_{3\phi}} = \frac{1.1xV_{LL}}{\sqrt{3}x(X_{red1}+X_{L1}+X_{Reactor})} \quad \text{Ecuación 1.16}$$

Despejando para $X_{Reactor}$ tenemos lo siguiente:

$$(X_{red1} + X_{L1} + X_{Reactor}) = \frac{1.1xV_{LL}}{\sqrt{3}xI_{SC_{3\phi}}}$$

$$X_{Reactor} = \frac{1.1xV_{LL}}{\sqrt{3}xI_{SC_{3\phi}}} - (X_{red1} + X_{L1})$$

$$X_{Reactor} = \frac{1.1 \times 23kV}{\sqrt{3} \times 1.350kA} - (2.82872 + 0.061989)$$

$$X_{Reactor} = 7.929 \approx 8 \text{ ohm} = X_{Reactor}^{(1)} = X_{Reactor}^{(2)} = X_{Reactor}^{(0)}$$

Ahora procederemos a realizar la comprobación del desempeño del reactor para mitigar el nivel de falla, lo comprobaremos dando como punto el análisis para el fusible 02, en la tabla 1.2 de resumen leemos que para ese punto el nivel de falla $I_{SC_{3\phi}}$ es de 5.036 kA y el de $I_{SC_{1\phi}}$ es de 3.161 kA, ahora con la implementación del reactor obtenemos lo siguiente, siempre siguiendo el circuito equivalente de la ilustración 1.16:

Corriente de falla 3 ϕ :

$$I_{SC_{3\phi}} = \frac{1.1xV_{LL}}{\sqrt{3}x(X_{red1} + X_{L1} + X_{Reactor})}$$

$$X_{L1} = 0.000539042 \text{ ohm}/m \times 172 \text{ m} = 0.092715 \text{ ohm}$$

$$I_{SC_{3\phi}} = \frac{1.1xV_{LL}}{\sqrt{3}x(X_{red1} + X_{L1} + X_{Reactor})} = \frac{1.1 \times 23 \text{ kV}}{\sqrt{3}x(2.8287 + 0.092715 + 8)} = 1.337 \text{ kA}$$

Corriente de falla 1φ:

Para este caso el circuito de la ilustración 1.17, muestra el circuito equivalente para una falla monofásica con el método de las componentes:

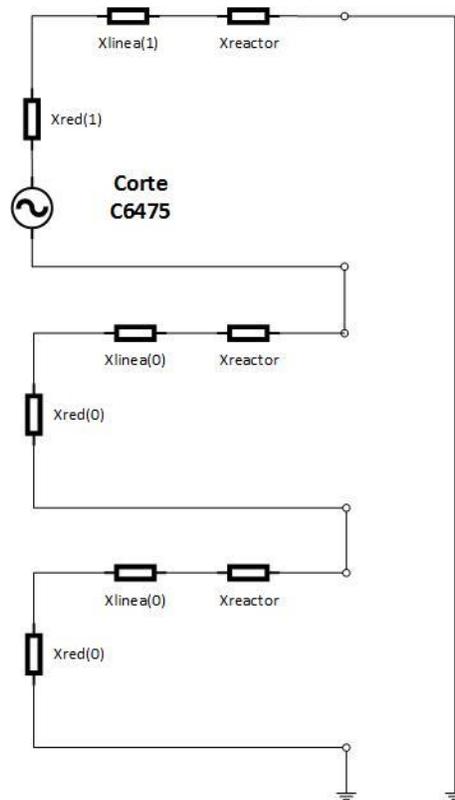


Ilustración 1.18 Circuito equivalente para el cálculo de la falla monofásica incluido el reactor limitador.

$$I_{SC_{1\phi}} = \frac{3 \times 1.1 \times V_{LL}}{\sqrt{3} \times (X_1 + X_2 + X_0)}$$

$$X_1 = X_2 = X_{red1} + X_{L1} + X_{Reactor} = 10.9214 \text{ ohm}$$

$$X_0 = X_{red0} + X_{L0} + X_{Reactor}^{(0)}$$

$$X_{L0} = 0.00118705 \text{ ohm/m} \times 172 \text{ m} = 0.2041 \text{ ohm}$$

$$X_0 = X_{red0} + X_{L0} + X_{Reactor}^{(0)} = 15.9482 \text{ ohm}$$

$$I_{SC_{1\phi}} = \frac{3 \times 1.1 \times V_{LL}}{\sqrt{3} \times (X_1 + X_2 + X_0)} = \frac{3 \times 1.1 \times 23 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times (2 \times 10.9462 + 15.9453)} = 1.1581 \text{ kA}$$

Como podemos observar ahora los valores de los niveles de falla son mucho menores en el caso de la corriente monofásica se redujo un 63.4 % aproximadamente, para el caso de la trifásica se redujo un 73.67%, por lo que con estos nuevos niveles de falla se espera que las protecciones actúen más eficientemente.

Así como en el caso anterior se presenta un resumen de los resultados obtenidos para los demás fusibles que se plantean implementar. La tabla 1.2 muestra los resultados obtenidos:

Poste	Distancia [km]	Xlinea1 [ohm]	Xlinea0 [ohm]	Xred1 [ohm]	Xred0 [ohm]	Xreactor [ohm]	Isc3F [A]	Isc1F [A]
P100	0.115	0.04818	0.13464	2.81993	7.72699	8	1.379E+3	1.166E+3
P103	0.172	0.07206	0.20137	2.81993	7.72699	8	1.376E+3	1.162E+3
P106	0.25	0.10474	0.29269	2.81993	7.72699	8	1.371E+3	1.157E+3
P99	0.157	0.06578	0.18381	2.81993	7.72699	8	1.376E+3	1.163E+3
P94	0.316	0.13239	0.36995	2.81993	7.72699	8	1.368E+3	1.153E+3
P93	0.333	0.13951	0.38986	2.81993	7.72699	8	1.367E+3	1.152E+3
P110	0.373	0.15627	0.43669	2.81993	7.72699	8	1.365E+3	1.150E+3

Tabla 1.3 Resumen de los cálculos obtenidos para los niveles de falla implementando el Reactor Limitador para mitigar los niveles de falla existentes.

1.2.2 Estudio de cortocircuito en la red primaria a partir de la acometida en la Facultad de Ciencias Agronómicas con corte C2395.

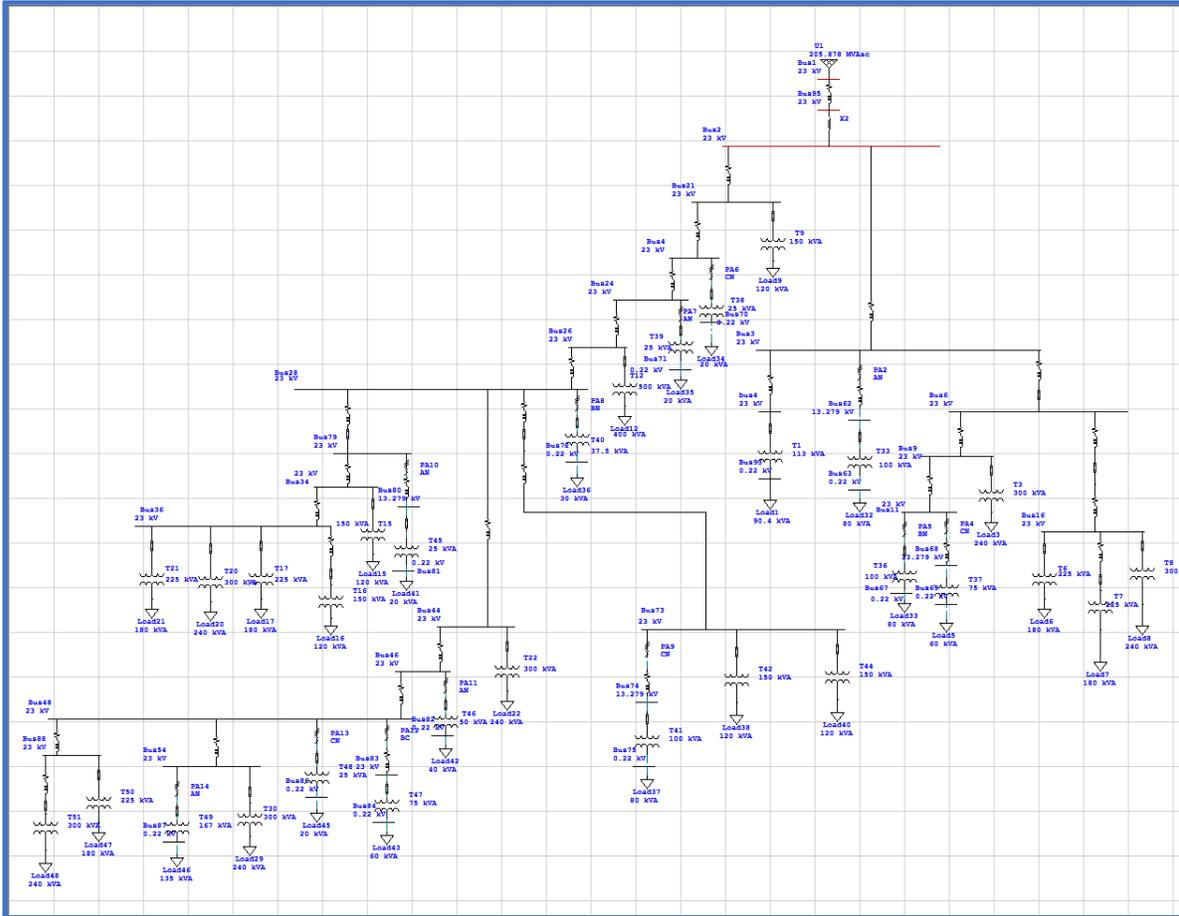


Ilustración 1.19 Diagrama Unifilar del Circuito de la Red Primaria de la Facultad de Ciencias Agronómicas – UES.

1.2.2-1 Cálculos de cortocircuito

Datos de la red

$$I_{cc3\phi} = 5.168\text{kA} \rightarrow 205.878\text{MVA}_{SC3\phi}$$

$$I_{cc1\phi} = 3.152\text{kA} \rightarrow 125.566\text{MVA}_{SC1\phi}$$

Para fusible 1:

- Red de secuencia positiva y negativa

Para la red:

$$\begin{aligned} X_{red1} = X_{red2} &= \frac{1.1(23\text{kV})^2}{205.878\text{MVA}_{sc}} \\ &= 2.8264 \text{ ohm} \end{aligned}$$

Datos del conductor: Calibre 2/0

$$X_1 = 0.539042\Omega/\text{km}$$

$$X_0 = 1.187051\Omega/\text{km}$$

Para el conductor, distancia: 23.7m

$$\begin{aligned} X_{L1,2} &= \frac{0.539042\Omega}{\text{km}} * 0.0237\text{km} \\ &= 0.012775\Omega \end{aligned}$$

La red de secuencia positiva prácticamente es igual que la de secuencia negativa por lo que se tiene lo siguiente:

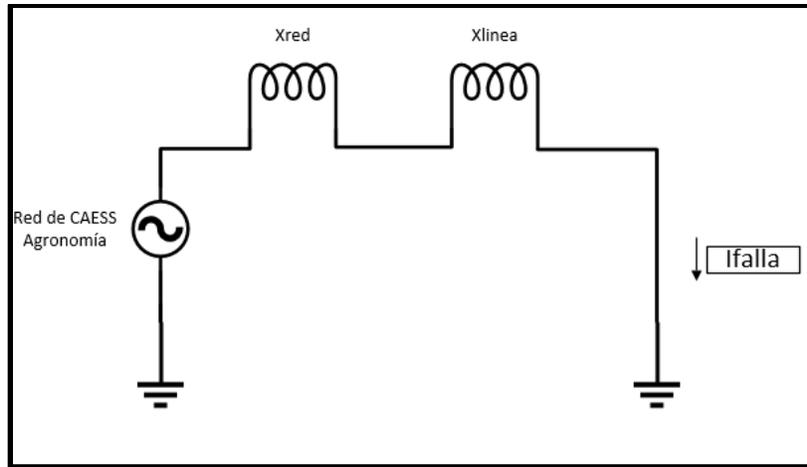


Ilustración 1.20 Circuito Equivalente para el cálculo de la falla trifásica para el fusible 1.

La corriente de cortocircuito trifásica es:

$$I_{cc3\phi} = \frac{1.1 * 23}{\sqrt{3} * (2.83 + 0.012775)} = 5.138kA$$

➤ Red de secuencia cero

$$X_{red}^{(0)} = \frac{\sqrt{3} * 1.1 * (V_{LL})^2}{MVA_{SC1\phi}}$$

$$X_{red}^{(0)} = \frac{\sqrt{3} * 1.1 * (23kV)^2}{125.566MVA_{SC1\phi}} = 8.0266 \text{ ohm}$$

Para el conductor, distancia: 23.7m

$$X_{L0} = \frac{1.187051\Omega}{km} * \frac{1km}{1000} * 23.7 = 0.0281\Omega$$

Las reactancias de secuencia totales son:

$$X_{T1} = X_{T2} = X_{red1} + X_{L1} = 2.8427\Omega$$

$$X_{T0} = X_{red0} + X_{L0} = 8.0547\Omega$$

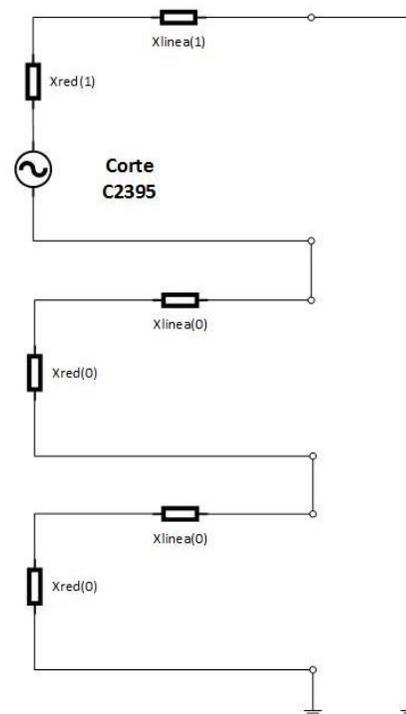


Ilustración 1.21 Circuito Equivalente para el cálculo de la falla monofásica para el fusible 1.

La corriente de cortocircuito línea a tierra es:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3 * 1.1 * 23}{\sqrt{3} * (X_{T1} + X_{T2} + X_{T0})} = 3.1892kA$$

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los puntos donde se le tiene que tomar la debida importancia a la falla, en este caso se han tomado puntos donde van fusibles o buses donde existen varios ramales conectados.

#poste	Fuse	Distancia [m]	Xlinea1 [ohm]	Xlinea0 [ohm]	Xred1 [ohm]	Xred0 [ohm]	ICC3F [kA]	ICC1F [kA]
P0	1	0	0.0000	0.0000	2.826	8.024	5.1680	3.2040
P76	2	23.7	0.0128	0.0281	2.826	8.024	5.1447	3.1915
P77	3	80.8	0.0436	0.0959	2.826	8.024	5.0896	3.1617
P79	4	143.1	0.0771	0.1699	2.826	8.024	5.0307	3.1298
P79	5	165.1	0.0890	0.1960	2.826	8.024	5.0102	3.1187
P83	6	180.5	0.0973	0.2143	2.826	8.024	4.9960	3.1110
P76	7	23.7	0.0128	0.0281	2.826	8.024	5.1447	3.1915
P50	8	299.1	0.1612	0.3550	2.826	8.024	4.8891	3.0528
P49	9	334.1	0.1801	0.3966	2.826	8.024	4.8584	3.0360
P66	10	405.4	0.2185	0.4812	2.826	8.024	4.7971	3.0024
P67	11	462.2	0.2491	0.5487	2.826	8.024	4.7494	2.9762
P51	12	333.1	0.1796	0.3954	2.826	8.024	4.8593	3.0365
P56	13	505.3	0.2724	0.5998	2.826	8.024	4.7137	2.9566

Tabla 1.4 Resumen de los Cálculos para los distintos puntos de interés para encontrar el nivel de falla en la Facultad de Ciencias Agronómicas - UES.

1.2.2-2 CALCULO DE EL REACTOR

Resulta necesario mitigar en lo sumo posible el nivel de falla que presenta este circuito por lo que para ello se implementara el reactor limitador, actualmente se tiene un nivel de falla de 5.5 kA, y se pretende que se disminuya a una corriente de 1.350 kA que es el 25% del nivel de falla actual. Partiendo de la ecuación de corriente de falla trifásica tenemos

$$X_{reactor} = \frac{1.1 * 23}{\sqrt{3} * 1.35} - 2.8264 \approx 8\Omega$$

Se utilizará una bobina de 8Ω para reducir la corriente a 1.35kA

Análisis de cortocircuito con el reactor limitador.

Red de secuencia positiva y negativa

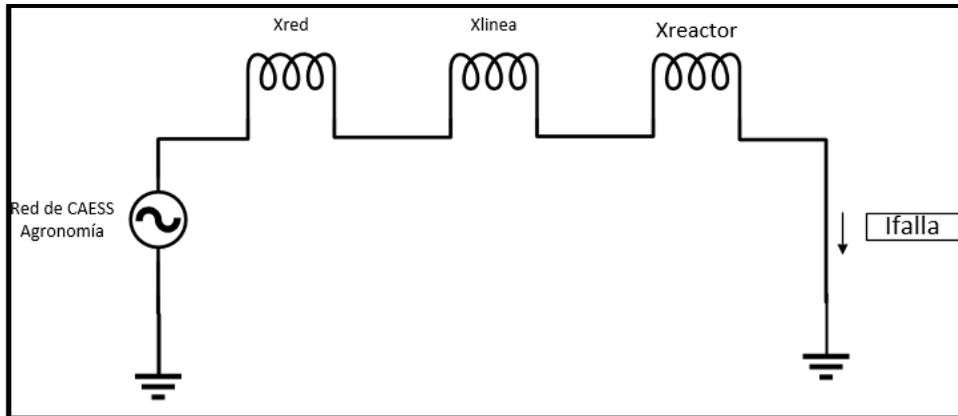


Ilustración 1. 22 Circuito Equivalente con reactor limitador para el cálculo de la falla trifásica para el fusible 1.

La reactancia equivalente quedaría de la siguiente manera:

$$X_{T1} = X_{T2} = X_{red1} + X_{L1} + X_{reactor}$$

$$X_{T1} = 10.8427\Omega$$

$$I_{cc3\phi} = \frac{1.1 * 23}{\sqrt{3} * (10.8427)} = 1.347kA$$

Red de secuencia cero

$$X_{T0} = X_{red0} + X_{L0} + X_{reactor} = 16.0547\Omega$$

A continuación, se presenta el circuito completo de las tres redes de secuencia juntas, a partir del cual es fácil observar la forma de obtener la corriente de falla monofásica.

Por lo que la corriente monofásica quedaría de la siguiente manera:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3 * 1.1 * 23}{\sqrt{3} * (X_{T1} + X_{T2} + X_{T0})} = 1.1611kA$$

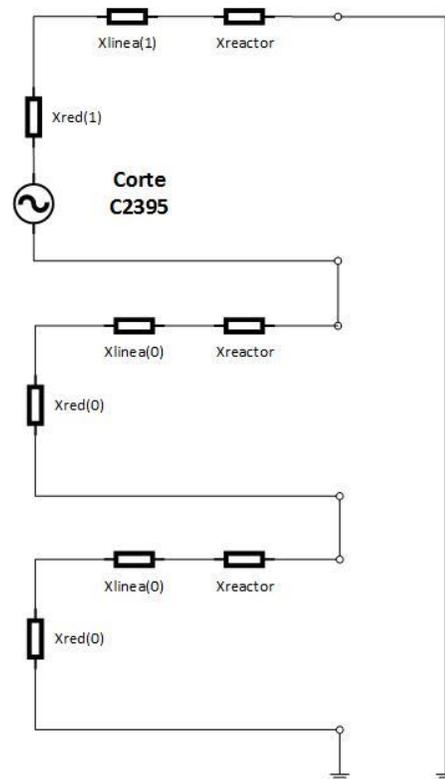


Ilustración 1.23 Circuito Equivalente para el cálculo de la falla monofásica para el fusible 1.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los puntos donde se le tiene que tomar la debida importancia a la falla, en este caso ya se incluye el reactor limitador de corriente por lo que se tomaran los mismos puntos de la tabla 1.4.

#poste	Fuse	Distancia [m]	Xlinea1 [ohm]	Xlinea0 [ohm]	Xred1 [ohm]	Xred0 [ohm]	Xreactor [ohm]	ICC3F [kA]	ICC1F [kA]
P0	1	0	0.0000	0.0000	2.826	8.024	8	1.3492	1.1631
P76	2	23.7	0.0128	0.0281	2.826	8.024	8	1.3476	1.1614
P77	3	80.8	0.0436	0.0959	2.826	8.024	8	1.3438	1.1574
P79	4	143.1	0.0771	0.1699	2.826	8.024	8	1.3397	1.1531
P79	5	165.1	0.0890	0.1960	2.826	8.024	8	1.3382	1.1516
P83	6	180.5	0.0973	0.2143	2.826	8.024	8	1.3372	1.1506
P76	7	23.7	0.0128	0.0281	2.826	8.024	8	1.3476	1.1614
P50	8	299.1	0.1612	0.3550	2.826	8.024	8	1.3294	1.1425
P49	9	334.1	0.1801	0.3966	2.826	8.024	8	1.3271	1.1402
P66	10	405.4	0.2185	0.4812	2.826	8.024	8	1.3225	1.1354
P67	11	462.2	0.2491	0.5487	2.826	8.024	8	1.3188	1.1316
P51	12	333.1	0.1796	0.3954	2.826	8.024	8	1.3272	1.1402
P56	13	505.3	0.2724	0.5998	2.826	8.024	8	1.3161	1.1288

Tabla 1.5 Resumen de los Cálculos con reactor limitador para los distintos puntos de interés para encontrar el nivel de falla en la Facultad de Ciencias Agronómicas - UES

1.2.3-1 Cálculo de cortocircuito

Datos para cálculo de cortocircuito

Características de red:

$$I_{3\phi ckt} = 5433A$$

$$I_{1\phi ckt} = 3459A$$

$$MVA_{3\phi ckt} = 216.43$$

$$MVA_{1\phi ckt} = 137.79$$

$$X_{red}^{(1)} = \frac{1.1(23kV)^2}{216.43MVAsc} = 2.6885 \text{ ohm}$$

$$X_{red}^{(2)} = X_{red}^{(1)}$$

$$X_{red}^{(0)} = \frac{\sqrt{3} * 1.1(23kV)^2}{137.79MVAsc} = 7.3142 \text{ ohm}$$

Línea:

La línea primaria con conductor #2 tiene las siguientes características.

$$X_L^{(1)} = X_L^{(2)} = 0.53904 \text{ ohm/km}$$

$$X_L^{(0)} = 1.18705 \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

Se calculará la impedancia en cada punto según su longitud.

- El primer análisis se hace en el poste P02 donde se encuentra un juego de fusibles debido a una derivación. La distancia desde el punto de entrega es de 64 metros, las impedancias de secuencia de la línea son $X_L^{(1)} = X_L^{(2)} = 0.034498\Omega$ y $X_L^{(0)} = 0.075971\Omega$

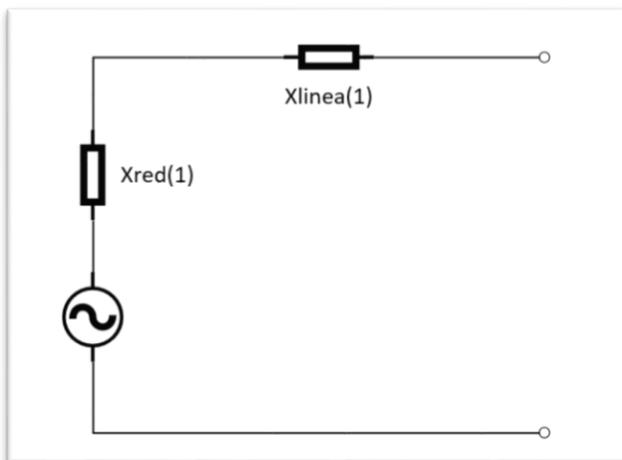


Ilustración 1.25 Circuito de secuencia positiva.

$$X^1 = X_{red}^{(1)} + X_L^{(1)}$$

$$X^1 = 2.6885 + 0.034498$$

$$X^1 = 2.7229 \text{ ohm}$$

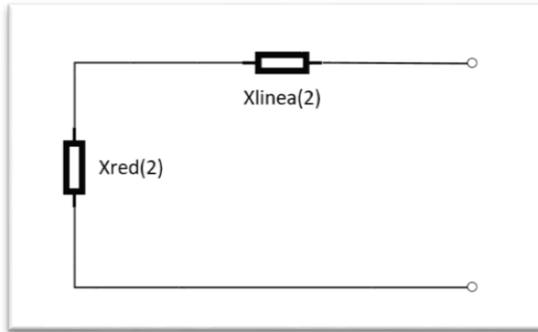


Ilustración 1.26 Circuito de secuencia negativa.

$$X^2 = X_{red}^{(2)} + X_L^{(2)}$$

$$X^2 = 2.6885 + 0.034498$$

$$X^2 = 2.7229 \text{ ohm}$$

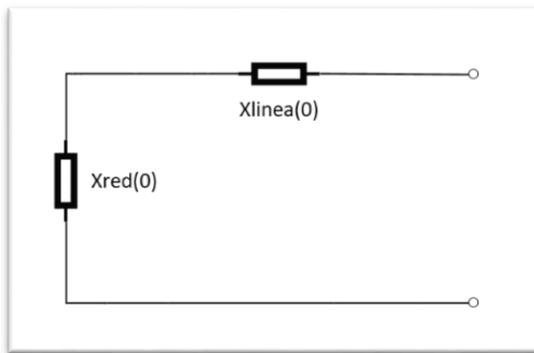


Ilustración 1.27 Circuito de secuencia cero.

$$X^0 = X_{red}^{(0)} + X_L^{(0)}$$

$$X^0 = 7.3142 + 0.075971$$

$$X^0 = 7.3901 \text{ ohm}$$

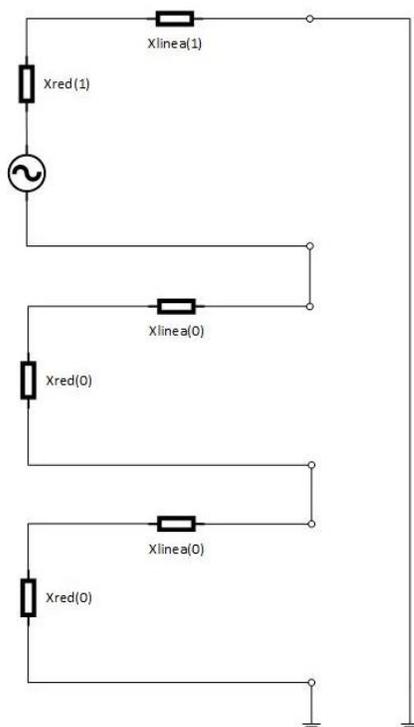


Ilustración 1.28 Redes de secuencia

Calculo de corrientes de fallas

$$I_{f3\phi} = \frac{1.1(23kV)}{\sqrt{3}(2.7229ohm)} = 5364.48 \text{ A}$$

Las redes de secuencia unidas conforman el circuito completo para calcular la corriente monofásica como se muestra:

$$I_{f1\phi} = \frac{3 * 1.1(23kV)}{\sqrt{3}(2 * 2.7229ohm + 7.3901)} = 3413.93A$$

De la misma forma se calcula para diferentes puntos, a continuación, se presentan los resultados.

Nº Poste	Distancia [m]	Reactancia de línea X1 y X2 [Ω]	Reactancia de línea X0 [Ω]	Reactancia total X1 y X2 [Ω]	Reactancia total X0 [Ω]	Icc3f sin reactor [A]	Icc1f sin reactor [A]
P02	64	0.03450	0.07597	2.72300	7.39017	5.36E+03	3.41E+03
P15	192	0.10350	0.22791	2.79200	7.54211	5.23E+03	3.34E+03
P20	340	0.18327	0.40360	2.87177	7.71780	5.09E+03	3.26E+03
P27	499	0.26898	0.59234	2.95748	7.90654	4.94E+03	3.17E+03
P33	629	0.33906	0.74666	3.02756	8.06086	4.82E+03	3.10E+03
P38	788	0.42477	0.93540	3.11327	8.24960	4.69E+03	3.03E+03

Tabla 1.6 Resumen de intensidades de falla sin reactor incluido.

1.2.3-2 Calculo de reactor

Resulta necesario mitigar en lo sumo posible el nivel de falla que presenta este circuito por lo que para ello se implementara el reactor limitador, actualmente se tiene un nivel de falla de 5.5 kA, y se pretende que se disminuya a una corriente de 1.350 kA que es el 25% del nivel de falla actual. Partiendo de la ecuación de corriente de falla trifásica tenemos:

Cálculo de reactor limitador en línea

$$I_{f3\phi} = \frac{1.1V_{linea}}{\sqrt{3}(X1+X_{reactor})} \quad \text{Ecuación 1.17}^5$$

$$X_{reactor} = \frac{1.1V_{linea}}{\sqrt{3} \cdot I_{f3\phi}} - X1 \quad \text{Ecuación 1.18}$$

Para una corriente $I_{f3\phi} = 1350A$ y la reactancia conocida $X1=2.7229 \text{ ohm}$, se obtiene:

$$X_{reactor} = 8 \text{ ohm}$$

Nivel de falla monofásica incluyendo reactor limitador de línea

$$I_{f1\phi} = \frac{3 * 1.1(23kV)}{\sqrt{3} * (2 * 2.7229ohm + 7.3901ohm + 3 * 8ohm)} = 1189.62A$$

Los resultados en diferentes puntos incluyendo el reactor limitador de 8 ohm se muestran a continuación:

⁵ Utilizando IEEE Estandar C57.16-2001, Norma VDE 077

Nº Poste	Distancia [m]	Xreactor [ohm]	Reactancia de línea X1 y X2 [Ω]	Reactancia de línea X0 [Ω]	Reactancia total X1 y X2 [Ω]	Reactancia total X0 [Ω]	lcc3f con reactor [A]	lcc1f con reactor [A]
P02	64	8	0.043795	0.074889	10.732295	15.389089	1.362E+3	1.190E+3
P15	192	8	0.131386	0.224667	10.732295	15.389089	1.353E+3	1.180E+3
P20	340	8	0.232662	0.397848	10.732295	15.389089	1.344E+3	1.170E+3
P27	499	8	0.341466	0.583900	10.732295	15.389089	1.333E+3	1.159E+3
P33	629	8	0.430425	0.736018	10.732295	15.389089	1.325E+3	1.150E+3
P38	788	8	0.539228	0.922070	10.732295	15.389089	1.314E+3	1.139E+3

Tabla 1.7 Resumen de intensidades de falla incluyendo reactor.

1.2.3-3 Tensiones en condiciones de falla.

Ahora vamos a considerar las tensiones, al ocurrir falla línea a tierra (monofásicas), con lo datos obtenidos en el cálculo de cortocircuito monofásico para los valores de reactancias equivalentes y de esa manera considerar las protecciones pertinentes.

Para ellos vamos a considerar las siguientes ecuaciones⁶:

$$I_{fA}^{(0)} = I_{fA}^{(1)} = I_{fA}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{TH}^{(1)} + Z_{TH}^{(2)} + Z_{TH}^{(0)}} \text{ Ecuacion 1.17}$$

La corriente total de falla es:

$$I_{fA} = 3I_{fA}^{(0)} \rightarrow I_{fA}^{(0)} = \frac{I_{fA}}{3} \text{ Ecuacion 1.18}$$

Tensiones de secuencia de la fase fallada:

$$\left. \begin{aligned} V_a^{(0)} &= -Z_{TH}^{(0)} I_{fA}^{(0)} \\ V_a^{(1)} &= V_f - Z_{TH}^{(1)} I_{fA}^{(1)} \\ V_a^{(2)} &= -Z_{TH}^{(2)} I_{fA}^{(2)} \end{aligned} \right\} \text{ Sistema de Ecuacion 1.19}$$

Tensiones en las fases al ocurrir una falla:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} \text{ Ecuacion 1.20}$$

Donde el valor del operador a es:

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

⁶ Análisis de Sistemas de Potencias, Mc Graw Hill, Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Jr. Capitulo 12.

Cálculo para el corte C6460 Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Universidad de El Salvador

Se realiza el cálculo para el poste más próximo al punto de entrega en la facultad de ingeniería, para este punto se extraen las reactancias de secuencias ya calculadas en análisis de cortocircuito:

$$X_{Th}^{(1)} = X_{Th}^{(2)} = 2.7229\Omega$$

$$X_{Th}^{(0)} = 7.3901\Omega$$

$$I_{fA} = 3413.93A$$

$$I_{fA}^{(0)} = \frac{3413.93}{3} = 1137.97A$$

Obtenemos la corriente de secuencia cero, la cual es igual a la de secuencia positiva y negativa y procedemos al cálculo de las tensiones:

$$V_a^{(0)} = -7.3901 * 1137.97 = -8409.76V$$

$$V_a^{(1)} = 13200V - 2.7229 * 1137.97 = 10101.42V$$

$$V_a^{(2)} = -2.7229 * 1137.97 = -3098.58V$$

Se plantea la matriz de ecuaciones y se resuelve mediante la herramienta MatLab.

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -8409.76 \\ 10101.42 \\ -3098.58 \end{bmatrix}$$

$$V_A = 0$$

$$V_B = 16.2kV$$

$$V_C = 16.2kV$$

De esa forma realizamos para los diferentes puntos considerados en los cálculos anteriores de cálculo de corriente de corto circuito, también se realiza el cálculo con la inserción de reactor, el cual aumenta en 8 ohm las reactancias de secuencia.

Las tablas 1.8, 1.9 y 1.10 muestran un resumen de los resultados obtenidos para las diferentes acometidas de la Universidad de El Salvador.

Facultad de Ingeniería y Arquitectura						
Nº Poste	Con reactor			Sin reactor		
	Va [kV]	Vb [kV]	Vc [kV]	Va [kV]	Vb [kV]	Vc [kV]
P02	0	16.24	16.24	0	16.24	16.24
P15	0	12.54	15.25	0	16.21	16.09
P20	0	12.68	15.21	0	16.15	15.89
P27	0	12.8	15.18	0	16.11	15.73
P33	0	12.93	15.14	0	16.07	15.55
P38	0	13.01	15.11	0	16.06	15.45

Tabla 1.8 Tensiones en condición de falla. Facultad de Ingeniería y Arquitectura.

Facultad de Ciencias y Humanidades						
Nº Poste	Con reactor			Sin reactor		
	Va [kV]	Vb [kV]	Vc [kV]	Va [kV]	Vb [kV]	Vc [kV]
P100	0	16.29	16.27	0	16.29	16.27
P103	0	14.3	14.33	0	16.36	16.26
P106	0	14.32	14.34	0	16.4	16.25
P99	0	14.34	14.36	0	16.45	16.23
P94	0	14.32	14.34	0	16.39	16.25
P93	0	14.35	14.36	0	16.47	16.23
P110	0	14.37	14.37	0	16.51	16.21

Tabla 1.9 Tensiones en condición de falla. Facultad de Ciencias y Humanidades.

Facultad de Ciencias Agronomicas						
Nº Poste	Con reactor			Sin reactor		
	Va [kV]	Vb [kV]	Vc [kV]	Va [kV]	Vb [kV]	Vc [kV]
P0	0	16.26	16.34	0	16.24	16.33
P76	0	16.27	16.33	0	16.26	16.32
P77	0	13.85	14.01	0	16.33	16.28
P79	0	13.87	14.02	0	15.64	15.57
P83	0	13.28	13.42	0	16.3	16.31
P76	0	13.87	14.02	0	15.64	15.57
P50	0	13.91	14.05	0	16.41	16.28
P49	0	13.94	14.07	0	16.47	16.26
P66	0	13.96	14.09	0	16.51	16.24
P67	0	13.98	14.09	0	16.54	16.23
P51	0	13.93	14.07	0	16.45	16.27
P56	0	13.96	14.08	0	16.5	16.25

Tabla 1.10 Tensiones en condición de falla. Facultad de Ciencias Agronómicas.

En las tablas anteriores encontramos los resultados de las tensiones desarrolladas en una falla monofásica, tanto con reactor como sin reactor. Aun con reactor limitador de corriente al menos una fase se mantiene con tensión alta con valor cercano a los 15kV, por esto es recomendable tomar en cuenta que los aisladores en la línea primaria debe elegirse de acuerdo a la tensión línea a línea, y no con la tensión línea neutro.

1.3 Reactores a tierra

Además de los reactores limitadores de corriente en los puntos de entrega de la universidad, se pretende incluir en la propuesta de solución, la aplicación de reactores a tierra. Estos son reactores monofásicos generalmente conectados entre tierra y neutro de transformadores o generadores para controlar fallas monofásicas de línea a tierra a un nivel deseado. Limitan la corriente de falla de línea a tierra a un valor que no provoque daños en equipos del sistema, pero a la vez permitir suficiente flujo de corriente de falla para operar relés de protección para despejar la falla. Si el circuito está equilibrado, el flujo de corriente a través del reactor será cero, por lo tanto, no habrá pérdidas.

Los reactores de puesta a tierra reducen los esfuerzos de cortocircuito en los transformadores para un extenso tipo de fallas posibles de ocurrir en un sistema eléctrico. Un generador sometido a sobrecarga puede desarrollar una tensión de tercera armónica. El proporcionar una impedancia en la trayectoria de puesta a tierra por el uso de un Reactor de puesta a tierra, puede limitar la corriente de tercera armónica.

La conexión a tierra mediante una forma de impedancia ayuda en general en los siguientes aspectos:

- Limitaciones de esfuerzos excesivos de los devanados de la maquina al presentarse una falla a tierra.
- Eliminación de sobre voltajes transitorios causados por arqueamiento o por perturbaciones de conexión.
- Posibilidad de la operación selectiva de los relevadores de falla a tierra.
- Permite aplicar apartarrayos de capacidad nominal reducida.
- Limitación a valores aceptables de la magnitud de corriente de falla a tierra.

Según el estándar IEEE 242-2001 en el apartado 12, la puesta a tierra por reactor utiliza una reactancia inductiva entre el neutro del generador y tierra. Esta reactancia inductiva se selecciona para producir una relación $X0 / X1$ en los terminales de la máquina en el intervalo de 1 a 10. Una práctica común es mantener un sistema efectivamente conectado a tierra manteniendo la relación $X0 / X1$ entre 3 o menos (en este intervalo es posible usar apartarrayos de capacidad reducida). Este método de puesta a tierra produce niveles relativamente altos de corrientes de falla de fase a tierra que oscilan entre aproximadamente el 25% y el 100% de la corriente de falla trifásica.

La aplicación de reactores para aterrizar el neutro se realiza principalmente para reducir el nivel de falla monofásico a un valor igual o menor al nivel de falla trifásico, por tanto:

La selección y cálculo de la capacidad nominal del reactor para conexión a tierra se basa en la restricción de la falla de línea a tierra a un valor máximo igual al de la falla trifásica.

La corriente máxima de cortocircuito de una fase a tierra se determina mediante las reactancias subtransitorias positiva, negativa y cero tanto del generador (o transformador) y reactor, y las reactancias positivas, negativas y de secuencia cero del resto de fuentes del sistema con o sin conexión a tierra.

En el libro Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales de Irwin Lazar (con referencias de acuerdo a las normas ANSI y NEMA) se muestra el cálculo de reactor para aterrizar el neutro de un generador y se presenta a continuación.

La corriente de falla de una línea a tierra para un generador con conexión del neutro a tierra por medio de reactancia se calcula:

$$I_g = \frac{3 \cdot E_{LN}}{X_1 + X_2 + X_0 + 3X_N} \quad \text{Ecuación 1.19}$$

Donde se incluye las reactancias de secuencia y la reactancia del reactor de aterrizaje (X_N), el voltaje de línea a neutro (E_{LN}) y la corriente de pérdida a tierra.

El reactor tiene una capacidad nominal adecuada para transportar la corriente de falla durante tiempo limitado, que en los sistemas industriales con relevadores que protegen el equipo de conexión a tierra es por lo común de 10 seg a un máximo de 60 seg. La clase de aislante del reactor se determina por la tensión de línea a neutro del circuito y la tensión nominal, y se calcula multiplicando la corriente momentánea máxima por la impedancia del reactor.

La corriente momentánea máxima del reactor de conexión a tierra es el valor RMS de la corriente simétrica del neutro, en amperes, que el reactor puede transportar durante su tiempo asignado (de 10 segundos a 1 minuto) sin sobrepasar los límites estándar de temperatura.

Para los cálculos del esfuerzo momentáneo del reactor, la reactancia de secuencia positiva (X_1) se considera igual a la reactancia subtransitoria de la maquina (X''_d); para la capacidad térmica, se utiliza el valor de la reactancia transitoria de la máquina.

Teniendo en cuenta la consideración de limitar la corriente de falla monofásica a un valor máximo igual al de la corriente de falla trifásica, se plantean las ecuaciones siguientes para calcular el reactor:

Tenemos la falla línea a tierra expresada con la siguiente ecuación: $I_g = \frac{3 \cdot E_{LN}}{X_1 + X_2 + X_0 + 3X_N}$

Y tenemos la falla trifásica expresada mediante: $I_{trifásica} = \frac{E_{LN}}{X_1}$

Para cumplir con la condición de que la corriente de falla monofásica debe ser limitada a la corriente de falla trifásica, estas dos fórmulas se igualan y se resuelve (considerando que para los generadores industriales se supone X_2 igual a X_1) para obtener la ecuación siguiente:

$$X_N = \frac{X_1 - X_0}{3} \quad \text{Ecuación 1.20}$$

Esta ecuación expresa la reactancia del reactor del neutro del generador en ohmios, para limitar la corriente de falla monofásica a un valor igual al de la trifásica.

Para el caso de la universidad, en el análisis de cortocircuito realizado se observó que la condición de mantener la falla monofásica igual o menor que la trifásica ya se cumple, teniendo 1350A de falla trifásica y 1188.56A de falla monofásica con el reactor limitador de línea ya incluido.

No resulta necesario incluir reactores a tierra en este caso. Aun así, se incluye en el siguiente apartado la simulación de uno de los circuitos primarios incluyendo reactores a tierra. El aterrizaje por medio de reactores arroja datos con los cuales se puede mantener la decisión de no implementarlos.

La IEEE en su estándar 242-2001 considera la utilización de reactores a tierra a la hora de aterrizar el neutro en generadores principalmente. En el apartado 8 de este mismo estándar muestra los tipos de sistemas de tierra usados principalmente en los sistemas eléctricos industriales y comerciales los cuales son: Sólidamente aterrizado, aterrizado con baja resistencia, aterrizado con alta resistencia y sin aterrizar. El aterrizaje por medio de resistencia resulta más aceptable al poder limitar aún más el nivel de falla a tierra, y no solo hasta un mínimo del 25% la corriente de falla trifásica como es el caso del reactor.

La conexión a tierra por medio de baja resistencia se utiliza en sistemas de media tensión, pero no en sistemas de baja tensión, en el caso de la universidad, el aterrizaje que podría considerarse es el de alta resistencia debido a que es en baja tensión su posible utilización.

La IEEE en su estándar 242-2001 Capítulo 8 explica:

La conexión a tierra de alta resistencia limita las primeras corrientes de falla a tierra a valores muy bajos. La magnitud de la corriente de falla es predecible independientemente de la ubicación del fallo porque la resistencia de conexión a tierra insertada en el neutro es grande en comparación con la impedancia del resto de la trayectoria de falla a tierra.

La conexión a tierra de alta resistencia ayuda a asegurar una corriente de falla a tierra de magnitud conocida, lo que permite identificar el alimentador defectuoso con relés de falla a tierra sensibles, que están disponibles con sensibilidad de falla en el rango de pequeñas fracciones de un amperio. Si se elige la resistencia para que la corriente de falla sea igual o ligeramente mayor que la corriente de carga del sistema, se reducen las sobretensiones transitorias. La corriente de carga puede ser calculada o medida y normalmente está bajo 2 A para sistemas de bajo voltaje y hasta 5 A o 10 A para sistemas de media tensión.

Las corrientes de falla a tierra de esta magnitud rara vez requieren un disparo inmediato. De este modo, la conexión a tierra de alta resistencia puede a menudo mantener la continuidad del servicio bajo las primeras condiciones de falla a tierra hasta un tiempo favorable para una interrupción para borrar el fallo, siempre que el cable que transporta el fallo sea 173% del nivel de voltaje.

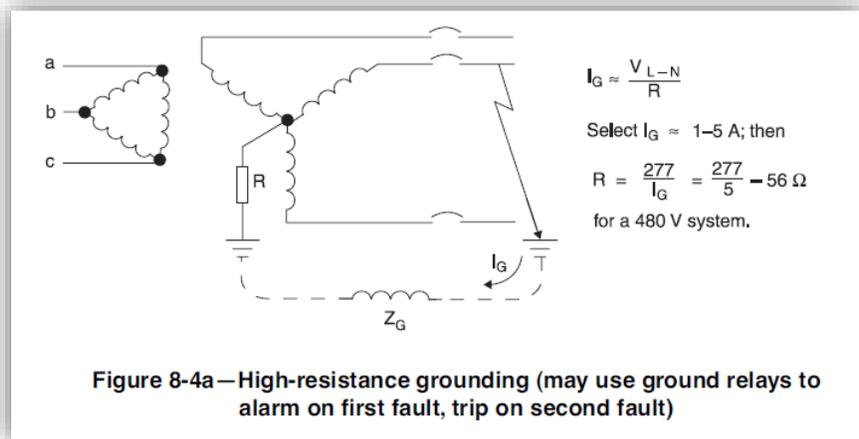


Ilustración 1.29 Cálculo de alta resistencia a tierra.

Para las subestaciones con 220 V en el secundario y tomando una corriente de 5 A se tiene:

$$R = \frac{120}{5} = 24 \Omega$$

Para subestaciones a 480 V tomando siempre una corriente de 5 A, se obtendría 56 Ohm aproximadamente como en el cálculo de la ilustración previa (Figure 8-4a de IEEE 242-2001)

La resistencia a tierra no limita ante fallas de dos fases a tierra, la IEEE 242 lo presenta.

Si se produce un segundo fallo a tierra en otra fase antes de que se borre el primer fallo, se produce un fallo de fase a tierra a fase que no está limitado por la resistencia de puesta a tierra del neutro (véase la figura 8-4b). El segundo fallo puede ser un fallo de arco, cuya magnitud está limitada por la impedancia de la trayectoria del suelo a un valor lo suficientemente alto como para causar daño severo de arco, pero demasiado bajo para activar los dispositivos de sobrecorriente con la suficiente rapidez para prevenir o limitar este daño.

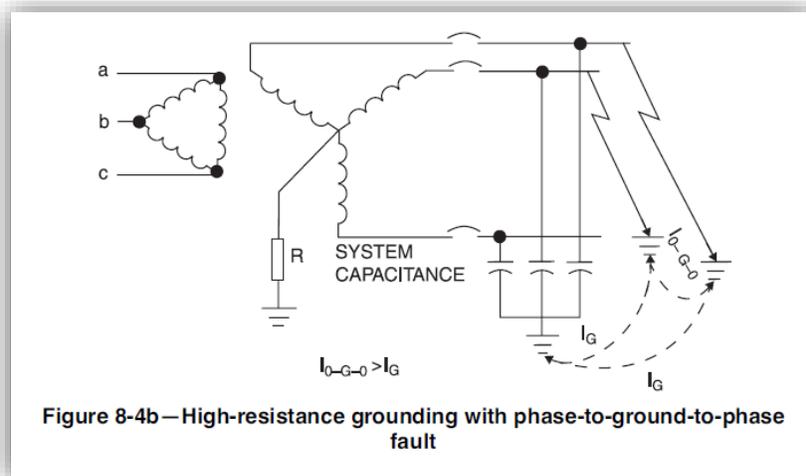


Ilustración 1.30 Falla de dos fases a tierra con aterrizaje por medio de alta resistencia.

La aplicación de alta resistencia a tierra es una opción beneficiosa, limitando la corriente de falla a un nivel muy bajo, pero debe acompañarse de relés de protección de falla a tierra, debido a que ante una falla monofásica puede mantenerse la continuidad del servicio por el bajo valor de corriente, pero si la falla persiste (un conductor caído por ejemplo) el relé debería hacer operar la protección correspondiente. También es necesario proteger por relé las posibles fallas de dos fases a tierra la cual no es limitada por la resistencia a tierra.

Apartado 2

Simulación de reactores limitadores
mediante ETAP.

INTRODUCCIÓN

En este apartado presentamos los resultados obtenidos por medio de la herramienta ETAP 12.6, el cual nos permitió realizar el estudio de cortocircuito, bajo las mismas condiciones como se realizó en el apartado 1, es decir, para los casos de los circuitos sin el reactor y con el reactor limitador de corriente de cortocircuito, cabe señalar que las variaciones son mínimas, comparados con los resultados en el apartado anterior, pero esto es ya que las librerías que maneja este software son estandarizadas, para la selección y cálculo de impedancias de la líneas, transformadores, etc. En cambio, en el caso del apartado anterior se utilizaron parámetros dados por diferentes fabricantes.

Una ventaja de utilizar esta herramienta es que nos permite realizar una coordinación de protecciones, en la que se escogieron dispositivos que, a través de los criterios obtenidos en la carrera, serán los que mejor operan en el caso de falla, se realizó la coordinación para los casos, con el reactor y sin el reactor limitador de corriente cortocircuito, se ve como al implementar el reactor se corrige el traslape de las gráficas de operación de los dispositivos de protección.

Además, se realizó la simulación del comportamiento de la aplicación de reactores para aterrizaje en el neutro del sistema, tanto en el lado de alta, como en el lado de baja de los bancos de transformadores, dando las pautas del por qué no es necesario o no se considera una opción, para la solución a la problemática a tratar de mitigar.

2.1 Simulación de reactores limitadores.

En el primer apartado se ha desarrollado el cálculo de los reactores limitadores, en el cual fue necesario un análisis de cortocircuito en condiciones previas y posteriores a la implementación de estos reactores. Con el análisis de corto previo se obtiene las condiciones a tratar a partir de las cuales se realizó el cálculo, y el estudio posterior para verificar que las condiciones son las esperadas con la implementación.

Ahora se desarrolla las simulaciones pertinentes para corroborar los resultados obtenidos en el apartado anterior. Para ello se utilizó el software de simulación ETAP, de igual manera que en el apartado anterior, se realizó un análisis previo y uno posterior a la inserción de los reactores limitadores calculados.

Las condiciones de simulación utilizadas fueron de 30 grados Celsius a una elevación de 3300 pies que fueron aplicadas en los parámetros de los transformadores.

Installation

Altitude
3300 ft

Ambient Temp.
30 °C

Ilustración 2. 1 Parámetros de instalación (Propiedades de Transformador, ficha Rating)

Las cargas fueron especificadas para demandar el 25% de la capacidad de los transformadores a un factor de potencia de 0.99.

Los conductores se especificaron con calibre #2, con las características para este conductor que ofrece el fabricante Southwire.

Transmission Line Editor - Line23

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
Southwire/S.LAYER		T1	25 °C	Code	66.36 kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Sparrow #2	6 Strands

Ilustración 2. 2 Parámetros para conductor de línea.

Además, se fija la longitud de cada tramo de conductor, longitudes que han sido extraídas del plano presentado.

Las protecciones incluidas han sido seleccionadas de acuerdo a la capacidad de los transformadores, debido a que no se tiene un documento que especifique los tamaños de fusibles que han sido implementados en el plano. Selección que se realizó procurando una coordinación adecuada de las protecciones.

