



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“DISEÑO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PARA PLANTA DE
TRATAMIENTO DE AGUA A 69KV DE 5MVA”**

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACION
POTENCIA**

**ALTAMIRANO PLUAS JUAN ALFREDO
DI MATTIA BUSTAMANTE ENZO FABRIZIO**

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios quien nos dio la vida, fuerza y salud para seguir adelante cada día de nuestras vidas.

A nuestros padres que siempre nos apoyaron y nos mostraron el camino correcto que debemos seguir a lo largo de nuestras vidas.

A nuestros profesores guías de la materia integradora, el Ing. Jorge Montealegre por su ayuda y colaboración con nosotros, en este proyecto final para la obtención de nuestro título.

Y también a todos los profesores de la facultad y la universidad, que nos brindaron su conocimiento y sabiduría, para alcanzar nuestras metas.

Enzo Fabrizio Di Mattia Bustamante

Juan Alfredo Altamirano Plus

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis padres Azucena Bustamante y Gianfranco Di Mattia quienes me han brindado todo su apoyo, para así poder alcanzar mis metas. Dedico este trabajo también a mi enamorada María Fernanda Coloma, quien siempre creyó en mí y me ayudó a continuar cada vez que tropezaba. Y por último, pero no menos importante, a mi padrino el Ing. Carlos Villafuerte, quien me brindo sus sabios consejos siempre que lo necesité.

Enzo Di Mattia Bustamante

Dedicó este trabajo a mis padres

Juan Altamirano Plus

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

Ing. Jorge Montealegre García

PROFESOR EVALUADOR

Ing. José Layana Chancay

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

Juan Alfredo Altamirano Pluas

Enzo Di Mattia Bustamante

RESUMEN

El presente trabajo consiste en el diseño de una subestación eléctrica para una planta de tratamiento de agua para el sur de Guayaquil, de una capacidad de 5/6.25 MVA, con los correspondientes estudios eléctricos para dimensionarla y mantener protegido tanto al personal que se encuentre trabajando en ella, como a todos los equipos que la compongan ante fallas eléctricas que puedan presentarse.

El trabajo se basa en el hecho de que toda la carga (planta de tratamiento de agua), de acuerdo al reglamento de la Eléctrica de Guayaquil y el Arconel (Agencia de Regulación del sistema eléctrico) mediante regulación No. 001/14, indica que cuando se supere 1 MVA de capacidad, esta carga deberá de poseer su propia subestación de distribución; esto se debe al hecho de que esta disposición genera beneficio tanto a la empresa eléctrica que suministra el servicio como a la carga que lo recibe, al mantener una adecuada regulación de voltaje, evitando así caídas de tensión en la línea que alimente dicha carga.

El diseño está basado en la capacidad que deberá suplir la subestación, la cual es determinada por una proyección de carga de 15 años a futuro, y acorde a sus disposiciones se generará el esbozo de la misma.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	I
DEDICATORIA	II
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	III
DECLARACIÓN EXPRESA.....	IV
RESUMEN.....	V
ÍNDICE GENERAL.....	VI
INDICE DE FIGURAS.....	XI
CAPÍTULO 1	1
1. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos.....	2
1.3.1 Objetivos generales.....	2
1.3.2 Objetivos específicos.....	2
1.4 Metodología.....	3
CAPÍTULO 2.....	4
2. MARCO DE REFERENCIA.....	4
2.1 Referencias para los estudios.....	4
2.2 Criterios para coordinación de aislamiento.....	4
2.2.1 Niveles de aislamientos estándares.....	4
2.2.2 Distancias en aire basadas en BIL.....	5
2.2.3 Descargadores de sobretensiones (Pararrayos).....	7
2.2.4 Coordinación del aislamiento de la subestación.....	12
2.3 Protección contra descargas atmosféricas	19
2.3.1 Diseño de protección	19

2.4	Selección de transformadores de medida y protección.....	22
2.4.1	Condiciones para el cálculo del burden para transformadores de medición.....	22
2.4.2	consideraciones especiales para el cálculo del burden en transformadores de protección	23
2.5	Coordinación de protecciones.....	24
2.5.1	Coordinación de protecciones para la subestación.....	24
2.6	Sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas.....	25
2.6.1	Metodología para el diseño de la malla de puesta a tierra.....	25
2.6.2	Aspectos básicos para el diseño de una malla.....	25
2.6.3	Definiciones de fórmulas utilizadas.....	26
CAPITULO 3.....		32
3. ESTUDIOS GENERALES REALIZADOS		32
3.1	Estimación de la demanda.....	32
3.2	Capacidad de la subestación.	36
3.3	Cálculo de corrientes de corto circuito	36
3.2.1	Corrientes de corto circuito a nivel de 69 KV.....	38
3.2.2	Corrientes de cortocircuito a nivel de 13.8 KV.....	38
3.4	Resultados de la coordinación de aislamiento.	41
3.4.1	Selección de los niveles de aislamiento estándar.....	41
3.4.2	Selección de distancias en aire basadas en el BIL.....	43
3.5	Características de los descargadores de sobretensiones (Pararrayo).....	43

3.5.1	Selección de tensión de funcionamiento continuo.....	43
3.5.2	Selección de Capacidad para soportar sobretensiones temporales.....	44
3.5.3	Selección corriente nominal de descarga y clase de descarga de línea.....	45
3.5.4	Selección del margen de protección a impulsos tipo rayo.....	45
3.5.5	Selección del margen de protección a impulsos tipo maniobra	46
3.6	Parámetros de la coordinación del aislamiento de la subestación	46
3.6.1	Selección de voltajes a frecuencia industrial.....	46
3.6.2	Selección de distancias mínimas de fuga en aislamientos a nivel de 69 y 13.8 KV.....	47
3.6.3	Selección de sobretensiones temporales.....	47
3.6.4	Selección de sobretensiones de frente lento.....	48
3.7	Resultados obtenidos del diseño de protección contra descargas atmosféricas.....	48
3.8	Características técnicas y cálculo de cargas en transformadores de medición de acuerdo al diseño establecido.	51
3.8.1	Descripción del sistema de medición.....	51
3.8.2	Transformador de 60:5 A.....	52
3.8.3	Cálculo de las cargas del transformador de 60:5 A.....	53
3.8.4	Transformador de 300:5 A.....	54
3.8.5	Cálculo de las cargas del transformador de 300:5 A.....	54

3.9	Características técnicas y cálculo de carga de los transformadores de protección.	55
3.9.1	Transformador de 200:5 A.....	55
3.9.2	Cálculo de las cargas del transformador de 200:5 A.....	56
3.9.3	Verificación si el FLP es el adecuado para el transformador de 200:5 A.....	56
3.9.4	Transformador de protección de 300:5 A.....	58
3.9.5	Cálculo de las cargas del transformador de protección de 300:5 A.....	58
3.9.6	Verificación si el FLP es el adecuado para el transformador de 300:5 A.....	59
3.10	Resultados de la coordinación de protecciones.....	60
3.10.1	Esquema del sistema de protección.....	60
3.10.2	Criterios usados para la coordinación de las protecciones.....	61
3.10.3	Gráficas de la coordinación de las protecciones.....	63
3.10.4	Ajustes de los relés de protección.....	66
3.11	Parámetros escogidos y resultados de la malla de puesta a tierra	67
3.11.1	Parámetros de la malla de puesta a tierra.....	67
3.11.2	Cálculo de las tensiones en la malla de puesta a tierra....	68
3.12	Estructura general de la subestación	75
CAPÍTULO 4.....		77
4. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN A 69 Y 13.8 KV.		77

4.1	Transformador de Potencia 5/6.25 MVA.....	77
4.2	Interruptor de potencia en SF6	79
4.3	Seccionador tripolar para operación en grupo a 69 KV.....	80
4.4	Seccionador fusible para operación mono polar a 69 KV	81
4.5	Descargador (pararrayo) a 69KV	81
4.6	Descargador (pararrayo) de 13.8KV	82
4.7	Conductores.....	83
4.8	Transformadores de medición y protección.	84
	4.8.1 .Medición a 69 KV.....	84
	4.8.2 . Medición a 13.8 KV.....	85
	4.8.3 Protección a 69 KV.....	87
	4.8.4 Protección a 13.8 KV.....	87
	CAPITULO 5.....	89
	5. DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.....	89
	5.1 Lista general de equipos en la subestación	89
	5.2 Ubicación geográfica de la subestación.....	90
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	92
	BIBLIOGRAFÍA.....	94
	ANEXO	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Diagrama de distancias entre el descargador y el objeto a proteger	16
Figura 3.1: Diagrama del sistema.	37
Figura 3.2: Diagrama de secuencia para falla trifásica	39
Figura 3.3: Diagramas de secuencia en serie.....	39
Figura 3.4: Diagramas de secuencia en paralelo.....	40
Figura 3.5: diagrama de secuencia (+) y (-) en paralelo	40
Figura 3.6: Esquema de protección	62
Figura 3.7: Coordinación de las protecciones vistas a nivel de 69 KV para la alimentación de la subestación por medio de breaker de poder.....	63
Figura 3.8: Coordinación de las protecciones vistas a nivel de 13.8 KV para la alimentación de la planta	65
Figura 3.9: Malla de puesta a tierra	66
Figura 5.1: Ubicación de la Planta de tratamiento de agua	90
Figura 5.2: Ubicación de la subestación	91

CAPÍTULO 1

1. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN.

Este capítulo describirá los precedentes que acaecen para el desarrollo de una subestación eléctrica y cuál es el tratamiento que debe tener cada uno de sus componentes, justificando así los recursos y modelos planteados en este proyecto.

1.1 Antecedentes.

El proceso de potabilización consiste en filtrar y desmineralizar el agua y de esta manera hacerla apta para el consumo humano. La potabilización, por lo general, se realiza en aguas originadas en manantiales naturales y en aguas subterráneas.

Un sistema para poder tratar el agua es el uso de sistemas naturales de depuración, este procedimiento elimina las sustancias contaminantes en las aguas residuales a través de componentes naturales, sin la necesidad de utilizar algún aditivo químico durante este proceso. Este sistema es muy sencillo y simple para el tratamiento de agua.

En Ecuador también se aplica esta técnica de depuración natural para el procesamiento de agua. En la ciudad de Cuenca se encuentra la planta de tratamiento de agua "Ucubamba", así mismo en la ciudad de Riobamba esta la planta de tratamiento de agua llamada "La Libertad" ubicada en el sector vía a San Luis.

En cada ciudad las empresas de agua potable junto con la municipalidad se encargan de la construcción de plantas de tratamiento de agua, ya que es indispensable para poder ser distribuida a la población. La ciudad de Guayaquil cuenta con plantas de tratamiento y pre-tratamiento de aguas, sin embargo se encuentra en la necesidad de construir nuevas plantas para su abastecimiento.

En el sector sur de la ciudad de Guayaquil se conoce que la empresa privada de agua potable de Guayaquil está efectuando estudios de construcción de

una planta de tratamiento de agua que tendrá como objetivo el procesamiento de aguas lluvias y saneamiento de aguas subterráneas.

1.2 Justificación.

El diseño de la subestación fue concebido como una parte del proyecto de creación para una nueva planta de tratamiento de aguas para la ciudad de Guayaquil en la zona sur de la ciudad. Como su nombre lo indica esta subestación, que se conectará a nivel de 69 KV de la línea Songa, proveerá de energía eléctrica a la planta.

