

**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

TEMA:

“Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil.”

AUTOR:

Preciado Yépez, Nehemías Joel

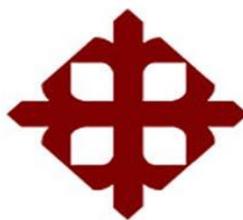
Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN
GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL

TUTOR:

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, M.Sc.

Guayaquil, Ecuador

2019



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por **PRECIADO YÉPEZ, NEHEMÍAS JOEL** como requerimiento para la obtención del Título de **Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial** que aspira obtener.

TUTOR

f. _____

ING. BOHÓRQUEZ ESCOBAR, CELSO BAYARDO, M.S.c

DIRECTOR DE LA CARRERA

f. _____

ING. HERAS SÁNCHEZ, MIGUEL ARMANDO, M.S.c

Guayaquil, a los 21 días del mes de marzo del año 2019



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Preciado Yépez, Nehemías Joel

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil** previo a la obtención del título de **Ingeniero en Eléctrico – Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías.

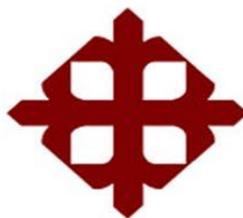
Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 21 días del mes de marzo del año 2019

EL AUTOR

f. _____
Preciado Yépez, Nehemías Joel



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Preciado Yépez, Nehemías Joel

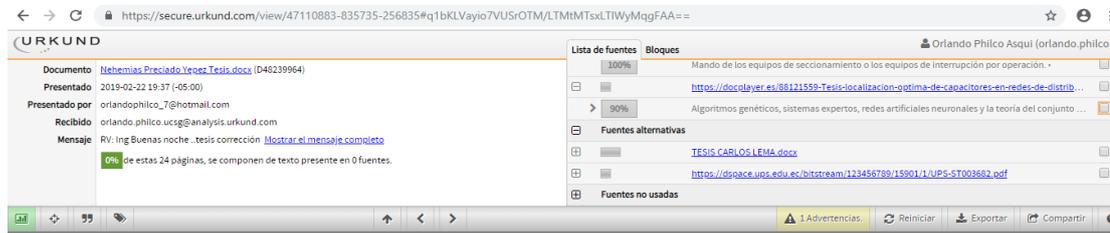
Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución el Trabajo de Titulación, **Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 21 días del mes de marzo del año 2019

EL AUTOR

f. _____
Preciado Yépez, Nehemías Joel

REPORTE URKUNND



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL FACULTAD DE EDUCACION TECNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERIA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA
TEMA: "Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 kv fortin de la ciudad de Guayaquil."
AUTOR: Preciado Yépez Nehemias Joel
Trabajo de titulación previo a la obtención del título de INGENIERO EN ELÉCTRICO-MECÁNICA
TUTOR: Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, M.Sc.

Reporte URKUNND del trabajo de titulación en ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial denominado: **Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil.** Del estudiante **Preciado Yépez Nehemías Joel** está al 0% de coincidencias.

Atentamente.

ING. BOHÓRQUEZ ESCOBAR, CELSO BAYARDO, M.S.c

Tutor del Trabajo de Titulación

DEDICATORIA

Este trabajo de titulación se lo dedico a Dios, por brindarme salud, fuerza, voluntad y ánimos para permanecer en la constante lucha y permitirme finalizar este trabajo que forma parte de las metas propuestas para mi formación personal y profesional, que me brindaran oportunidades para la superación en un futuro.

A mi madre Marcela Celestina Yépez Chonillo por ser un pilar fundamental en mi vida, ayudándome siempre en cualquier adversidad y fomentando la honestidad, responsabilidad y compromiso en el camino para alcázar mis objetivos, inculcándome a mantener siempre los valores respetando las creencias, costumbres y opiniones de los demás.

A mi familia por el apoyo incondicional y colaboración durante el transcurso de esta etapa de mi vida, brindándome su permanente ayuda en todo momento el cual es de alto valor en mi vida.

Preciado Nehemías

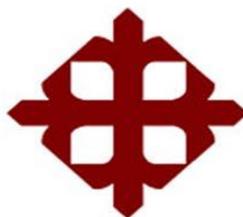
AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por guiarme siempre por el buen camino, cuidándome de todo peligro, permitiéndome avanzar día a día llenándome de fortaleza y salud para poder finalizar de forma exitosa este trabajo de titulación.

A mi madre Marcela Celestina Yépez Chonillo por su constante preocupación del bienestar física, emocional e intelectual impulsándome al desarrollo en el ámbito académico, que me permitirá competir en el campo laboral y científico.

A mi tutor Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar por toda la colaboración, tiempo, experiencia y conocimientos brindados, que facilitaron la finalización y cumplimiento de este trabajo de titulación, cumpliendo los objetivos propuestos.

Preciado Nehemías



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

ING. ROMERO PAZ, MANUEL DE JESÚS, M.Sc.
DECANO

f. _____

ING. PHILCO ASQUI, LUIS ORLANDO, M.Sc.
COORDINADOR DE TITULACIÓN

f. _____

ING. CAMPOVERDE CARDENAS, DANIEL, M.B.A
OPONENTE

INDICE

RESUMEN.....	XVII
ABSTRACT.....	XVIII
CAPÍTULO 1.....	2
INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 Justificación y alcance.....	2
1.2 Planteamiento del problema.....	3
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos.....	3
1.4 Tipo de investigación.....	4
1.5 Metodología.....	4
CAPÍTULO 2.....	5
CARACTERISTICAS GENERALES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIAS.....	5
2.1 Central generadora.....	6
2.2 Subestación principal de potencia.....	6
2.2.1 Cuarto de control.....	7
Nivel de campo.....	8
Nivel de control de bahía.....	8
Nivel de control de subestación.....	9
2.2.2 Área de transformadores.....	10
2.2.2.1 Transformador de potencia.....	10
Indicador de nivel. _.....	11
Depósito de expansión. _.....	11
Pasa tapas de entrada. _.....	11
Pasa tapas de salida.....	11
Mando conmutador.....	11
Grifo de llenado. _.....	11
Radiadores de refrigeración.....	11
Placa de características. _.....	11
2.2.2.2 Funcionamiento.....	12
2.2.3 Bahía de conexiones.....	12
2.2.3.1 Interruptor automático.....	12

2.2.3.2	Seccionador	13
2.2.3.3	Equipo de protección	14
	Relés de protección. _	14
	Transformadores de medida.....	16
	Disyuntor de poder.....	17
	Circuitos de control.....	18
2.2.3.4	Pararrayo	19
	Composición de un pararrayo. -	19
2.3	Sistema de subtransmision	20
2.3.1	Características generales	20
	• Suficiencia. -.....	20
	• Seguridad de servicio. -	20
	• Calidad de servicio. -	20
2.4	Subestación de distribución.....	21
2.4.1	Subestación de intemperie.....	21
	Fuente: (El autor)	22
2.4.2	Subestación de tipo interior.....	22
2.4.3	Subestaciones de tipo blindada o compacta	23
2.5	Sistema de distribución	23
2.5.1	Red radial	24
2.5.2	Red interconectada.....	24
2.6	Alimentadores primarios.....	24
2.6.1	Conductores	25
2.6.2	Sistema de protección	25
2.6.2.1	Reconectores	26
2.6.2.2	Seccionadores.....	26
2.6.2.3	Interruptores	27
2.6.3	Postes	28
2.5.4	Herrajes de soportes	28
2.5.5	Aisladores.....	29
CAPÍTULO 3.....		30
CONSIDERACIONES PARA LA REGULACION DE TENSIO DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION		30
3.1	Perdidas de energía en sistemas de distribución	30
3.2	Clasificación de las perdidas.....	30

3.2.1	Perdidas no técnicas	30
3.2.2	Pérdidas técnicas	31
	• Perdidas por efecto joule. –	31
	• Perdidas por histéresis. –	32
3.3	Caracterización de pérdidas de energía y potencia en sistemas de distribución	32
	• Pérdidas óhmicas o pérdidas en el cobre.	32
	• Perdidas en vacío.	32
3.4	Perdidas en las líneas de distribución.....	33
3.5	Perdida en transformadores de distribución.....	33
3.6	Métodos para reducir pérdidas técnicas en sistemas de distribución	34
3.6.1	Reducción de tensión controlada	34
3.6.2	Cambio de conductor en alimentadores primarios.....	35
3.6.3	Reconfiguración de pérdidas mínimas	35
3.6.4	Mejora de la eficiencia de transformadores de distribución	36
3.6.5	Optimización de la potencia reactiva	36
3.6.6	Rebalanceo de fases	36
3.6.7	Incremento de la tensión nominal	37
3.6.8	Reducción de la energía utilizada en las subestaciones	37
3.7	Efectos de la potencia reactiva en los sistemas de distribución.....	37
3.7.1	Compensación de potencia reactiva en sistema de distribución.	38
	• Por medios de máquinas sincrónicas.	38
	• Transformadores con intercambiar de taps.....	38
	• Por banco de capacitores en serie y shunt.	39
3.7.2	Ubicación de la fuente de potencias reactivas en sistema de distribución.	39
3.7.2.1	Magnitud y ubicación de potencia reactiva.....	39
3.8	Banco de capacitores en media tensión.....	40
3.8.1	Configuración y esquema de conexiones de banco de capacitores.....	41
3.8.2	Capacitores conectados en delta.....	41
3.8.3	Capacitores conectados en estrella.....	42
3.8.4	Conexión de banco de capacitores en estrella flotante.....	42
3.8.5	Banco de capacitores conectados en doble estrella.....	43
3.9	Esquema de proteccion	44
3.9.1	Protección interna.....	44
3.9.1.1	Protección de banco de capacitores conectados en estrella aterrada.....	45

3.9.1.2	Protección de capacitores conectados en estrella flotante.....	46
3.9.1.4	Protección de capacitores conectados en doble estrella flotante.....	47
3.9.2	Protección externa.....	48
3.10	Beneficio de la aplicación de banco de capacitores	49
3.10.1	Control de tensión	49
3.10.2	Incremento en la capacidad del sistema	49
3.10.3	Reducción de perdidas	50
3.11	Efectos de la aplicación inadecuada de banco de capacitores.....	51
3.12	Efectos de banco de capacitores en serie sobre la regulación de tensión....	51
CAPÍTULO 4.....		53
CONSIDERACIONES PARA UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS		53
4.1	Criterio de los 2/3.....	53
4.2	Clasificación de las técnicas de ubicación de banco de capacitores	53
4.2.1	Métodos analíticos	54
4.2.2	Programación Numérica.....	54
4.2.3	Métodos heurísticos	55
4.2.4	Inteligencia artificial	55
4.2.4.1	Algoritmos genéticos	56
4.2.4.2	Sistemas Expertos	56
4.2.4.3	Redes artificiales Neuronales.....	56
2.2.4.4	Teoría del conjunto difuso	56
4.3	Ubicación de banco de capacitores utilizando algoritmos genéticos	57
4.3.1	Algoritmos genéticos	57
4.3.2	Esquema general	58
4.4	PARÁMETROS BÁSICOS	60
4.4.1	Información del sistema	60
4.4.2	Condiciones iniciales del sistema	60
4.4.3	Representación de las soluciones	60
CAPÍTULO 5.....		62
UBICACIÓN DE LA SUBESTACION DONDE PARTE EL ALIMENTADOR PRIMARIO FORTÍN OESTE		62
5.1	Introducción	62
5.3	Descripción de los parámetros de la subestación.....	63
5.4	Descripción del alimentador Fortín Oeste.....	63

Cargabilidad del alimentador	63
5.4.1 Corriente.....	63
5.4.2 Capacidad.....	65
5.4.3 Características adicionales del alimentador	66
5.5 Diagrama del alimentador	66
CAPÍTULO 6	68
ANÁLISIS DE UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN EL ALIMENTADOR FORTÍN OESTE	68
6.1 Análisis de Flujo de carga	73
6.1.1 Escenario actual	73
6.1.2 Densidad de carga	73
6.1.3 Perfiles de voltaje: Alimentador Fortín Oeste.....	75
6.1.3.1 Perfil de voltaje en el punto 1	78
6.1.3.1 Perfil de voltaje en el punto 2	79
6.1.4 Resultados obtenidos del escenario actual	80
6.1.5 Ubicación optima de capacitores	81
6.1.5.1 Metodología de Ubicación de bancos de capacitores	81
6.1.5.2 Criterios básicos de instalación de bancos de capacitores	83
6.1.5.3 Ubicación óptima de condensadores.....	84
6.1.5.4 Restricciones del software.....	85
6.1.6 Flujo de carga con ubicación optima de capacitores.....	86
6.1.7 Especificaciones técnicas a implementarse con bancos de capacitores	91
1. Componentes de bancos de capacitores automáticos:.....	91
3. Tipos de bancos de capacitores fijos o automáticos.....	92
Especificaciones técnicas de capacitores	93
Especificaciones de interruptores.....	93
Especificaciones de portafusibles	94
Especificaciones de controladores de bancos de capacitores.....	94
6.1.8 Análisis Económico	94
CONCLUSIONES	97
RECOMENDACIONES	99
ANEXOS	100
Bibliografía	104

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Sistema de potencia electico	6
Figura 2.2. Subestación principal de potencia	7
Figura 2.3. Transformador de poder	10
Figura 2. 4. Interruptor automático	13
Figura 2. 5.Seccionador para subestación de potencia.....	14
Figura 2.6. Esquema de protección y control para subestación eléctrica.....	15
Figura 2. 7.Conexión de transformador de tensión	16
Figura 2. 8. Conexión de transformador de corriente	17
Figura 2. 9.Disyuntor trifásico de potencia.....	18
Figura 2. 10. Pararrayo de subestación eléctrica.....	19
Figura 2. 11. Subestación eléctrica de intemperie.....	22
Figura 2.12. Subestación tipo interior	22
Figura 2. 13. Subestación eléctrica tipo blindada	23
Figura 2. 14.Conductor de aluminio 336	25
Figura 2.15.Reconectador eléctrico	26
Figura 16.Seccionador tripolar con puesta a tierra.....	27
Figura 2. 17. Interruptor trifásico de aire	27
Figura 2.18 Aislador de suspensión y aislador tipo espiga	29
Figura 3. 1Banco de capacitores	40
Figura 3. 2 Conexión de banco capacitores en delta.....	41
Figura 3. 3 Banco de capacitores conectados en estrella	42
Figura 3. 4 Conexión de banco de capacitores en estrella flotante.	43
Figura 3. 5 Conexión de capacitores en doble estrella.....	44
Figura 3. 6 Esquema de protección de un banco de capacitores conectado en estrella aterrado.....	46
Figura 3. 7 Protección de capacitores conectados en estrella flotante	47
Figura 3. 8 Protección de capacitor conectado en doble estrella flotante	48
Figura 4. 1 Ciclo básico del algoritmo genético	58

Figura 4 2 Diagrama de flujo del algoritmo genético de ubicación de capacitores ...	59
Figura 5. 1 Ubicación de la subestación Fortín.....	62
Figura 5. 2 Cargabilidad del alimentador (Corriente).....	64
Figura 5. 3 Cargabilidad del alimentador (Capacidad Instalada).....	65
Figura 5. 4 Plano del Alimentador Fortínn Oeste	67
Figura 6. 1 Mediciones Online del Transformador de Poder El Fortín-Mañana	68
Figura 6. 2 Mediciones Online del Transformador de Poder El Fortín-Tarde.....	69
Figura 6. 3 Curva típica semanal – Alimentador Fortín Oeste	71
Figura 6. 4 Curva típica diaria – Alimentador Fortín Oeste	72
Figura 6. 5 Código de colores de densidad de carga.....	73
Figura 6. 6 Densidad de carga – Alimentador Fortín Oeste.....	74
Figura 6. 7 Georreferenciación del Alimentador Fortín Oeste	76
Figura 6. 8 Situación actual de voltaje del Alimentador Fortín Oeste	77
Figura 6. 9 Perfil de Voltaje- Alimentador Fortín Oeste Punto 1	78
Figura 6. 10 Perfil de Voltaje- Alimentador Fortín Oeste Punto 2	79
Figura 6. 11 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 1	82
Figura 6. 12 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 2	82
Figura 6. 13 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 3	83
Figura 6. 14 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 4	85
Figura 6. 15 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 5	86
Figura 6. 16 Flujo de carga de ubicación de capacitores. Paso 1	86
Figura 6. 17 Flujo de carga de ubicación de capacitores. Paso 2.....	87
Figura 6. 18 Ubicación óptima de capacitores	88
Figura 6. 19 Triangulo de PotenciaØ	¡Error! Marcador no definido.
Figura 6. 19 Triangulo de Potencia	89
Figura 6. 19 Triangulo de Potencia	89
Figura 6. 20 Tipos de bancos de capacitores.....	92
Figura 6. 21 Parámetros requeridos para bancos de capacitores.....	93
Figura 6. 22 Parámetros requeridos para interruptores de capacitores	93
Figura 6. 23 Parámetros requeridos de descargadores	93
Figura 6. 24 Parámetros requeridos de seccionadores portafusibles.....	94

Figura 6. 25 Parámetros requeridos de controladores 94

RESUMEN

Este trabajo de titulación expone de manera general una metodología de interés para resolver la regulación de voltaje en alimentadores de la red de distribución partiendo de un análisis de las causas incidentes de caída de voltajes para ubicar de forma óptima los capacitores en el sistema de distribución.

El primer capítulo se refiere a una breve introducción del planteamiento del problema, declarando los objetivos generales y específicos, además de los conceptos más significativos del tema en estudio.

El segundo capítulo detalla las características generales a considerar dentro de una red de distribución, considerando las diferentes etapas funcionales: alta tensión y media tensión hasta llegar al usuario final o cliente.

El tercer capítulo refleja las consideraciones a realizarse para una regulación de tensión en una red de distribución asociado a niveles de pérdidas técnicas de energía y factor de potencia.

El cuarto capítulo expone las consideraciones a tomar en cuenta para la ubicación óptima de bancos de capacitores, entre ellas están las diversas metodologías y conceptos de una red inteligente y el empleo de algoritmos de resolución de problemas.

El quinto capítulo se refiere a la situación actual de la ubicación del alimentador en estudio, fortín oeste, detallando las diversas variables de interés, tales como cargabilidad y situación geográfica.

En el sexto capítulo detalla la metodología empleada para la ubicación óptima de capacitores en el alimentador fortín oeste, con el correspondiente detalle de cálculos y análisis económico de la implementación del trabajo realizado.

PALABRAS CLAVES: REGULACIÓN DE TENSIÓN, DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, CALIDAD, EFICIENCIA.

ABSTRACT

This work of titulación exposes of general way a methodology of interest to resolve the regulation of voltage in feeders of the network of distribution starting off of an analysis of the causes incidents of fall of voltages to locate of optimum form the capacitors in the system of distribution.

The first chapter refers to a brief introduction of the problem statement, stating the general and specific objectives, as well as the most significant concepts of the subject under study.

The second chapter details the general characteristics to be considered within a distribution network, considering the different functional stages: high voltage and medium voltage until reaching the end user or customer.

The third chapter reflects the considerations to be made for voltage regulation in a distribution network associated with technical power loss levels and power factor.

The fourth chapter presents the considerations to be taken into account for the optimal location of capacitor banks, among which are the diverse methodologies and concepts of an intelligent network and the use of problem solving algorithms.

The fifth chapter refers to the current situation of the location of the feeder under study, West Fort, detailing the various variables of interest, such as chargeability and geographical location.

In the sixth chapter details the methodology used for the optimal location of capacitors in the feeder fortín west, with the corresponding detail of calculations and economic analysis of the implementation of the work done.

KEY WORDS: VOLTAGE REGULATION, ELECTRICAL DISTRIBUTION, QUALITY, EFFICIENCY.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación y alcance

La distribución eléctrica en nuestro país es de gran importancia para el desarrollo y avance de nuestra sociedad, por lo que este proyecto contribuye con el análisis de los factores o circunstancias que generan las caídas y variaciones de tensión en nuestras redes, especialmente en las de largas distancias, lo que dificulta a las empresas distribuidoras entregar un servicio de calidad y excelencia y esto a su vez crea molestias e inconformidades en los clientes los cuales se manifiestan con sus constantes reclamos. Siendo conveniente realizar el completo análisis de la caída y variación de tensión, este fenómeno ha estado presente y es un problema desde los inicios de la distribución eléctrica, la que es razón de su constante estudio.

En esta investigación uno de los principales beneficiarios será la sociedad, está encargado de garantizar la solución de este problema mediante la regulación de caída y variación de tensión por medio de banco de capacitores en serie, los que están orientados a permitir un servicio de energía eléctrica constante, generando en el cliente la confianza de eficiencia y calidad del servicio. Otro de los beneficiarios es la empresa distribuidora (CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAQUIL), tendrá la seguridad de la constancia de su sistema de distribución eléctrica, ayudando a aumentar la excelencia en su servicio.

También es pertinente porque permite estar dentro de los rangos de tensión que exige el ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad), los cuales son necesarios para estar autorizado y ejercer de manera correcta la distribución eléctrica, evitando sanciones y generando ahorros en el ámbito económico de gran importancia.

1.2 Planteamiento del problema

Desde los inicios uno de los principales problemas al momento de distribuir energía ha sido la caída y variación de tensión ya sea por la inductancia que generan la mayoría de la carga que tienen las redes, desbalance y exceso de la misma o por efectos naturales de su trabajo como son las pérdidas Joule, los mismos que generan dificultades en la exactitud de los valores de tensión entregados por parte de la empresa distribuidora a sus clientes, creando que estos presentan continuos reclamos de la inconformidad que tienen por el mal servicio adquirido, teniendo como causa pérdidas materiales y mal funcionamiento de sus electrodomésticos o máquinas, llegando a la circunstancias de quedar obsoletos, obteniendo pérdidas económicas de ambas partes, lo que se torna perjudicial para el desarrollo de la sociedad.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Analizar la regulación de tensión en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil, mediante banco de capacitores en serie.

1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar los factores que causan la caída de tensión en alimentadores de distribución de larga distancia de la ciudad de Guayaquil.
- Establecer el método para la ubicación correcta de los bancos de capacitores dentro de la extensión del alimentador de distribución de larga distancia de la ciudad de Guayaquil.
- Nombrar métodos para corregir pérdidas de tensión que se pueden presentar en alimentadores de distribución de larga distancia de la ciudad de Guayaquil.

1.4 Tipo de investigación

En este proyecto se empleará una investigación estructurada de forma teórica con esquema técnico en términos analíticos, en donde se usará métodos de investigaciones descriptivas, exploratorias y de campo, las cuales están orientadas y comprometidas al total cumplimiento de lo propuesto por los objetivos de este trabajo.

Se expresa de forma teórica porque se tiene como meta entrar en un análisis documental, tomando en cuenta siempre la descripción de todos los componentes que conforman el sistema eléctrico de distribución. Es exploratorio, este trabajo se propone a buscar las causas que generan el problema de la caída de tensión en el sistema de distribución, con el fin de solucionarlo basado en normas internacionales. Es de campo porque los resultados de esta investigación se emplearán para mejorar la regulación de la caída de tensión en los sistemas de distribución la cual está ligada con los resultados de la inspección técnica del sitio.

1.5 Metodología

La metodología de investigación de este proyecto es de ámbito analítico, experimental y evaluativo basado en la acumulación del levantamiento de información técnica, y está ligado forzosamente con el análisis de la exactitud de los valores reglamentarios y exigidos de tensión entregados por alimentadores de distribución de energía, lo cual contribuye con el propósito de la finalización de los objetivos de este proyecto.

Para alcanzar los objetivos planteados se tiene que entrar en ambiente con el área donde se realizara la investigación, con el fin de canalizar una estructura ideal del tema propuesto mediante el análisis del problema. Por medio del mismo se establecerán las técnicas y herramientas adecuadas que permitan entrar y culminar cada una de las fases que forman parte de este trabajo.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIAS

Desde los inicios la importancia de las redes de distribución primaria en el sistema de potencia es de un valor considerable, la energía generada se tiene que entregar a todos los clientes los cuales se encuentran ubicados en áreas de grandes distancias, quedando la distribución encargada de un extenso terreno con diversas cargas de variable magnitud. Debido a todo lo antes mencionado se puede determinar que el grado de complejidad del sistema de distribución es mayor con respecto al sistema de transmisión y subtransmisión de potencia.

Un sistema de potencia está básicamente conformado por los siguientes componentes que se observa en la figura 2.1:

- Central generadora.
- Subestación principal de potencia.
- Red de transmisión.
- Subestación reductora.
- Sistema de subtransmisión.
- Subestación de distribución.
- Alimentadores primarios.
- Transformadores de distribución.
- Secundarios de distribución.

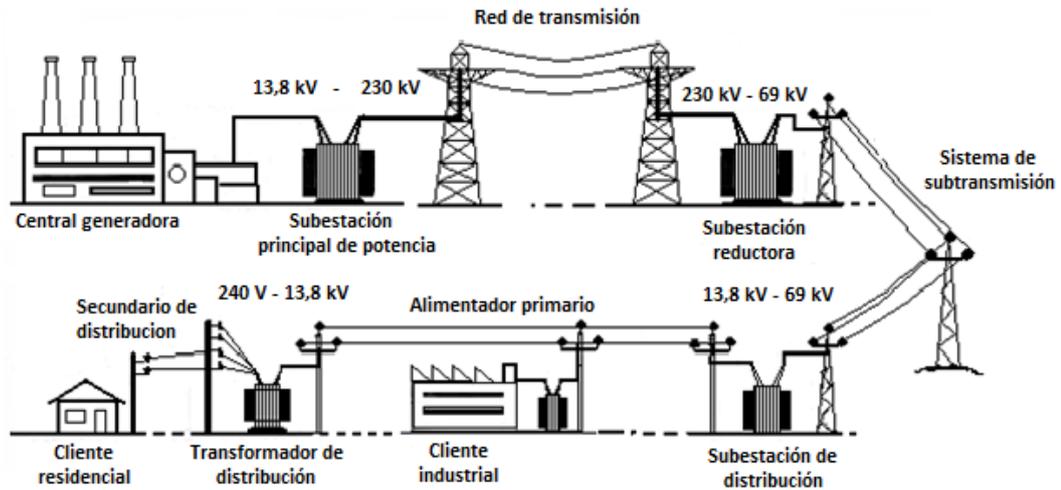


Figura 2.1. Sistema de potencia electrico

Fuente: (Deejay, 2012)

2.1 Central generadora

Espacio físico que aloja la instalación del conjunto de maquinarias, que cumplen la función de convertir una fuente natural de energía en movimientos mecánicos que a partir de un generador o alternador eléctrico dan paso a la energía eléctrica.

2.2 Subestación principal de potencia

La subestación principal de potencia está encargada de cumplir con la función de entregar al sistema eléctrico de potencia un valor de voltaje adecuado para garantizar un transporte de energía eficiente y de calidad, a partir de la tensión recibida por parte del sistema de generación. Por lo general esta subestación entrega a las líneas de transmisión grandes valores de tensión comprendidos entre 138 a 500 KV, con la finalidad de transportar la energía a largas distancias y evitar las pérdidas técnicas que se generan en los conductores del sistema por el efecto Joule, cumpliendo con el objetivo de entregar energía de calidad con costos controlados (cervantes, 2013).

Estas subestaciones están ubicadas cerca de los centros de generación y lejos de los de consumo por la magnitud de los niveles de tensión que se manejan en ellas ver figura 2.2.

Por lo general se componen de tres partes principales:

- Cuarto de control.
- Área de transformadores.
- Bahía de conexiones.



Figura 2.2. Subestación principal de potencia

Fuente:(Autor)

2.2.1 Cuarto de control

Es donde se alojan los dispositivos o componentes que cumplen con varias funciones de protección, medición, control y supervisión de una subestación de alta tensión, los cuales con el tiempo han sido estructurados por una gama alta de tecnología lo que ha minimizado considerablemente el número de equipos, incrementando la disponibilidad y buen funcionamiento del sistema. Por lo general estos equipos están interconectados con el sistema principal de alta tensión que es parte de su correcto funcionamiento (Carlos Contreras, 2002).

Los dispositivos instalados en el cuarto de control realizan las funciones de auto supervisión, análisis de falla, almacenamiento de datos, manejo de eventos, análisis de señales, todo con respecto a sus redes de entrada y salida. El sistema instalado en el cuarto de control está constituido por tres niveles o sectores:

1. Nivel de campo.
2. Nivel de control de bahía.
3. Nivel de control de subestación.

Nivel de campo

En este sector se hallan las unidades de adquisición de datos que entregan la data, la cual es útil para la eficiencia del control de la subestación, realizando el seguimiento de los siguientes datos:

- Corrientes y tensiones desde los transformadores.
- Niveles de aceite en los transformadores.
- Presión de gas en los interruptores.