Los diagramas unifilares completos se adjuntan en anexos.

2.1.1 Simulación en punto de entrega corte C6460 (Complejo Deportivo).

Al igual que en el apartado anterior, se realiza un primer análisis a 64 metros del punto de entrega, donde se encuentra un juego de fusibles y una derivación que alimenta parte del complejo deportivo. A medida que la falla sea más lejana al punto de entrega, la corriente de falla será menor debido a la distancia por la impedancia de la línea.

El resultado en el punto mencionado es de 5.34 kA como se aprecia en la captura siguiente, este resultado es para una falla trifásica.

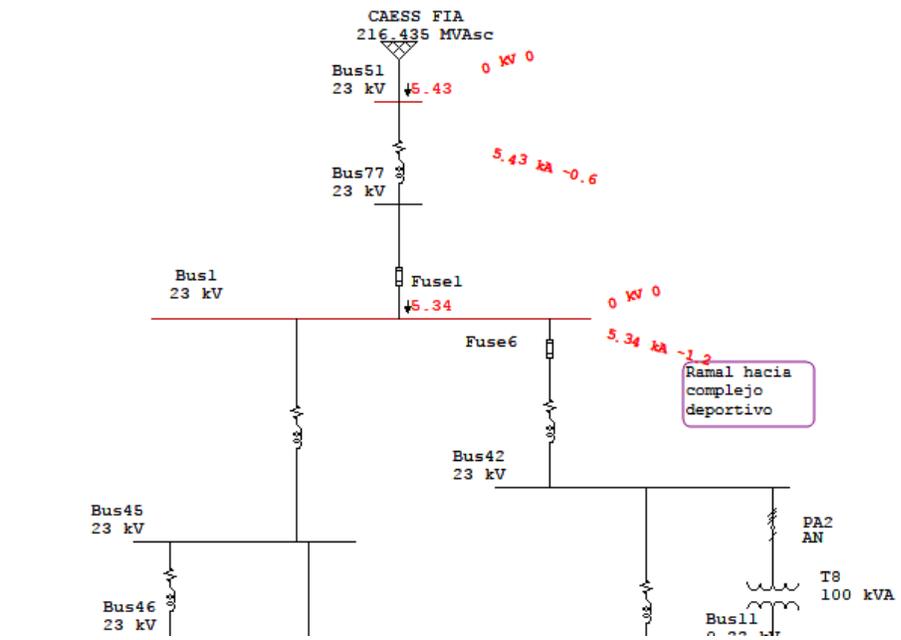


Ilustración 2. 3 Corriente suministrada por la red en falla trifásica.

Este valor es muy parecido al calculado en el estudio de cortocircuito el cual arroja 5346.22 A. Esta es la condición actual de este circuito cuando sufre de una falla trifásica. Una elevada corriente de falla es inyectada desde la red atravesando la impedancia del tramo de línea.

A continuación, se muestra el resultado para una falla monofásica, fase en contacto a tierra. La intensidad de falla es de 3.42kA, la cual es muy similar a la encontrada en los cálculos anterior de 3409.25A.

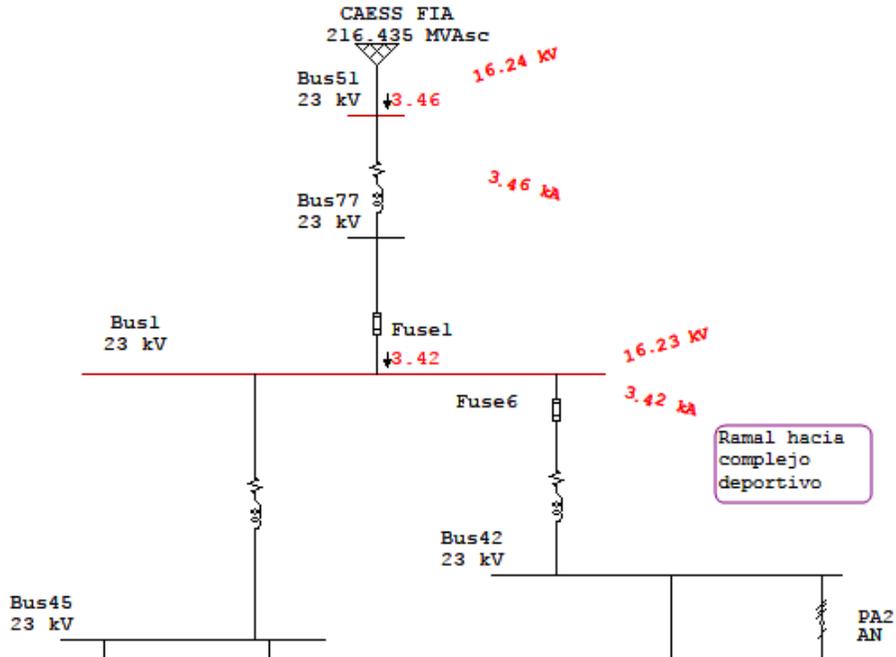


Ilustración 2. 4 Corriente suministrada por la red en falla monofásica.

Ahora comprobamos la respuesta del sistema con la inserción del reactor calculado el cual debe limitar la corriente de falla que la red inyecta. El valor de corriente de cálculo fue el 25% de la actual intensidad de falla que es aproximadamente 1350 A (falla trifásica).

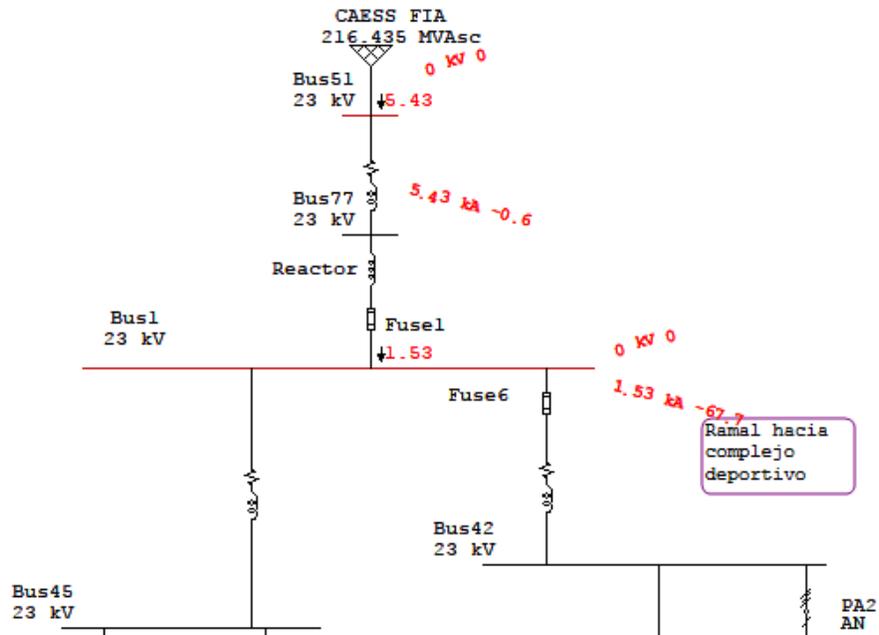


Ilustración 2. 5 Intensidad de falla trifásica con la implementación de reactores.

El resultado tiene una pequeña variante la cual es justificable, los parámetros de conductor para la simulación fueron tomados de las especificaciones ofrecidas por un fabricante específico. Pero el comportamiento del reactor es el esperado, limitando la corriente a un valor menor con el cual el sistema de protección debe tratar. El nivel de falla monofásica también es afectado como se observa a continuación.

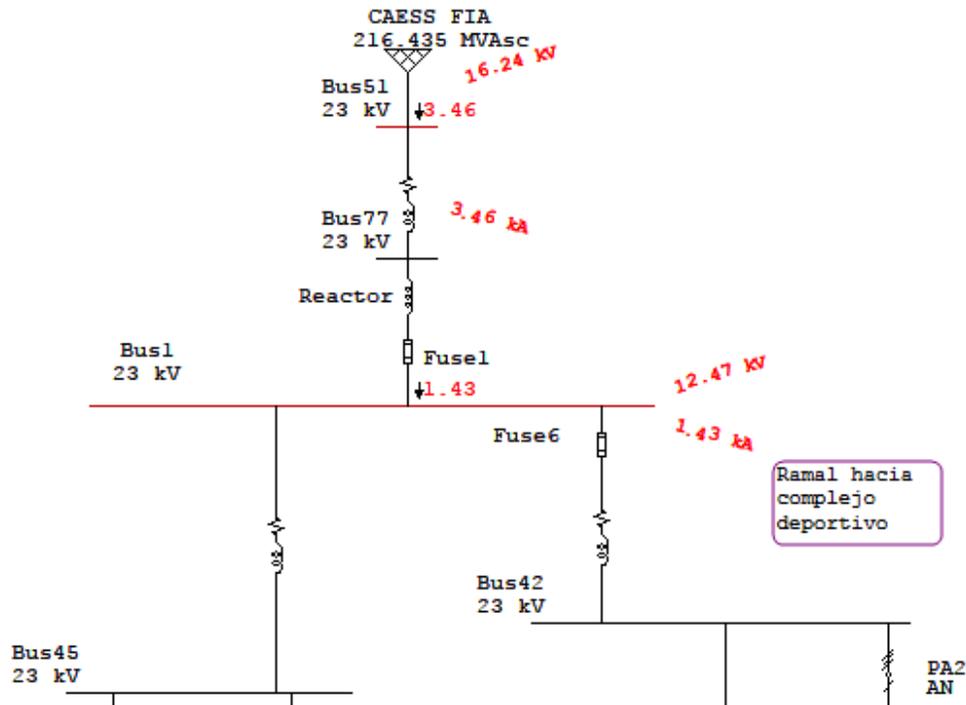
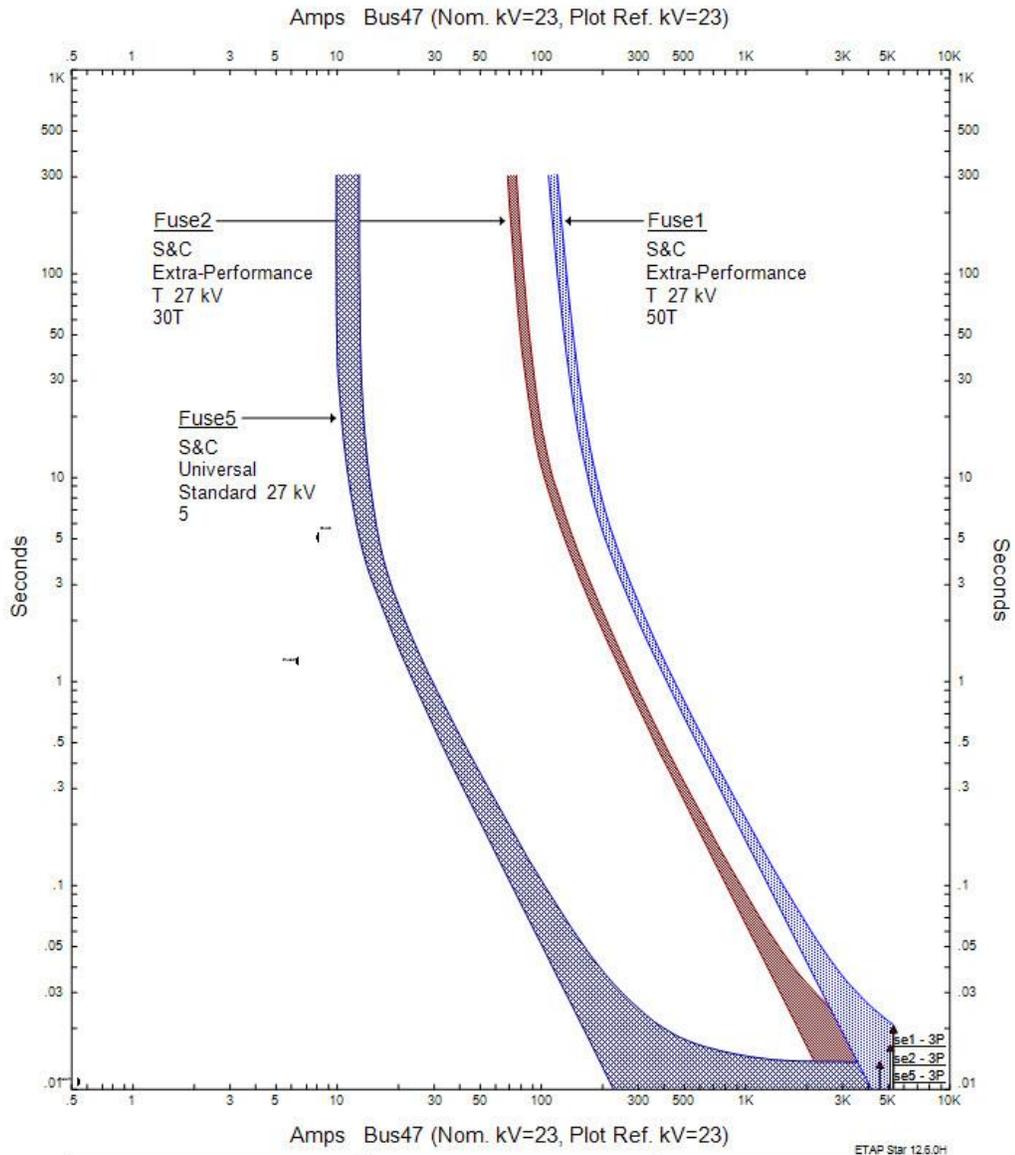


Ilustración 2. 6 Intensidad de falla monofásica con implementación de reactores.

La intensidad de falla monofásica también es reducida en gran medida, aproximadamente al 40% de la corriente sin el reactor en la línea. Esta reducción que realiza el reactor permite poder realizar una coordinación de protecciones más efectiva debido a que el punto de acción de los fusibles se desplaza, provocando así que las curvas tengan menor problema por traslape.

La ilustración 2.7 presenta la coordinación de 3 juegos de fusibles que dividen el primario en el circuito con punto de entrega en el complejo deportivo y que cubre la facultad de ingeniería y arquitectura. Un primer juego de fusibles corresponde a la protección principal cerca del punto de entrega, el segundo juego corresponde a una estructura de remate frente a la biblioteca de la facultad de ingeniería y arquitectura, los terceros se encuentran cerca de la escuela de ingeniería eléctrica.



Star26		
Project		Date: 11-13-2017
Location:		SN:
Contract		Rev: Base
Engineer:		Fault: Phase
Filename: C:\Users\ismael\Dropbox\reactor\Tesis\Simulaciones\Ingenieria\FIA		

Ilustración 2. 7 Situación de traslape sin implementación de reactores.

Criterios de Coordinación⁷

Para un correcto funcionamiento del sistema de protecciones en las líneas de distribución es necesario que exista coordinación entre todos los elementos del sistema, eso incluye no solo a los dispositivos que brindan la protección sino también los equipos pasivos, como lo son los transformadores y los bancos de capacitores.

Existen tres reglas básicas para una correcta coordinación:

1. Lograr que todas las fallas tengan la posibilidad de ser temporales.
2. Interrumpir la transmisión de energía únicamente ante fallas permanentes.
3. Remover del servicio la menor porción posible de la línea.

Teniendo claro los tres puntos anteriores la coordinación entre elementos se realiza mediante el uso de las curvas tiempo corriente que representan a cada dispositivo, además existen criterios propios dependiendo de los equipos.

Es muy importante aclarar que la coordinación se basa en el conocimiento de la corriente máxima de falla que se puede presentar en el punto de la red que se está analizando, por lo tanto, cuando se dice que dos o más equipos están coordinados significa que para corrientes de cortocircuito iguales o menores a la que fue determinada los dispositivos van a funcionar como es deseado; pero para sobre corrientes mayores no necesariamente se mantiene dicha coordinación.

La coordinación de algunos equipos requiere tomar en consideración el tipo de falla que se pueda presentar.

Vamos a considerar para nuestro caso con la coordinación Fusible de expulsión – Fusible de expulsión:

Para coordinar estos equipos entre ellos se pueden emplear tres metodologías: regla del dedo, tablas de coordinación y curvas tiempo corriente; las dos primeras no serán explicadas en este documento porque se basan en aproximaciones y no son tan precisas como las curvas tiempo corriente.

Las características de estos fusibles se resumen en gráficos tiempo-corriente (TCC), los cuales se componen de dos curvas, la primera presenta la tolerancia promedio que el fabricante asegura que el equipo soporta ante las corrientes, esta es llamada la curva de tiempo mínimo de fusión (*minimum melting time*). La otra curva es la del tiempo total de despeje (*maximum clearing time*), la cual se compone por la curva de fusión promedio más la tolerancia del fabricante y los tiempos en que se presentan arcos.

El análisis para lograr la coordinación entre los dispositivos se debe de realizar tomando en consideración las tolerancias de los equipos, la temperatura ambiente en la que se van a encontrar trabajando, los efectos de precarga y los efectos previos al daño del Fusible.

De los cuatro puntos mencionados en el párrafo anterior solo la tolerancia queda cubierta cuando se utilizan las curvas tiempo corriente, ya que las dos curvas que representan a cada fusible

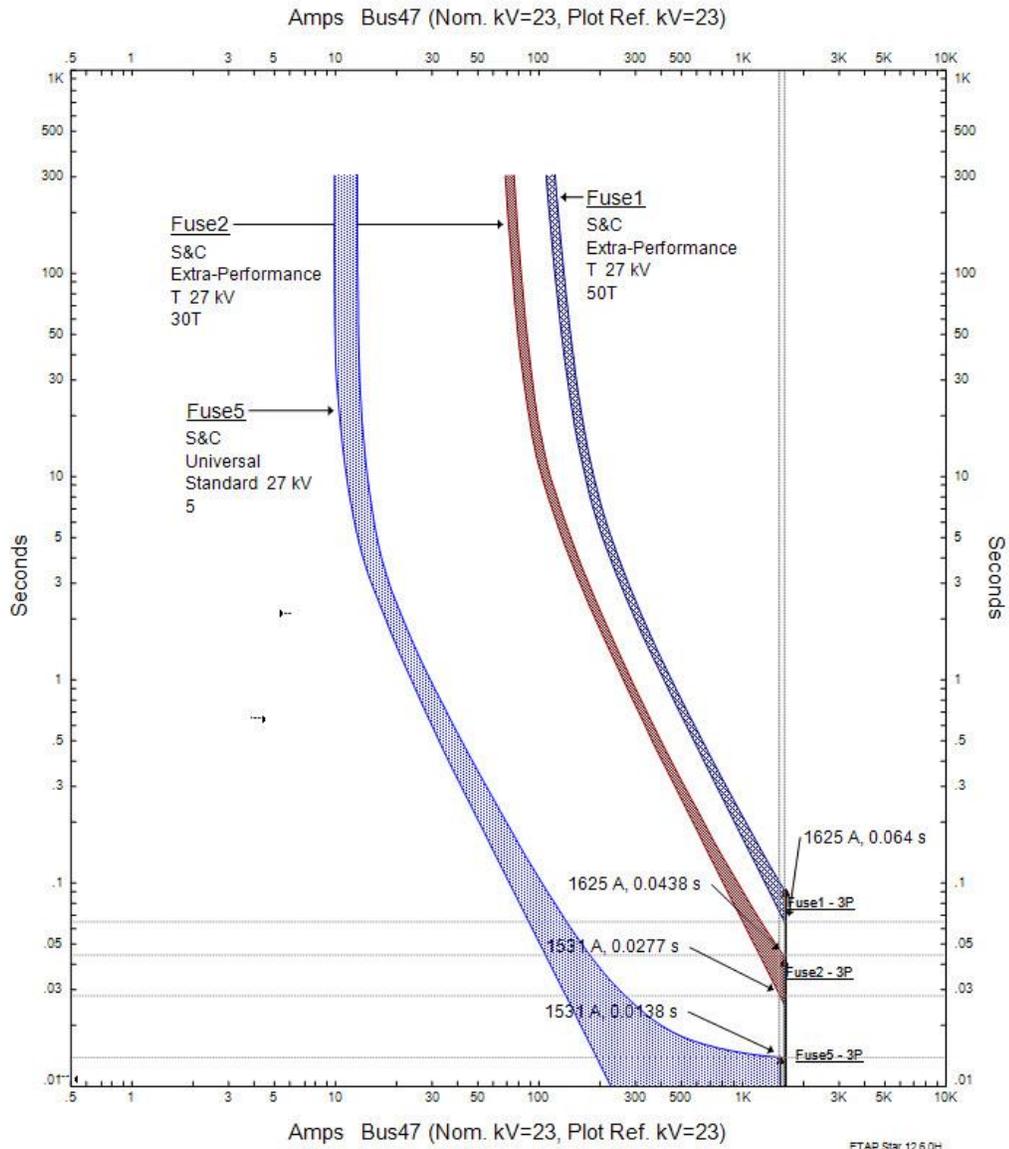
⁷ Referencia: Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión. IE0502 – Proyecto Eléctrico. Universidad de Costa Rica. Gilberto A. Guzmán Mora.

son sus tolerancias físicas y de funcionamiento. Las TCC (Curvas Tiempo Corriente) son creadas para equipos a temperatura ambiente de 25°C, claramente se pueden ajustar los resultados para tomar en consideración la temperatura ambiente real de la locación, para eso se requiere conocer un rango aproximado de los valores en que varía esta durante el año. Se necesita tener una idea de la temperatura a la que se va a estar operando el equipo porque temperaturas mayores a los 25°C van a reducir el tiempo de fundición del equipo, mientras que a menores temperaturas este tiempo se ve aumentado.

Los efectos de precarga son muy difíciles de tomar en consideración porque es una variable que cambia mucho durante el tiempo; por último, los efectos previos al daño de los fusibles pueden ser evitados si el equipo no se pone a operar con corrientes que lleven al dispositivo a trabajar en el 90% de la curva de tiempo mínimo de fusión.

Por experiencia internacional, tanto por empresas distribuidoras como por fabricantes se ha establecido como criterio de coordinación que se asegure que el valor máximo del tiempo de despeje del fusible protector para la corriente de falla no sea mayor a un 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido, para esa misma corriente.

Con la implementación de reactores limitadores de corriente, estas reglas de coordinación se cumplen, y se respeta el criterio de tiempo mínimo de fusión del fusible. En la ilustración 2.8, los primeros 2 fusibles tiene tiempos de 0.064 s y 0.0438 s, la relación $0.0438/0.064$ resulta ser de 0.68 ó, del 68%, estando por debajo del 75%, el criterio se cumple.



Star22		ETAP Star 12.6.0H
Project: Location: Contract: Engineer: Filename: C:\Users\ismael\Dropbox\reactor\Tesis\Simulaciones\Ingenieria\FIA	Date: 11-13-2017 SN: Rev: Base Fault: Phase	

Ilustración 2. 8 Implementación de reactores permite una mejor coordinación reduciendo el problema de traslape.

2.1.2 Simulación en punto de entrega corte C2395 (Facultad de Ciencias Agronómicas).

De igual forma, realizamos la simulación sin incluir reactor para observar las intensidades de falla que la red inyecta ante una eventualidad desfavorable. Los valores obtenidos anteriormente en los cálculos arrojaban intensidades de fallas aproximadas de 5.12kA en falla trifásica y 3.18kA en falla monofásica, los resultados de la simulación son muy similares.

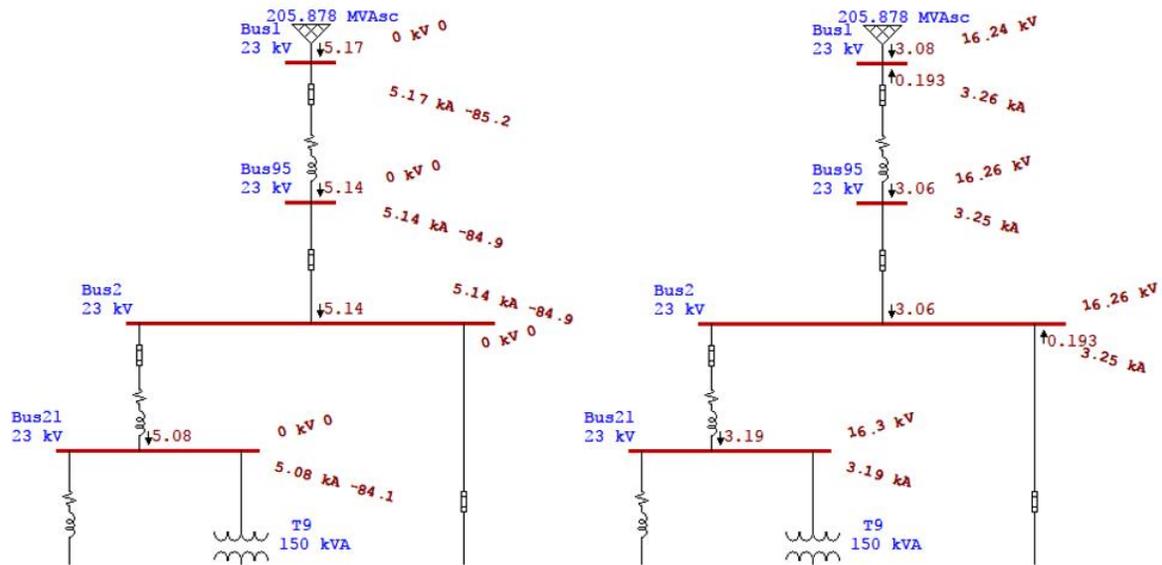


Ilustración 2. 9 Corriente de falla trifásica y monofásica sin implementación de reactores.

Ahora al implementar el reactor, puede observarse como las corrientes tanto trifásica como monofásica son limitadas. Las calculadas fueron de 1.35kA en falla trifásica y de 1.16kA en falla monofásica, valores muy similares a los arrojados en la simulación.

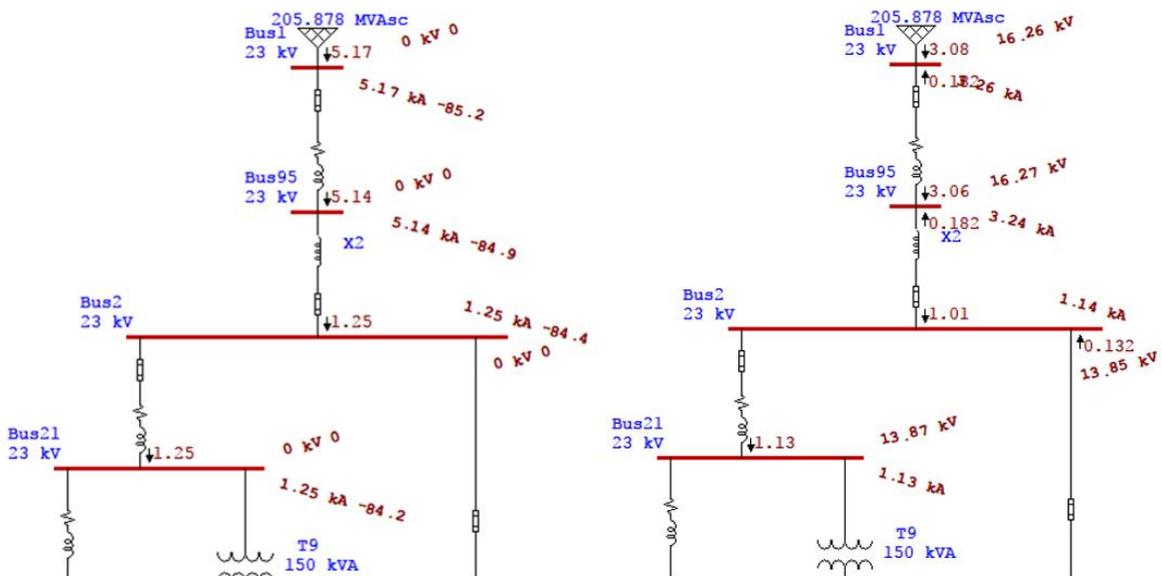


Ilustración 2. 10 Corrientes de falla trifásica y monofásica con implementación de reactores.

También en este circuito, los beneficios en cuanto a coordinación son notorios, con la implementación de reactores limitadores los fusibles pasan de trabajar en un punto de traslape, a un punto menor donde aún la selectividad está presente para despejar la falla con el dispositivo de protección más cercano.

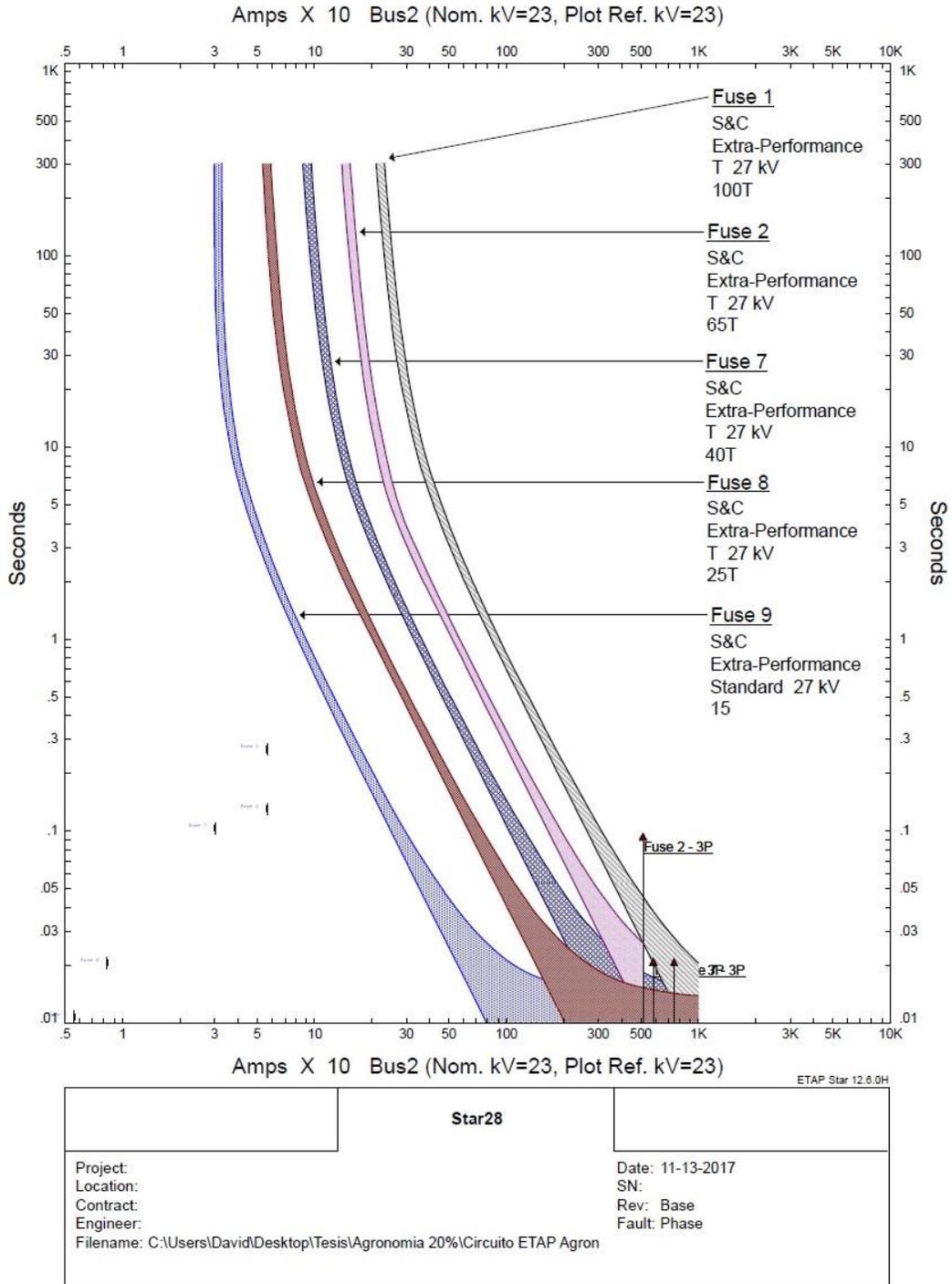


Ilustración 2. 11 Problema de traslape sin implementación de reactores.

Los fusibles mostrados corresponden a los primeros 5 juegos de fusibles que se ubican desde el punto de entrega en adelante. En el caso de no tener reactores implementados, no se tendría una coordinación con los fusibles seleccionados. Es necesario mencionar que, para niveles de falla tan altos, la variedad de fusibles comerciales se reduce. Pero con la implementación de reactores, los fusibles seleccionados si proveen de una coordinación, y pueden ser considerados otros inclusive.

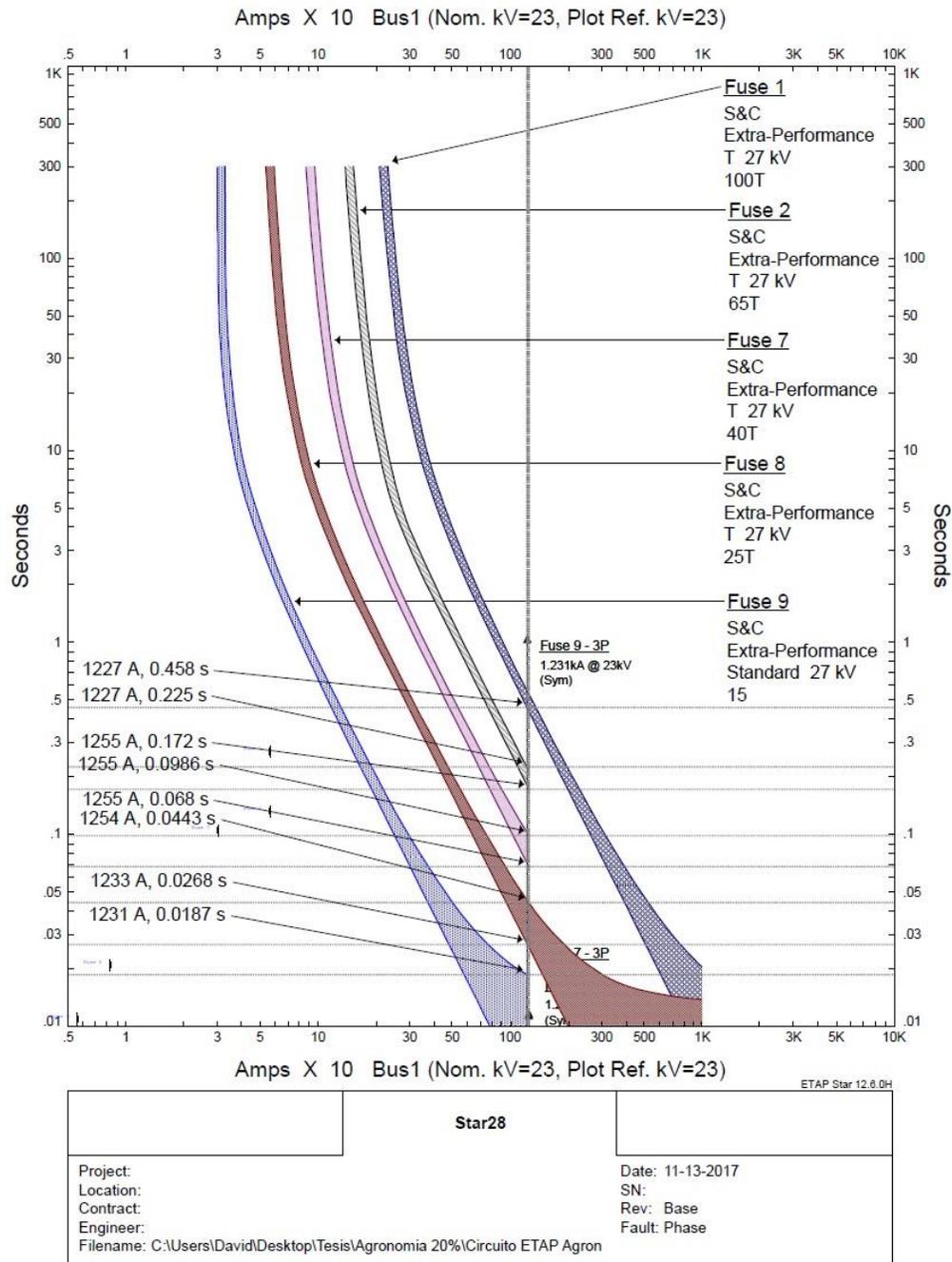


Ilustración 2. 12 Reducción de problema de traslape con reactores limitadores.

2.1.3 Simulación en punto de entrega corte C6475 (Facultad de Ciencias y Humanidades).

Para este circuito primario se obtuvieron en los cálculos intensidades de falla de 5.02kA y 3.2kA, trifásica y monofásica respectivamente. Estas son similares con las obtenidas en la simulación como se presenta a continuación.

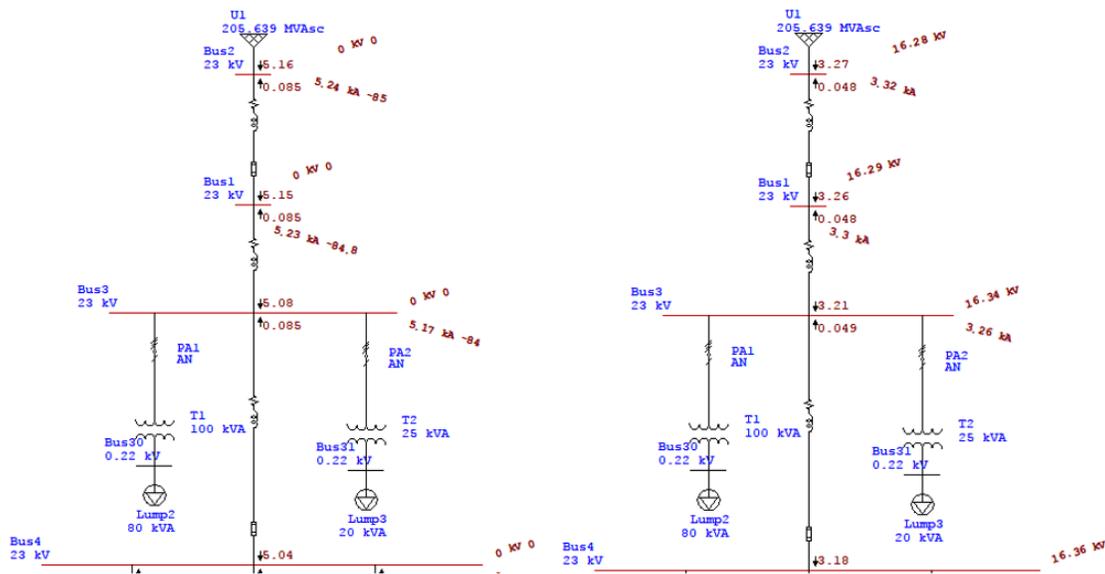


Ilustración 2. 13 Corriente de falla trifásica y monofásica sin implementación de reactores.

Con estas condiciones ya verificadas, se inserta el reactor y se procede a la simulación de falla tanto trifásica como monofásica. Las calculadas fueron 1.3kA y 1.15kA, trifásica y monofásica respectivamente.

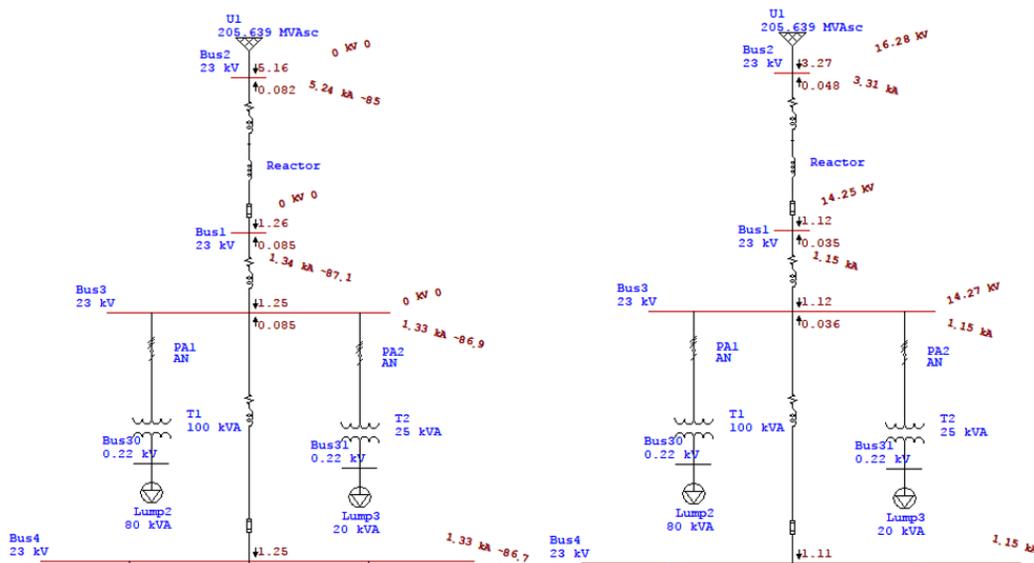


Ilustración 2. 14 Corrientes de falla trifásica y monofásica con reactores implementados.

En este circuito primario se escogen las primeras cuatro protecciones partiendo desde el punto de entrega, para observar como la coordinación de estas mejoran con la implementación de reactores. A continuación, las curvas de fusibles presentan un traslape lo que produciría problemas al despejar únicamente la carga afectada.

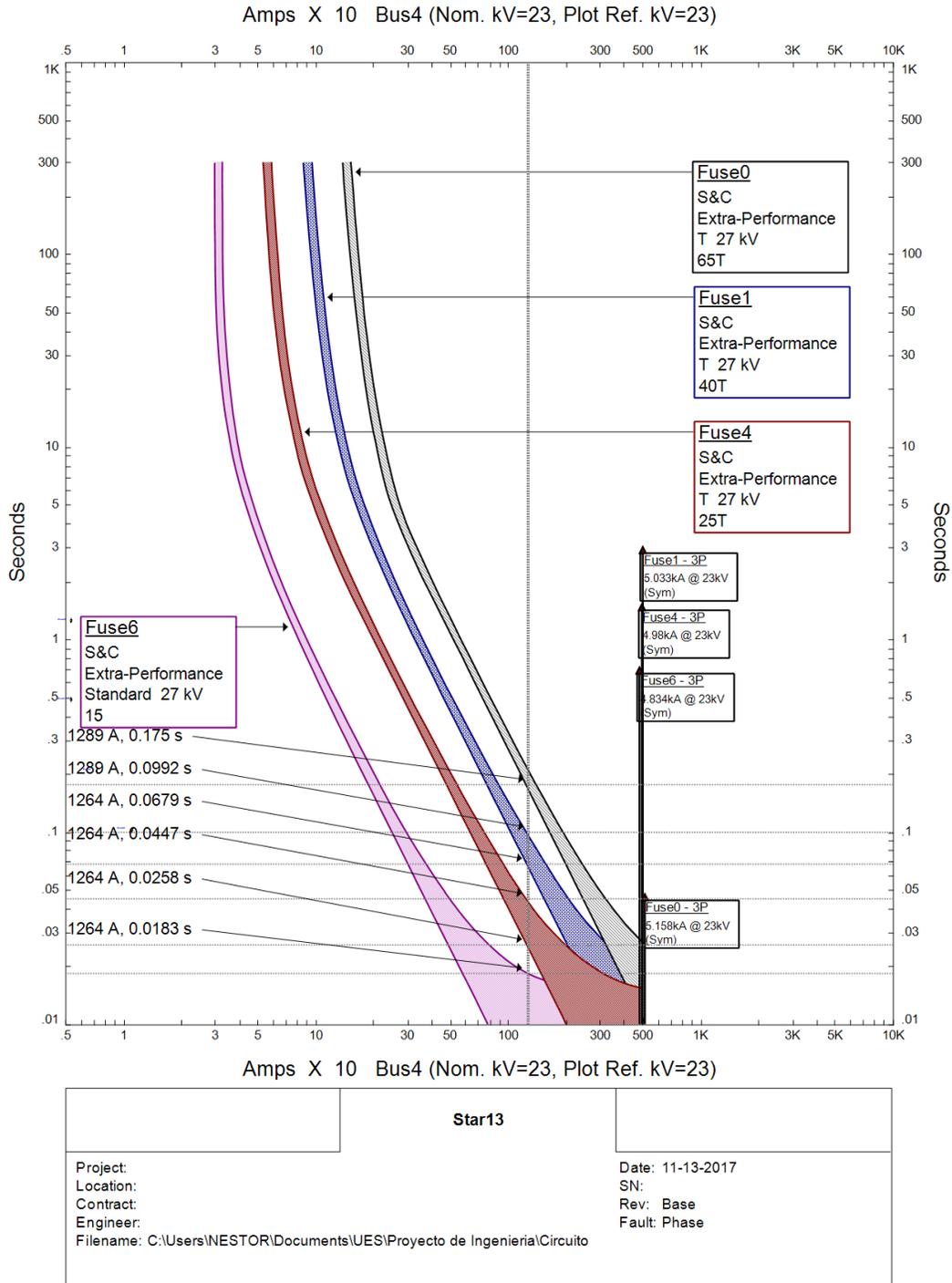
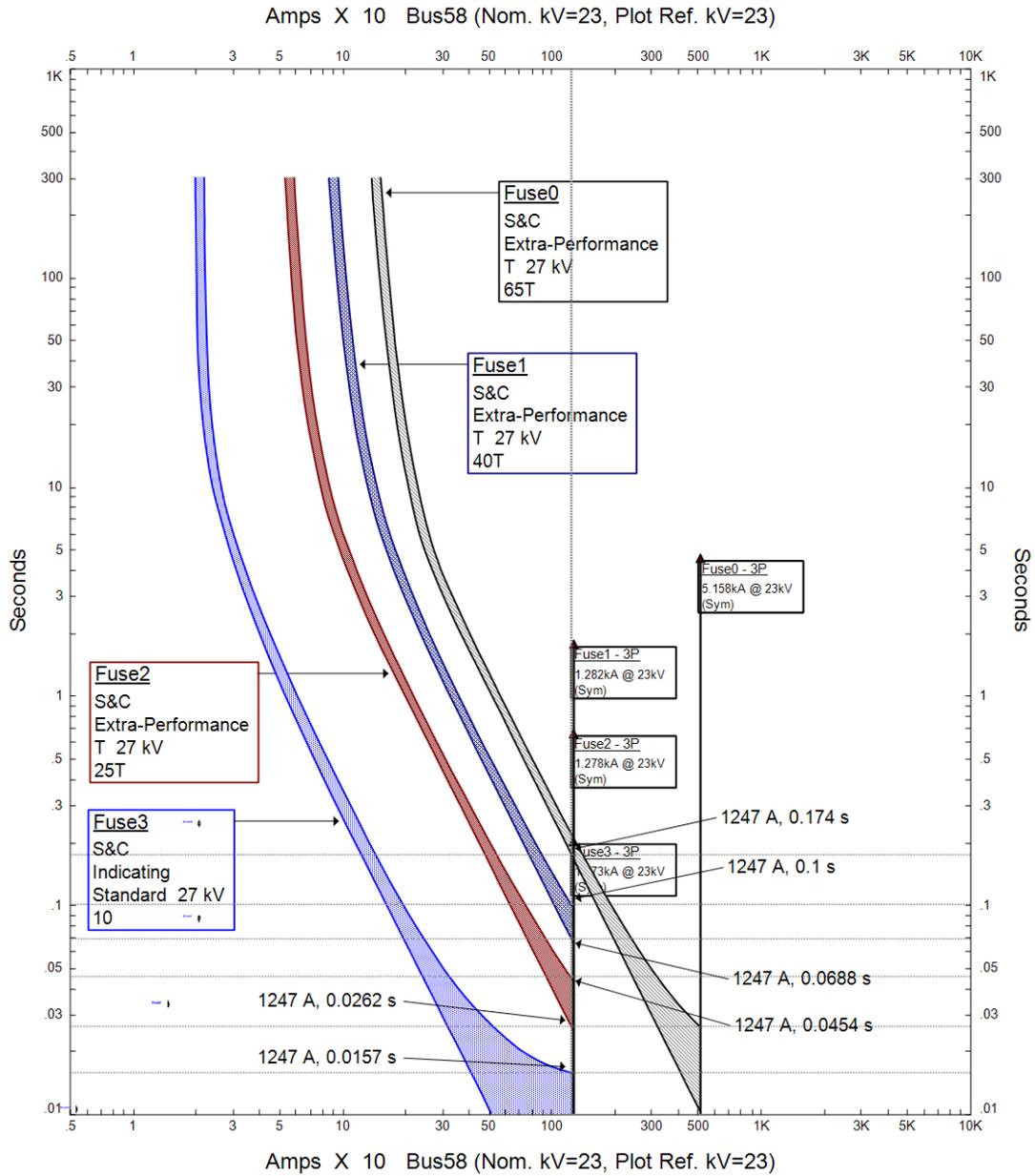


Ilustración 2. 15 Problema de traslape sin reactores limitadores implementados.

Con los reactores implementados, los niveles de falla disminuyen a un punto donde los fusibles pueden actuar de manera que la protección más cercana a la carga es quien actúa primero.



Star17	
Project: Location: Contract: Engineer: Filename: C:\Users\NESTOR\Documents\UES\Proyecto de Ingenieria\Circuito	Date: 11-13-2017 SN: Rev: Base Fault: Phase

Ilustración 2. 16 Reducción de traslape con implementación de reactores.

2.2 Simulación de reactor a tierra.

En el apartado anterior se presentó la opción de acompañar los reactores limitadores de corriente, con reactores a tierra. Su implementación no resulta necesaria, pero se realizó una simulación de una subestación de 300 KVA en la facultad de ingeniería para observar el comportamiento de esta, aterrizando el neutro mediante reactor. Cabe mencionar que para un cálculo efectivo de un reactor a tierra es necesario realizar un estudio de resistividad del terreno y conocer el diseño de la red de tierra que posee, de este último no se tiene información. Para fines prácticos, y recordando que no se profundizara para ser implementado, se utilizó un reactor con el valor de 8 ohmios, los resultados se muestran a continuación.

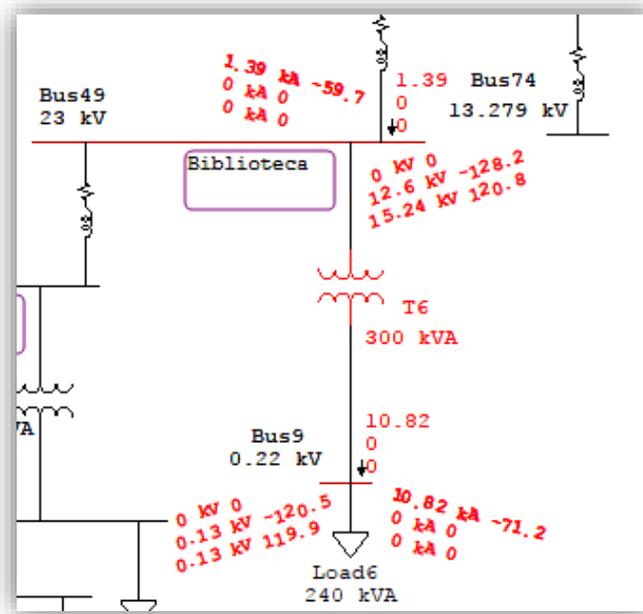


Ilustración 2. 17 Intensidades de falla sin reactor a tierra.

Primeramente, ejecutamos un análisis de corto para una falla monofásica, fase a tierra, para observar las condiciones tanto en el lado primario como en el secundario de la subestación de 300KVA, esta tiene configuración estrella-estrella con aterrizaje solido del neutro.

Posteriormente se especifica en la subestación un aterrizaje por medio de reactor, tanto en el primario como en el secundario, y esto se presenta en la ilustración 2.18.

Los resultados se presentan en la ilustración 2.19, y si observamos las intensidades de falla, resulta llamativo que la corriente en el lado secundario pasa de 10.82 kA a una corriente de 16 amperios. En el lado primario no se observan variaciones.