El diseño de la subestación toma como base el análisis de la proyección de carga realizada en el tercer capítulo, regida por el Arconel (antiguo Conelec) mediante regulación 001/14, la cual indica que para cargas eléctricas mayores a 1 MVA será necesario abastecer dicha carga por medio de una subestación eléctrica a nivel de voltaje 69 KV.[1]

Se establecerá una capacidad máxima para la subestación de acuerdo al estudio de proyección de carga para el lapso de los próximos 15 años, con lo que se planea abastecerla de energía eléctrica dentro de dicho periodo. Como beneficio adicional la conexión directa a la línea Songa, perteneciente al proyecto subestación Songa, otorgará a la empresa una mejora en cuanto a calidad y confiabilidad de energía eléctrica que recibe.

1.3 Objetivos.

En este punto se detallan tanto objetivos generales como específicos

1.3.1 Objetivos Generales.

- Diseñar una nueva subestación eléctrica que sea capaz de abastecer la necesidad de carga de una planta de tratamiento de agua.

1.3.2 Objetivos Específicos.

- Determinar la capacidad de la subestación.
- Identificar las ventajas de realizar una subestación propia para la planta.

- Realizar un estudio de aislamiento en redes eléctricas en la subestación.
- Analizar las diferentes corrientes de carga y fallas de cortocircuito del sistema a tratar.
- Seleccionar los equipos de medición y protección a partir de las características de diseño de la subestación.
- Diseñar el sistema de puesta a tierra adecuado para la protección de los equipos y personal a trabajar en la subestación.

1.4 Metodología.

Para el desarrollo del proyecto, primero debemos describir la estructura que se seguirá:

- Establecer el marco de referencia a utilizar.
- Establecer la demanda actual y realizar una proyección a futuro de la planta de tratamiento de agua.
- Definir la capacidad de la subestación.
- Determinar el esquema general de la subestación.
- Presentar los estudios eléctricos realizados:
 - ✓ Análisis de corto circuito.
 - ✓ Coordinación de aislamiento.
 - ✓ Protección contra descargas atmosféricas.
 - ✓ Selección de transformadores de medición y protección.
 - ✓ Coordinación de protecciones.
 - ✓ Sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas.
- Especificaciones de la subestación.
- Planos generales de la subestación.

CAPÍTULO 2

2. MARCO DE REFERENCIA

En esta sección se describirán las características necesarias para implementación de una subestación eléctrica.

2.1 Referencias para los estudios.

Este capítulo abarcará la información que se necesita consultar para los estudios del diseño de la subestación de una planta de tratamiento de agua.

2.2 Criterios para Coordinación de aislamiento.

Los distintos niveles de aislamiento necesarios para la implementación de una subestación se describen a continuación.

2.2.1 Niveles de aislamientos estándares

La norma IEEE 1427 estandariza los valores de voltaje máximo (U_S), como se muestra en la Tabla 1, la cual presenta además del BIL (Nivel básico de aislamiento), los valores de voltaje soportado. En algunos casos para un determinado U_S se muestran dos o más voltajes soportados, y dos o más BIL, esto quiere decir que cualquiera de ellos se considera válido de acuerdo a la norma.

Los valores del BIL se deben seleccionar de acuerdo a las necesidades del sistema, y a las condiciones climáticas del sitio donde se ubicará la subestación.

No se muestran los valores de BSL (Nivel básico de conmutación), ya que las sobretensiones producidas por conmutación de disyuntores, no se consideran apreciables para voltajes inferiores a 242 KV, estos voltajes se aprecian en la tabla 1 presentada a continuación.

Voltaje máximo del sistema (fase - fase) U_m KV,rms	Voltaje Soportado a 60 Hz (fase-tierra) KV,rms	BIL (fase - tierra) KV, pico
1.2		30
		45
5		60
		75
15	34	95
		110
26.2	50	150
36.2	70	200
48.3	95	250
72.5	95	250
	140	350
121	140	350
	185	450
	230	550
145	185	450
	230	550
	275	650
169	230	550
	275	650
	325	750
242	275	650
	325	750
	360	825
	395	900
	480	975
		1050

Tabla 1 Voltajes soportados estándares para $1 \text{ KV} \leq U_m \leq 242 \text{ KV}$. [3]

2.2.2 Distancias en aire basadas en BIL

A nivel de 69 KV y 13.8 KV las distancias en aire entre elementos con potenciales de voltaje distintos de cero, serán determinadas basadas en el BIL. Esto indica que no discrimina entre las sobretensiones de frente rápido de fase-tierra y las de fase-fase, ya que estos últimos rara

vez superan a las primeras. De todas formas, siendo esta una disrupción entre fases menos deseable que una de fase-tierra, puede adoptarse una medida conservadora.

Esta medida incluye, sobredimensionar el valor de distancia de fase a tierra en un 10% para la distancia entre fases, donde S es la distancia de holgura proveniente de la relación entre el BIL y un valor constante de 526.

$$S = \frac{BIL}{526} \quad (2.1)$$

Los resultados de despeje mínimo de fase-tierra y los de Nivel de tensión soportada a impulsos tipo rayo se presentan en la tabla 2 y 3 respectivamente:

BIL Básico KV, pico	Despeje mínimo de fase-tierra (mm)
30	57
45	86
60	115
75	145
95	180
110	210
150	285
200	380
250	475
350	665
450	855
550	1045
650	1235

Tabla 2 Distancias eléctricas mínimas recomendadas para subestaciones aisladas en aire al variar las condiciones de choque de rayo [3]

Nivel de tensión soportada a impulsos tipo rayo KV	Espacio mínimo (mm) Barra – Estructura
20	60
40	60
60	90
75	120
95	160
125	220
145	270
170	320
200	380
250	480
325	630
380	750
450	900
550	1100
650	1300
750	1500

Tabla 3 Correlación entre las tensiones soportadas a impulsos tipo rayo y distancias al aire mínimas [2]

2.2.3 Descargadores de sobretensiones (Pararrayos)

Las características que debe cumplir un pararrayos para proteger un conjunto de equipos en un punto del sistema son:

- a) Corriente nominal y clase de descarga de línea. La elección de la corriente nominal de descarga del pararrayos es un criterio de diseño que determina las características básicas de la misma.
- b) Adecuación del pararrayos al sistema. El pararrayos debe ser capaz de soportar permanentemente la tensión del sistema (determinación de U_c) y las sobretensiones temporales que se presenten durante la duración máxima que puedan tener (determinación de TOV_c). Asimismo, debe tener una línea de fuga mínima para evitar que se produzcan contorneos.
- c) Selección de las características de protección. El pararrayos debe limitar el valor de las sobretensiones que pueden aparecer en el

sistema por debajo de los límites que son capaces de soportar los equipos a los cuales protegen. Se definen unos márgenes de protección frente a impulsos tipo rayo y maniobra que debe garantizar el pararrayos. [6]

Finalmente indicar que los pararrayos suelen instalarse en zonas estratégicas del sistema que permiten mantener una correcta calidad del servicio.

- **Tensión asignada o nominal**

La tensión nominal en un pararrayos es el valor eficaz de la tensión a frecuencia industrial permitida entre los terminales del equipo para él que está previsto un funcionamiento adecuado en condición de sobretensión temporal establecida en las prácticas de funcionamiento según UNE-EN 60099-4. [6]

Según estas prácticas, la tensión nominal está en función del valor eficaz máximo de tensión a frecuencia industrial que es capaz de soportar durante 10 seg, después de haber sometido al pararrayos a impulsos de corriente de larga duración.

Esto se presenta en la tabla 4 mostrada a continuación:

Gamas de tensión asignada (Kv eficaces)	Escalones de tensión asignada (Kv eficaces)
3 – 30	1
30 – 54	3
54 – 96	6
96 – 288	12
288 – 396	18
396 – 756	24

Tabla 4 Escalones de tensiones asignadas normalizados [6]

- **Tensión de funcionamiento continuo**

La tensión de funcionamiento continuo (U_c) en un pararrayo es la cantidad máxima admisible de tensión eficaz a frecuencia industrial que se puede adaptar por un largo periodo de tiempo a los terminales de un pararrayo.

El pararrayo debe ser apto para soportar la tensión máxima del sistema en condiciones de aprovechamiento. Por tanto, el valor para la tensión de funcionamiento continuo del pararrayo (U_c) debe ser superior que el valor de la tensión máxima del sistema (U_s). [6]

El pararrayo es instalado de fase-tierra, su tensión de funcionamiento permanente debe calcularse con las siguientes formulas:

$$U_c \geq \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (2.2)$$

$$U_s = U_n + 5\% * U_n \quad (2.3)$$

- **Capacidad para soportar sobretensiones temporales**

La disposición del pararrayo de aguantar sobretensiones temporales TOV_c es el valor vigente de la máxima sobretensión temporal a frecuencia industrial que es idóneo para soportar en sus terminales durante cierto tiempo. Por lo general, los productores brindan graficas con la variación del TOV_c para varios valores de tiempo. Como referencia suelen presentarse valores de TOV_c para 1 seg y 10 seg.

En el evento de que ocurran sobretensiones temporales en el sistema, las protecciones usuales deben tener la capacidad de disipar estas fallas en un corto tiempo (normalmente inferior a 1 seg). Los pararrayos son aptos para limitar grandes tensiones, cuya duración sea de unos pocos microsegundos. Sin embargo, las sobretensiones temporales, al tener una extensión mucho mayor (desde algunos milisegundos hasta varios segundos), requieren de una disipación energética mucho

mayor. Un pararrayos es adecuado para aguantar estas sobretensiones, hasta el momento en que funcionen las protecciones adecuadas. Además, por la magnitud de la sobre tensión, el mismo pararrayo restringirá su valor, al estar dentro de la zona de descarga.

Para confrontar distintas cantidades de la magnitud y duración de las distintas sobretensiones temporales con respecto a la capacidad del pararrayo para soportarlas, se suele transformar cada una de ellas a una amplitud equivalente (U_{eq}) para una durabilidad de 10 seg:

$$U_{eq} = U_t * \left(\frac{T_t}{10}\right)^m \quad (2.4)$$

De esta forma la capacidad del pararrayo de aguantar sobretensiones temporales TOV_c durante 10 seg debe ser mayor a la sobretensión temporal representativa equivalente para 10 seg (U_{eq}): [6]

$$TOV_c(10 \text{ seg}) \geq U_{eq} \quad (2.5)$$

La cantidad de sobretensión máxima que debe presentarse en un sistema para una falla a tierra U_t es:

$$U_t = \frac{k*U_s}{\sqrt{3}} \quad (2.6)$$

En relación al tipo de conexión de neutro, la magnitud de la sobretensión temporal por una falla a tierra puede alcanzar distintas cantidades, donde el valor de k es tomado de la tabla 5 presentada a continuación.

Conexión del neutro	K
Neutro rígido a tierra	$k \leq 1.4$
Neutro no rígido a tierra	$1.4 \leq k \leq 1.73$
Neutro aislado	$1.73 \leq k \leq 1.9$

Tabla 5 Valores característicos del factor k en función del tipo de conexión de neutro del sistema [6]

- **Corriente nominal de descarga y clase de descarga de línea**

Por lo general, es denominada corriente de descarga la onda que circula a través del pararrayo cuando está dentro de la zona de descarga o alta descarga. La corriente nominal de descarga (I_n) en un pararrayo es el valor de cresta del impulso tipo rayo ($8/20\mu s$) que se emplea para designar al pararrayo.

En pararrayos de 10 y 20 KA se fija la clase de descarga de línea como la capacidad del pararrayo para desvanecer la energía que corresponde a la descarga de una línea precargada. Existen cinco clases de descargas normalizadas presentadas en la tabla 6: clases 1, 2 y 3 para pararrayo de 10 KA, y clases 4 y 5 para los de 20 KA de corriente nominal.