Entregando toda la información indicando el estado de los equipos en tiempo real de operación y periodo de mantenimiento. Adicionalmente consta con funciones de operación de equipos de protección de la subestación que son las siguientes:

- Apertura automática de interruptores ante condiciones de falla.
- Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otra subestación.
- Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción por operación (Carlos Contreras, 2002).

Nivel de control de bahía

Este sector de control posee todos equipos con funciones automáticas responsables de la protección, supervisión y control de todas las bahías que conforman una subestación de alta tensión, tales actividades son ejecutadas por

dispositivos como relés de protección, medición y relés universales en las siguientes bahías:

- Protección de líneas y transformadores.
- Protección contra falla en los interruptores.
- Medición.
- Enclavamientos.
- Regulación de voltajes.

Toda la recopilación de la información adquirida en las entradas y salidas de los dispositivos de este nivel es enviada a la unidad controladora por medio de los puertos de comunicación de los relés. Adema también está conectada y envía la información de las señales de medición y sistemas de control al software de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), el mismo que la recibe y dispone en tiempo real de toda la información pudiendo controlar la subestación desde la distancia en la central de control (Carlos Contreras, 2002).

Nivel de control de subestación

En este tercer sector se encuentran todas las tareas relacionadas con el funcionamiento total de la subestación con funciones de operación y monitoreo, teniendo los operadores en este nivel la facilidad de ordenar y ejecutar diferentes maniobras como apertura y cierre de interruptores y el seguimiento del estado de parámetros del sistema que son:

- Tensiones de barra.
- Corrientes en las salidas.
- Potencias entregadas y recibidas.

También consta con la capacidad de darle seguimiento al sistema de alarma y eventos importantes, escaneando toda la subestación y generando reportes relacionados con aspectos fundamentales sobre el correcto funcionamiento que pueden ser, ubicación de daños, estadísticas de perturbaciones y datos de ajustes de protecciones (Carlos Contreras, 2002).

Se compone de las siguientes partes:

Indicador de nivel. _ Brinda la facilidad de observación del nivel de aceite del transformador desde el exterior, permitiendo un control riguroso sobre la cantidad de aceite que contiene el mismo, obteniendo la seguridad del cumplimiento de un funcionamiento óptimo del equipo.

Depósito de expansión. _ Entra en función cuando se presenta el fenómeno de expansión del aceite, debido a la variación de volumen del mismo por causa de la gran acumulación de temperatura generada en el interior del transformador, evitando fallas por excesiva presión por el aumento del volumen del aceite, facilitando el control de las variaciones del volumen del aceite.

Pasa tapas de entrada. _ Permite la conexión o alimentación del bobinado primario del transformador receptando las líneas eléctricas provenientes de la red de suministro eléctrico.

Pasa tapas de salida. _ Permite que el bobinado secundario del transformador entregue la tensión reducida o elevada a la red de salida de la subestación eléctrica.

Mando conmutador. _ Tiene la función de aumentar o disminuir la tensión de salida del transformador dependiendo del requerimiento según la carga en la red de salida de la subestación, manteniendo controlado la tensión que entregada al sistema eléctrico, permitiendo la eficiencia del funcionamiento de la red eléctrica.

Grifo de llenado. _ Facilita la inyección del líquido refrigerante en la cuba o depósito de aceite del transformador.

Radiadores de refrigeración. _ Cumple la función de disipar el exceso de calor que se produce en la carcasa del transformador, para evitar la generación de altas temperaturas en el aceite del transformador.

Placa de características. _ Contiene la información sobre las características más importantes del transformador como tensión de entrada, tensión de salida, amperaje, tipo de aceite, conexión del bobinado, peso, etc. Brindando el acceso de manera rápida cuando se las requiera.

2.2.2.2 Funcionamiento

Esta máquina eléctrica estática funciona con base en el principio de inducción electromagnética, que cuando se aplica una fuerza electromotriz en su devanado primario, creándose en él una variación de intensidad y variación de la misma, haciendo que se cree una inducción de flujo magnético variable en el núcleo (Cerrud, 2013).

2.2.3 Bahía de conexiones.

En esta área se instalan todos los equipos que operan en alta tensión, empleados para las maniobras que se realizan en las operaciones coordinadas en una subestación eléctrica, como cierre y apertura de interruptores, seccionadores, cuchillas y equipos reconectores, de protección, control y medición que tienen la función de dar paso a la distribución de energía eléctrica por medio de una red de conductores y barrajes con un solo nivel de tensión instalada en la misma área.

Consta de las siguientes partes:

- Interruptor automático
- Seccionador
- Equipo de protección
- Transformadores de instrumentación
- Pararrayos
- Sistema de medición y control

2.2.3.1 Interruptor automático

Son los más empleados dentro del sistema de maniobras de las subestaciones teniendo como función principal el cierre o apertura del paso de corriente eléctrica, sus características de construcción permiten realizar operaciones en condiciones con cargas de corrientes elevadas, cumpliendo todo su procedimiento de forma automática. Respondiendo de manera inmediata en circunstancias de fallas eléctricas, para realizar ciertas funciones se tiene que complementar con relés de protección, los cuales le ayudan a actuar en los casos de fallas eléctricas. Adicionalmente estos

interruptores incorporan un sistema de extinción de arco eléctrico para su funcionamiento eficiente ver figura 2.4.



Figura 2. 4. Interruptor automático

Fuente: (Autor)

2.2.3.2 Seccionador

Su participación dentro de las operaciones en bahía de la subestación eléctrica es la de interrumpir o permitir el paso de electricidad, en ciertas áreas del patio de maniobras, teniendo la característica de presentar su estado de forma visible facilitando las actividades de mantenimiento del sistema. Para realizar las maniobras de este dispositivo se tiene que cumplir la condición de estar libre de carga, asegurándose que al momento de su apertura no exista el paso de corriente en el dispositivo.

La manipulación de estos equipos puede ser manual o automática y se las elige determinando el lugar donde se los va a instalar, pueden ser a la intemperie o en lugares cerrados de poco espacio, teniendo como prioridad su correcto funcionamiento ver figura 2.5.

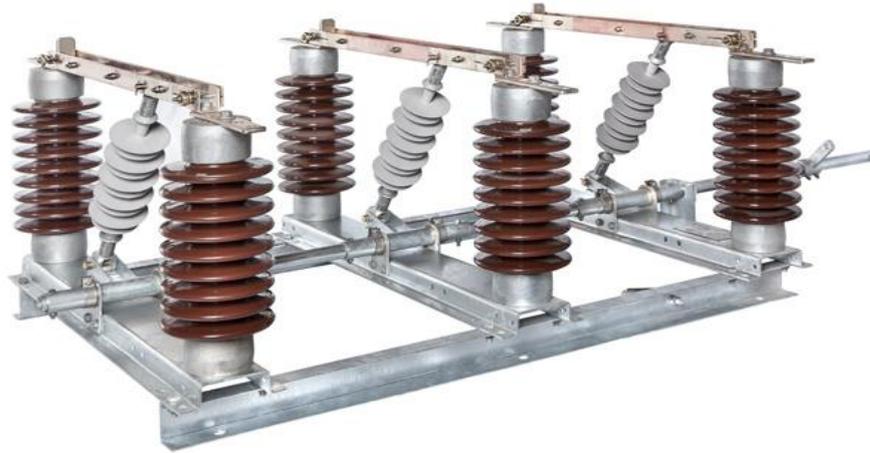


Figura 2. 5. Seccionador para subestación de potencia

Fuente: (Sector electricidad, 2018)

2.2.3.3 Equipo de protección

Estos equipos tienen una de las funciones más importantes dentro del sistema de operaciones de una subestación, por su característica principal de proteger la integridad tanto física como operativa de todos los dispositivos y elementos que la componen. Se mencionarán los componentes que forman parte de un sistema de protección:

- Relés de protección
- Transformadores de medida
- Disyuntores de poder
- Circuitos de control

Relés de protección. _ Son los encargados de garantizar la seguridad de los dispositivos del sistema de potencia eléctrica por medio de una coordinación de protección eficaz. Todo esto gracias a los descubrimientos tecnológicos que permiten que su función se digitalice de manera inteligente, obteniendo información de operación de campo y ejecutando actividades de control, protección y medición, convirtiéndose en un dispositivo con capacidad de multifunción ver figura 2.6.

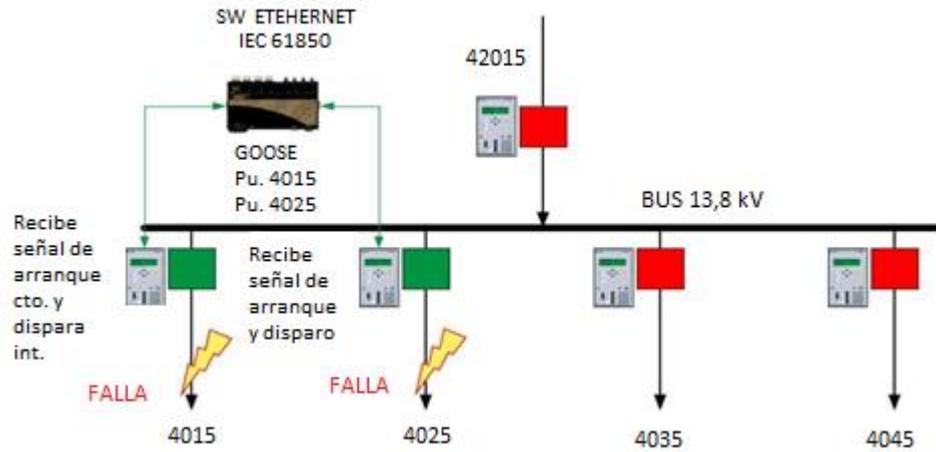


Figura 2.6. Esquema de protección y control para subestación eléctrica

Fuente: (Rosales, 2013)

Su estado activo en el sistema lo obliga a mantener un servicio continuo y daño en los equipos con límites exigidos. Se los puede clasificar de la siguiente manera:

- Por su función
- Por sus entradas
- Por sus principios de operación
- Por su característica de actuación.

Adicionalmente estos dispositivos son exigidos a cumplir características operativas por la gran importancia que tienes dentro del sistema de operación de la subestación eléctrica. Las cuales son:

- Fiabilidad
- Selectividad
- Sensibilidad
- Rapidez
- Economía y Simplicidad

Transformadores de medida. _ Estos cumplen con la función de reducir los grandes niveles de tensión y corriente con los que trabajan los equipos de operación de la subestación, permitiendo a los equipos de control y protección receptor niveles de tensión bajos respecto a las especificaciones técnicas de estos equipos, no son diseñados para operar con grandes tensiones. Por lo general estos transformadores vienen de dos tipos:

- Transformadores de corriente o intensidad
- Transformadores de potencia o voltaje

Estos equipos tienen la función específica de garantizar la seguridad y aislamiento de los dispositivos de medición y control permitiendo que los equipos del sistema de control y protección queden totalmente alejados de las líneas eléctricas, en las figuras 2.7 y 2.8 se muestra la conexión de los transformadores.

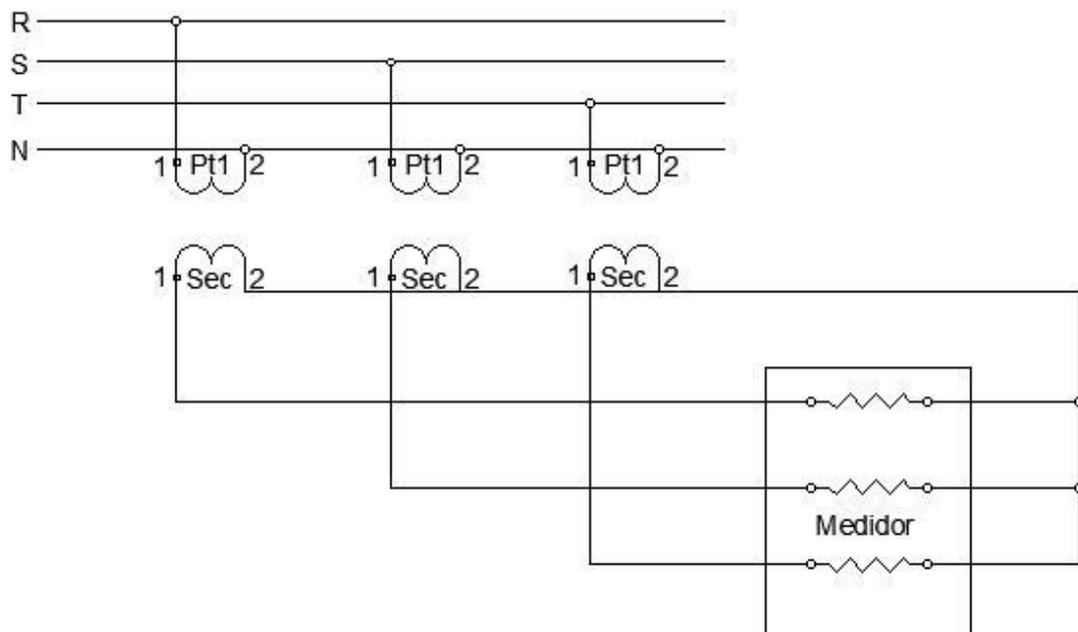


Figura 2. 7. Conexión de transformador de tensión

Fuente: (Senatelemedidas, 2016)

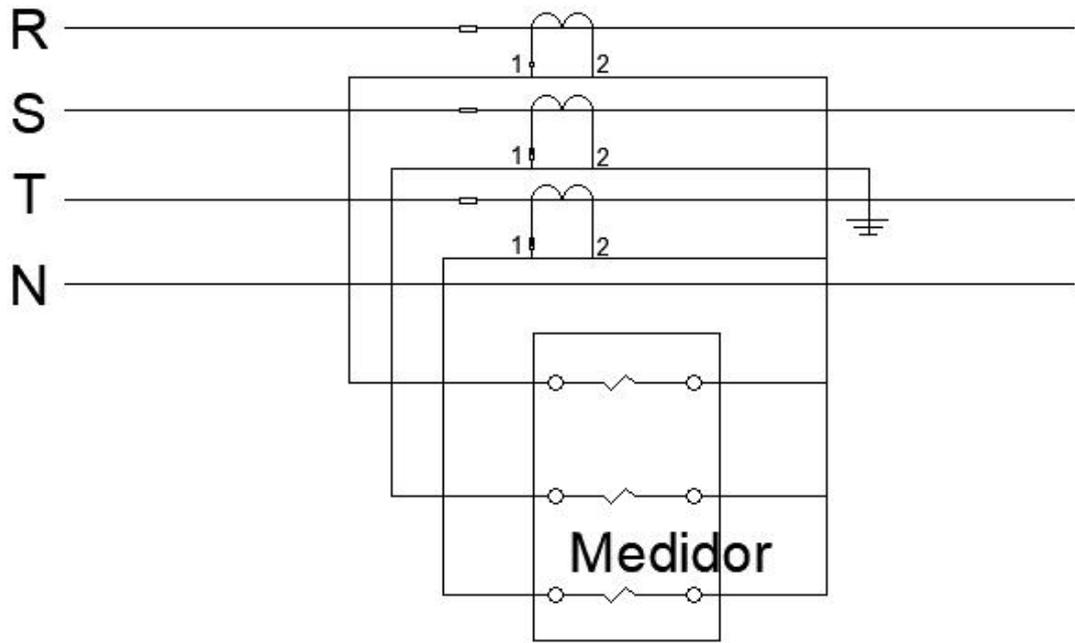


Figura 2. 8. Conexión de transformador de corriente

Fuente: (Senatelemedidas, 2016)

Disyuntor de poder. - Este dispositivo de protección nos brinda la función de cortar el flujo o paso de energía, cuando detecta una variación en la intensidad teniendo como característica principal la protección del funcionamiento de los equipos instalados en el sistema y la seguridad de las personas que operan dicha red de energía.

Este equipo puede operar y soportar diferentes cantidades de tensión y corriente, de acuerdo al área de trabajo que se lo desee designar, pudiendo recibir hasta cuatro polos en su estructura física. Se puede mencionar que los disyuntores diferenciales cuentan con la capacidad de supervisar que por los diferentes polos alojados en el circule una cantidad igual de corriente, caso contrario procede con el corte del paso de corriente en cualquiera que sufre esta variación salvaguardando la vida humana y operación de los equipos que protege ver figura 2.9.

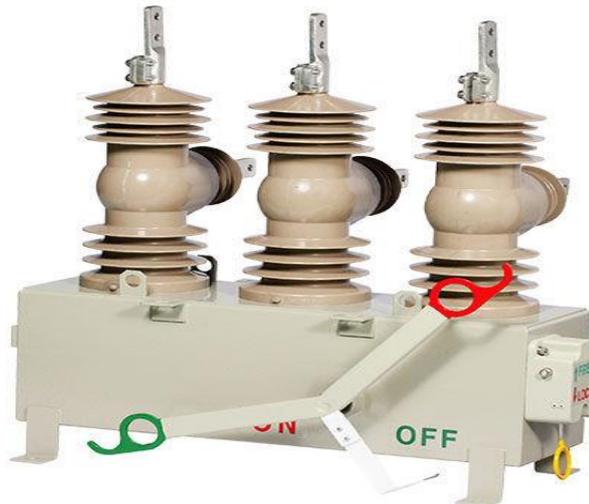


Figura 2. 9. Disyuntor trifásico de potencia

Fuente: (Electric)

Circuitos de control. - En forma general estos circuitos están encargados de la supervisión, operación y control de un sistema eléctrico, estando estructuralmente dividido en varios niveles de operación permitiéndole manipular de manera más eficiente, manteniendo conectado al operador con los equipos de operación mediante una interface dinámica.

Cada nivel jerárquico es dependiente de los inferiores a él, manteniéndose siempre en constante comunicación y coordinados en todo el tiempo de operación, con una capacidad de respuesta inmediata frente a cualquier circunstancia que se presente. Un sistema de control se divide de forma general de la siguiente manera:

- Mandos (apertura y cierre)
- Indicaciones
- Arquitectura de control
- LAN de subestación
- Enclavamientos
- Regulación voltaje
- Sistema de verificación de sincronismo

2.2.3.4 Pararrayo

Este elemento tiene la función de proteger de manera general la instalación de la subestación en caso de descargas atmosféricas y sobretensiones en el sistema eléctrico que pueden ser provocados por el mismo fenómeno natural antes mencionado. Frecuentemente las subestaciones eléctricas tienen un alto índice de vulnerabilidad frente a estos fenómenos naturales, por ubicarse geográficamente de manera aislada elevando las probabilidades de recibir esta descarga, cuyos efectos causan daños mecánicos de alto rango en los equipos o elevando su temperatura de trabajo causando la descomposición del mismo.

La actividad específica que realiza este elemento de protección es despejar de forma adecuada y eficiente las descargas atmosféricas y sobretensiones directamente a tierra, manteniendo la seguridad de la red eléctrica de potencia.

Composición de un pararrayo. - Este elemento está elaborado por un material de óxido metálico de zinc, formando un resistor no lineal formado por una agrupación de pastillas de óxido metálico, asentadas en un cilindro de material de fibra de vidrio. Todo lo antes descrito se somete a un acabado final que puede ser de porcelana o material de polímero compuesto de silicón, cerrado herméticamente facilitando la conexión eléctrica en la red ver figura 2.10.



Figura 2. 10. Pararrayo de subestación eléctrica

Fuente: (Europapress, 2013)

2.3 Sistema de subtransmision

Estos sistemas son diseñados con el propósito de transportar la energía eléctrica en niveles más bajos de tensión en un rango entre 46 KV y 69 KV con respecto al de transmisión, estando interconectado con las subestaciones eléctricas distribuidoras, de un sistema eléctrico específico, cumpliendo la meta de abastecer a un conjunto de clientes que se alimentan con este nivel de tensión en zonas industriales, los cuales son los más comunes en recibir este servicio. (Mauricio Olivares, 2012)

2.3.1 Características generales

Los sistemas de subtransmision generalmente tienen que poseer ciertas características que determinan su buen funcionamiento, generando la seguridad de la calidad del sistema y vida útil de los elementos que la componen.

- **Suficiencia.** - Este término se refiere a la elección óptima del dimensionamiento de la capacidad de potencia que va a entregar este sistema, todos los cálculos realizados para determinar la cantidad y capacidad de demanda atendida tienen que ser exactos para poder confirmar el correcto abastecimiento de la red de subtransmision.
- **Seguridad de servicio.** - Al hablar de seguridad de servicio se tiene que tomar en cuenta todos los posibles problemas que se pueden generar en el sistema, realizando las respectivas investigaciones sobre datos estadísticos e históricos, que ayuden a generar un plan estratégico de contingencia de manera que cuando se presente las catástrofes dentro y fuera del sistema se pueda actuar de manera inmediata, logrando contener las afectaciones en la red de subtransmision.
- **Calidad de servicio.** - Esta característica tiene que ser considerada desde el inicio de la construcción del sistema de subtransmision, si no se entrega un servicio de calidad no se tendrá la confianza de los usuarios. Para conseguir el objetivo se tiene que estructurar de forma correcta la clase de suministro, atención y estabilidad del servicio a entregar, optimizando recursos y fomentando el compromiso de todo el conjunto de obreros que forma parte de la red.

Es importante mencionar que, para el cumplimiento de manera eficiente de los objetivos citados anteriormente, las inversiones para estos proyectos deben ser de forma correcta y oportuna teniendo una visión amplia de largo plazo que encamine al desarrollo constante y garantice la sustentabilidad de todo el proyecto.

2.4 Subestación de distribución

Cumple la función específica de reducir la tensión entregada por el sistema de subtransmisión comprendida entre 46 KV y 69 KV, a una de distribución que tiene un rango de voltaje de 13,8 KV a 35 KV. Teniendo un sistema de bahía que desde sus barras empiezan los alimentadores principales de distribución de energía eléctrica.

Por lo general la potencia de estas subestaciones varían dependiendo del área y el tipo de carga que abastecerán en un rango de 2 MVA a 60 MVA, determinando la magnitud de su diseño y área de construcción, las cuales le permiten establecerse dentro de ciudades siempre y cuando se empleen las condiciones de seguridad que se exigen para salvaguardar la integridad de la sociedad que la rodea (cervantes, 2013).

Se construyen de los siguientes tipos:

- De intemperie
- De tipo interior
- De tipo blindado o compacto
- En hexafluoruro de azufre

2.4.1 Subestación de intemperie. – Se determinan así por el estilo de construcción y diseño, por lo cual todos los dispositivos y elementos que la componen son diseñados y fabricados para operar expuesto a las diferentes condiciones climáticas existentes como lluvia, humedad, contaminación de atmósfera, granizo, etc. Los aislamientos empleados en estas subestaciones tienen diseños para mantener una distancia dieléctrica adecuada y mantener una rigidez dieléctrica en condiciones atmosféricas críticas de funcionamiento ver figura 2.11.



Figura 2.11. Subestación eléctrica de intemperie

Fuente: (El autor)

2.4.2 Subestación de tipo interior. - Son diseñadas para ser instaladas en el interior de construcciones especiales o edificios, todos sus dispositivos son fabricados específicamente para trabajar en áreas cerradas con espacios reducidos. Estas subestaciones operan empleando tableros de fuerza que son los encargados de recibir la alimentación entregada por el sistema de subtransmisión. Seguidamente utiliza reactores para dirigir la energía a los alimentadores primarios de distribución, siendo su instalación aislada de forma espacial por cumplir la función de reducir las corrientes de corto circuito que se pueden presentar en su operación, generando seguridad y confianza del sistema ver figura 2.12.



Figura 2.12. Subestación tipo interior

Fuente: (Marchena, 2016)

2.4.3 Subestaciones de tipo blindada o compacta. - La instalación de sus elementos de operación constan de un blindaje metálico, diseñados para ocupar espacios reducidos, se componen de un asilamiento por gas y se emplean celdas individuales compactas.

Su diseño está orientado para Hospitales, edificios y centros comerciales que disponen de pequeños espacios para la instalación de subestaciones ver figura 2.13.



Figura 2. 13. Subestación eléctrica tipo blindada

Fuente: (Bruno, 2009)

2.5 Sistema de distribución

Este sistema permite la entrega de energía a la mayor parte de usuarios del sistema eléctrico, los niveles de tensión que transporta tienen un alto consumo en el sistema siendo en su mayoría carga industrial. La distribución empieza desde las salidas de la subestación de distribución transportando la corriente por medio de alimentadores primarios, que por lo general son de medianas y largas distancias, del cual se derivan un sinnúmero de arranques encargados de formar la estructura completa de la red. Dando paso a los sistemas secundarios de distribución, con la reducción de tensión que realizan los transformadores de distribución alimentando cargas residenciales

Generalmente estos sistemas se estructuran de dos formas, radial o interconectada y se divide por zonas de alimentación, que son urbanas y rurales.

2.5.1 Red radial. - Este tipo de red parte desde un solo punto de alimentación entregando energía a los varios ramales que se desprende de él, recorriendo una determinada zona abasteciendo la demanda eléctrica instalada en esta. En su mayoría estos circuitos presentan un porcentaje de pérdidas elevado a lo largo de su recorrido, creando un índice de regulación de tensión de mucha inversión y estudio de dicho sistema.

2.5.2 Red interconectada. - Se caracteriza por estar constituida por varios puntos de alimentación que le permite estar siempre alimentada frente a la presencia de cualquier daño, aislando la zona afectada para su posterior reparación, manteniendo con servicio al resto de la red. Una de las características de esta red es que su sistema de protección debe ser calculado de manera que su reacción se realice de forma inmediata, tomando en cuenta la dirección de la misma con respecto a su barra de alimentación.

2.6 Alimentadores primarios

Generalmente los alimentadores primarios son la parte esencial de un sistema de distribución por ser los que transportan la corriente en primera instancia, para luego derivarlas por medio de arranques laterales y sublaterales que pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos. Una de las cualidades principal es que siempre es trifásico y posee toda la carga de una zona determinada. Por lo cual los cálculos para su diseño se realizan considerando la demanda total de la carga que alimentara dicho circuito para posteriormente seleccionar adecuadamente todos los dispositivos y elementos que componen su estructura.

Generalmente está estructurado de los siguientes elementos:

- Conductores
- Sistema de protección
- Postes
- Herrajes de soporte
- Aisladores

2.6.1 Conductores

Está constituido por un material que brinda poca resistencia al paso de los electrones permitiendo su libre movimiento por medio de este, el material que se emplea en la fabricación de los conductores de circuitos alimentadores principales es el aluminio. La sección del conductor se selecciona dependiendo de la carga que alimenta, evitando en porcentajes proporcionales las pérdidas técnicas que se generan al momento de su operación ver figura 2,14.



Figura 2. 14. Conductor de aluminio 336

Fuente: (Judy Materiales Electricos, 2019)

2.6.2 Sistema de protección

En los sistemas de distribución frecuentemente se presenta diferentes tipos de fallas eléctricas, debido a esto el sistema de protección es de suma importancia. Teniendo la función de proteger la integridad del funcionamiento del sistema y sus dispositivos alargando su vida útil de operación. De igual manera brinda la seguridad de salvaguardar en casos de fallas eléctricas el estado físico de las personas que manipulan este sistema. Los dispositivos que forman parte del sistema de protección de alimentadores primarios son:

- Reconectores
- Seccionadores
- Interruptores

2.6.2.1 Reconectores

Este dispositivo cumple la función de detectar todo tipo de falla eléctrica en los alimentadores de distribución, teniendo la capacidad de cortar el flujo de corriente del sistema para posteriormente reconectarla de forma automática. Se compone de un mecanismo que le permite realizar esta acción varias veces de manera consecutiva intercalando los intervalos de tiempo y la secuencia de las reconexiones, almacenando la información de los fenómenos producidos durante la falla ver figura 2.15.



Figura 2.15. Reconector eléctrico

Fuente: (Tavrida Electric, 2018)

2.6.2.2 Seccionadores

Son dispositivos que permiten la apertura y cierre del paso de corriente en un circuito, facilitando operaciones por motivos de mantenimiento o entrar en función con derivaciones del circuito brindando el estado de su posición visual, adicionalmente cumple con la protección del circuito o elementos controlados asegurando su buen funcionamiento por medio de su desconexión manual o automática. Su estructura y tamaño depende del nivel de voltaje de operación y ubicación dentro del sistema ver figura 2.16.