Ahora, las tensiones presentan un problema en el lado secundario. Durante la falla sin reactor a tierra, la tensión en fases no falladas se eleva a 130V y con el reactor a tierra incluido pasan a ser de 220V. Una condición no favorable.

- Con reactores de tierra

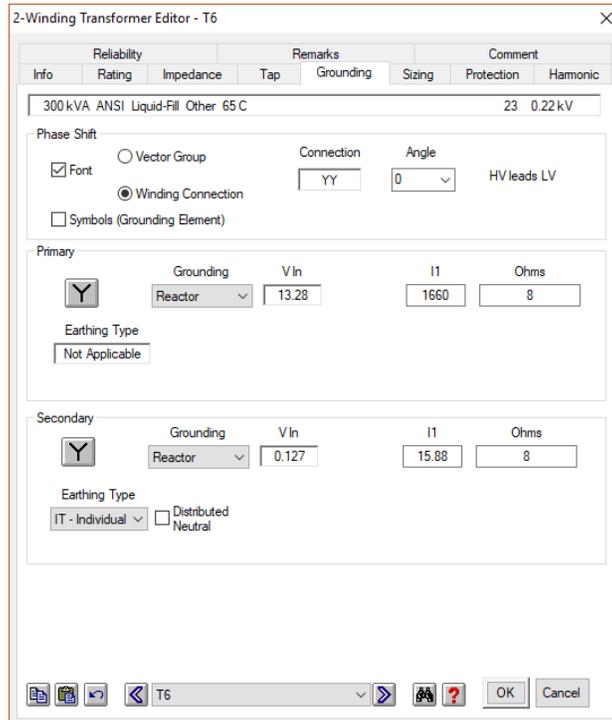


Ilustración 2. 18 Configuración de transformador.

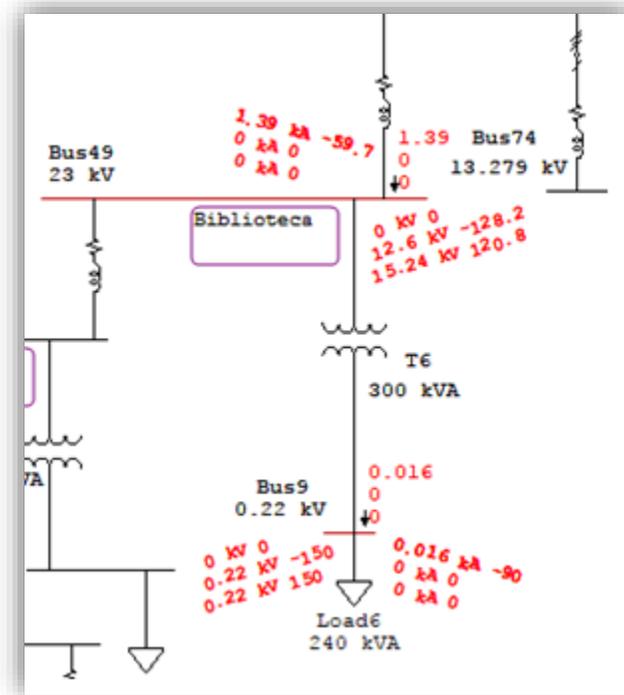


Ilustración 2. 19 Corrientes y tensiones por fase durante falla incluyendo reactores a tierra.

Se configuro para todas las subestaciones que tiene configuración estrella-estrella, y pertenecientes al circuito con punto de entrega en la entrada del Complejo Deportivo, el aterrizaje por medio de reactor, tanto en el lado de alta como en el de baja. Los resultados de tensión y corriente en los buses a los cuales estas subestaciones están conectadas se presentan a continuación.

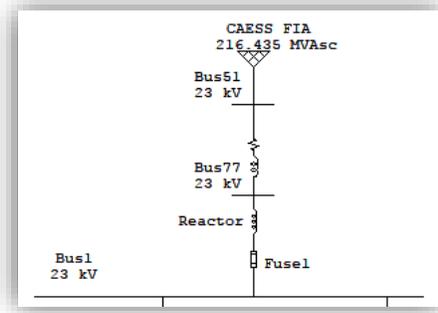


Ilustración 2. 20 Referencia para resultados en buses

Falta en Barra: Bus51

Tensión pre-falta = 23.000 kV
 = 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Linea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus51	Total	0.00	5.433	0.00	122.28	122.28	3.459	3.459	4.62E+001	4.62E-001	1.25E+002	1.25E+000
Bus77	Bus51	0.00	0.000	0.00	122.28	122.28	0.000	0.000				
CAESS FIA	Bus51	100.00	5.433	100.00	100.00	100.00	3.459	3.459	4.62E+001	4.62E-001	1.25E+002	1.25E+000

Falta en Barra: Bus1

Tensión pre-falta = 23.000 kV
 = 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Linea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	1.534	0.00	93.89	115.01	1.425	1.425	6.20E+001	1.51E+002	1.41E+002	1.54E+002
Bus42	Bus1	0.00	0.000	0.00	93.89	115.01	0.000	0.000				
Bus45	Bus1	0.00	0.000	0.00	93.89	115.01	0.000	0.000				
Bus77	Bus1	92.40	1.534	85.86	93.89	115.01	1.425	1.425	6.20E+001	1.51E+002	1.41E+002	1.54E+002

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

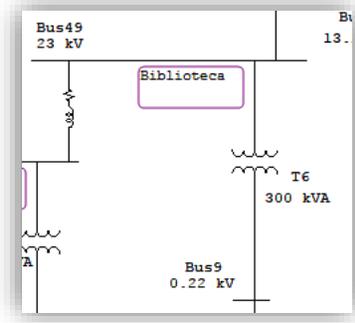


Ilustración 2. 21 Referencia para resultados en buses.

Falta en Barra: Bus49

Tensión pre-falta = 23.000 kV

= 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus49	Total	0.00	1.513	0.00	94.90	114.79	1.393	1.393	6.43E+001	1.53E+002	1.44E+002	1.61E+002
Bus47	Bus49	0.38	1.513	0.52	94.71	114.76	1.393	1.393	6.43E+001	1.53E+002	1.44E+002	1.61E+002
Bus50	Bus49	0.00	0.000	0.00	94.90	114.79	0.000	0.000				
Bus9	Bus49	0.00	0.000	0.00	94.90	114.79	0.000	0.000				

Falta en Barra: Bus9

Tensión pre-falta = 0.220 kV

= 100.00 % de kV nominal de barra (0.220 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.220 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus9	Total	0.00	10.865	0.00	173.11	173.06	0.016	0.016	7.57E+002	2.29E+003	8.37E+002	4.96E+006
Bus49	Bus9	93.15	10.865	99.99	100.00	100.00	0.016	0.016	7.57E+002	2.29E+003	8.37E+002	4.96E+006

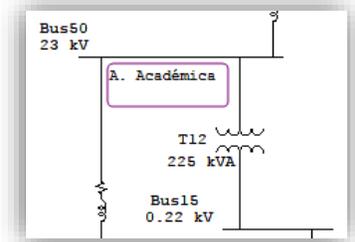


Ilustración 2. 22 Referencia para resultados en buses.

Falta en Barra: Bus50

Tensión pre-falta = 23.000 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus50	Total	0.00	1.503	0.00	95.36	114.69	1.378	1.378	6.53E+001	1.54E+002	1.46E+002	1.64E+002
Bus49	Bus50	0.76	1.503	1.05	94.96	114.63	1.378	1.378	6.53E+001	1.54E+002	1.46E+002	1.64E+002
Bus52	Bus50	0.00	0.000	0.00	95.36	114.69	0.000	0.000				
Bus15	Bus50	0.00	0.000	0.00	95.36	114.69	0.000	0.000				

Falta en Barra: Bus15

Tensión pre-falta = 0.220 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.220 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.220 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus15	Total	0.00	8.288	0.00	173.08	173.02	0.016	0.016	9.89E+002	3.01E+003	1.07E+003	4.96E+006
Bus50	Bus15	94.74	8.288	99.99	100.00	100.00	0.016	0.016	9.89E+002	3.01E+003	1.07E+003	4.96E+006

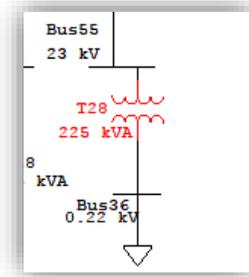


Ilustración 2. 23 Referencia para resultados en buses.

Falta en Barra: Bus55

Tensión pre-falta = 23.000 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus55	Total	0.00	1.486	0.00	96.16	114.51	1.353	1.353	6.72E+001	1.55E+002	1.48E+002	1.70E+002
Bus54	Bus55	0.23	1.486	0.32	96.04	114.50	1.353	1.353	6.72E+001	1.55E+002	1.48E+002	1.70E+002
Bus36	Bus55	0.00	0.000	0.00	96.16	114.51	0.000	0.000				

Falta en Barra: Bus36

Tensión pre-falta = 0.220 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.220 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.220 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus36	Total	0.00	8.283	0.00	173.08	173.02	0.016	0.016	9.91E+002	3.01E+003	1.07E+003	4.96E+006
Bus55	Bus36	94.69	8.283	99.99	100.00	100.00	0.016	0.016	9.91E+002	3.01E+003	1.07E+003	4.96E+006

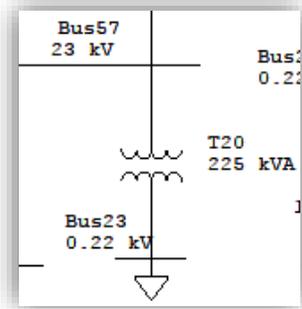


Ilustración 2. 24 Referencia para resultados en buses.

Falta en Barra: Bus57

Tensión pre-falta = 23.000 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus57	Total	0.00	1.481	0.00	96.40	114.46	1.345	1.345	6.78E+001	1.55E+002	1.49E+002	1.71E+002
Bus56	Bus57	0.30	1.481	0.41	96.24	114.44	1.345	1.345	6.78E+001	1.55E+002	1.49E+002	1.71E+002
Bus58	Bus57	0.00	0.000	0.00	96.40	114.46	0.000	0.000				
Bus23	Bus57	0.00	0.000	0.00	96.40	114.46	0.000	0.000				

Falta en Barra: Bus23

Tensión pre-falta = 0.220 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.220 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.220 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus23	Total	0.00	8.282	0.00	173.08	173.02	0.016	0.016	9.91E+002	3.01E+003	1.07E+003	4.96E+006
Bus57	Bus23	94.67	8.282	99.99	100.00	100.00	0.016	0.016	9.91E+002	3.01E+003	1.07E+003	4.96E+006

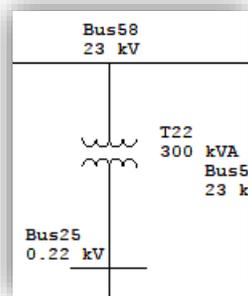


Ilustración 2. 25 Referencia para resultados en buses.

Falta en Barra: Bus58

Tensión pre-falta = 23.000 kV

= 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus58	Total	0.00	1.474	0.00	96.68	114.40	1.336	1.336	6.85E+001	1.56E+002	1.50E+002	1.74E+002
Bus57	Bus58	0.49	1.474	0.67	96.42	114.36	1.336	1.336	6.85E+001	1.56E+002	1.50E+002	1.74E+002
Bus59	Bus58	0.00	0.000	0.00	96.68	114.40	0.000	0.000				
Bus60	Bus58	0.00	0.000	0.00	96.68	114.40	0.000	0.000				
Bus25	Bus58	0.00	0.000	0.00	96.68	114.40	0.000	0.000				

Falta en Barra: Bus25

Tensión pre-falta = 0.220 kV

= 100.00 % de kV nominal de barra (0.220 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.220 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus25	Total	0.00	10.847	0.00	173.11	173.06	0.016	0.016	7.61E+002	2.30E+003	8.42E+002	4.96E+006
Bus58	Bus25	93.00	10.847	99.99	100.00	100.00	0.016	0.016	7.61E+002	2.30E+003	8.42E+002	4.96E+006

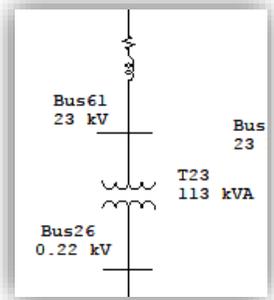


Ilustración 2. 26 Referencia para resultados en buses.

Falta en Barra: Bus61

Tensión pre-falta = 23.000 kV

= 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus61	Total	0.00	1.466	0.00	97.06	114.32	1.324	1.324	6.94E+001	1.57E+002	1.51E+002	1.76E+002
Bus60	Bus61	0.46	1.466	0.62	96.82	114.29	1.324	1.324	6.94E+001	1.57E+002	1.51E+002	1.76E+002
Bus26	Bus61	0.00	0.000	0.00	97.06	114.32	0.000	0.000				

Falta en Barra: Bus26

Tensión pre-falta = 0.220 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.220 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.220 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus26	Total	0.00	4.271	0.00	172.98	172.84	0.016	0.016	2.31E+003	5.69E+003	2.39E+003	4.96E+006
Bus61	Bus26	97.21	4.271	99.99	100.00	100.00	0.016	0.016	2.31E+003	5.69E+003	2.39E+003	4.96E+006

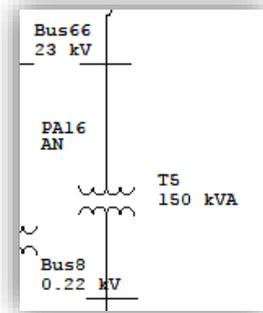


Ilustración 2. 27 Referencia para resultados en buses.

Falta en Barra: Bus66

Tensión pre-falta = 23.000 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus66	Total	0.00	1.453	0.00	97.66	114.20	1.305	1.305	7.09E+001	1.58E+002	1.53E+002	1.81E+002
Bus64	Bus66	0.19	1.453	0.26	97.56	114.18	1.305	1.305	7.09E+001	1.58E+002	1.53E+002	1.81E+002
Bus8	Bus66	0.00	0.000	0.00	97.66	114.20	0.000	0.000				

Falta en Barra: Bus8

Tensión pre-falta = 0.220 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.220 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.220 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
Bus8	Total	0.00	5.616	0.00	173.03	172.93	0.016	0.016	1.76E+003	4.33E+003	1.84E+003	4.96E+006
Bus66	Bus8	96.30	5.616	99.99	100.00	100.00	0.016	0.016	1.76E+003	4.33E+003	1.84E+003	4.96E+006

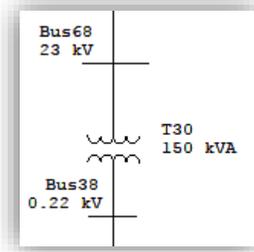


Ilustración 2. 28 Referencia para resultados en buses.

Falta en Barra: Bus68

Tensión pre-falta = 23.000 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (23.000 kV)
 = 100.00 % de kV base (23.000 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Linea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen Va	Vb	Vc	kA Sim. rms Ia	3I0	% Impedancia en Base 100 MVA			
		R1	X1	R0	X0							
Bus68	Total	0.00	1.453	0.00	97.66	114.20	1.305	1.305	7.09E+001	1.58E+002	1.53E+002	1.81E+002
Bus64	Bus68	0.19	1.453	0.26	97.56	114.18	1.305	1.305	7.09E+001	1.58E+002	1.53E+002	1.81E+002
Bus38	Bus68	0.00	0.000	0.00	97.66	114.20	0.000	0.000				

Falta en Barra: Bus38

Tensión pre-falta = 0.220 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.220 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.220 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Linea-a-Tierra				Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen Va	Vb	Vc	kA Sim. rms Ia	3I0	% Impedancia en Base 100 MVA			
		R1	X1	R0	X0							
Bus38	Total	0.00	5.616	0.00	173.03	172.93	0.016	0.016	1.76E+003	4.33E+003	1.84E+003	4.96E+006
Bus68	Bus38	96.30	5.616	99.99	100.00	100.00	0.016	0.016	1.76E+003	4.33E+003	1.84E+003	4.96E+006

Las tensiones que se desarrollan en el lado de baja en las diferentes subestaciones con aterrizaje mediante reactor son bastante altas y peligrosas, como se observa en los resultados presentados, las tensiones del secundario llegan a alcanzar un valor cercano a los 200V, una tensión peligrosa para los equipos de la universidad. Si bien la corriente en el secundario es limitada a un valor bajo, esto tiene una repercusión de la tensión. La implementación no resulta necesaria, y con los resultados vistos, no se presenta muy beneficiosa para el caso de las tensiones en el secundario.

Se debe tener en cuenta, además, que la corriente en el lado primario no es limitada de alguna forma, y para la problemática a tratar, se busca que estas intensidades sean disminuidas para que las protecciones actúen en un rango donde no exista traslape. Con la implementación de reactores limitadores de corriente ya se logra un nivel bajo de corriente de falla monofásica además de la trifásica.

Finalmente, el incorporar un reactor como medio de aterrizaje en los bancos de transformadores podría resultar con un costo alto, por lo tanto su implementación no sería factible por la cantidad de bancos de transformadores a tratar en todo el campus universitario, y debido a que aun sería necesario buscar otra solución, ahora, para las sobretensiones en el secundario.

Apartado 3

Estudio de Campo Magnético y Especificaciones.

INTRODUCCIÓN

En este apartado se realiza un estudio de campo magnético, ya que es de mucha importancia establecer límites de seguridad para personas que se encuentren cerca del reactor limitador de corriente, ya que por el tipo de aplicación el núcleo del reactor es en aire, por lo tanto, hay flujo disperso en el medio por lo que puede llegar a inducir dispositivos cercanos, incluso una persona y causar problemas graves. Es por eso que la ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) establece un valor máximo de densidad de campo magnético de $833\mu\text{T}$ que la persona puede exponerse, dicho esto se procede a realizar los cálculos y su simulación para comparar ambos resultados. Pero también se estudian otras alternativas para que los límites de distancias sean aún menores como es el caso de la rotación de los reactores, a manera que se procure eliminar las líneas de flujo disperso y obtener mejores resultados. Las simulaciones son realizadas en Vizimag 3.18 que es una herramienta que nos permite simular el campo magnético disperso en condiciones normales. A partir de las simulaciones se obtiene la respectiva curva de aproximación para obtener una ecuación que se adopte al comportamiento del campo magnético disperso.

Luego de este estudio se realiza la hoja de especificación de los reactores el cual el fabricante o vendedor solicita para fabricarlo y de esta manera obtener el reactor adecuado para la Universidad de El Salvador.

3.1 Estudio de Campo Magnético

La implementación de reactores limitadores de corriente requiere del estudio de los campos generados por estos, y verificar que los niveles a los que las personas que transitan cerca son expuestas sean seguros. Con este estudio se deben definir las distancias entre cada reactor de fase para que el efecto mutuo sea el más apropiado, y además las distancias límites de seguridad de lugares donde personas van a transitar, así también las distancias de estructuras donde puede inducirse corrientes peligrosas. Con esto se asegura el lugar y montaje adecuado.

Base teórica de estudio de campo magnético:

- Campo Magnético fuera del reactor limitador

Hay dos cantidades relacionadas entre sí que se presentan al hablar de campo magnético. Una de ellas es el campo magnético “B” que también se conoce como densidad de flujo magnético o inducción magnética. La otra es la intensidad de campo magnético “H” la cual designa la influencia que ejerce la corriente externa en la creación de campo magnético independiente del o los campos magnéticos generados por un material o materiales magnéticos expuestos al campo externo mencionado inicialmente. Por lo cual “B” contempla el campo magnético externo más el campo magnético que genera el material sometido a este campo externo. Estas cantidades se relacionan de la siguiente forma mediante la característica del material la cual se conoce como permeabilidad magnética.

$$B = \mu * H \quad \text{Ecuación 3.1}$$

La intensidad de campo magnético puede ser calculada para cualquier punto en el espacio utilizando la ley de Biot-Savart que se plantea a continuación.

La intensidad del campo magnético en cualquier punto espacial se puede calcular usando la ley de Biot-Savart-Laplace.

$$H = \oint_{l_i} d\mathbf{H}_i; \quad d\mathbf{H}_i = \frac{[\mathbf{r} \times d\mathbf{l}] \cdot i}{4\pi r^3} = \frac{i \cdot d\mathbf{l}}{4\pi r^2} \sin \angle r, d\mathbf{l}; \quad (7)$$

Ecuación 3.2

Donde dl es el elemento de longitud de corriente, r es el radio-vector de punto, en el cual se calcula el campo. La integración debe realizarse para todos los elementos de la bobina del reactor. Tenemos un solenoide con devanados planos de forma libre (Ilustración 3.1-a).

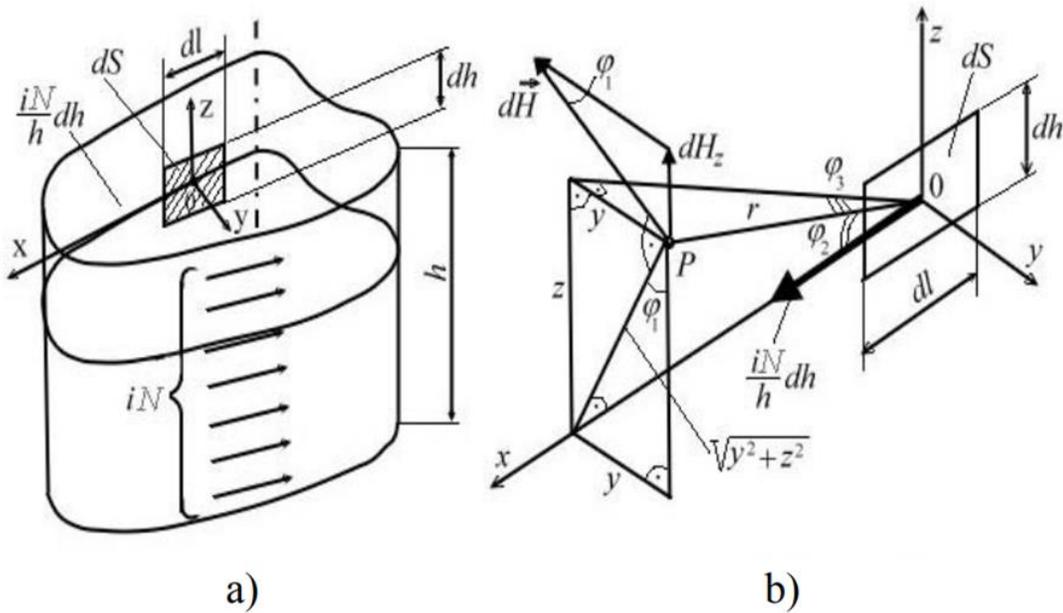


Ilustración 3. 1 a) Solenoide b) Campo para área elemental.

Si la fuerza magnetomotriz iN se distribuye uniformemente por el eje del solenoide, podemos expresar la componente axial de la intensidad del campo magnético por ángulo sólido (ver Ilustración 3.1-b). El centro del sistema de coordenadas cartesianas está en el centro del área elemental dS . El área dS está situada en el plano “xz”; la corriente i se dirige a lo largo del eje “x”. El lado dl está dirigido a lo largo del eje “x”, y el lado dh a lo largo del eje “z”. El eje de bobinado es paralelo al eje “z”.

Sabemos que el diferencial de corriente se dirige a lo largo del eje “x”, por regla de la mano derecha sabemos la dirección del campo magnético en el punto P, siendo este perpendicular a la línea recta que une al punto con el eje. La expresión para calcular la componente axial del campo magnético puede desarrollarse por ángulo solido partiendo de esto, así obtenemos.

$$dHz = dH \sin \phi_1 \quad \text{Ecuación 3.3}$$

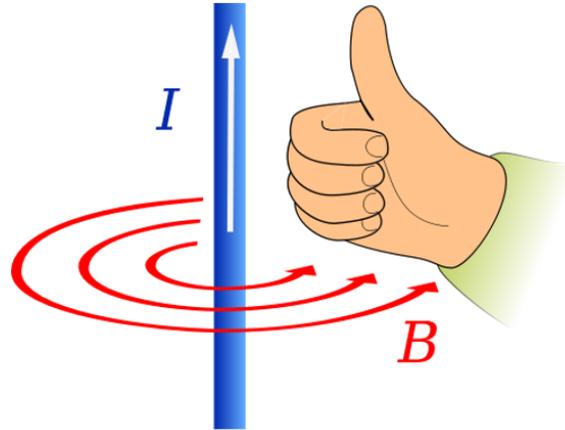
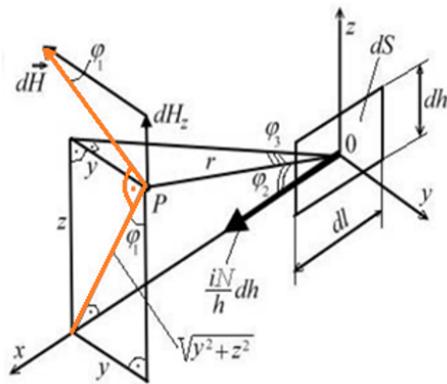


Ilustración 3. 2 Dirección del campo.

El diferencial de campo magnético se expresa mediante la ley de Biot Savart con la diferencia que tendremos un diferencial de corriente definido.

$$dH = \frac{di \cdot dl}{4\pi r^2} * \sin \varphi_2 \quad \text{Ecuación 3.4}$$

El ángulo φ_2 es el ángulo entre el vector radio y el elemento, en nuestro caso entre "r" y el eje "x".

El diferencial de corriente se define como: $di = \frac{i \cdot N}{h} dh$

Por tanto, obtenemos:

$$dH = \frac{i \cdot N}{4\pi r^2 h} dh * dl * \sin \varphi_2 \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Definimos:

$$\sin \varphi_1 = \frac{y}{\sqrt{y^2 + z^2}}$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{\sqrt{y^2 + z^2}}{r}$$

$$dS = dh * dl$$

$$d\Omega = \frac{dS}{r^2} \sin \varphi_3$$

Donde $d\Omega$ es el ángulo sólido subtendido por el área dS en un punto P. El ángulo entre el vector "r" y la superficie elemental es φ_3 .

$$dH_z = \frac{1}{4\pi} \frac{iN}{h} \frac{dh dl}{r^2} \frac{y}{\sqrt{y^2 + z^2}} \frac{\sqrt{y^2 + z^2}}{r} = \frac{iN}{h} \frac{d\Omega}{4\pi}, \quad (10)$$

Ecuación 3.6

El campo magnético de todas las bobinas es proporcional a la suma de los ángulos sólidos elementales, subtendidos por las áreas elementales dS en el punto P

$$H_z = \frac{iN}{h} \frac{1}{4\pi} \int_S d\Omega, \quad \int_S d\Omega = \frac{S}{r^2} \sin \varphi_3 = \frac{hl}{r^2} \frac{y}{r}. \quad (11)$$

Ecuación 3.7

En el plano horizontal, el campo magnético se calcula mediante (11). El punto de medición P (Ilustración 3.3) está en $h_{mat} = 1,8$ m de altura (nivel de la cabeza humana). La trayectoria de medición es perpendicular al eje x ($\varphi_3 = 90$, $\sin \varphi_3 = 1$). Por lo tanto:

$$H_z = \frac{I \cdot N \cdot \Omega}{h \cdot 4\pi} = \frac{I \cdot N \cdot S}{h \cdot 4\pi \cdot r^2}, \quad (20)$$

Ecuación 3.8

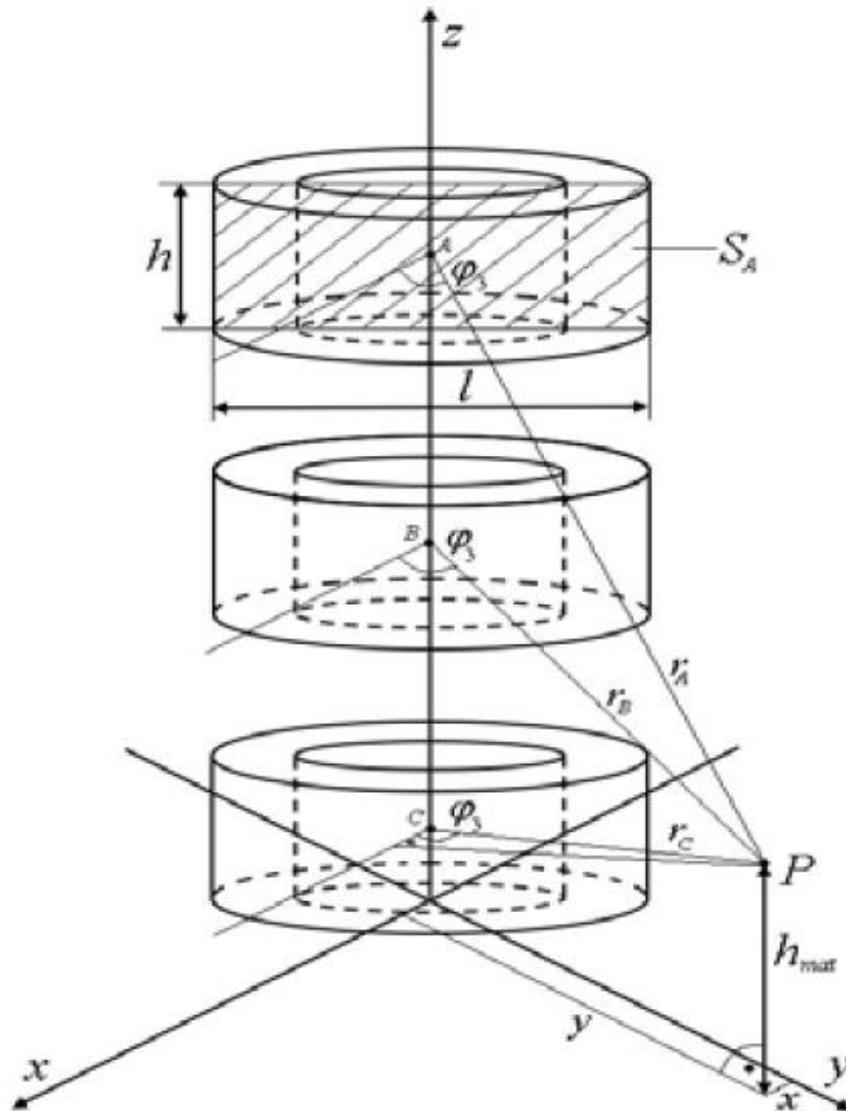


Ilustración 3. 3 Arreglo Vertical de Reactores.

Con lo anteriormente explicado, se realizaron los cálculos para determinar de forma analítica la afectación del campo magnético que generaría el arreglo de reactores (ver Ilustración 3.3) que son de interés para esta investigación.

Tomando como referencia los datos de un reactor modelo, para realizar los cálculos de distancias magnéticas para reactores con núcleos de aire la tabla 3.1 muestra los datos:

Descripción	Datos
Radio exterior [m]	0.8
Radio interior [m]	0.5
Diámetro del conductor [m]	0.0024
Capas	6
Vueltas por capas	13
Alto de reactor [m]	0.66
Corriente Nominal [A]	125
Voltaje [kV]	23
Reactancia [ohm]	8

Tabla 3.1 Datos de Reactor Modelo.

Para el arreglo de la figura 6, tenemos que tomar las consideraciones siguientes:

$$z_A = 2.55 \text{ m}; z_B = 1.44; z_C = 0.33$$

$$r_C = \sqrt{x^2 + (h_{mat} - z_C)^2}$$

$$r_B = \sqrt{x^2 + (h_{mat} - z_B)^2}$$

$$r_A = \sqrt{x^2 + (z_A - h_{mat})^2}$$

$$S_A = 0.66 \times 0.8 = 0.528 \text{ m}^2$$

Ahora presentamos la tabla 3.2 que presentan los datos de flujo de campo magnético B en el eje vertical entre los reactores colocados de forma vertical a partir de una distancia de 5 m, cuya separación entre reactores es de 0.2 m; modelando el flujo de campo magnético en el eje vertical:

X[m]	rC	rB	rA	Hzc	Hzb	Hza	Hzt [A/m]	Bzt [μ T]
0	1.470	0.360	0.750	1871.086	31197.760	7187.964	32069.737	40.4E-3
0.2	1.484	0.412	0.776	1837.080	23839.798	6710.755	24834.352	31.3E-3
0.4	1.523	0.538	0.850	1742.096	13961.429	5596.166	15141.779	19.1E-3
0.6	1.588	0.700	0.960	1603.883	8258.231	4382.905	9485.814	12.0E-3
0.8	1.674	0.877	1.097	1443.547	5253.677	3362.353	6402.372	8.1E-3
1	1.778	1.063	1.250	1279.139	3579.346	2587.667	4598.254	5.8E-3
1.2	1.898	1.253	1.415	1122.839	2575.962	2019.091	3460.213	4.4E-3
1.4	2.030	1.446	1.588	981.152	1934.930	1602.866	2697.368	3.4E-3
1.6	2.173	1.640	1.767	856.453	1503.283	1294.869	2161.032	2.7E-3
1.8	2.324	1.836	1.950	748.621	1199.914	1063.308	1769.421	2.2E-3
2	2.482	2.032	2.136	656.273	979.085	886.187	1474.662	1.9E-3
2.2	2.646	2.229	2.324	577.530	813.593	748.400	1247.227	1.6E-3
2.4	2.814	2.427	2.514	510.451	686.503	639.499	1068.085	1.3E-3
2.6	2.987	2.625	2.706	453.231	586.860	552.165	924.505	1.2E-3
2.8	3.162	2.823	2.899	404.287	507.332	481.194	807.701	1.0E-3
3	3.341	3.022	3.092	362.267	442.870	422.821	711.442	896.4E-6
3.2	3.521	3.220	3.287	326.043	389.912	374.286	631.210	795.3E-6
3.4	3.704	3.419	3.482	294.677	345.883	333.531	563.660	710.2E-6
3.6	3.889	3.618	3.677	267.393	308.889	299.000	506.273	637.9E-6
3.8	4.074	3.817	3.873	243.555	277.511	269.504	457.126	576.0E-6
4	4.262	4.016	4.070	222.634	250.671	244.120	414.724	522.6E-6
4.2	4.450	4.215	4.266	204.194	227.536	222.125	377.899	476.2E-6
4.4	4.639	4.415	4.463	187.875	207.456	202.948	345.720	435.6E-6
4.6	4.829	4.614	4.661	173.374	189.916	186.131	317.445	400.0E-6
4.8	5.020	4.813	4.858	160.440	174.506	171.305	292.470	368.5E-6
5	5.212	5.013	5.056	148.862	160.895	158.170	270.305	340.6E-6

Tabla 3.2 Resultados Obtenidos para el Cálculo de las Distancias Magnéticas de un Arreglo Vertical de Reactores Limitadores.

Con estos datos obtenidos podemos determinar a través de estándares internacionales los niveles de afectación del campo magnético producido del arreglo en vertical de reactores y las distancias apropiadas para que puedan operar a plenitud en espacios públicos, cabe resaltar que estos datos obtenidos fueron a través de un análisis geométrico debido a la ley de Bio Savart, por lo que no involucramos medidas constructivas que un fabricante maneje para reducir aún más la afectación de las líneas de campo al exterior con respecto a la distancia. La grafica mostrada a continuación nos muestra el comportamiento potencial de la densidad del campo magnético en función de la distancia, que fue obtenida con los datos anteriores de la tabla 3.2:

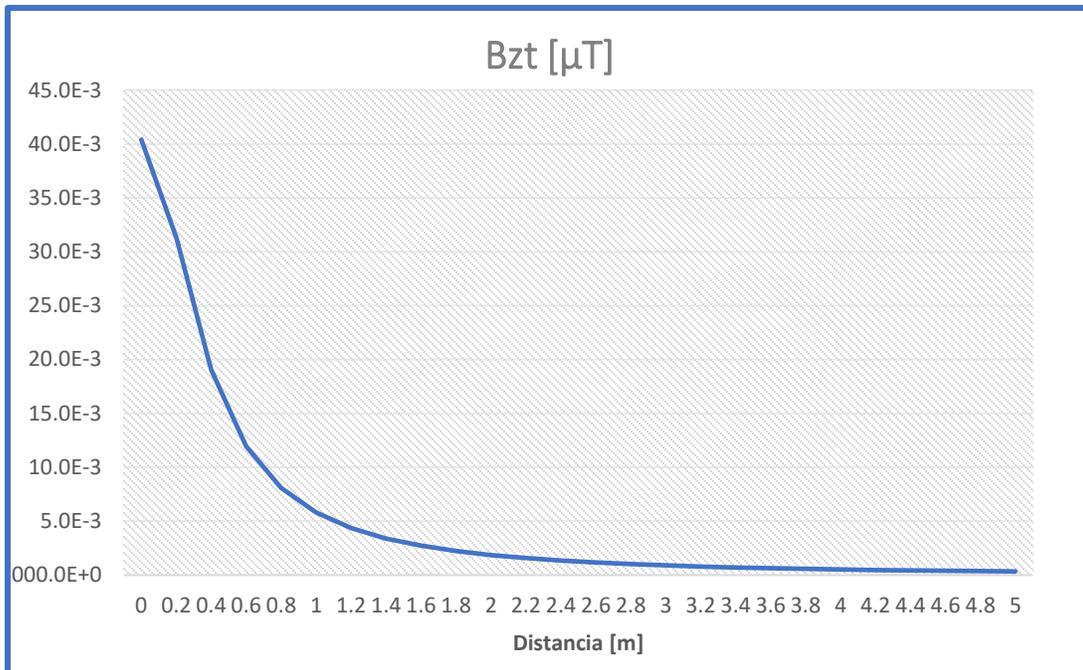


Ilustración 3. 4 Comportamiento de la Densidad de Flujo B, con respecto a la distancia.

Como podemos observar en la gráfica nos muestra el comportamiento de este modelo el cual es una exponencial decreciente, ya que este arreglo sirve para controlar el nivel del campo magnético, ya que los reactores se colocan uno encima del otro, de forma que los momentos de dipolo de los reactores son opuestos, constituyen un cuadrípulo, como resultado el campo magnético se repele y varía con la distancia entre reactores. Podemos ver que el campo magnético disminuye a medida la distancia aumenta, la ecuación que modela este comportamiento tiene un grado de exactitud del 99%.

Con los datos obtenidos en la tabla 3.2 y lo que se puede observar en la gráfica de la ilustración 3.4, para una distancia de separación entre reactores de 0.2 m entre ellos para nivel de afectación público tiene que estar a una distancia aproximada de 3.2 m, ya que a esa distancia tenemos un valor de densidad de campo de 795.3 μT , y para el nivel público según el estándar de la ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) tiene que ser menor a los 833 μT , que al iterar con valores dentro de ese rango para llegar o lo establecido por esta entidad serían aproximadamente 3.13 m el rango máximo para que una persona u objeto magnético pueda acercarse o colocarse del arreglo de reactores.

3.2 Simulación del estudio de campo magnético

En la ilustración 3.5 se muestra el arreglo de reactores de forma vertical, en este caso se considera que los reactores limitadores de corriente se instalaran a partir del piso, y se mide la densidad de campo magnético a una altura de 1.8m así como lo muestra dicha figura.

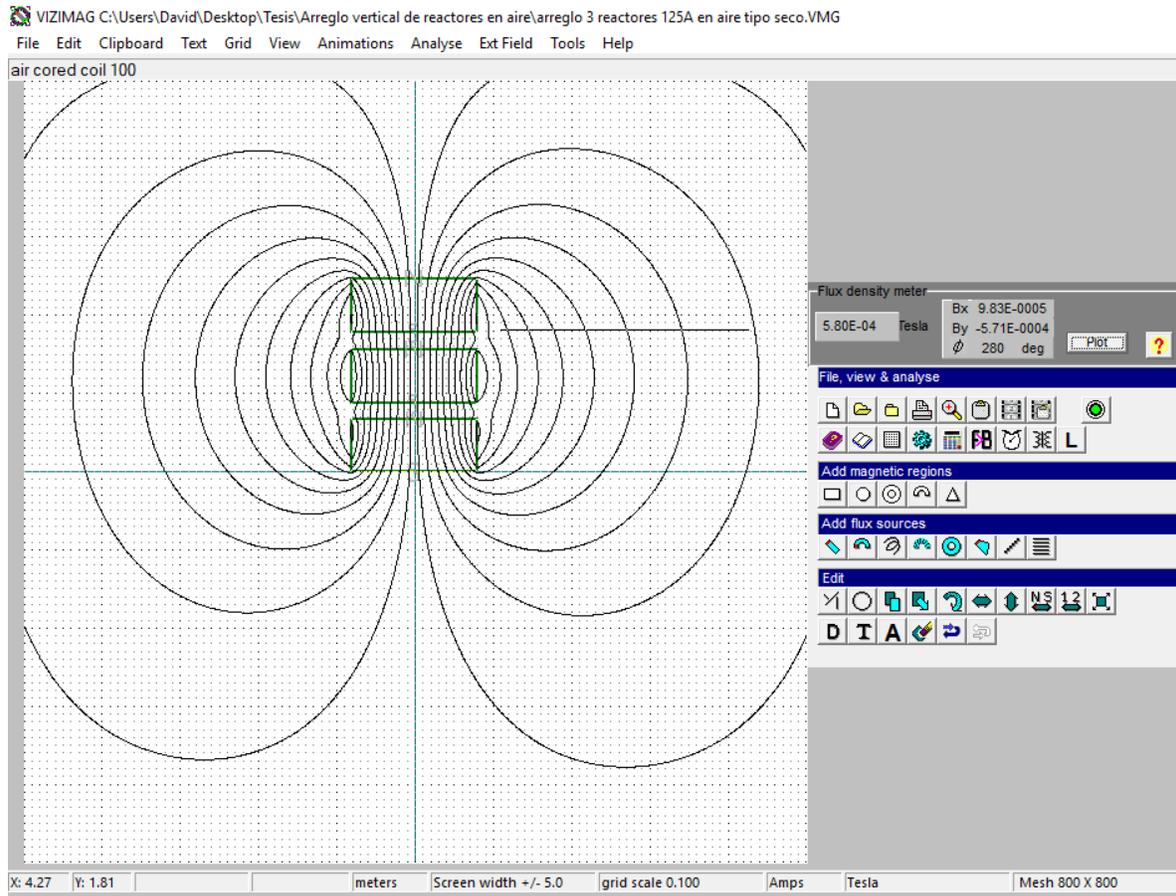


Ilustración 3.5 Medición de la densidad de campo magnético a 1.8m

Dicha medición se realiza alejándose de manera horizontal del arreglo de reactores, la tabla 3.3 nos muestra valores de campos magnéticos, se utilizará la recomendación de ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection), el cual es una entidad reconocida a nivel mundial, de esta manera se establece el límite de distancia a la que una persona puede estar sometida con un valor de campo magnético de 833uT lo que es para un espacio público.

Estándar	Comentario	Gaus	Teslas	μTeslas
international commission on Non Ionizing Radiation Protection, 1998	ocupacional	4,1677	4,17E-03	4167,7
	público	0,8333	8,33E-04	833,3
European Prestandar ENV 50166-1 (1995)[6]	ocupacional	1,33333	1,33E-03	1333,33
	público	5,3333	5,33E-03	5333,3
Intenational Radiation Protection Association(IRPA)	ocupacional	5	5,00E-03	5000
	público	1	1,00E-03	1000
(national Resources Planning Board) NRPB Reino Unido [7]	ocupacional	16	1,60E-02	16000
	público	16	1,60E-02	16000
American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)[8]	ocupacional	10	1,00E-02	10000

Tabla 3.3 Estándares que rigen exposición de campo magnético ocupacional y público.

En la ilustración 3.6 se muestra la variación del campo magnético conforme a la distancia horizontal a una altura de 1.8m, con seguridad se establece que para 833uT lo más cerca que puede estar la persona es de 3.1m. De esta forma se tendría que delimitar el área a esa distancia.

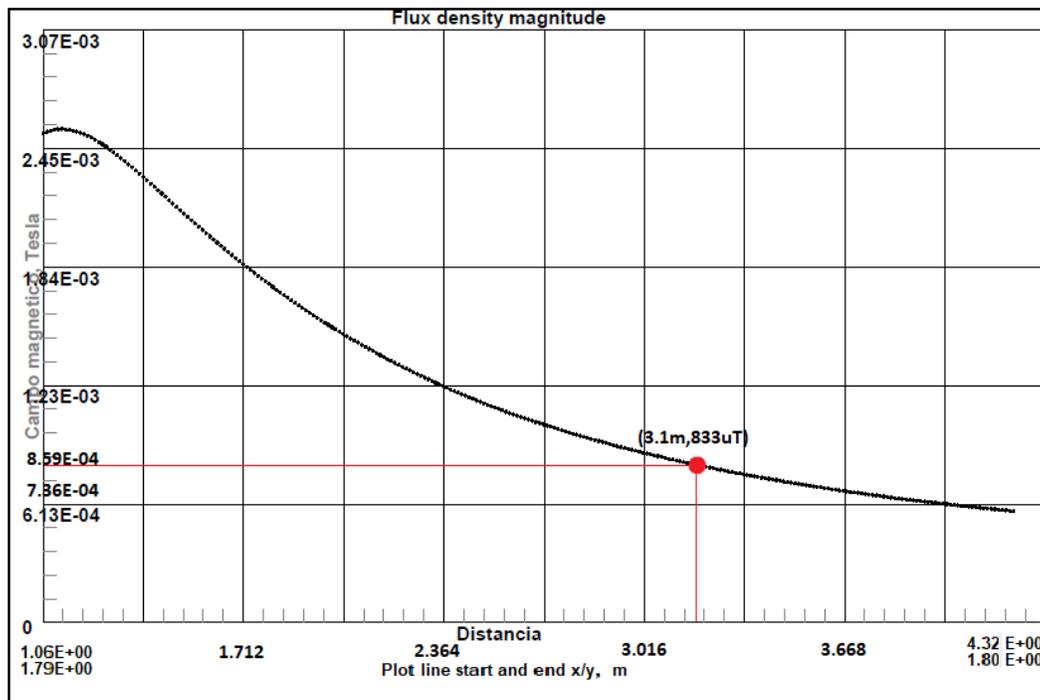


Ilustración 3. 6 Densidad de campo magnético vs distancia

De esta manera se garantiza la seguridad de las personas a tales magnitudes de campo.

Para obtener una ecuación que trace una curva de aproximación se aplica regresión exponencial, se extraen los datos del programa Vizimag con la herramienta densidad de flujo, y se tabulan en Excel. Esto se muestra en la ilustración 3.7 con la expresión matemática que describe dicha curva.

Distancia [m]	B [T]
0	6790.0E-6
0.2	6860.0E-6
0.4	6980.0E-6
0.6	7020.0E-6
0.8	5010.0E-6
1	2570.0E-6
1.2	2410.0E-6
1.4	2160.0E-6
1.6	1900.0E-6
1.8	1640.0E-6
2	1460.0E-6
2.2	1290.0E-6
2.4	1170.0E-6
2.6	1060.0E-6
2.8	957.0E-6
3	882.0E-6
3.2	809.0E-6
3.4	754.0E-6
3.6	701.0E-6
3.8	658.0E-6
4	623.0E-6

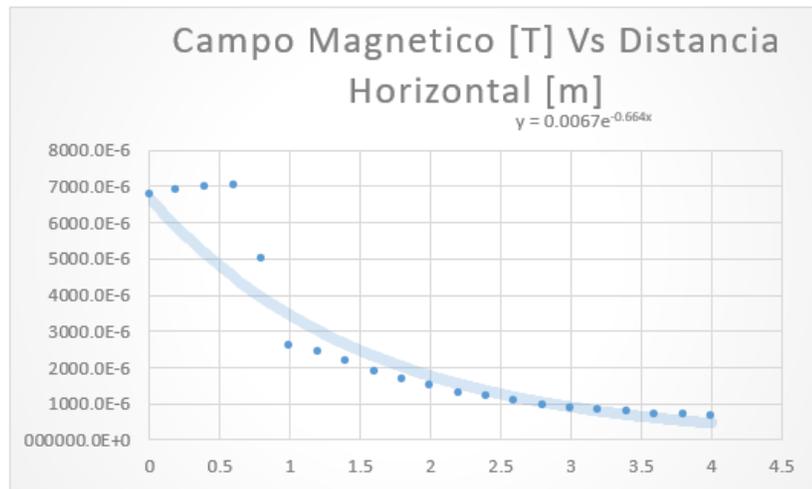


Ilustración 3. 7 Curva de aproximación y ecuación de aproximación.

- **Alternativa de instalación de reactores.**

Con el análisis de campo anterior se tiene que delimitar la zona a 3.1m a la redonda para ofrecer seguridad a las personas, pero esta área se podría reducir significativamente montando el arreglo en una estructura y aumentando su altura de instalación.

Es por eso que con el simulador de campo magnético Vizimag nos centramos en el reactor y se aleja de forma vertical hasta llegar a un punto de campo magnético que este por debajo de 833uT según la recomendación de la tabla 3.4. En la ilustración 3.8 se muestra que la medición se realizó a 1.75m por debajo del reactor.

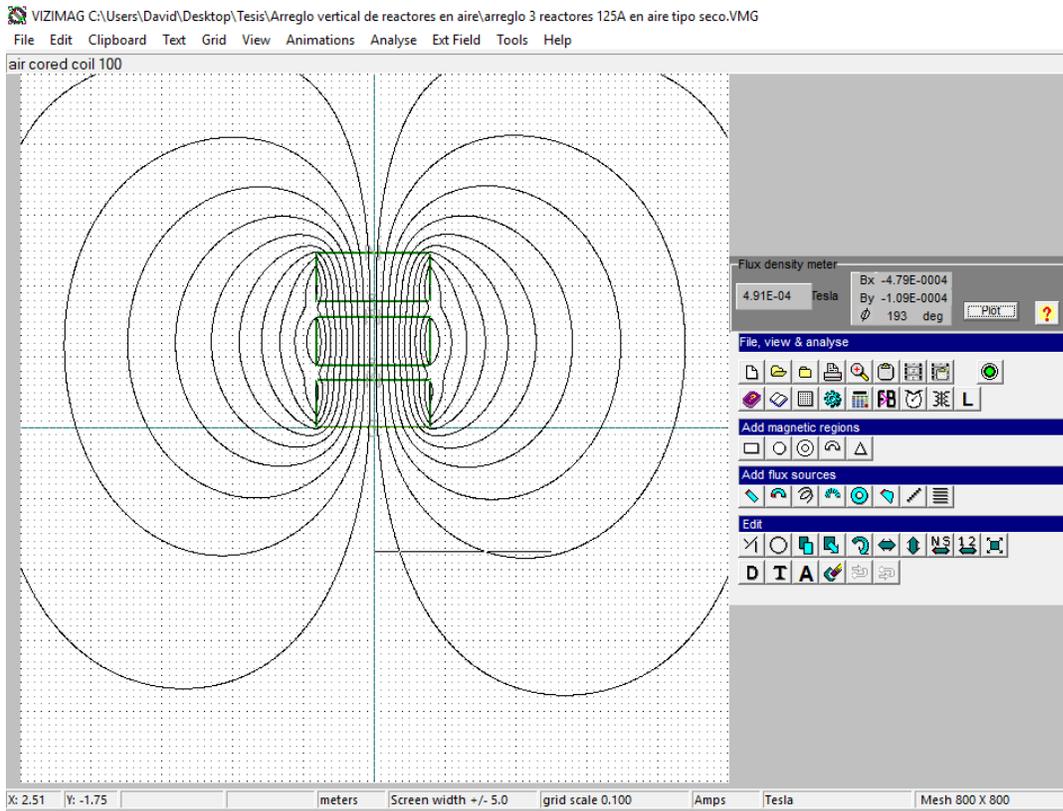


Ilustración 3. 8 Medición de campo magnético a 1.75m por debajo del reactor

La ilustración 3.9 muestra la variación del campo magnético conforme a una distancia vertical de 1.75m, de esta manera en dicho punto, con seguridad se establece que para esa distancia en el plano horizontal el campo magnético siempre estará por debajo de 833uT.