Tensión nominal del sistema U_n	Tensión máxima del sistema U_s	Clasificación de pararrayos (I_n)					
		5 [KA]	10 [KA]			20 [KA]	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n \leq 66$ [Kv]	$U_s \leq 72.5$ [Kv]	x	x	x			
66 [Kv] < $U_n \leq 220$ [Kv]	72.5 [Kv] < $U_s \leq 245$ [Kv]			x	x		
220 [Kv] < $U_n \leq 380$ [Kv]	245 [Kv] < $U_s \leq 420$ [Kv]				x	x	
$U_n > 380$ [Kv]	$U_s > 420$ [Kv]					x	

Tabla 6 Valores habituales de corrientes nominales de descarga (I_n) y clase de descarga de línea en función de la tensión nominal (U_n) del sistema. [6]

- **Margen de protección a impulsos tipo rayo**

El límite de protección a impulsos tipo rayo en pararrayos es el cociente de la tensión soportada a impulsos tipo rayo de los equipos a proteger (LIW, Lightning Impulse Withstand Level) con el nivel de protección a impulsos tipo rayo del pararrayos (U_{pl}):

$$\text{Margen de protección a impulsos tipo rayo} = \frac{LIW}{U_{pl}} \quad (2.7)$$

Cuanto menor sea el nivel de (U_{pl}), más separada estará la tensión residual LIW y más grande será el margen de protección. [6]

- **Margen de protección a impulsos tipo maniobra**

El límite de protección a impulsos tipo maniobra de un pararrayos es el cociente de la tensión soportada a impulsos tipo maniobra de los equipos a proteger (SIW, Switching Impulse Withstand Level) con el nivel de protección a impulsos tipo maniobra del pararrayos (U_{ps}): [6]

$$\text{Margen protección impulsos tipo maniobra} = \frac{SIW}{U_{ps}} \quad (2.8)$$

2.2.4 Coordinación del aislamiento de la subestación

Este análisis contiene la determinación de las sobretensiones (de cualquier tipo de origen) que podrían estresar el aislamiento, y la fortaleza eléctrica que deben tener los equipos que se vayan a instalar en la subestación. Todo esto basado en aceptables márgenes de protección para los equipos involucrados.

La norma IEC 60071-2 nombra cuatro pasos importantes para realizar este estudio:

- 1) Determinación de las sobretensiones representativas del sistema (U_{rp}).
- 2) Determinación de los voltajes soportados de coordinación (U_{cw}).
- 3) Determinación de los voltajes soportados requeridos (U_{rw}).
- 4) Determinación de los voltajes soportados estándares (U_w). [2]

- **Determinación de sobretensiones representativas del sistema**

Las sobretensiones representativas son valor a considerar en la implementación de una subestación eléctrica, las cuales describiremos a continuación.

- **Voltajes a frecuencia industrial**

El voltaje referencial a frecuencia industrial (60Hz), será el máximo permitido en condiciones normales por el sistema. Para este caso, seguiremos la regulación No. CONELEC 004/01 (Consejo Nacional de Electricidad), dónde se fija la máxima variación del voltaje en sus distintos niveles para distribución.

A nivel de 69 KV la máxima variación permitida actualmente es del $\pm 7\%$ de línea a línea. Esto a un futuro cercano se piensa cambiar, ya que, a este nivel, solo se permitiría hasta un $\pm 5\%$ de variación.

A nivel de 13.8 KV, el reglamento del CONELEC permite hasta un $\pm 10\%$ de variación del voltaje máximo del sistema. [4]

- **Distancias mínimas de fuga en aislamientos a 69 y 13.8 KV**

De acuerdo a la norma IEC 60071-2 la distancia de fuga del aislamiento será determinada por el nivel de contaminación del ambiente. Estos niveles van de menor a mayor (I al IV), y se los denominan: ligero, medio, fuerte y muy fuerte. La descripción de cada uno de los niveles se puede revisar en la tabla 1 de la norma antes mencionada. [2]

- **Sobretensiones temporales**

Esta clase de sobretensiones se presentan cuando en el sistema acaecen: fallas de una fase a tierra, rechazos de carga, ferro resonancia o sincronización incorrecta. Estas tensiones pueden ser de una gran duración, que están por el orden de los miles de segundos hasta los milisegundos.

En el caso de las fallas de una fase a tierra, un agente relevante dentro del cálculo de las sobretensiones temporales, es el factor de falla a tierra (k). Este reconoce la forma de la conexión empleada para la tierra en el neutro, y de las relaciones X_0/X_1 , R_1/X_1 y R_0/X_1 (relaciones entre las impedancias equivalentes del sistema). El valor de k adecuado para el nivel de voltaje de 69 KV es de 1.8 y así el de 13.8 KV es de 1.4. Lo habitual, es que para un sistema con un k menor a 1.4, se considera como un sistema sólidamente aterrizado.

En el caso de la carga rechazada, los factores que pueden influenciar un aumento del voltaje son: La distancia que separa a la subestación de las fuentes del sistema, la configuración de la red, las características de la fuente de energía y el tamaño de la carga perdida.

De acuerdo a esto se puede calcular las sobretensiones representativas (U_{rp}) mediante la ecuación presentada, y representará al peor caso que se pudiera dar para este voltaje. [2]

$$U_{rp} = k \times \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (2.9)$$

➤ **Sobretensiones de frente lento.**

Este tipo de sobretensión se presenta principalmente durante la conmutación de interruptores. Tiene un tiempo de duración entre 20 μ s a 5000 μ s. Las sobretensiones de este tipo, cuando no se aplican descargadores, se caracterizan por el valor U_{e2} , su desviación estándar y su truncado. U_{e2} , es el valor de sobretensión de frente lento que tiene una probabilidad del 2% de ser sobrepasado.

Para hallar el valor de U_{e2} se debe simular conmutaciones de interruptores, y obtener la distribución de probabilidad para esta prueba (Normal o Weibull). No se profundizará más en este aspecto, ya que la misma norma determina que en caso de existir descargadores (pararrayo), el nivel de protección del mismo para conmutación de interruptores (U_{ps}), será quien determine el voltaje característico para este caso. [2]

➤ **Sobretensiones de frente rápido**

Este tipo de sobretensión es causado por: descargas directas de rayos sobre conductores de fase, un “back flashover” (descarga desde un elemento aterrizado a un conductor producida por un rayo), o por inducción de rayos caídos a tierra en la cercanía de un conductor. Este tipo de sobretensión se representa por la forma de onda normalizada para impulsos producidos por rayos (1,2/50µs).

De acuerdo a la norma IEC 60071-2 las sobretensiones de este tipo en una subestación dependen de los siguientes parámetros:

- La respuesta de las líneas sobre las cuales cae la descarga atmosférica.
- El diseño de la subestación, tamaño y de manera particular el número de líneas conectadas a la misma.
- El valor instantáneo del voltaje en la subestación al momento del impacto del rayo.

Para este caso, la sobretensión representativa es dependiente del nivel de protección del descargador ante descargas atmosféricas (U_{pl}). La norma IEC 60071-2 propone el siguiente método simplificado para calcular la sobretensión representativa (U_{rp}): [2]

Para valores de $U_{pl} \geq 2ST$

$$U_{rp} = U_{pl} + 2 * S * T \quad (2.10)$$

Para valores de $U_{pl} \leq 2ST$

$$U_{rp} = 2U_{pl} \quad (2.11)$$

$$T = \frac{L}{c} \quad (2.12)$$

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 \quad (2.13)$$

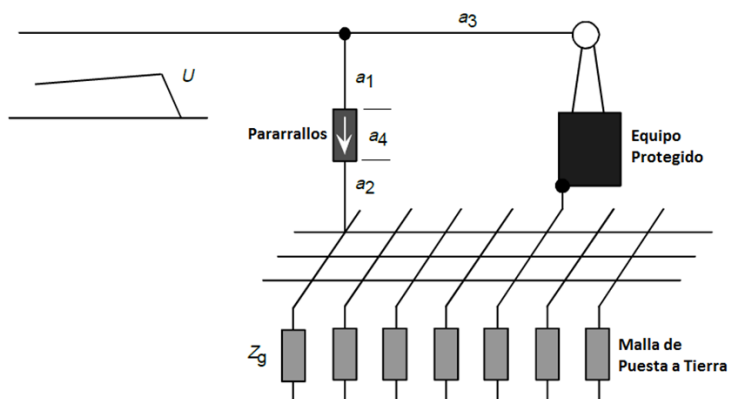


Figura 2.1: Diagrama de distancias entre el descargador y el objeto a proteger [2]

Debido a la dificultad para hallar S , la norma IEC 60071-2 propone un método simplificado donde definen la sobretensión representativa de frente rápido. La fórmula del mismo se muestra a continuación.

$$S_{rp} = \frac{1}{K_{co}(L_{sp} + L_t)} \quad (2.14)$$

Véase también:

$$L_t = \frac{R_t}{R_{km}} \quad (2.15)$$

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_t)} \quad (2.16)$$

$$A = \frac{2}{(K_{co} c)} \quad (2.17)$$

Para el valor de A la norma IEC60071-2 presenta una obtención sencilla de acuerdo a la tabla F.2 en la página 185.

La norma IEC también indica que el método simplificado permite saltarse la determinación de los voltajes soportados de coordinación (U_{CW}). Esto sin que afecte a los resultados finales de la coordinación del aislamiento. [2]

- **Determinación de los voltajes soportados de coordinación**

Para la implementación de una subestación es primordial el voltaje para el cual se debe coordinar el sistema de protección y este se describe a continuación.

- **Voltajes de coordinación a frecuencia industrial y sobretensiones temporales**

La norma IEC 60071-2 describe que los voltajes soportados requeridos pueden ser iguales a las amplitudes de sobretensión representativa, ya que aplican las mismas ecuaciones. [2]

- **Voltaje de coordinación para sobretensiones de frente de onda lento**

Existen dos métodos para calcular este voltaje: el determinista y el estadístico. Si se utiliza el método estadístico, la norma indica que existe un método simplificado. En este caso, la misma norma indica que el método simplificado no es aplicable cuando se utilizan pararrayos. Debido a esto se utilizará el método determinista, para el cual utilizaremos ecuaciones presentadas en la norma IEC 60071-2.

En el caso del método determinista, se usa el denominado factor K_{cd} . El cual se obtiene de la figura 6 de la norma IEC 60071-2, página 77.

Para este caso, la norma IEC 60071-2, indica que el voltaje soportado de coordinación (U_{cw}) será igual a:

$$U_{cw} = K_{cd}U_{rp} \quad (2.18)$$

- **Coordinación para sobretensiones de frente de onda rápido**

Para este caso solo se necesita reemplazar en las ecuaciones previamente descritas, el término U_{cw} por U_{rp} y L_t por L_a . Así tenemos:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{(L_{sp} + L_a)} \quad (2.19)$$

Donde:

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (2.20)$$

- **Determinación de los voltajes soportados requeridos**

Conociendo los valores de los voltajes soportados para coordinación, los cuales habrían sido evaluados en condiciones atmosféricas normales, lo cual no siempre se da, a estos se les debe aplicar un factor de corrección, para obtener valores más ajustados a la realidad.

El factor K_a depende principalmente de la altura. Este factor pasa a ser influyente a partir de los 1000 mts de altura, que no es el caso de esta subestación, ya que está a nivel del mar. Por ello se puede considerar que es igual a 1.

El factor K_s tiene el efecto de corregir el valor de coordinación ante los siguientes casos:

- Envejecimiento del aislamiento.
- Diferencias entre las condiciones en que fueron hechas las pruebas de fábrica y las de montaje del equipo.
- Inexactitudes al momento de determinar las tensiones soportadas de coordinación.

La norma IEC 60071-2 para este caso da los siguientes valores:

$K_a = 1.05$ para el aislamiento externo.