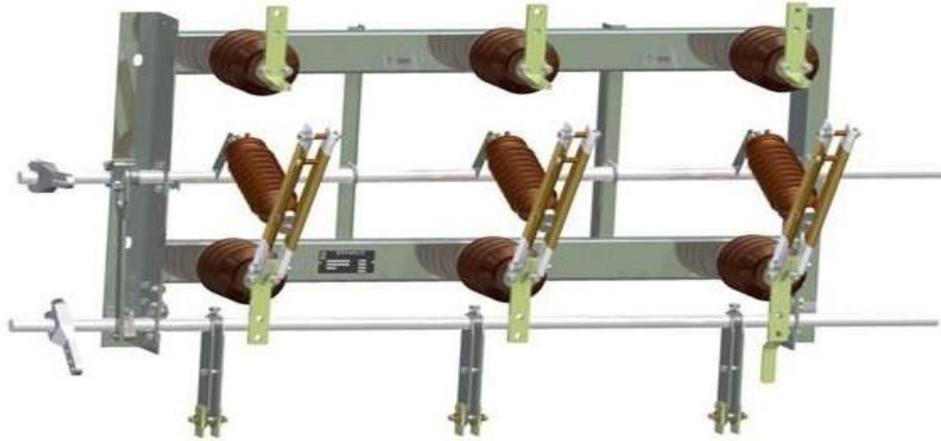


Figura 16. Seccionador tripolar con puesta a tierra

Fuente: (Equiweld Andina, 2017)

2.6.2.3 Interruptores

Están obligados a proteger el sistema eléctrico frente a presencia de fallas asociadas con la corriente de forma inmediata eliminando todas las probabilidades de daño de equipos y operadores que se encuentren manipulando el sistema. Por ende, estos dispositivos son ubicados en puntos estratégicos y de condiciones críticas en los alimentadores primarios de distribución, teniendo la capacidad de extinguir el arco eléctrico que se produce al momento de abrir sus contactos ver figura 2.17.



Figura 2. 17. Interruptor trifásico de aire

Fuente: (Electricaplicada, 2017)

2.6.3 Postes

Su función dentro del sistema de distribución es la de soportar el peso y tensión de los conductores eléctricos, sujetos a él por medio de los diferentes herrajes y aisladores que forman parte en la instalación de alimentadores primarios. Los más empleados son los tipos circulares de hormigón armado con una forma geométrica tronco – cónico particular. Manteniendo una estructura de sección circular con un interior hueco, permitiendo que pasen conductores para cualquier tipo de conexión en su interior, siendo equiresistentes con superficie lisa y conicidad constante a lo largo de su longitud, los postes tipo circular se fabrican en dos modelos que son, de tipo R y tipo RC.

2.5.4 Herrajes de soportes

Son los encargados de sujetar mecánicamente los conductores eléctricos al poste, permitiendo el correcto funcionamiento de los alimentadores primarios de distribución asegurando el recorrido del circuito de la red eléctrica cumpliendo con los objetivos del transporte de energía. Estos herrajes por lo general se componen de material galvanizado, evitando la corrosión inmediata y alargando su vida útil de funcionamiento. Los elementos que forman parte de los herrajes de soporte son:

- Crucetas
- Diagonales
- Abrazaderas
- Perno U
- Grapa terminal
- Perno esparrago
- Perno pin

2.5.5 Aisladores

Son los más importantes al momento de determinar la seguridad y buen funcionamiento del sistema de distribución. Como primer punto se tiene las distancias de seguridad que se deben cumplir con respecto a viviendas o edificaciones cercanas al área de paso e instalación de la red eléctrica. Se tiene también la distancia entre conductores, y entre conductores y el suelo, el aislamiento de las redes eléctricas se debe calcular de forma correcta para evitar en lo más mínimo los riesgos que genera el sistema eléctrico.

Los aisladores son elementos que cumplen la función de aislar eléctricamente los conductores con respecto a tierra y estructuras que componen el sistema, también sostienen mecánicamente los conductores soportando su tensión ver figura 2.18. Los aisladores que forman parte de los alimentadores de distribución son:

- Aisladores de suspensión
- Aislador tipo espiga

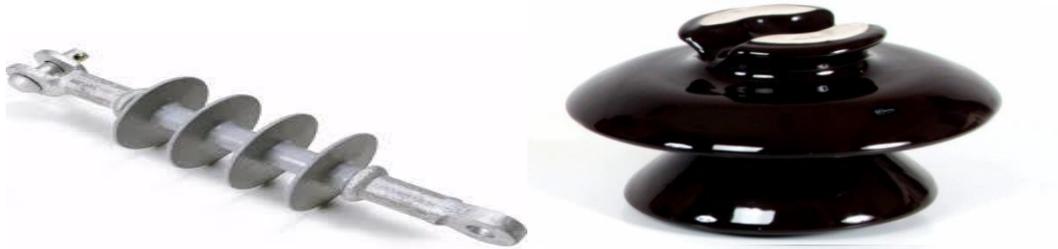


Figura 2.18 Aislador de suspensión y aislador tipo espiga

Fuente: (Uniforce, 2018)

CAPÍTULO 3

CONSIDERACIONES PARA LA REGULACION DE TENSIO DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION

3.1 Pérdidas de energía en sistemas de distribución

Desde los inicios del sistema eléctrico, uno de los principales problemas son las pérdidas de energía alcanzando altos porcentajes dentro de circuitos de distribución. La mayor parte de estas pérdidas se generan por la puesta en función del sistema, realizando un trabajo el cual genera cierta cantidad de temperatura en el conductor y transformador dando paso a las pérdidas técnicas, y el resto de pérdidas del sistema se determinan por consumos de energía no facturadas por parte de la empresa distribuidora de energía eléctrica, afectando en gran proporción la eficiencia del sistema eléctrico creando inseguridad en los usuarios de la calidad del sistema.

3.2 Clasificación de las pérdidas

Se determina que la relación entre la energía generada y la vendida, entrega el resultado de la cantidad de pérdidas en el sistema obteniendo en porcentajes el total de pérdidas separándolas por su tipo los cuales son:

- Pérdidas no técnicas
- Pérdidas técnicas

3.2.1 Pérdidas no técnicas

Se generan por diversos factores que están relacionados con el consumo de energía no facturado, por motivo de fraude o hurto de energía, mala planificación y coordinación del sistema de medición, teniendo errores en los datos torales de energía consumida dentro de una red de distribución específica, generando déficits al momento de su facturación evitando el cobro por energía consumida por parte de cierta cantidad de usuarios.

La cantidad de usuarios sin un contrato de suministro eléctrico, crean condiciones de conexiones directas al sistema secundario de distribución aumentando en gran manera las pérdidas no técnicas, dentro de esto se encuentran usuarios que realizan manipulaciones de modificación en el mecanismo de los dispositivos de medición evitando la facturación del consumo total.

La mala calibración de los sistemas de medición también interviene en el aumento de este tipo de pérdidas, causando la toma errónea de la lectura total del consumo generando malas facturaciones y con ello pérdidas económicas considerables para la empresa distribuidora.

3.2.2 Pérdidas técnicas

Este tipo de pérdidas se desarrolla en el momento de operación del sistema, el trabajo que realizan genera un incremento de temperatura en los conductores y dispositivos integrados en el sistema de distribución, perdiendo cierta cantidad de energía que no es aprovechada por el sistema la cual sería de gran importancia en el transporte de energía en la red de distribución. Esta energía perdida de forma natural en la red no se puede recuperar en su totalidad, los efectos naturales de estas pérdidas se conocen con el nombre de:

- Pérdidas por efecto Joule
- Pérdidas por histéresis
- **Pérdidas por efecto joule.** – El traslado de los electrones por medio de un conductor isométrico, permite un aumento de calor considerable en la estructura de este. Este fenómeno ocurre con base en la transferencia de energía por medio del conductor, analógicamente al momento del rozamiento.

$$Q = 0.24 I^2 \times R \times T$$

Donde:

Q= Calor

I= Intensidad

R= Resistencia

T= Tiempo

- **Perdidas por histéresis.** – Al momento de magnetizar los núcleos de los transformadores se emplea una potencia que no se puede aplicar en otro trabajo eléctrico perdiéndose de manera irreversible en el proceso de imantación del núcleo de transformadores denominándose pérdida de histéresis.

3.3 Caracterización de pérdidas de energía y potencia en sistemas de distribución

Se determinan específicamente por las características y condiciones del funcionamiento básico de circuitos eléctricos, desarrollándose en forma natural afectando su operación de manera eficiente, se tiene dos tipos de pérdidas:

- Perdidas óhmicas o perdidas en el cobre
- Perdidas en vacío
- **Pérdidas óhmicas o pérdidas en el cobre.** - Se determinan con referencia a la carga que va alimentar dicho circuito, teniendo este el recorrido de electrones en la estructura del conductor eléctrico, teniendo una magnitud dependiente de las características de la red de distribución.
- **Perdidas en vacío.** - Dentro de esta pérdida se tiene todas las corrientes parasitas que se generan en un sistema de distribución, generalmente la que son provocadas por el efecto corona por afectaciones atmosféricas en los aisladores del circuito, en general se dan por los circuitos energizados con un nivel de carga cero y un determinado flujo de potencia.

3.4 Pérdidas en las líneas de distribución

Este tipo de pérdida se produce principalmente en los conductores que transporta la energía eléctrica a los usuarios. El fenómeno que influye en las pérdidas de los conductores de distribución es el paso de los electrones que aumentan la temperatura en la estructura del material, determinándose técnicamente como pérdida efecto Joule. Adicionalmente las pérdidas que se puede generar en las líneas de distribución pueden ser por el porcentaje de resistencia que brinda un conductor eléctrico en una red de distribución con una determinada carga y longitud.

Las pérdidas por resistencia eléctrica en las líneas de distribución están determinadas por varios factores que a lo largo de la red presentan un gran obstáculo al flujo adecuado a la corriente, que son como longitud, sección transversal efectiva y resistividad al paso de la corriente, para esta se determina la siguiente fórmula:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

Donde:

R= Resistencia eléctrica del conductor

ρ = Resistividad del material conductor (a una temperatura dada)

L= Longitud del conductor

A= Sección transversal efectiva del conductor

3.5 Pérdida en transformadores de distribución

En los transformadores de distribución se generan pérdidas técnicas al momento de entrar en operación, específicamente se producen en el núcleo al momento de su magnetización dando paso a corriente parasitas por el fenómeno de histéresis.

Las pérdidas que se generan en el núcleo se las consideran de gran magnitud con relación a las pérdidas producidas en el conductor del devanado, siendo la causa principal de esta la estructura física de construcción del núcleo permitiendo elevar o reducir la creación de corriente parasitas, una forma de minimizar estas pérdidas es

fabricar núcleos laminados incurriendo en la trayectoria del flujo magnético eliminando en su mayoría las corrientes parasitas.

3.6 Métodos para reducir pérdidas técnicas en sistemas de distribución

Frente a los distintos tipos de pérdidas, después de una numerosa cantidad de estudios se puede emplear variedad de métodos para minimizar las pérdidas que se generan en el sistema de distribución eléctrica. Estos métodos pueden tener resultados económicos de gran beneficio para las empresas distribuidoras de energía. La implementación de estos métodos en circuitos existentes permite la eficiencia en la operación de las redes del sistema, también se las aplica en instalaciones de circuitos

Los resultados que se obtienen en la reducción de pérdidas con la aplicación de estos métodos depende en grandes proporciones de las características del sistema, estructuras de diseño, y procesos de operación. Para determinar la factibilidad de estos métodos se ejecuta un previo análisis minucioso, demostrando posibles valores del mejoramiento que se puede obtener.

A continuación, se enumeran los distintos métodos para reducir pérdidas técnicas del sistema de distribución.

3.6.1 Reducción de tensión controlada

Es una técnica que permite trabajar en las posibles variaciones de tensión de forma muy sensible frente a la demanda del servicio eléctrico. Teniendo que, al momento de disminuir un porcentaje de tensión del servicio final entregado al usuario, se obtiene la disminución considerable de potencia activa y reactiva de la demanda neta. Estos resultados dependen en gran proporción del tipo de comportamiento de la carga teniendo en cuenta que no todas se comportan de la misma manera, teniendo resultados más efectivos en unos, en comparación a otros.

Resultados de estudios realizados demuestran que aplicando la reducción de tensión del 1% puede generar una disminución del consumo en un rango del 0,6% al

1%. La calidad de las condiciones del servicio limita en gran proporción las máximas reducciones de tensión posibles, Teniendo en cuenta que el rango de disminución de tensión del sistema debe ser inferior al 10% en los casos más críticos para usuarios del sistema.

El mecanismo de este método está basado en las manipulaciones del taps en los transformadores de la subestación, siendo comúnmente utilizado en países de amplia tecnología en sistemas eléctricos.

3.6.2 Cambio de conductor en alimentadores primarios

Se basa en reemplazar conductores de considerable resistencia eléctrica existentes en el sistema por otros de muy bajas resistencias, generando la disminución en grandes proporciones de las pérdidas técnicas por el efecto joule, radica principalmente en el aumento de sección del conductor y cierta proporción del material de construcción.

El reemplazo de conductores en el sistema eléctrico en ciertas ocasiones solo se justifica por las malas condiciones físicas, esto reduce la operación eficiente generando complicaciones en el funcionamiento del sistema.

3.6.3 Reconfiguración de pérdidas mínimas

Las estructuras de los circuitos de distribución por lo general son de extensas longitudes, teniendo múltiples formas de interconectar los circuitos dependiendo de las necesidades que se presenten, empleando procesos de optimización que permiten determinar las correctas configuraciones para minimizar las pérdidas, generando seguridad y eficiencia requerida del sistema.

3.6.4 Mejora de la eficiencia de transformadores de distribución

En los sistemas de distribución unas de las fuentes que representan un porcentaje considerable de pérdidas son los transformadores de distribución, debido al fenómeno que presentan en la magnetización de su núcleo generando corrientes parasitas por efecto de histéresis debido a la eficiencia en su construcción.

Por lo antes mencionado se han establecido reglamentos que exigen la instalación de transformadores de alto porcentaje de eficiencia reemplazándolos por los de baja eficiencia, obteniendo una reducción de pérdidas en un rango del 20% al 30%, según los resultados obtenidos en el estudio del laboratorio "Oak Ridge" en los Estados Unidos.

3.6.5 Optimización de la potencia reactiva

El empleo de dispositivos de compensación de reactivos y regulación de tensión permiten minimizar la circulación de potencia reactiva en el sistema de distribución, reduciendo según estudios realizados las pérdidas en el sistema en los rangos del 5% al 15% especialmente en los alimentadores primarios.

El avance de la tecnología en redes inteligentes permite emplear estos métodos de forma más controlada y automatizada evitando la intervención directa de operadores en el sistema generando la eficiencia y calidad en todo el sistema.

3.6.6 Rebalanceo de fases

Debido al alto índice de carga monofásica en cada una de las fases del sistema de distribución se da un desbalance en el sistema creando la circulación de corrientes que generan pérdidas. El rebalanceo adecuado en cada una de las fases de nuestro circuito permite la reducción de pérdidas en el sistema. Esto se puede realizar utilizando el registro de usuarios de carga monofásica reubicándolos en la red optimizando y mejorando el consumo en cada fase.

3.6.7 Incremento de la tensión nominal

Otro método factible para la reducción de pérdidas en el sistema de distribución es la elevación de la tensión nominal, tomando en cuenta las características del alimentador primario y tipo de carga instalada, aumentando la eficiencia del sistema y mejorando la calidad del servicio. Los resultados que se obtiene por la elevación de la tensión en los circuitos de distribución es la reducción de la corriente en su fase de transporte reduciendo las pérdidas que se generan por la elevación e temperatura en la estructura del conductor eléctrico.

3.6.8 Reducción de la energía utilizada en las subestaciones

La atención prestada a este método es muy baja, debido al poco control que se presta a la utilización de los servicios auxiliares dentro de las subestaciones de distribución. El consumo de esta energía representa de forma directa una pérdida en toda le red de distribución.

Teniendo un debido control del uso de la energía de servicios auxiliares, aplicando métodos de eficiencia energética, se tendrá una reducción de pérdidas de energía no entregada al usuario en un rango del 18% al 20%, dándole una utilización correcta en el sistema.

3.7 Efectos de la potencia reactiva en los sistemas de distribución.

En el correcto funcionamiento de un sistema de distribución tiene que estar presente las potencias, las cuales cumplen la función la función de permitir el ciclo completo de la entrega de la energía eléctrica teniendo la potencia aparente, potencia activa y potencia reactiva. La potencia activa es la real consumida por la carga del sistema, se transforma en trabajo y por ende crea calor en las máquinas que la consumen, la potencia reactiva no es energía aprovechada por la máquina, pero su presencia es esencial para que la potencia activa cumpla con el objetivo de su función.

La presencia de las potencias en un sistema de distribución al momento del consumo de la carga es indispensable porque hace efectiva el funcionamiento mecánico en los equipos, netamente es la que realiza el trabajo. Ciertos elementos del sistema de distribución generan reactancia o inductancia, por ende, se tendrá en los conductores eléctricos la circulación de potencias reactivas, generando ciertas reacciones en la capacidad de conducción de las líneas aumentando las pérdidas en el sistema y la vida útil de funcionamiento.

3.7.1 Compensación de potencia reactiva en sistema de distribución.

Al momento de compensar la potencia reactiva en un sistema de distribución se lo puede analizar encontrando varias maneras por las cuales se puede hacer efectivos el objetivo propuesto a continuación, se describen las formas con la que se puede compensar los reactivos:

- **Por medios de máquinas sincrónicas.** – se desarrolla empleando maquinas sincrónicas, las cuales operan con factor de potencia capacitivos generando un incremento de tensión interno al igual que la elevación de la corriente de campo. Estas formas de compensar reactivo brindan buenos resultados si se busca obtener la entrega de potencia activa y reactiva al mismo tiempo. Siendo muy difícil la entrega solo de reactivos generando dificultades en el funcionamiento de la máquina.
- **Transformadores con intercambiar de taps.** – Este método no puede generar reactivos para luego inyectarlos en el sistema de distribución, solo permite aumentar la distribución de potencia reactiva por medio del intercambio de su taps facilitando la modificación en la relación de transformación del transformador, dando la facilidad de generar un ajuste de magnitud en la tensión de las barras del sistema. Esta forma de compensación se practica a menudo en las subestaciones de distribución, pero tiene la particularidad de tener un límite, el sistema posee una variedad de cargas que determinan su constante aplicación.

- **Por banco de capacitores en serie y shunt.** - Mediante la ubicación correcta de banco de capacitores se puede realizar la compensación de potencia reactiva en un sistema de distribución, dependiendo de la carga que alimenta se determinara su capacidad estos bancos pueden ser en series o en paralelo. Este método se emplea cuando se busca aumentar el bajo porcentaje de potencia reactiva que circula en una línea de distribución, logrando una efectiva compensación de esta potencia, los bancos de capacitores en series brindan adicionalmente la ventaja de estabilizar el sistema mejorando su funcionamiento.

3.7.2 Ubicación de la fuente de potencias reactivas en sistema de distribución.

Teniendo gran variedad de beneficios y ventajas con la compensación por medio de capacitores en series se nombrarán algunos criterios que determina la ubicación de potencia reactiva a lo largo del área de sistema de distribución. Permitiendo tener grandes beneficios en nuestro sistema y cumpliendo nuestros objetivos

3.7.2.1 Magnitud y ubicación de potencia reactiva.

En los sistemas de distribución se puede considerar la ubicación de la fuente de potencia reactiva y su magnitud de manera fácil si se emplean los siguientes procesos:

- Se debe realizar un correcto análisis de los datos de la estructura del sistema.
- Determinar la cantidad de potencia consumida en condiciones de máxima y mediana demanda de la carga instalada.
- Verificar la cantidad de voltaje y circulación de potencias de la barra de salida en la subestación de distribución.
- Diagnosticar en que barra de salida se presentan las variaciones de tensión quedando fuera de los rangos permitidos
- Determinar la cantidad de carga, para embace a ella diagnosticar la totalidad de reactivos que se necesitan en nuestras barras.

- Se toma en cuenta la estructura del sistema de distribución para determinar la ubicación exacta de los capacitores que pueden ser cerca o lejos de las cargas, para obtener una tensión adecuada a lo largo de la red.

3.8 Banco de capacitores en media tensión

El empleo de este equipo en sistemas de distribución tiene como objetivo la compensación de potencia reactiva que se pierde en el sistema por los tipos de carga que se alimenta o pérdidas que se generan en el sistema, mejorando por medio de esto el funcionamiento y permitiendo la calidad del sistema.

También permite la regulación de tensión en la red de distribución evitando las caídas de tensión por extensas longitudes de la red o exceso de carga en los alimentadores primarios, estos capacitores deben una tensión nominal compatible con la tensión de fase del sistema para garantizar su buen funcionamiento ver figura 3.1.



Figura 3. 1 Banco de capacitores

Fuente:(Autor)

3.8.1 Configuración y esquema de conexiones de banco de capacitores.

La estructura de banco de capacitores puede estar constituida de varias unidades de potencias considerables con un rango de 50 a 20 kvar enlazados para permitir formar el total de la capacidad a entregar por parte del banco. La tensión nominal a la que se someterá los capacitores para su trabajo determina la cantidad de grupos series que se ubicará en cada fase de un banco. las conexiones que pueden tener un banco de capacitores son las siguientes:

- Conexión delta.
- Conexión estrella aterrizado o flotante.
- Conexión estrella doble.

3.8.2 Capacitores conectados en delta.

Esta conexión se emplea específicamente si se tiene una tensión de línea a línea en el sistema de distribución con porcentaje bajo, por ende, la capacidad de los capacitores serán del mismo rango que la tensión nominal del sistema.

Para garantizar la correcta coordinación del banco de capacitores con el sistema se debe mantener el sistema en delta. En la figura 3.2 se muestra el diagrama de conexión.

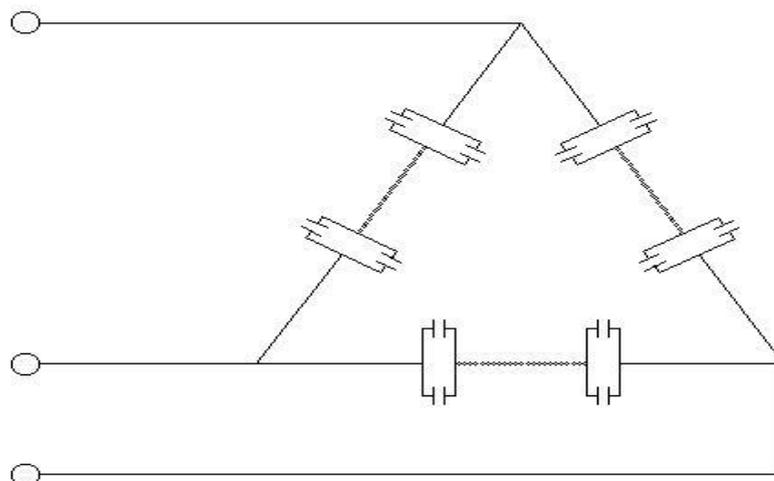


Figura 3. 2 Conexión de banco capacitores en delta

Fuente: (Amaya, 2003)

3.8.3 Capacitores conectados en estrella.

Estas conexiones se la emplean comúnmente en los bancos de capacitores que se instalara en el sistema de distribución, teniendo la capacidad de conectarse a sistemas ya sea de media y alta tensión facilitando la estabilización del sistema permitiendo la optimización en su funcionamiento. También permite reducir el aislamiento por fase controlando la presencia de altas corrientes de cortocircuito, es indispensable que en esta conexión los capacitores se conecten con el neutro a tierra para asegurar la poca circulación de corriente de falla. En la figura 3.3 se muestra el diagrama de conexión.

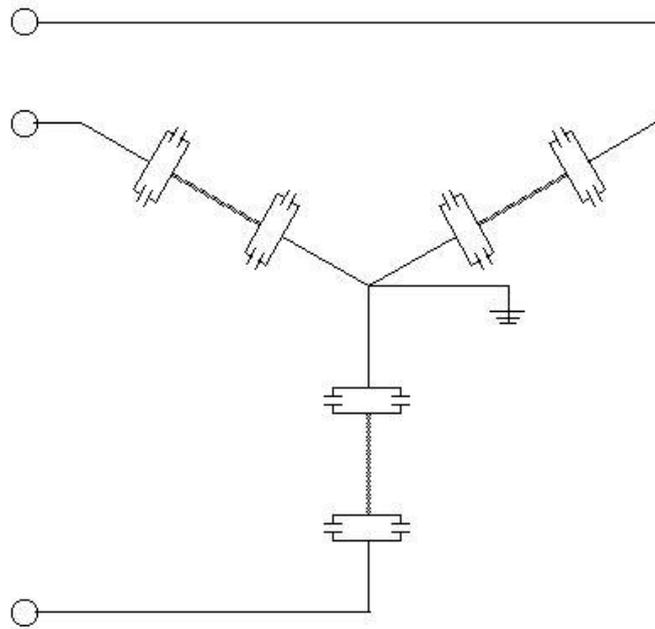


Figura 3. 3 Banco de capacitores conectados en estrella

Fuente: (Amaya, 2003)

3.8.4 Conexión de banco de capacitores en estrella flotante.

En esta conexión se determina para sistemas con capacidades de fallas concurrente, en esto caso los capacitores se generará un desbalance lo cual incurriría

en el neutro llegando a altos porcentajes en su potencial limitando de manera directa la impedancia a la corriente que se encuentran en las otras fases del sistema.

Teniendo la capacidad de instalarse en alimentadores primarios con fallas de corto circuitos con altas concurrencias garantizando el control del excesivo porcentaje de corriente que se genera en estos fenómenos ver figura 3.4.

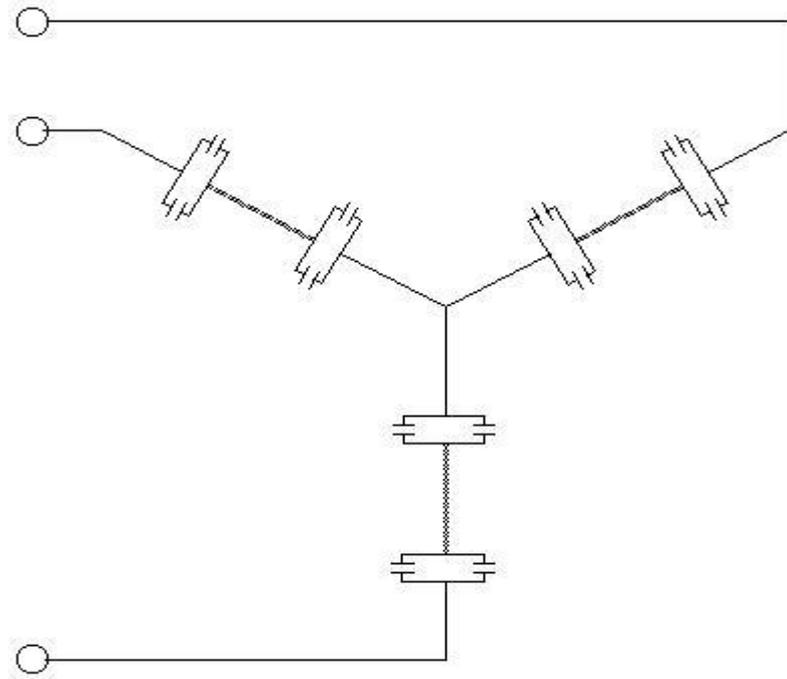


Figura 3. 4 Conexión de banco de capacitores en estrella flotante.

Fuente: (Amaya, 2003)

3.8.5 Banco de capacitores conectados en doble estrella.

Son empleados cuando su configuración en paralelo excede el valor de 3100kvar o la cantidad de dispositivos por grupo en paralelo se encuentran dentro de los límites se recomienda dividir el grupo de capacitores en dos etapas conectadas en estrella, esta división brinda dos secciones las cuales se tiene que parecer para igualar su potencial o llevarlo a cero. Las configuraciones antes señaladas tienen neutro aterrizados conectados en forma directas en una conexión común la cual a su vez se encarga a unir esta conexión a tierra previniendo futuro balance en el neutro. En la figura 3.5 se muestra el diagrama de conexión.