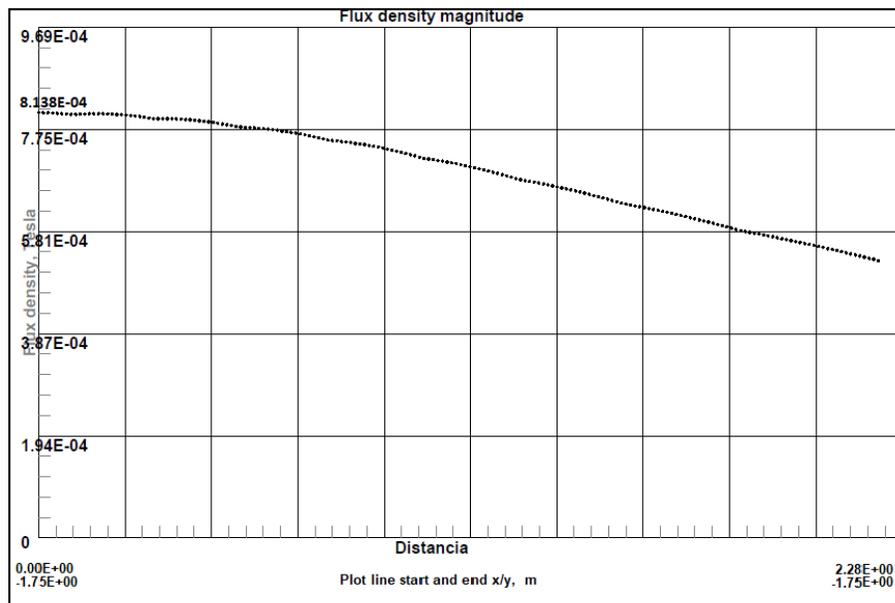


Ilustración 3. 9 Medición de campo a 1.75m por debajo del arreglo de los reactores en el plano horizontal.

De igual manera en la ilustración 3.10 se muestra la variación de campo conforme al plano vertical. Se observa que para tener un valor de 833uT se debe tener una distancia vertical de 1.75m a partir del reactor.

De esta manera se puede dejar el área sin restricción, pero siempre es necesario delimitar la zona donde operaran los reactores, por lo menos a 1m de distancia a la redonda.

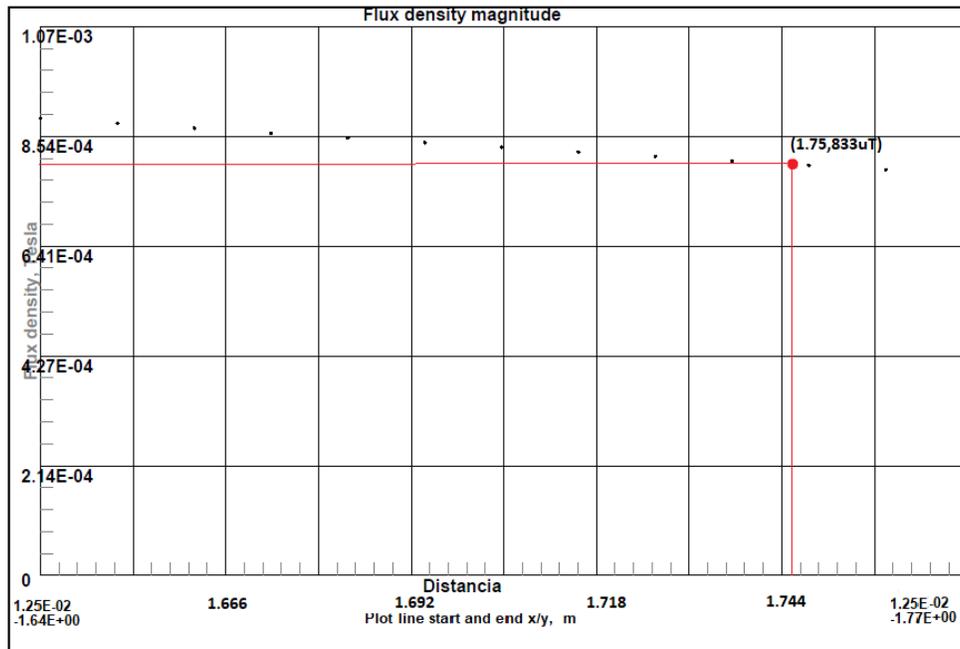


Ilustración 3. 10 Variación de campo magnético en forma vertical.

Consideraciones:

Se ha realizado la medición de campo magnético a 1.75m por debajo del arreglo de reactores, sin embargo, hay que considerar cierta altura de las personas, lo ideal es 1.8m por lo que se tendría que colocar una estructura de 3.6m a partir del piso y luego el montaje de los reactores.

Se debe contemplar una red de tierra ⁸ para la descarga de los apartarrayos, una base de concreto para colocar la estructura y contemplar la instalación de los apartarrayos y cuchillas de bypass.

El fabricante proporcionará estudios de campo magnéticos correspondientes al producto ofertado, por lo que estas dimensiones cambiarán.

⁸ Estimación de red de tierra en anexo 7

3.3 Otras opciones de instalación

Reactor rotado 90°

En la ilustración 3.11 se muestra la colocación de los reactores, nótese que el reactor que está en medio se ha rotado 90° en sentido de las agujas de reloj, con esto se estudia la influencia que tiene la posición de los reactores. Desde ahí se parte para realizar una medición vertical, así como lo muestra dicha figura.

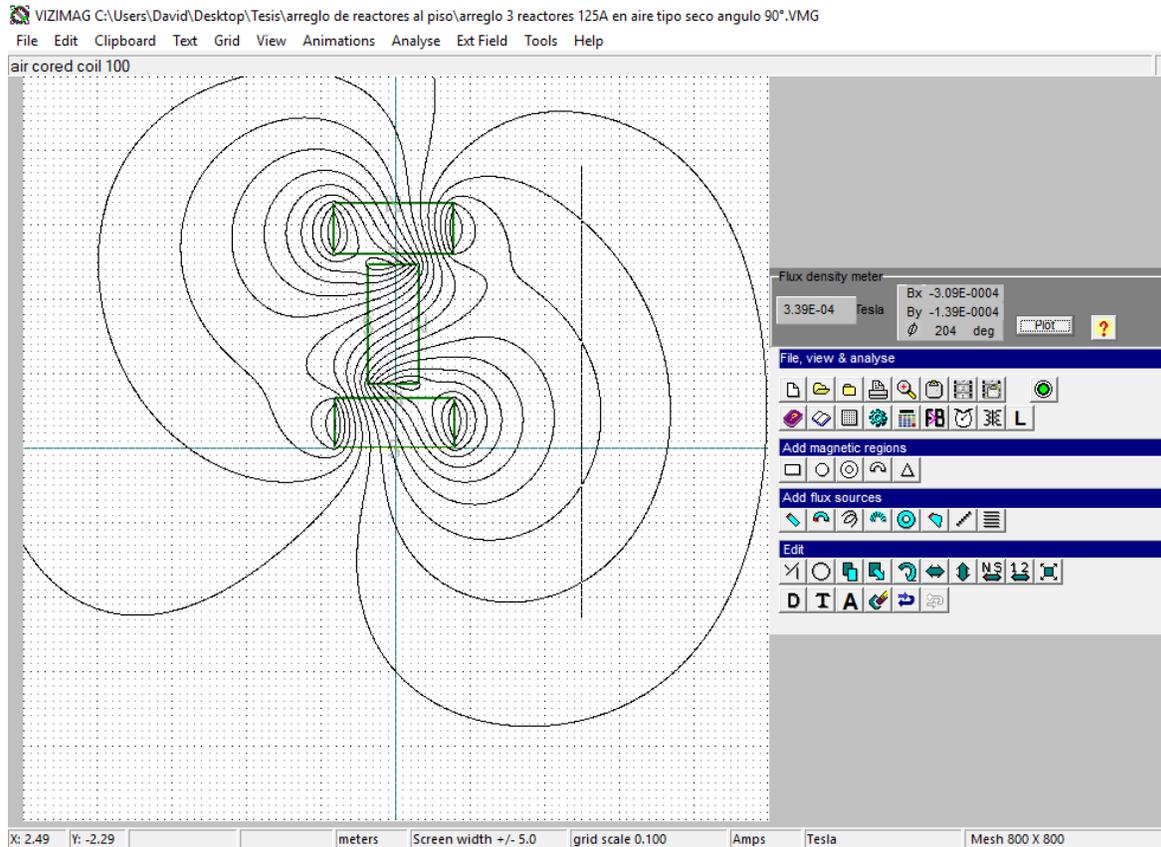


Ilustración 3. 11 Reactor rotado 90° en sentido de las agujas de reloj.

En la ilustración 3.12 se hace una medición de campo vertical, a una distancia horizontal de 2.50m, en dicha curva se observa que en todo momento el valor del campo magnético está por debajo de los 833uT, por lo que a esa distancia se debería delimitar la zona para que las personas transiten en un lugar seguro.

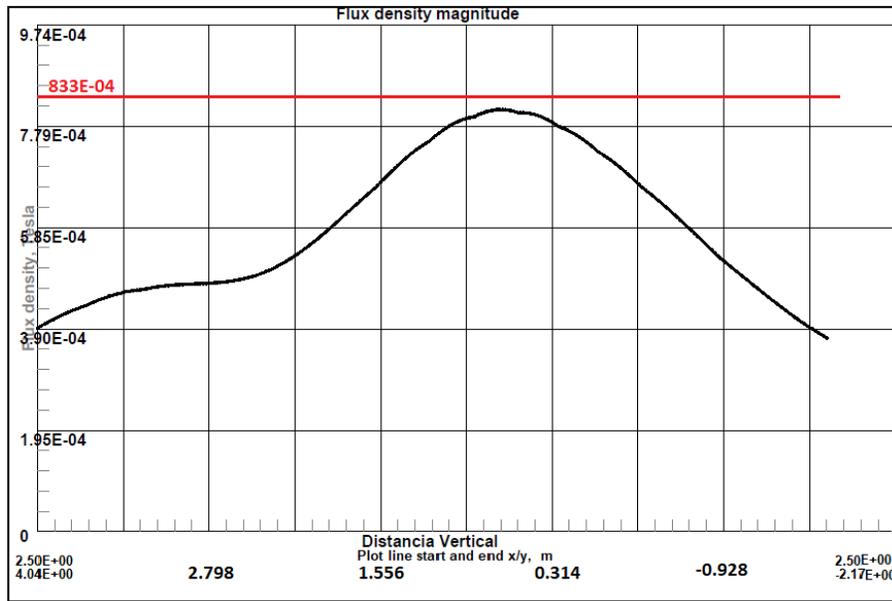


Ilustración 3. 12 Campo Vertical a una distancia horizontal de 2.5m

En la ilustración 3.13 se observa el lugar donde está la mayor concentración de la densidad de campo magnético, a partir de ahí se realiza la medición de la densidad de campo magnético a partir de la distancia horizontal, tal y como se muestra en dicha figura.

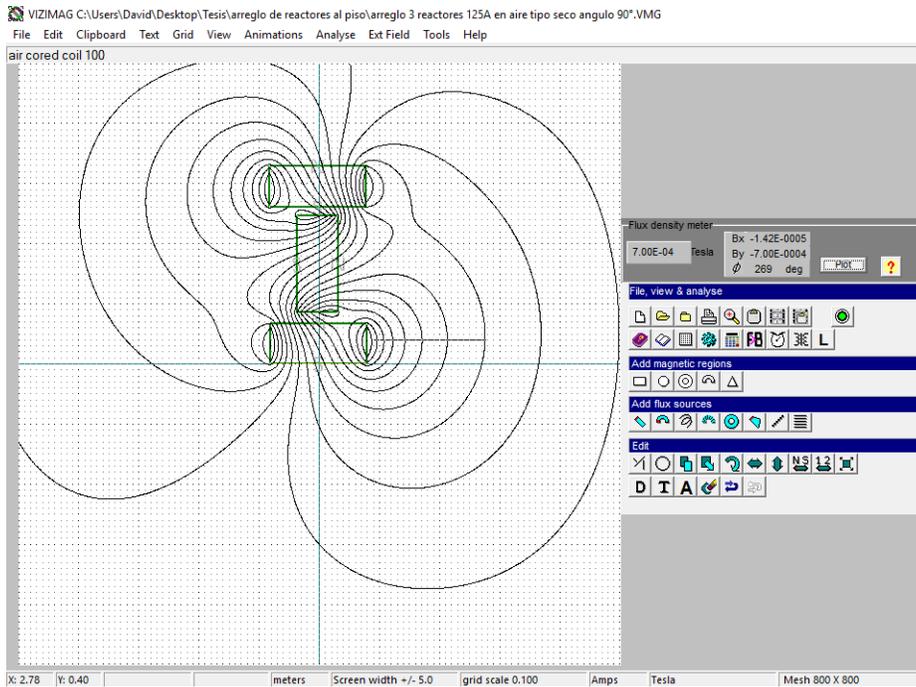


Ilustración 3. 13 Medición de campo magnético en distancia horizontal

En la ilustración 3.14 se muestra la curva de campo magnético en distancia horizontal, nótese que a una distancia de 2.44m el campo magnético empieza a estar por debajo de 833uT que es lo máximo permitido que el público puede estar expuesto.

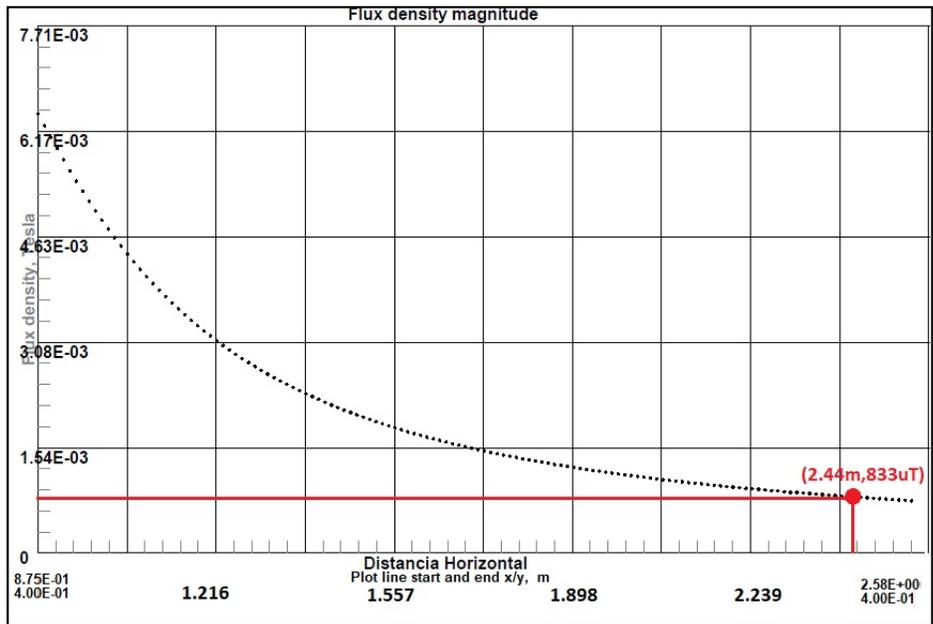


Ilustración 3. 14 Curva de densidad de campo magnético Vs distancia horizontal

Nuevamente se obtiene una ecuación que trace una curva de aproximación, se aplica regresión exponencial, se extraen los datos del programa Vizimag con la herramienta densidad de flujo, y se tabulan en Excel por lo que nos arroja la ilustración 3.15 con la expresión matemática que describe dicha curva.

Distancia [m]	B [T]
0	4480.0E-6
0.2	3750.0E-6
0.4	3400.0E-6
0.6	4850.0E-6
0.8	7480.0E-6
1	5000.0E-6
1.2	3240.0E-6
1.4	2370.0E-6
1.6	1810.0E-6
1.8	1420.0E-6
2	1190.0E-6
2.2	996.0E-6
2.4	872.0E-6
2.6	770.0E-6
2.8	686.0E-6
3	627.0E-6
3.2	573.0E-6
3.4	533.0E-6
3.6	496.0E-6
3.8	466.0E-6
4	442.0E-6

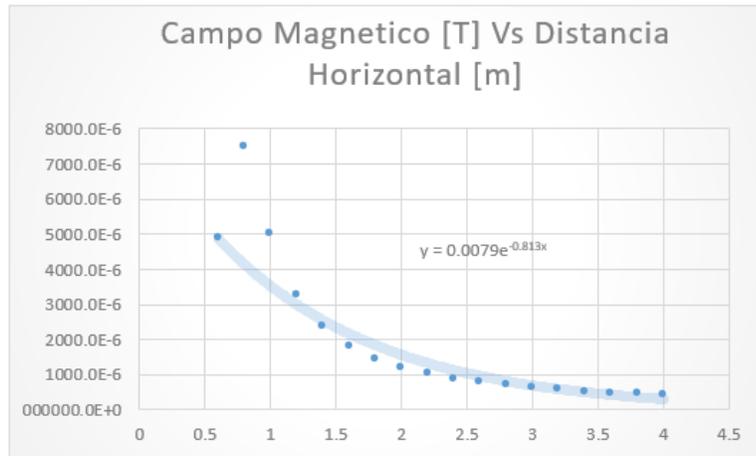


Ilustración 3. 15 Curva de aproximación y ecuación de aproximación

Reactor rotado 180°

En la ilustración 3.16 se muestra la colocación de los reactores, nótese que el reactor que está en medio se ha rotado 180°, con esto se estudia la influencia que tiene la posición de los reactores. Desde ahí se parte para realizar una medición vertical y horizontal, así como lo muestra dicha figura.

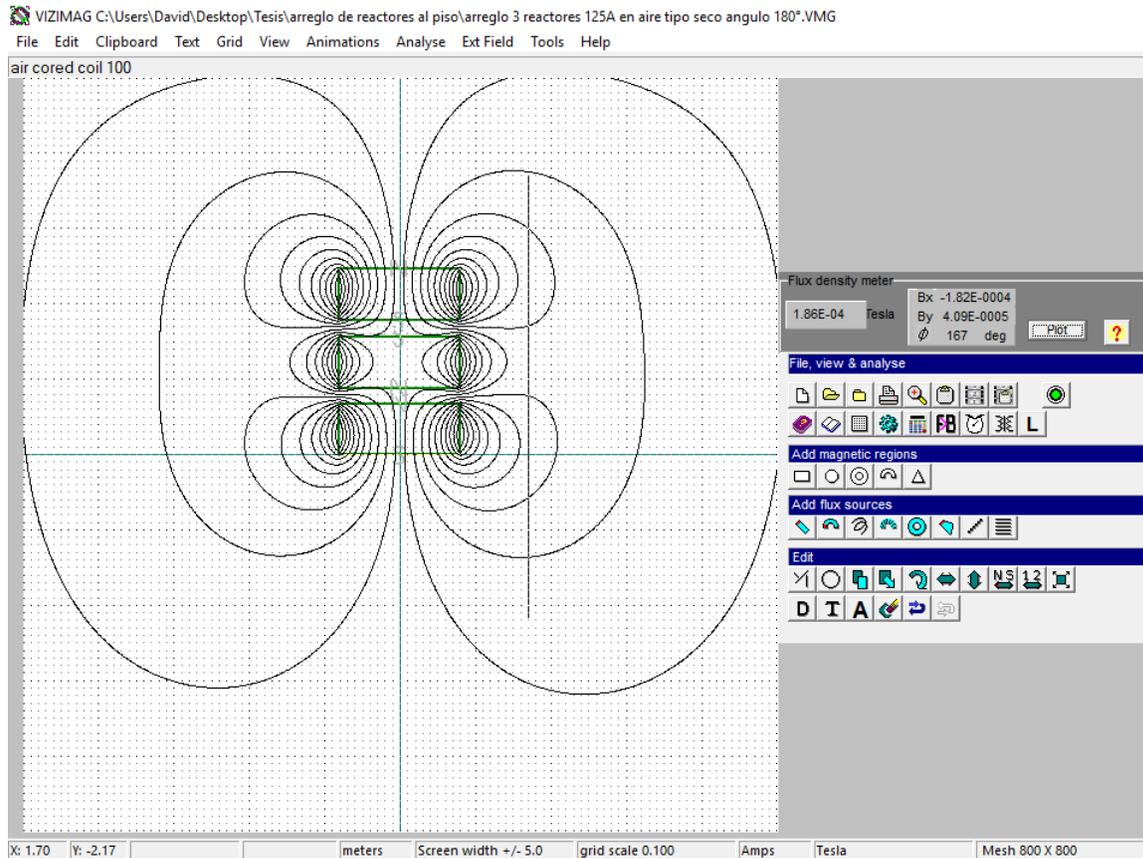


Ilustración 3. 16 Reactor rotado 180°.

En la ilustración 3.17 se hace una medición de campo vertical, a una distancia horizontal de 1.7m, en dicha curva se observa que en todo momento el valor del campo magnético está por debajo de los 833uT, por lo que a esa distancia se debería delimitar la zona para que las personas transiten en un lugar seguro.

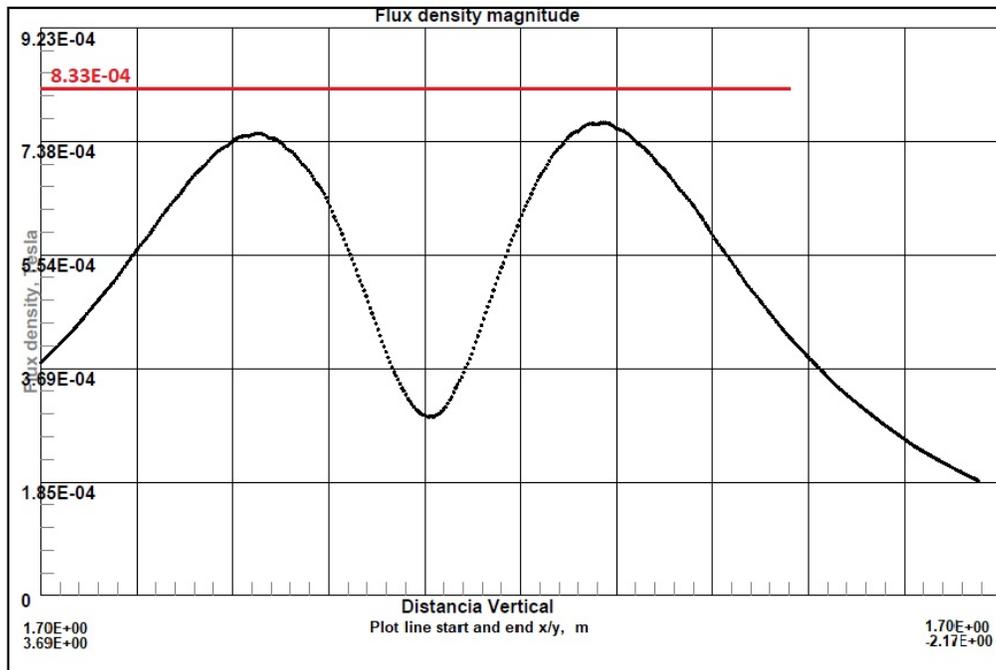


Ilustración 3. 17 Campo Vertical a una distancia horizontal de 1.7m

En la ilustración 3.18 se observa el lugar donde está la mayor concentración de la densidad de campo magnético, a partir de ahí se realiza la medición de la densidad de campo magnético a partir de la distancia horizontal, tal y como se muestra en dicha figura.

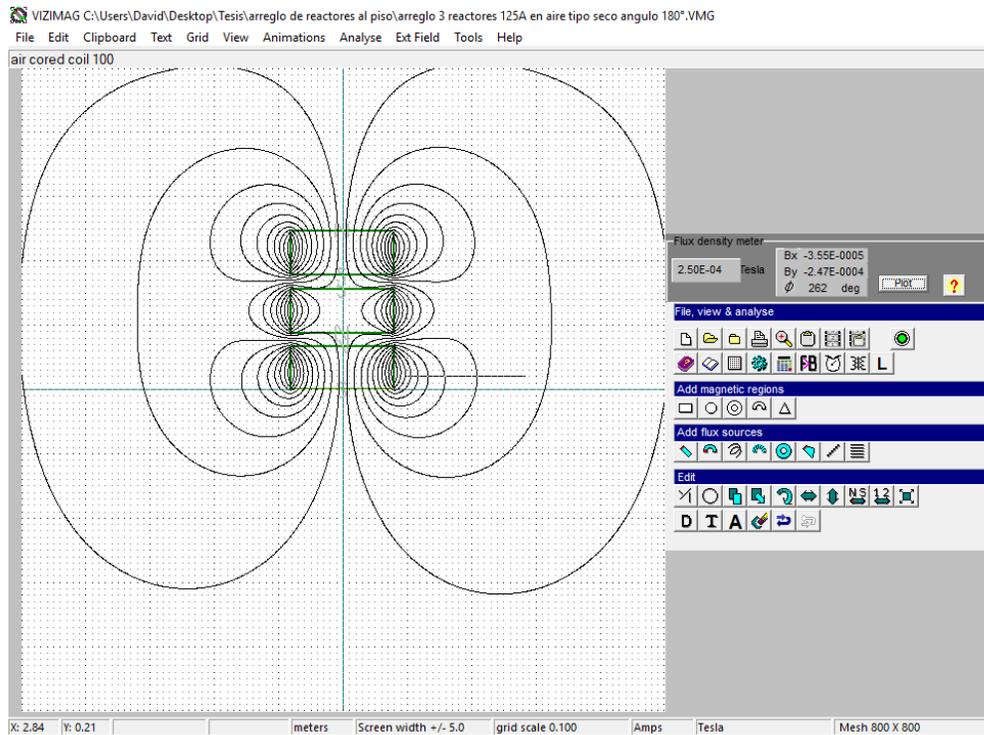


Ilustración 3. 18 Medición de campo magnético en distancia horizontal

En la ilustración 3.119 se muestra la curva de campo magnético en distancia horizontal, nótese que a una distancia de 1.64m el campo magnético empieza a estar por debajo de 833uT que es lo máximo permitido que el público puede estar expuesto.

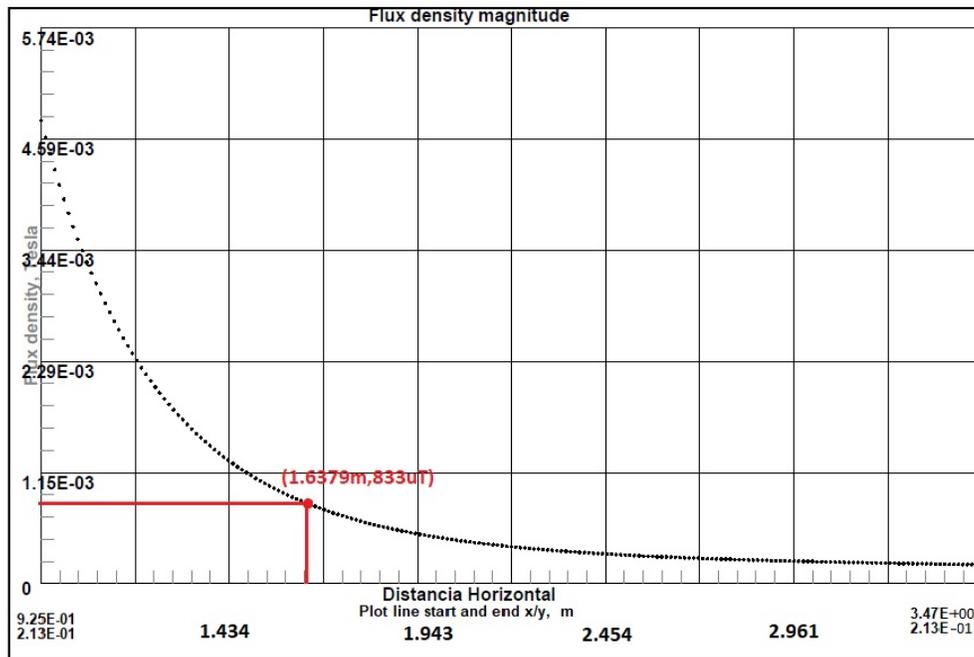


Ilustración 3. 19 Curva de densidad de campo magnético Vs distancia horizontal

Nuevamente se obtiene una ecuación que trace una curva de aproximación, se aplica regresión exponencial, se extraen los datos del programa Vizimag con la herramienta densidad de flujo, y se tabulan en Excel. Esto se muestra en la ilustración 3.20 con la expresión matemática que describe dicha curva.

Distancia [m]	B [T]
0	2680.0E-6
0.2	2910.0E-6
0.4	3670.0E-6
0.6	5290.0E-6
0.8	7010.0E-6
1	4000.0E-6
1.2	2250.0E-6
1.4	1430.0E-6
1.6	937.0E-6
1.8	645.0E-6
2	494.0E-6
2.2	388.0E-6
2.4	326.0E-6
2.6	286.0E-6

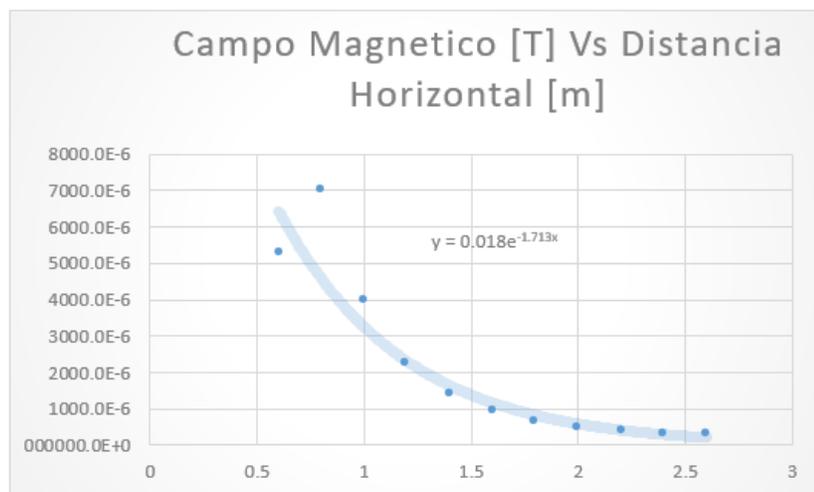


Ilustración 3. 20 Curva de aproximación y ecuación de aproximación

3.4 Aspectos de Diseño y Montaje de Reactores Limitadores de Corriente

3.4.1 Especificaciones de Reactores

Las especificaciones que se presentan a continuación son de aplicación para el diseño, para la fabricación y pueden ser utilizados en ensayos de los reactores de compensación de reactiva incluyendo algunos equipos auxiliares para su funcionamiento. Los reactores y los accesorios necesarios son diseñados según normas y recomendaciones particulares. Por ejemplo, normas IRAM, IEC, ANSI, ASTM y NEMA. Los reactores se suministran según los detalles indicados en los esquemas unifilares, plantas y cortes. Los reactores completos, con todo el material necesario para su correcto funcionamiento y para el cumplimiento integral de las finalidades previstas según el proyecto, las presentes especificaciones técnicas particulares, las planillas de datos técnicos garantizados. Se menciona únicamente especificaciones para reactores con núcleo de aire.

1. Cantidad de reactores: 3 por cada punto de entrega, en total son 9.
2. Normas de diseño de fabricación: ANSI/IEEE.
3. Tipo de reactor: Blindado tipo seco con Núcleo de aire.
4. Número de fases: Banco vertical compuesto Por tres reactores monofásicos.
5. Elevación máxima de temperatura: Punto más caliente (40°C, IEEE Std. c57.16-1996)
6. Tipo de servicio: Intemperie.
7. Conexión: Limitador de corriente.
8. Voltaje nominal: 23 kV
9. Frecuencia nominal: 60 Hz
10. Corriente nominal (térmica a 10 s): 5.43 kA
11. Corriente de régimen continuo: 130 A
12. Potencia nominal: Monofásica: 1.7 MVA
Trifásica: 3.9 MVA
13. Reactancias de característica lineal a Voltaje nominal: 8 ohm
14. Tipo de núcleo: De aire.
15. Lugar a conectarse: Directamente a las barras de alto voltaje.
16. Nivel de aislamiento: 300 kVpico
17. Tipo de enfriamiento: Natural
18. Altura sobre el nivel mar: 658 m
- 19 Tolerancia máxima admisible de valor de reactancia: 3%

Se deben considerar todos los equipos y los accesorios que los reactores necesitan para su buen funcionamiento por eso en las siguientes líneas se mencionan los accesorios necesarios.

Accesorios requeridos:

- Pararrayos
- Pasa tapas (Bushings)
- Terminales conectores.
- Transformadores de corriente (opcional)
- Relé de protección para el reactor
- Relé de bajo voltaje para el reactor
- Cuchillas de bypass
- Gabinete de control (opcional)

Si el reactor es con núcleo de aire sumergido en aceite:

- Indicador del nivel de aceite
- Termómetro de aceite
- Dispositivo de alivio de presión
- Válvula de drenaje, muestreo, filtro y vació
- Cuba y tapa
- Placa de conexión a tierra del tanque
- Tuberías y sus accesorios
- Sistema de conservación de aceite
- Relé buchholz-antisísmico
- Aceite aislante

3.4.2 Distancias en instalación de reactores.

Debido al campo magnético generado el cual puede ser perjudicial para el público, existen distancias que se deben respetar y que deben tenerse en cuenta prioritariamente a la hora de hacer el diseño e instalación de los reactores.

Este apartado estaba enfocado a eso y ya se han obtenido distancias mínimas a respetar según la configuración de los reactores consideradas. Pero toda esta información es y debe ser provista por el fabricante. Por ejemplo, un fabricante provee de forma muy general la siguiente información en cuanto a reactores limitadores:

Distancia magnética

Las distancias mínimas a las partes metálicas, y entre bobinas, deben mantenerse como se indica en las Ilustraciones 3.21 y 3.22. Los valores mostrados son sólo pautas. Cada diseño específico del reactor especificará los requisitos de la separación magnética.

Es responsabilidad del usuario considerar estas distancias mínimas, especialmente si el refuerzo de acero en cimientos de hormigón o pisos, o acero estructural está involucrado en el diseño del edificio o estación. Es importante, incluso fuera de estas distancias magnéticas mínimas, evitar bucles eléctricos cerrados con partes metálicas.

Si es necesario, los soportes de extensión no magnéticos pueden ser suministrados por fabricante para mantener el juego magnético necesario por debajo del reactor. El fabricante puede proporcionar detalles adicionales sobre los requisitos de espacio y el diseño recomendado de acero de refuerzo (barras de refuerzo), si se solicita.

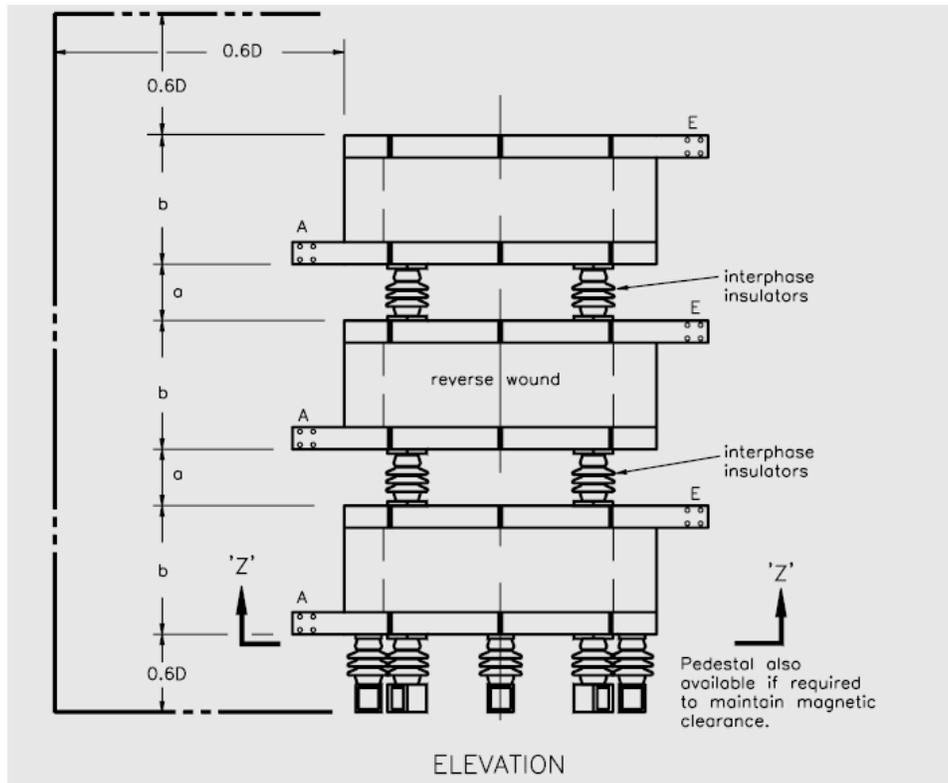


Ilustración 3. 21 Distancias en instalación.

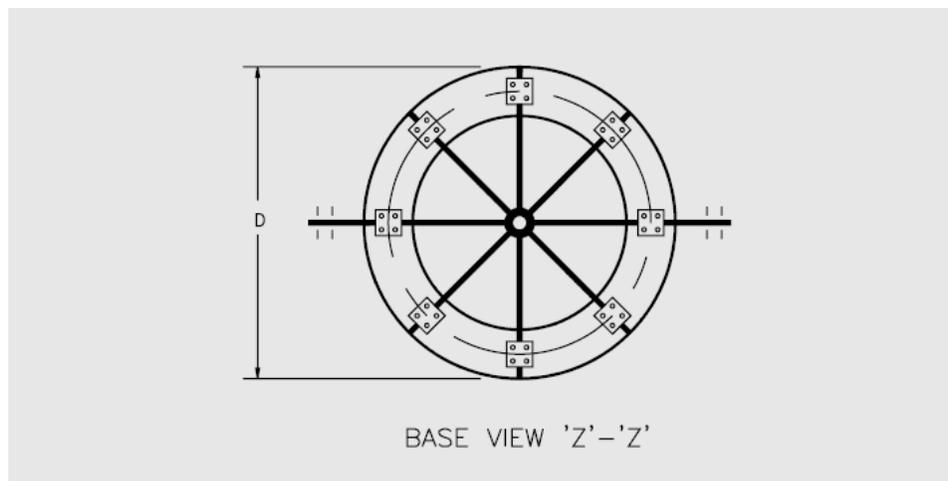


Ilustración 3. 22 Apilamiento trifásico de los reactores.

Generalmente, los reactores de núcleo de aire, de tipo seco pueden instalarse en configuraciones apiladas vertical o lateralmente, y frecuentemente se agregan a las subestaciones

existentes o lugares donde existan limitaciones de espacio. El fabricante puede diseñar reactores con dimensiones optimizadas, para satisfacer los requisitos de espacio limitado.

El montaje de la instalación es mínimo y normalmente sólo requiere que los soportes y los aisladores estén atornillados a la bobina principal. Las instrucciones de instalación se proporcionan con cada orden del reactor.

El fabricante tiene que tener en cuenta todos los aspectos de la instalación del reactor. Estos incluyen requisitos de ventilación, soportes de reactores, conexiones y arreglos de barra colectora. También puede proporcionar información sobre:

- Análisis de la distribución del campo magnético para el montaje de almohadillas y cimentaciones, redes de puesta a tierra, cercas y estructuras adyacentes
- Cálculos de fuerza en instalaciones de bobinas adyacentes, conexiones de bus y cable Instalación
- Análisis sísmico de conjuntos enteros de reactores, incluidos los aisladores de soporte y los pedestales de montaje, cuando se suministran.

En Anexo 8 se presenta un esquema de montaje preliminar, el montaje real irá acorde a las especificaciones y recomendaciones del fabricante.

Apartado 4

Mantenimiento Preventivo y otros efectos de los reactores limitadores.

INTRODUCCIÓN

En este apartado se realiza una investigación generalizada de los efectos que producen los reactores limitadores de corriente. En cuanto a calidad de la energía, se hacen algunos comentarios y referencias, pero no se profundiza debido a que no se posee la información necesaria, y el tiempo requerido para la realización de un estudio de calidad que permitiría obtener los indicadores necesarios resulta extenso; además del problema a resolver para realizar las mediciones con equipos que tendrían que quedar a la intemperie en las diferentes acometidas en las que se suministra el servicio de energía eléctrica. Por lo tanto solamente se tratan los problemas más comunes que afectan la calidad de la energía eléctrica, nos referimos a los armónicos, y cómo la implementación de reactores contribuye a la mejora de la calidad, gracias a la filtración de las corrientes de armónicas de mayor orden. Se hace referencia a una comparativa con otro tipo de filtros, y como este se desempeña para corregir este problema, además, una desventaja es la acción de consumir energía reactiva, la cual se demandará de la red de la distribuidora, provocando una leve disminución en el factor de potencia bajo condiciones ideales, pero debido a que no se conoce las condiciones exactas de la calidad de la energía, nos apoyamos a los datos obtenidos del software de simulación ETAP 12.6, tomando solo como referencia la acometida para la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador, y datos de un trabajo de graduación, ya que incluimos en el análisis la afectación al factor de potencia de los inversores utilizados en los generadores fotovoltaicos conectados a la red, para lograr obtener así la afectación de los dos dispositivos a la red del sistema, y obtener como sugerencia un banco de capacitores para la compensación que aportan estos dispositivos, pero al realizar el diseño de este banco de capacitores es ideal conocer el nivel de distorsión armónica ya que se puede llegar a caer en el fenómeno de Resonancia; en este apartado se dan las sugerencias de cómo combatir y prevenir este problema.

Además, como parte de solución de la problemática, por la cual se efectuó este trabajo de graduación, es el diseño de un manual técnico de mantenimiento preventivo a la red eléctrica primaria del campus universitario, con el fin de atacar las causas de fallas, que para el caso son provocadas por la fauna que se encuentra al interior de las instalaciones del campus universitario. Se presenta este manual con las pautas necesarias para que se pueda realizar un excelente mantenimiento, con el fin de abonar a la confiabilidad y calidad del sistema eléctrico que compone la red.

4.1 CALIDAD DE LA ENERGÍA

La calidad de la energía eléctrica puede definirse como una ausencia de interrupciones, sobretensiones y deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario; esto referido a la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Asimismo, se ha determinado que uno de los problemas más comunes que ocasiona el desperdicio de energía eléctrica en las empresas es la calidad de esta, pues influye en la eficiencia de los equipos eléctricos que la usan.

Actualmente, el estudio de la calidad de la energía eléctrica ha adquirido mucha importancia y tal vez la razón más importante es la búsqueda del aumento de productividad y competitividad de

las empresas. También, porque existe una interrelación entre calidad de la energía eléctrica, la eficiencia y la productividad.

La proliferación de equipos de control y automatización han aumentado los problemas de confiabilidad en la producción. Pues los equipos electrónicos son una fuente de perturbaciones para la calidad de la energía eléctrica pues distorsionan las ondas de tensión y corriente. Por otro lado, los equipos de control y automatización son muy sensibles a distorsión o magnitud de la onda de tensión por lo que una variación en la calidad de la energía eléctrica puede ocasionar fallas que paralicen la producción ocasionando tiempo perdido y costos de producción inesperados. Entonces hay que convivir con el problema y encontrarle soluciones cada vez más óptimas, para lo cual el estudio de los fenómenos de la calidad de la energía es indispensable.

El control de la calidad, se obtiene mediante mediciones en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en la cantidad de puntos establecidos en normas. Con los resultados de la totalidad de estas mediciones, se determinará anualmente, índices o indicadores globales que reflejen el comportamiento del Servicio Eléctrico en cada año calendario que se denominará “año de control”.

Para ello se requiere un Período de Medición, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de la Calidad de Energía será de siete días calendario. Dentro del Período de Medición, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión será en intervalos de quince (15) minutos. Para el caso de Distorsión Armónica y Flicker será de diez (10) minutos⁹.

Para efecto de este estudio de implementación de reactores limitadores de corriente de cortocircuito se presenta, la afectación a manera teórica que estos pueden presentar en la Calidad de la Energía en la Red Primaria de la Universidad de El Salvador, así como un manual técnico de mantenimiento que permita un mejor control a las interrupciones abonando aún más a aumentar la Calidad de la Energía de la Red Primaria del Campus Universitario.

4.1.1 Distorsión Armónica

Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales cuya frecuencia es un múltiplo integral de la frecuencia fundamental del sistema la cual, para el caso de nuestro país es 60 Hz. Las formas de onda distorsionadas son descompuestas, de acuerdo con Fourier, en la suma de una componente fundamental más las componentes armónicas. La distorsión armónica se origina, fundamentalmente, por la característica no lineal de las cargas en los sistemas de potencia. El nivel de distorsión armónica se describe por el espectro total armónico mediante las magnitudes y el ángulo de fase de cada componente individual. Es común, además, utilizar un criterio denominado distorsión total armónica (THD) como una medida de la distorsión.

Dentro de los efectos nocivos que presentan los armónicos, se pueden citar los siguientes:

⁹Para más información sírvase consultar la norma SIGET “Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución”.

- Pueden causar errores adicionales en las lecturas de los medidores de electricidad, tipo disco de inducción.
- Las fuerzas electrodinámicas producidas por las corrientes instantáneas, asociadas con las diferentes corrientes armónicas, causan vibraciones y ruido acústico en transformadores, reactores y máquinas rotativas.
- Son la causa de interferencias en las comunicaciones y en los circuitos de control.
- Provocan la disminución del factor de potencia.
- Están asociados con el calentamiento de condensadores.
- Pueden provocar ferresonancia.
- Provocan calentamiento adicional debido al incremento de las pérdidas en transformadores y máquinas.
- Al incrementarse la corriente debido a los armónicos, se aumentan el calentamiento y de las pérdidas en los cables. Como caso específico, se puede mencionar la presencia de mayor corriente en los neutros de los sistemas de baja tensión.
- Causan sobrecargas en transformadores, máquinas y cables de los sistemas eléctricos.
- Los armónicos de tensión pueden provocar disturbios en los sistemas electrónicos. Por ejemplo, afectan el normal desempeño de los tiristores.

Un método para contrarrestar estos efectos es la implementación de Filtros de Armónicos que lo constituyen un circuito LC (reactor y condensador) en serie. En algunos casos, ellos no son más que un reactor de línea.

Un reactor en línea, es comúnmente un simple inductor. La reactancia inductiva del inductor resiste la corriente de armónicos de alta frecuencia. Según la ecuación $X_L = 2\pi fL$. Como la frecuencia aumenta, también lo hace la resistencia. Las componentes de 60Hz pasan a través del inductor con poca oposición, pero a los componentes de más alta frecuencia les resulta más difícil pasar. Por lo que las corrientes armónicas disminuyen cuando un reactor se aplica en la línea. El reactor de línea limita las corrientes armónicas, a expensas de una distorsión en el voltaje. El voltaje de salida en el reactor de línea mostrará distorsión en su forma de onda y limitará frecuentemente el voltaje pico.

Hay comúnmente un balance comparativo; la distorsión en el voltaje de salida puede aumentar y su pico puede bajar.

La tabla 4.0 provee una recapitulación de las características de desempeño para reactores de línea y otros tipos de filtros. En todos los casos, se utilizaron fuentes de poder monofásicas tipo “switch” al final de la carga. La carga se varió para proveer una amplitud equivalente a las especificaciones de carga de filtro.

	Reactor en Línea	Filtro Pasivo	Filtro Activo	Filtro Electrónico
I rms sin filtro	8.5	8.5	4.1	14.5
I rms con filtro	6.6	6.9	2.9	10.9
FP sin filtro	0.71	0.71	0.66	-0.64
FP con filtro	0.81	0.95	-0.97	-0.98
THD en voltaje de entrada	2.7%	3.1%	2.2%	2.1%
THD en voltaje de salida	27.6%	25.7%	23.4%	0.6%
Voltaje pico de entrada	168V	169V	170V	166V
Voltaje pico de salida	128V	132V	154V	167V
THD corriente de entrada	35.9%	27.0%	23.9%	2.1%
THD corriente de salida	36.1%	32.9%	31.2%	123%
Potencia de entrada (W)	729W	781W	340W	1253W
Potencia de salida (W)	685W	697W	326W	1117W
Eficiencia %	93.9	89.2	95.9	89.1

Tabla 4.1 Comparación en las Características del Desempeño.

Como vemos el aplicar un reactor a línea presenta una eficiencia del 93.9 % solo un 2% por debajo de un filtro tipo activo y arriba del 5% de los demás dispositivos. Por lo que, a expensas de una distorsión en el voltaje, el filtraje de la corriente es óptimo.

Además se debe considerar que debido a la influencia de campos electromagnéticos los reactores pueden generar distorsión armónica, entre ellos tenemos los siguientes puntos:¹⁰

- Variaciones en el valor RMS de la tensión o la corriente.
- Perturbaciones de carácter transitorio.
- Deformaciones en la forma de onda.

Por lo que, ambos, armónicos en la tensión aplicada y una característica magnética no lineal del reactor causarán armónicos en la corriente. Cuando existe una relación no lineal entre el flujo y la corriente conectados, se introducirán armónicos en la corriente con un voltaje sinusoidal puro

¹⁰ según la IEEE Estándar 1159 de 1995

aplicado. Es posible calcular el contenido armónico introducido en la corriente si se conoce la característica magnética.

Normalmente para reactores lineales, no es necesaria la medición o evaluación del contenido armónico.

La medición de las corrientes armónicas es a veces difícil de realizar con suficiente precisión debido a que las propias corrientes armónicas pueden introducir distorsión de la tensión aplicada.

El factor de distorsión armónica total THD se define como el valor r.m.s. de los armónicos en relación con el valor r.m.s. del fundamental. THD₁ para una corriente puede calcularse de acuerdo con ¹¹ la ecuación:

$$THD_1 = \frac{I_{rms,harmonics}}{I_{rms,fundamental}} = \sqrt{\frac{I_{rms}^2 - I_{rms,fundamental}^2}{I_{rms,fundamental}^2}} = \sqrt{\frac{I_{rms}^2}{I_{rms,fundamental}^2} - 1}$$

Ecuación 4.0

O más prácticamente como:

$$THD_1 = \sqrt{\sum_{h=2}^n i_h^2}$$

Ecuación 4.1

$$i_h = I_h / I_1$$

Ecuación 4.2

I_h : valor r.m.s. de la corriente de la hth armónica.

I_1 : valor r.m.s. de la corriente fundamental.

n: el armónico más alto tomado en cuenta. (n puede tomarse como 7 en la práctica a los efectos de esta parte de IEC 60076).

4.1.2 Algunas Consideraciones Para Filtros de Armónicos según la IEC 60076.

Esta Cláusula (IEC 60076) describe los requisitos para reactores diseñados para ser utilizados en asociación con condensadores.

Las aplicaciones típicas incluyen:

- Reactores de filtro conectados en serie o en paralelo con condensadores para reducir o bloquear armónicos o señales de control (señales onduladas) con frecuencias de hasta 10 kHz.
- Reactor de amortiguación conectado en serie con condensadores de derivación para limitar la corriente de arranque cuando el condensador está energizado, limitar la corriente de arranque durante las fallas de cierre o la conmutación adyacente del condensador y / o detona los bancos de condensadores para evitar la resonancia con el sistema de potencia.

¹¹Referencia a la norma IEC 60076

- Reactores de descarga utilizados en el circuito de derivación / descarga de las aplicaciones de bancos de condensadores en serie del sistema de potencia de alta tensión para limitar la corriente en condiciones de falla.

El voltaje de estado estacionario a través de estos reactores es generalmente bajo en comparación con el voltaje del sistema; sin embargo la conmutación causará voltaje transitorio a las frecuencias resonantes formadas por los condensadores y reactores que pueden ser considerablemente más altas.