$K_s = 1.15$ para el aislamiento interno. [2]

$$U_{rw} = U_{cw} \times K_a \times K_s \quad (2.21)$$

- **Determinación de los voltajes soportados estándares**

Finalmente en este paso se deben escoger los valores normalizados para el aislamiento (U_w). La norma IEC 60071-2 indica que los valores para

sobretensiones temporales y sobretensiones de frente rápido representativas del sistema, deben ser comparados con el de estas sobretensiones normalizadas. Los valores normalizados fueron descritos en la sección 2.2.1 del presente documento, y seleccionados de manera referencial.

Los voltajes soportados requeridos para sobretensiones de frente lento, en este caso, deben ser convertidos a un equivalente de los valores de sobretensiones temporales y sobretensiones de frente rápido. Esto se hace para poder compararlos con los valores soportados requeridos para sobretensiones temporales y de frente rápido. La conversión solo se aplicará a nivel de 69 KV puesto que, a nivel de 13.8 KV se considera menor la influencia de este tipo de sobretensiones.

Para realizar la conversión de sobretensiones de frente lento a sobretensiones temporales, debemos aplicar los siguientes factores: $0.6 + U_{rw}/8500$ (fase-tierra) y $0.6 + U_{rw}/12700$ (fase-fase), para aislamientos externos o 0.5 para aislamientos internos (en aceite).

Para realizar la conversión de sobretensiones de frente lento a sobretensiones de frente rápido, debemos aplicar los siguientes factores: $1.05 + U_{rw}/6000$ (fase-tierra) y $1.05 + U_{rw}/9000$ (fase-fase), para aislamientos externos o 1.10 para aislamientos internos (en aceite).

2.3 Protección contra descargas atmosféricas

La protección contra descargas atmosféricas representa un punto importante en el diseño de una subestación por lo que se describen a continuación.

2.3.1 Diseño de protección

El presente diseño de protección contra descargas atmosféricas está basado en el Modelo Electro-Geométrico [6] (EGM por sus siglas en inglés). Se diferencia de los modelos de diseño clásicos en que no utiliza ángulos fijos de protecciones ni curvas de distancias de

protección empíricas. Entre las principales consideraciones del modelo están las siguientes:

- Las descargas se asumen perpendiculares en su punto de incidencia.
- Se obtienen distancias diversas de descarga para distintos niveles de voltaje, diferenciando mástiles, conductores de energía eléctrica y el suelo.
- Se puede asumir una corriente de descarga promedio de 24 KA.
- Este modelo no se restringe a una forma específica de la ecuación de distancia de descarga.

Se necesitan introducir algunas relaciones adicionales previas a la aplicación del Modelo Electro-Geométrico. Tal es así que estas relaciones toman en cuenta los valores críticos de BIL y CFO (Negative Polarity Impulse Critical Flashover). La ecuación que los agrupa es:

$$I_s = \frac{2.2*BIL}{Z_s} \quad (2.22) \quad \text{o} \quad I_s = \frac{2.068*CFO}{Z_s} \quad (2.23)$$

Esta relación para obtener I_s requiere un estudio detallado de los componentes de protección atmosférica para la obtención de la impedancia Z_s .

La evaluación práctica del Modelo Electro-Geométrico es concebida mediante el método de la Esfera Rodante. Tal método permite realizar el estudio gráfico que revele los volúmenes protegidos cuando existan corrientes de descarga menores a I_s , iguales a I_s y mayores a I_s .

Como conclusión general, puede sostenerse que una protección basada en el valor de I_s será apropiada tanto para corrientes de descarga iguales o mayores a I_s .

En cambio, cuando existan corrientes de descarga menores a I_s será necesario reconsiderar su selección, teniendo como referencia el mínimo valor de nivel de aislamiento de los equipos de la subestación. Esto asegura que una descarga directa en el equipo cuyo valor sea menor que I_s no lo dañe.

El radio de la esfera utilizada en el método será igual a la distancia de descarga S dado por la siguiente relación:

$$S = 8 * K * I_s^{0.65} \quad (2.24)$$

Además de las relaciones expuestas en las ecuaciones 2.22 y 2.23 la magnitud de la corriente de descarga también puede obtenerse de la relación probabilística:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{24}\right)^{2.6}} \quad (2.25)$$

Esta relación considera una corriente de descarga promedio de 24kA para descargas a tierra, según las mejores correlaciones obtenidas en observaciones en el campo. Una corriente de descarga que exceda 2 kA tiene una probabilidad de 99.8 % de caer en estructuras de protección de una subestación según la relación expuesta. Corrientes de descarga más altas tienen probabilidades más bajas de atacar una subestación. Un diseño no puede proteger al 100% contra cualquier magnitud de descarga, pero puede asegurar una protección confiable con una corriente promedio debidamente justificada.

Habiendo obtenido los radios de las esferas, el método hace recorrer la esfera (o las esferas) por encima de todas las estructuras de la subestación. La condición ideal de protección encierra todos los equipos de potencia dentro del volumen creado por el recorrido de las esferas. Sin embargo, en la mayoría de los casos existen equipos que no están totalmente protegidos y se debe llegar a un consenso entre la

disposición de los mismos y sus estructuras, de forma que el proyecto sea económicamente viable asegurando una adecuada protección. Generalmente los llamados 'puntos débiles' no están totalmente desprotegidos, ya que la probabilidad de incidencia en tales puntos es baja. Una protección del 95% es suficientemente adecuada en la práctica.

2.4 Selección de transformadores de medida y protección.

Los medidores de medición y de protección representan un punto indispensable en el sistema de protecciones, por tanto, deben ser calculados con precisión, como se detalla en los puntos descritos a continuación.

2.4.1 Condiciones para el cálculo del burden para transformadores de medición

La precisión seleccionada para todos los transformadores de corriente para medición será de 0.2 estos deberán cumplir con la norma IEC 60044-1 relacionados a instrumentos de medida.

La norma IEC 60044-1 indica que la precisión se garantizará como 0.2, siempre y cuando se cumpla lo siguiente:

- La carga total de los elementos que conforman el sistema de medición, se debe encontrar entre el 25% al 100% del burden nominal de los transformadores de corriente.
- La corriente circulante por el primario, debe estar dentro de los límites mostrados en la tabla 1 de la norma IEC 60044-1 para obtener una precisión deseada.

Es decir, la precisión entregada por los transformadores de corriente estará en un porcentaje de error de 0.2, el cual se presenta en la tabla 7. [7]

PRECISIÓN	± PORCENTAJE DE ERROR DE CORRIENTE RELACIONADO AL PORCENTAJE DE CORRIENTE DE CARGA				± DESPLAZAMIENTO DE FASE RELACIONADO AL PORCENTAJE DE CORRIENTE DE CARGA							
					MINUTOS				CENTIRADIANES			
% DE CARGA	5%	20%	100%	120%	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5	0.45	0.24	0.15	0.15
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30	2.7	1.35	0.9	0.9
1.0	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60	5.4	2.7	1.8	1.8

Tabla 7: Límites de error para corriente y desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición (clases desde 0.1 a 1) [7]

Para los transformadores de voltaje, la norma IEC 60044-2, indica que la precisión debe ser la siguiente:

- Los transformadores clase 3P, puede tener un 3% de error de voltaje cuando está presente el 5% del voltaje nominal, y un 6% del error de voltaje al 2% del voltaje nominal.
- Los transformadores clase 6P, puede tener un 6% de error de voltaje cuando está presente el 5% del voltaje nominal, y un 12% del error de voltaje al 2% del voltaje nominal.

2.4.2 consideraciones especiales para el cálculo del burden en transformadores de protección

La precisión seleccionada para todos los transformadores de corriente para protección será de 5P20 como mínimo. Estos deberán cumplir con la norma IEC 60044-1, y los requerimientos de los equipos de protección a los cuales estarán conectados.

La norma IEC 60044-1 indica que la precisión se garantizará hasta con una corriente igual al factor límite de precisión (FLP) x corriente nominal del primario del TC (I_{pn}). Las precisiones para transformadores de corriente para protección se muestran en la tabla 2.8.

PRECISIÓN	ERROR EN LA CORRIENTE EN PORCENTAJE DE LA CORRIENTE PRIMARIA %	DESPLAZAMIENTO DE FASE EN EL VALOR NOMINAL DE CORRIENTE PRIMARIA		Error compuesto en el valor de ALF x In %
		MINUTOS	CENTIRADIANES	
5P	± 1	± 60	± 1.8	5
10 P	± 3	-	-	10

Tabla 8: Límites de error para corriente y desplazamiento de fase para transformadores de corriente para protección [7]

2.5 Coordinación de protecciones

Los puntos para la coordinación de protecciones se detallan a continuación.

2.5.1 Coordinación de protecciones para la subestación.

La coordinación de protecciones tiene la finalidad de proteger el sistema de manera eficaz evitando disparos no deseados de interruptores (o quema de fusibles) durante algún evento que suceda en la red. Entre las operaciones erróneas que puede ocasionar una mala coordinación, tenemos:

- 1) Operación de las protecciones en zonas no afectadas por una falla.
- 2) Operación de las protecciones durante la conexión de transformadores.
- 3) Operación de las protecciones durante arranques de motores.
- 4) Operación de las protecciones durante la inserción de banco de capacitores.
- 5) No operación de las protecciones de respaldo ante la falla de una protección principal.

Los puntos del 1 al 4 tienen como consecuencia la pérdida del servicio eléctrico de manera innecesaria. En cuanto al punto 5 podría ocasionar daños de algún equipo y/o elemento de la red. Todo esto, se evitaría con una buena coordinación de las protecciones.

2.6 Sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas

El sistema de puesta a tierra es el que se encarga de disipar las corrientes parasitas y de sobretensión que se produzcan por cualquier tipo de falla por lo que su precisa implementación se presenta a continuación.

2.6.1 Metodología para el diseño de la malla de puesta a tierra

Los principales pasos a desarrollar dentro de un diseño de mallas de tierra son presentados a continuación:

- 1) Obtención y proceso de las medidas de campo.
- 2) Obtención de las tensiones de paso y toque máximos que se puedan producir.
- 3) Hacer un diseño Preliminar (Obtención de valores aproximados de resistencia).
- 4) Cálculo de la máxima corriente que debe disipar la malla.
- 5) Dimensionar el conductor (calibre).
- 6) Determinar las tensiones de paso y de toque reducidas.
- 7) Si los valores calculados se encuentra dentro de las normas aceptadas, el diseño queda terminado.

2.6.2 Aspectos básicos para el diseño de una malla

Para realizar el diseño de una malla de puesta a tierra hay que establecer las ideas y conceptos básicos, los siguientes puntos pueden servir como directrices para iniciar un diseño típico de malla de puesta a tierra:

- Un lazo de conductor continuo debe rodear el perímetro para encerrar tanta área como sea práctico. Esta medida ayuda a evitar la alta concentración de corriente y, por lo tanto, los altos gradientes tanto en la cuadrícula como en zonas cercanas a los extremos de los cables que sobresalen. Encerrando más área también reduce la resistencia de la rejilla de puesta a tierra.

- Dentro del lazo, los conductores suelen apilarse en líneas paralelas y, cuando sea posible, a lo largo de las estructuras o filas de equipos para proporcionar conexiones a tierra cortas.
- Un sistema de red típico para una subestación puede incluir conductores 4/0 de cobre desnudo enterrados desde 0.3 hasta 0.5 mts por debajo de la superficie, espaciados 3-7 mts de distancia, en un patrón de cuadrícula. En las conexiones cruzadas, los conductores estarían unidos firmemente entre sí. Las varillas de tierra pueden estar en las esquinas de la red y en las uniones a lo largo del perímetro. Las varillas de tierra también se pueden instalar en los equipos principales, especialmente descargadores de sobretensión cercanos. En múltiples capas de alta resistividad o suelos, puede ser útil el uso de varillas más largas o barras instaladas en los puntos de unión adicionales.
- Este sistema de red se extendería por toda la subestación y, a menudo más allá de la línea de la cerca. Múltiples conexiones a tierra o conductores de mayor tamaño pueden generar altas concentraciones, que pueden afectar su funcionamiento, como en una conexión de neutro a tierra de generadores, baterías de condensadores o transformadores.[15]

2.6.3 Definiciones de fórmulas utilizadas

Las definiciones presentadas son los puntos primordiales para el correcto diseño de la malla de puesta a tierra.