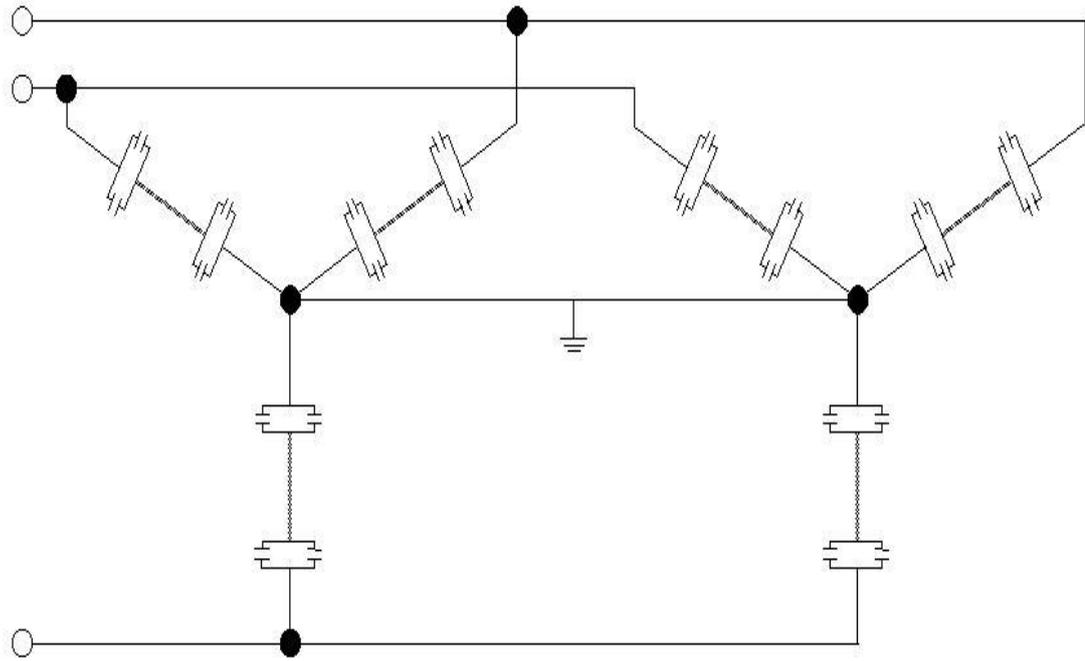


Figura 3. 5 Conexión de capacitores en doble estrella.

Fuente: (Amaya, 2003)

3.9 Esquema de proteccion

Es de gran necesidad la protección de cada banco de capacitores que se encuentren instalados en el sistema de distribución, esto permite mantener la seguridad y buen funcionamiento cuando entre en operación. Estas protecciones deben estar bien dimensionadas tomando en cuenta la capacidad del banco.

La protección que es empleada en los bancos de capacitores se clasifica en dos puntos:

- Protección interna
- Protección externa

3. 9.1 Protección interna

Se encarga de realizar la función constante de supervisar la condición de los capacitores, manteniendo sus elementos activos alejados de cualquier falla que se produce en los capacitores y pueden ser eventuales o permanentes.

Esta protección se ejecuta de forma individual para cada unidad capacitiva, siendo capaz de percibir de manera instantánea las fallas que se pueden presentar en el transcurso de su operación, evitando daños en los elementos que componen el banco de capacitores, al momento de operar las protecciones genera un aumento en la impedancia y tensión que no debe sobrepasar el 10% de su tensión nominal, cuidando su vida útil para no ser afectada.

Cuando una unidad capacitiva queda fuera de operación por causa de una falla se produce cierta variación de tensión, motivo para el uso de protecciones frente a desbalances. Esta protección tiene que ser calibrada considerando los desbalances que se produce por la influencia de las siguientes circunstancias:

- Tolerancia en los capacitores
- Variación de la magnitud en la tensión del sistema
- Variaciones del ángulo de fase de tensión del sistema

Durante la fabricación de capacitores se considera un rango del $\pm 10\%$ de la potencia nominal con respecto al dato de placa.

3.9.1.1 Protección de banco de capacitores conectados en estrella aterrada

Esta protección se emplea mediante un esquema diseñado en base a la cantidad de corriente que circula por los conductores del neutro con respecto a tierra. Este fenómeno tiene origen por la cantidad de desbalance que se produce en los capacitores, descargándolo directamente a tierra. Esta es censada por un transformador de corriente, el cual envía la información total medida a un relevador de corriente en tiempo real permitiendo la desconexión de los capacitores por medio del disyuntor frente al caso de desbalance de alta gravedad en la figura 3.6. se muestra el diagrama.

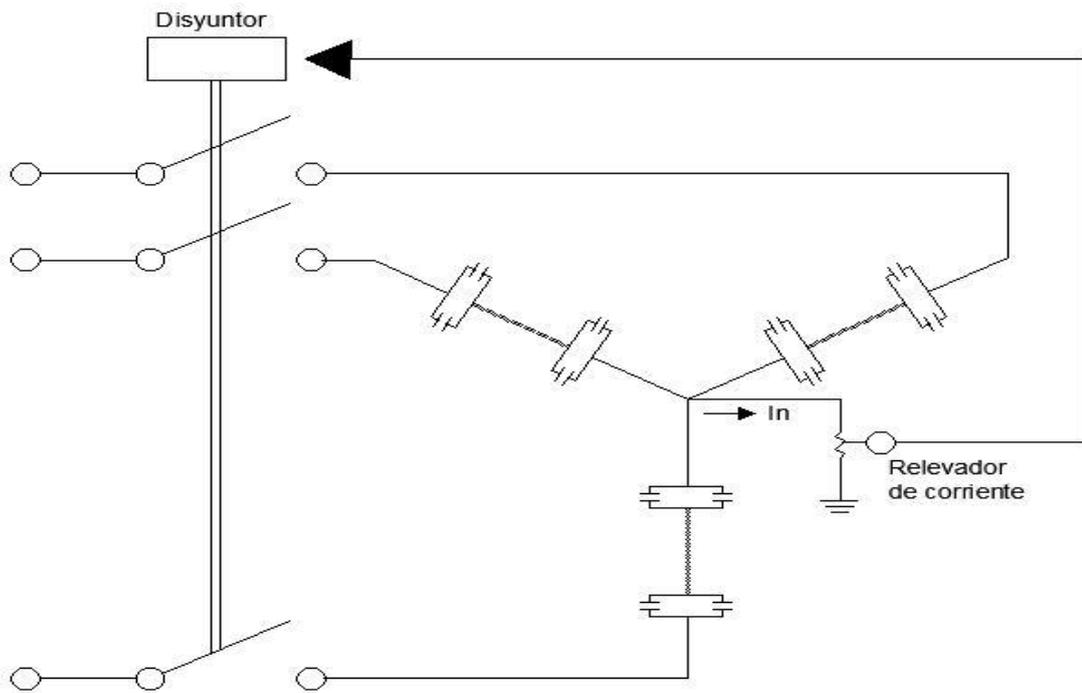


Figura 3. 6 Esquema de protección de un banco de capacitores conectado en estrella aterrada

Fuente: (Amaya, 2003)

3.9.1.2 Protección de capacitores conectados en estrella flotante

Está estructurado por un esquema que permite medir el diferencial de potencial que existe en el conductor del neutro con respecto a tierra, esta es ejecutada por un transformador de potencial que envía la información en tiempo real de la medida al relevador de tensión, que por medio del disyuntor desconecta al banco de capacitores.

Para mantener una excelente protección sobre los capacitores, deben permitir en su instalación una tensión de neutro con relación a tierra, despejando desbalances de alta gravedad ver figura 3.7

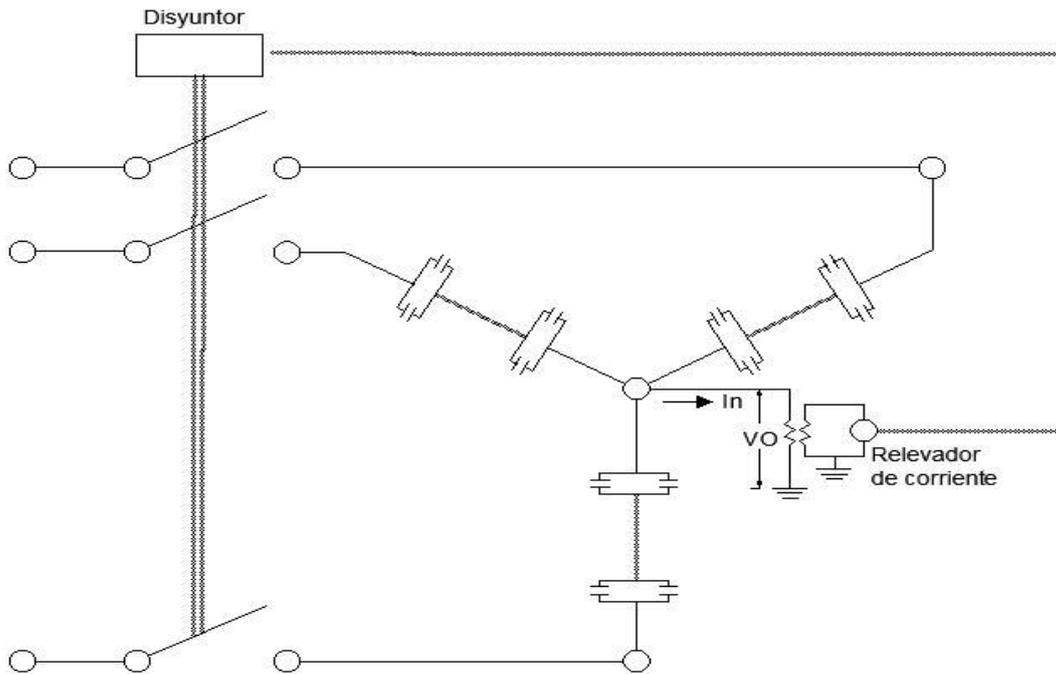


Figura 3. 7 Protección de capacitores conectados en estrella flotante

Fuente: (Amaya, 2003)

3.9.1.3 Protección de capacitores conectados en doble estrella

La conexión de banco de capacitores en doble estrella posee un esquema particular de no ser afectado por el cambio de magnitud y ángulo de la tensión del sistema. Esto es porque al afectarse los dos grupos de capacitores se eliminan en desbalance el uno del otro mediante un punto neutro. Permitiendo ser eficientes al momento de percibir desbalances, garantizando el óptimo funcionamiento de nuestro banco de capacitores generando la confianza de su puesta en operación.

3.9.1.4 Protección de capacitores conectados en doble estrella flotante

Se compone de una estructura basada en un esquema de protección que entra en función al momento de percibir el paso de corriente entre los neutros, frente a la existencia de una variación de tensión en cualquiera de los dos bancos excitará un paso de corriente que será percibido por un transformador de corriente. Este enviará

la información en tiempo real a un relevador de corriente, el cual permitirá una desconexión ejecutado desde el disyuntor al banco de capacitores frente a la variación de tensión de alto riesgo ver figura 3.8.

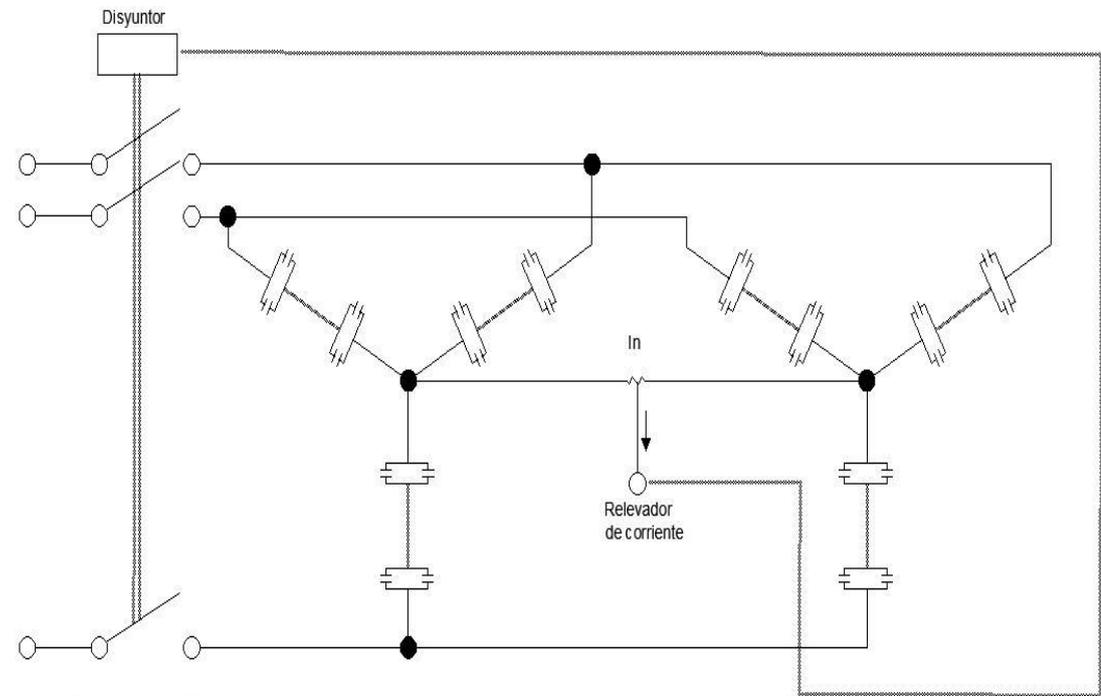


Figura 3. 8 Protección de capacitor conectado en doble estrella flotante

Fuente: (Amaya, 2003)

3.9.2 Protección externa

Esta protección se utiliza para proteger al banco de capacitores frente a fenómenos naturales como la sobretensión, fallas de cortocircuitos en el sistema o sobrecorrientes que pueden afectar la correcta operación de los capacitores. La coordinación de esta protección se debe calcular de manera exacta, para emplear relés temporizados aplicando sus respectivos respaldos.

También se emplean pararrayos para contrarrestar sobretensiones estructurados específicamente para banco de capacitores, adecuados para evitar el daño del sistema y banco de capacitores, alargando su vida útil de trabajo.

3.10 Beneficio de la aplicación de banco de capacitores

Cuando se emplean banco de capacitores para compensar reactivos en el sistema de distribución con el fin de regular las caídas de tensión y reducir en lo más mínimo las pérdidas de la red, se llega a obtener beneficios de gran importancia que son los siguientes:

3.10.1 Control de tensión

Al momento de instalar banco de capacitores en el sistema se logra inyectar potencia reactiva, logrando controlar el déficit que se genera por el tipo de carga que tiene el sistema, provocando caídas de tensión que llegan por debajo de los valores permitidos de tensión para el buen funcionamiento del alimentador primario.

El uso de capacitores crea un aumento de tensión permitiendo eliminar la caída de tensión logrando controlar y garantizar un buen servicio de energía eléctrica a lo largo de toda la red. Tiene la capacidad de entrar y salir de operación en el sistema de forma automática, en casos de aumentar la carga en horarios pico o reducción de tensión, o cuando la carga se reduce teniendo altas tensiones en rangos nominales de operación.

Manteniendo así un control de tensión en todas las posibles variaciones que se presenten al momento de entrar en operación el sistema de distribución, generando una calidad de servicio y optimización de trabajo de la red eléctrica.

3.10.2 Incremento en la capacidad del sistema

Permite justificar la instalación de los capacitores en el sistema de distribución, porque se tiene la posibilidad de un aumento de carga repentino por parte de los usuarios instalados dentro del alimentador primario. Los capacitores tienen la capacidad de minimizar las cargas en KVA, aumentando espacio en la red para en un futuro permitir instalar más cargas en el sistema.

Este aumento repentino de carga se genera comúnmente en alimentadores de larga de larga distancia, debido a la gran cantidad de usuario que se pueden añadir al sistema de distribución, permitiendo el aumento de carga en cualquier situación de la operación de la red, creando complicaciones en la eficiencia, calidad y seguridad, teniendo como resultado un importante porcentaje de pérdidas económicas.

3.10.3 Reducción de perdidas

Siendo el principal objetivo del empleo de banco de capacitores, debido al gran porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución. Estas son causadas principalmente por el efecto Joule, que es generar un gran aumento de temperatura en los conductores eléctricos.

El efecto Joule se crea por las siguientes características:

- Calentamiento de conductores
- Aumento de temperatura en el bobinado del transformador
- Disparo sin causa, de los dispositivos de protección

Teniendo la fácil generación del aumento de temperatura en los conductores eléctricos de la red de energía, que a largo plazo produce un deterioro en el material del conductor. Siendo causa de sinnúmero de daños que generan un riesgo de forma directa a las personas que manipulan el sistema ya sea por mantenimiento o trabajos correctivos.

En los transformadores genera corrientes parasitas que son irrecuperables durante el proceso de magnetización del núcleo, si no se fabrican con métodos de alta eficiencia su tiempo estimado de trabajo será mínimo. En los dispositivos de protección del sistema eléctrico este aumento de temperatura puede ser detectado como un exceso de corriente, generando la apertura de la protección causando interrupciones del servicio eléctrico.

3.11 Efectos de la aplicación inadecuada de banco de capacitores

La inadecuada aplicación de banco de capacitores dentro de un sistema de distribución puede generar daños de gran magnitud tanto al sistema y banco de capacitores como a máquinas y equipos instalados. Es necesario un cálculo exacto que permita determinar su capacidad y ubicación de acuerdo a la carga y circuito de operación.

Los daños que puede provocar al sistema corresponde a lo contrario de sus beneficios brindados y pueden ser:

Sobretensiones de altos porcentajes con respecto a los nominales de trabajo, resonancias dentro de alimentadores primarios de distribución, elevar en grandes proporciones las pérdidas por el efecto Joule, con severos incrementos de temperatura afectando la vida útil de los equipos del sistema.

Para evitar lo mencionado se debe considerar y priorizar los cálculos adecuados para determinar correctas operaciones de los equipos a instalar en la red, para que cumplan de manera eficiente los objetivos trazados para la instalación y puesta en funcionamiento de banco de capacitores dentro del sistema de potencia.

El estudio del sistema de distribución donde se ubicarán los capacitores deberán ser inspeccionados de manera que se obtenga los parámetros y topología del sistema, porque estos pueden determinar un mal funcionamiento e operaciones inadecuadas induciendo el mal funcionamiento de capacitores que en primera instancia fueron instalados de forma correcta.

3.12 Efectos de banco de capacitores en serie sobre la regulación de tensión

La utilización de los bancos de capacitores en serie para la regulación de tensión en sistemas de distribución es de gran recurrencia. Estos permiten entregar cierto porcentaje de reactancia inductiva que se pierde generalmente en el sistema eléctrico, brindando el beneficio de reducir la caída de tensión por causa de varios factores pertenecientes a la red de distribución, debido a lo antes mencionado se los considera como reguladores de tensión por que brindan un incremento de tensión.

Adicional se los emplea en la modificación de la carga de línea a línea conectadas en paralelo, debido a la diferencia de tensión y calibre de conductor facilitando este trabajo que en condiciones normales no es permitido realizarlo sin la aplicación de métodos autorizados para esta operación. Teniendo en cuenta que el sistema tiene que presentar una relación de distribución para disminuir en proporciones considerables reactancias inductivas establecidas en el sistema de distribución de energía.

CAPÍTULO 4

CONSIDERACIONES PARA UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

4.1 Criterio de los 2/3

En primeras instancias la ubicación de banco de capacitores en sistemas de distribución se basaba en el método 2/3, esta determina brevemente que a los bancos de capacitores se los debe ubicar en 2/3 a lo largo de la red tomando en cuenta el mismo porcentaje del total de la potencia reactiva del circuito primario de distribución, manteniendo una longitud de 2/3 del total de la distancia del circuito.

Este método se lo emplea en circuitos que cumplan ciertas condiciones lo cual limita su uso dentro del sistema, siendo una de ellas que se debe tener presente una carga distribuida de manera uniforme manteniendo eléctricamente cierta estética, permitiendo modelar el sistema de forma adecuada.

Se tiene las siguientes condiciones:

- Impedancia de las líneas
- Carga discontinua y variable
- Flujo de potencia
- Costos de instalación y mantenimiento

Adicionalmente está limitado por condiciones principales de función del sistema como la tensión y factor de potencia el cual tiene que estar adelantado, para poder cumplir su aplicación. Debido a esto surge la necesidad de encontrar nuevos y mejores métodos que permitan la ubicación de banco de capacitores de forma correcta dentro del sistema de la red de distribución, logrando solucionar los inconvenientes referentes a las perdidas y caídas de tensión que afectan en forma directa en la calidad y eficiencia del servicio de energía eléctrica que se pretende comercializar de manera efectiva.

4.2 Clasificación de las técnicas de ubicación de banco de capacitores

Su clasificación está ligada a los parámetros de los alimentadores de distribución, por ende, se deben elegir buscando el cumplimiento y adaptación de su

exigencia permitiendo un acoplamiento adecuado con información efectiva que faciliten la disponibilidad requerida.

Estos métodos se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

- Analítica
- Programación numérica
- Heurística
- Técnicas basadas en inteligencia artificial

4.2.1 Métodos analíticos

Se emplean frente a la ausencia de sistemas informáticos o representan un elevado costo de adquisición, su principio se caracteriza por utilizar cierta cantidad de cálculos que aumentan en gran proporción los beneficios en relación a costos.

Este método ha sido empleado por ingenieros en la constante búsqueda de la correcta ubicación de banco de capacitores, adquiriendo beneficios no tan importantes con respecto a la solución del problema, por la razón de que solo se tiene una capacidad que no está vinculada con la nominal de los capacitores, con coordenadas de ubicación poco acertadas dentro de la red, no permitiendo su instalación adecuada y obteniendo funcionamientos erróneos del sistema, produciendo elevaciones de tensión que perjudican la integridad de la vida útil de los equipos instalados en la red eléctrica.

4.2.2 Programación Numérica

Permite emplear variables las cuales pueden incrementar o disminuir dependiendo de una función objeto las cuales están relacionadas directamente con tomas de decisiones, los resultados obtenidos del cálculo ejecutado cumplen con condiciones y restricciones, con respecto a la ubicación adecuada de banco de capacitores, la función objeto frente al problema de ubicación de capacitores determinan tamaño número, y voltaje de capacitores y los nodos donde se ubicaran según los resultados obtenidos en el cálculo de las variables, están deben cumplir las condiciones de operación. Este método permite determinar de manera eficiente el

tipo de capacitor y su ubicación dentro de la red eléctrica, en sus inicios solo brindaban la aproximación con referencias donde se encontrarán situado los capacitores.

Permite determinar el incremento de la carga instalada y la capacidad de capacitores dentro del sistema mediante la actualización de variables con respecto a las condiciones que exige el sistema, tiene la capacidad de aumentar la complejidad de su estructura encaminándose a la sofisticación informática para encontrar respuestas sobre los diferentes problemas con respecto a la ubicación de banco de capacitores.

4.2.3 Métodos heurísticos

Su estructura se basa mediante la intuición, vivencias y juicios, estas generan respuestas inmediatas empleando estrategias que están enfocadas en minimizar el tiempo y área de búsqueda entregando respuestas eficientes. Nacen a partir de la estructuración de redes eléctricas permitiendo determinar mayores cantidades de pérdida debido a la inductancia en nuestro circuito, lo cual se resuelve ubicando de manera óptima capacitores para la reducción de caída de tensión generando un beneficio de valor económico, su orientación busca influencias para obtener los mejores resultados frente a determinar la ubicación exactas de los bancos de capacitores en la red.

4.2.4. Inteligencia artificial

El avance tecnológico ha generado varias alternativas para emplear métodos que permitan aplicar inteligencia artificial dentro de los sistemas de distribución encaminando a los circuitos eléctricos a mejorar su estructura con elementos relacionados con el desarrollo tecnológico, se tiene muchos métodos con respecto a la inteligencia artificial que son:

4.2.4.1 Algoritmos genéticos

Emplean métodos evolutivos con una serie de pasos para resolver y desarrollar los problemas de ubicación óptima de banco de capacitores buscan soluciones mediante codificación para obtener resultados numéricos que aplique operaciones variables entregando respuestas que permitan mejorar e implementar resultados confiables sobre la ubicación de capacitores en redes de distribución.

4.2.4.2 Sistemas Expertos

Se enfocan en la recopilación de normas basadas en conocimientos y la utilización de maquinarias que ejecuten pensamientos y soluciones lógicas, son métodos que buscan resolver incógnitas en alimentadores de distribución que necesiten hallar soluciones mediante una razón que aplique evaluación de fallas, supervisión y estadísticas de trabajos realizados.

4.2.4.3 Redes artificiales Neuronales

Su estructura está ligada a la unión de neuronas artificiales que permiten recrear la función cerebral nerviosa humana, su función principal es rastrear conexiones de envío y recepción estando preparada para calcular de forma adecuada la ubicación de banco de capacitores entregando una información completa sobre los perfiles del sistema eléctricos mejorando la reducción de pérdidas con resultados inmediatos.

2.2.4.4 Teoría del conjunto difuso

Relaciona a varios conjuntos a partir de una variable la misma que ordena un grado modelado con variable de 0 a 1, frecuentemente aplica 3 funciones para escoger el tipo de pérdidas y las fluctuaciones de tensión entregando resultados a base de cálculo de la intercepción de diferentes miembros seleccionados para

determinar la ubicación óptima de capacitores que tienen funciones específicas dentro del sistema de distribución.

Estos métodos se seleccionan buscando su relación frente a la problemática que se tiene dentro del sistema ya sea de grado complejo o fácil, requiriendo precisión y fácil acceso de información.

4.3 Ubicación de banco de capacitores utilizando algoritmos genéticos

Los algoritmos genéticos son técnicas evolutivas que nacen del desarrollo tecnológico creados para la resolución de problemas referentes a la naturaleza, empleando máquinas de gran tamaño para solucionar, evaluar y buscar respuestas que cumplan con el propósito del trabajo investigativo. Su estructura está ligada a la evolución de los seres vivos basada en las genéticas.

Estos requieren adquirir suficiente información y valores matemáticos relacionados a los problemas para entregar resultados, se enlaza internamente para actualizar y mejorar la calidad de su sistema empleando variables de cualquier tipo.

4.3.1 Algoritmos genéticos

Implementa técnicas informáticas empleadas para investigaciones científicas y desarrollo tecnológico utilizando métodos evolutivos que le garantice obtener resultados específicos entregando información completamente clara y precisas sobre datos de procesos económicos y técnicos mediante aplicaciones científicas que le permiten ser más precisos en todas las etapas de su evaluación y escaneo de los procedimientos ideales para la resolución del problema, en la figura 4.1 se muestra su ciclo básico.

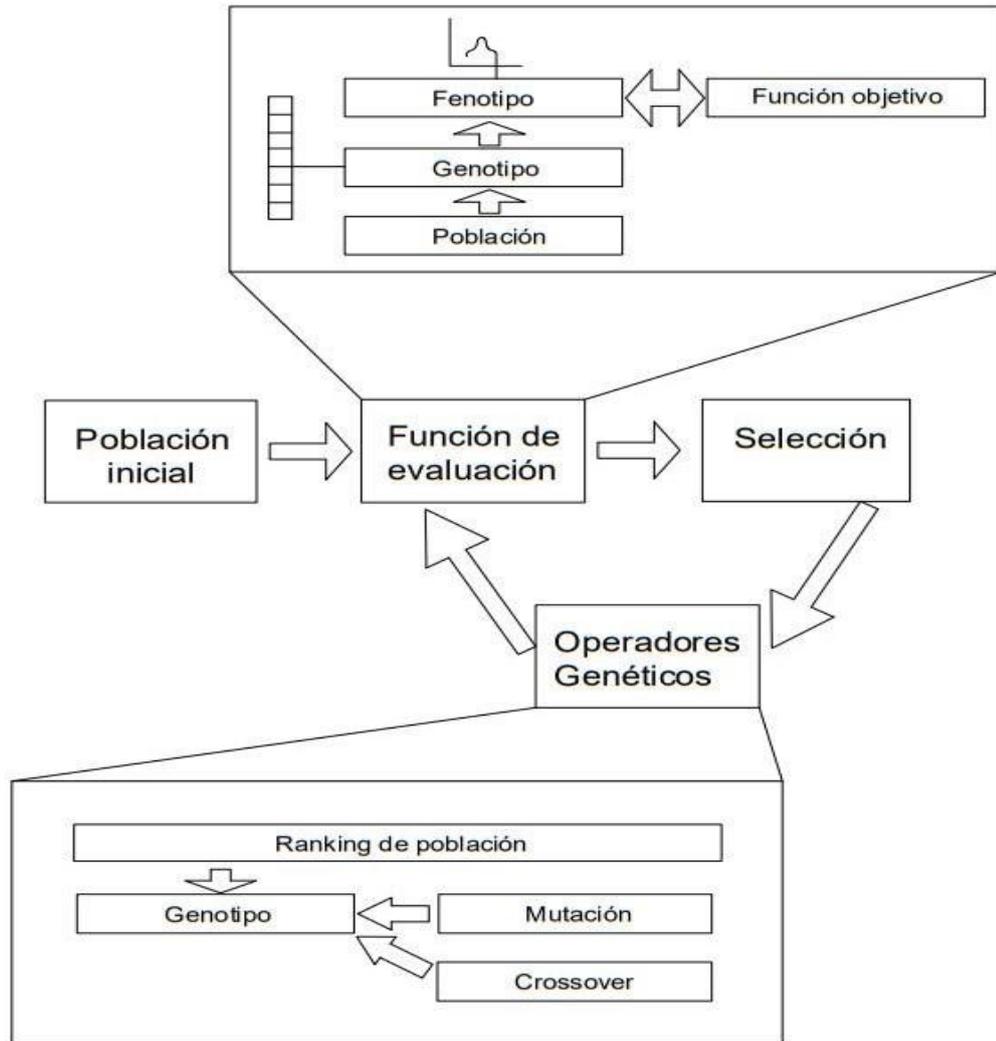


Figura 4. 1 Ciclo básico del algoritmo genético

Fuente: (Albuja, 2011)

4.3.2 Esquema general

Las variables empleadas para solucionar problemas de ubicación de capacitores por medio de algoritmos genéticos se configuran con una secuencia de mayor esfuerzo informático, pero sin revisar varias veces su ejecución, se visualiza de forma instantánea la resolución de los problemas. Esto depende de una reestructuración de operarios con nuevos ciclos para tener una excelente visualización de los procesos adecuados para determinar todas las soluciones al problema planteado, en la figura 4.2 se muestra su diagrama de flujo.