Para reactores de filtro y amortiguación en funcionamiento normal, la corriente que fluye a través del reactor está compuesta por una corriente de frecuencia de potencia y una corriente armónica superpuesta. Para los reactores de amortiguación, la corriente de frecuencia de potencia es generalmente mucho mayor que la corriente armónica, mientras que para reactores de filtro la aplicación específica determinará la relación de los dos componentes de corriente.

Los reactores de descarga no llevan una corriente continua [AC] durante el servicio normal, pero normalmente se especifican con una corriente continua [AC] para permitir el funcionamiento con el condensador desviado por el reactor.

El amortiguamiento, la descarga y algunos reactores de filtro están sujetos a una alta corriente de corto tiempo durante las condiciones de conmutación y falla. Los reactores amortiguadores pueden ser conmutados con mucha frecuencia, a menudo varias veces al día, y por lo tanto están sujetos a sobretensiones transitorias de rutina. En algunas aplicaciones, las corrientes de falla que surgen de un cortocircuito a través del condensador necesitan ser consideradas.

Los reactores de descarga se instalan generalmente con el banco de condensadores en serie asociado en una plataforma aislada. Por lo tanto, los requisitos de aislamiento del reactor son dictados por la coordinación de aislamiento para la disposición de condensadores en serie más bien por la tensión del sistema.

Los reactores cubiertos por esta Cláusula son casi exclusivamente de un diseño de núcleo de aire seco, las partes de clasificación y prueba de esta Cláusula generalmente sólo son aplicables a reactores de este diseño.

Con respecto al diseño y a la instalación, los reactores cubiertos bajo esta Cláusula son de tipo aire seco y se clasificaron como:

- Fase única o trifásica.
- Para la instalación en interiores o exteriores.
- Con cada fase montada lado a lado o en una pila vertical.
- Con o sin grifos.

4.1.3 Resonancia y Factor de Potencia

En un circuito industrial de corriente alterna, el factor de potencia afecta directamente la eficiencia del mismo. En una instalación, es necesario conocer las causas y las desventajas de tener un bajo factor de potencia y, los métodos para mejorarlo.

Hemos visto la forma de corregir el bajo factor de potencia en los circuitos industriales con capacitores, en su enorme mayoría conectados en paralelo a los conductores de alimentación. Esta corrección funciona en los circuitos que tienen cargas lineales, es decir, que la corriente que circula siempre es proporcional a la tensión aplicada. En estos circuitos las impedancias se consideran constantes e independientes de la tensión o corriente.

Pero los circuitos actuales tienen cada vez más elementos o cargas no lineales, en que la corriente que toman no siempre es proporcional al voltaje de la fuente. Estos elementos principalmente son del tipo electrónico, como diodos, transistores, SCR, triacs, etc. instalados en controladores ajustables para motores. Por otro lado, también se tienen muchos elementos del tipo electromagnético, como transformadores, motores, generadores, etc., que al estar trabajando en el límite de saturación magnética su respuesta no es lineal.

Cuando las ondas de voltaje y de corriente son senoidales, y las cargas son lineales, como son los motores de inducción o las resistencias, al factor de potencia se le llama FACTOR DE POTENCIA DE DESPLAZAMIENTO (DPF por sus siglas en inglés). Sin embargo, los sistemas eléctricos modernos cuentan con una gran cantidad de cargas pulsantes o no lineales, como son los equipos electrónicos, y en ellos, la potencia aparente excede a la potencia activa en gran medida. Esta forma de factor de potencia es denominado FACTOR DE POTENCIA DE DISTORSIÓN, y está definido como la razón de la corriente de la frecuencia fundamental a la corriente real rms. Y, el producto del factor de potencia de desplazamiento con el de distorsión nos da el FACTOR DE POTENCIA TOTAL (FP).

Con cargas lineales, las mediciones para determinar el DPF se pueden hacer con instrumentos manuales que midan potencia activa (kW) y potencia aparente (kVA). Cuando existen armónicas en el circuito, los instrumentos deben tener capacidad de medir la corriente verdadera (rms) para determinar el factor de potencia total.

Cuando en la medición se considera la corriente total, incluyendo todas las armónicas, el FP (total) es igual al valor de kW (rms) dividido entre los kVA.

Hasta hace poco tiempo, cuando los sistemas eléctricos tenían bajo factor de potencia, se añadían capacitancias "puras". Eso fue hecho siempre que la suma de las cargas era casi lineal. Ahora, en un sistema con cargas no lineales, el añadir capacitancia "pura" puede causar problemas debido a las armónicas. Ya que la impedancia de los capacitores disminuye con la frecuencia, y las armónicas son múltiplos de la corriente de 60 Hz, fundamental, los capacitores se vuelven una atracción de las corrientes de alta frecuencia causando sobrecalentamientos y fallas prematuras. Este problema se mejora al instalar filtros (una combinación de capacitores y reactores con un diseño

específico) que atrapen las armónicas. Los filtros mejorarán el factor de potencia por tener capacitores, además de que los reactores reducirán el flujo de corrientes armónicas.

4.1.3.1 RESONANCIA

Cuando un sistema tiene armónicas, los capacitores para mejorar el bajo factor de potencia crean otro problema.

La capacitancia e inductancia de cualquier sistema forman un circuito sintonizado a una determinada frecuencia. Esta frecuencia es donde la reactancia capacitiva iguala a la reactancia inductiva, en transformadores principalmente. Si el circuito es expuesto a una armónica cercana a la frecuencia de resonancia, el circuito comenzará a oscilar con corrientes considerablemente más altas que las consideradas normales, (fenómeno llamado RESONANCIA), lo que causará el disparo "inexplicable" de interruptores automáticos, la falla de transformadores, fusibles fundidos, y celdas de capacitores dañadas. Inclusive, daña los capacitores de los motores monofásicos. O bien solamente la sobrecarga de los transformadores.

Añadiendo reactores se mejora la situación. La reactancia inductiva varía directamente con la frecuencia. Si la frecuencia aplicada sube, la impedancia del reactor también. Instalando reactores o reactancias de línea entre los capacitores de corrección del factor de potencia y las cargas no lineales, productoras de altas frecuencias armónicas, se disminuye las corrientes excesivas cuando se conectan los capacitores. Esto es, porque se cambia la frecuencia de resonancia.

Una buena indicación de que existen armónicas en un grado considerable y resonancia es el incremento en el número de capacitores fuera de servicio por sobrecorriente. Cuando se desconecta un capacitor, la frecuencia de resonancia cambia y el sistema se queda en una condición estable hasta que la condición se restablece y, la resonancia reaparece para volver a causar una sobrecorriente que eventualmente desconectará los capacitores nuevamente. Por esta razón se dice que la resonancia es un problema autocorregible.

Para evitar el fenómeno de resonancia, se recomienda nunca conectar transformadores modernos con capacitores "puros" en una relación menor de 1 kVA por 0,5 kVAR. En caso de transformadores antiguos, de una relación de 1 kVA por 0,25 kVAR. O sea, nunca exceder el 50 por ciento de la capacidad del transformador con carga capacitiva en el primer caso, y 25 por ciento de la capacidad del transformador, en el segundo.¹²

Cuando la resonancia es una posibilidad, hay algunas modificaciones que podemos considerar para disminuir o efectivamente eliminar el problema. La primera modificación es cambiar la frecuencia resonante para que no coincida con una armónica presente en el sistema. Esto puede lograrse cambiando la capacitancia, por adición o por eliminación de capacitores del banco; o, por relocalización del banco para cambiar la inductancia de los cables alimentadores. Otra solución, si el banco puede soportar un alto voltaje al servir como filtro armónico, es añadirle los reactores y

¹² Para mayor información consulte: <http://www.ruelsa.com/notas/factor/fp20.html>

resistencias apropiadas para formar el filtro con el que se reducirán las armónicas problemáticas. Sin embargo, se debe tener cuidado para no causar resonancia en otra frecuencia más baja.

Cuando se utilizan bancos automáticos de capacitores, es importante notar que los cambios en capacitancia introducen la posibilidad de causar una resonancia indeseable. Para evitar lo anterior, se debe investigar si existen armónicas en el sistema para determinar las características de los equipos.

La armónica de resonancia de cualquier sistema eléctrico puede estimarse fácilmente con la ecuación¹³:

$$h = \left(\frac{kVA_{SC}}{kVAr} \right)^{0.5} \text{Ecuación (4.3)}$$

donde:

h = No. de Armónica

kVA_{SC} = Capacidad de cortocircuito en kVA en el bus

kVAr = Capacidad en kVAr del banco de capacitores

En caso de que el resultado arroje resonancia cerca de una armónica de orden non, debe considerarse un cambio en la capacidad del banco de capacitores. Normalmente resonancia cerca de las armónicas de orden 3, 5, 7, 11 y 13 es la más problemática.

4.1.3.2 FACTOR DE POTENCIA

En este punto vamos a centrarnos en la afectación del Reactor Limitador de Corriente de Cortocircuito en el Factor de Potencia (f.p.) de la red eléctrica de la Universidad de El Salvador, en específico al circuito de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, ya que vamos a tomar en cuenta la afectación provocada por los generadores fotovoltaicos que se pretenden instalar en la facultad.

Primeramente, realizaremos el análisis de la afectación de los reactores a la red, para realizar dicho análisis nos ayudaremos con los datos obtenidos del software de simulación ETAP sin la implementación del reactor, que los mostramos a continuación:

$$S_{Total\ del\ Sistema} = 2055kVA$$

$$P_{Total\ del\ Sistema} = 2054kW$$

$$Q_{Total\ del\ Sistema} = 68kVAr$$

$$F.P_{Sistema} = 0.9998$$

$$I_L = 51.6A$$

$$V_{LL} = 23kV$$

Donde:

$S_{Total\ del\ Sistema}$: Potencia Aparente Total del Sistema.

¹³Para mayor información consulte: <http://www.ruelsa.com/notas/factor/fp20.html>

P_{Total} del Sistema: Potencia Real o Activa Total del Sistema.

Q_{Total} del Sistema: Potencia Reactiva Total del Sistema.

Ahora calcularemos la potencia reactiva que consumirá el reactor¹⁴, para ello hacemos uso de las siguientes fórmulas¹⁵:

$$Q_{Reactor} = \Delta V \cdot I_L \quad \text{Ecuación (4.4)}$$

$$\Delta V = I_L * X_{Reactor} \quad \text{Ecuación (4.5)}$$

$$Q_{Total} = Q + Q_{Reactor} \quad \text{Ecuación (4.6)}$$

$$F.P = \cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad \text{Ecuación (4.7)}$$

$$\tan(\varphi) = \frac{Q}{P} \quad \text{Ecuación (4.8)}$$

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \quad \text{Ecuación (4.9)}$$

$$\Delta P = P_2 - P_1 \quad \text{Ecuación (4.10)}$$

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad \text{Ecuación (4.11)}$$

$$\text{donde: } X_{Reactor} = 8\Omega$$

Entonces:

$$\Delta V = I_L * X_{Reactor} = 51.6 * 8 = 412.8 [V]$$

$$Q_{Reactor} = \Delta V \cdot I_L = 412.8 V \cdot 51.6 A \cong 21.3 kVAr$$

Con esto procederemos a lo siguiente:

$$Q_{Total} = Q + Q_{Reactor} = 68kVAr + 21.3kVAr = 89.3kVAr$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q_{Total}}{S} = \frac{89.3kVAr}{2055kVA} \cong 0.04345 \Rightarrow \varphi = \sin^{-1}(0.04345) \cong 2.49^\circ$$

$$F.P = \cos(\varphi) = \cos(2.49^\circ) = 0.9990$$

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \rightarrow S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{2054 kW}{0.9990}$$

$$S_{Sistema} = 2056 kVA$$

Como resultado de la implementación de los reactores obtuvimos un leve decremento en el factor de potencia del sistema de tener 0.9998, con la inclusión del reactor tenemos un factor de potencia de 0.9990 lo que implica un aumento a la potencia aparente y el ángulo que se forma entre las potencias Real y Aparente.

¹⁴Por definición, se considera que un reactor es una carga activa que absorbe potencia reactiva. Según la convención de las normas IEEE y la IEC.

¹⁵Referencia al libro de texto "Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia" de Theodore Wildi.

Para tener una mejor idea podemos trazar el triángulo de potencia para ambos casos, la ilustración 4.0 muestra ambos casos por separado:

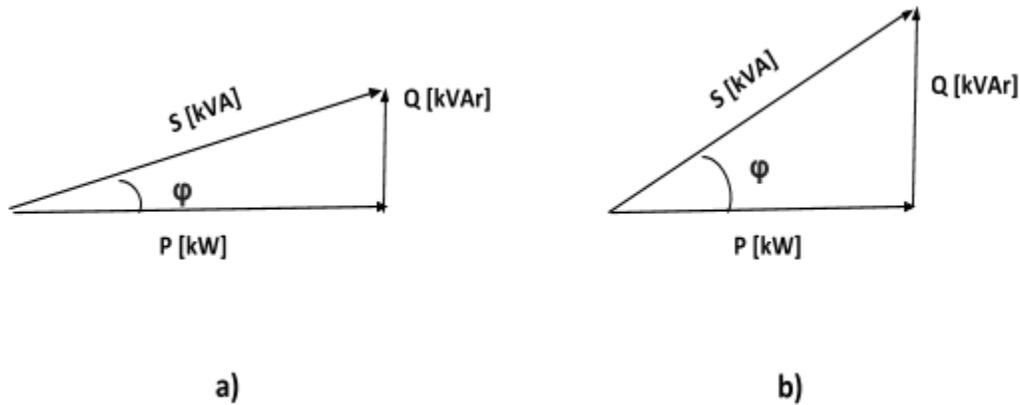


Ilustración 4. 1. Triangulo de Potencia, a) sin reactor; y b) con reactor.

Ahora realizaremos el análisis, para la afectación provocada al sistema por parte de los generadores fotovoltaicos que se instalaran en la Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Primeramente, realizaremos el análisis solo para la acometida de la facultad, posterior lo realizaremos para toda la red eléctrica primaria del campus universitario.

Para esto vamos a considerar que se ha realizados los cálculos para un sistema fotovoltaicos para la generación de 321 kW.

Con esta información procedemos con lo siguiente:

$$\Delta P = P_2 - P_1$$

donde:

P_1 = Potencia Real Fotovoltaica

P_2 = Potencia Real del Sistema

Entonces:

$$\Delta P = P_2 - P_1 = 2054kW - 321kW = 1733 kW$$

$$\tan(\varphi) = \frac{Q_{Total}}{\Delta P}$$

donde:

Q_{Total} : Potencia Reactiva Total del Sistema incluido el reactor.

Entonces:

$$\tan(\varphi) = \frac{Q_{Total}}{\Delta P} = \frac{89.3 kVAr}{1733 kW} = 0.0515 \rightarrow \varphi = \tan^{-1}(0.0515) = 2.949^\circ$$

$$F.P = \cos(\varphi) = \cos(2.949^\circ) = 0.9986$$

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \rightarrow S = \frac{\Delta P}{\cos(\varphi)} = \frac{1733 \text{ kW}}{0.9986}$$

$$S_{\text{Sistema}} = 1735.43 \text{ kVA}$$

El resultado obtenido de aplicar la ecuación 4.10, refleja una disminución de la potencia activa o real de la red, con la contribución de un sistema de generación fotovoltaica. Esto conlleva a una reducción del factor de potencia y de la potencia aparente y real que la red de la distribuidora debe suplir.

Ahora vamos a considerar un banco de capacitores para tratar de corregir la afectación de ambos dispositivos, tanto la del reactor como la del generador fotovoltaico, al factor de potencia, para ello procederemos con lo siguiente:

$$Q_{\text{Total}} = 89.3 \text{ kVAr}$$

$$F.P = \cos(\varphi) = 0.9986$$

$$P_{\text{Total}} = 1733 \text{ kW}$$

$$S_{\text{Total}} = 1735.43 \text{ kVA}$$

Para calcular el banco de condensadores vamos a calcular la potencia aparente y reactiva para mantener un factor de potencia de 0.9998:

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \rightarrow S = \frac{\Delta P}{\cos(\varphi)} = \frac{1733 \text{ kW}}{0.9998} = 1733.3466 \text{ kVA}$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q_{\text{Total}}}{S} \rightarrow Q_{\text{Total}} = S \cdot \sin(\varphi)$$

$$F.P = \cos(\varphi) = 0.9998 \rightarrow \varphi = \cos^{-1}(0.9998) = 1.1459^\circ$$

$$\therefore Q_{\text{Total2}} = S \cdot \sin = 1733.3466 \text{ kVA} \cdot \sin(1.1459^\circ) = 34.665 \text{ kVAr}$$

$$Q_{\text{Compensante}} = Q_{\text{Total}} - Q_{\text{Total2}}$$

$$Q_{\text{Compensante}} = 89.3 \text{ kVAr} - 34.665 \text{ kVAr} = 54.635 \text{ kVAr}$$

Ahora procederemos a calcular el banco de capacitores utilizando la siguiente ecuación:

$$C_{\text{compensador}} = \frac{Q_{\text{Compensante}}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V_{\text{RMS}}^2} \quad \text{Ecuación (4.11)}$$

$$V_{\text{RMS}} = \frac{23}{\sqrt{3}} \text{ kV}$$

$$C_{\text{compensador}} = \frac{Q_{\text{Compensante}}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V_{\text{RMS}}^2} = \frac{54.635 \text{ kVAr}}{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot (13.2 \text{ kV})^2} = 831 \text{ pF}$$

Cabe señalar que este capacitor se ha calculado en base de la frecuencia fundamental, para saber con precisión la frecuencia de resonancia en el sistema, vamos a realizar lo siguiente:

$$h = \left(\frac{kVA_{SC}}{kVAr_{Compensante}} \right)^{0.5} = \left(\frac{34178kVA_{SC}}{54.635kVAr_{Compensante}} \right)^{0.5} = 25$$

Lo que nos indica que la frecuencia de diseño será:

$$f_{Diseño} = f * h = 60 * 25 = 1.5 \text{ kHz}$$

Recalculamos el banco de capacitores para la frecuencia calculada y así poder evitar el fenómeno de resonancia:

$$C_{compensador} = \frac{Q_{Compensante}}{2 \cdot \pi \cdot f_{Diseño} \cdot V_{RMS}^2} = \frac{54.635kVAr}{2 \cdot \pi \cdot 1.5 \text{ kHz} \cdot (13.2kV)^2} = 33 \text{ pF}$$

Ahora realizaremos los cálculos para la red completa de la universidad considerando que la capacidad demanda es un 25% de la capacidad instalada, obtenemos los siguientes datos por medio de la herramienta ETAP:

$$S_{Total \text{ del Sistema}} = 2523kVA$$

$$P_{Total \text{ del Sistema}} = 2504kW$$

$$Q_{Total \text{ del Sistema}} = 250kVAr$$

$$F.P_{Sistema} = 0.9924$$

$$I_L = 63.33A$$

$$V_{LL} = 23kV$$

Donde:

$S_{Total \text{ del Sistema}}$: Potencia Aparente Total del Sistema.

$P_{Total \text{ del Sistema}}$: Potencia Real o Activa Total del Sistema.

$Q_{Total \text{ del Sistema}}$: Potencia Reactiva Total del Sistema.

Calcularemos la potencia reactiva que consumirá el reactor para esta situación:

$$\text{donde: } X_{Reactor} = 8\Omega$$

Entonces:

$$\Delta V = I_L * X_{Reactor} = 63.33 * 8 = 506.66[V]$$

$$Q_{Reactor} = \Delta V \cdot I_L = 506.66 V \cdot 63.33 A \cong 32.1 \text{ kVAr}$$

Con esto procederemos a lo siguiente:

$$Q_{Total} = Q + Q_{Reactor} = 250 \text{ kVAr} + 32.1 \text{ kVAr} = 282.1 \text{ kVAr}$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q_{Total}}{S} = \frac{282.1kVAr}{2523kVA} \cong 0.1118 \Rightarrow \varphi = \sin^{-1}(0.1118) \cong 6.468^\circ$$

$$F.P = \cos(\varphi) = \cos(6.468^\circ) = 0.9829$$

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \rightarrow S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = \frac{2504 \text{ kW}}{0.9829}$$

$$S_{\text{Sistema}} = 2547.56 \text{ kVA}$$

Ahora analizaremos el caso de la implementación de los 321 kW de generación fotovoltaica, y como esta afectara a la red:

$$\Delta P = P_2 - P_1$$

donde:

$$P_1 = \text{Potencia Real Fotovoltaica}$$

$$P_2 = \text{Potencia Real del Sistema}$$

Entonces:

$$\Delta P = P_2 - P_1 = 2504 \text{ kW} - 321 \text{ kW} = 2183 \text{ kW}$$

$$\tan(\varphi) = \frac{Q_{\text{Total}}}{\Delta P}$$

donde:

Q_{Total} : Potencia Reactiva Total del Sistema incluido el reactor.

Entonces:

$$\tan(\varphi) = \frac{Q_{\text{Total}}}{\Delta P} = \frac{282.1 \text{ kVAr}}{2183 \text{ kW}} = 0.1292 \rightarrow \varphi = \tan^{-1}(0.1292) = 7.3629^\circ$$

$$F.P = \cos(\varphi) = \cos(7.3629^\circ) = 0.9917$$

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \rightarrow S = \frac{\Delta P}{\cos(\varphi)} = \frac{2183 \text{ kW}}{0.9917}$$

$$S_{\text{Sistema}} = 2201.17 \text{ kVA}$$

Ahora vamos a considerar un banco de capacitores para tratar de corregir la afectación de ambos dispositivos, tanto la del reactor como la del generador fotovoltaico, al factor de potencia, para ello procederemos con lo siguiente:

$$Q_{\text{Total}} = 282.1 \text{ kVAr}$$

$$F.P = \cos(\varphi) = 0.9917$$

$$P_{\text{Total}} = 2183 \text{ kW}$$

$$S_{\text{Total}} = 2201.17 \text{ kVA}$$

Para calcular el banco de condensadores vamos a calcular la potencia aparente y reactiva para mantener un factor de potencia de 0.9998:

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \rightarrow S = \frac{\Delta P}{\cos(\varphi)} = \frac{2183 \text{ kW}}{0.9998} = 2183.43 \text{ kVA}$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q_{Total}}{S} \rightarrow Q_{Total} = S \cdot \sin(\varphi)$$

$$F.P = \cos(\varphi) = 0.9998 \rightarrow \varphi = \cos^{-1}(0.9998) = 1.1459^\circ$$

$$\therefore Q_{Total2} = S \cdot \sin = 2183.43 \text{ kVA} \cdot \sin(1.1459^\circ) = 43.67 \text{ kVAr}$$

$$Q_{Compensante} = Q_{Total} - Q_{Total2}$$

$$Q_{Compensante} = 282.1 \text{ kVAr} - 43.67 \text{ kVAr} = 238.43 \text{ kVAr}$$

Ahora procederemos a calcular el banco de capacitores utilizando la siguiente ecuación:

$$C_{compensador} = \frac{Q_{Compensante}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V_{RMS}^2}$$

$$V_{RMS} = \frac{23}{\sqrt{3}} = 13.2 \text{ kV}$$

$$C_{compensador} = \frac{Q_{Compensante}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V_{RMS}^2} = \frac{238.43 \text{ kVAr}}{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot (13.2 \text{ kV})^2} = 3.63 \mu F$$

Cabe señalar que este capacitor se ha calculado en base de la frecuencia fundamental, para saber con precisión la frecuencia de resonancia en el sistema, vamos a realizar lo siguiente:

$$h = \left(\frac{KVASC}{KVAr_{Compensante}} \right)^{0.5} = \left(\frac{34178 \text{ kVASC}}{54.635 \text{ kVAr}_{Compensante}} \right)^{0.5} = 25$$

Lo que nos indica que la frecuencia de diseño será:

$$f_{Diseño} = f * h = 60 * 25 = 1.5 \text{ kHz}$$

Recalculamos el banco de capacitores para la frecuencia calculada y así poder evitar el fenómeno de resonancia:

$$C_{compensador} = \frac{Q_{Compensante}}{2 \cdot \pi \cdot f_{Diseño} \cdot V_{RMS}^2} = \frac{238.43 \text{ kVAr}}{2 \cdot \pi \cdot 1.5 \text{ kHz} \cdot (13.2 \text{ kV})^2} = 145 \text{ pF}$$

4.2 MANTENIMIENTO

El objetivo es orientar al personal de mantenimiento el importante papel que desempeña el mantenimiento en las líneas de distribución del campus Universitario.

De los muchos factores que intervienen en la disponibilidad, el mantenimiento preventivo a menudo recibe escaso énfasis en la fase de diseño y operación de los sistemas de distribución cuando puede ser un factor clave en la alta disponibilidad. Grandes gastos para los sistemas se hacen para proporcionar la fiabilidad deseada; sin embargo, el no proporcionar un mantenimiento preventivo oportuno y de alta calidad conduce a un mal funcionamiento o un fallo del sistema o componente y evita la obtención del objetivo de diseño previsto.

La experiencia indica que las instalaciones duran más tiempo y funciona mejor cuando está cubierto por un programa de mantenimiento preventivo. Un programa eficaz de mantenimiento preventivo puede reducir los accidentes y los errores del operador, y minimizar las averías costosas y las interrupciones imprevistas identificando y resolviendo los problemas antes de que se conviertan en problemas importantes.

El mantenimiento es un conjunto de actividades que deben realizarse a instalaciones y equipos, con el fin de corregir o prevenir fallas, buscando que éstos continúen prestando el servicio para el cual fueron diseñados.

Como es evidente, debido a la incapacidad para que los equipos e instalaciones se mantengan en buen funcionamiento por sí mismos, debe organizarse un grupo de personas para que se encargue de esto y se constituya así, una organización de mantenimiento.

Desde el punto de vista de quien administra el mantenimiento, el objetivo principal es la conservación del SERVICIO. Esto es, la máquina debe recibir un mantenimiento no por ella misma, sino para su conservación y para garantizar que la función que ella realiza dentro del proceso productivo se cumpla a cabalidad y se mantenga la capacidad productiva en el nivel deseado.

Lo anterior se debe basar siempre en el equilibrio de los siguientes factores:

- Minimizar los costos de parada del equipo por daños y reparaciones.
- Maximizar la utilización del capital invertido en instalaciones y equipos, aumentando así su vida útil.
- Minimizar los costos de operación y mantenimiento.

Cada industria en particular y cada departamento de mantenimiento, dependiendo de su formación académica y técnica y de las características de los equipos y sistemas que deben mantenerse, desarrollarán sus propias técnicas y estilos administrativos.

4.2.1 Tipos de mantenimiento

Existen diversas formas de realizar el mantenimiento a un equipo de producción, cada una de las cuales tiene sus propias características como lo describiremos a continuación.

- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento preventivo.

4.2.2 Mantenimiento correctivo

Como su nombre lo indica, es un mantenimiento encaminado a corregir una falla que se presente en determinado momento.

En otras palabras, es el equipo quien determina las paradas. Su función primordial es poner en marcha el equipo lo más rápido y con el mínimo costo posible. Este mantenimiento es generalmente el único que se realiza en pequeñas empresas. Las etapas por seguir cuando se presente un problema de mantenimiento correctivo, pueden ser las siguientes:

- Identificar el problema y sus causas.
- Estudiar las diferentes alternativas para su reparación.
- Evaluar las ventajas de cada alternativa y escoger la óptima.
- Planear la reparación de acuerdo con personal y equipo disponibles.

La experiencia enseña que el mantenimiento correctivo es inevitable, así se haya implantado un programa de mantenimiento preventivo ya que en cualquier momento se pueden presentar fallas que no fueron previstas.

4.2.3 Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento consiste en hacer mediciones o ensayos no destructivos mediante equipos sofisticados a partes de maquinaria que sean muy costosas o a las cuales no se les puede permitir fallar en forma imprevista, pues arriesgan la integridad de los operarios o causar daños.

Algunas de estas son:

- Pruebas de impulso sobre aisladores, bushing del transformador, apartarrayos, entre otras.
- Nivel de contaminación o corrosión del aceite dieléctrico.
- Tiempo de interrupción y capacidad interruptiva de los sistemas smart grid.

4.2.4 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo es aquel que se hace mediante un programa de actividades (revisiones, lubricación, limpieza), previamente establecido, con el fin de anticiparse a la presencia de fallas en instalaciones y equipo.

Este sistema se basa en el hecho de que las partes de una instalación se gastan o se van deteriorando en forma desigual y es necesario prestarles servicio en forma racional, para garantizar su buen funcionamiento.

Este programa se fundamenta en el estudio de necesidades de servicio de la red de distribución, el éxito de un programa de mantenimiento preventivo, se basa en el análisis detallado del programa de todas y cada una de las etapas del mantenimiento y en el cumplimiento estricto de las actividades, para cuyo efecto se debe realizar un buen control.

4.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Las imágenes mostradas en este manual son de carácter ilustrativo para comparar el estado que se encuentran las instalaciones de la Universidad de El Salvador y la forma de ejecutar el mantenimiento.

4.3.1 Deterioro de la instalación

Las redes de distribución se deterioran. Esto es normal y si no se controla, el deterioro puede progresar y provocar un mal funcionamiento o un fallo a la red. Las duras condiciones ambientales y las tensiones del sistema tales como sobrecarga, ciclo de trabajo severo, aumentos de carga, alteraciones de circuitos y condiciones de voltaje cambiantes pueden acelerar el proceso de deterioro. Un programa eficaz de mantenimiento preventivo puede detectar y mitigar estas condiciones. Los procedimientos de mantenimiento preventivo del equipo deben ser desarrollados para cumplir cuatro funciones básicas: mantener los elementos de las instalación limpio, seco y sellado, y minimizar la fricción. Agua, polvo, temperatura ambiente alta o baja, alta humedad, vibración, calidad de los componentes e incontables otras condiciones pueden afectar el funcionamiento adecuado de la red. Sin un programa eficaz de mantenimiento preventivo, aumenta el riesgo de un fallo grave.

4.3.2 Causas de falla eléctrica

Una causa común de falla eléctrica es la acumulación de polvo y suciedad y la presencia de humedad. Esto puede ser en forma de pelusa, polvo químico, acumulación cotidiana de niebla de aceite y partículas de suciedad, etc. Estos depósitos sobre el aislamiento, combinados con aceite y humedad, se convierten en conductores y son responsables del seguimiento y de los flashovers. Los depósitos de suciedad pueden causar calentamiento excesivo y desgaste, y disminuir la vida del dispositivo.

Las conexiones flojas son otra causa de fallas eléctricas. Las conexiones eléctricas deben mantenerse apretadas y secas. El clima frío es una causa importante de fracaso articular. Los herrajes de montaje y otras piezas atornilladas se deben revisar durante el mantenimiento rutinario del equipo eléctrico.

La fricción puede afectar la libertad de movimiento de los dispositivos y puede resultar en fallas o dificultades graves. La suciedad en las piezas móviles puede causar lentitud y operaciones de equipo eléctrico inadecuadas, tales como arcos y quemaduras. La comprobación del funcionamiento mecánico de los aparatos y el funcionamiento manual o eléctrico de cualquier dispositivo que rara vez funciona debe ser práctica habitual.

4.3.3 Programa de mantenimiento preventivo

Deben iniciarse procedimientos y prácticas para demostrar que el equipo eléctrico se mantiene limpio, seco, herméticamente cerrado y con un mínimo de fricción mediante inspección visual, ejercicio y pruebas para garantizar un buen funcionamiento. El mantenimiento preventivo eléctrico debe ser realizado sobre una base regular programada según lo determinado por la experiencia de inspección y el análisis de cualquier falla que ocurra.

Un programa de mantenimiento preventivo ciertamente no eliminará todos los fallos, pero minimizará su ocurrencia. Algunos de los elementos clave para establecer un programa son los siguientes:

- a) Debe completarse una encuesta sobre la condición del equipo físico para evaluar la condición del equipo y que esté funcionando con su clasificación. Después de recoger los datos del estado del sistema, se puede evaluar la condición del equipo, lo que puede revelar reparaciones inmediatas, así como la frecuencia de las inspecciones y pruebas requeridas. Un cronograma de mantenimiento preventivo de inspección y pruebas puede ser creado específicamente adaptado a la operación, satisfaciendo las necesidades tanto del personal de mantenimiento como de producción.

- b) Establecer una "biblioteca de servicio de equipos" que consta de boletines, manuales, esquemas, listas de piezas, informes de análisis de fallas, diagramas de una línea, diagramas de disposición, planos de distribución / ubicación de equipos, mapas por cable, suministrado por el fabricante del equipo. A menudo no se toman muy en serio después de la instalación del equipo y se pierden, se extravían o se descartan. Es importante recordar que esta documentación es vital para desarrollar procedimientos de mantenimiento preventivo y para ayudar en la capacitación.

- c) Además de esta documentación, cada fallo en el servicio debe ser investigado a fondo y la causa determinada y documentada. Generalmente, se verá que un mantenimiento preventivo oportuno y adecuado podría haber evitado el fracaso. Si se puede corregir mediante mantenimiento preventivo, la acción correctiva debe incluirse en la lista de trabajo e incorporarse al programa maestro de mantenimiento preventivo. Si el fallo fue causado por un componente débil, entonces todo el equipo idéntico debería ser modificado tan pronto como sea posible. "Análisis de falla" desempeña un papel importante en un programa de mantenimiento preventivo.

d) Proporcionar la capacitación necesaria para llevar a cabo el programa que se ha establecido. Las técnicas utilizadas en el desempeño de un programa de mantenimiento preventivo son extremadamente importantes. El éxito o el fracaso del mismo depende de las cualificaciones y conocimientos del personal que realiza el trabajo; por lo tanto, la capacitación en técnicas de mantenimiento preventivo es un objetivo importante. El mantenimiento del equipo requiere habilidades y una capacitación especial mejor que el promedio. El personal de mantenimiento debidamente capacitado y debidamente equipado debe tener un conocimiento muy profundo de la operación del equipo. Ellos deben ser capaces de hacer una inspección completa y también realizar reparaciones. El análisis preciso y la interpretación de los resultados de las inspecciones y pruebas que llevan a realizar reparaciones, ajustes o reemplazos es el propósito de un programa eficaz de mantenimiento preventivo del equipo.

e) Se debe desarrollar un buen sistema de registro que muestre las reparaciones requeridas por el equipo durante un largo período de tiempo. En cada inspección regular, deben observarse variaciones de las condiciones normales. La frecuencia y la magnitud del trabajo deben entonces aumentarse o disminuirse de acuerdo con un análisis de los datos. Evite realizar demasiados trabajos de mantenimiento ya que esto puede contribuir a los fallos. Los registros deben reflejar la disponibilidad de piezas de repuesto, la actitud de servicio de los fabricantes de equipos, los fallos de los principales equipos hasta la fecha y el tiempo necesario para las reparaciones, etc. Estos registros no sólo son útiles en la planificación y programación del trabajo de mantenimiento preventivo; para futuras compras.

f) El mantenimiento de un inventario de piezas de recambio crítico adecuado basado en las recomendaciones de los fabricantes y las tendencias de mantenimiento específicas del sitio es importante para limitar el tiempo de inactividad debido a la espera de entrega de piezas. Mantener manuales OEM es vital para un programa de mantenimiento preventivo exitoso.

g) El mantenimiento de los diagramas precisos de una línea y el mantenimiento del rendimiento del sistema y los estudios de protección (flujo de carga, coordinación de relés de cortocircuito, etc.) actualizados a medida que cambia el sistema de distribución eléctrica es muy importante para el programa de mantenimiento preventivo eléctrico. La falla en la calibración o actualización de los ajustes de protección del sistema puede causar fallas catastróficas del sistema que podrían haberse evitado con un mantenimiento preventivo proactivo adecuado.

4.3.4 Inspección de Estructuras de Soporte

Actividades de mantenimiento:

- **Inspeccionar Poste:**

En el caso de ser necesario cambiar un poste, se deben cambiar también crucetas y aisladores de tipo pino que pudieran existir en el apoyo.

Cuando se tenga una anomalía que implique cambio de cruceta, se deben cambiar todos los aisladores de pino que existan en el apoyo.

- Poste Quebrado:

Se considera que un poste se encuentra quebrado cuando existen daños importantes en el hormigón del apoyo que provoquen inestabilidad general del mismo.

Esto ocurre cuando la armadura principal (hierros redondos internos) se encuentra completamente a la vista generalmente acompañado con el fenómeno de inclinación del apoyo o cuando el hormigón se encuentra partido en todo el derredor del poste no necesariamente con armadura a la vista.

Los tipos de anomalías se detallan en las ilustraciones¹⁶ 4.2 y 4.3:

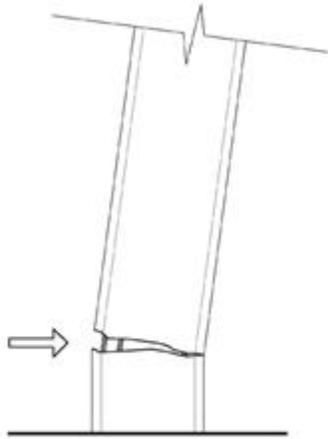


Ilustración 4. 2 Poste quebrado fuera de la vertical, con armadura expuesta.



Ilustración 4. 3 Poste quebrado en posición original y sin armadura expuesta.

¹⁶Todas las ilustraciones tomadas desde la internet.

- Poste Inclinado:

Se considera que un poste está inclinado cuando a simple vista se encuentra fuera de la vertical sin deformación propia de la misma.

No se incluyen los casos en que se impuso una contra-flecha en el momento del parado del poste y no fue compensado en situación de servicio (inclinación opuesta al tiro de los conductores).

Normalmente esto ocurre cuando la base del apoyo cede por diversos motivos.

Tipos de Anomalía:

La ilustración 4.4 muestra la situación cuando existe peligro de vuelco del apoyo o rotura de conductores, ya que se ve un apoyo sostenido por los conductores.

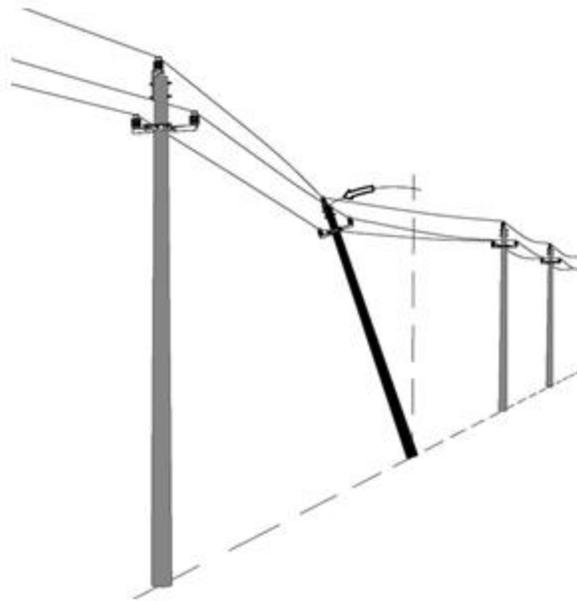


Ilustración 4. 4 Peligro de vuelco inminente por inclinación de poste.

La ilustración 4.5 muestra la situación cuando la inclinación del poste provoca un acercamiento de los conductores al apoyo menor a las distancias especificadas.

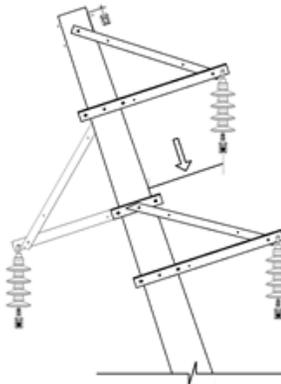


Ilustración 4. 5 Apoyos con cadenas de aislamiento, con la inclinación que provoque un acercamiento de los conductores.

- Poste inclinado en terminales y vértices:

En estos casos el poste de un apoyo terminal o vértice se encuentra fuera de su vertical (constatable a simple vista) o se observa una variación de flecha en los conductores en vanos adyacentes respecto al resto de la línea la ilustración 4.6 nos muestra esas inclinaciones.

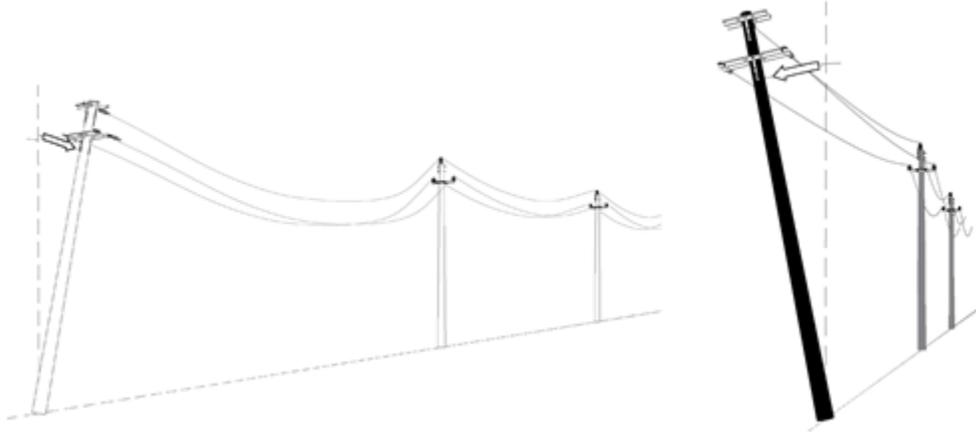


Ilustración 4. 6 Poste inclinado en terminales y vértices.

- Poste descascarado:

Esto ocurre cuando desaparece el recubrimiento protector de hormigón de la armadura por distintos motivos.

La armadura se oxida y aumenta de volumen por efecto de ambientes agresivos (polución salina por ej.) o por espesores de recubrimientos insuficientes, de esta forma se produce el descascaramiento del apoyo.

Otra causa de este defecto es cuando en el momento de montaje se sobre exige la columna con los pares de apriete de sujeción de crucetas.

La ilustración 4.7 muestra cada una de estas anomalías:



a)



b)

Ilustración 4. 7 Postes descascarados por: a) la armadura se ha oxidado y aumenta en volumen, b) cuando se sobre exige el apriete de sujeción de crucetas.

En ambos casos la armadura queda expuesta y se observa la presencia de óxido de hierro en la zona afectada.

- **Poste flexado:**

Este fenómeno se observa cuando el apoyo está sobre exigido por la tracción de los conductores, provocando flexión al mismo en el sentido de los conductores la ilustración 4.8 muestra esta anomalía.



Ilustración 4. 8 Poste Flexado.

- **Base de poste descalzada:**

Existe una erosión importante en el terreno que circunda el dado de fundación del poste o el propio poste en el caso de no existir fundación.

La erosión ocurre por corrientes de agua (permanentes o no) que determina la necesidad de un cambio en la ubicación del apoyo. Se observa erosión creciente desde el cauce de agua hacia el apoyo.

Se incluyen los posibles descalces de postes por causas distinta a la mencionada anteriormente, como por ejemplo excavaciones próximas que afecten la fundación (canteras, zanjas, cunetas, etc.)

4.3.5 Termografía.

Medición del calor emitido por los elementos de la instalación eléctrica. Estos resultados permiten detectar temperaturas de funcionamiento elevadas, conexiones sueltas o deterioradas, descompensación de fases (circuitos sobrecargados, desequilibrios de carga), mal aislamiento y/o interruptores defectuosos.

La inspección termográfica se debe realizar durante los periodos de máxima demanda del sistema, identificando las fallas presentadas y el grado de urgencia para su reparación.

Frecuencia: CADA AÑO

Componentes que se suelen inspeccionar

- Distribución eléctrica (trifásica)
- Cajas de fusibles
- Cables y conexiones
- Relés/Interruptores
- Aislantes
- Condensadores
- Interruptores automáticos
- Controladores
- Transformadores
- Motores
- Bancos de batería

Razones comunes de la existencia de puntos críticos o desviaciones de temperatura

- Cargas desequilibradas
- Armónicos (tercer armónico en corriente en el neutro)
- Sobrecarga en los sistemas/exceso de corriente
- Las conexiones sueltas o con corrosión han aumentado la resistencia del circuito (normalmente uno de los lados de los componentes se calienta)
- Avería del aislamiento
- Avería de componente
- Fallos del cableado
- Los componentes especificados más abajo (como los fusibles) se calentarán a ambos lados del fusible

La termografía por infrarrojos y el análisis de temperatura son elementos necesarios para supervisar de forma precisa y eficaz las subestaciones, líneas de distribución, conexiones eléctricas y otros equipos de distribución eléctrica. Con la revolucionaria línea de productos de soluciones por infrarrojos, podrá diagnosticar problemas potenciales antes de que se conviertan en catástrofes, ahorrando una gran cantidad de dinero en costosas reparaciones y tiempo de inactividad. Gracias a la utilización de la tecnología por infrarrojos, las compañías eléctricas podrán aumentar la calidad, reducir costes y ahorrar dinero. A continuación, se incluyen algunas imágenes de muestra de una inspección por infrarrojos realizada durante una comprobación de mantenimiento Preventivo rutinaria.

En la ilustración 4.9 se muestra como el bushing del transformador está en punto caliente, esto se debe a que hay corrientes de fugas, es decir el bushing puede estar en rotura, sucio, húmedo etc.



Ilustración 4. 9 Bushing del transformador Caliente

En la ilustración 4.10 se observa que en una unión hay un punto caliente, esto se debe a falso contacto en el terminal de compresión.



Ilustración 4. 10 Terminal de compresión caliente

En la ilustración 4.11 se observan los puntos calientes en los aisladores.

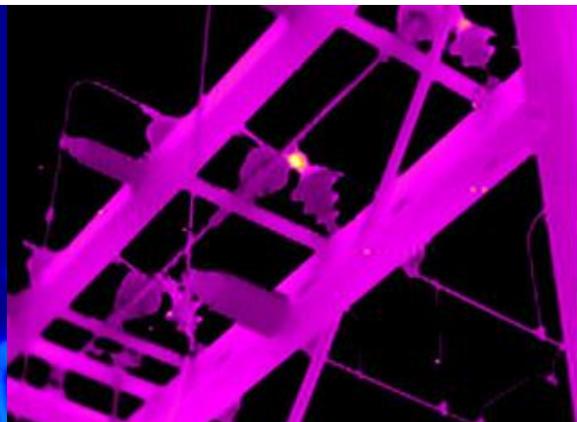


Ilustración 4. 11 Aisladores en caliente

4.3.6 Limpieza de aisladores

-Limpieza manual-Red desenergizada

Los aisladores que tengan alta contaminación de polvo o productos químicos se limpian con telas, tal forma que queden las porcelanas o poliméricos queden totalmente limpios. En este caso se debe trabajar sin tensión.

-Limpieza con chorro de agua – Red energizada.

La limpieza con chorro de agua desmineralizada se hace con el circuito energizado y con una presión tal que sea suficiente para desprender el polvo y las sustancias conductoras que se hayan depositado sobre los aisladores. Para este caso es para trabajar en tensión tomando las precauciones necesarias descritas a continuación.

Frecuencia: Cada 6 ó 12 meses, según la contaminación.

La correcta limpieza de los aisladores eléctricos de media tensión se debe llevar a cabo siguiendo una serie de pasos para que el proceso se pueda llevar a cabo de forma correcta, así como ciertas consideraciones técnicas.

Corriente de Fuga

Es la corriente que fluye a través de elementos normalmente no conductores, por ejemplo, las mangueras (un tubo flexible que transporta agua, utilizado especialmente para regar plantas y para combatir incendios.). Se considera que para un hombre promedio el valor seguro de corriente de separación está alrededor de 8 mA y 9 mA.

Un valor aproximado de 1 mA, una persona lo detecta como una sensación de hormigueo suave y se puede definir como la corriente umbral de percepción. Cuando la conexión a tierra de la boquilla está adecuadamente conectada, no debería fluir corriente de fuga alguna a través del cuerpo de una persona, durante el lavado. Aun así, se debe prever la posibilidad de que se pierda dicha conexión, por lo cual se debe limitar la corriente de fuga a 2 mA. Aparte se debe buscar la manera de que los pies y manos del operador se encuentren al mismo potencial eléctrico.



Ilustración 4. 12 Limpieza de los aisladores

Existen varios parámetros que influyen en la corriente de fuga que se produce en el flujo de agua, las cuales se listan a continuación y a su vez se ilustran en la siguiente tabla.

Voltaje De la línea (KV)	Distancia mín. entre boquilla y conductor		Resistividad mínima del agua		Presión mínima de la boquilla		Diámetro máximo del orificio	
	m	pies	Ω cm	Ω pulg	kPA	Lb/pulg ²	mm	pulg
34.5	2.44	8	1300	512	2758	400	6.35	0.25
34.5	2.44	8	1300	512	2758	400	4.76	0.1875

Tabla 4.2. Parámetros para el lavado de equipo energizado ¹⁷

- **Distancia de Funcionamiento**

Distancia existente entre el conductor y la boquilla, mientras mayor sea ésta, menor será la efectividad del lavado y la magnitud de la corriente de fuga. En caso de que esta distancia se vea limitada por el tamaño del poste o torre donde se encuentren ubicados los aisladores se puede utilizar agua desmineralizada.

- **Resistividad del Agua**

Se debe tener conciencia que si ésta es muy baja se puede producir flameo o algún tipo de lesión durante el lavado del aislador. Un valor común es el superior a los 1.400 Ω cm, el cual puede obtenerse de los hidrantes de la ciudad; otro tipo de agua es la desmineralizada que cuenta con una resistividad de 50.000 Ω cm o superior y se obtiene de plantas de vapor. Hay que tener en cuenta que la resistividad del agua cambia con la temperatura.

- **Presión del Agua**

Está relacionada con la distancia de funcionamiento lo que hace que sea fácil de ajustar, por ejemplo, usando una presión inferior con el aumento de la distancia.

- **Orificio de la Boquilla**

Afecta directamente el tamaño y desempeño que tendrá el flujo de agua. De acuerdo al orificio de boquillas que se elija, existe una distancia de lavado que se debe respetar; como ejemplo se muestra la tabla de distancias de lavado y voltaje de línea para una boquilla de 5.95mm.

Voltaje de línea (kV)	Distancia en metros	Distancia en pies
4	2.13	7
13	3.05	10
24	3.66	12
71-115	4.57	15
230	4.57	15
500	6.10	20

Tabla 4.3. Distancia de lavado para una boquilla de 5.95mm ¹⁸

¹⁷Ref. Norma IEEE STD 957-1995.

¹⁸Ref. Norma IEEE STD 957-1995

Intervalo de Lavado

Los aisladores se deben lavar antes de que se alcance el límite predeterminado para el grado de contaminación, de manera que no se produzca accidente por flameo durante el lavado de la línea viva. Se recomienda hacer un seguimiento de la acumulación de contaminante sobre los aisladores, midiendo la densidad equivalente del depósito de sal, para poder llevar a cabo un plan de limpieza de los mismos.

Mantenimiento de los aisladores.

Hay casos que se recomienda el recubrimiento de silicona del tipo **RTV (Room-Temperature-Vulcanization)** a los aisladores, esto depende del nivel de contaminación que están expuesto. Para esta situación se debe trabajar sin tensión.

Los recubrimientos de silicona RTV, están diseñados para reemplazar la grasa de silicona y el lavado con agua, cada vez se utilizan con mayor frecuencia para evitar el flameo. Existen varios tipos, los cuales difieren en su capacidad de evitar el flameo y las corrientes de fuga. Aquellos que llegan a perder su hidrofobicidad tienen una vida muy corta. Una de las consideraciones más importantes de estos recubrimientos, después del desempeño, es la fácil aplicación, lo que hace que el costo de instalación proporcione un ahorro significativo.