➤ Factor de Reducción del Terreno:

La siguiente ecuación empírica da el valor de Cs. Los valores de Cs obtenidos utilizando esta ecuación están dentro del 5% de los valores obtenidos con el método analítico ilustrado en la norma IEEE Std 80-2000. [15]

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * h_s + 0,09} \quad (2.26)$$

Donde:

h_s .- es el espesor de la capa superficial de tierra entre 0.1 y 0.15 metros.

ρ .- resistividad equivalente del terreno.

ρ_s .- resistividad de la capa superficial del terreno.

➤ **Tensión de Paso y Toque Tolerable:**

La seguridad de una persona depende de la cantidad crítica de energía de choque a ser absorbida antes de que una falla sea despejada y el sistema des-energizado. La tensión máxima de conducción de cualquier circuito en el cual se produzca una falla no debe exceder de los límites definidos en las siguientes ecuaciones. [15]

$$V_p = \frac{((1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0,157)}{\sqrt{T_c}} \quad (2.27)$$

$$V_t = \frac{((1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) * 0,157)}{\sqrt{T_c}} \quad (2.28)$$

Donde:

V_p .- tensión de paso en voltios.

V_t .- tensión de toque en voltios.

T_c .- Tiempo de despeje de la falla.

➤ **Resistencia de puesta tierra:**

La resistencia de puesta a tierra es uno de los primeros pasos para determinar el tamaño y el diseño básico de un sistema de puesta a tierra. La resistencia depende principalmente de la zona a ser ocupada por el sistema de puesta a tierra, que generalmente se conoce en la primera fase de diseño.

En el caso de una combinación de varillas y malla de puesta a tierra, se realiza una estimación ligeramente más conservadora de L_T (Longitud total del conductor de la malla de tierra), ya que las barras de tierra por lo general son más eficaces en una base por unidad de longitud, con lo que L_T será: [15]

$$L_T = L_c + 2D * \text{numero de varilla} \quad (2.29)$$

Donde:

L_c .- longitud del conductor de la malla a tierra.

D .- Espaciamiento entre conductores paralelos de la cuadrícula de la malla de puesta a tierra

Sverak amplió la ecuación original para tener en cuenta el efecto de la profundidad de cuadrícula y la dejó expresada de la siguiente manera: [15]

$$R_G = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20} * A} * \left(1 + \frac{1}{1+h*\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (2.30)$$

Donde:

A .- área de la malla de puesta a tierra.

h .- profundidad a la que se enterraran los conductores de la malla.

➤ Tensión de Toque:

Los valores de tensión de red (o toque) se obtienen como un producto del factor geométrico, K_m ; un factor de corrección, K_i , lo que explica en parte el error introducido por las suposiciones hechas al derivar K_m ; la resistividad del suelo, ρ ; y la unidad de corriente por medio de longitud enterrada efectiva del conductor de puesta a tierra (I_G/L_M)

$$v_t = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_M} \quad (2.31)$$

Donde:

I_G .- Es la máxima corriente de malla en amperios.

L_M .- Longitud efectiva de la malla enterrada en metros.

El factor geométrico K_m , es la siguiente:

$$K_m = \frac{1}{2*\pi} * \left[\ln \left[\frac{D^2}{16*h*d} + \frac{(D+2*h)^2}{8*D*d} - \frac{h}{4*d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi*(2*n-1)} \right] \right] \quad (2.32)$$

Donde:

h .-Es la profundidad a que se enterraran los conductores de la malla.

d .-Es el diámetro del conductor utilizado en milímetros cuadrados.

n .-Es el número efectivo de conductores en paralelo en una cuadrícula.

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro, o mallas con varillas de tierra en las esquinas de la red, así como tanto a lo largo del perímetro y en toda el área de la cuadrícula, para el cual K_{ii} y K_h serán:

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (2.33)$$

Para h_0 se utiliza 1 metro como profundidad de referencia de la cuadrícula.

El uso de cuatro componentes da forma a la rejilla, los cuales se desarrollaron en Thapar, Gerez, Balakrishnan, y blank (una referencia de la norma IEEE Std 80-2000), nos da el número efectivo de conductores en paralelo en una cuadrícula dada, n , se puede hacer aplicable a mallas rectangulares o irregular que representan el número de conductores paralelos de una rejilla rectangular equivalente. [15]

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad (2.34)$$

Donde:

$$n_a = \frac{2*L_c}{L_p} \quad (2.35)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4*\sqrt{A}}} \quad (2.36)$$

Y donde $n_c = n_d = 1$ para mallas de puesta tierra con forma cuadrada o rectangular.

El factor de irregularidad, K_i , que se utiliza en conjunto con el factor n anteriormente definidos y este es:

$$K_i = 0.644 + 0.148 * n \quad (2.37)$$

Para las redes sin varillas de tierra, o rejillas con sólo unas pocas barras de tierra repartidos por toda la red, pero ninguno ubicados en las esquinas o a lo largo del perímetro de la red, la longitud efectiva enterrada, L_M , es:

$$L_M = L_C + L_R \quad (2.38)$$

Donde:

L_R es la longitud total de todas las varillas de tierra en metros.

$$L_R = N * L_r \quad (2.39)$$

Donde:

L_r es la longitud de una varilla en metros.

Para una malla con varillas de tierra en las esquinas, así como a lo largo del perímetro y en toda la red, la longitud efectiva enterrada, L_M , es:

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 * \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * L_R \quad (2.40)$$

Donde:

L_1 .- Largo de la malla de tierra.

L_2 .- Ancho de la malla de tierra.

Además, el cálculo para un valor de corriente máxima de malla, se define de la siguiente manera:

$$I_G = D_f * I_g \quad (2.41)$$

Donde:

D_f .- es el factor de disminución para toda la duración del tiempo de falla, el cual se obtiene en tabla 10 de la página 85 de la norma IEEE Std 80-2000.

I_g .- es la corriente simétrica en amperios (rms) de la rejilla la cual puede expresarse de la siguiente manera:

$$I_g = S_f * I_f \quad (2.42)$$

Donde:

I_f .- es el valor eficaz de la corriente de falla a tierra simétrica en amperios.

S_f .- es el factor de división de corriente, el cual se obtiene de acuerdo a la relación que existe entre este y la resistencia de puesta a tierra, expresados en las figuras del anexo C de la norma IEEE Std 80-2000.

Y ya con la corriente máxima de falla y la resistencia de puesta a tierra podemos calcular el máximo gradiente de potencial (GPR): [15]

$$GPR = I_G * R_G \quad (2.43)$$

➤ **Tensión de Paso:**

Los valores de tensión de paso se obtienen como producto del factor geométrico, K_s ; el factor de corrección, K_i ; la resistividad del suelo, ρ ; y la corriente promedio por unidad de longitud enterrada de conductor de puesta a tierra (I_G / L_S).

$$v_p = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{L_S} \quad (2.44)$$

Para redes con o sin varillas de tierra, la longitud efectiva conductor enterrado, L_S , es:

$$L_S = 0.75 * L_C + 0.85 * L_r \quad (2.45)$$

Y K_s será:

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (2.46)$$

Al realizar todos los cálculos, obtendremos el diseño de nuestra malla de puesta tierra. [15]

CAPITULO 3

3. ESTUDIOS GENERALES REALIZADOS

En este capítulo presentan todos los cálculos a realizar para obtener las especificaciones a la que debe trabajar la subestación.

3.1 Estimación de la demanda

Para la estimación de la demanda se necesita de la carga en KW que consumirá la planta de tratamiento de agua cuando se construya y se ponga en marcha desde el primer día, para eso es necesario describir los equipos que la componen y sus capacidades, estos son presentados en las tablas 9, 10 y 11:

Cantidad	Características técnicas de los equipos de la línea de agua	Potencia (Kw)	Potencia total (Kw)
4	Agitador rápido	11,00	44,00
3	Floculadores	1,10	3,30
6	Bomba de agua de lavado	75,00	450,00
6	ventilador aire de lavado	75,00	450,00
3	Evaporadores	12,00	36,00
4	Bomba de trasvase floculante	0,75	3,00
4	Bomba de membrana	0,75	3,00
			989,30

Tabla 9: Capacidades de la línea de agua

Cantidad	Características técnicas de los equipos de la línea de lodo	Potencia (Kw)	Potencia total(Kw)
4	Bombas de recuperación	22,00	88,00
2	Válvula Motorizada lodos	0,25	0,50
2	Purgas Decantadores	0,20	0,40
6	Bomba de lodos	22,00	132,00
4	Bomba polielectrolito 1	0,75	3,00
6	Bomba sumergible	3,50	21,00
4	Bomba polielectrolito 2	0,75	3,00
4	Bomba vaciado decantador	11,00	44,00
3	Bomba polielectrolito 3	0,75	2,25
3	Bomba cuba Homogeneización	2,20	6,60
3	Agitador Homogeneización	1,10	3,30
3	Extractor alveolar	0,55	1,65
3	dosificador Volumétrico cal	0,75	2,25
4	Bomba de cal	1,10	4,40
4	Agitador cuba cal	1,50	6,00
6	Agitador cuba tampón	1,50	9,00
4	Válvula Motorizada Homogeneización	0,25	1,00
6	Espesador 1	1,10	6,60
6	Espesador 2	1,10	6,60
5	Bomba alimentación filtro prensa	1,50	7,50
5	Bomba hidráulica filtro prensa	1,50	7,50
4	Embrague Variador filtro prensa	0,25	1,00
4	Carro Lavado	0,25	1,00
5	Cintas Transportadoras	2,20	11,00
6	Bomba Lavado telas	37,00	222,00
5	Agitador Poli electrolítico	1,10	5,50
			597,05

Tabla 10: Capacidades de los equipos de la línea de Lodo

Cantidad	Características técnicas de los equipos de la línea de lodo	Potencia (Kw)	Potencia total(Kw)
4	Características técnicas de los equipos Auxiliares	11,00	44,00
3	Grupo de presión hidróforo	4,00	12,00
3	Compresores sala máquinas	4,00	12,00
4	Grupo presión varibar	0,75	3,00
4	Bomba agua laboratorio	3,00	12,00
5	Compresor Lodos	11,00	55,00
5	Ventilador neutralización	1,50	7,50
6	Agitador Neutralización	0,75	4,50
5	Bomba Neutralización	36,00	180,00
50	Vapor de mercurio alta presión	2,00	100,00
70	Lámpara halógena	1,00	70,00
180	luminaria led	0,5	90,00
			590,00

Tabla 11: Capacidades de equipos adicionales de la línea de Lodo

La capacidad total de todos los equipos que se instalarán en la planta de tratamiento de agua es de 2176 KW con un factor de potencia esperado del 92%, se estima que la capacidad total de consumo eléctrico de la planta de tratamiento de agua, cuando esta entre en funcionamiento en el 2016 sea de 2365 KVA con una capacidad de producción anual de 25'860,289.77 m³ y para el 2031 completar una producción de 57'732,489.00 m³ anuales, al incrementar el número de equipos en planta.

Como se espera un crecimiento de la planta en los próximos 15 años, debido al crecimiento poblacional y a la eficiencia del sistema de alcantarillado, se espera que la carga en la planta crezca un 5% anualmente, y llegue a ser casi el doble, como se presenta a continuación en la tabla 12.