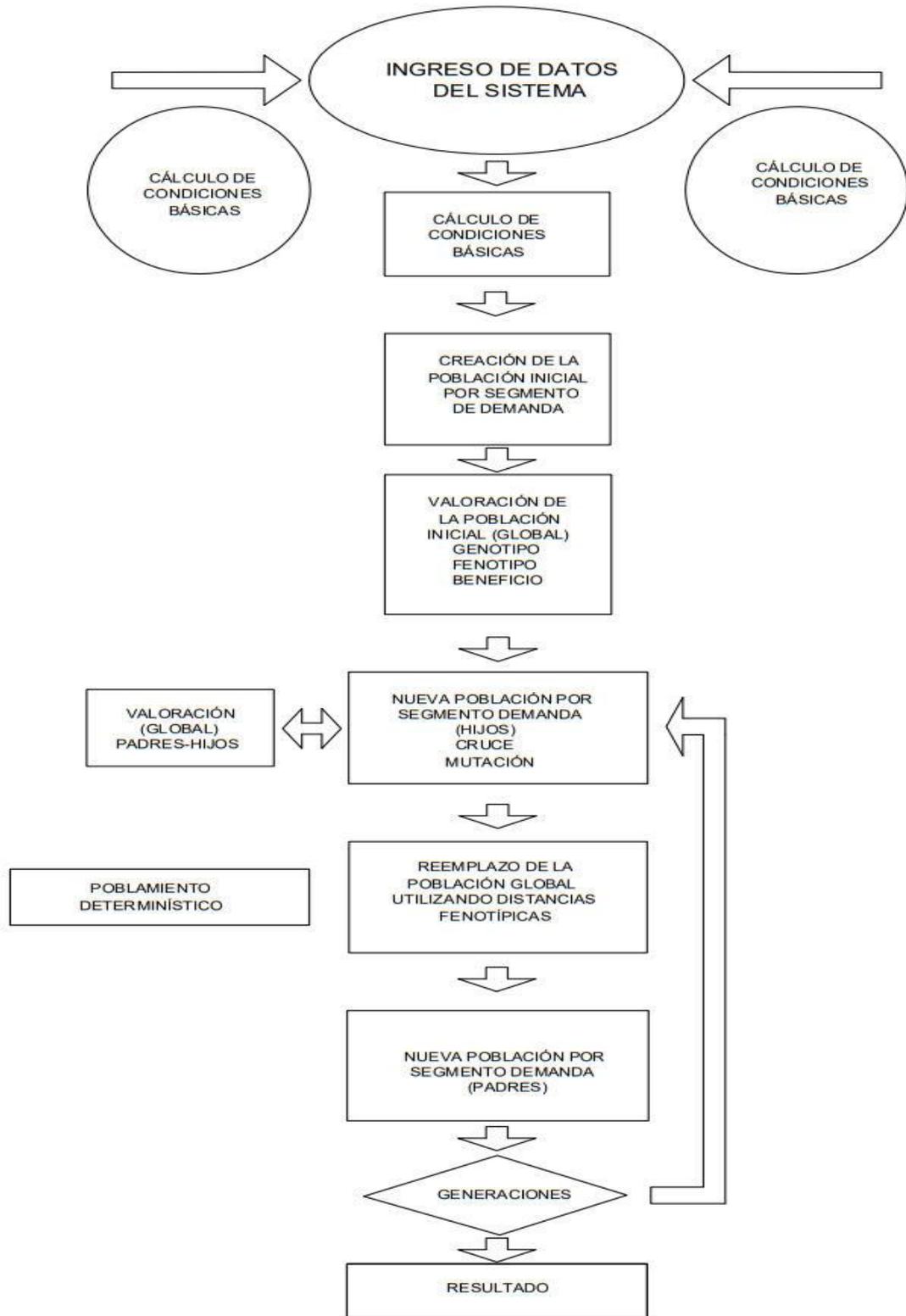


Figura 4 2 Diagrama de flujo del algoritmo genético de ubicación de capacitores

Fuente: (Albuja, 2011)

4.4 PARÁMETROS BÁSICOS

4.4.1 Información del sistema

Estos sistemas requieren una serie de información para realizar las respectivas evaluaciones de los valores ingresados para determinar los procesos adecuados que permitan solucionar las incógnitas planteadas del problema, estas serán las siguientes:

- Tensión nominal del sistema
- Tensión de operación del sistema
- Tensión máxima y mínima
- Potencia nominal
- Costo del kilovatio
- Topología del sistema
- Tiempo de la curva de demanda
- Parámetros eléctricos de los selectores
- Potencia activa y reactiva con respecto a la demanda
- Parámetros de compensación de tensión

4.4.2 Condiciones iniciales del sistema

Para entregar comparaciones de resultados es importante registrar las condiciones bases del sistema a corregir, facilita determinar beneficios y desarrollar esquemas de regulación, visualizando las mejoras en las correcciones de las caídas de tensión y perdidas reducidas y evaluarlas a partir de la curva de demanda demostrando la eficiencia de los resultados obtenidos que beneficiaran al aumento de calidad de los circuitos de distribución.

4.4.3 Representación de las soluciones

Se presentan a través de cromosomas en dos periodos que facilitan la interpretación del proceso, el primero está constituido de una combinación binaria

con genes idénticos al número de derivaciones del sistema, mediante un valor de 1 o 0 demostrando si un banco de capacitores se encuentra instalado en la red, y indicando su ubicación .La segunda está estructurada por una serie de números enteros que expresan un determinado valores en KVARs de los capacitores que conforman el banco y si son instalados o no .

Estos se emplean para demostrar las mejoras en el sistema, y los diferentes rangos de carga empleados por los cromosomas y estos esquematizan la visualización de los resultados dados. Estos se presentan en periodos semanales y diarios informando la cantidad de tensión regulada en términos de porcentaje, y la cantidad de KVARs utilizados para la obtención de los resultados.

Por todo lo mencionado se determina la utilización de algoritmos genéticos para la tarea de la optimización de la ubicación de banco de capacitores en el sistema de distribución, estos permitirán obtener resultados positivos de alta eficiencia mejorando la calidad de la red de distribución.

CAPÍTULO 5

UBICACIÓN DE LA SUBESTACION DONDE PARTE EL ALIMENTADOR PRIMARIO FORTÍN OESTE

5.1 Introducción

En este trabajo se realizó el levantamiento de información básica de los parámetros de la subestación de donde nace el alimentador primario de distribución que son fundamentales para empezar el análisis de la regulación de tensión partiendo desde esta base, con la finalidad de presentar parámetros de mejoras en beneficio al aumento en la calidad de servicio que se entrega a los usuarios, y mediante los conocimientos de esta información emplear el análisis técnico que ayude a cumplir los propósitos propuestos.

5.2 Ubicación



Figura 5. 1 Ubicación de la subestación Fortín

Fuente: (Google Map)

El alimentador primario de distribución fortín oeste parte desde la barra principal de salida en media tensión de la subestación Fortín que se encuentra ubicado en el cantón Guayaquil de la provincia Guayas, al Norte de la ciudad al pie de la Av. Casuarina que lindera entre la coop. Monte Sinaí y Fortín.

5.3 Descripción de los parámetros de la subestación

Subtransmision de alimentación:

- Nueva prosperina 3

Potencia de subtransmision (MVA):

- 72

Punto de conexión de entrega:

- Nueva prosperina

Voltaje de entrada (KV):

- 69

Potencia del transformador (MVA):

- 18/24

Voltaje nominal de salida (V):

- 13800/7967.4

Corriente nominal de salida (A):

- 753.1/1125.4

5.4 Descripción del alimentador Fortín Oeste

Cargabilidad del alimentador

5.4.1 Corriente

Dentro de las características técnicas se encuentra la demanda de corriente del alimentador fortín oeste, en este campo se demuestra a continuación mediante figura

5.2 los niveles alcanzados en amperios, llegando a obtener niveles de 368 amperios en el mes de abril del año 2018.

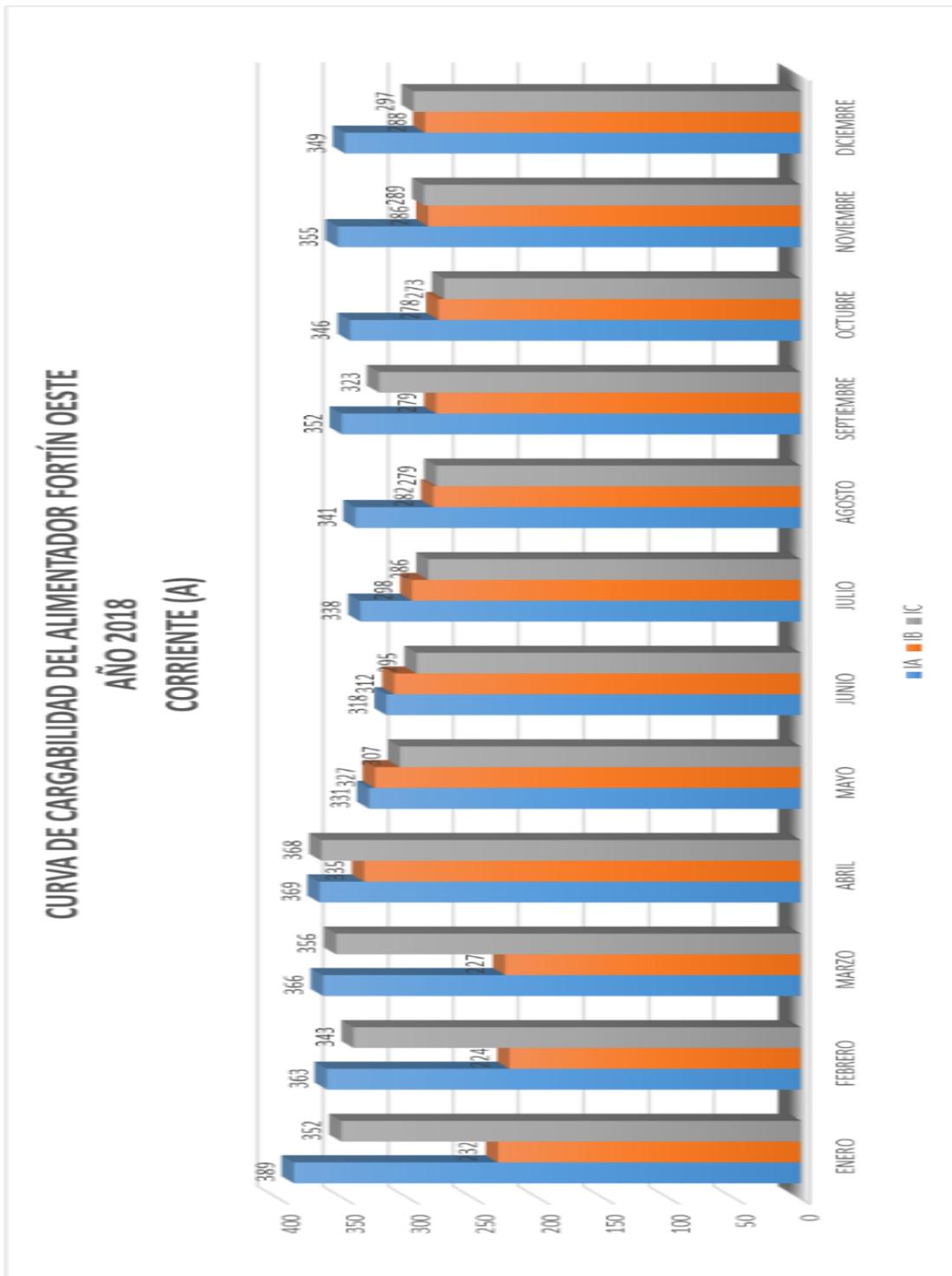


Figura 5. 2 Cargabilidad del alimentador (Corriente)

Fuente: CNEL EP

5.4.2 Capacidad

El alimentador fortín oeste en cuanto a sus características de cargabilidad (potencia efectiva que suministra) logra alcanzar niveles de hasta 7.78 MVA durante el año 2018, según figura 5.3

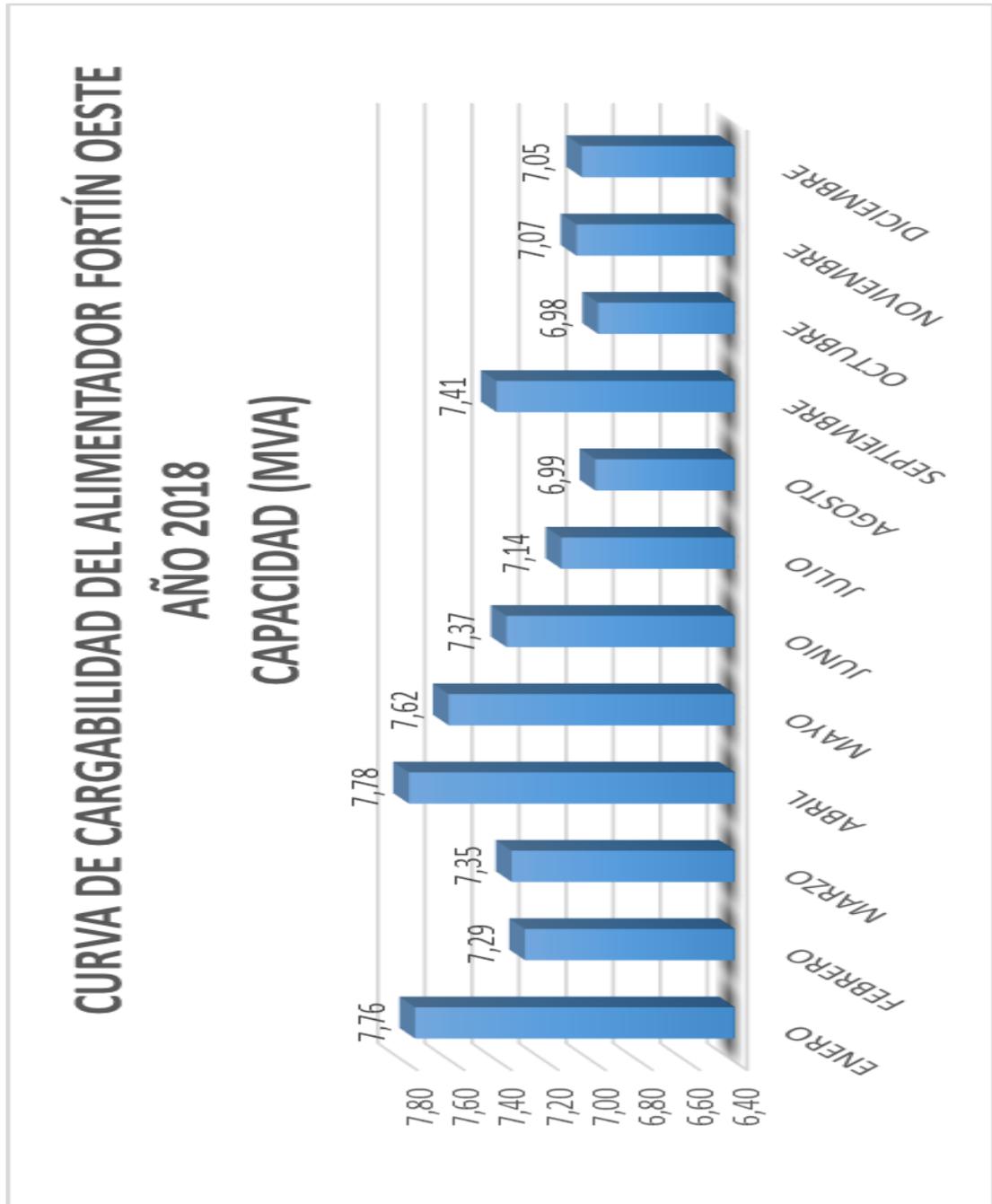


Figura 5. 3 Cargabilidad del alimentador (Capacidad Instalada)

Fuente: CNEL EP

5.4.3 Características adicionales del alimentador

Dentro de los niveles de voltaje se encuentra el valor de 13.8 kV, con una longitud de ramales monofásicos de 60.57 kilómetros, ramales bifásicos: 6.83 kilómetros y ramales trifásicos: 10.54 kilómetros, es decir un total de 77.93 kilómetros en total del recorrido del alimentador.

En cuanto a la cantidad de transformadores monofásicos se obtienen 687 unidades, y 2 transformadores de tipo trifásico. La capacidad de potencia en transformadores monofásicos es de 28.40 MVA, y la capacidad de potencia de transformadores trifásico es de 0.28 MVA, obteniendo un total de 28.67 MVA.

5.5 Diagrama del alimentador

En la siguiente figura 5.4, se denota el recorrido total del alimentador de aproximadamente 77.93 kilómetros, es uno de los alimentadores más extensos a nivel de la unidad de negocio Guayaquil.

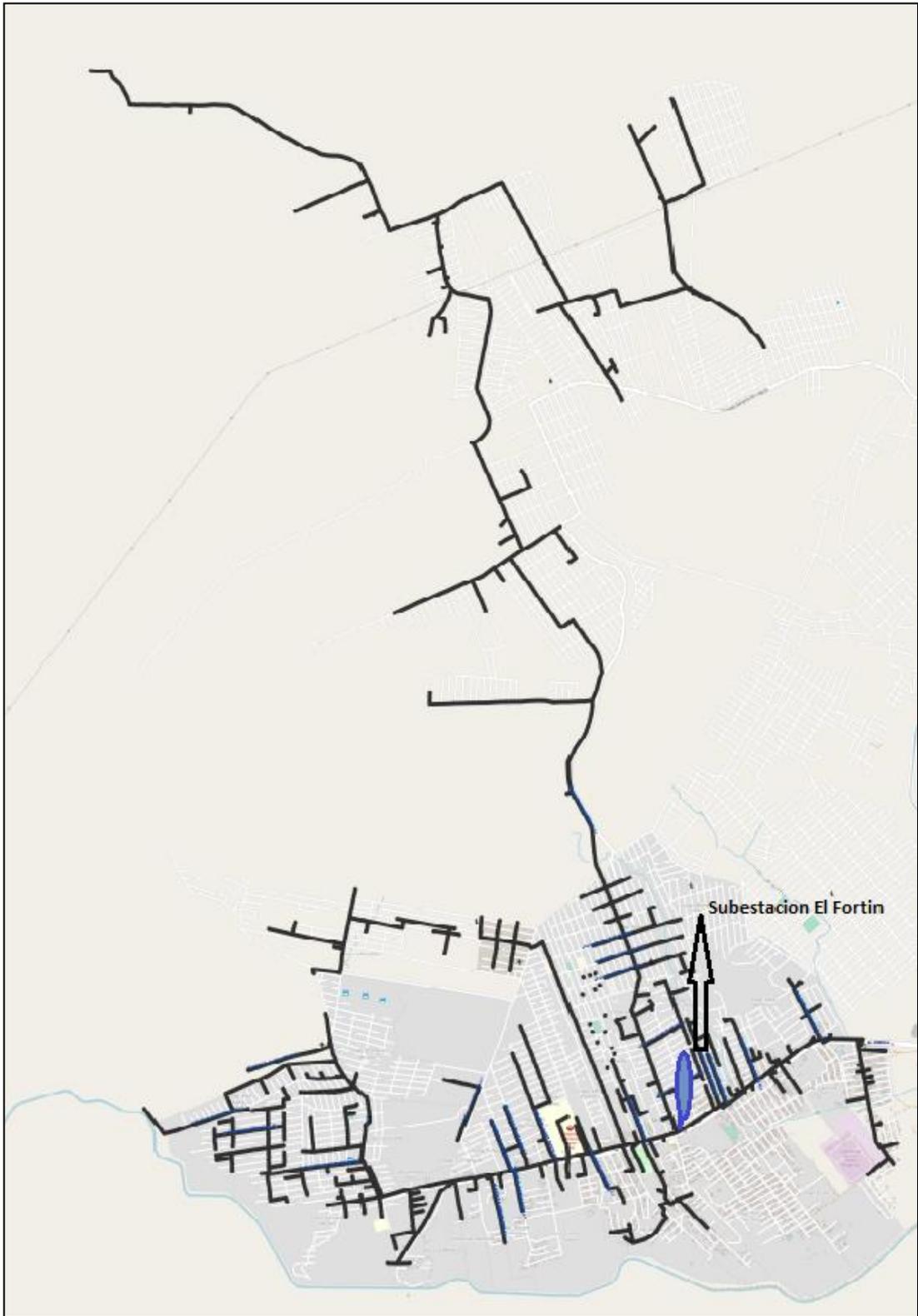


Figura 5. 4 Plano del Alimentador Fortínn Oeste

Fuente: ArcGis 10.1 CNEL EP

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS DE UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN EL ALIMENTADOR FORTÍN OESTE

En este capítulo se presentará los análisis del flujo de carga mediante el programa de simulación de flujo de potencia cymdist, para ello se establecerá los siguientes escenarios:

1. Escenario actual
2. Escenario con la ubicación de capacitores

Previo al análisis de flujo de carga se validarán situaciones en cuanto a mediciones en línea del alimentador fortín oeste.

A continuación, se presenta en la figura 6.1 las mediciones de corriente y voltaje del transformador de la subestación El Fortín, donde se encuentra el alimentador fortín oeste, a una demanda horaria de la mañana (06h30 am).

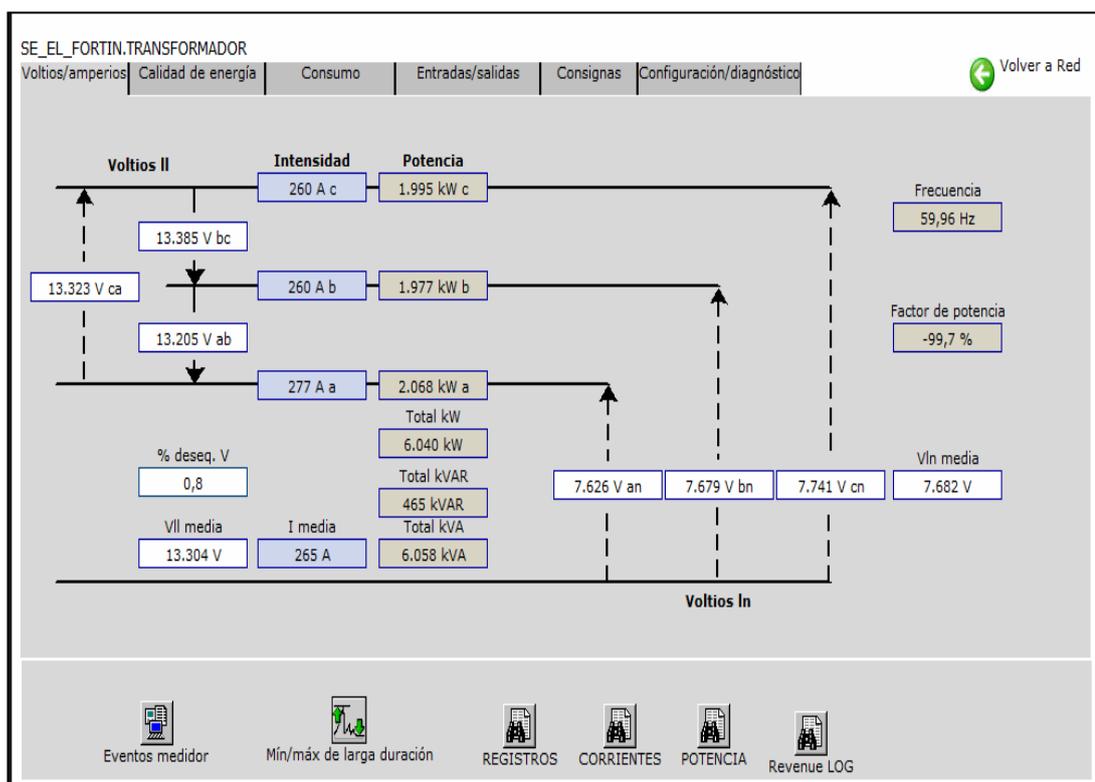


Figura 6. 1 Mediciones Online del Transformador de Poder El Fortín-Mañana

Fuente: CNEL EP

Como se puede apreciar los niveles de intensidad de corrientes por fase se encuentran alrededor de 265 amperios promedio, y un voltaje de línea a línea a nivel de cabecera de alimentador de alrededor de 13.30 KV.

No obstante, el comportamiento de la medición cambia a una demanda horaria en la tarde (13h00), obteniéndose los siguientes valores según figura 6.2.

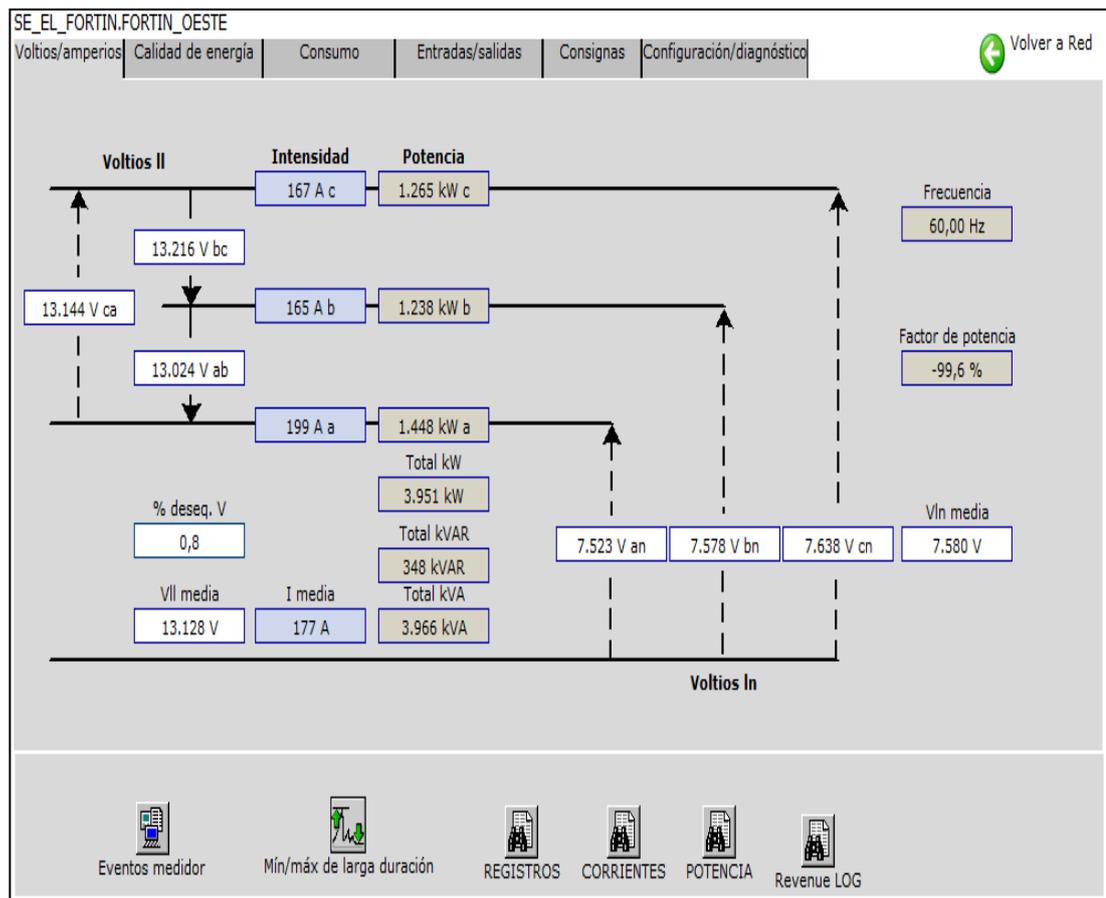


Figura 6. 2 Mediciones Online del Transformador de Poder El Fortín-Tarde

Fuente: CNEL EP

Como se puede observar la corriente por fase promedio bajó considerablemente en relación a la medición anterior, a una cantidad de 177 amperios, mientras que el voltaje línea a línea también sufrió una disminución en su valor llegando a alcanzar 13.128 kV.