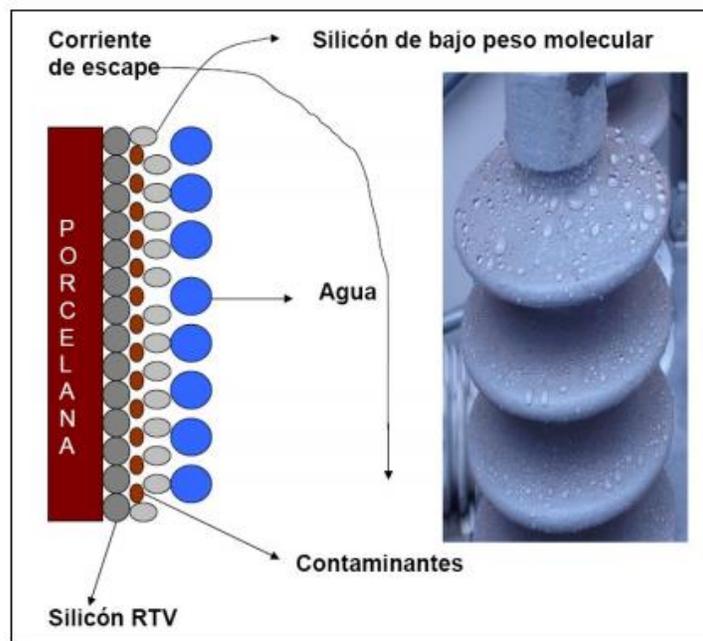


Ilustración 4. 13 Aislador con recubrimiento RTV 19

Al preparar la superficie se debe tener en cuenta que esta se encuentre limpia y libre de aceite, polvo o humedad. Generalmente el procedimiento a seguir es lavar con agua a presión alta seguida

¹⁹Ref. Norma IEEE STD 957-1995

de un lavado manual con alcohol isopropílico. Cuando hay aisladores contaminados con material similar al cemento se les debe dar un tratamiento con un limpiador abrasivo seco como la tuza de maíz triturada o las cáscaras de nuez mezcladas con polvo de cal. Los aisladores engrasados son muy difíciles de limpiar; una vez eliminado la mayor parte de la grasa con un limpiador abrasivo seco, la superficie se debe limpiar manualmente con un solvente como la nafta, para eliminar la capa residual de grasa.

Los recubrimientos con silicona RTV tienen la facilidad de poder ser aplicados ya sea con brocha si son pocos aisladores o mediante aspersión si son varios aisladores mediante eyectores, el método a utilizar depende del tipo de trabajo que se piense realizar.

4.3.7 Mantenimiento del área de servidumbre

Podar árboles y cortar malezas, arbustos y toda vegetación en general del área de servidumbre de todas las redes eléctricas para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.

La poda debe hacerse con los circuitos desenergizados y cortando las ramas de tal forma que se guarden las distancias fase a tierra indicadas.

Se deberá limpiar a ras de piso la maleza, arbustos y rastrojo utilizando machete o herramienta mecánica (guadañadora), en una zona de seis (6) metros a lado y lado del eje de las líneas eléctricas.

En todos los circuitos eléctricos deberán eliminarse elementos extraños al circuito como son: Los nidos de pájaros, colmenas, hormigueros o basuras que se encuentren adheridos a los postes, crucetas, bajantes y en los conductores eléctricos.

El operador de LA EMPRESA desenergizar los circuitos que se requiera para hacer la limpieza de servidumbre en condiciones favorables de seguridad industrial.

El producto de la limpieza se deberá recoger y disponerlo acorde a las normas ambientales vigentes. El costo de este traslado de residuos estará a cargo del contratista.

Frecuencia: CADA DOCE (12) MESES.

Distancias de seguridad

En las líneas de media tensión es muy difícil poder controlar la naturaleza que lo rodea, y por consiguiente esto genera un gran peligro a que pueda ocurrir una falla debido a contacto de la línea de MT con una rama, es por eso que se detallara las distancias que la poda y brecha deben de poseer con respecto a la línea.

1 . Las ramas de los árboles se deben de podar para que queden alejadas de los conductores eléctricos y permitir:

- movimiento de las ramas y troncos en condiciones de tormenta.
- incremento en la flecha del conductor debido a la carga y variaciones de temperatura.
- accesibilidad para operación y mantenimiento de la línea.

2. Antes de podar o cortar árboles se debe pedir la autorización del propietario del árbol. Además, es necesario conseguir los permisos de poda exigidos por las autoridades competentes.
3. La poda se debe efectuar con cuidado y a buen juicio, debe ser satisfactoria para el propietario del árbol en este caso la Universidad. Una buena mano de obra en la poda disminuirá las dificultades para conseguir futuros permisos. Es recomendable que la persona que obtuvo el permiso este presente para asegurar un buen trabajo.
4. En la línea de baja tensión las ramas de los árboles podrán convivir con los conductores aislados, cortando únicamente las que pudieran dañar al aislamiento.

Equipo y herramienta a usar: canastilla o escalera, motosierra, tijera o sierra hidráulica o machete (uso limitado)

En el caso del campus universitario las líneas atraviesan zonas de bosques como la ilustración 4.14, se realizará el mantenimiento de la línea de distribución a distancias de seguridad de las ramas más próximas a la línea, estas distancias deberán mantenerse constantes, por lo que las actividades de mantenimiento deberán garantizar que las ramas que se acerquen a la línea no sean causa de falla, la cual podría ocasionar incendios, la caída de estructuras o accidentes a personas y animales que estén cerca. La distancia mínima del eje del poste de la estructura, a la rama más cercana será 4,5 m.

En la ilustración 4.14 se muestra el ángulo de mantenimiento sugerido para la poda de árboles es de 15°, y la que adoptan la mayoría de empresas de 45°.

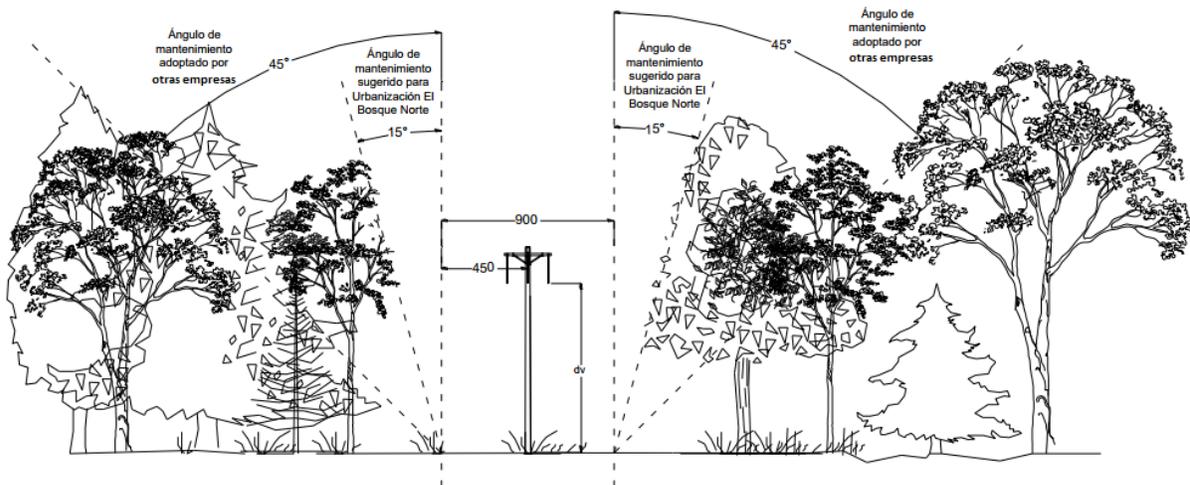


Ilustración 4.14 Poda y brecha de mantenimiento.

Puede presentarse el problema que no estén de acuerdo con el mantenimiento de la ilustración 4.14, debido a que se debe de podar una gran parte de los árboles, y afectando el medio ambiente por lo que se presenta otra alternativa de poda mostrada en la ilustración 4.15, de esta manera solo se considera un radio de poda de 2m para conductores desnudos y de 1m para conductores semiaislados.

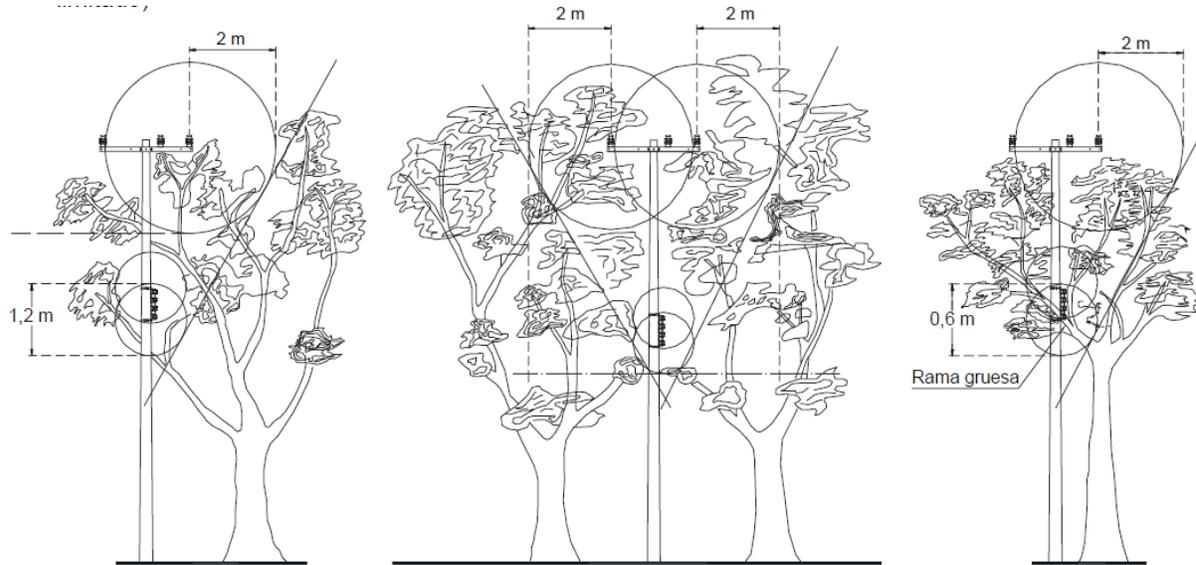


Ilustración 4. 15 Poda cercana a los conductores.

CORTE DE RAMAS Y TRONCOS

Cuando se ejecute el corte de ramas, efectuar los cortes lo más cercano al tronco como sea posible, procediendo de acuerdo a lo indicado en las figuras siguientes:

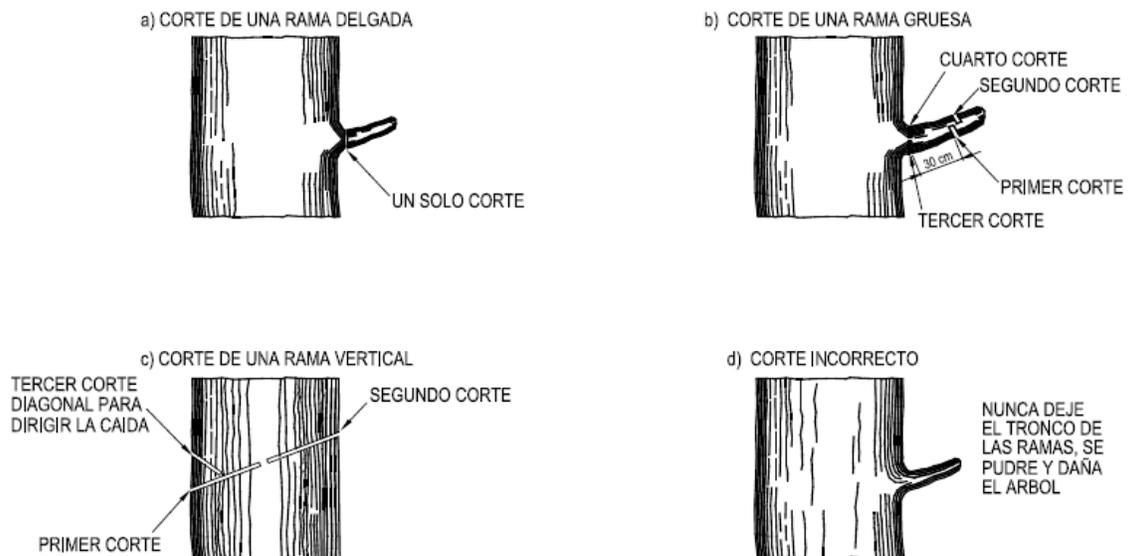


Ilustración 4. 16 Corte de ramas y tronco.

Ilustración 4.16:

- a) Ramas delgadas (hasta 2,5 cm de diámetro) de un solo corte.
- b) Ramas gruesas: cuatro cortes, 2 fuera y lejos de la base, un tercero en la parte inferior y el cuarto en la parte superior. Esto es necesario para que, al efectuar el corte, la corteza de la rama no se desprenda y se deslice hasta el tronco dañando al árbol.
- c) Ramas verticales: tres cortes, el primero y segundo corte a 45° encontrados; esto con objeto de dirigir la caída. El tercer corte hacia abajo a 45° dejando que la rama caiga.
- d) No se deben dejar ramas o troncos rotos, puesto que se pudren y dañan al árbol.

Redondeado de los árboles: Preferentemente se debe realizar el redondeo de los árboles para obtener los libramientos de los conductores. El cual tiene como objetivo mantener la simetría del árbol. El árbol no se debe cortar en un solo plano de tal forma que todas las ramas queden de la misma longitud. Se puede podar en forma de U solamente con el consentimiento del propietario.

Limpieza: Una vez finalizada la poda del árbol, es obligación del podador recoger inmediatamente todas las ramas y hojas que se hayan cortado. El sitio de la poda debe quedar limpio, independientemente de su ubicación.²⁰

4.3.8 Mantenimiento Preventivo de Transformadores de Distribución.

Para el mantenimiento preventivo de los transformadores de distribución se realizarán las siguientes pruebas y verificaciones:

- -Inspección visual al estado de la Pintura en general.
- -Verificar presión del tanque principal.
- -Verificación de anclaje.
- -Verificación de conexiones a tierra.
- -Verificación de niveles de aceite transformador.
- -Inspección indicadores de temperatura, lecturas, calibración.
- -Inspección válvula de seguridad de sobrepresión - operación.
- -Hermeticidad.
- -Verificación cambiador de derivaciones de operación sin carga (TAP).
- -Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales de conector.
- -Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas.
- -Ajuste en terminales de puesta a tierra.
- -Corrección de fugas de aceite.
- -Reposición del nivel de aceite al transformador.

Frecuencia: CADA DOCE (12) MESES.

²⁰Ref. Normas de distribución, trazos y libramientos CFE



Ilustración 4. 17 Partes de un transformador.

El programa de mantenimiento puede incluir:

- **Rigidez dieléctrica:** Se mide la máxima tensión que puede ser aplicada al aceite sin producir descargas. Un valor bajo de rigidez dieléctrica generalmente ocurre cuando hay humedad y partículas en el aceite y es indicativo de que éste no está en condiciones de proveer el aislamiento eléctrico necesario.
- **Contenido de agua:** El aumento de contenido de agua en aceite disminuye sensiblemente su nivel de aislación, pudiendo ocasionar descargas. Por otra parte, la humedad excesiva puede acelerar la descomposición del papel aislante con su consecuente pérdida de performance.
- **Acidez o Número de Neutralización:** Parámetro del estado de envejecimiento del fluido dieléctrico. Altos niveles de acidez aceleran la degradación del papel aislante.
- **TTR:** Transformer turns ratio. (Relación de transformación)

4.3.9 Reconectores – Pruebas para Mantenimiento Preventivo

Antes de realizar las pruebas es necesario hacer las operaciones de apertura de las cuchillas de entrada y salida, y luego habilitar el servicio por medio de las cuchillas de bypass, de esa manera se puede efectuar de forma segura el mantenimiento y sin afectar por un periodo prolongado el servicio de energía eléctrica.

Primeramente:

- a). Verificar el estado de la pintura o del galvanizado de la estructura soporte.
- b). Detectar fugas de aceite o de gas.
- c). Realizar limpieza de polvo o contaminación.
- d). Verificar el ajuste de las conexiones.

Frecuencia: CADA DOCE (12) MESES.

- Las cámaras de vacío, no requieren de ningún tipo de mantenimiento, sin embargo, una vez cumple su vida útil deben ser reemplazadas.
- Hay mecanismo que están diseñados para 10000 operaciones por tanto no habrá mantenimiento.
- Cada cinco años deberán verificarse los bushings, limpiarlos de ser necesario y examinar el indicador externo de apertura y cierre para asegurarse que éste libre de obstrucciones mecánicas. En áreas de alta contaminación atmosférica, se recomienda un programa de limpieza más frecuente.



Ilustración 4. 18 Reconectador.

- Hay reconectores que utilizan el gas Hexa-fluoruro de Azufre (SF6) que es un Dieléctrico utilizado para recubrimiento de la cámara de extinción de arco eléctrico. Cada año deberá verificarse el nivel de gas SF6 ya que se tiene la experiencia que algunos equipos han presentado escape por la válvula de llenado o la válvula de sobrepresión. Mantenimiento Partes reconectador.
- El reconector cuenta con 6 apartarrayos, 3 en la entrada, y 3 en la salida, aparte que instalan cuchillas de entrada y salida y de bypass para el respectivo mantenimiento. cabe destacar que cuando se hace el mantenimiento es necesario verificar el estado de estos componentes.

El mantenimiento del gabinete de control debe ser efectuado cada cinco años para realizar las tareas relacionadas abajo.

- Verifique si hay suciedad excesiva en el gabinete, particularmente en el techo, y límpielo. (en general cada vez que se tenga acceso al control por algún ejercicio de mantenimiento se haga esta tarea).
- Reemplazo de la Batería, se recomienda cambiarla cada cinco años.
- Verificación del status del relé, como son: la memoria ROM, la RAM, la batería etc.
- Verificación de la ventilación del equipo MANTENIMIENTO.



Ilustración 4. 19 Gabinete de control

Maniobras para el mantenimiento de recloser

Antes de ejecutar cualquier maniobra estos operadores deben, por seguridad, cumplir con lo siguiente:

- Informar al centro de operación de distribución su presencia en el sitio donde se operará el equipo.
- Verificar el número de placa de identificación del equipo (ID-XXXXX).
- Realizar una inspección visual, a los fines de establecer la condición física externa del equipo (recuerde, un reconectador opera a la intemperie).

A este respecto: El resultado de la inspección visual a la caja de polos del Rct²¹, se debe indicar al operador del centro de operación de distribución. En la mencionada inspección, se verifica la posición de la bandera localizada en el frente de la caja de actuación y el estado de la luz indicadora correspondiente, en la caja de control.

Las maniobras en referencia son:

1. Encendido y Apagado del panel.
2. Activación/Desactivación del Bloqueo al trabajo.
3. Selección del tipo de comunicación, (Remota o local).
4. Activación/Desactivación del auto-recierre.
5. Activación/Desactivación del Relé de Neutro.

²¹Rct = Reconectador o Recloser.

6. Activación/Desactivación del Relé de falla sensitiva tierra.
7. Activación/Desactivación del Bloqueo de carga viva.
8. Activación/Desactivación de la Automatización de Lazo.
9. Prueba de baterías.
10. Activación/Desactivación de los distintos grupos de protección (A, B o C).
11. Apertura de los contactos de potencia del recloser, mediante la Caja de Control.
12. Cierre de los contactos de potencia del recloser, mediante Caja de Control.
13. Apertura de los contactos de potencia del recloser, pero de forma mecánica.

1. Encendido y Apagado del panel²²

Al abrir el gabinete de control, automáticamente se encenderá el panel y transcurridos unos minutos, el mismo procederá a apagarse. Para encenderlo o apagarlo hay que presionar la tecla “ENCENDER PANEL”, la cual se muestra en la siguiente ilustración. Esto lo debe ejecutar el operador de campo, a fin de poder ejecutar el resto de las maniobras.



Ilustración 4. 20 Botón de encendido

2. Activación/Desactivación del Bloqueo al trabajo.

Al momento de realizar cualquier tarea de mantenimiento, aguas abajo del Recloser, se debe bloquear el trabajo del mismo, a fin de que no se produzca un cierre del circuito bajo estas condiciones y por tanto resguardar la seguridad de los operarios de campo. Bloquear el trabajo en el recloser significa impedir la realización de cierre de los contactos de potencia.

En condiciones normales, no debe estar activado el bloqueo al trabajo, esto se verifica fácilmente observando que la luz indicadora correspondiente esté apagada.

ESTA MANIOBRA DE MANTENIMIENTO NO PERMITE NINGÚN TIPO DE CIERRE DE LOS CONTACTOS DE POTENCIA. A este respecto es importante resaltar que el recloser posee dos modos de orden de cierre. La primera es la automática (función 79). La segunda es la “manual”. Esta última puede ser ordenada o por el operador de campo en sitio de trabajo o por el operador del centro de operación de distribución.



Ilustración 4. 21 Activación del bloqueo / Desactivación del bloqueo.

²²Todas estas instrucciones son para el Recloser marca Schneider nu-lec, 630 A, 27 kV. Serie U, con caja de control Flex-vue.

3. Selección del tipo de comunicación, (Remota o local).

Una de las principales ventajas del recloser es que no solo se puede controlar por un operador de campo de forma local, sino que también se puede controlar de manera remota, ya sea por radio o por medio de antena telefónica.

En condiciones normales de operación del recloser, el operador del centro de operación de distribución mantiene comunicación remota constante y tiempo real con dicho equipo. La única manera de bloquear esta comunicación es localmente.

El operador de campo debe bloquear o desactivar la comunicación remota al momento de ejecutar su labor, a fin de evitar que, por error en el centro de operación de distribución, se provoquen cierres de los contactos de potencia inesperados.

Es importante destacar que la desactivación de la comunicación remota implica intrínsecamente la activación de la local. De igual manera la desactivación de la comunicación local implica la activación de la remota.



Ilustración 4. 22 Desactivación de la remota / Activación de la remota.



Ilustración 4. 23 Activación del control local / Desactivación del control local.

/

4. Activación/Desactivación del auto-recierre.

Esta maniobra de mantenimiento, tiene un objetivo similar a la indicada en el punto 2, solo que lo que se bloquea es el cierre de los contactos de potencia automático, es decir la función 79.



Ilustración 4. 24 Activación del re-cierre / Desactivación del re-cierre.

5. Activación/Desactivación de la función Relé de Neutro.

En condición de operación normal, la función relé de Neutro (50N) debe estar constantemente activada (led encendido) a fin de que: ella esté permanentemente censando corrientes a través del neutro y el equipo sea capaz de despejar fallas monofásicas o por desbalance.

Para ciertas maniobras como traspaso de carga y arranque en frío, es necesario que esta función esté desactivada con el objeto de que no ocurran aperturas de los contactos de potencia, innecesarias.



Ilustración 4. 25 Activación del Relé de neutro / Desactivación del Relé neutro.

6. Activación/Desactivación de la función Relé de falla sensitiva tierra.

Esta función tiene como objetivo despejar fallas del tipo alta impedancia.



Ilustración 4. 26 Activación de la SEF / Desactivación de la SEF.

7. Activación/Desactivación del Bloqueo de carga “viva” o activa.

El bloqueo de carga activa tiene como fin, evitar el cierre de los contactos de potencia, sí existe tensión en los terminales de carga del recloser.



Ilustración 4. 27 Activación del bloqueo / Desactivación del bloqueo.

8. Activación/Desactivación de la Automatización de Lazo.

Cuando varios recloser son configurados o conectados en lazo, se requiere que los mismos sean selectivos en cuanto a la actuación de sus protecciones eléctricas asociadas.



Ilustración 4. 28 Activación de la automatización / Desactivación de la automatización

9. Prueba de baterías.

Esto le permite al operador de campo que ejecuta mantenimiento, comprobar el estado actual de las baterías. Verificar el estado de las baterías en la pantalla LCD.



Ilustración 4. 29 Prueba de baterías

10. Activación/Desactivación de los distintos grupos de protección (A, B o C).

En condición de operación normal, el recloser opera bajo el “dominio” de un determinado grupo de protecciones eléctricas que son previamente configuradas en la caja de control. Además de lo anterior, se programa otro grupo de protecciones eléctricas, cuyas curvas de actuación están sobredimensionadas. El objetivo de estas últimas es utilizarlas en casos donde se requiera hacer alguna maniobra especial y no convenga la actuación del primer grupo de protecciones mencionadas. Esta es la razón para activar y desactivar diferentes grupos de protecciones.



Ilustración 4.30 Activación de protección / Desactivación de protección.

11. Apertura de los contactos de potencia del Rct, mediante la Caja de Control.

Para realizar la apertura del equipo y por tanto dejar sin tensión el tramo de carga aguas debajo de él, se deben seguir los siguientes pasos:

- Verificar que el recloser esté cerrado, para tal fin, inspeccionar el estado de los polos, constatar que el indicador externo de los polos (ver ilustración 4.31) se encuentre en ON (color rojo) y que la luz indicadora en el botón de cerrado en la caja de control esté encendida.
- Cerciorarse de que el equipo tenga desactivado el reenganche, si no lo está, desactivarlo como se indicó en el punto 4.
- Cerciorarse de que la remota esté desactivada, si no lo está, desactivarla como se indicó en el punto 3.
- Presionar el botón “ABRIR”.
- Verificar que el led del botón ABRIR este encendido de color VERDE.
- Verificar que el indicador externo en la caja de polos se encuentre en OFF como se observa en la ilustración 5.30.
- Comprobar que no exista tensión del lado de la carga usando un verificador de ausencia de tensión o midiendo la tensión en el punto de distribución (PD) más cercano. Se debe destacar que esta medición tiene que hacerse de manera trifásica, es decir, se tienen que medir las tres fases.



Dispositivo de
Apertura

Ilustración 4. 31 Recloser abierto.

12. Cierre de los contactos de potencia del recloser, mediante Caja de Control.

- Verificar que el recloser esté abierto, para tal fin inspeccionar el estado de los polos, constatar que el indicador externo de los polos (ver ilustración 4.31) se encuentren en OFF (color verde) y que la luz indicadora en el botón de ABIERTO en la caja de control esté encendida.
- Cerciorarse de que el equipo tenga desactivado el reenganche, si no lo está, desactivarlo como se indicó en el punto 4.
- Cerciorarse de que la remota esté desactivada, si no lo está, desactivarla como se indicó en el punto 3.
- Presionar el botón "CERRAR".
- Verificar que el led ubicado en el botón CERRAR esté encendido.
- Verificar que el indicador externo en la caja de polos se encuentre en ON como se observa en la ilustración 4.32.
- Comprobar que exista tensión del lado carga usando un verificador de ausencia de tensión o midiendo la tensión en el PD más cercano. Se debe destacar que esta medición tiene que hacerse de manera trifásica, es decir, se tienen que medir las tres fases.
- Activar la remota como se indica en el punto 3.
- Activar el reenganche como se indica en el punto 4.

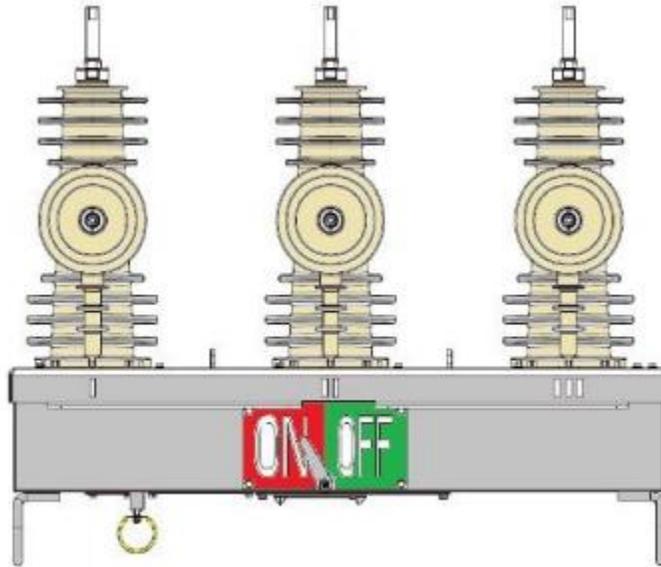


Ilustración 4. 32 Recloser cerrado.

13. Apertura de los contactos de potencia del recloser, pero de forma mecánica.

Como se ha mencionado anteriormente, los contactos de potencia del Rct sólo deben ser abiertos a través de la caja de control. En caso de que esto sea imposible, el equipo puede ser abierto a través de un gancho mecánico que es el dispositivo de apertura (ver ilustración 4.31). Es importante señalar que los contactos de potencia del recloser NO pueden ser cerrados mediante este mecanismo, únicamente pueden ser cerrados a través de la caja de control. Para abrir el equipo con el gancho mecánico se debe hacer lo siguiente:

- Verificar que el dispositivo de apertura mecánica se encuentre libre de todo obstáculo que dificulte la maniobra.
- Insertar el gancho de la vara telescópica (pértiga) en la ranura del dispositivo de apertura mecánica y con ambas manos halar cuidadosamente hacia abajo.
- Verificar que el indicador externo de la caja de actuación cambie a posición OFF (color verde).
- Comprobar que no exista tensión del lado de la carga usando un verificador de ausencia de tensión o midiendo la tensión en el punto de distribución (PD) más cercano. Se debe destacar que esta medición tiene que hacerse de manera trifásica, es decir, se tienen que medir las tres fases.

Nota: al realizar la apertura mecánica el equipo también quedará bloqueado mecánicamente, el mismo no permitirá cierres mecánicos, sólo podrá cerrarse mediante la caja de control como se explica en el punto 12, pero antes de realizar dicho procedimiento se procederá a subir el dispositivo de apertura mecánica a su posición de cierre.²³

²³Ref. Manual de Instalación reconectador Nu-lec ACR serie U.

4.3.10 Recomendación

En el campus de la Universidad de El Salvador como se sabe, parte de las fallas es provocado por contacto de animales. (Aves, Roedores, etc.) en estos casos es necesario colocar forrajes avifaunas, de esta manera se evitan muertes a los animales y nos ayuda a nuestra red de distribución a tener menor falla provocado por contacto animal.

En la ilustración 4.32 se muestra el montaje de la protección avifaunas en una estructura de corte horizontal, nótese que se puede predecir que habrá menor cantidad de fallas provocado por contacto animal.



Ilustración 4.33 Protección Avifauna.

En la ilustración 4.33 se muestra para los terminales de un transformador para evitar contactos indeseados de las aves.



Ilustración 4.34 Protección Avifauna en los terminales del transformador, apartarrayos y cortacircuitos.

El fabricante entrega el manual de instalación de estas protecciones Avifaunas tal y como lo muestra la ilustración 4.34.

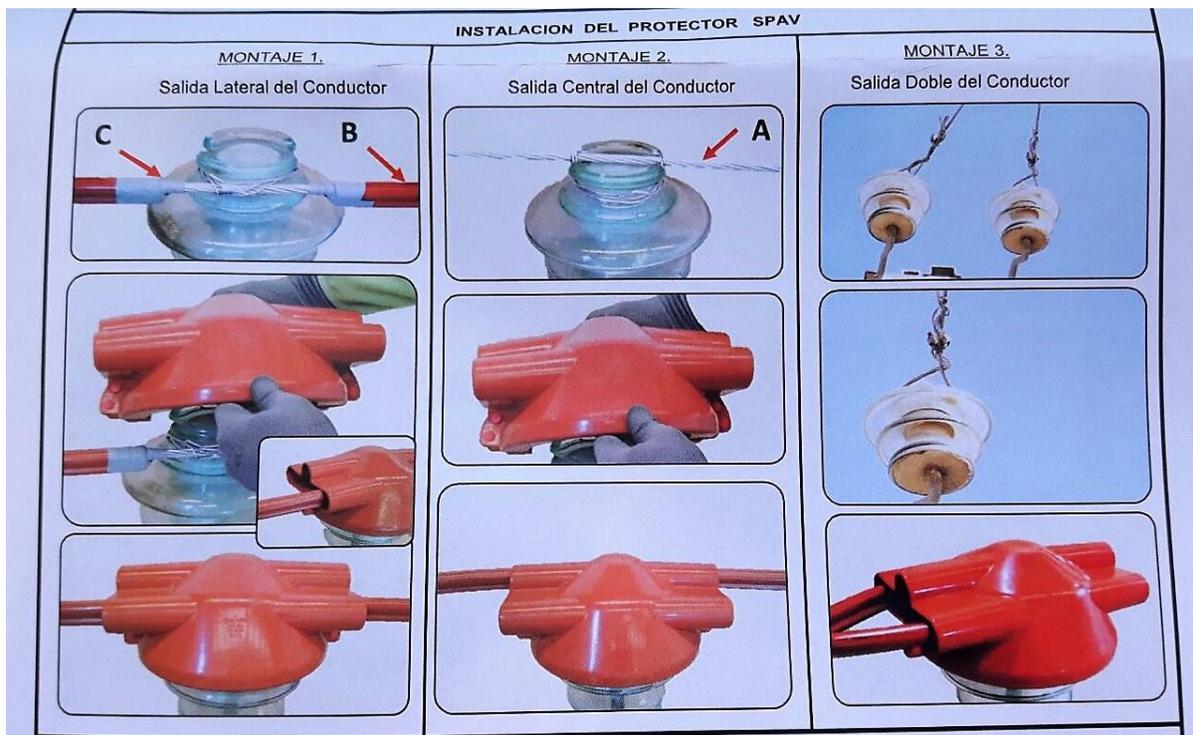


Ilustración 4. 35 Guía de instalación del protector.

Apartado 5

Costo del Proyecto

INTRODUCCIÓN

En este apartado se busca estimar el costo total del proyecto. Este proyecto va enfocado a disminuir las interrupciones y por lo tanto mejorar la calidad del trabajo académico y aprendizaje estudiantil, ya que por la falta de energía se suspenden clases o no se ejerce actividades laborales, teniendo que restablecer el servicio de energía eléctrica con costos anuales elevados. Es por eso que este proyecto no es para fines de lucro, sino que es un proyecto social donde toda la población universitaria tanto personal administrativo, docente y estudiantil serán beneficiados

5.1 Viabilidad

Este estudio está basado en dar una solución a la problemática de las interrupciones de actividades académicas, administrativas, sociales, entre otras; debido a los cortes en el servicio de energía eléctrica en la Universidad de El Salvador. Todo este problema está centralizado en alto nivel de falla que se encuentra la red de la distribuidora, así como también en una mala coordinación de protecciones dentro del campus universitario.

Por lo que se propone realizar a través de este estudio una correcta Coordinación de Protecciones, para ello es necesario tener un nivel de falla manejable, por lo cual es necesario implementar el uso de Reactores Limitadores de Corriente de Cortocircuito; de esta manera se podrá tener un nivel de falla manejable con protecciones que se encuentren en el mercado, así también un menor tiempo de restablecimiento del servicio de energía eléctrica.

Parte de la problemática consiste en los costos extra que se generan por el restablecimiento por parte de la distribuidora.

Se ha identificado, además, un alto nivel de falla y una mala coordinación de protecciones, esto por no existir un plan de mantenimiento a la red primaria del campus universitario. Esto genera que las fallas provocadas en su totalidad por contacto animal y ramas interrumpen, en la mayoría de los casos, el 100% del servicio de energía eléctrica en alrededor de 2 a 3 facultades del campus central de la Universidad de El Salvador.

5.2 Análisis de la Problemática

La mayoría de las ocasiones siempre se dispara el fusible de la distribuidora, para ello se tiene que esperar que la distribuidora reemplace dicho elemento. Además de eso se hace un recargo a la factura de energía eléctrica de la universidad, esto cada vez que ocurre una falla y la distribuidora lo reemplaza. A continuación, se presenta la tabla 5.1 que nos muestra la cantidad de fallas con los respectivos costos:

Cantidad de fallas			
UES/Semana	UES/Año	CAESS/Semana	CAESS/Año
4	192	3	144
Costos/Anuales [\\$]			
Costos de restablecimiento	\$ 3.00	\$ 50.00	Total [\\$]
	UES/Año	CAESS/Año	
	\$ 576.00	\$ 7,200.00	\$ 7,776.00

Tabla 5.1 Costos Anuales de restablecimiento

En estos costos de restablecimiento para que el caso de la Universidad, solo se debe de comprar el elemento a reemplazar el cual es un fusible, lo del reemplazo lo hacen trabajadores del área de mantenimiento eléctrico un corto periodo de tiempo. Para el caso de restablecimiento por parte de la distribuidora es de \$50 que incluye el repuesto y reemplazo, pero el tiempo es más prolongado ya que se debe notificar y luego la compañía distribuidora manda una cuadrilla para restablecer el servicio.

5.3 Resolución a la Problemática.

Es por ello que se propone este proyecto de tipo social, puesto que será un beneficio para toda la población universitaria. Este proyecto dará mejores resultados aplicando el mantenimiento preventivo del apartado 4, ya que se obtendrá menor cantidades de falla. De esta manera, implementando este proyecto se tendrá los siguientes beneficios:

- Disminución de la corriente de cortocircuito: A niveles de corriente donde se podrá obtener una buena coordinación de protección, donde también involucra elementos de protección de menor capacidad.
- Coordinación de protecciones: Actuará la protección más próxima a la falla, detectando el tramo donde se originó la falla.
- Disminución de fallas: Originadas por contacto animal, ramas en contacto con las líneas, estructuras en mal estado, aisladores dañados, etc. Aplicando mantenimiento preventivo.
- Disminución de costos de restablecimiento del servicio de energía eléctrica: Desarrollando este proyecto se conseguirá mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, además de un ahorro sustancial en la factura eléctrica y en el presupuesto de operación de la Universidad de El Salvador, el cual puede utilizarse para invertir en otras áreas que la universidad así lo requiera.
- Mejora en la confiabilidad del sistema: Donde habrá pocas interrupciones en el mes, teniendo un servicio de energía eléctrica constante, donde la población universitaria es

beneficiada en no suspender sus actividades académicas o administrativas por falta de energía.

- Afectar la menor población universitaria ante una falla: Como se tiene una buena coordinación de protecciones, se eliminará el problema que cuando ocurra una falla se dispara el fusible de la distribuidora, ahora se dispara el fusible cercano a la falla afectando a los que estén conectados aguas abajo de dicho fusible.

5.4 Presupuesto de Proyecto.

Ahora mostramos en la tabla 5.2 el costo para la adquisición de los equipos necesarios para la implementación de este estudio, cabe aclarar que el valor de los Reactores Limitadores de Corriente de Cortocircuito puede variar según el fabricante, por lo cual en esta tabla nos limitamos a valores medios aproximados.

Equipo	Cantidad	Precio [\\$]	Total [\\$]
Set de Reactores ²⁴	3	15000	45000
Parrarayos	9	138,74	1248,66
Cuchillas de entrada, salida y bypass	3	6710	9408
Materiales Varios (Conductor, conectores, terminales, etc.)	1	1655,39	1655,39
Total de equipos y materiales [\\$]			57312,05

Tabla 5.2 Costo total de equipos y materiales

En la tabla 5.3 mostramos el costo por la obra civil que se debe realizar, recordando lo del apartado 3 de este documento, cabe señalar que estos equipos no pueden dejarse sin una cerca perimetral a menos de 64 m², ya que la exposición a los campos electromagnéticos puede ser peligrosa, por ellos se debe construir una cerca perimetral y evitar cualquier otro peligro por contacto, debido a la curiosidad.

²⁴ <https://zaporizhia.all.biz/es/el-reactor-6-10-1250-0-14-de-los-lazos-g12215154#.Wgp2I9PWzDc>

OBRA CIVIL	Costo [\\$]
Cerca Perimetral	449,72
Materiales de Construcción para Montaje de Set de Reactores en Vertical (Cemento, Arena, Hierro, etc.)	299,1
TOTAL	748,82

Tabla 5.3 Costos de Obra Civil

La tabla 5.4 nos da el costo de la mano de obra que se estima para 60 días para ejecución del proyecto:

Mano de Obra	Costo/Dia [\\$]	Costo Total Proyecto [\\$]
Supervisor de Proyecto	53,33	3200,00
Técnico Electricista 3° Categoría	14,22	2559,60
Ayudante Técnico Electricista	11,62	2091,60
Albañil	12,47	2244,60
Ayudante de Albañil	10,19	1834,20
	Total [\\$]	11930,00

Tabla 5.4 Costo de Mano de Obra Total

Con esto tenemos un **Monto Total** de: **\$69990,87**

Conclusiones

- Las condiciones de diseño de la coordinación de protecciones de la red en la Universidad de El Salvador han experimentado cambios. Y el resultado al incremento en la corriente que la red proveedora inyecta durante una falla, no solo provoca que sea una protección lejana la que actúe, por lo general son varios fusibles los que actúan por la descoordinación ahora presente. La implementación de reactores limitadores ofrece una solución directa al problema al limitar la corriente de falla, para el caso del punto de entrega en el Complejo Deportivo, la corriente trifásica de falla es reducida de 5.4 kA aproximados, a una corriente de 1.35 kA mediante reactores con impedancia de 8 ohm. Esto permite que el nivel de falla se reduzca a un rango de acción más efectivo para los fusibles presentes en la red, evitando así el problema de traslape entre curvas de los dispositivos de protección.
- La utilización de reactores limitadores presenta el problema del campo magnético generado, el valor máximo al que el público debe ser expuesto, según la ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection), debe ser de $833\mu\text{T}$. El estudio en el apartado 3 arroja que la distancia a delimitar es de 3.1m en arreglo vertical a cero grados. Aun si esta distancia resulta difícil de implementar, puede considerarse otra configuración para disminuir esta distancia aún más. Colocar el reactor central a 180° (manteniendo el arreglo vertical) disminuye la densidad de campo magnético por cancelación entre ellos, de esta manera la distancia se reduce a 1.7m optimizando el espacio donde se instalará.
- Se valoraron equipos de interrupción como solución para el despeje de las fallas, los fusibles limitadores fueron considerados, estos tienen el beneficio de reducir altas corrientes y evitar que más fusibles sean accionados, además de evitar que equipos conectados a la red resulten dañados. Pero siempre se requiere de obras de mantenimiento y sustitución de fusibles, y no se resuelve el nivel alto y peligroso de corriente de falla, además de no corregir el hecho de que se tiene un sistema de protecciones diseñado bajo condiciones que han cambiado, es por esto que la consideración de estos equipos no es aplicable para la problemática abordada.
- Para la coordinación presentada en el apartado 2, vemos claramente que sin la utilización del reactor es muy difícil obtener coordinación de protecciones utilizando fusibles XS 100, además según los criterios descritos no podemos utilizar fusibles que estén por debajo y tan próximos a la corriente nominal por los efectos de las sobrecargas, ahora considerando el caso de la universidad, la distribuidora instala fusibles acorde a la corriente de demanda máxima en los diferentes puntos de acometidas en el campus, lo cual imposibilita la coordinación de protecciones; debido a que el personal de mantenimiento eléctrico de la universidad diseña protecciones de acuerdo a la capacidad nominal de la instalación. Por lo tanto, la selección mostrada en el apartado 2 para la coordinación realizada fuese la más idónea que cumple con los criterios de coordinación manteniendo las TCC entre fusibles que el valor máximo del tiempo de despeje del fusible protector para la corriente de falla no sea mayor a un 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido, para esa misma corriente de falla.

- Se consideró la utilización de reactores como medio de aterrizaje del neutro en las subestaciones, los resultados de la simulación en el apartado 2 demuestran que el impacto de las corrientes monofásicas a tierra se reduce en el lado de baja, sin embargo, existe otro efecto; la tensión en las fases no falladas se eleva considerablemente, con esto las condiciones de riesgo se mantienen, pasando de un nivel alto de corriente, a un nivel elevado de tensión. Por esto, y debido a que en lado de alta tensión no se presenta mayor variación, no se considera como solución al problema planteado.
- Un plan de mantenimiento es necesario en toda red eléctrica para mantener buenas condiciones de servicio. En el apartado 4 se proponen una serie de consideraciones de mantenimiento a tener en cuenta. Se recalca también la necesidad de definir un plan de mantenimiento debido a que en la Universidad el mantenimiento es muy deficiente, las acciones de mantenimiento preventivo podrían ser casi nulas. La mayor cantidad de acciones son de carácter correctivo ante las principales causas de fallas que son por contacto animal o por contacto de ramas de árbol cercanos. La implementación de reactores corrige el problema de las altas corrientes de falla, ayudando a la vez a la coordinación de protecciones; y un buen plan de mantenimiento disminuiría la cantidad de fallas que se producen en la red de la universidad.
- La implementación de Reactores Limitadores de Corriente de Cortocircuito disminuye los esfuerzos en varios equipos, lo que permite usar protecciones de menor capacidad, y permitir un tiempo de vida más alto para los equipos actuales. Estos reactores son elementos pasivos, el mantenimiento requerido es muy bajo; y tienen una historia comprobada de ser libres de fallas. El uso de estos permitirá, además, compensar problemas de calidad de energía como se explica en el apartado 4 al limitar armónicos altos. El valor de la reactancia no es afectado por los cambios de corriente, y opera para los excesos de tensión limitando su valor pico. Debido a la característica magnética que presenta este tipo de reactor de núcleo de aire, estos no provocan armónicos. Incluso, presentan un alto grado de eficiencia cuando se diseñan para utilizarlos como filtros armónicos, en comparación con otro tipo de arreglos o alternativas para disminuir el nivel de distorsión.
- La puesta en marcha de este proyecto de inversión social es factible, ya que el beneficio es para ambas partes, tanto la Universidad de El Salvador personal administrativo y docente y su población estudiantil (57,792 estudiantes activos); así como la empresa distribuidora del servicio de energía eléctrica, es sustancial, ya que el número de fallas será minimizado y en casi su totalidad podrán ser resueltos por el personal de mantenimiento del área eléctrico de la universidad a la mayor brevedad posible. Además, para la universidad eso significa un ahorro en la compensación a la distribuidora por el restablecimiento del servicio, ya que al tener una Coordinación de Protecciones será menos probable la inhabilitación total del servicio, ya que actuará la protección más cercana al punto de falla para que así esta pueda despejar y aislar ese punto en la red. Logrando así que las actividades administrativas y académicas dentro del campus sean afectadas en lo mínimo.

Recomendaciones

- Se propone incluir en algunos puntos juego de cortacircuitos para seccionar la línea primaria y evitar, ante fallas, que el área de afectación sea amplia. En el apartado 1 se realizó el análisis de cortocircuito en estos puntos, se presentan los resultados para estos puntos señalados.
 - En el poste 56 existen 2 derivaciones, una de ellas esa para alimentar dos transformadores en delta que están a unos 30 metros aproximados, esta derivación no requiere más de las protecciones con las que ya cuenta. La otra derivación tiene una extensión de más de 150 metros y alimenta un transformador de 167 kVA y un Pad Mounted de 300 kVA, para este ramal si se recomienda un juego de cortacircuitos como relevo el cual n necesariamente puede estar en el poste 60 si no, en el P56.1.

Dejando estas dos derivaciones, la línea en el poste 56 continua hacia la facultad de medicina, un juego de cortacircuitos puede incluirse como relevo para este tramo final, puede ser en el poste 58, 59 o 60, y así aislar solamente ese tramo en caso de falla.

Estas protecciones a incluirse pueden dimensionarse con las corrientes de falla (incluyendo reactor) calculadas en el poste 56 (Tabla 1.4) de 1.3 kA trifásica y 1.12 kA monofásica.
 - En el poste 93 también existe dos derivaciones considerables, las cuales se recomienda aislar con juego de cortacircuitos como protecciones de relevo. No necesariamente pueden instalarse en este poste, pueden implementarse en los postes 109 y 92. Las protecciones pueden dimensionarse para los datos calculados en el poste 93, según tabla 1.4, 1.31 kA de falla trifásica y 1.14 kA de falla monofásica.
 - En el poste 94 o postes vecinos, puede incluirse juego de cortacircuitos para aislar tramo de línea y tener protección de relevo para no afectar un tramo más amplio de la red. Para el punto más cercano calculado (poste 27), según tabla 1.4, se tiene 1.32 kA de falla trifásica y 1.15 kA de falla monofásica.
- Una colaboración en conjunto entre la Unidad de Planificación y la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador, resultaría de mucho beneficio al permitir la participación de estudiantes de la carrera en la planificación, diseño y de alguna forma posible, en la ejecución de proyectos o mantenimientos, para la red de media y baja tensión del campus universitario. Aportaría cierta experiencia a los futuros profesionales de la carrera de Ingeniería Eléctrica, y sería una oportunidad para promover buenas prácticas aplicando recomendaciones basadas en normas internacionales como IEEE, IEC, NEC, entre otras. Podría incluirse otras áreas de trabajo que pertenecen a la carrera.
- Para la instalación de los reactores se ha presentado el cálculo de las distancias a respetar para evitar exposición de niveles altos del campo magnético. Se ha analizado también la posibilidad de implementar una configuración de montaje diferente, como el caso del reactor rotado a 180° que da un área menor a delimitar horizontalmente. En el apartado 3 se evaluó el nivel de campo verticalmente, y este decae más rápidamente que de forma

horizontal. Por ello se recomienda instalar los reactores sobre una estructura que permita elevar el arreglo vertical de los reactores, esta estructura consiste en soportes los cuales pueden ser proporcionados por el fabricante de los reactores. El fabricante proporciona la información necesaria en cuanto a campo magnético generado y las distancias a respetar, incluyendo las características que deben tener estos soportes de montaje.

- El reactor ayuda a mejorar en cierta parte la calidad de energía, pero se pueden obtener mejores resultados. Para esto es necesario realizar un estudio de calidad de energía, y así obtener el valor de distorsión armónica THD. Con estos datos se puede diseñar un condensador conectado en paralelo y obtener un filtro pasa-bajos de segundo orden; se diseña evitando caer en el fenómeno de resonancia, y poder compensar las fluctuaciones en la señal de tensión que genera el reactor a la hora de filtrar la señal de corriente. Atenuando las armónicas de mayor frecuencia que la fundamental se protege de daños a equipos sensibles por perturbaciones en la red tales como centros de cómputo o equipo de laboratorio clínico y medición. Además, se pueden obtener indicadores que faciliten la planificación de mantenimientos en la red y bajar los costos por reconectar el suministro de energía eléctrica.
- El uso de protectores avifauna para proteger los terminales, conectores o conductores desnudos, son necesarios para evitar el contacto por un animal o ramas. La Universidad de El Salvador cuenta con una importante área de flora y fauna, el uso de estos elementos de aislamiento y junto con la implementación de un plan de mantenimiento que incluya realizar poda y brecha, permitirá reducir la principal causa de falla que presenta la red interna de distribución del campus universitario.

Referencias y Bibliografía

- [1]. Norma IEEE 242-2001: *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.*
- [2]. Norma IEEE 141-1993: *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.*
- [3]. Norma IEEE 551-2006: *Recommended Practice for Calculating AC Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems.*
- [4]. Norma IEEE C57.16-2011: *IEEE Standard for Requirements, Terminology, and Test Code for Dry-Type Air-Core Series-Connected Reactors.*
- [5]. ETAP User Guide 12.6 (web: <https://etap.com/>)
- [6]. Magnetic Field of Power Plant Air Core Reactor, ISSN 1392 – 1215.
- [7]. Análisis de sistemas de potencia. John J.Grainger, William D. Stevenson, Jr.
- [8]. Tesis de grado: “Estudio de los Efectos en el Factor de Potencia y en el Contenido Armónico Producido por el Montaje de un Generador Fotovoltaico en una Instalación Eléctrica”, 2017.
- [9]. “Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia” de Theodore Wildi.
- [10]. ICNIRP GUIDELINES FOR LIMITING EXPOSURE TO TIME-VARYING ELECTRIC, MAGNETIC AND ELECTROMAGNETIC FIELDS (UP TO 300 GHZ). 1998.
- [11]. Norma Siget: “Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución”
- [12]. Norma IEEE 1159 – 1995: *Recommended Practice For Monitoring Electric Power Quality.*
- [13]. Norma IEC: 60076 - 6: *Power transformers - Part 6: Reactors.*
- [14]. Norma IEEE 493 – 2007: *Recommended Practice for the DESIGN OF RELIABLE INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.*
- [15]. Norma IEEE 957 – 1995: *Guide for Cleaning Insulators.*
- [16]. Manual de Operación ADVC2 Schneider Electric (web: www.schneider-electric.com)
- [17]. Factor de Potencia (web: <http://www.ruelsa.com/notas/factor/fp20.html>)

[18]. Norma ELFEC: *Distancias de seguridad en líneas de distribución* (web: <http://www.elfec.com/sites/default/files/normas.pdf>)

[19]. Trabajo de graduación: *“Alternativas de reducción de corrientes de cortocircuito en subestaciones de media tensión”, 2015.*

Glosario

Armónicos: Son tensiones o corrientes sinusoidales que poseen frecuencias que son múltiplos de la frecuencia a la cual el sistema de alimentación está diseñado para operar.