Años	Demanda Total (KVA)
2016	2365
2017	2483
2018	2607
2019	2738
2020	2875
2021	3018
2022	3169
2023	3328
2024	3494
2025	3669
2026	3852
2027	4045
2028	4247
2029	4460
2030	4683
2031	4917

Tabla 12: Crecimiento de carga

De acuerdo a la estimación de la carga en el año 2031, se decide elegir la capacidad del transformador de la subestación de 5/6,25 MVA, con lo cual se asegura que la subestación estará en capacidad de abastecer la planta de tratamiento de agua.

3.2 Capacidad de la subestación.

Gracias al estudio de proyección de carga realizado se llegó a la conclusión de que la capacidad de la subestación será de 5 MVA y podrá alcanzar una capacidad máxima de 6.25 MVA con un margen de reserva, la cual le dará al proyecto una vida útil estimada de 15 años, dependiendo de cómo crezca la carga en la planta de tratamiento de agua. Como se indicó en la estimación de la demanda y adicionalmente nos aseguraremos el abastecimiento de energía eléctrica para esta planta durante este periodo de tiempo sin problema alguno.

Como un beneficio adicional en este proyecto se puede expresar que la conexión directa a la línea Songa (proyecto perteneciente a la subestación Songa), dará a la subestación un diseño mejor en cuanto a calidad y confiabilidad de energía eléctrica que recibe y a su vez que entregará a la planta de tratamiento de agua.

3.3 Cálculo de corrientes de corto circuito

En el análisis de corto circuito únicamente se realizó el cálculo de las corrientes de falla a nivel de 13.8 KV, en la barra de salida de la subestación, puesto que a nivel de 69 KV los datos empleados fueron brindados por la Eléctrica de Guayaquil en máxima generación.

Para la obtención de las diversas corrientes de cortocircuito, se utilizó el método de cálculo de fallas simétricas y asimétricas de los sistemas de potencia.

Datos utilizados para el cálculo:

- La impedancia equivalente del SNI proporcionado por la empresa eléctrica es:

$$z_{eq}(+) = 0,0282518 + j0,152809 \text{ p. u.}$$

$$z_{eq}(0) = 0,055782 + j0,4812196 \text{ p. u.}$$

- La distancia desde la línea Songa hasta la subestación es de 120 m, esta tendrá cable 477 MCM, y para la reactancia de este conductor se realizaron los siguientes cálculos.

Entre los datos que necesitamos es el $RMG = 8.02 \text{ mm}$ obtenido de la tabla de conductores de unalmed, y al pasarlo a metros el $RMG = 8,02 * 10^{-3} \text{ m}$.

La distancia equivalente entre conductores calculada es:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{(2.5)(2.5)(5)} = 3,14 \text{ m}.$$

Con el radio medio geométrico y la distancia equivalente se calcula la inductancia de la línea $L = 2 * 10^{-7} \ln\left(\frac{3,14}{0,00802}\right) = 1,194 * 10^{-6} \text{ H/m}$, y

con la inductancia de la línea se calcula la reactancia de la línea que sería: $X_l = 2 * \pi * (60) * (1,194 * 10^{-6}) = 4.5013 * 10^{-4} \left[\frac{\Omega}{\text{m}}\right]$, la cual al

ser multiplicada por los 120 m que tendrá la línea será: $X_L = 0,05401 \text{ } [\Omega]$.

- La impedancia del transformador es tomando de los valores de placa de un transformador de 5/6.25 MVA cualquiera, su valor es de 7/8.75%. Los valores bases seleccionados para nuestro análisis son: $S_{Base} = 100 \text{ MVA}$, $V_{Base-69KV} = 69 \text{ KV}$, $V_{Base-13,8KV} = 13,8 \text{ KV}$, $I_{Base-69KV} = 836,73 \text{ A}$, y $I_{Base-13,8KV} = 4183,69 \text{ A}$.

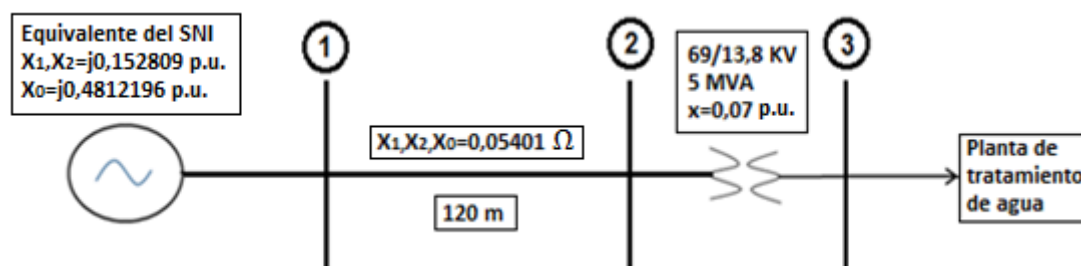


Figura 3.1: Diagrama del sistema.

3.3.1 Corrientes de corto circuito a nivel de 69 KV

Los datos de cortocircuito presentados a nivel de 69 KV fueron proporcionados por la Eléctrica de Guayaquil, en el punto de interconexión en donde estaría situada nuestra planta de tratamiento de agua, los cuales se presentan en la tabla 13 y son:

I FALLA	Icc a 69 KV en [A]	MVA Corto circuito
TRIFÁSICA	5385	644
1 FASE	3158	377
L-L-T	4731	581
L-L	4663	557

Tablas 13 Corrientes de corto circuito a nivel de 69 KV

Observando la tabla 13, se puede observar que la corriente de falla de mayor magnitud es la trifásica (5385 amperios), y la menor es la de una línea a tierra (3158 amperios). Estos valores deben ser evitados con la operación instantánea (relé 50) de los equipos de protección correspondientes. Esta consideración se debe tener debido a que la permanencia por tiempos prolongados de estas corrientes, dañarían gravemente los elementos de red a nivel de 69 KV.

3.3.2 Corrientes de cortocircuito a nivel de 13.8 KV

Las corrientes de cortocircuito a nivel de 13.8 KV, fueron calculadas mediante métodos matemáticos, los cuales son:

➤ **Cálculo de Falla trifásica:**

Para esta falla solo es necesario el diagrama de secuencia positivo, este se presenta a continuación:

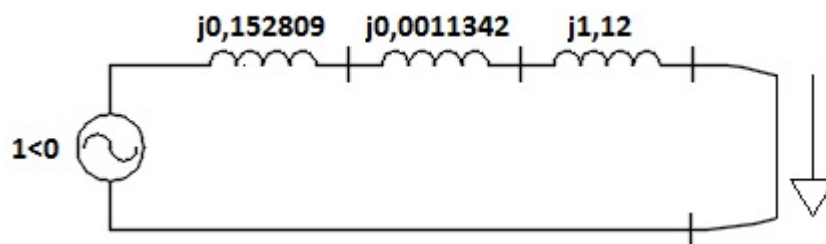


Figura 3.2: Diagrama de secuencia para falla trifásica.

$$I_{f_{3\phi}} = \frac{1 < 0}{j0,152809 + j0,0011342 + j1,12} = 0,784964 < -90 p. u.$$

$$I_{f_{3\phi}} = (0,784964 < -90)(I_{Base-13,8KV}) = 3284,01 < -90 [A]$$

➤ **Cálculo de falla de una fase-tierra:**

Para esta falla se dibujan los tres diagramas de secuencia en serie:

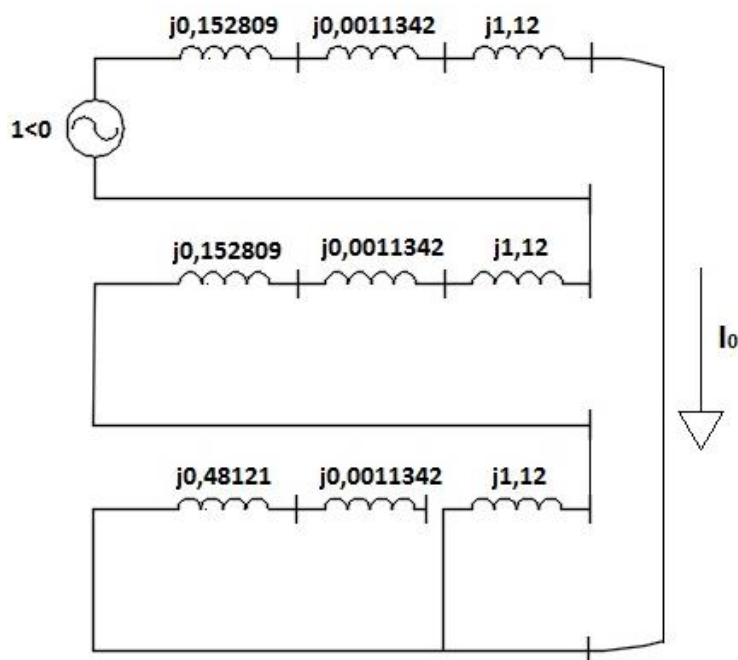


Figura 3.3: Diagramas de secuencia en serie

$$I_{f_{1\phi-T}} = \frac{3 < 0}{j1,273943 + j1,273943 + j1,12} = 0,8179097 < -90 p. u.$$

$$I_{f_{1\phi-T}} = (0,8179097 < -90)(I_{Base-13,8KV}) = 3421,88 < -90 [A]$$

➤ **Cálculo de falla de dos fases-tierra:**

Para calcular esta falla se necesita dibujar los diagramas de secuencia en paralelo:

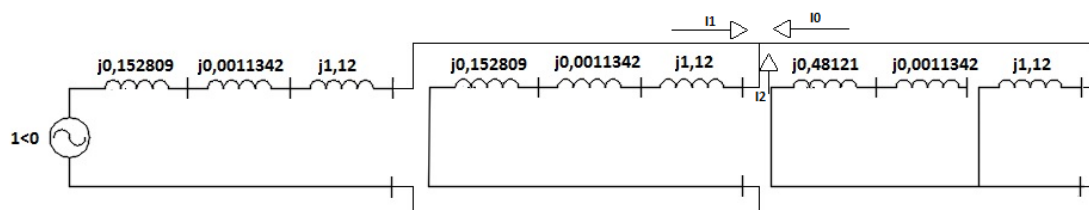


Figura 3.4: Diagramas de secuencia en paralelo.

$$I_1 = \frac{1 < 0}{j1,273943 + j(1,273943 \parallel 1,12)} = 0,534772 < -90 \text{ p. u.}$$

$$I_0 = \frac{j1,273943 * (0,534772 < -90)}{j1,273943 + j1,12} = 0,28458 < -90 \text{ p. u.}$$

$$I_{2\phi-T} = 3(0,28458 < -90) * (I_{Base-13,8KV}) = 3571,79 < -90 \text{ [A]}$$

➤ **Cálculo de falla de línea a línea:**

Para el cálculo de falla de línea a línea solo se necesitan los diagramas de secuencia positivo y negativo, en paralelo:

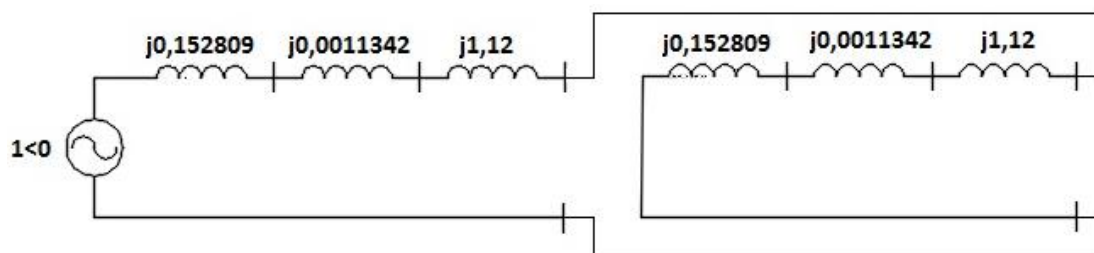


Figura 3.5: diagrama de secuencia (+) y (-) en paralelo

$$I_{fLL} = |I_b| = |I_c|$$

$$I_1 = -I_2$$

$$I_1 = \frac{1 < 0}{j1,273943 + j1,273943} = 0,392427 < -90 \text{ p.u.}$$

$$I_b = I_0 + a^2 I_1 + a I_2; \text{ para } I_0 = 0$$

$$I_b = a^2 I_1 - a I_1 = I_1 (a^2 - a)$$

$$I_b = (0,392427 < -90) * ((1 < 240) - (1 < 120)) = -0,679704 \text{ p.u.}$$

$$I_{fLL} = |I_b \text{ p.u.}| * (I_{Base-13,8KV}) = 2839,88 \text{ [A]}$$

Para concluir el análisis se presenta las corrientes de falla a nivel de 13,8 KV en la tabla 14, en donde se puede apreciar las corrientes redondeadas al decimal más próximo.