Estas mediciones me refieren a verificar que los comportamientos de los alimentadores sometidos a este transformador sufren variaciones en cuanto a la demanda horaria.

En la siguiente figura 6.3, se demuestra la medición de la demanda horaria del alimentador fortín oeste durante una semana.

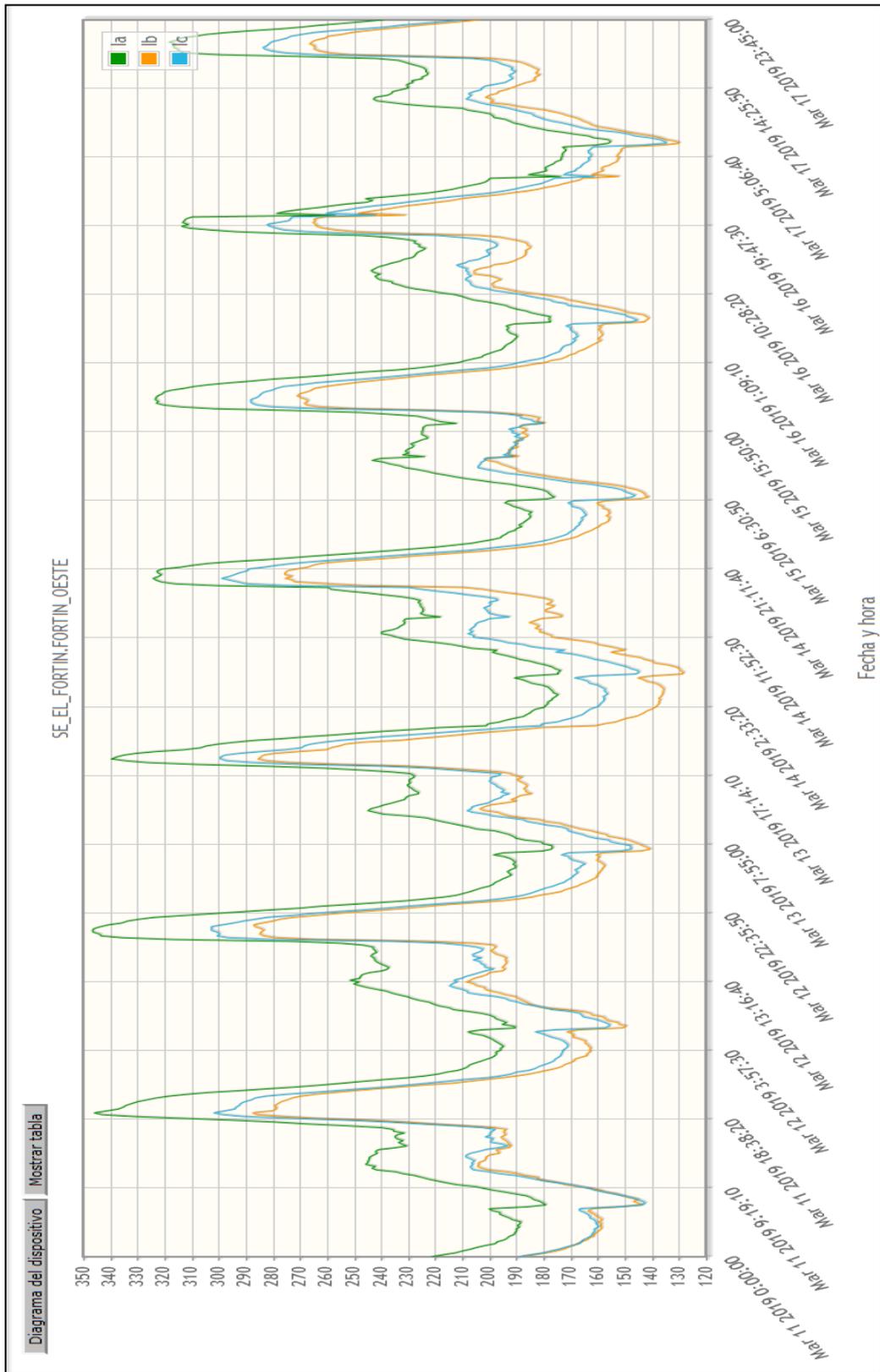


Figura 6. 3 Curva típica semanal – Alimentador Fortín Oeste

Fuente: CNEL EP

Como se puede evidenciar la curva características del alimentador es de tipo residencial en su mayor parte.

En la siguiente figura 6.4 se verifica la curva típica diaria (día martes de alta demanda) del alimentador fortín oeste el cual denota la existencia de corrientes a un grado de cierto desbalance.



Figura 6. 4 Curva típica diaria – Alimentador Fortín Oeste

Fuente: CNEL EP

6.1 Análisis de Flujo de carga

6.1.1 Escenario actual

En el sector del alimentador Fortín Oeste se ha instalado un transformador de capacidad de hasta 24 MVA.

Los análisis de soluciones para mejorar el perfil de voltaje serán a través de simulaciones en algunas alternativas.

6.1.2 Densidad de carga

A través del software de potencia cymdist, se ha determinado los sectores de alta incidencia de carga, mediante la densidad de carga se expresa una relación entre la carga instalada y el área o zona de nuestro estudio, que en nuestro caso será el alimentador fortín oeste.

En la siguiente figura 6.5, se indica las zonas de alta densidad de carga mediante el siguiente criterio de colores en relación a la capacidad conectada en la red de media tensión

Color	KVA conectados totales
	0,0
■ Azul	240,5
■ Verde	481,0
■ Amarillo	721,5
■ Rojo	962,0

Figura 6. 5 Código de colores de densidad de carga

Fuente: CNEL EP

Como se pudo observar desde el color azul hasta el color rojo se define la intensidad de la capacidad instalada de la red del alimentador.

Una vez identificado la codificación procedemos ejecutar los niveles de cargabilidad en la herramienta de simulación según la siguiente figura 6.6.

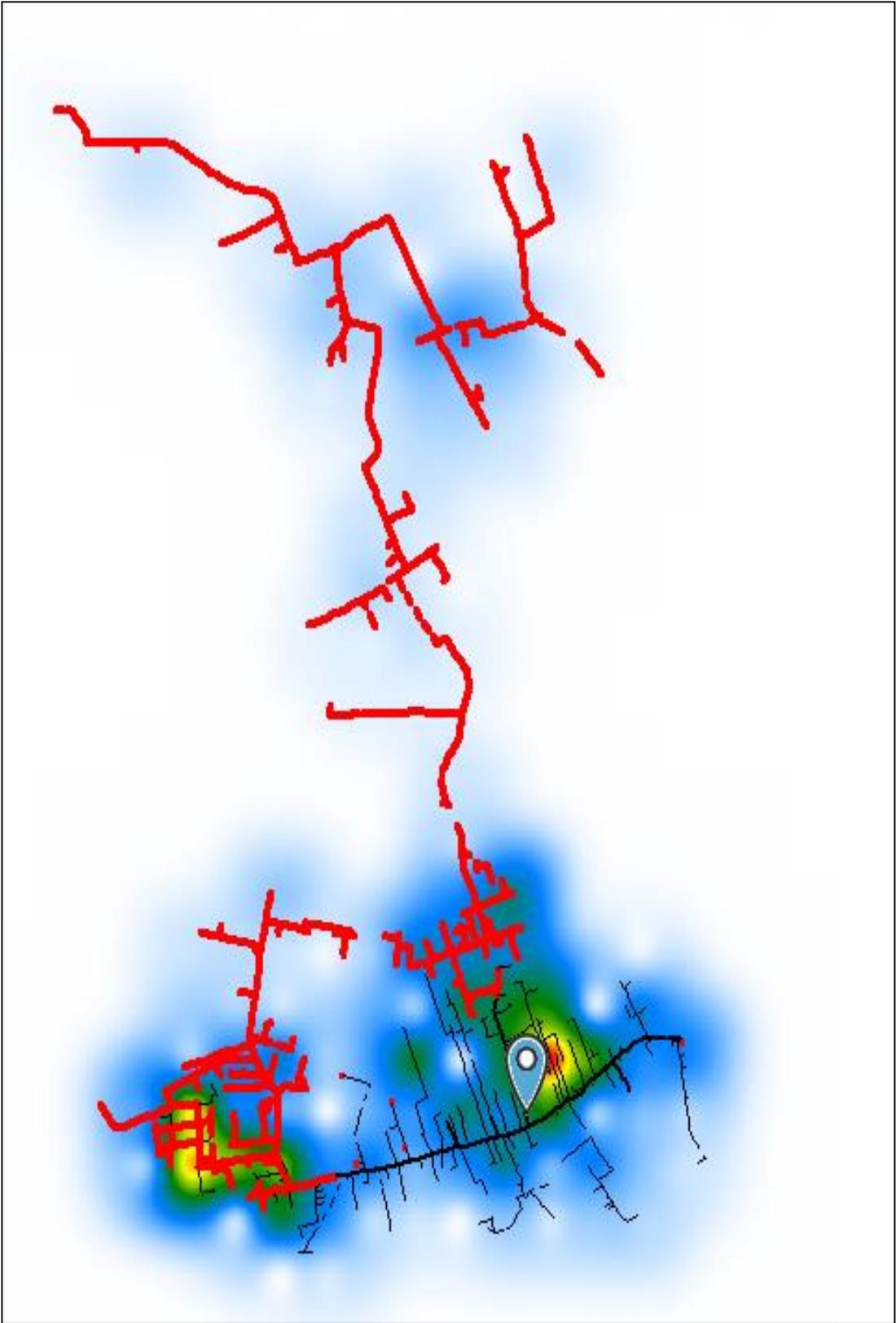


Figura 6. 6 Densidad de carga – Alimentador Fortín Oeste

Fuente: CNEL EP

Como se pudo apreciar se ha establecido mediante la figura 6.6 los niveles de alto impacto de cargabilidad en el alimentador que serán de gran interés para poder realizar las mejoras en ciertos tramos que se procederán a ubicar los bancos de capacitores.

6.1.3 Perfiles de voltaje: Alimentador Fortín Oeste

A continuación, se detalla el voltaje de suministro a los clientes ubicados en los puntos más distantes del alimentador Fortín Oeste para observar los límites permitidos de acuerdo a una normativa vigente.

Dentro de la normativa según Regulación N° 053/18 vigente para redes de media tensión del órgano de control y seguimiento Arconel, son los expresados en la siguiente Tabla 6.1 en la categoría “consumidores en MV Urbano”.

Valores límites admisibles, en índices de calidad del servicio técnico		
Índice	Lim FAIc	Lim DAIc
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV Urbano	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en AV Rural	12.0	36.0

Tabla 6. 2. Índices de calidad del servicio técnico, Sub etapa 2

Fuente: Arconel

A través de un flujo de carga se establece de color rojo, en la figura 6.7, los niveles por debajo de la regulación de voltaje interpretado en la Tabla 3.

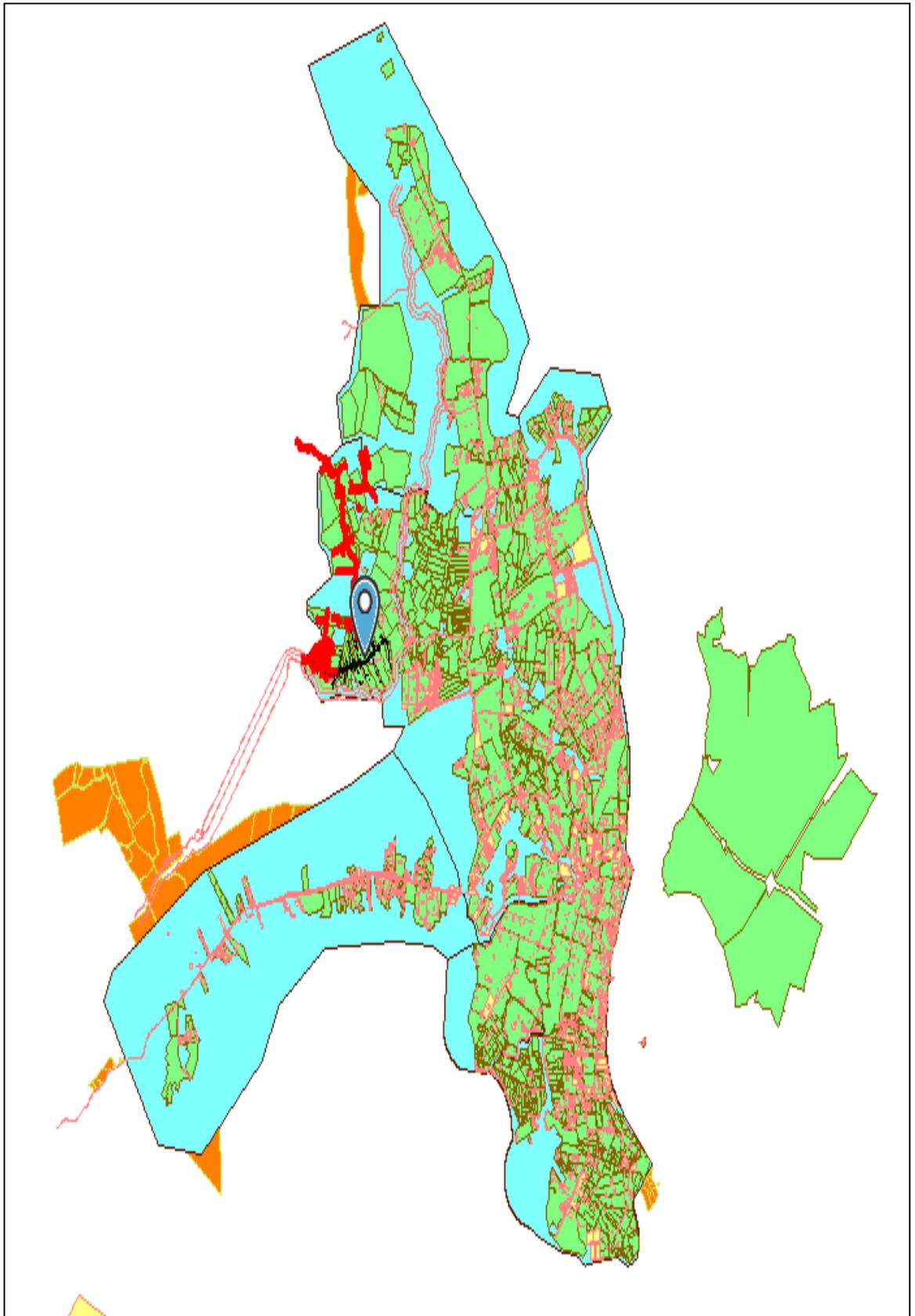


Figura 6. 7 Georreferenciación del Alimentador Fortín Oeste

Fuente: CNELEP

Las verificaciones a detalle de los niveles óptimos establecido en la regulación se demuestran a nivel de detalle en la figura 6.8



Figura 6. 8 Situación actual de voltaje del Alimentador Fortín Oeste

Fuente: CNEL EP

En la Figura 6.8 expresa una cantidad considerable de bajo nivel de voltaje en los ramales de tipo monofásico del alimentador fortín oeste.

Los perfiles de voltaje serán evaluados a través del software en los puntos de mayor distancia según figura 6.9.

El perfil de voltaje se lo ha identificado en valores en por unidad, lo que se refiere a valores porcentajes, teniendo como base el valor de línea a neutro de 7.62 kV un valor en por unidad de 1. Según la norma establece una franja mínima de variación de voltaje del 8% en la subetapa 2.

Para nuestro análisis los valores inferiores a 7.0104 kV (0.92 pu), serían niveles no aceptables en el perfil de voltaje.

6.1.3.1 Perfil de voltaje en el punto 1

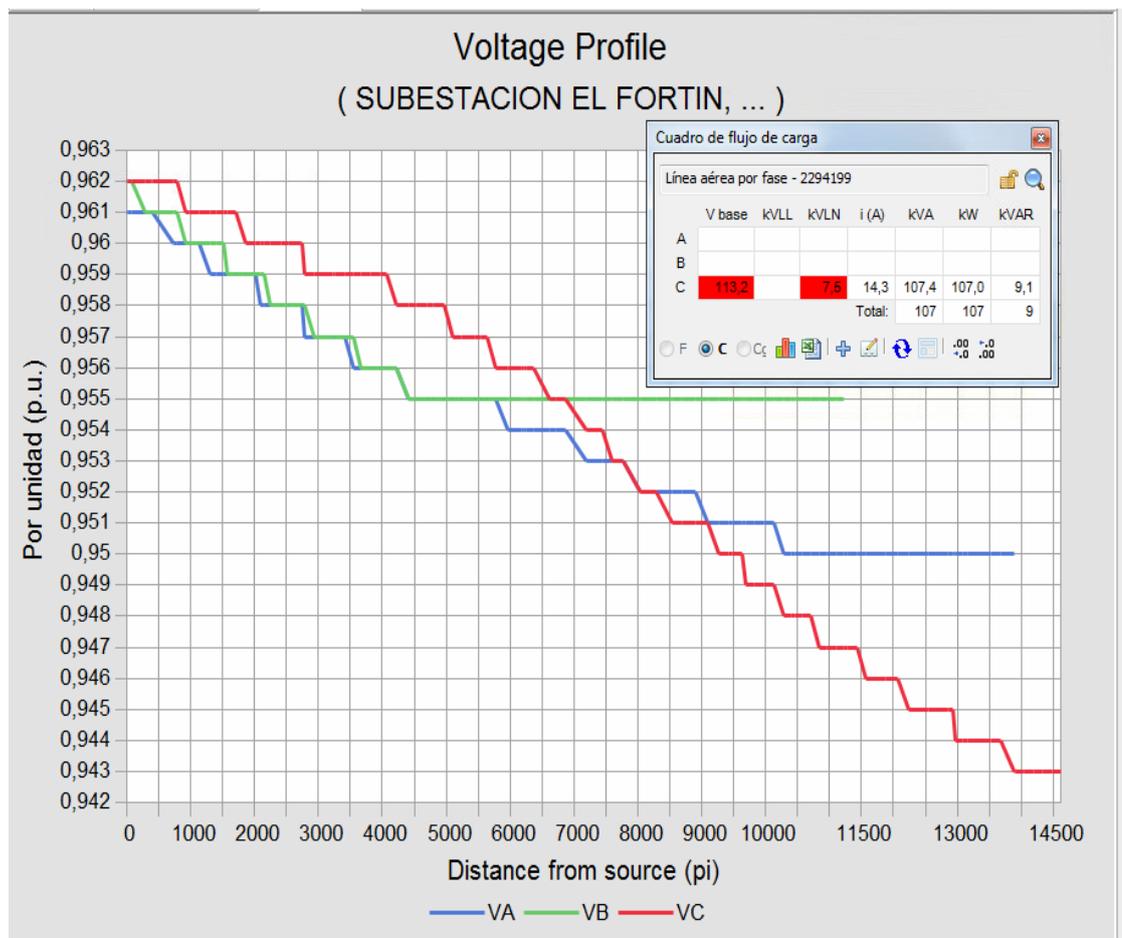


Figura 6. 9 Perfil de Voltaje- Alimentador Fortín Oeste Punto 1

Fuente: CNEL EP

La figura 6.9 indica un gráfico voltaje versus distancia, se interpreta que los niveles de voltaje a pesar que el alimentador es muy extenso posee un nivel de voltaje en la cola del punto 1, valores aceptables.

6.1.3.1 Perfil de voltaje en el punto 2

La Figura 6.10 indica un gráfico voltaje versus distancia, se interpreta que los niveles de voltaje a pesar que el alimentador es muy extenso posee un nivel de voltaje en la cola del punto 1, valores aceptables.

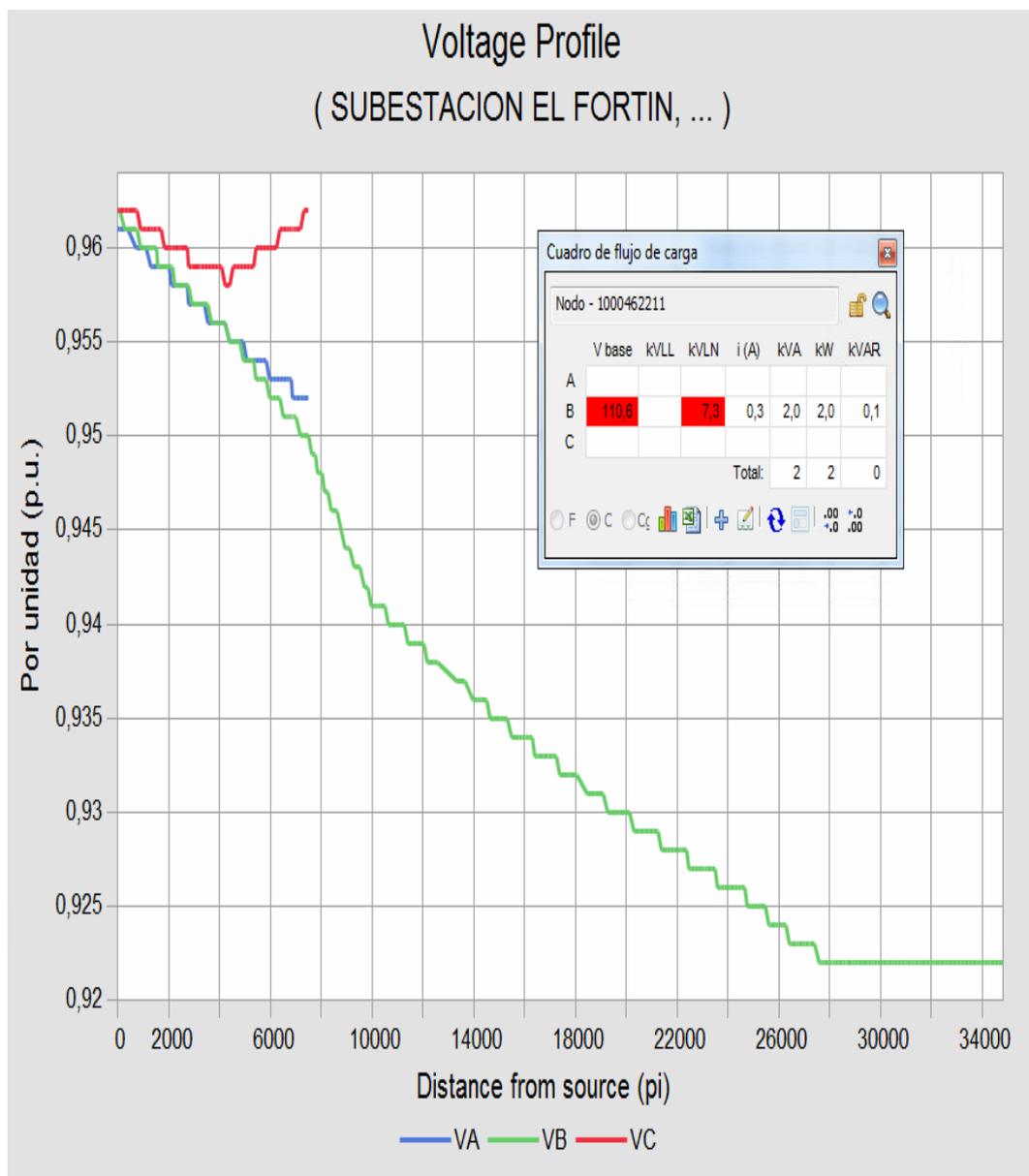


Figura 6. 10 Perfil de Voltaje- Alimentador Fortín Oeste Punto 2

Fuente: CNEL EP

Adicional el perfil de Voltaje en el alimentador troncal **Alimentador Fortín Oeste** se observa un desequilibrio en la fase C respecto a la A y B.

6.1.4 Resultados obtenidos del escenario actual

Una vez realizado las correspondientes simulaciones de flujo de carga mediante la herramienta cymdist, se obtuvieron los siguientes resultados en condiciones actuales según tabla 6.4 :

Flujo de carga - Reporte sumario

Parámetros del estudio				
Nombre del estudio	SE EL FORTIN.sxst			
Fecha	Tue Mar 19 2019			
Tiempo	05h21m09s			
Nombre del proyecto	Nuevo			
Método de cálculo	Caída de tensión - Desequilibrada			
Precisión	0,10%			
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)			
Factores de motor	Como definido			
Factores de generador	Como definido			
Condensadores shunt	On			
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca			
Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	7615,5	1134,81	7699,59	95,32
Producción total	7615,5	1134,81	7699,59	95,92
Carga leída (no regulada)	7396,94	1032,09	7468,59	99,04
Carga utilizada (regulada)	7396,49	1030,64	7467,95	99,04
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	7396,49	756,43	7435,07	99,48
Capacitancia del cable	0	-0,61	0,61	0
Capacitancia de la línea	0	-18,03	18,03	0
Capacitancia shunt total	0	-18,65	18,65	0
Pérdidas en las líneas	78,07	163,79	181,44	43,02
Pérdidas en los cables	0	0	0	47,83
Pérdidas de carga del transformador	38,64	233,23	236,41	16,34
Pérdidas en vacío del transformador	102,34	0	102,34	100
Pérdidas totales	219,05	397,02	453,44	48,31

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	3	6773-1	122,48%
	B	1	4604288	114,25%
	C	0	3348519	91,71%
Subtensión	A	1730	4294964-XFO	92,85%
	B	2198	2333854-XFO	91,51%
	C	1549	4193175-XFO	93,59%
Sobretensión	A	0	6782	100,00%
	B	0	6782	100,00%
	C	0	6782	100,00%

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	78,07	683,86	68,39
Pérdidas en los cables	0	0	0
Pérdidas de carga del transformador	38,64	338,48	33,85
Pérdidas en vacío del transformador	102,34	896,51	89,65
Pérdidas totales	219,05	1918,85	191,89

Tabla 6. 5. Informe resumen: Escenario actual del flujo de carga

Fuente: CNEL EP

Del análisis de flujo de carga en el reporte sumario podemos considerar que el alimentador ofrece 7.699,59 kV con un factor de potencia total de 95.32%. Adicional se observa que no se registra capacitores instalados en la red del sistema, y existen tramos que contienen puntos de subtensión en la fase a, b y c. Las pérdidas totales del alimentador son de 219 kW que representaría un 3% de pérdidas técnicas.

6.1.5 Ubicación óptima de capacitores

6.1.5.1 Metodología de Ubicación de bancos de capacitores

Se determinó puntos estratégicos de medición en medio voltaje, como, por ejemplo, cargas importantes, centros comerciales, puntos de cambio entre sistema urbano o rural, o diferencias de consumo específico (ver Figura 6.11).