Circuito Monofásico: Es un sistema que consta únicamente de una tensión alterna. El circuito funciona con 2 hilos y la corriente que circula por ellos es siempre la misma. Siendo una línea viva y la otra neutro.

Circuito Trifásico: Es un sistema de 3 tensiones desfasadas 120 grados que se genera con un alternador que tiene 3 devanados a 120 grados uno respecto del anterior. Para transmitirse se utilizan líneas de 3 conductores, pero para utilización final se utilizan líneas de 4 hilos, que son las 3 fases y el neutro

Corriente alterna AC: La corriente eléctrica es la que cambia cíclicamente de polaridad. Esto es, su voltaje instantáneo va cambiando en el tiempo desde 0 a un máximo positivo, vuelve a cero y continúa hasta otro máximo negativo y así sucesivamente. La corriente alterna más comúnmente utilizada, cambia sus valores instantáneos de acuerdo con la función trigonométrica seno, de ahí su denominación de corriente alterna sinusoidal.

Corriente de falla Bifásica: Es la corriente generada por el contacto de dos líneas vivas entre sí o directamente a tierra, provocando un cortocircuito.

Corriente de falla monofásica: Es la corriente generada por el contacto de una línea viva con tierra, provocando un cortocircuito.

Corriente de falla Trifásica: Es la corriente generada por el contacto de las tres líneas vivas entre sí o directamente a tierra, provocando un cortocircuito.

Corto Circuito: Es una conexión no intencional que relativamente es baja la resistencia o impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes.

Densidad de Campo Magnético: La densidad de campo magnético, notada como B, es el flujo magnético por unidad de área de una sección normal a la dirección del flujo. La unidad de la densidad en el Sistema Internacional de Unidades es el Tesla. La densidad del flujo magnético en una región de un campo magnético equivale al número de líneas de fuerza que atraviesan perpendicularmente a la unidad de área.

Eficiencia: La eficiencia es optimizar los procesos productivos y el empleo de la energía utilizando lo mismo o menos para producir más bienes y servicios.

Factor de potencia: El factor de potencia mide la eficiencia de su consumo eléctrico, a la hora de convertirlo en potencia útil, como luz, calor o movimiento mecánico. En términos técnicos, es el ángulo de potencia activa o útil medida en kilovatios (kW) respecto a la potencia aparente total (potencia activa y reactiva) medida en kilovoltio-amperios.

Ferroresonancia: La ferresonancia es un fenómeno oscilatorio estacionario no lineal, que se presenta en un sistema eléctrico AC debido a la interacción entre un condensador y una inductancia con núcleo ferromagnético saturable

Fuerza Magnetomotriz: Se denomina fuerza electromotriz (FEM) a la energía proveniente de cualquier fuente, medio o dispositivo que suministre corriente eléctrica. Para ello se necesita la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos o polos (uno negativo y el otro positivo) de dicha fuente, que sea capaz de bombear o impulsar las cargas eléctricas a través de un circuito cerrado.

Impedancia: Es la oposición al paso de la corriente que incluye la resistencia y la reactancia (condensadores y las bobinas), esta última se puede representar en términos de vectores como la parte imaginaria.

Inductor: Un inductor es lo que se conoce como bobina, que es un elemento que mediante el almacenamiento de energía a través de campos magnéticos produce corriente a otro elemento.

Potencia Activa (P): Es la que se aprovecha como potencia útil. También se llama potencia media, real o verdadera y es debida a los dispositivos resistivos. Su unidad de medida en el vatio (W).

Potencia Aparente (S): Es la potencia total consumida por la carga y es el producto de los valores eficaces de tensión e intensidad. Se obtiene como la suma vectorial de las potencias activa y reactiva y representa la ocupación total de la instalación debida a la conexión del receptor. Su unidad de medida es el voltamperio (VA).

Potencia Reactiva (Q): Es la potencia que necesitan las bobinas y los condensadores para generar campos magnéticos o eléctricos, pero que no se transforma en trabajo efectivo, sino que fluctúa por la red entre el generador y los receptores. Su unidad de medida es el voltamperio reactivo (VAR).

Protecciones: Son los dispositivos que interrumpen las corrientes de fallas para proteger equipos, líneas de distribución, motores, etc. Y evitar tragedias debido a las corrientes altas.

Reactancia: En circuitos de corriente alterna la oposición al flujo de corriente de los elementos se ve afectada por la frecuencia eléctrica de la fuente de alimentación. En circuitos de corriente directa, ésta oposición fue denominada resistencia, para circuitos de corriente alterna ésta oposición será llamada REACTANCIA.

Reactor limitador de corriente: Es un dispositivo que se utiliza para disminuir niveles altos de corrientes de cortocircuito para reducir los esfuerzos en las barras, aisladores, disyuntores y otros dispositivos de alta tensión como también obtener coordinación de protecciones.

Secuencia Cero: están formados por tres vectores de igual módulo, pero en fase.

Secuencia negativa: están formados por tres fasores de igual módulo, desfasados en 120° que giran con secuencia negativa (ACB), contrario al sistema principal.

Secuencia positiva: Están formados por tres fasores de igual módulo, desfasados en 120° que giran con secuencia positiva (ABC), igual al sistema principal.

Tensión: Es la diferencia de potencial que hay entre dos puntos diferentes.

THD: Es la tasa de distorsiones o perturbaciones en la red.

Transformador: Es un dispositivo que permite aumentar o disminuir la tensión manteniendo la potencia de entrada y salida relativamente iguales.

Traslape: Cubrir de forma total o parcial una curva con respecto a la otra.

Valor RMS: El valor RMS permite que esta forma de onda se especifique como DC, porque es la tensión DC equivalente que entrega la misma cantidad de energía a una carga en un circuito como la señal AC hace sobre su ciclo.

Anexo 1

Resultados de Simulación de Cortocircuito sin reactor en punto de entrega C6460

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: FIAP

ETAP
12.6.0H
Study Case: SC

Page: 1
Date: 10-16-2017
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

**ANSI Standard
3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents
1/2 Cycle Network**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	35	36

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	8	0	0	26	0	1	35

	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: English
Project Filename: FIAP
Output Filename: C:\Users\NESTOR\Documents\UES\Proyecto de Ingenieria\Circuito Etap Facultad de Ciencias y Humanidades\Ingenieria\algo2.SA2

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 2
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 8
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Power Grid Input Data

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Positive Seq. Impedance 100 MVA Base			Grounding Type	% Zero Seq. Impedance 100 MVA Base		
		MVA/SC	kV	X/R	R	X		X/R	R0	X0
CAESS FIA	Bus51	216.435	23.000	0.01	46.20086	0.46201	Wye - Solid	0.01	125.299300	1.25299

Total Power Grids (= 1) 216.435 MVA

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: FIAP

ETAP
12.6.0H

Study Case: SC

Page: 9
Date: 10-16-2017
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus1**

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
= 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	5.344	0.00	122.25	121.88	3.419	3.419	4.70E+001	9.86E-001	1.26E+002	3.56E+000
Bus42	Bus1	0.00	0.000	0.00	122.25	121.88	0.000	0.000				
Bus45	Bus1	0.00	0.000	0.00	122.25	121.88	0.000	0.000				
Bus51	Bus77	1.97	5.344	1.90	121.60	122.37	3.419	3.419	4.70E+001	9.86E-001	1.26E+002	3.56E+000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: FIAP

ETAP
12.6.0H

Study Case: SC

Page: 10
Date: 10-16-2017
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Fault at bus: **Bus8**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus8	Total	0.00	5.796	0.00	173.21	173.21	0.000	0.000	1.74E+003	4.18E+003		
Bus66	Bus8	99.39	5.796	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.74E+003	4.18E+003		

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 11
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus9

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus9	Total	0.00	11.571	0.00	99.34	101.17	11.514	11.514	7.42E+002	2.14E+003	8.22E+002	2.15E+003
Bus49	Bus9	99.21	11.571	98.71	99.34	101.17	11.514	11.514	7.42E+002	2.14E+003	8.22E+002	2.15E+003

- # Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
- * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 12
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus15

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus15	Total	0.00	8.693	0.00	99.51	100.89	8.659	8.659	9.74E+002	2.86E+003	1.05E+003	2.87E+003
Bus50	Bus15	99.37	8.693	98.98	99.51	100.89	8.659	8.659	9.74E+002	2.86E+003	1.05E+003	2.87E+003

- # Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
- * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 13
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus23

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus23	Total	0.00	8.686	0.00	99.56	100.91	8.646	8.646	9.76E+002	2.86E+003	1.06E+003	2.88E+003
Bus57	Bus23	99.29	8.686	98.84	99.56	100.91	8.646	8.646	9.76E+002	2.86E+003	1.06E+003	2.88E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (I3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 14
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus25

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus25	Total	0.00	11.550	0.00	99.44	101.21	11.477	11.477	7.46E+002	2.15E+003	8.27E+002	2.16E+003
Bus58	Bus25	99.03	11.550	98.40	99.44	101.21	11.477	11.477	7.46E+002	2.15E+003	8.27E+002	2.16E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (I3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 15
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus26

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus26	Total	0.00	4.374	0.00	99.82	100.46	4.362	4.362	2.30E+003	5.54E+003	2.38E+003	5.56E+003
Bus61	Bus26	99.56	4.374	99.29	99.82	100.46	4.362	4.362	2.30E+003	5.54E+003	2.38E+003	5.56E+003

- # Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
- * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 16
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus36

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus36	Total	0.00	8.688	0.00	99.55	100.90	8.649	8.649	9.76E+002	2.86E+003	1.06E+003	2.87E+003
Bus55	Bus36	99.31	8.688	98.87	99.55	100.90	8.649	8.649	9.76E+002	2.86E+003	1.06E+003	2.87E+003

- # Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
- * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 17
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus38

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus38	Total	0.00	5.796	0.00	99.78	100.62	5.773	5.773	1.74E+003	4.18E+003	1.83E+003	4.20E+003
Bus68	Bus38	99.39	5.796	99.00	99.78	100.62	5.773	5.773	1.74E+003	4.18E+003	1.83E+003	4.20E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (I3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 18
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus49

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus49	Total	0.00	5.094	0.00	122.24	120.73	3.302	3.302	4.92E+001	2.52E+000	1.29E+002	1.03E+001
Bus47	Bus49	1.26	5.094	1.23	121.80	121.03	3.302	3.302	4.92E+001	2.52E+000	1.29E+002	1.03E+001
Bus50	Bus49	0.00	0.000	0.00	122.24	120.73	0.000	0.000				
Bus9	Bus49	0.00	0.000	0.00	122.24	120.73	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (I3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 19
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus50

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus50	Total	0.00	4.984	0.00	122.27	120.22	3.248	3.248	5.03E+001	3.24E+000	1.30E+002	1.35E+001
Bus49	Bus50	2.53	4.984	2.48	121.37	120.82	3.248	3.248	5.03E+001	3.24E+000	1.30E+002	1.35E+001
Bus52	Bus50	0.00	0.000	0.00	122.27	120.22	0.000	0.000				
Bus15	Bus50	0.00	0.000	0.00	122.27	120.22	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 20
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus51

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus51	Total	0.00	5.433	0.00	122.28	122.28	3.459	3.459	4.62E+001	4.62E-001	1.25E+002	1.25E+000
Bus77	Bus51	0.00	0.000	0.00	122.28	122.28	0.000	0.000				
CAESS FIA	Bus51	100.00	5.433	100.00	100.00	100.00	3.459	3.459	4.62E+001	4.62E-001	1.25E+002	1.25E+000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project: **ETAP** Page: 21
 Location: **12.6.0H** Date: 10-16-2017
 Contract: SN:
 Engineer: Revision: Base
 Filename: **FIAP** Study Case: SC Config.: Normal

Fault at bus: Bus55

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus55	Total	0.00	4.795	0.00	122.36	119.35	3.152	3.152	5.22E+001	4.55E+000	1.33E+002	1.92E+001
Bus54	Bus55	0.75	4.795	0.74	122.09	119.52	3.152	3.152	5.22E+001	4.55E+000	1.33E+002	1.92E+001
Bus36	Bus55	0.00	0.000	0.00	122.36	119.35	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project: **ETAP** Page: 22
 Location: **12.6.0H** Date: 10-16-2017
 Contract: SN:
 Engineer: Revision: Base
 Filename: **FIAP** Study Case: SC Config.: Normal

Fault at bus: Bus57

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus57	Total	0.00	4.741	0.00	122.40	119.10	3.124	3.124	5.27E+001	4.93E+000	1.34E+002	2.09E+001
Bus56	Bus57	0.96	4.741	0.95	122.05	119.31	3.124	3.124	5.27E+001	4.93E+000	1.34E+002	2.09E+001
Bus58	Bus57	0.00	0.000	0.00	122.40	119.10	0.000	0.000				
Bus23	Bus57	0.00	0.000	0.00	122.40	119.10	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 23
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus58

Prefault voltage = 23.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus58	Total	0.00	4.676	0.00	122.46	118.80	3.090	3.090	5.34E+001	5.40E+000	1.34E+002	2.30E+001
Bus57	Bus58	1.56	4.676	1.56	121.87	119.14	3.090	3.090	5.34E+001	5.40E+000	1.34E+002	2.30E+001
Bus59	Bus58	0.00	0.000	0.00	122.46	118.80	0.000	0.000				
Bus60	Bus58	0.00	0.000	0.00	122.46	118.80	0.000	0.000				
Bus25	Bus58	0.00	0.000	0.00	122.46	118.80	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 24
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus61

Prefault voltage = 23.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus61	Total	0.00	4.590	0.00	122.54	118.41	3.045	3.045	5.44E+001	6.05E+000	1.36E+002	2.59E+001
Bus60	Bus61	1.43	4.590	1.43	122.00	118.71	3.045	3.045	5.44E+001	6.05E+000	1.36E+002	2.59E+001
Bus26	Bus61	0.00	0.000	0.00	122.54	118.41	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 25
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus64

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus64	Total	0.00	4.480	0.00	122.67	117.91	2.985	2.985	5.56E+001	6.91E+000	1.37E+002	2.97E+001
Bus62	Bus64	2.51	4.480	2.51	121.70	118.42	2.985	2.985	5.56E+001	6.91E+000	1.37E+002	2.97E+001
Bus65	Bus64	0.00	0.000	0.00	122.67	117.91	0.000	0.000				
Bus66	Bus64	0.00	0.000	0.00	122.67	117.91	0.000	0.000				
Bus67	Bus64	0.00	0.000	0.00	122.67	117.91	0.000	0.000				
Bus68	Bus64	0.00	0.000	0.00	122.67	117.91	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 26
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus66

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus66	Total	0.00	4.456	0.00	122.70	117.80	2.972	2.972	5.59E+001	7.10E+000	1.38E+002	3.05E+001
Bus64	Bus66	0.59	4.456	0.59	122.47	117.92	2.972	2.972	5.59E+001	7.10E+000	1.38E+002	3.05E+001
Bus8	Bus66	0.00	0.000	55.64	92.03	89.88	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 27
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus68

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus68	Total	0.00	4.456	0.00	122.70	117.80	2.972	2.972	5.59E+001	7.10E+000	1.38E+002	3.05E+001
Bus64	Bus68	0.59	4.456	0.59	122.47	117.92	2.972	2.972	5.59E+001	7.10E+000	1.38E+002	3.05E+001
Bus38	Bus68	0.00	0.000	0.00	122.70	117.80	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Anexo 2

Resultados de Simulación de Cortocircuito con reactor en punto de entrega C6460

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: FIAp

ETAP
12.6.0H
Study Case: SC

Page: 1
Date: 10-09-2017
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

**ANSI Standard
3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents
1/2 Cycle Network**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	35	36

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	8	0	1	26	0	0	35

	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: English
Project Filename: FIAp
Output Filename: C:\Users\ismael\Dropbox\reactor\Tesis\Simulaciones\Ingenieria\algo2.SA2

Project: **ETAP** Page: 4
 Location: 12.6.0H Date: 10-09-2017
 Contract: SN:
 Engineer: Study Case: SC Revision: Base
 Filename: FIAP Config.: Normal

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus77	Load	23.000	23.000	1	100.00	0.00

36 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
 Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project: **ETAP** Page: 8
 Location: 12.6.0H Date: 10-09-2017
 Contract: SN:
 Engineer: Study Case: SC Revision: Base
 Filename: FIAP Config.: Normal

Power Grid Input Data

Power Grid	Connected Bus	Rating		% Positive Seq. Impedance 100 MVA Base			Grounding	% Zero Seq. Impedance 100 MVA Base		
		MVA/SC	kV	X/R	R	X		Type	X/R	R0
CAESS FIA	Bus51	216.435	23.000	0.01	46.20086	0.46201	Wye - Solid	0.01	125.299300	1.25299

Total Power Grids (= 1) 216.435 MVA

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 9
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus1**

Prefault voltage = 23.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	1.534	0.00	93.89	115.01	1.425	1.425	6.20E+001	1.51E+002	1.41E+002	1.54E+002
Bus42	Bus1	0.00	0.000	0.00	93.89	115.01	0.000	0.000				
Bus45	Bus1	0.00	0.000	0.00	93.89	115.01	0.000	0.000				
Bus77	Bus1	92.40	1.534	85.86	93.89	115.01	1.425	1.425	6.20E+001	1.51E+002	1.41E+002	1.54E+002

- # Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
- * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 10
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Bus8**

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus8	Total	0.00	5.616	0.00	173.21	173.21	0.000	0.000	1.76E+003	4.33E+003		
Bus66	Bus8	96.30	5.616	100.00	100.00	100.00	0.000	0.000	1.76E+003	4.33E+003		

- # Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
- * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 11
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus9

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus9	Total	0.00	10.865	0.00	99.36	101.10	10.816	10.816	7.57E+002	2.29E+003	8.37E+002	2.30E+003
Bus49	Bus9	93.15	10.865	92.73	99.36	101.10	10.816	10.816	7.57E+002	2.29E+003	8.37E+002	2.30E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 12
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus15

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus15	Total	0.00	8.288	0.00	99.53	100.85	8.258	8.258	9.89E+002	3.01E+003	1.07E+003	3.02E+003
Bus50	Bus15	94.74	8.288	94.40	99.53	100.85	8.258	8.258	9.89E+002	3.01E+003	1.07E+003	3.02E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 13
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus23

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus23	Total	0.00	8.282	0.00	99.57	100.86	8.246	8.246	9.91E+002	3.01E+003	1.07E+003	3.03E+003
Bus57	Bus23	94.67	8.282	94.27	99.57	100.86	8.246	8.246	9.91E+002	3.01E+003	1.07E+003	3.03E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 14
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus25

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus25	Total	0.00	10.847	0.00	99.46	101.14	10.783	10.783	7.61E+002	2.30E+003	8.42E+002	2.31E+003
Bus58	Bus25	93.00	10.847	92.45	99.46	101.14	10.783	10.783	7.61E+002	2.30E+003	8.42E+002	2.31E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 15
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Bus26**

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus26	Total	0.00	4.271	0.00	99.82	100.45	4.260	4.260	2.31E+003	5.69E+003	2.39E+003	5.71E+003
Bus61	Bus26	97.21	4.271	96.96	99.82	100.45	4.260	4.260	2.31E+003	5.69E+003	2.39E+003	5.71E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 16
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Bus36**

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus36	Total	0.00	8.283	0.00	99.56	100.86	8.249	8.249	9.91E+002	3.01E+003	1.07E+003	3.02E+003
Bus55	Bus36	94.69	8.283	94.30	99.56	100.86	8.249	8.249	9.91E+002	3.01E+003	1.07E+003	3.02E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 17
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus38

Prefault voltage = 0.220 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
 = 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I310	R1	X1	R0	X0
Bus38	Total	0.00	5.616	0.00	99.78	100.60	5.595	5.595	1.76E+003	4.33E+003	1.84E+003	4.35E+003
Bus68	Bus38	96.30	5.616	95.94	99.78	100.60	5.595	5.595	1.76E+003	4.33E+003	1.84E+003	4.35E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (310) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 18
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus49

Prefault voltage = 23.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I310	R1	X1	R0	X0
Bus49	Total	0.00	1.513	0.00	94.90	114.79	1.393	1.393	6.43E+001	1.53E+002	1.44E+002	1.61E+002
Bus47	Bus49	0.38	1.513	0.52	94.71	114.76	1.393	1.393	6.43E+001	1.53E+002	1.44E+002	1.61E+002
Bus50	Bus49	0.00	0.000	0.00	94.90	114.79	0.000	0.000				
Bus9	Bus49	0.00	0.000	0.00	94.90	114.79	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (310) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 19
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus50

Prefault voltage = 23.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus50	Total	0.00	1.503	0.00	95.36	114.69	1.378	1.378	6.53E+001	1.54E+002	1.46E+002	1.64E+002
Bus49	Bus50	0.76	1.503	1.05	94.96	114.63	1.378	1.378	6.53E+001	1.54E+002	1.46E+002	1.64E+002
Bus52	Bus50	0.00	0.000	0.00	95.36	114.69	0.000	0.000				
Bus15	Bus50	0.00	0.000	0.00	95.36	114.69	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 20
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus51

Prefault voltage = 23.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus51	Total	0.00	5.433	0.00	122.28	122.28	3.459	3.459	4.62E+001	4.62E-001	1.25E+002	1.25E+000
Bus77	Bus51	0.00	0.000	0.00	122.28	122.28	0.000	0.000				
CAESS FIA	Bus51	100.00	5.433	100.00	100.00	100.00	3.459	3.459	4.62E+001	4.62E-001	1.25E+002	1.25E+000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 21
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus55

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	310	R1	X1	R0	X0
Bus55	Total	0.00	1.486	0.00	96.16	114.51	1.353	1.353	6.72E+001	1.55E+002	1.48E+002	1.70E+002
Bus54	Bus55	0.23	1.486	0.32	96.04	114.50	1.353	1.353	6.72E+001	1.55E+002	1.48E+002	1.70E+002
Bus36	Bus55	0.00	0.000	0.00	96.16	114.51	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (310) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 22
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus57

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	310	R1	X1	R0	X0
Bus57	Total	0.00	1.481	0.00	96.40	114.46	1.345	1.345	6.78E+001	1.55E+002	1.49E+002	1.71E+002
Bus56	Bus57	0.30	1.481	0.41	96.24	114.44	1.345	1.345	6.78E+001	1.55E+002	1.49E+002	1.71E+002
Bus58	Bus57	0.00	0.000	0.00	96.40	114.46	0.000	0.000				
Bus23	Bus57	0.00	0.000	0.00	96.40	114.46	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (310) from a grounded Delta-Y transformer

Project: **ETAP** Page: 23
 Location: **12.6.0H** Date: 10-09-2017
 Contract: SN:
 Engineer: Revision: Base
 Filename: **FLAp** Study Case: SC Config.: Normal

Fault at bus: Bus58

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
= 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus58	Total	0.00	1.474	0.00	96.68	114.40	1.336	1.336	6.85E+001	1.56E+002	1.50E+002	1.74E+002
Bus57	Bus58	0.49	1.474	0.67	96.42	114.36	1.336	1.336	6.85E+001	1.56E+002	1.50E+002	1.74E+002
Bus59	Bus58	0.00	0.000	0.00	96.68	114.40	0.000	0.000				
Bus60	Bus58	0.00	0.000	0.00	96.68	114.40	0.000	0.000				
Bus25	Bus58	0.00	0.000	0.00	96.68	114.40	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project: **ETAP** Page: 24
 Location: **12.6.0H** Date: 10-09-2017
 Contract: SN:
 Engineer: Revision: Base
 Filename: **FLAp** Study Case: SC Config.: Normal

Fault at bus: Bus61

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
= 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus61	Total	0.00	1.466	0.00	97.06	114.32	1.324	1.324	6.94E+001	1.57E+002	1.51E+002	1.76E+002
Bus60	Bus61	0.46	1.466	0.62	96.82	114.29	1.324	1.324	6.94E+001	1.57E+002	1.51E+002	1.76E+002
Bus26	Bus61	0.00	0.000	0.00	97.06	114.32	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 25
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Bus64**

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus64	Total	0.00	1.455	0.00	97.55	114.22	1.309	1.309	7.07E+001	1.57E+002	1.52E+002	1.80E+002
Bus62	Bus64	0.81	1.455	1.10	97.13	114.15	1.309	1.309	7.07E+001	1.57E+002	1.52E+002	1.80E+002
Bus65	Bus64	0.00	0.000	0.00	97.55	114.22	0.000	0.000				
Bus66	Bus64	0.00	0.000	0.00	97.55	114.22	0.000	0.000				
Bus67	Bus64	0.00	0.000	0.00	97.55	114.22	0.000	0.000				
Bus68	Bus64	0.00	0.000	0.00	97.55	114.22	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 26
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Bus66**

Prefault voltage = 23.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus66	Total	0.00	1.453	0.00	97.66	114.20	1.305	1.305	7.09E+001	1.58E+002	1.53E+002	1.81E+002
Bus64	Bus66	0.19	1.453	0.26	97.56	114.18	1.305	1.305	7.09E+001	1.58E+002	1.53E+002	1.81E+002
Bus8	Bus66	0.00	0.000	41.04	85.66	92.22	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 27
 Date: 10-09-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: Bus68

Prefault voltage = 23.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (23.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I3I0	R1	X1	R0	X0
Bus68	Total	0.00	1.453	0.00	97.66	114.20	1.305	1.305	7.09E+001	1.58E+002	1.53E+002	1.81E+002
Bus64	Bus68	0.19	1.453	0.26	97.56	114.18	1.305	1.305	7.09E+001	1.58E+002	1.53E+002	1.81E+002
Bus38	Bus68	0.00	0.000	0.00	97.66	114.20	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Anexo 3

Determinación de Armónicos
(Simulación) en punto de entrega C6460
sin reactor.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 13
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Fundamental Load Flow Report

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
Bus1	23.000	99.984	0.0	0	0	0	0	Bus42	0.220	-0.001	5.5	100.0	
								Bus45	1.834	0.068	46.1	99.9	
								Bus77	-2.054	-0.068	51.6	99.9	
Bus8	0.220	97.229	-3.5	0	0	0.142	0.000	Bus66	-0.142	0.000	382.7	100.0	
Bus9	0.220	98.183	-2.9	0	0	0.231	0.000	Bus49	-0.231	0.000	618.4	100.0	
Bus15	0.220	98.166	-2.9	0	0	0.173	0.000	Bus50	-0.173	0.000	463.7	100.0	
Bus23	0.220	98.136	-2.9	0	0	0.173	0.000	Bus57	-0.173	0.000	463.6	100.0	
Bus25	0.220	98.129	-2.9	0	0	0.231	0.000	Bus58	-0.231	0.000	618.1	100.0	
Bus26	0.220	97.794	-2.8	0	0	0.086	0.000	Bus61	-0.086	0.000	231.0	100.0	
Bus36	0.220	98.145	-2.9	0	0	0.173	0.000	Bus55	-0.173	0.000	463.6	100.0	
Bus38	0.220	97.776	-2.9	0	0	0.115	0.000	Bus68	-0.115	0.000	307.9	100.0	
Bus42	23.000	99.981	0.0	0	0	0.080	0.000	Bus1	-0.220	0.000	5.5	100.0	
								Bus43	0.140	0.000	3.5	100.0	
Bus43	23.000	99.979	0.0	0	0	0.080	0.000	Bus42	-0.140	0.000	3.5	100.0	
								Bus44	0.060	0.000	1.5	100.0	
Bus44	23.000	99.978	0.0	0	0	0.060	0.000	Bus43	-0.060	0.000	1.5	100.0	
Bus45	23.000	99.962	0.0	0	0	0	0	Bus1	-1.833	-0.068	46.1	99.9	
								Bus46	0.060	0.000	1.5	100.0	
								Bus47	1.773	0.068	44.6	99.9	
Bus46	23.000	99.962	0.0	0	0	0.060	0.000	Bus45	-0.060	0.000	1.5	100.0	
Bus47	23.000	99.952	0.0	0	0	0.012	0.000	Bus45	-1.773	-0.068	44.6	99.9	
								Bus49	1.761	0.068	44.3	99.9	
Bus49	23.000	99.942	0.0	0	0	0	0	Bus47	-1.761	-0.068	44.3	99.9	
								Bus50	1.526	0.056	38.4	99.9	
								Bus9	0.235	0.012	5.9	99.9	
Bus50	23.000	99.926	0.0	0	0	0	0	Bus49	-1.526	-0.056	38.4	99.9	
								Bus52	1.349	0.047	33.9	99.9	
								Bus15	0.176	0.009	4.4	99.9	
*Bus51	23.000	100.000	0.0	2.054	0.068	0	0	Bus77	2.054	0.068	51.6	99.9	
Bus52	23.000	99.911	0.0	0	0	0	0	Bus50	-1.349	-0.047	33.9	99.9	
								Bus53	0.080	0.000	2.0	100.0	
								Bus54	1.269	0.047	31.9	99.9	
Bus53	23.000	99.911	0.0	0	0	0.080	0.000	Bus52	-0.080	0.000	2.0	100.0	
Bus54	23.000	99.905	0.0	0	0	0	0	Bus52	-1.269	-0.047	31.9	99.9	
								Bus55	0.176	0.009	4.4	99.9	
								Bus56	1.093	0.039	27.5	99.9	
Bus55	23.000	99.904	0.0	0	0	0	0	Bus54	-0.176	-0.009	4.4	99.9	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 14
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
								Bus36	0.176	0.009	4.4	99.9	
Bus56	23.000	99.899	0.0	0	0	0.012	0.000	Bus54	-1.093	-0.039	27.5	99.9	
								Bus57	1.081	0.039	27.2	99.9	
Bus57	23.000	99.895	0.0	0	0	0	0	Bus56	-1.081	-0.039	27.2	99.9	
								Bus58	0.905	0.030	22.7	99.9	
								Bus23	0.176	0.009	4.4	99.9	
Bus58	23.000	99.888	0.0	0	0	0	0	Bus57	-0.904	-0.030	22.7	99.9	
								Bus59	0.060	0.000	1.5	100.0	
								Bus60	0.610	0.018	15.3	100.0	
								Bus25	0.235	0.012	5.9	99.9	
Bus59	23.000	99.888	0.0	0	0	0.060	0.000	Bus58	-0.060	0.000	1.5	100.0	
Bus60	23.000	99.886	0.0	0	0	0	0	Bus58	-0.610	-0.018	15.3	100.0	
								Bus61	0.088	0.004	2.2	99.9	
								Bus62	0.522	0.014	13.1	100.0	
Bus61	23.000	99.886	0.0	0	0	0	0	Bus60	-0.088	-0.004	2.2	99.9	
								Bus26	0.088	0.004	2.2	99.9	
Bus62	23.000	99.883	0.0	0	0	0	0	Bus60	-0.522	-0.014	13.1	100.0	
								Bus63	0.080	0.000	2.0	100.0	
								Bus64	0.442	0.014	11.1	99.9	
Bus63	23.000	99.882	0.0	0	0	0.080	0.000	Bus62	-0.080	0.000	2.0	100.0	
Bus64	23.000	99.877	0.0	0	0	0.060	0.000	Bus62	-0.442	-0.014	11.1	99.9	
								Bus65	0.080	0.000	2.0	100.0	
								Bus66	0.145	0.009	3.7	99.8	
								Bus67	0.040	0.000	1.0	100.0	
								Bus68	0.117	0.006	2.9	99.9	
Bus65	23.000	99.877	0.0	0	0	0.080	0.000	Bus64	-0.080	0.000	2.0	100.0	
Bus66	23.000	99.877	0.0	0	0	0	0	Bus64	-0.145	-0.009	3.7	99.8	
								Bus8	0.145	0.009	3.7	99.8	
Bus67	23.000	99.877	0.0	0	0	0.040	0.000	Bus64	-0.040	0.000	1.0	100.0	
Bus68	23.000	99.877	0.0	0	0	0	0	Bus64	-0.117	-0.006	2.9	99.9	
								Bus38	0.117	0.006	2.9	99.9	
Bus77	23.000	99.984	0.0	0	0	0	0	Bus51	-2.054	-0.068	51.6	99.9	
								Bus1	2.054	0.068	51.6	99.9	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H

Study Case: HA

Page: 15
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

System Harmonics Bus Information

Bus		Voltage Distortion								
ID	kV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	THHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	23.000	99.98	99.98	100.32	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus8	0.220	97.23	97.23	97.34	0.06	2.04	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus9	0.220	98.18	98.18	98.32	0.07	2.46	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus15	0.220	98.17	98.17	98.31	0.07	2.46	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus23	0.220	98.14	98.14	98.28	0.07	2.46	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus25	0.220	98.13	98.13	98.27	0.07	2.46	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus26	0.220	97.79	97.79	97.92	0.07	2.30	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus36	0.220	98.14	98.14	98.28	0.07	2.46	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus38	0.220	97.78	97.78	97.90	0.07	2.29	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus42	23.000	99.98	99.98	100.32	0.13	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus43	23.000	99.98	99.98	100.32	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus44	23.000	99.98	99.98	100.32	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus45	23.000	99.96	99.96	100.30	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus46	23.000	99.96	99.96	100.30	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus47	23.000	99.95	99.95	100.29	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus49	23.000	99.94	99.94	100.28	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus50	23.000	99.93	99.93	100.27	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus51	23.000	100.00	100.00	100.34	0.13	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus52	23.000	99.91	99.91	100.25	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus53	23.000	99.91	99.91	100.25	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus54	23.000	99.90	99.90	100.24	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus55	23.000	99.90	99.90	100.24	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus56	23.000	99.90	99.90	100.24	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus57	23.000	99.89	99.89	100.23	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus58	23.000	99.89	99.89	100.23	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus59	23.000	99.89	99.89	100.23	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus60	23.000	99.89	99.89	100.23	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus61	23.000	99.89	99.89	100.22	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus62	23.000	99.88	99.88	100.22	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus63	23.000	99.88	99.88	100.22	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus64	23.000	99.88	99.88	100.22	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus65	23.000	99.88	99.88	100.22	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus66	23.000	99.88	99.88	100.22	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus67	23.000	99.88	99.88	100.22	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus68	23.000	99.88	99.88	100.22	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus77	23.000	99.98	99.98	100.32	0.14	6.80	0.00	0.00	0.14	0.14

* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.
 # Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 16
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

System Harmonics Branch Information

Bus		Current Distortion											
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF %	IT Amp	ITb Amp	ITR Amp	TIHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	Bus42	5.52	5.52	5.54	0.14	6.83	37.71	37.71	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
	Bus45	46.07	46.07	46.16	0.09	3.34	153.97	153.97	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	Bus77	51.59	51.59	51.69	0.09	3.68	190.00	190.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
Bus8	Bus66	382.74	382.74	383.19	0.06	2.04	780.40	780.40	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus9	Bus49	618.39	618.39	619.27	0.07	2.46	1522.51	1522.51	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus15	Bus50	463.72	463.72	464.38	0.07	2.46	1141.58	1141.58	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus23	Bus57	463.57	463.57	464.23	0.07	2.46	1141.01	1141.01	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus25	Bus58	618.06	618.06	618.93	0.07	2.46	1521.20	1521.20	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus26	Bus61	230.98	230.98	231.28	0.07	2.30	530.24	530.24	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus36	Bus55	463.61	463.61	464.27	0.07	2.46	1141.17	1141.17	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus38	Bus68	307.91	307.91	308.32	0.07	2.29	705.26	705.26	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus42	Bus1	5.52	5.52	5.54	0.14	6.81	37.61	37.61	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
	Bus43	3.51	3.51	3.53	0.14	6.83	23.98	23.98	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus43	Bus42	3.51	3.51	3.53	0.14	6.80	23.91	23.91	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
	Bus44	1.51	1.51	1.51	0.14	6.81	10.26	10.26	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus44	Bus43	1.51	1.51	1.51	0.14	6.80	10.24	10.24	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
	Bus1	46.07	46.07	46.16	0.09	3.34	154.00	154.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
Bus45	Bus46	1.51	1.51	1.51	0.14	6.81	10.25	10.25	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
	Bus47	44.57	44.57	44.65	0.09	3.24	144.31	144.31	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
Bus46	Bus45	1.51	1.51	1.51	0.14	6.80	10.24	10.24	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
	Bus47	44.57	44.57	44.65	0.09	3.24	144.34	144.34	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
Bus49	Bus49	44.26	44.26	44.34	0.08	3.22	142.40	142.40	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus47	44.26	44.26	44.34	0.08	3.22	142.43	142.43	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
Bus50	Bus50	38.35	38.35	38.42	0.09	3.36	128.73	128.73	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	Bus9	5.92	5.92	5.92	0.07	2.46	14.56	14.56	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus50	Bus49	38.35	38.35	38.42	0.09	3.36	128.77	128.77	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	Bus52	33.92	33.92	33.98	0.09	3.50	118.62	118.62	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
Bus51	Bus15	4.44	4.44	4.44	0.07	2.46	10.92	10.92	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus77	51.59	51.59	51.69	0.09	3.68	189.99	189.99	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
Bus52	Bus50	33.92	33.92	33.98	0.09	3.50	118.65	118.65	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	Bus53	2.01	2.01	2.01	0.14	6.80	13.65	13.65	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus53	Bus54	31.91	31.91	31.97	0.09	3.31	105.60	105.60	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	Bus52	2.01	2.01	2.01	0.14	6.80	13.65	13.65	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus54	Bus52	31.91	31.91	31.97	0.09	3.31	105.62	105.62	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	Bus55	4.43	4.43	4.44	0.07	2.45	10.86	10.86	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus55	Bus56	27.48	27.48	27.53	0.09	3.47	95.47	95.47	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	Bus54	4.43	4.43	4.44	0.07	2.46	10.92	10.92	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus56	Bus36	4.43	4.43	4.44	0.07	2.46	10.92	10.92	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus54	27.48	27.48	27.53	0.09	3.47	95.48	95.48	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09
	Bus57	27.18	27.18	27.23	0.09	3.44	93.51	93.51	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 17
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus		Current Distortion												
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF	IT Amp	ITB Amp	ITR Amp	THD %	TSHD %	THDG %	THDS %	
Bus57	Bus56	27.18	27.18	27.23	0.09	3.44	93.52	93.52	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	
	Bus58	22.74	22.74	22.79	0.09	3.67	83.51	83.51	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	
	Bus23	4.43	4.43	4.44	0.07	2.46	10.91	10.91	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	
Bus58	Bus57	22.74	22.74	22.79	0.09	3.67	83.52	83.52	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	
	Bus59	1.50	1.50	1.51	0.14	6.80	10.24	10.24	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	
	Bus60	15.33	15.33	15.36	0.09	3.95	60.49	60.49	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	
	Bus25	5.91	5.91	5.92	0.07	2.46	14.55	14.55	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	
Bus59	Bus58	1.50	1.50	1.51	0.14	6.80	10.23	10.23	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	
Bus60	Bus58	15.33	15.33	15.36	0.09	3.95	60.49	60.49	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	
	Bus61	2.21	2.21	2.21	0.07	2.26	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	
	Bus62	13.12	13.12	13.15	0.10	4.27	56.04	56.04	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	
Bus61	Bus60	2.21	2.21	2.21	0.07	2.30	5.07	5.07	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	
	Bus26	2.21	2.21	2.21	0.07	2.30	5.07	5.07	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	
Bus62	Bus60	13.12	13.12	13.15	0.10	4.27	56.02	56.02	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	
	Bus63	2.01	2.01	2.01	0.14	6.81	13.66	13.66	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	
	Bus64	11.11	11.11	11.14	0.09	3.83	42.58	42.58	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	
Bus63	Bus62	2.01	2.01	2.01	0.14	6.80	13.64	13.64	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	
Bus64	Bus62	11.11	11.11	11.14	0.09	3.83	42.58	42.58	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	
	Bus65	2.01	2.01	2.01	0.14	6.80	13.65	13.65	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	
	Bus66	3.66	3.66	3.67	0.06	2.03	7.42	7.42	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	
	Bus67	1.00	1.00	1.01	0.14	6.92	6.94	6.94	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	
	Bus68	2.95	2.95	2.95	0.07	2.28	6.71	6.71	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	
	Bus65	Bus64	2.01	2.01	2.01	0.14	6.80	13.64	13.64	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14
	Bus66	Bus64	3.66	3.66	3.67	0.06	2.04	7.46	7.46	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus67	Bus8	3.66	3.66	3.67	0.06	2.04	7.46	7.46	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	
	Bus64	1.00	1.00	1.01	0.14	6.80	6.82	6.82	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	
Bus68	Bus64	2.95	2.95	2.95	0.07	2.29	6.75	6.75	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	
	Bus38	2.95	2.95	2.95	0.07	2.29	6.75	6.75	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	
Bus77	Bus51	51.59	51.59	51.69	0.09	3.68	190.00	190.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	
	Bus1	51.59	51.59	51.69	0.09	3.68	190.00	190.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 18
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus1 Fund. kV: 22.996																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus15 Fund. kV: 0.216																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus23 Fund. kV: 0.216																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus25 Fund. kV: 0.216																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus26 Fund. kV: 0.215																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus36 Fund. kV: 0.216																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus38 Fund. kV: 0.215																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus42 Fund. kV: 22.996																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 19
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus42 Fund. kV: 22.996																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus43 Fund. kV: 22.995																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus44 Fund. kV: 22.995																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus45 Fund. kV: 22.991																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus46 Fund. kV: 22.991																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus47 Fund. kV: 22.989																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus49 Fund. kV: 22.987																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus50 Fund. kV: 22.983																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 20
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus51 Fund. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus52 Fund. kV: 22.979																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus53 Fund. kV: 22.979																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus54 Fund. kV: 22.978																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus55 Fund. kV: 22.978																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus56 Fund. kV: 22.977																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus57 Fund. kV: 22.976																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus58 Fund. kV: 22.974																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 21
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
Bus ID: Bus58 Fund. kV: 22.974																	
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus59 Fund. kV: 22.974																	
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus60 Fund. kV: 22.974																	
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus61 Fund. kV: 22.974																	
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus62 Fund. kV: 22.973																	
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus63 Fund. kV: 22.973																	
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus64 Fund. kV: 22.972																	
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus65 Fund. kV: 22.972																	
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 22
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus66 Fund. kV: 22.972																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus67 Fund. kV: 22.972																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus68 Fund. kV: 22.972																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus77 Fund. kV: 22.996																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus8 Fund. kV: 0.214																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus9 Fund. kV: 0.216																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 23
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus1																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus15																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus23																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus25																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus26																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus36																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus38																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 24
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus42																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus43																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus44																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus45																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus46																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus47																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus49																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 25
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus50																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus51																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus52																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus53																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus54																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus55																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus56																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 26
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus57 Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus58 Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus59 Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus60 Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus61 Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus62 Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus63 Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 27
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus64																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus65																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus66																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus67																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus68																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus77																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus8																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAP

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 28
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus9
Nom. kV: 0.220

Order	Freq. Hz	Mag. %															
11.00	660.00	0.06	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.01	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												

Anexo 4

Determinación de Armónicos (Simulación) en punto de entrega C6460 con reactor

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 13
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Fundamental Load Flow Report

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	%Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
Bus1	23.000	99.528	-1.8	0	0	0	0	Bus42	0.218	-0.001	5.5	100.0	
								Bus45	1.817	0.068	45.9	99.9	
								Bus77	-2.035	-0.067	51.4	99.9	
Bus8	0.220	96.785	-5.3	0	0	0.141	0.000	Bus66	-0.141	0.000	381.0	100.0	
Bus9	0.220	97.735	-4.7	0	0	0.229	0.000	Bus49	-0.229	0.000	615.6	100.0	
Bus15	0.220	97.719	-4.7	0	0	0.172	0.000	Bus50	-0.172	0.000	461.6	100.0	
Bus23	0.220	97.688	-4.7	0	0	0.172	0.000	Bus57	-0.172	0.000	461.5	100.0	
Bus25	0.220	97.682	-4.7	0	0	0.229	0.000	Bus58	-0.229	0.000	615.2	100.0	
Bus26	0.220	97.348	-4.6	0	0	0.085	0.000	Bus61	-0.085	0.000	229.9	100.0	
Bus36	0.220	97.697	-4.7	0	0	0.172	0.000	Bus55	-0.172	0.000	461.5	100.0	
Bus38	0.220	97.330	-4.6	0	0	0.114	0.000	Bus68	-0.114	0.000	306.5	100.0	
Bus42	23.000	99.525	-1.8	0	0	0.079	0.000	Bus1	-0.218	0.000	5.5	100.0	
								Bus43	0.139	0.000	3.5	100.0	
Bus43	23.000	99.523	-1.8	0	0	0.079	0.000	Bus42	-0.139	0.000	3.5	100.0	
								Bus44	0.059	0.000	1.5	100.0	
Bus44	23.000	99.522	-1.8	0	0	0.059	0.000	Bus43	-0.059	0.000	1.5	100.0	
Bus45	23.000	99.506	-1.8	0	0	0	0	Bus1	-1.817	-0.067	45.9	99.9	
								Bus46	0.059	0.000	1.5	100.0	
								Bus47	1.757	0.068	44.4	99.9	
Bus46	23.000	99.506	-1.8	0	0	0.059	0.000	Bus45	-0.059	0.000	1.5	100.0	
Bus47	23.000	99.496	-1.8	0	0	0.012	0.000	Bus45	-1.757	-0.068	44.4	99.9	
								Bus49	1.745	0.068	44.1	99.9	
Bus49	23.000	99.486	-1.8	0	0	0	0	Bus47	-1.745	-0.067	44.1	99.9	
								Bus50	1.512	0.056	38.2	99.9	
								Bus9	0.233	0.012	5.9	99.9	
Bus50	23.000	99.470	-1.8	0	0	0	0	Bus49	-1.512	-0.056	38.2	99.9	
								Bus52	1.337	0.047	33.8	99.9	
								Bus15	0.175	0.009	4.4	99.9	
*Bus51	23.000	100.000	0.0	2.042	0.130	0	0	Bus77	2.042	0.130	51.4	99.8	
Bus52	23.000	99.455	-1.8	0	0	0	0	Bus50	-1.337	-0.047	33.8	99.9	
								Bus53	0.079	0.000	2.0	100.0	
								Bus54	1.258	0.047	31.8	99.9	
Bus53	23.000	99.455	-1.8	0	0	0.079	0.000	Bus52	-0.079	0.000	2.0	100.0	
Bus54	23.000	99.449	-1.8	0	0	0	0	Bus52	-1.258	-0.047	31.8	99.9	
								Bus55	0.175	0.009	4.4	99.9	
								Bus56	1.083	0.038	27.4	99.9	
Bus55	23.000	99.448	-1.8	0	0	0	0	Bus54	-0.175	-0.009	4.4	99.9	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 14
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
								Bus36	0.175	0.009	4.4	99.9	
Bus56	23.000	99.444	-1.8	0	0	0.012	0.000	Bus54	-1.083	-0.038	27.4	99.9	
								Bus57	1.071	0.038	27.1	99.9	
Bus57	23.000	99.439	-1.8	0	0	0	0	Bus56	-1.071	-0.038	27.1	99.9	
								Bus58	0.896	0.029	22.6	99.9	
								Bus23	0.175	0.009	4.4	99.9	
Bus58	23.000	99.433	-1.8	0	0	0	0	Bus57	-0.896	-0.030	22.6	99.9	
								Bus59	0.059	0.000	1.5	100.0	
								Bus60	0.604	0.018	15.3	100.0	
								Bus25	0.233	0.012	5.9	99.9	
Bus59	23.000	99.433	-1.8	0	0	0.059	0.000	Bus58	-0.059	0.000	1.5	100.0	
Bus60	23.000	99.431	-1.8	0	0	0	0	Bus58	-0.604	-0.018	15.3	100.0	
								Bus61	0.087	0.004	2.2	99.9	
								Bus62	0.517	0.014	13.1	100.0	
Bus61	23.000	99.430	-1.8	0	0	0	0	Bus60	-0.087	-0.004	2.2	99.9	
								Bus26	0.087	0.004	2.2	99.9	
Bus62	23.000	99.427	-1.8	0	0	0	0	Bus60	-0.517	-0.014	13.1	100.0	
								Bus63	0.079	0.000	2.0	100.0	
								Bus64	0.438	0.014	11.1	99.9	
Bus63	23.000	99.426	-1.8	0	0	0.079	0.000	Bus62	-0.079	0.000	2.0	100.0	
Bus64	23.000	99.422	-1.8	0	0	0.059	0.000	Bus62	-0.438	-0.014	11.1	99.9	
								Bus65	0.079	0.000	2.0	100.0	
								Bus66	0.144	0.009	3.6	99.8	
								Bus67	0.040	0.000	1.0	100.0	
								Bus68	0.116	0.006	2.9	99.9	
Bus65	23.000	99.421	-1.8	0	0	0.079	0.000	Bus64	-0.079	0.000	2.0	100.0	
Bus66	23.000	99.421	-1.8	0	0	0	0	Bus64	-0.144	-0.009	3.6	99.8	
								Bus8	0.144	0.009	3.6	99.8	
Bus67	23.000	99.421	-1.8	0	0	0.040	0.000	Bus64	-0.040	0.000	1.0	100.0	
Bus68	23.000	99.421	-1.8	0	0	0	0	Bus64	-0.116	-0.006	2.9	99.9	
								Bus38	0.116	0.006	2.9	99.9	
Bus77	23.000	99.984	0.0	0	0	0	0	Bus51	-2.041	-0.130	51.4	99.8	
								Bus1	2.041	0.130	51.4	99.8	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 15
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

System Harmonics Bus Information

Bus		Voltage Distortion								
ID	kV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	THHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	23.000	99.53	99.53	99.79	0.12	5.09	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus8	0.220	96.79	96.79	96.88	0.06	1.74	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus9	0.220	97.73	97.73	97.85	0.06	2.07	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus15	0.220	97.72	97.72	97.83	0.06	2.07	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus23	0.220	97.69	97.69	97.80	0.06	2.07	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus25	0.220	97.68	97.68	97.80	0.06	2.07	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus26	0.220	97.35	97.35	97.46	0.06	1.94	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus36	0.220	97.70	97.70	97.81	0.06	2.07	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus38	0.220	97.33	97.33	97.44	0.06	1.94	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus42	23.000	99.52	99.52	99.79	0.12	5.09	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus43	23.000	99.52	99.52	99.79	0.12	5.09	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus44	23.000	99.52	99.52	99.79	0.12	5.09	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus45	23.000	99.51	99.51	99.77	0.12	5.09	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus46	23.000	99.51	99.51	99.77	0.12	5.09	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus47	23.000	99.50	99.50	99.76	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus49	23.000	99.49	99.49	99.75	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus50	23.000	99.47	99.47	99.74	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus51	23.000	100.00	100.00	100.34	0.13	6.78	0.00	0.00	0.14	0.14
Bus52	23.000	99.45	99.45	99.72	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus53	23.000	99.45	99.45	99.72	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus54	23.000	99.45	99.45	99.71	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus55	23.000	99.45	99.45	99.71	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus56	23.000	99.44	99.44	99.71	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus57	23.000	99.44	99.44	99.71	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus58	23.000	99.43	99.43	99.70	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus59	23.000	99.43	99.43	99.70	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus60	23.000	99.43	99.43	99.70	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus61	23.000	99.43	99.43	99.70	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus62	23.000	99.43	99.43	99.69	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus63	23.000	99.43	99.43	99.69	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus64	23.000	99.42	99.42	99.69	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus65	23.000	99.42	99.42	99.69	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus66	23.000	99.42	99.42	99.69	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus67	23.000	99.42	99.42	99.69	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus68	23.000	99.42	99.42	99.69	0.12	5.08	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus77	23.000	99.98	99.98	100.32	0.14	6.78	0.00	0.00	0.14	0.14

* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.
 # Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 16
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

System Harmonics Branch Information

Bus		Current Distortion											
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF	IT Amp	ITB Amp	ITR Amp	THD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	Bus42	5.50	5.50	5.51	0.11	5.10	28.04	28.04	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus45	45.86	45.86	45.93	0.07	2.67	122.44	122.44	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus77	51.35	51.35	51.44	0.08	2.90	149.15	149.15	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
Bus8	Bus66	380.99	380.99	381.37	0.06	1.74	662.22	662.22	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus9	Bus49	615.57	615.57	616.30	0.07	2.07	1276.38	1276.38	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus15	Bus50	461.60	461.60	462.15	0.07	2.07	957.02	957.02	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus23	Bus57	461.46	461.46	462.00	0.07	2.07	956.53	956.53	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus25	Bus58	615.24	615.24	615.97	0.07	2.07	1275.24	1275.24	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus26	Bus61	229.92	229.92	230.18	0.06	1.94	446.98	446.98	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus36	Bus55	461.50	461.50	462.05	0.07	2.07	956.67	956.67	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus38	Bus68	306.51	306.51	306.85	0.06	1.94	594.59	594.59	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus42	Bus1	5.50	5.50	5.51	0.11	5.09	27.98	27.98	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus43	3.50	3.50	3.51	0.11	5.10	17.84	17.84	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus43	Bus42	3.50	3.50	3.51	0.11	5.09	17.79	17.79	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus44	1.50	1.50	1.50	0.11	5.09	7.63	7.63	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus44	Bus43	1.50	1.50	1.50	0.11	5.09	7.62	7.62	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus45	Bus1	45.86	45.86	45.93	0.07	2.67	122.48	122.48	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus46	1.50	1.50	1.50	0.11	5.09	7.62	7.62	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus47	44.36	44.36	44.43	0.07	2.60	115.28	115.28	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus46	Bus45	1.50	1.50	1.50	0.11	5.09	7.62	7.62	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus47	Bus45	44.36	44.36	44.43	0.07	2.60	115.30	115.30	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus49	44.06	44.06	44.13	0.07	2.58	113.87	113.87	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus49	Bus47	44.06	44.06	44.13	0.07	2.58	113.89	113.89	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus50	38.18	38.18	38.23	0.07	2.68	102.27	102.27	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus9	5.89	5.89	5.90	0.07	2.07	12.21	12.21	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus50	Bus49	38.18	38.18	38.23	0.07	2.68	102.30	102.30	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus52	33.76	33.76	33.81	0.08	2.77	93.68	93.68	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus15	4.42	4.42	4.42	0.07	2.07	9.15	9.15	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus51	Bus77	51.35	51.35	51.44	0.08	2.90	148.97	148.97	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
Bus52	Bus50	33.76	33.76	33.81	0.08	2.78	93.71	93.71	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus53	2.00	2.00	2.00	0.11	5.09	10.16	10.16	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus54	31.76	31.76	31.81	0.07	2.65	84.02	84.02	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus53	Bus52	2.00	2.00	2.00	0.11	5.08	10.16	10.16	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus54	Bus52	31.76	31.76	31.81	0.07	2.65	84.04	84.04	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus55	4.41	4.41	4.42	0.06	2.06	9.11	9.11	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
	Bus56	27.35	27.35	27.39	0.08	2.76	75.42	75.42	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
Bus55	Bus54	4.41	4.41	4.42	0.07	2.07	9.15	9.15	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
	Bus36	4.41	4.41	4.42	0.07	2.07	9.15	9.15	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus56	Bus54	27.35	27.35	27.39	0.08	2.76	75.43	75.43	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus57	27.05	27.05	27.09	0.08	2.73	73.97	73.97	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 17
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus		Current Distortion											
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF	IT Amp	ITB Amp	ITR Amp	TIHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus57	Bus56	27.05	27.05	27.09	0.08	2.73	73.98	73.98	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus58	22.64	22.64	22.68	0.08	2.89	65.45	65.45	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus23	4.41	4.41	4.42	0.07	2.07	9.15	9.15	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus58	Bus57	22.64	22.64	22.68	0.08	2.89	65.47	65.47	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus59	1.50	1.50	1.50	0.11	5.09	7.62	7.62	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus60	15.26	15.26	15.28	0.08	3.07	46.92	46.92	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus25	5.88	5.88	5.89	0.07	2.07	12.20	12.20	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
Bus59	Bus58	1.50	1.50	1.50	0.11	5.08	7.61	7.61	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus60	Bus58	15.26	15.26	15.28	0.08	3.07	46.91	46.91	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus61	2.20	2.20	2.20	0.06	1.92	4.22	4.22	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
	Bus62	13.06	13.06	13.08	0.08	3.30	43.09	43.09	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
Bus61	Bus60	2.20	2.20	2.20	0.06	1.94	4.28	4.28	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
	Bus26	2.20	2.20	2.20	0.06	1.94	4.28	4.28	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus62	Bus60	13.06	13.06	13.08	0.08	3.30	43.09	43.09	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus63	2.00	2.00	2.00	0.11	5.09	10.16	10.16	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus64	11.06	11.06	11.08	0.08	2.99	33.11	33.11	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
Bus63	Bus62	2.00	2.00	2.00	0.11	5.08	10.15	10.15	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus64	Bus62	11.06	11.06	11.08	0.08	2.99	33.12	33.12	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus65	2.00	2.00	2.00	0.11	5.09	10.15	10.15	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus66	3.64	3.64	3.65	0.06	1.73	6.30	6.30	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
	Bus67	1.00	1.00	1.00	0.11	5.16	5.15	5.15	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
	Bus68	2.93	2.93	2.93	0.06	1.93	5.66	5.66	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
	Bus65	Bus64	2.00	2.00	2.00	0.11	5.08	10.15	10.15	0.00	0.00	0.00	0.11
Bus66	Bus64	3.64	3.64	3.65	0.06	1.74	6.33	6.33	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
	Bus8	3.64	3.64	3.65	0.06	1.74	6.33	6.33	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus67	Bus64	1.00	1.00	1.00	0.11	5.08	5.08	5.08	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11
Bus68	Bus64	2.93	2.93	2.94	0.06	1.94	5.69	5.69	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
	Bus38	2.93	2.93	2.94	0.06	1.94	5.69	5.69	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06
Bus77	Bus51	51.35	51.35	51.44	0.08	2.90	149.15	149.15	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08
	Bus1	51.35	51.35	51.44	0.08	2.90	149.15	149.15	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 18
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus1 Fund. kV: 22.891																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus15 Fund. kV: 0.215																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus23 Fund. kV: 0.215																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus25 Fund. kV: 0.215																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus26 Fund. kV: 0.214																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus36 Fund. kV: 0.215																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus38 Fund. kV: 0.214																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus42 Fund. kV: 22.891																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 19
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus42 Fund. kV: 22.891																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus43 Fund. kV: 22.890																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus44 Fund. kV: 22.890																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus45 Fund. kV: 22.886																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus46 Fund. kV: 22.886																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus47 Fund. kV: 22.884																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus49 Fund. kV: 22.882																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus50 Fund. kV: 22.878																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 20
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus51 Fund. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus52 Fund. kV: 22.875																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus53 Fund. kV: 22.875																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus54 Fund. kV: 22.873																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus55 Fund. kV: 22.873																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus56 Fund. kV: 22.872																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus57 Fund. kV: 22.871																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus58 Fund. kV: 22.869																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: HA

Page: 21
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus58																	
Fund. kV: 22.869																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus59																	
Fund. kV: 22.869																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus60																	
Fund. kV: 22.869																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus61																	
Fund. kV: 22.869																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus62																	
Fund. kV: 22.868																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus63																	
Fund. kV: 22.868																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus64																	
Fund. kV: 22.867																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus65																	
Fund. kV: 22.867																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	560.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 22
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)

Bus ID: Bus66 Fund. kV: 22.867																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus67 Fund. kV: 22.867																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus68 Fund. kV: 22.867																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus77 Fund. kV: 22.996																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus8 Fund. kV: 0.213																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.04	13.00	780.00	0.03	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus9 Fund. kV: 0.215																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 23
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus1																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus15																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus23																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus25																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus26																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.03	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus36																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												
Bus ID: Bus38																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.03	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 24
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus42																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus43																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus44																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus45																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus46																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus47																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus49																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 25
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus50																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus51																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus52																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus53																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus54																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus55																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus56																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 26
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus57																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus58																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus59																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus60																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus61																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus62																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus63																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 27
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus64																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus65																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus66																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus67																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus68																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.08	13.00	780.00	0.06	23.00	1380.00	0.03	25.00	1500.00	0.03	35.00	2100.00	0.02	37.00	2220.00	0.02
47.00	2820.00	0.01	49.00	2940.00	0.01												
Bus ID: Bus77																	
Nom. kV: 23.000																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.09	13.00	780.00	0.07	23.00	1380.00	0.04	25.00	1500.00	0.04	35.00	2100.00	0.03	37.00	2220.00	0.03
47.00	2820.00	0.02	49.00	2940.00	0.02												
Bus ID: Bus8																	
Nom. kV: 0.220																	
Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %	Order	Freq. Hz	Mag. %
11.00	660.00	0.04	13.00	780.00	0.03	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FLAp

ETAP
 12.6.0II
 Study Case: HA

Page: 28
 Date: 10-16-2017
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus Tabulation

Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)

Bus ID: Bus9
Nom. kV: 0.220

Order	Freq. Hz	Mag. %															
11.00	660.00	0.05	13.00	780.00	0.04	23.00	1380.00	0.01	25.00	1500.00	0.01	35.00	2100.00	0.00	37.00	2220.00	0.00
47.00	2820.00	0.00	49.00	2940.00	0.00												

Anexo 5

Recomendación de Dispositivos de Protección para la Coordinación de Protecciones

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Ciencias_y_Humanidades

ETAP
 12.6.0H

Page: 1
 Date: 11-15-2017
 Revision: Base

Fuse Ratings

Fuse: Fuse0				
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA:	5.16 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 3.28 Sym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	65T	Cont. Amp:	65.000	
Fuse: Fuse1				
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA:	1.28 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 1.13 Sym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	40T	Cont. Amp:	40.000	
Fuse: Fuse10				
MFR:		Tag #:	3-Phase kA:	0.00 Asym. (Calc.)
Model:		kV:	0.000	LG kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Speed:		Int. kA:	0.000	Base kV: 0.000 (Calc.)
Size:		Cont. Amp:	0.000	
Fuse: Fuse11				
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA:	1.26 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 1.10 Sym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	3	Cont. Amp:	3.000	
Fuse: Fuse12				
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA:	1.26 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 1.09 Sym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	3	Cont. Amp:	3.000	
Fuse: Fuse13				
MFR:		Tag #:	3-Phase kA:	0.00 Asym. (Calc.)
Model:		kV:	0.000	LG kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Speed:		Int. kA:	0.000	Base kV: 0.000 (Calc.)
Size:		Cont. Amp:	0.000	
Fuse: Fuse2				
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA:	1.28 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 1.12 Sym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	25T	Cont. Amp:	25.000	
Fuse: Fuse3				
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA:	1.27 Sym. (Calc.)
Model:	Indicating	kV:	27.000	LG kA: 1.11 Sym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	10	Cont. Amp:	10.000	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Ciencias_y_Humanidades

ETAP
 12.6.0H

Page: 2
 Date: 11-15-2017
 Revision: Base

Fuse Ratings

Fuse: Fuse4			
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA: 1.28 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV: 27.000	LG kA: 1.12 Sym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA: 5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	25T	Cont. Amp: 25.000	

Fuse: Fuse5			
MFR:		Tag #:	3-Phase kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Model:		kV: 0.000	LG kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Speed:		Int. kA: 0.000	Base kV: 0.000 (Calc.)
Size:		Cont. Amp: 0.000	

Fuse: Fuse6			
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA: 1.27 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV: 27.000	LG kA: 1.11 Sym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA: 5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	15	Cont. Amp: 15.000	

Fuse: Fuse7			
MFR:	Westinghouse	Tag #:	3-Phase kA: 1.27 Sym. (Calc.)
Model:	BA-400 (Condenser)	kV: 25.000	LG kA: 1.11 Sym. (Calc.)
Speed:	Time Lag	Int. kA: 10.000	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	25E	Cont. Amp: 25.000	

Fuse: Fuse8			
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA: 1.88 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV: 27.000	LG kA: 1.62 Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA: 5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	3	Cont. Amp: 3.000	

Fuse: Fuse9			
MFR:	S&C	Tag #:	3-Phase kA: 1.35 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV: 27.000	LG kA: 1.15 Sym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA: 5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	3	Cont. Amp: 3.000	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Agronomia

ETAP
 12.6.0H

Page: 1
 Date: 11-15-2017
 Revision: Base

Protective Device Settings

Fuse: Fuse 1					
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	0.00 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	0.00 Asym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV:	0.000 (Calc.)
Size:	100T	Cont. Amp:	100.000		
Fuse: Fuse 10					
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.23 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	1.10 Sym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000 (Calc.)
Size:	15	Cont. Amp:	15.000		
Fuse: Fuse 11					
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	0.00 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	0.00 Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV:	0.000 (Calc.)
Size:	10	Cont. Amp:	10.000		
Fuse: Fuse 12					
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.70 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	1.52 Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000 (Calc.)
Size:	15	Cont. Amp:	15.000		
Fuse: Fuse 13					
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	0.00 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	0.00 Asym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV:	0.000 (Calc.)
Size:	10T	Cont. Amp:	10.000		
Fuse: Fuse 2					
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.25 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	1.14 Sym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000 (Calc.)
Size:	65T	Cont. Amp:	65.000		
Fuse: Fuse 3					
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.25 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	1.14 Sym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000 (Calc.)
Size:	40T	Cont. Amp:	40.000		
Fuse: Fuse 4					
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.25 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	1.13 Sym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000 (Calc.)
Size:	25T	Cont. Amp:	25.000		

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Agronomia

ETAP
 12.6.0H
Protective Device Settings

Page: 2
 Date: 11-15-2017
 Revision: Base

Fuse: Fuse 5				
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA: 1.76 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 1.58 Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	15	Cont. Amp:	15.000	

Fuse: Fuse 6				
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA: 0.00 Sym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 0.00 Sym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV: 0.000 (Calc.)
Size:	15	Cont. Amp:	15.000	

Fuse: Fuse 7				
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA: 1.81 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 1.62 Asym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	40T	Cont. Amp:	40.000	

Fuse: Fuse 8				
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV: 0.000 (Calc.)
Size:	25T	Cont. Amp:	25.000	

Fuse: Fuse 9				
MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA: 1.69 Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA: 1.51 Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV: 23.000 (Calc.)
Size:	15	Cont. Amp:	15.000	

Fuse: Fuse1				
MFR:		Tag #:		3-Phase kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Model:		kV:	0.000	LG kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Speed:		Int. kA:	0.000	Base kV: 0.000 (Calc.)
Size:		Cont. Amp:	0.000	

Fuse: Fuse10				
MFR:		Tag #:		3-Phase kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Model:		kV:	0.000	LG kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Speed:		Int. kA:	0.000	Base kV: 0.000 (Calc.)
Size:		Cont. Amp:	0.000	

Fuse: Fuse11				
MFR:	ABB	Tag #:		3-Phase kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Model:	DO-III 145G	kV:	15.500	LG kA: 0.00 Asym. (Calc.)
Speed:	Other	Int. kA:	2.500	Base kV: 0.000 (Calc.)
Size:	G03	Cont. Amp:	5.000	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: FIAp

ETAP
 12.6.0H

Fuse Ratings

Page: 1
 Date: 11-16-2017
 Revision: Base

Fuse: Fuse1

MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.65	Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	2.10	Asym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000	(Calc.)
Size:	50T	Cont. Amp:	50.000			

Fuse: Fuse2

MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.62	Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	2.05	Asym. (Calc.)
Speed:	T	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000	(Calc.)
Size:	30T	Cont. Amp:	30.000			

Fuse: Fuse21

MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	2.02	Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	0.00	Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV:	13.279	(Calc.)
Size:	2	Cont. Amp:	2.000			

Fuse: Fuse3

MFR:		Tag #:		3-Phase kA:	0.00	Asym. (Calc.)
Model:		kV:	0.000	LG kA:	0.00	Asym. (Calc.)
Speed:		Int. kA:	0.000	Base kV:	0.000	(Calc.)
Size:		Cont. Amp:	0.000			

Fuse: Fuse4

MFR:	Cutler-Hammer	Tag #:		3-Phase kA:	0.00	Asym. (Calc.)
Model:	BA-200 (Condenser)	kV:	25.000	LG kA:	0.00	Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	6.300	Base kV:	0.000	(Calc.)
Size:	20E	Cont. Amp:	20.000			

Fuse: Fuse5

MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.55	Asym. (Calc.)
Model:	Universal	kV:	27.000	LG kA:	1.89	Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000	(Calc.)
Size:	5	Cont. Amp:	5.000			

Fuse: Fuse6

MFR:	S&C	Tag #:		3-Phase kA:	1.65	Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	2.10	Asym. (Calc.)
Model:	Extra-Performance	kV:	27.000	LG kA:	2.10	Asym. (Calc.)
Speed:	Standard	Int. kA:	5.300	Base kV:	23.000	(Calc.)
Size:	3	Cont. Amp:	3.000			

Anexo 6

Paper que contiene análisis de campo magnético (distancias seguras)

Magnetic Field of Power Plant Air Core Reactor

J. Morožionkov, J. A. Virbalis

*Department of Theoretical Electrical Engineering, Kaunas University of Technology,
 Studentų str. 48, LT-51367 Kaunas, Lithuania, phone: +370 37 300267; e-mail: arvydas.virbalis@ktu.lt*

Introduction

Electrical reactors are the electromagnetic devices the primary purpose of which is to introduce inductive reactance into a high voltage circuit. They are used in electrical power transformation and distribution systems as well as in the control and communication systems.

Taking into account needed electromagnetic parameters and linearity of voltage–ampere characteristics the reactors are divided into four groups: air-core reactors, reactors with broken magnetic systems, with closed magnetic systems (saturable reactors) and having magnetic systems with gap (bus reactors) [1, 2].

The air core reactor is used to limit the short circuit current. It can be the consumer of reactive power when it is necessary to increase transmission line capability. The air core reactors are serial-connected to power line [2].

The main technical parameters of reactor are: nominal voltage U_n , nominal current I_n and relative inductive resistance (ratio of reactor voltage, when $I=I_n$, and nominal phase voltage of electrical network) [2].

Magnetic field of reactor can sometimes reach the values dangerous to human [3]. Therefore it is important to know the distribution of magnetic field and its extreme values.

The detailed construction of air core reactor

The coils of reactor are manufacturing separate for every phase. The three phase coils are distributed one over other (see Fig. 1, a). The coils are separated by support insulators this way, that mutual inductivity among windings could be significantly less then coil inductivity. Depending on nominal current the coils can have one or some parallel turns.

We investigate reactor RB-101600-0,35. Its nominal parameters are $f=50$ Hz, $U_N = 10$ kV, $I_N = 1600$ A, the inductive reactance $x = 0,35 \Omega$.

There are five wires connected parallel. The total area of wire cross-section is $d=5 \times 320$ mm². In vertical direction the number of turns is equal to 16. The middle phase of reactor has the reverse direction of turns in comparison with lower and upper phases.

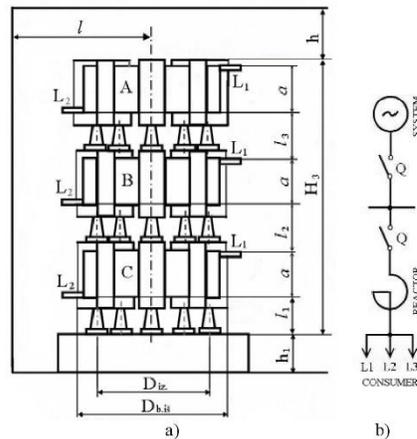


Fig. 1. Distribution of reactor phase coils (a) and reactor representation in network diagram (b)

Electromagnetic processes inside reactor

Let reactor have only one turn. The voltage u and instantaneous power p can be expressed

$$u = ir + \frac{d\Psi}{dt}; \quad p = i^2 r + i \frac{d\Psi}{dt}. \quad (1)$$

In these expressions the signs correspond to increase of current and interlinked magnetic flux, when voltage is positive.

Magnetic field energy of reactor W_M is:

$$W_M = W_{M0} + \int_{t_{pr}}^t (p - i^2 r) dt = \int_0^\Psi id\Psi = i\Psi = iN\Phi. \quad (2)$$

where W_{M0} is initial magnetic field energy.

Evaluating equations:

$$\Pi = \frac{I \cdot N}{h}; \quad B = \mu_0 H; \quad \Phi = BS_\Phi; \quad (3)$$

we can express the average energy value \overline{W}_M in one period of current alternation this way

$$\overline{W}_M = \frac{I \cdot N \cdot \Phi}{2} = \frac{(I \cdot N)^2 \mu_a S_\Phi}{2h}, \quad (4)$$

where h – turn height; S_Φ – the area of space inside windings.

Magnetic field strength H and magnetic flux density B have only axial components.

When reactor has round turns, we can evaluate the reactor heat losses W_h this way:

$$W_h = i^2 r = i^2 \rho \frac{l_{ap} N}{S_{ap}} = \rho \frac{(iN)^2}{V_{ap}} l_{ap}^2 = \frac{8\pi}{\mu_0} \rho \frac{(h+R_0)}{V_{ap}} W_M, \quad (5)$$

where R_0 – inner radius of windings.

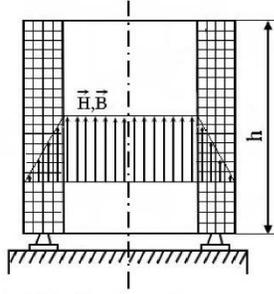


Fig. 2. Magnetic field inside reactor coil

The reactive power can be expressed by magnetic field energy:

$$Q = \omega W_M = 2\pi f W_M. \quad (6)$$

Magnetic field outside reactor

Magnetic field strength in any space point can be calculated using Biot-Savart-Laplace law (see Fig. 3):

$$H = \oint_i d\mathbf{H}_i; \quad d\mathbf{H}_i = \frac{[\mathbf{r} \times d\mathbf{I}] \cdot i}{4\pi r^3} = \frac{i \cdot d\mathbf{I}}{4\pi r^2} \sin \angle r, d\mathbf{I}; \quad (7)$$

where $d\mathbf{I}$ is length element of current, r - radius-vector of point, in which field is calculated. The integration must be done for all elements of reactor coil. Let us have solenoid with free shape plane windings (Fig. 4, a).

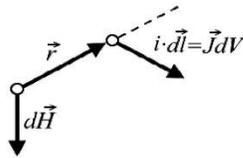


Fig. 3. Magnetic field source

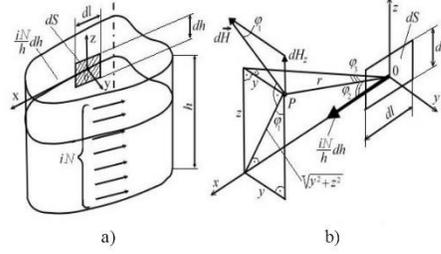


Fig. 4. The solenoid (a) and magnetic field of elementary area (b)

If magnetomotive force iN is distributed uniformly by solenoid axis, we express the axial component of magnetic field strength by solid angle (see Fig. 4, b). The centre of Cartesian coordinate system is in the centre of elementary area dS . The area dS is situated in xz plane; the current i is directed along axis x . The side dI is directed along axis x , and the side dh – along axis z . The winding axis is parallel to axis z .

Assume that the coordinates of measurement point P in which an axial component of magnetic field strength dH_z is computed are x , y and z . The distance at point P to coordinate system origin is $r = \sqrt{x^2 + y^2 + z^2}$ and to axis x is: $\sqrt{y^2 + z^2}$. Evaluating the geometrical structure (Fig. 4) and using Biot-Savart-Laplace law, we obtain:

$$\begin{cases} dH_z = dH \sin \varphi_1; & dH = \frac{1}{4\pi} \frac{i \cdot N}{h} dh dl \sin \varphi_2; & dS = dh dl; \\ \sin \varphi_1 = \frac{y}{\sqrt{y^2 + z^2}}; & \sin \varphi_2 = \frac{\sqrt{y^2 + z^2}}{r}; \\ d\Omega = \frac{dS}{r^2} \sin \varphi_3 = \frac{dh dl}{r^2} \frac{y}{r}. \end{cases} \quad (9)$$

Therefore

$$dH_z = \frac{1}{4\pi} \frac{iN}{h} \frac{dh dl}{r^2} \frac{y}{\sqrt{y^2 + z^2}} \frac{\sqrt{y^2 + z^2}}{r} = \frac{iN}{h} \frac{d\Omega}{4\pi}, \quad (10)$$

where $d\Omega$ is the solid angle, subtended by the area dS at a point P.

The magnetic field of all coils is proportional to sum of elementary solid angles, subtended by elementary areas dS at the point P (evaluating sign) [2]:

$$H_z = \frac{iN}{h} \frac{1}{4\pi} \int_S d\Omega, \quad \int_S d\Omega = \frac{S}{r^2} \sin \varphi_3 = \frac{hl}{r^2} \frac{y}{r}. \quad (11)$$

The magnetic field strength on axis created by any reactor coil can be computed as field of massive turn with current I (Fig. 5) situated in middle coil plane. In Fig. 5 $d\mathbf{I}_1$ and $d\mathbf{I}_2$ are the winding elements. They are perpendicular to figure plane; $d\mathbf{I}_1$ is directed towards us, and $d\mathbf{I}_2$ - from

us, $d\mathbf{H}_1$ is magnetic field strength created in point P by current element $I d\mathbf{l}_1$; $d\mathbf{H}_2$ - magnetic field strength created in point P by current element $I d\mathbf{l}_2$. Total value of radial component H_r is equal to zero. In any axis point magnetic field is directed along axis: $d\mathbf{H} = \mathbf{e}_z dH_x = \mathbf{e}_z dH \cos\varphi$.

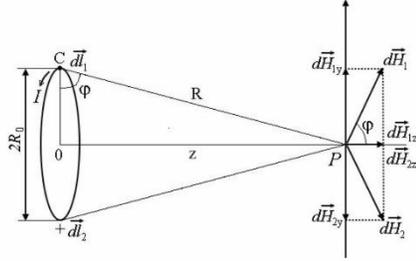


Fig. 5. Magnetic field strength on coil axis

By Bio-Savar-Laplace law

$$dH = \frac{INdl \sin \alpha}{4\pi R^2} = \frac{INdl}{4\pi R^2}, \quad (12)$$

where α is angle between $d\mathbf{l}_1$ and \mathbf{R} (since $d\mathbf{l}_1 \perp \mathbf{R}$, $\sin\alpha=1$); I - reactor current, N - number of coil turns.

$$H = \int_0^{2\pi R_0} \frac{INdl}{4\pi R^2} = \frac{INR_0}{2R} \cos\varphi, \quad (13)$$

where R_0 - the inner radius of coil.
We can find R of triangle OCP:

$$R = \sqrt{R_0^2 + z^2}, \quad (14)$$

z - the distance from reactor axis centre to measurement point P. Evaluating (14) we obtain:

$$H = \frac{INR_0^2}{2(R_0^2 + z^2)^{3/2}}, \quad (15)$$

Computation of reactor magnetic field

The axial components of magnetic field strength created by any phase coil can be calculated using (15):

$$H_A = \frac{I_A \cdot N}{2} \cdot \frac{R^2}{(R^2 + z_A^2)^{3/2}}, \quad (16)$$

$$H_B = \frac{I_B \cdot N}{2} \cdot \frac{R^2}{(R^2 + z_B^2)^{3/2}}, \quad (17)$$

$$H_C = \frac{I_C \cdot N}{2} \cdot \frac{R^2}{(R^2 + z_C^2)^{3/2}}, \quad (18)$$

where z_A , z_B and z_C are the reactor coils geometrical centres heights of phases A, B and C, correspondingly.

The effective value of total axial magnetic field strength is:

$$H_{\Sigma} = \sqrt{H_A^2 + H_B^2 + H_C^2}. \quad (19)$$

In horizontal plane magnetic field is calculated by (11). The measurement point P (Fig. 6) is in $h_{mat}=1.8$ m height (the human head level). The measurement path is perpendicular to x axis ($\varphi_3 = 90^\circ$, $\sin\varphi_3 = 1$). Therefore

$$H_z = \frac{I \cdot N \cdot \Omega}{h \cdot 4\pi} = \frac{I \cdot N \cdot S}{h \cdot 4\pi \cdot r^2}, \quad (20)$$

The computation results of magnetic field instantaneous values on the axis are presented in Fig. 7. These results are obtained for initial phases of phase coil currents, correspondingly, $\varphi_A=30^\circ$, $\varphi_B=150^\circ$ and $\varphi_C=270^\circ$. In Fig.8 the results of effective values magnetic field strength and magnetic flux density are presented. They are computed in horizontal plane $h_{mat}=1.8$ m.

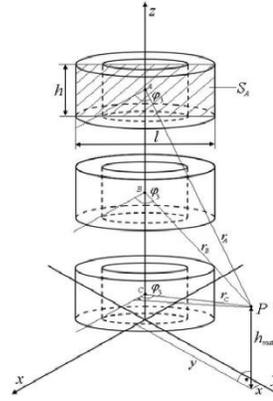


Fig. 6. Formation of magnetic field near the reactor. S_A - area of reactor lateral surface; h_{mat} - height of measurement point P; A, B, C - points of reactor coils geometrical centres

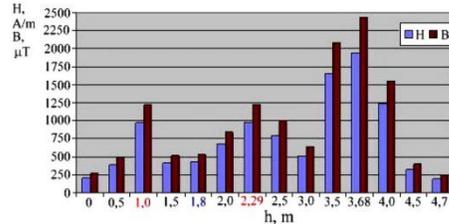


Fig. 7. Distribution of magnetic field strength H and magnetic flux density instantaneous values on reactor axis, when $i_A=I_m$

In the surroundings of reactor the magnetic field decreases about in inverse ratio to distance at reactor axis. The relations $H(x)$ and $B(x)$ obtained in the horizontal plane

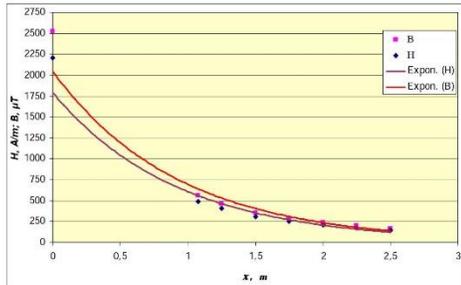


Fig. 8. Diagram of magnetic field strength H and magnetic flux density B in horizontal plane ($h_{\text{mat}}=1,8$ m) of reactor surroundings

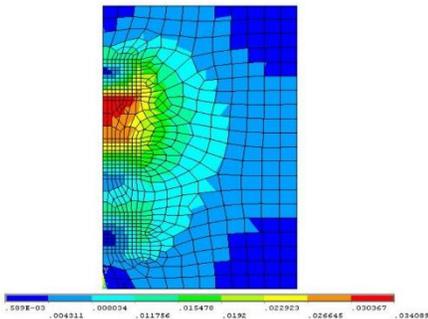


Fig. 9. Distribution of magnetic flux density B in the radial plane obtained by modelling

$h_{\text{mat}}=1,8$ m was approximated using regression analysis by equations:

$$H_{1,8} = H_{1,8}(0) \cdot x^{-1,1983} \text{ A/m}, \quad (21)$$

$$B_{1,8} = B_{1,8}(0) \cdot x^{-1,1982} \text{ } \mu\text{T}. \quad (22)$$

The field in the plane $h_{\text{mat}}=1,8$ m is calculated in two stages. At first, the magnetic field is calculated on axis. Then the distribution of magnetic field is calculated by (21) and (22) in surroundings of reactor.

The distribution of magnetic field in the meridional plane obtained by modelling is presented in the Fig. 9. The program ANSYS was used. The modelling results correspond with the computation results.

Conclusions

1. The air core reactor is used to limit the short circuit current. Magnetic field of reactor can sometimes to reach the values dangerous for human. It is important to know the distribution magnetic field and its extreme values.

2. The magnetic field in surroundings of reactor can be calculated when the distribution of magnetic field on reactor axis is known. The magnetic field on reactor axis can be calculated by Biot-Savart-Laplace law.

References

1. Буль О. Б. Методы расчета магнитных систем электрических аппаратов: магнитные цепи, поля и программа FEMM. – М.: Academia. – 2005. – 336 с.
2. Ящур А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. – М.: НЦ ЭНАС. – 2005. – 504 с.
3. Morozionkov J., Stašelis A. Pramoninio dažnio elektromagnetinio lauko magnetinės dedamosios tyrimas // Agrozūninerija ir energetika. – Akademija, 2006. – Nr. 11 – P. 117–122.

Submitted for publication 2007 04 11

J. Morozionkov, J. A. Virbalis. Magnetic Field of Power Plant Air Core Reactor // *Electronics and Electrical Engineering*. – Kaunas: Technologija, 2007. – No. 7(79) – P. 67–70.

The air core reactor is used to limit the electrical network short circuit current. Magnetic field of reactor can reach the values dangerous to human. It is important to know the distribution of magnetic field in reactor surroundings and especially in perpendicular to reactor axis plane which height is 1,8 m (level of the human head). The magnetic field in surroundings of reactor can be calculated when the distribution of magnetic field on reactor axis is known. The field strength on reactor axis can be calculated by Biot-Savart-Laplace law. Il. 9, bibl. 3 (in English; summaries in English, Russian and Lithuanian).

Е. Морозенков, Ю. А. Вирбалис. Магнитное поле реактора без стали электрической силовой установки // *Электроника и электротехника*. – Каунас: Технология, 2007. – № 8(80). – С. 67–70.

Реактор без стали необходим для ограничения подаваемого в электрическую цепь тока в режиме короткого замыкания. Магнитное поле реактора в определенных режимах может достичь опасных для человека значений. Поэтому важно знать распределение магнитного поля реактора, особенно в перпендикулярной оси реактора плоскости на уровне 1,8 м (уровень головы человека). Значения магнитного поля вблизи реактора можно получить зная распределение магнитного поля на оси реактора. Распределение магнитного поля на оси реактора можно рассчитать пользуясь законом Био-Савара-Лапласа. Ил. 9, библи. 3 (на английском языке; рефераты на английском, русском и литовском яз.).

J. Morozionkov, J. A. Virbalis. Elektros jėgainės bešerdžio reaktoriaus magnetinis laukas // *Elektronika ir elektrotechnika*. – Kaunas: Technologija, 2007. – Nr. 7(79). – P. 67–70.

Bešerdis reaktorius naudojamas riboti į elektros tinklą tiekiamai srovei riboti trumpojo jungimo atveju. Tam tikrais režimais veikiančio reaktoriaus magnetinis laukas gali pasiekti žmogui pavojingas vertes. Todėl svarbu žinoti magnetinio lauko pasiskirstymą šalia reaktoriaus, o ypač reaktoriaus ašiai statmenoje plokštumoje, esančioje 1,8 m aukštyje (žmogaus galvos lygmenyje). Magnetinį lauką šalia reaktoriaus galima apskaičiuoti žinant magnetinio lauko pasiskirstymą reaktoriaus ašyje. Jį galima apskaičiuoti naudojant Biot, Savart'o ir Laplace'o desnį. Il. 9, bibl. 3 (anglų kalba; santraukos anglų, rusų ir lietuvių k.)

Anexo 7

Estimación de red de tierra

A continuación, se incluye una estimación de la red de tierra a implementar para cada banco de reactores. Se recomienda hacer un diseño más exacto haciendo las mediciones de la resistividad del suelo en cada punto. Esta estimación se realizó con la resistividad calculada en el trabajo de graduación “Desarrollo de un simulador para el diseño de redes de tierra de subestaciones de potencia basado en el estándar IEEE 80-2000”, Universidad de El Salvador, en el punto “2.5.1”.

El valor de resistencia para diseño de puesta a tierra de sistemas de protección según la NTC 4552 en el punto “5.3.3.2” es de 10 ohm o menor.

Con la ayuda del software que proporciona la web de Erico, se realizó la siguiente “estimación” de la red de tierra.

15/11/2017

BuyDesign Configurator - Print

Terms Of Use

I have read and agree to the terms of use Yes

GEM Calculator

Tips for use

Language English
 Unit of Measure Imperial Units

Soil Resistivity for Site in ohm-m (Ω -m) 100

Target Resistance in Ohm 8

UL Approval Required? Yes

Configuration Multiple Ground Rods

Grid Shape Rectangle

Ground Rod Diameter in Inches 5/8

Length of Ground Rod(s) in Feet 8

Total Length of Ground Rod Assembly (electrode) in Feet 8.0

Conductor Material Copper

Conductor Size 2/0

Diameter of Augered Hole in Inches 4

Depth to Top of Ground Rod in Inches 24

Length of Rectangle in Feet 40

Width of Rectangle in Feet 15

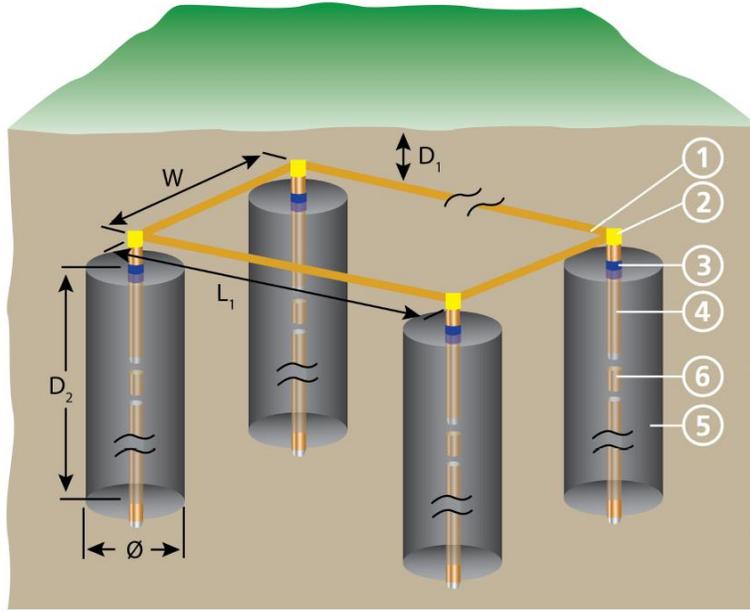
Resulting Resistance

Resistance With GEM (Ohm) 7.7

Bags of GEM Needed 7

<https://web3.erico.com/ERICOnfigurator/Configurator/FullScreen.aspx?sessionUniqueKey=c7f18e43-4cd9-48e7-8a24-aafa2e11dd78&tabID=Summary...> 1/1

ERICO GEM Calculator

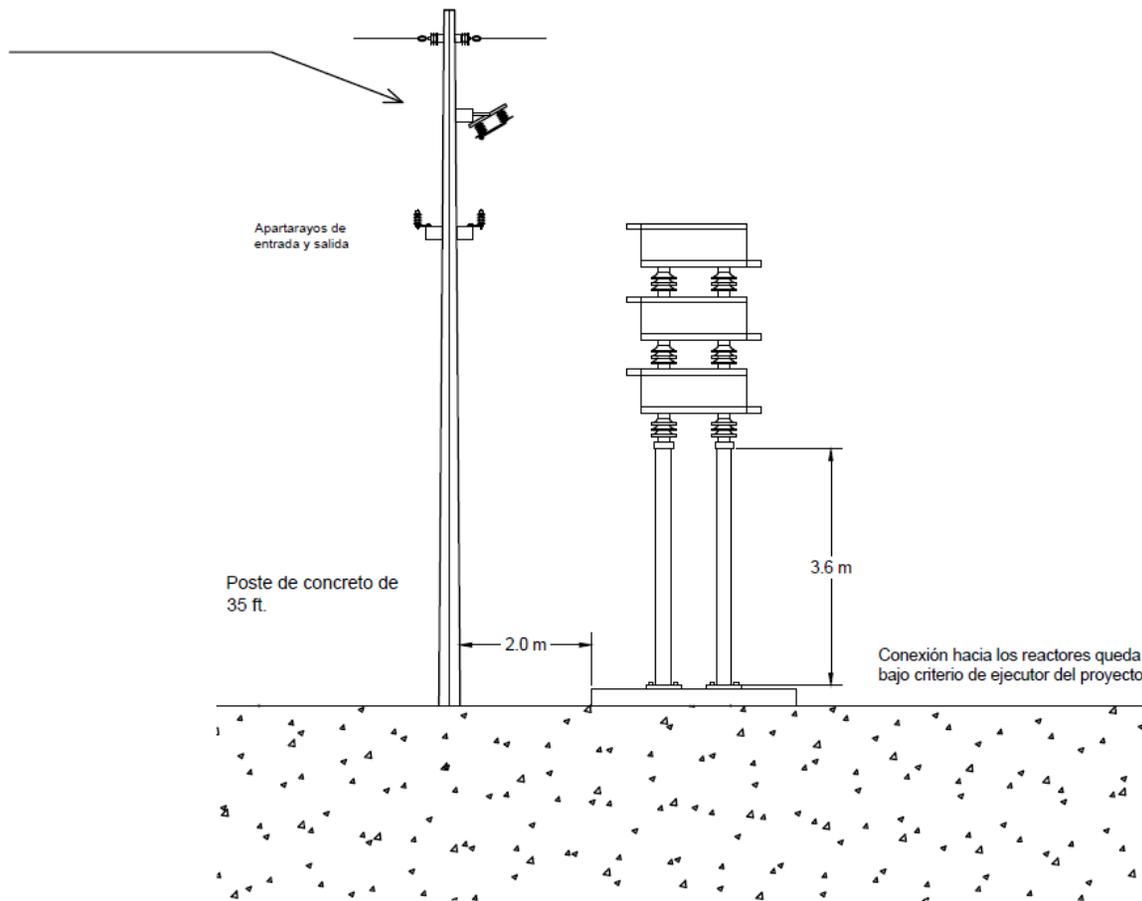
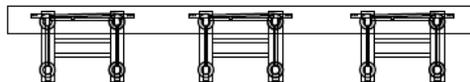


Symbol	Value	Description
D ₂	8 feet	Total length of electrode(s)
L ₁	40 feet	Rectangle Length
W	15 feet	Rectangle width
Ø	4 inches	Augered hole diameter
1	2/0	Conductor Size
2	GTC162G	Cable to Ground Rod or Other Rounds, GT, Copper-bonded, 0.625" dia, 2/0 Concentric
3	Tape	Electrical tape
4	615880	Copper-Bonded Ground Rod, Pointed, 5/8" dia, 8ft, 10 mil Plating, 6.8 lb
5	7	Bags of GEM Needed

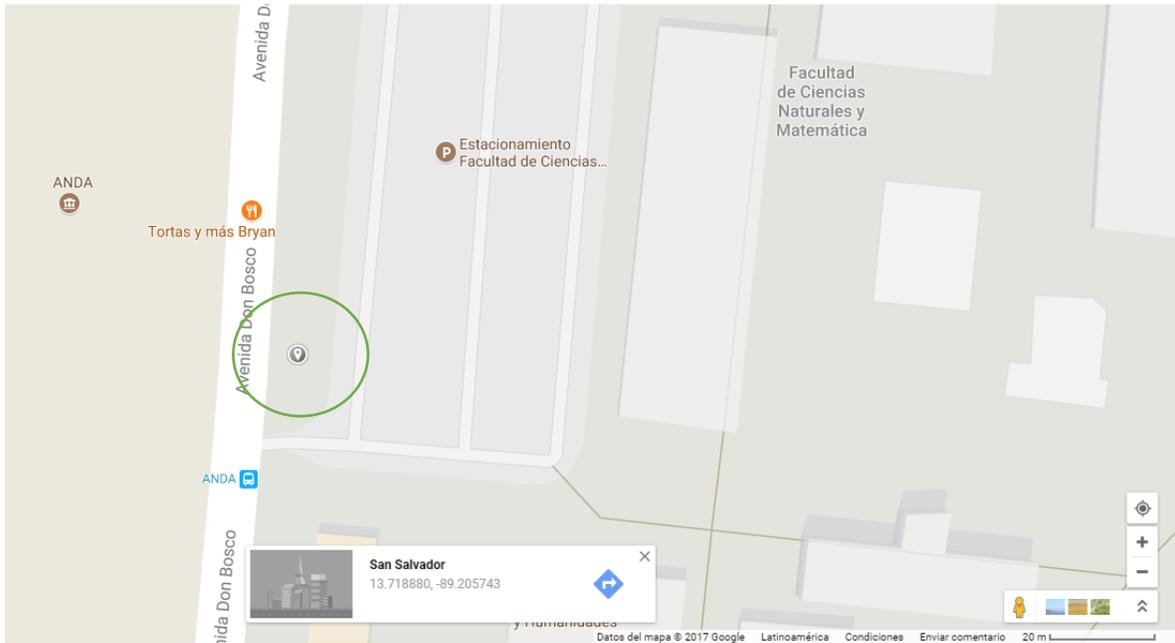
Anexo 8

Esquema de Montaje y Ubicaciones

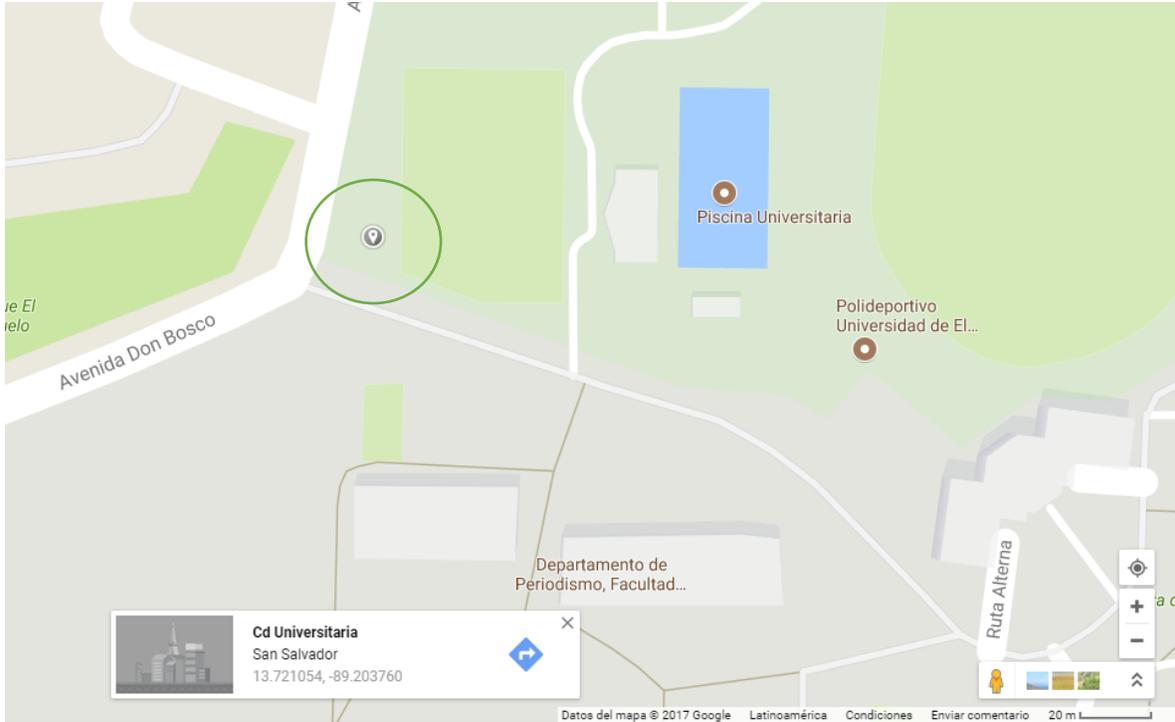
Seccionador tripolar de ByPass



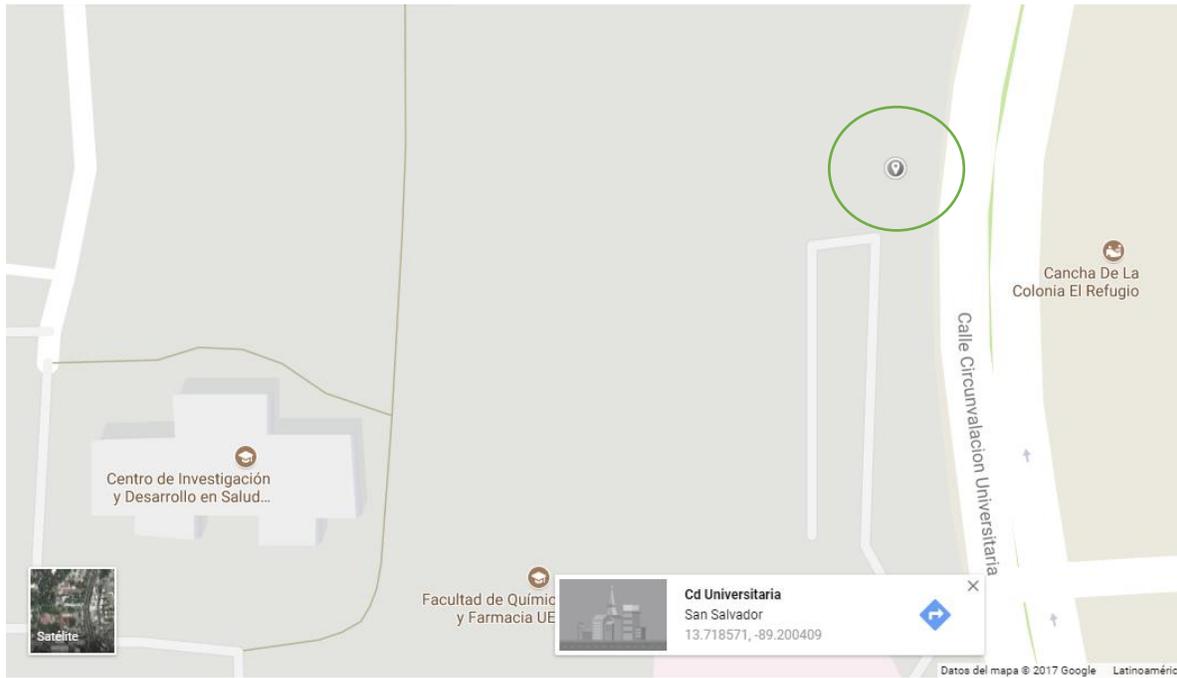
Ubicación del punto de entrega, y posible ubicación de montaje de set de reactores para el corte C6475 de la Facultad de Ciencias y Humanidades.



Ubicación del punto de entrega, y posible ubicación de montaje de set de reactores para el corte C6460 de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura.



Ubicación del punto de entrega, y posible ubicación de montaje de set de reactores para el corte C2395 de la Facultad de Ciencias Agronómicas.



Anexo 9

Red Primaria de Campus Universitario