Falla Ocurrida a 13.8 KV	
I FALLA	Corrientes [A]
TRIFÁSICA	3284
1 FASE	3422
L-L-T	3572
L-L	2840

Tabla 14 Corrientes de corto circuito a nivel de 13.8 KV

Estas corrientes nos serán de utilidad al momento de seleccionar y coordinar las protecciones que deberá llevar la subestación.

3.4 Resultados de la coordinación de aislamiento.

En los siguientes puntos se presentan los resultados de la coordinación de los aislamientos para la subestación.

3.4.1 Selección de los niveles de aislamiento estándar.

En este caso, para la subestación de una planta de tratamiento de agua, se ha usado la norma americana IEEE para seleccionar el BIL estándar para cada nivel de voltaje, el cual se seleccionó de la tabla

2.1 del capítulo 2. El uso de esta norma, se debe a que se adecua más a los niveles de voltaje del sistema, que la norma IEC. Estos valores se presentan a continuación:

➤ **Para 13.8 KV**

Voltaje máximo: 15 KV (fase a fase).

Voltaje soportado: 34 KV (fase a neutro).

BIL: 110 KV pico (norma IEC: 95 KV pico).

➤ **Para 69 KV**

Voltaje máximo: 72.5 KV (fase a fase).

Voltaje soportado: 140 KV (fase a tierra).

BIL: 350 KV pico (norma IEC: 325 KV pico).

Debido a que se usará la norma IEC 60071 dentro de este documento, en los listados descritos previamente se muestra entre paréntesis el valor del BIL para esta norma, esto único y exclusivamente a manera de información. Como observación, vale indicar que el BIL para la norma IEEE es más conservador que el de la norma IEC. En este caso se ha seleccionado el valor máximo de BIL para los niveles de voltaje utilizados, es decir se ha maximizado al aislamiento en cuanto a este valor.

Los equipos seleccionados para ser instalados en la subestación, deben cumplir estrictamente con los valores propuestos.

3.4.2 Selección de distancias en aire basadas en el BIL

En la Tabla 2.2 se resaltan los valores de distancias mínimas para un BIL de 110 KV y para uno de 350 KV. Estos valores mínimos deben ser respetados durante la etapa de diseño, así como durante la construcción de la subestación.

En la norma IEC 60071 no se manejan los mismos voltajes máximos que en la norma americana de la IEEE. Aunque de manera general, los valores de la norma IEEE se acomodan más a los del sistema, en la tabla 2.3 se muestran los de la norma IEC como referencia.

Los valores determinados por la norma IEC 6007, son menores a los de la norma IEEE. Estos son: 160 mm (13.8 KV) y 630 mm (69 KV).

Se debe cumplir con las distancias mínimas seleccionadas, tanto para los elementos fijos así como para los móviles de la subestación. Cabe indicar que en el caso de los elementos móviles (seccionadores especialmente), se debe cumplir con las distancias mínimas en cualquier posición de los mismos.

Las distancias mínimas entre fase y fase, en este caso serían de: 230 mm para 13.8 KV y 730 mm para 69 KV.

3.5 Características de los descargadores de sobretensiones (Pararrayo)

Los siguientes puntos presentan las capacidades y propiedades que deben tener los pararrayos a instalar en la subestación.

3.5.1 Selección de tensión de funcionamiento continuo.

Para la condición descrita en el capítulo 2, de tensión de funcionamiento continuo, se establecen los valores presentados a continuación:

$$U_n = 69 \text{ KV}$$

$$U_s = 69 + (0.05) * (69)$$

$$U_s = 72,45 \cong 72,5 \text{ KV}$$

$$U_c \geq \frac{72,5}{\sqrt{3}}$$

$$U_c \geq 41,86$$

Con lo que podemos ver que la tensión de funcionamiento continuo del pararrayo será mayor o por lo menos será igual a 41,86 KV.

3.5.2 Selección de Capacidad para soportar sobretensiones temporales

Al conocer el tipo conexión del neutro en el sistema y el máximo tiempo de funcionamiento de las protecciones, podemos calcular la amplitud de la sobretensión equivalente (U_{eq}) de la siguiente expresión:

$$U_{eq} = U_t * \left(\frac{T_t}{10}\right)^m = \frac{k * U_s}{\sqrt{3}} * \left(\frac{T_t}{10}\right)^m$$

Con las condiciones seleccionadas de acuerdo a lo descrito en el capítulo 2 se determina que la capacidad de un pararrayo para soportar sobretensiones temporales, con lo que la única incógnita que se puede apreciar es el valor de "m" el cual describe la característica de la tensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayo y para el cual se suele utilizar 0.02, con lo que tenemos:

$$\left. \begin{array}{l} k = 1,8 \\ U_s = 72,5 \text{KV} \\ T_t = 1 \text{seg.} \\ m = 0,02 \end{array} \right\} \rightarrow U_{eq} = \frac{k * U_s}{\sqrt{3}} * \left(\frac{T_t}{10}\right)^m$$

$$U_{eq} = \frac{(1,8) * (72,5)}{\sqrt{3}} * \left(\frac{1}{10}\right)^{0,02}$$

$$U_{eq} = 71,95 \text{ KV}$$

$$TOV_c \geq U_{eq}$$

$$TOV_c \geq 71.95 \text{KV}$$

De esta forma podemos asegurar que la capacidad de un pararrayo para soportar sobretensiones temporales dentro de nuestro diseño debe ser mayor o por lo menos igual a 71.95 KV.

3.5.3 Selección corriente nominal de descarga y clase de descarga de línea

De acuerdo a lo descrito en capítulo 2 para la selección de la corriente nominal de descarga y la clase de descarga, se debe seleccionar una corriente de descarga de 10 KA, ya que la tensión máxima del sistema debe ser de 72,5 KV y de esta forma se pueda seleccionar el pararrayo, como de clase 2 ya que tiene mayor margen de protección que el de clase 1.

3.5.4 Selección del margen de protección a impulsos tipo rayo

De acuerdo a lo descrito en el capítulo 2 en el margen de protección a impulsos, es imprescindible seleccionar los pararrayos con niveles de protección bajos, para así obtener mayores márgenes de protección posibles.

En general, el mínimo margen de protección a impulso tipo rayo que se suele escoger es del 20% lo que implica que:

$$\frac{LIW}{U_{pl}} \geq 1.2$$

Por lo que la relación entre el nivel de resistencia a un impulso tipo rayo y el nivel de protección del descargador ante descargas atmosféricas deberá ser mayor o por lo menos igual a 120%.

3.5.5 Selección del margen de protección a impulsos tipo maniobra

De acuerdo a lo descrito en el capítulo 2 en el margen de protección a impulsos tipo maniobra el valor mínimo del margen de protección recomendado es del 15% lo que implica que:

$$\frac{SIW}{U_{ps}} \geq 1.15$$

Por lo que la relación entre el nivel de resistencia a impulso tipo maniobra y nivel de protección del descargador ante conmutación de interruptores deberá ser mayor o por lo menos igual a 115%.

3.6 Parámetros de la coordinación del aislamiento de la subestación

Cada uno de los parámetros que debe seguir la coordinación de aislamientos en la subestación se describe a continuación.

3.6.1 Selección de voltajes a frecuencia industrial

De acuerdo a lo descrito en el capítulo 2 el máximo voltaje continuo permitido en la red que elegiríamos sería de 72.5 KV de línea a línea. Este valor se debe considerarse al momento de seleccionar los equipos, y se deben tomar las medidas necesarias para evitar estresar el aislamiento de los equipos de la subestación, y para el nivel de media tensión sería de 15 KV de línea a línea.

En resumen, podemos decir que:

$$U_{S69KV} = 72.5 \text{ KV}$$

$$U_{S13.8KV} = 15 \text{ KV}$$

3.6.2 Selección de distancias mínimas de fuga en aislamientos a nivel de 69 y 13.8 KV

El nivel de contaminación escogido para el presente trabajo de acuerdo a lo descrito en el capítulo 2, fue medio (II), que es para zonas rurales y agrícolas. Con ello, de acuerdo a la tabla 1 de la norma IEC 60071-2, la distancia soportada por potencial deberá ser de 20 mm/KV.

Si multiplicamos 20 mm/KV por U_s , obtendremos el valor de 1450 mm para 69 KV y 300 mm para 13.8 KV. Estos valores deben ser tomados como las distancias mínimas de fuga para cada uno de los aisladores de la subestación. No serán aceptados aisladores con distancias de fuga por debajo de las aquí indicadas.

3.6.3 Selección de sobretensiones temporales

En este caso, de acuerdo al criterio de la norma IEC 60071-2, se puede considerar un factor de sobretensión de 1.2. Este valor se lo asigna para sistemas con un tamaño moderado.

Y una vez que se ha encontrado las constantes k (factor de falla a tierra, de pendiendo de la conexión del neutro en el sistema) y U_m (el voltaje máximo para un equipo), se podrá calcular el voltaje representativo para las sobretensiones temporales (U_{rp}) de acuerdo a la ecuación presentada en el capítulo 2 de sobretensiones temporales.

Para el caso de 69 KV, tendríamos un valor de $U_m = 72.5$ KV y un valor de $U_{rp} = 75.34$ KV. Para el caso de 13.8 KV, tendríamos un valor de $U_m = 15$ KV y un valor de $U_{rp} = 12.12$ KV. Los valores de U_{rp} son valores aplicables entre fase y tierra.

Los valores de U_{rp} entre fases serán el doble que, entre fase y tierra, con lo que sus valores serán de: 150.68 KV para el nivel de 69 KV y 24.25 KV para el nivel de 13.8 KV.

3.6.4 Selección de sobretensiones de frente lento

Para 69 KV, $U_{ps} = U_{rp} = 150.68$ KV. De acuerdo a las sobre tensiones temporales de fase a fase a ese nivel y en cuanto al nivel de 13.8 KV, el margen de protección del descargador fue el de 24.25 KV para sobretensiones del tipo maniobra. Estos valores representativos son para voltajes entre línea y tierra al hablar nivel de protección del descargador ante conmutación de interruptores. Para obtener los valores representativos entre fases, la norma indica que se multiplican por dos los valores a tierra. Es decir, para 69 KV el U_{ps} entre fases sería igual a 301.36KV, y para 13.8 KV sería igual a 48.5 KV.

3.7 Resultados obtenidos del diseño de protección contra descargas atmosféricas.

Se asumió una corriente I_s de descarga de 2 KA por la zona en que posiblemente se construiría la subestación, por lo tanto, a nivel de 13.8 y 69 KV se obtendrán las mismas distancias de protección para las puntas de franklin, todo esto en base a las consideraciones descritas en la sección del diseño de protección contra descargas atmosféricas en el capítulo 2.