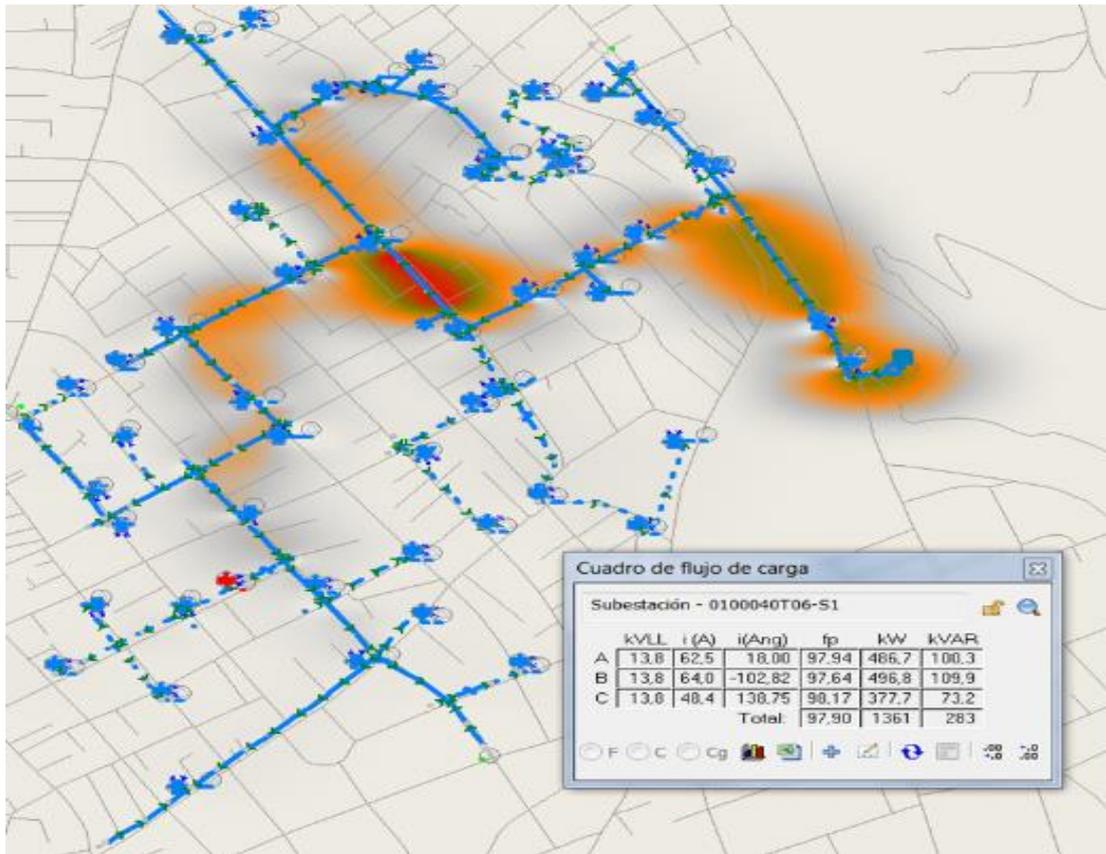


Figura 6. 11 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 1

Fuente: CNEL EP

Se realizó mediciones coincidentes de los puntos determinados en el numeral anterior (Figura 6.12).

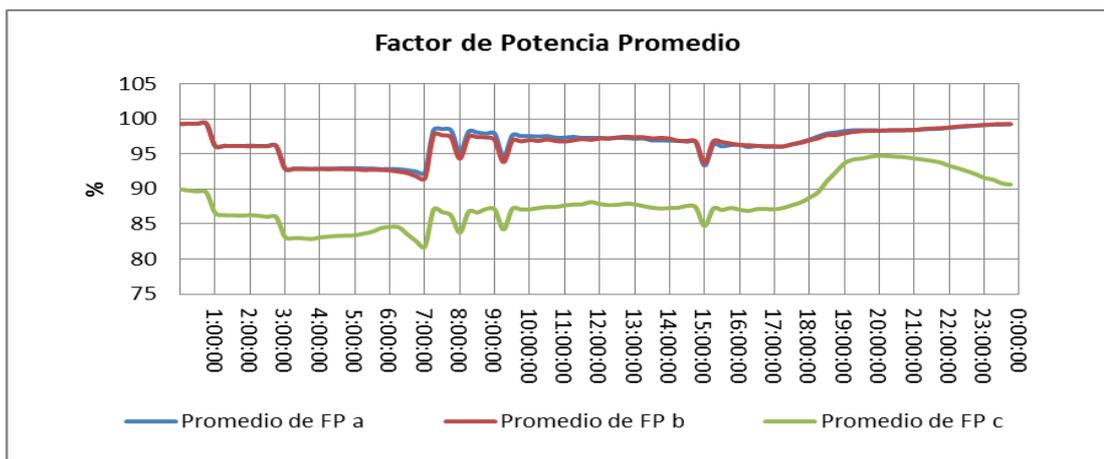
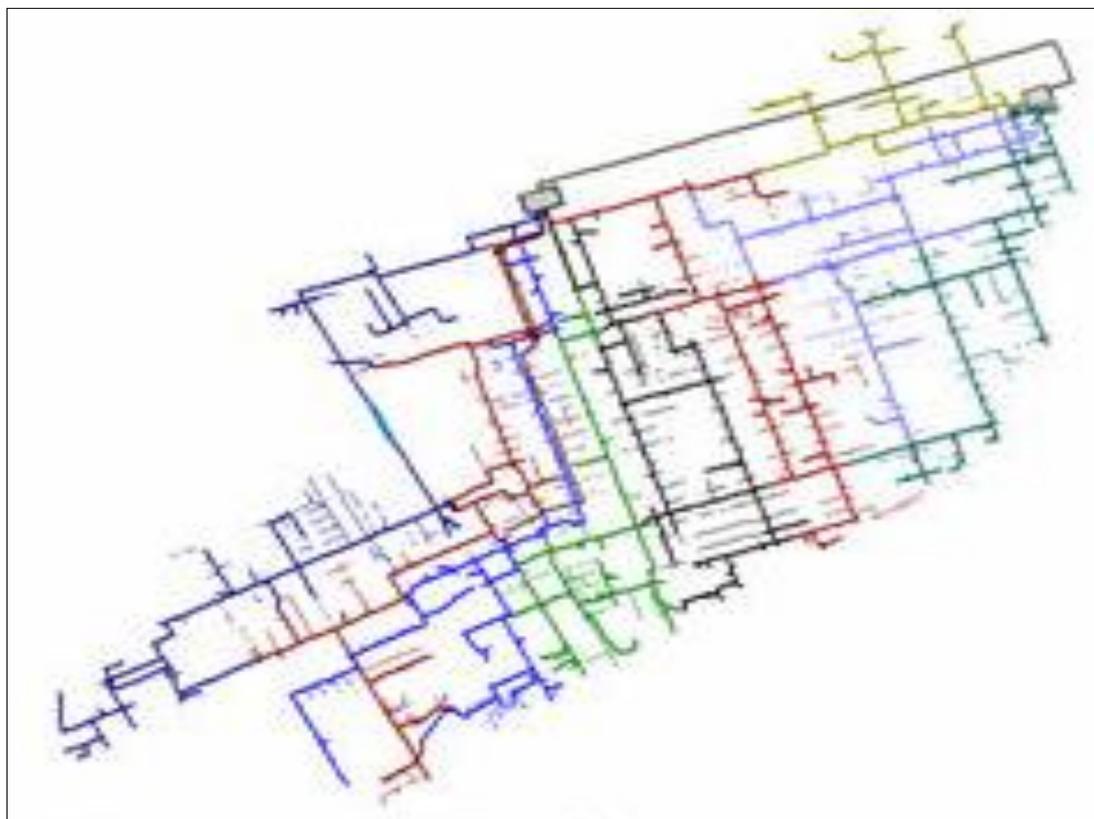


Figura 6. 12 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 2

Fuente: CNEL EP

Se utilizaron factores de crecimiento vegetativo, de ser posible a nivel de zonas o micro-áreas. De no ser el caso se utilizaron factores de crecimiento a nivel de



primario (ver Figura 6.13)

Figura 6. 13 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 3

Fuente: CNEL EP

Se modelaron los cambios en la red, previstos por la entrada en operación de los proyectos inherentes al programa de reforzamiento del sistema nacional de distribución.

6.1.5.2 Criterios básicos de instalación de bancos de capacitores

Este análisis ayuda a determinar la ubicación ideal y el tamaño de los bancos de condensadores shunt para reducir las pérdidas de kW o mejorar la tensión del sistema mientras se mantiene un factor de potencia deseado.

El usuario puede proporcionar condiciones respecto al tamaño, número y ubicaciones apropiadas de los bancos de condensadores y aprobar si los bancos recomendados deben instalarse o no.

El análisis puede proporcionar una lista de todas las posibles ubicaciones de los condensadores con los impactos en tensiones y las pérdidas de kW.

6.1.5.3 Ubicación óptima de condensadores

1. El análisis de ubicación óptima de condensadores coloca los condensadores en un
2. alimentador deseado para reducir las pérdidas kW o mejorar la tensión de sistema.
3. Usted tiene el control sobre el tamaño, el número y la potencia o capacidad de las
4. baterías de condensadores que se recomendarán y si desea (o no) instalar los
5. condensadores recomendados (ver Figura 6.14)

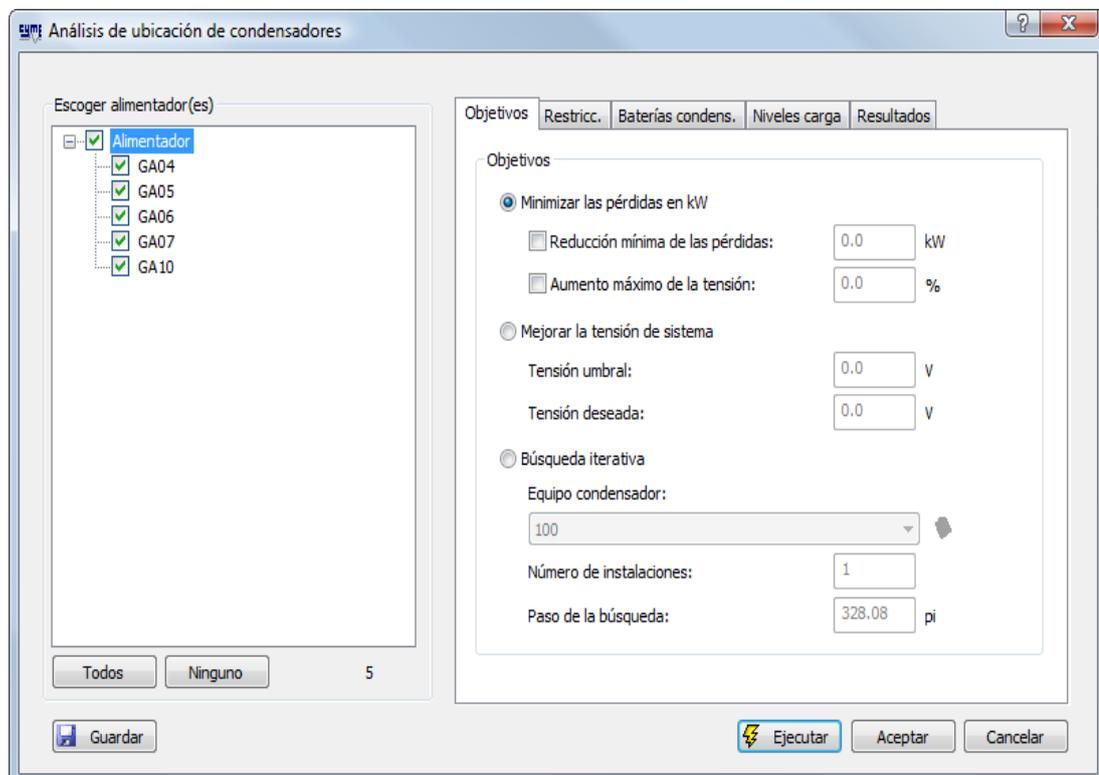


Figura 6. 14 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 4

Fuente: CNEL EP

6.1.5.4 Restricciones del software

1. *Factor de potencia máxima:* impide la instalación donde el factor de potencia excede el nivel especificado.
2. *Corriente de falla máxima:* impide la instalación donde el nivel de falla es demasiado alto.
3. *Tramos ignorados:* permite ignorar los tramos subterráneos y las líneas mono-, bi- y/o trifásicas. Es también posible ignorar tramos específicos.
4. Se puede definir los condensadores que CYMDIST utilizará en la base de datos de los equipos seleccionando la opción Seleccionar en la base de datos de equipos.
5. Cuando esta opción no está seleccionada, debe establecer restricciones de tamaño y de número de baterías de condensadores
6. Las baterías de condensadores que usted escogió para que se apliquen, se indicarán con un círculo en su red, a condición que usted haya marcado previamente la casilla de opción “Destacar los condensadores(es)” (Ver Figura 6.15).

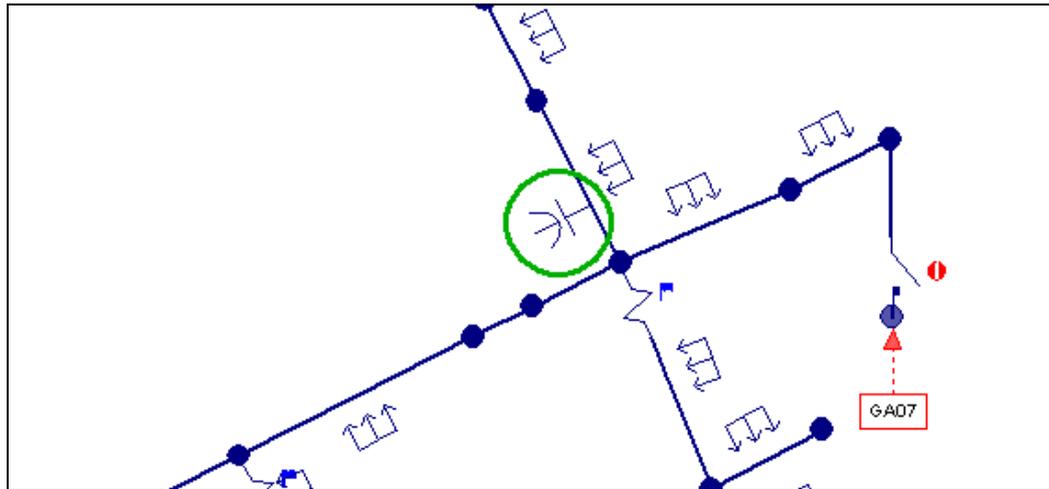


Figura 6. 15 Metodología de ubicación de capacitores. Paso 5

Fuente: CNEL EP

6.1.6 Flujo de carga con ubicación óptima de capacitores

Mediante la simulación de flujo de carga se establecieron los parámetros para la ubicación de capacitores en el alimentador fortín oeste según la figura 6.16 y 6.17.

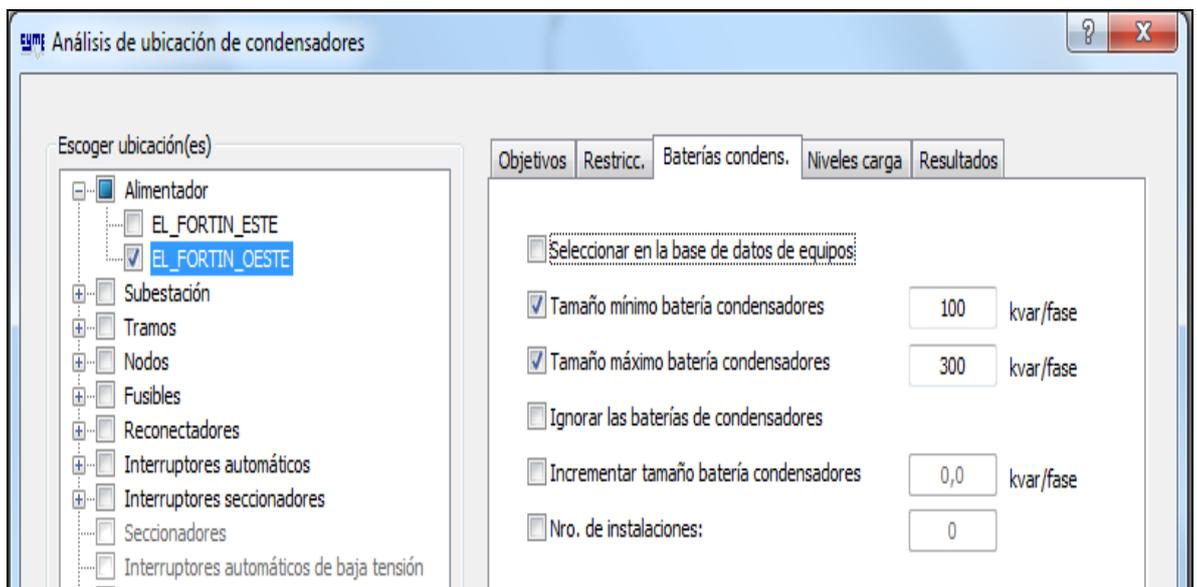


Figura 6. 16 Flujo de carga de ubicación de capacitores. Paso 1

Fuente: CNEL EP

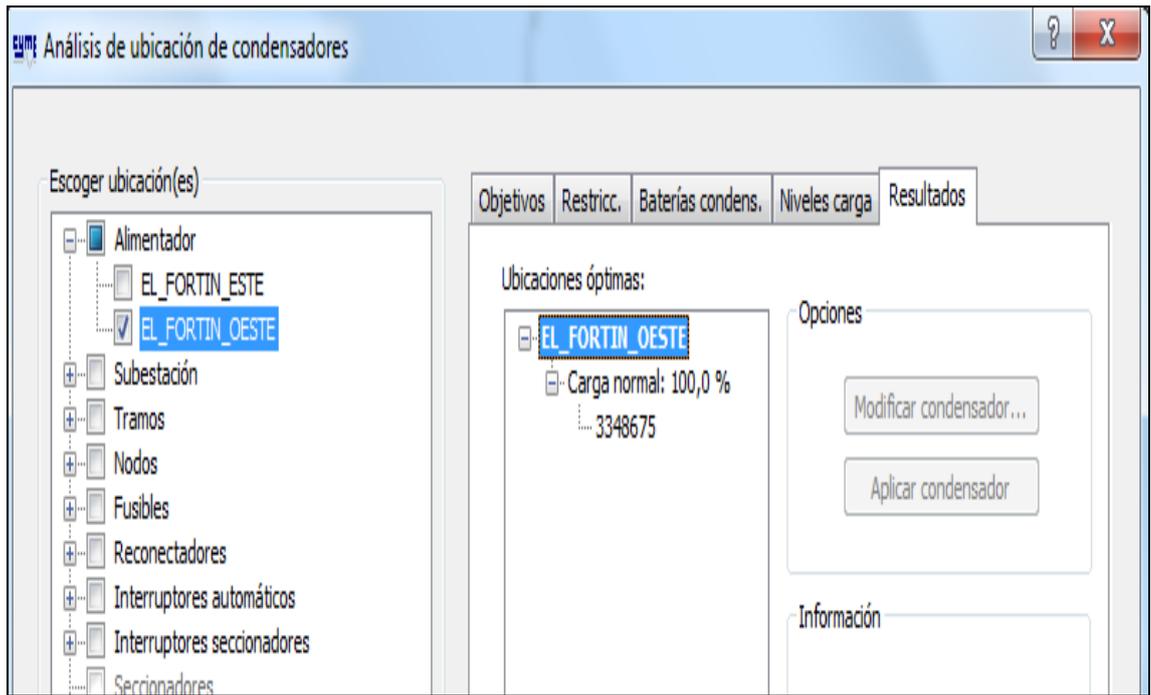


Figura 6. 17 Flujo de carga de ubicación de capacitores. Paso 2

Fuente: CNEL EP

Como se puede observar en las figuras anteriores se usaron capacitores desde 100 hasta 300 kvar por fase y se ubicaron de acuerdo al algoritmo de simulación de ubicación óptima.

Una vez ubicados los parámetros se ejecutó el software y se ubicaron 3 lugares donde se ubicaron los capacitores según figura 6.18 a continuación:

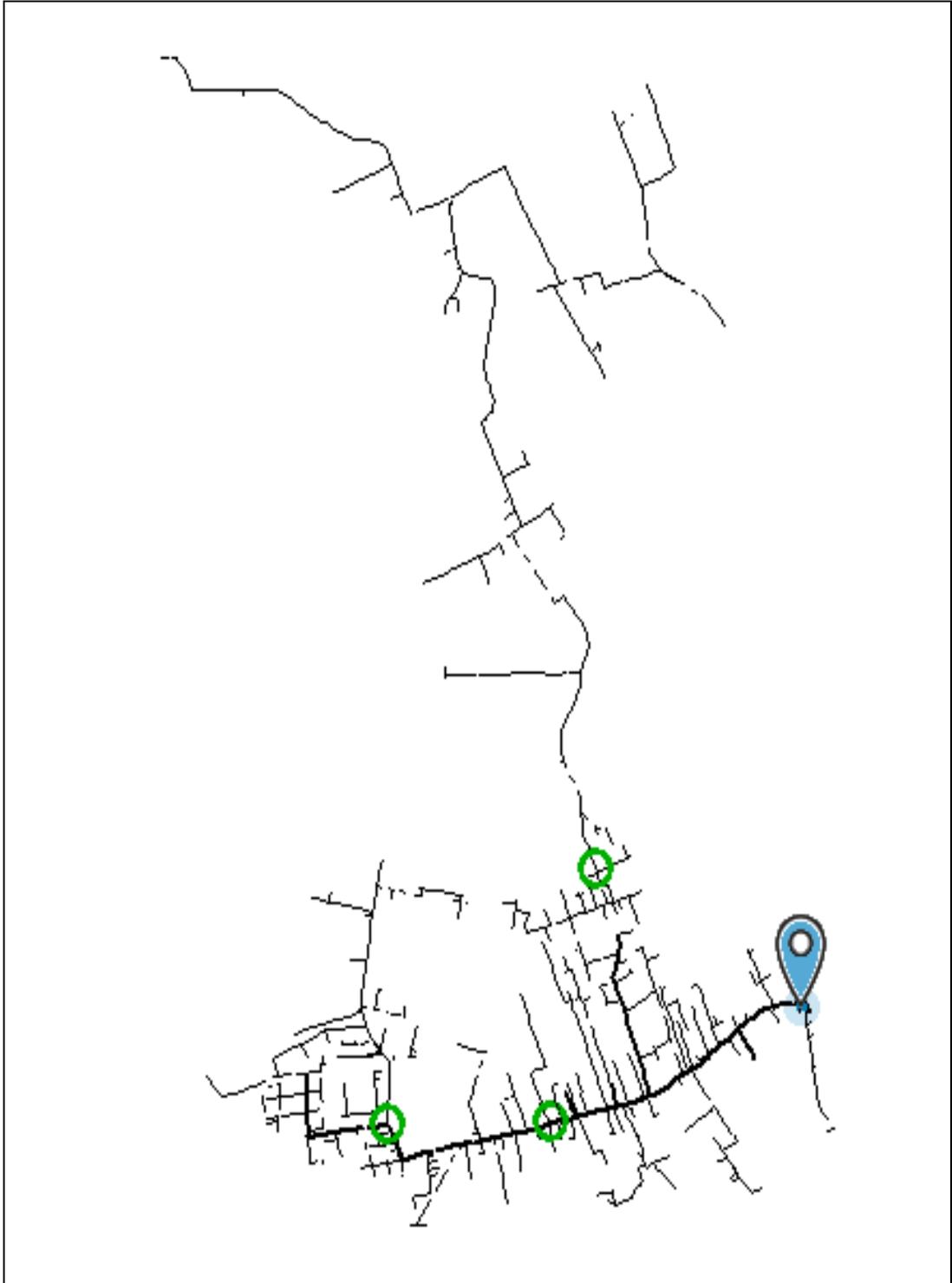


Figura 6. 18 Ubicación óptima de capacitores

Fuente: CNEL EP

En esta figura 6.18 se observa que se ubicaron 3 capacitores de capacidad de 100 kvar/fase, mejorando no solamente los perfiles de voltaje sino también reduciendo las pérdidas técnicas como lo muestra continuación el reporte de la Tabla 6.6.

Debemos conocer que los valores y herramientas de cálculos usados por el software de simulación de potencia obedecen a el factor de potencia es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, cuyo máximo valor es la unidad, es decir, es un valor adimensional. El F.P. es el coseno del ángulo y se lo define como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA). (McGraw Hill, 1993) relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA). (McGraw Hill, 1993)

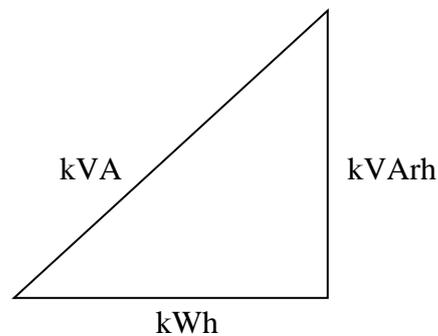


Figura 6. 19 Triangulo de Potencia
Fuente: autor

Adicional se establecieron los siguientes cálculos:

$$I = kW / (KVLL * \sqrt{3})$$

En dónde;

kW= Potencia real del nodo.

kVLL= Tensión de línea a línea del alimentador.

Por otro lado, se ha determinado el factor de pérdidas a través del factor de carga

$$F_p = 0.3(F_c) + 0.7(F_c)^2$$

Donde;

FC= Factor de carga de alimentador

Para obtener el nivel de pérdidas por fase, se debe emplear la ecuación siguiente:

$$\text{Pérdidas (kW)} = F_p * I^2 * R * 1/1000$$

donde:

l = es la longitud de la sección del alimentador.

Con este valor se obtiene la energía perdida en el año, utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas(kWh)} = 3 \cdot 8760 \cdot F_p \cdot I^2 \cdot R \cdot l / 1000$$

Una vez expresados los cálculos el software mediante iteraciones y criterio de la ubicación a 2/3 del alimentador se ubica el primer capacitor y los demás se ubican de acuerdo a las pérdidas de potencia del alimentador cuando no tiene medio alguno de compensación de potencia reactiva, y después cuantifica las pérdidas de potencia correspondientes al caso cuando se instalan en el circuito uno, dos o varios bancos de capacitores en derivación, y así se determina la máxima reducción de pérdidas de potencia.

A continuación, se presenta la siguiente tabla 6.7 donde se establecieron los cálculos anteriormente mencionados.

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	7613,81	792,23	7654,92	99,46
Generadores				
Producción total	7613,81	792,23	7654,92	99,46
Carga leída (no regulada)	4214,85	332,99	4227,98	99,69
Carga utilizada (regulada)	4214,54	332,26	4227,62	99,69
Condensadores shunt (regulados)	0,00	-586,08	586,08	0,00
Reactancias shunt(reguladas)	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargas totales	4214,54	-253,82	4222,18	-99,82
Capacitancia del cable	0,00	-0,64	0,64	0,00
Capacitancia de la línea	0,00	-12,35	12,35	0,00
Capacitancia shunt total	0,00	-12,99	12,99	0,00
Pérdidas en las líneas	44,48	101,21	110,55	40,24
Pérdidas en los cables	0,00	0,00	0,00	48,73
Pérdidas de carga del transformador	13,39	18,71	23,01	58,20
Pérdidas en vacío del transformador	55,89	0,00	55,89	100,00
Pérdidas totales	113,76	119,93	165,30	68,82

Tabla 6. 7. Informe resumen: Escenario con la ubicación de capacitores

Como se puede verificar en la tabla 6.7, se observa una mejora de factor de potencia con la inclusión de la ubicación de los capacitores, de 95.92 a 99.46 %, por otro lado la compensación reactiva satisface las pérdidas en una disminución de 219 kW a 113.76 kW.

6.1.7 Especificaciones técnicas a implementarse con bancos de capacitores

1. Componentes de bancos de capacitores automáticos:

Dentro del marco de especificaciones técnicas a considerar se establecieron los siguientes componentes automáticos:

- a) Unidades monofásicas de capacitores con la tensión, capacidad y cantidad para obtener la potencia del banco con la conexión especificada.
- b) Estructura metálica para soporte del banco y accesorios
- c) Interruptores monofásicos para el banco de capacitores con conexión/desconexión trifásica para todo el banco trifásico.
- d) Transformadores de potencial inductivo.
- e) Transformadores de potencial y corriente (Sensores).
- f) Control para banco de capacitores
- g) Porta fusibles, incluido fusibles.
- h) Descargadores.

2. Elementos para conexión del banco, como cables adecuados y tornillería.

El estudio considera componentes de bancos capacitivos fijos los cuales se menciona a continuación:

- a) Unidades monofásicas de capacitores con la tensión, capacidad y cantidad para obtener la potencia del banco con la conexión especificada.
- b) Estructura metálica para soporte del banco y accesorios.
- c) Interruptores monofásicos para el banco de capacitores con conexión/desconexión trifásica para todo el banco trifásico.
- d) Porta-fusibles, incluido fusibles.
- e) Descargadores.
- f) Elementos para conexión del banco, como cables adecuados y tornillería.

3. Tipos de bancos de capacitores fijos o automáticos

Según las simulaciones mediante el software CYMDIST se establecen el número de bancos capacitivos fijos que pudieran ser automáticos monofásicos y trifásicos a tomarse en cuenta para el estudio futuro (Ver Figura 6.20, 6.21, 6.22, 6.23, 6.24 y 6.25).

ITEM	DESCRIPCION	TIPO	BIL (KV)	CAPACIDAD (KVAR)		UNIDADES		TENSION ENTRE FASES
				Unidad	Banco	Fase	Banco	KV
01	Banco de Capacitores Monofásicos	Fijo		50, 100, 200, o 300	50, 100, 200, o 300	1	1	6 13 22
02	Banco de Capacitores Trifásicos	Fijo		50, 100, 200, o 300	150, 300, 600 o 900	3	1	6 13 22
03	Banco de Capacitores Monofásicos y Trifásicos	Automático		200 o 300	600 o 900	3	1	6 13 22

Figura 6. 21 Tipos de bancos de capacitores

Fuente: CNEL EP

Especificaciones técnicas de capacitores

ITEM	DESCRIPCIÓN REQUERIDA	
01	Voltaje Nominal en kV fase-fase y según conexión en los bancos trifásicos, estrella, estrella flotante o delta	6, 13,22
02	Bushings según la conexión	De dos o un solo bushings
03	Tolerancias	- De 0 a +10% de la capacitancia nominal A 25 °C - Soportar El 110% del voltaje nominal RMS. El 120% de picos de voltaje incluyendo armónicos pero excluyendo transitorios. El 135% de la corriente nominal RMS.
04	Frecuencia en Hz	60
05	BIL en KV	110 y 125
06	Norma	IEEE 18, IEC 60831, ANSI C37.06
07	Altura de operación	De 1000 a 3000 msnm

Figura 6. 22 Parámetros requeridos para bancos de capacitores

Fuente: CNEL EP

Especificaciones de interruptores

ITEM	DESCRIPCIÓN REQUERIDA	
01	Interruptores Monopolares para tensiones fase-fase en KV	6,13, 22
02	Interruptores Monopolares	Para manejo de carga capacitiva
03	BIL en KV	110 ó 125 KV
04	Aislamiento	Vacío
05	Bornera de Conexiones	Con bobinas de cierre/apertura
06	Voltaje Nominal de Bobinas de control	120 VAC
07	Voltaje Máximo	12% del Voltaje Nominal
08	Altura de operación	De 1000 a 3000 msnm
09	Número de Operaciones	Mínimo 10000

Figura 6. 23 Parámetros requeridos para interruptores de capacitores

Fuente: CNEL EP

Especificaciones de los descargadores

ITEM	DESCRIPCIÓN REQUERIDA	
01	Tensión Nominal en KV	6,13, 22
02	Instalación	En estructura metálica en el lado fuente
03	Norma	IEEE Std C 62.11-2012, IEC 60099-4 ed2.2, ASTM A153, IEC 60099-4

Figura 6. 24 Parámetros requeridos de descargadores

Fuente: CNEL EP

Especificaciones de portafusibles

ITEM	DESCRIPCIÓN REQUERIDA	
01	Voltaje Nominal en KV	6, 13, 22
02	Corriente Interruptiva en Amperios	100
03	Incluir fusible adecuado según la capacidad del banco	Tipo K
04	Voltaje Máximo de Operación	12% del Voltaje Nominal
05	Norma	ANSI C37.42

Figura 6. 25 Parámetros requeridos de seccionadores portafusibles

Fuente: CNEL EP

Especificaciones de controladores de bancos de capacitores

ITEM	DESCRIPCIÓN REQUERIDA	
01	Fuente de Alimentación AC	Entre 90 y 260 VAC aproximadamente
02	Batería de Respaldo	12VDC
03	Temperatura de Operación	Entre -20°C y + 60°C aproximadamente
04	Parámetros de Medición	V fase-neutro: 0-130Vac I-línea: hasta 600 A en medio voltaje y 5 A en bajo voltaje Frecuencia: 58 a 62Hz KVAR: -900 a +900 FP:-180° a +180° Rango de humedad: entre 5 y 95% Registro de: KVAR y KW
05	Instalación	En poste
06	Grado IP	IP65
07	Control	Local/Remoto
08	Puertos de Comunicación	Ethernet TCP/IP, RS-232, USB
09	Protocolos de Comunicación	DNP 3.0 e IEC 60870-5-104
10	Control	Automático, Manual, Remoto
11	Parámetros para el control automático	VAR, VOLTAJE, FP
12	Software	Incluir software para configuración y explotación con licencia perpetua y actualización libre.

Figura 6. 26 Parámetros requeridos de controladores

Fuente: CNEL EP

6.1.8 Análisis Económico

A continuación, con los detalles y especificaciones anteriores, se elaborará el correspondiente monto para la implementación y ubicación de capacitores a lo largo del alimentador Fortín Oeste conforme a la Tabla 6.8 y Tabla 6.9 .

PRECIOS HOMOLOGADOS DE BANCOS DE CAPACITORES Y ACCESORIOS

DESCRIPCIÓN	Precio Unitario \$
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 6 kV, 50 kVAr	\$ 3,065.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 6 kV, 100 kVAr	\$ 3,243.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 6 kV, 200 kVAr	\$ 3,597.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 6 kV, 300 kVAr	\$ 4,110.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 50 kVAr	\$ 3,515.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 100 kVAr	\$ 3,693.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 200 kVAr	\$ 4,048.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 300 kVAr	\$ 4,560.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 22 kV, 50 kVAr	\$ 3,950.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 22 kV, 100 kVAr	\$ 4,127.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 22 kV, 200 kVAr	\$ 4,482.00
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 22 kV, 300 kVAr	\$ 4,995.00
Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 6 kV, 200 kVAr	\$ 11,201.00
Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 6 kV, 300 kVAr	\$ 11,714.40
Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 13 kV, 200 kVAr	\$ 11,615.00
Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 13 kV, 300 kVAr	\$ 12,128.00
Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 22 kV, 200 kVAr	\$ 12,831.00
Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 22 kV, 300 kVAr	\$ 13,343.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 6 kV, 50 kVAr	\$ 4,440.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 6 kV, 100 kVAr	\$ 4,618.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 6 kV, 200 kVAr	\$ 6,272.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 6 kV, 300 kVAr	\$ 6,514.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 13 kV, 50 kVAr	\$ 5,002.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 13 kV, 100 kVAr	\$ 5,180.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 13 kV, 200 kVAr	\$ 6,834.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 13 kV, 300 kVAr	\$ 7,076.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 22 kV, 50 kVAr	\$ 5,518.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 22 kV, 100 kVAr	\$ 5,695.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 22 kV, 200 kVAr	\$ 7,349.00
Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 22 kV, 300 kVAr	\$ 7,592.00

DESCRIPCIÓN	Precio Unitario \$
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 6 kV, 200 kVAr	\$ 21,084.00
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 6 kV, 300 kVAr	\$ 21,326.00
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 13 kV, 200 kVAr	\$ 21,537.00
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 13 kV, 300 kVAr	\$ 21,780.00
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 22 kV, 200 kVAr	\$ 24,394.00
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 22 kV, 300 kVAr	\$ 24,637.00
Capacitor Monofásico Automático, BIL 150kV, 22 kVLL, 50 kVAr	\$ 12,298.00
Capacitor Monofásico Automático, BIL 150kV, 22 kVLL, 100 kVAr	\$ 12,476.00
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 13 kV, 50 kVAr	\$ 19,706.00
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 13 kV, 100 kVAr	\$ 19,883.00
Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 13 kV, 150 kVAr	\$ 21,249.00

Tabla 6. 10. Listado de precios unitarios de capacitores

Fuente: CNEL EP

Según la tabla de homologación de precios el monto total de capacitores a ser instalados en el alimentador fortín oeste es de \$11,079.00

Descripción	Cant	Unidad \$	Total \$
Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 100 kVAr	3	\$3,693.00	\$11,079.00
Total			\$11,079.00

Tabla 6. 11. Presupuesto de capacitores a implementarse

Fuente: CNEL EP

CONCLUSIONES

- a) Los análisis de la regulación de tensión del alimentador fortín oeste mediante bancos de capacitores determinan que los factores de alta incidencia que ocasionan el impacto de la caída de tensión de dicha alimentadora de la subestación El Fortín, son: a) la extensa longitud de la red de distribución, b) la cargabilidad de las redes de media y baja tensión, y c) una deficiencia de equipamiento de condensadores a 2/3 de la red estudiada.

- b) El presente trabajo estableció un método iterativo para la ubicación correcta de los bancos de capacitores mediante una herramienta de simulación de potencia, la cual realizó un análisis óptimo de acuerdo a una metodología de medición en medio voltaje, mediciones coincidentes, factores de crecimiento vegetativo, modelamientos de cambios en la red, además de presentar los cálculos relacionados a la obtención de un mejor factor de potencia y pérdidas de energía técnicas a nivel de distribución, determinando que este sistema requiere de tres bancos de capacitores de 100 KVAR ubicado el primero a 1,6 Km de la subestación el segundo a 1,4 Km del primero y el tercero a 1,4 Km del segundo.

- c) Entre los métodos estudiados para corregir pérdidas de tensión se mencionaron los métodos heurísticos, de inteligencia artificial, sistemas expertos, redes artificiales neuronales, teoría del conjunto difuso y algoritmos genéticos, quedando como escogido el método iterativo mencionado en la conclusión b.

- d) A nivel de alimentador, en el primer año se requerirían 3 bancos de capacitores que entregarían al sistema 300 KVAR a nivel de media tensión con una inversión de \$ 11.079.

- e) Con la instalación de bancos de capacitores se disminuirán las pérdidas de energía con un porcentaje del 48% y un factor de potencia de mejora del 40%, según análisis de flujo de carga.

- f) Actualmente en las Empresas Eléctricas Distribuidoras existe la necesidad de mejorar el factor de potencia de 0.92 a 0.96. La compensación apropiada de reactivos generaría mayor aprovechamiento de las capacidades instaladas en generación, transmisión y distribución.

RECOMENDACIONES

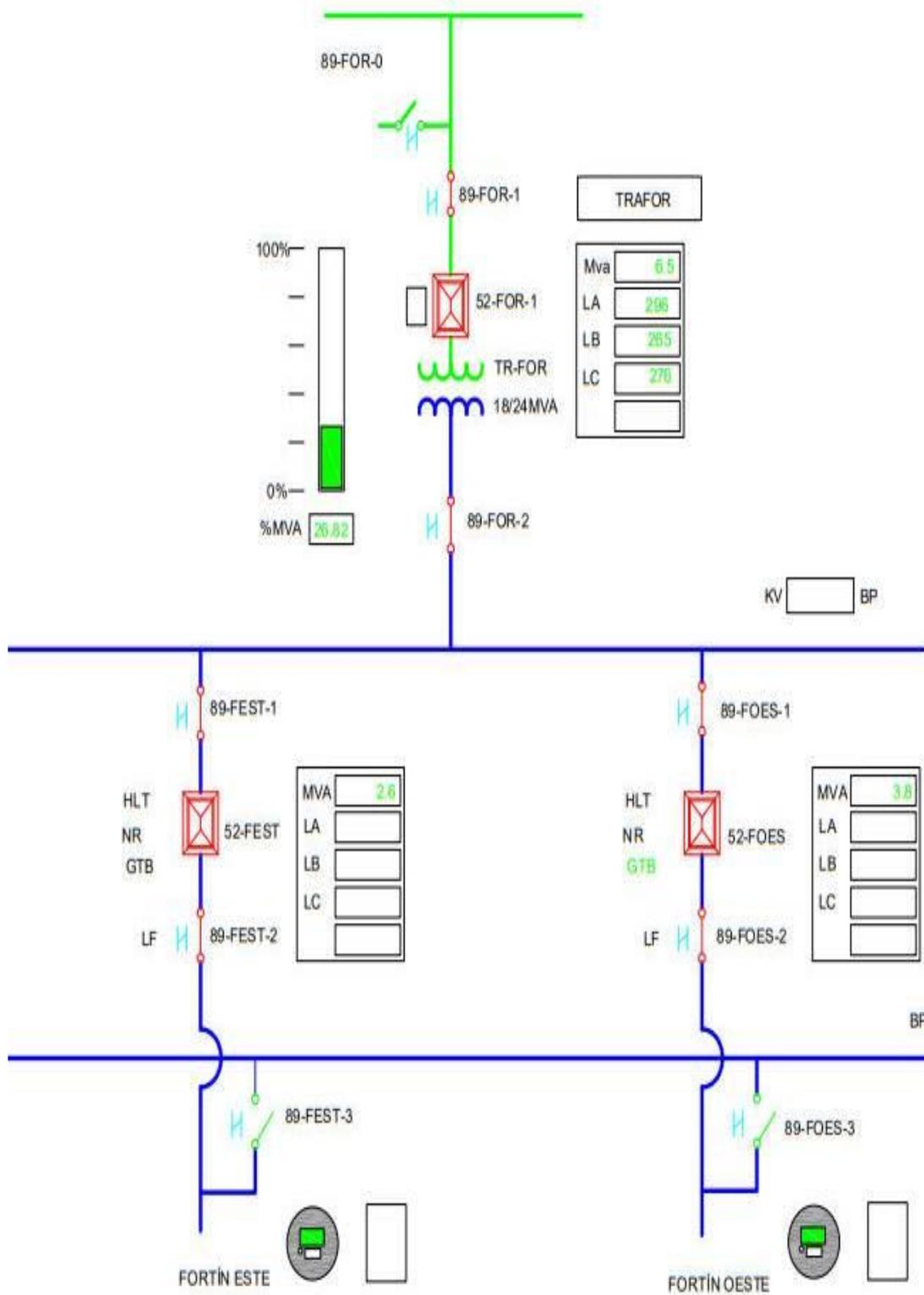
- a) Se recomienda a la empresa distribuidora de energía aplicar estos métodos de regulación de tensión con banco de capacitores de manera inmediata en ciertos alimentadores de su sistema de distribución, ya que generan respuestas efectivas y resultados óptimos los cuales son de gran importancia y utilidad generando seguridad del correcto funcionamiento de su sistema con operaciones de calidad y servicio eficiente para sus clientes, recuperando valores económicos de gran rango y optimizando el mismo.

- b) Todo lo antes mencionado se debe aplicar de la mano de la correcta dotación de materiales y herramientas tecnológicas a sus departamentos involucrados de forma directa con el sistema de distribución, impartiendo sus debidas capacitaciones para enriquecer el conocimiento de todo su personal, para por lo consiguiente comprometerlos con los objetivos de la empresa los mismos que la impulsan a su desarrollo y superación.

- c) Se propone que la estrategia de instalación y mejoramiento del factor de potencia, mediante la ubicación de capacitores del sistema eléctrico, sea la siguiente: un primer grupo de bancos de capacitores sea instalado para compensar el sistema hasta lograr factores de potencia superiores al 96% en atraso, mientras que un segundo grupo sea instalado paulatinamente en función de la incorporación gradual y espacial de cargas especiales futuras, para lo cual se deberá monitorear permanentemente el sistema eléctrico y tomar la acción correctiva necesaria de manera oportuna.

ANEXOS

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN EL FORTIN



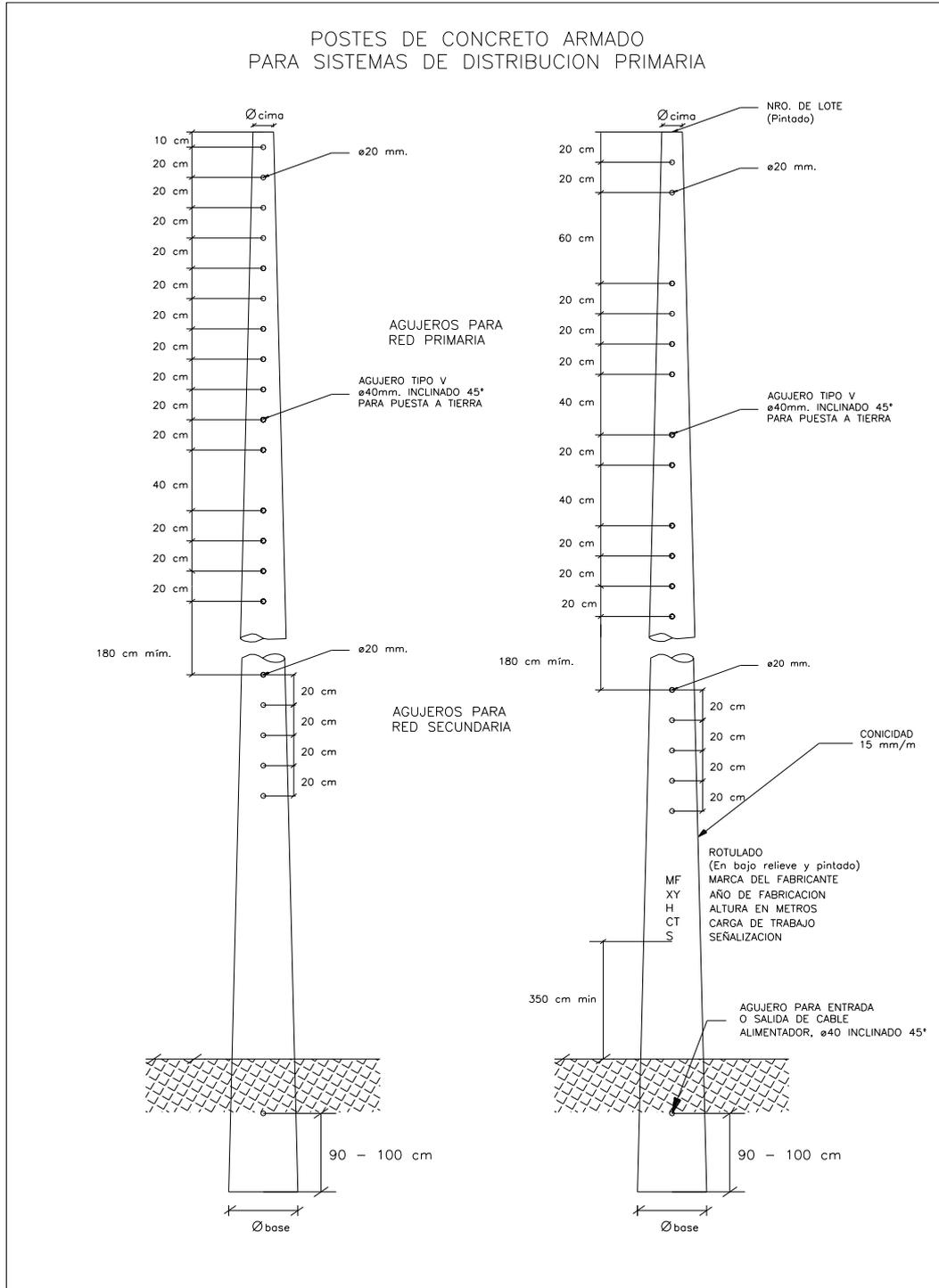
**TABLA. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS AISLADOR
POLIMÉRICOS DE RETENCIÓN CLASE DS-15**

ÍTEM	CONCEPTO	UNIDAD	PEDIDO	OFRECIDO	OBSERVACIÓN
1	Características Generales				
	Norma de ensayos	---	ANSI C29.13		
	Designación		DS-15		
	Tipo de aislador	---	Retención		
	Material	---	Polimérico		
2	Características Eléctricas	---			
	Frecuencia nominal		50/60		
	Tensión máxima de operación	kV	15		
	Tensión de contorno a frecuencia industrial en seco	kV	90		
	Tensión de contorno a frecuencia industrial en bajo lluvia	kV	65		
	Tensión crítica tipo impulso – positiva	kV	140		
	Low frequency test voltage (rms to ground)	kV	15		
	Maximum RIV at 1000 khz	μV	10		
3	Características Mecánicas				
	Carga mecánica nominal (SML)	kN	44,5		
	Torsión	N-m	47,5		
4	Características Dimensionales				
	Distancia de fuga	mm.	355		
	Largo L	mm.	330±15		

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS PARA POSTES DE CONCRETO ARMADO
13/300/CS/165/360**

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
	POSTES DE CONCRETO ARMADO			
1	País de Procedencia			
2	Fabricante			
3	Proceso de fabricación		NTP 339.027	
4	Longitud del poste	M	13	
5	Resistencia mínima a la compresión del concreto a los 28 días.	MPa	28	
6	Carga de trabajo	daN	300	
7	Coefficiente de seguridad (CS)		2 ó 3 (Ver Nota 1)	
8	Diámetro en la punta	mm	165	
9	Diámetro en la base	mm	360	
10	Volumen de concreto por poste	m ³	(indicar)	
11	Peso total de cada poste	Kg	(indicar)	
12	Tipo de Cemento		Pórtland Tipo I	
13	Unión de varillas longitudinales y transversales		Mediante ataduras de alambre	
			Mediante ataduras de alambre y soldadas	
14	Aditivo inhibidor de corrosión			
	Se usará aditivo inhibidor de corrosión		Sí ó No (Ver Nota 2)	
	Tipo de Aditivo Inhibidor de corrosión		Compuesto químico de base orgánica que se adiciona durante el mezclado del concreto para proteger al acero de refuerzo de la corrosión	
	Presentar las Especificaciones Técnicas del aditivo inhibidor a utilizar, emitidos por su fabricante, y toda la información requerida en el punto 4.3.		Sí.	
	Marca de aditivo inhibidor propuesto		(indicar)	
	Dosis de aditivo garantizada, según indicaciones del fabricante para ambiente agresivo	litros/ m ³	(indicar)	
15	Con perilla de concreto.		Sí ó No (Ver Nota 5)	
16	Detalle de huecos		Ver planos adjunto y Nota 3	
17	Rotulado		Bajo relieve, según planos adjuntos	
18	Presentar plano a escala con el detalle de la armadura de los postes.		Sí (Ver Nota 4)	

ESQUEMA FISICO DE POSTE EMPLEADO EN DISTRIBUCION ELECTRICA



Bibliografía

- Albuja, G. R. (11 de 2011).
- Amaya, C. A. (2003). Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7018/1/T2205.pdf>
- Bruno, L. (16 de 11 de 2009). *ingenieria electrica explicada*. Obtenido de <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/11/introduccion-las-subestaciones-aisladas.html>
- Carlos Contreras, y. E. (2002). sistema de control de subestaciones de alta tension del control convencional al control numerico. *Ciencia e ingenieria*, 17-22.
- cerrud, v. (2013). *academia*. Obtenido de https://www.academia.edu/8308786/TRANSFORMADORES_DE_POTENCIA
- cervantes, J. G. (septiembre de 2013). *scribd*. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/173723006/tipos-de-subestaciones-electricas-pdf>
- Conelca. (2019). Obtenido de <http://conelca.com.do/subestacion-sociedad-industrial-dominicana/>
- Cooper. (2018). Obtenido de http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/230_PowerCapacitors/23020.PDF
- Deejay, F. (29 de 10 de 2012). *slideshare.net*. Obtenido de <https://pt.slideshare.net/flaviusdeejay/el-viaje-de-la-electricidad-flavius-daniel-pascal/2>
- Elecdor. (2017). Obtenido de http://www.elecdor.ec/Common/pdf/elecdor.ec/catalogo_elecdor_postes.pdf
- Electric, E. (s.f.). Obtenido de <http://www.directindustry.es/prod/entec-electric-electronic-co-ltd/product-56097-1087255.html>
- Electricaplicada. (2017). Obtenido de <https://www.electricaplicada.com/principales-interruptores-disyuntores-breakers-en-media-tension/>
- Equiweld Andina. (2017). Obtenido de <https://docplayer.es/70115653-Seccionadores-monopolaes-sv-1-para-exterior.html>
- Europapress. (06 de 08 de 2013). Obtenido de <https://www.europapress.es/catalunya/noticia-endesa-renueva-pararrayos-subestacion-sant-mateu-barcelona-20130806111853.html>
- Girona. (26 de 09 de 2016). *europapress*. Obtenido de <https://www.europapress.es/catalunya/noticia-cinco-subestaciones-electricas-girona-mejoran-proteccion-aves-20160926125715.html>

- Judy Materiales Electricos. (2019). Obtenido de <http://judycabos.com.br/produto/cabo-al-nu-caoacsr-calma-de-aco-10-awg-cod-igo-raven-rkg/>
- Marchena, M. (03 de 2016). Obtenido de <http://ymms1124.blogspot.com/2016/03/tecnologiade-las-subestaciones.html>
- Materiales electricos. (2018). Obtenido de <http://www.jdelectricos.com.co/postes-de-concreto-fabricados-en-colombia/>
- Mauricio Olivares, y. F. (05 de 09 de 2012). *central energia*. Obtenido de <http://www.centralenergia.cl/2012/09/05/el-enredo-de-la-subtransmision/>
- Quito, E. E. (04 de 2015). *Empresa Electrica Quito*. Obtenido de http://www.eeq.com.ec:8080/nosotros/comunicamos/noticias/-/asset_publisher/PDd0RO7lSu5d/content/la-eeq-implementa-subestacion-para-cnt;jsessionid=EF32186616E69CF783F589CE6163C604
- Rosales, E. (22 de 07 de 2013). Obtenido de <http://subestacionessiemens.blogspot.com/2013/07/esquema-de-proteccion-de-alimentadores.html>
- Sectorelectricidad. (13 de 04 de 2016). *sectorelectricidad*. Obtenido de <http://www.sectorelectricidad.com/11724/partes-de-un-transformador-de-potencia/>
- Sectorelectricidad. (17 de 06 de 2018). *sectorelectricidad.com*. Obtenido de <http://www.sectorelectricidad.com/20135/seccionadores/>
- Senatelemedidas. (25 de 11 de 2016). Obtenido de <http://senatelemedida.blogspot.es/1480087413/uso-de-tc-y-tp/>
- Siemens AG. (2013). *siemens.com/energy*. Obtenido de <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1533215970.a8c255c897707c1213440434d096b0f08e4d25e0.high-voltage-circuit-breakers-portfolio-es.pdf>
- Tavrida Electric. (2018). Obtenido de <https://www.tavrida.com/tela/solutions/automatic-circuit-reclosers-15-27-kv/>
- Uniforce. (2018). Obtenido de <http://uniforce.com.co/tienda/index.php/product/aislador-polimerico-suspension-115kva-120kn/>

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Nehemías Joel, Preciado Yépez**, con C.C: 094038510-7 autor del trabajo de titulación **Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil**, previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador, para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigente.

Guayaquil, 21 de marzo del 2019

Nehemías Joel, Preciado Yépez

C.C:094038510-7



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil		
AUTOR(ES)	Nehemías Joel, Preciado Yépez		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	ING. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, M.S.c		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Eléctrico-Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	21 de marzo del 2019	No. DE PÁGINAS:	108
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistemas de distribución aéreos		
PALABRAS CLAVES/KEYWORDS:	REGULACIÓN DE TENSIÓN, DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, CALIDAD, EFICIENCIA.		
<p>Este trabajo de titulación expone de manera general una metodología de interés para resolver la regulación de voltaje en alimentadores de la red de distribución partiendo de un análisis de las causas incidentes de caída de voltajes para ubicar de forma óptima los capacitores en el sistema de distribución. El primer capítulo se refiere a una breve introducción del planteamiento del problema, declarando los objetivos generales y específicos, además de los conceptos más significativos del tema en estudio. El segundo capítulo detalla las características generales a considerar dentro de una red de distribución, considerando las diferentes etapas funcionales: alta tensión y media tensión hasta llegar al usuario final o cliente. El tercer capítulo refleja las consideraciones a realizarse para una regulación de tensión en una red de distribución asociado a niveles de pérdidas técnicas de energía y factor de potencia. El cuarto capítulo expone las consideraciones a tomar en cuenta para la ubicación óptima de bancos de capacitores, entre ellas están las diversas metodologías y conceptos de una red inteligente y el empleo de algoritmos de resolución de problemas. El quinto capítulo se refiere a la situación actual de la ubicación del alimentador en estudio, fortín oeste, detallando las diversas variables de interés, tales como cargabilidad y situación geográfica. En el sexto capítulo detalla la metodología empleada para la ubicación óptima de capacitores en el alimentador fortín oeste, con el correspondiente detalle de cálculos y análisis económico de la implementación del trabajo realizado.</p>			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: 0994759145	E-mail: (joelnemi.92.fe.29@gmail.com)	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: Orlando Philco Asqui		
	Teléfono: +593-980960875		
	E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			