La obtención de los resultados presentados en la tabla 15 están basados en la información antes mencionada y se aplica para el voltaje de 13,8KV.

Y al Igual que la tabla 15, los datos presentados en la tabla 16 fueron obtenidos en base a la información antes descrita, ambas tablas son similares debido a que la diferencia de distancias no es grande, por lo que se establecen los mismos valores.

➤ **NIVEL DE VOLTAJE: 13.8KV**

DESCRIPCIÓN	VALOR
KV BIL (menor valor de los equipos)	110 kV
Is (corriente de descarga)	2 kA
P(l) (probabilidad)	99.8%
S (distancia de descarga) (k=1)	12.55 m

Tabla 15 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 13.8 KV (Descargas a conductores y al suelo)

DESCRIPCIÓN	VALOR
KV BIL (menor valor de los equipos)	110 kV
Is (corriente de descarga)	2 kA
P(l) (probabilidad)	99.8%
S (distancia de descarga) (k=1,2)	15,06 m

Tabla 16 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 13.8 KV (Descargas a mástiles)

La obtención de los resultados presentados en la tabla 17 están basados en la información antes mencionada y se aplica para el voltaje de 69KV.

Al igual que la tabla 17, los datos presentados en la tabla 18 son obtenidos en base a la información antes descrita, ambas tablas son similares debido a que la diferencia de distancias de descarga no es grande, por lo que se establecen los mismos valores.

➤ **NIVEL DE VOLTAJE: 69KV**

DESCRIPCIÓN	VALOR
KV BIL (menor valor de los equipos)	350 kV
Is (corriente de descarga)	2 kA
P(I) (probabilidad)	99.8%
S (distancia de descarga) (k=1)	12.55 m

Tabla 17 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 69 KV (Descargas a conductores y al suelo)

DESCRIPCIÓN	VALOR
KV BIL (menor valor de los equipos)	350 kV
Is (corriente de descarga)	2 kA
P(I) (probabilidad)	99.8%
S (distancia de descarga) (k=1,2)	15.06 m

Tabla 18 Protección contra descargas atmosféricas a nivel de 69 KV (Descargas a mástiles)

Al observar detenidamente los resultados obtenidos para el nivel de 13,6 y 69KV se puede observar que ambos son los mismos y esto se debe a que en ambos casos las corrientes de falla superan los 2 KA, lo que generaría siempre una descarga a tierra, es por tal motivo que se establece siempre ese valor de corriente para ambos niveles de voltaje.

3.8 Características técnicas y cálculo de cargas en transformadores de medición de acuerdo al diseño establecido.

En este punto se presenta en detalle los cálculos realizados para determinar la relación de cada uno de los transformadores de medición.

3.8.1 Descripción del sistema de medición.

El sistema de medición básicamente estará conformado por los siguientes elementos:

- Un medidor para medición a nivel de 69 KV. Este medidor será de uso exclusivo de la Eléctrica de Guayaquil, y servirá para registrar los consumos de energía de la Subestación. Este medidor deberá poseer una precisión de 0.2 y podrá medir: energía, potencia, corriente, voltaje, frecuencia y parámetros de calidad de energía.
- Un transformador de corriente y potencial combinado por fase ubicado a la entrada del transformador de poder en el lado de 69 KV. Este deberá tener una relación 60:5 con precisión 0.2, para transformador de corriente; y 42000:120 con precisión 0.2, para transformador de potencial.

- Un medidor para medición a nivel de 13.8 KV, esta medición servirá para controlar las pérdidas del transformador de poder. Este medidor deberá poseer una precisión de 0.2, y podrá medir: energía, potencia, corriente, voltaje, frecuencia y parámetros de calidad de energía.
- Un transformador de corriente por fase ubicado en el cuarto de control a 13.8 KV. Este deberá tener una relación de 300:5 y una precisión de 0.2.
- Un transformador de potencial por fase ubicado en el cuarto de control a 13.8 KV. Este deberá tener una relación 8400:120 y una precisión 0.2.
- Para el cableado de estos elementos se utilizará conductores #12 para señales de PT y #10 para señales de CT, además los ductos para estos respectivamente será tubería rígida de 1 ¼" de diámetro.

3.8.2 Transformador de 60:5 A

Las principales características del transformador de corriente de 60:5 amperios se presentan a continuación:

- Ubicación= Entrada del transformador de poder a nivel de 69 KV.
- Función= Señal para medición
- Precisión = 0.2
- Factor de seguridad (FS) = 10
- Burden nominal (Pn) = 30 VA
- Relación de transformación (Kn) = 12
- Corriente nominal en el primario (Ipn) = 60 A
- Corriente nominal en el secundario (Isn) = 5 A

3.8.3 Cálculo de las cargas del transformador de 60:5 A

El cálculo de cargas para el transformador de medición de 60:5 amperios es:

1) Devanado secundario

Resistencia (R_{ct})

0.0025 Ω /vuelta (valor promedio)

$$R_{ct} = 0.0025 \times 12 = 0.03 \Omega$$

$$\text{"Burden devanado"} (P_{ct}) = 0.03 \times (5)^2 = 0.75 \text{ VA}$$

2) Conductor AWG #10

Resistencia (R_L)

3.34 Ω /Km

Se consideran 100 mts como la distancia máxima entre el medidor y el TC.

$$R_L = 3.34 \times 0.10 \times 2 = 0.668 \Omega$$

$$\text{"Burden conductor"} (P_L) = 0.668 \times (5)^2 = 16.7 \text{ VA}$$

3) Medidor

$$\text{"Burden medidor"} (P_m) = 0.05 \text{ VA}$$

4) Burden Total

$$\text{Burden calculado} = P_{ct} + P_L + P_m = 17.5 \text{ VA}$$

Las características de carga seleccionadas para este transformador son las adecuadas para esta aplicación. Es decir que se encuentran dentro del rango que sugiere la norma IEC 60044-1.

3.8.4 Transformador de 300:5 A

Las principales características del transformador de corriente de 300:5 amperios se presentan a continuación:

- Ubicación= Tablero principal de media tensión.
- Función= Señal para medición
- Precisión = 0.2
- Factor de seguridad (FS) = 10
- Burden nominal (Pn) = 30 VA
- Relación de transformación (Kn) = 60
- Corriente nominal en el primario (Ipn) = 300 A
- Corriente nominal en el secundario (Isn) = 5 A

3.8.5 Cálculo de las cargas del transformador de 300:5 A

El cálculo de cargas para el transformador de medición de 300:5 amperios es:

1) Devanado secundario

Resistencia (Rct)

0.0025 Ω /vuelta (valor promedio)

$$R_{ct} = 0.0025 \times 60 = 0.15 \Omega$$

$$\text{"Burden devanado"} (P_{ct}) = 0.15 \times (5)^2 = 3.75 \text{ VA}$$

2) Conductor AWG #10

Resistencia (RL)=3.34 Ω /Km

Se consideran 100 metros como la distancia máxima entre el medidor y el TC.

$$R_L = 3.34 \times 0.10 \times 2 = 0.668 \Omega$$

$$\text{"Burden conductor"} (P_L) = 0.668 \times (5)^2 = 16.7 \text{ VA}$$

3) Medidor

"Burden medidor" (P_m) = 0.05 VA

4) Burden Total

Burden calculado = $P_{ct} + P_L + P_m = 20.5$ VA

Las características de carga seleccionadas para este transformador son las adecuadas para esta aplicación. Es decir que se encuentran dentro del rango que sugiere la norma IEC 60044-1.

3.9 Características técnicas y cálculo de carga de los transformadores de protección.

En este punto se presenta en detalle los cálculos realizados para determinar la relación de cada uno de los transformadores de protección.

3.9.1 Transformador de 200:5 A

Las principales características del transformador de corriente de 200:5 amperios se presentan a continuación:

- Ubicación= Entre la barra de llegada a 69 KV y el interruptor de 69 KV.
- Función= Señal para la función de protección contra sobre corrientes (50 y 51) y diferencial de transformador (87)
- Precisión = 5P20
- Factor de seguridad (FS) = 10
- Burden nominal (P_n) = 60 VA
- Relación de transformación (K_n) = 40
- Corriente nominal en el primario (I_{pn}) = 200 A
- Corriente nominal en el secundario (I_{sn}) = 5 A
- FLP (Factor Límite de Precisión) = 20

3.9.2 Cálculo de las cargas del transformador de 200:5 A

El cálculo de cargas para el transformador de medición de 200:5 amperios es:

1) Devanado secundario

Resistencia (R_{ct})

0.0025 Ω /vuelta (valor promedio)

$$R_{ct} = 0.0025 \times 40 = 0.1 \Omega$$

$$\text{"Burden devanado"} (P_{ct}) = 0.1 \times (5)^2 = 2.5 \text{ VA}$$

2) Conductor AWG #10

Resistencia (R_L) = 3.34 Ω /Km

Se consideran 100 metros como la distancia máxima entre el medidor y el TC.

$$R_L = 3.34 \times 0.10 \times 2 = 0.668 \Omega$$

$$\text{"Burden conductor"} (P_L) = 0.668 \times (5)^2 = 16.7 \text{ VA}$$

3) Relé 87

"Burden del relé" (P_R) = 0.27 VA a 5 amperios

"Burden del relé" (P_R) = 2.51 VA a 15 amperios

4) Burden Total

$$\text{Burden } P_{\text{calculado}} = P_{ct} + P_L + P_R = 19.47 \text{ VA}$$

Las características de carga seleccionadas para este transformador son las adecuadas para esta aplicación.

3.9.3 Verificación si el FLP es el adecuado para el transformador de 200:5 A

Cálculo realizado para la protección contra sobre corrientes (50 y 51)

Condición para que el TC sea el adecuado

$$FLP_{\text{CALCULADO}} \geq 2 \times \frac{I_{\text{FALLA}}}{I_{\text{pn}}}$$

Donde;

$$FLP_{\text{CALCULADO}} = FLP \times \frac{P_{\text{ct}} + P_{\text{n}}}{P_{\text{CALCULADO}}}$$

$$FLP_{\text{CALCULADO}} = 20 \times \frac{2.5 + 60}{19.47} = 64.2$$

I_{FALLA} = Corriente de falla máxima a 69 KV

$$I_{\text{FALLA}} = 5385 \text{ Amperios}$$

$$2 \times \frac{I_{\text{FALLA}}}{I_{\text{pn}}} = 53.85$$

El transformador cumple con la condición inicial, por lo tanto es apto para esta función.

Esto se verifica si el valor de voltaje de codo (V_k) es el adecuado para ello, y con un cálculo realizado para protección diferencial (87), estas son las condiciones para que el TC sea el adecuado, el mínimo valor para V_k debe ser igual a:

$$V_{k \text{ mínimo}} = A * I_b * R_{\text{calculado}}$$

Valores de A en base a la Potencia de Transformador de Poder:

30 para, $2 \text{ MVA} < P_n < 14 \text{ MVA}$,

24 para, $15 \text{ MVA} < P_n < 39 \text{ MVA}$,

16 para, $40 \text{ MVA} < P_n < 70 \text{ MVA}$.

En este caso $A = 30$

$$I_b = [I_{69 \text{ KV}}] \times \frac{I_{\text{sn}}}{I_{\text{pn}}}$$

$$I_b = [53.85] \times \frac{5}{200} = 1.35 \text{ A}$$

$$R_{\text{calculado}} = \frac{19.47}{5^2} = 0.7788 \Omega$$

$$V_{k \text{ mínimo}} = 30 \times 1.35 \times 0.7788 = 31.54 \text{ V}$$

El V_k del TC se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$V_k = \text{FLP} \times I_{sn} \times (R_n + R_{ct})$$

$$V_k = 20 \times 5 \times \left(\frac{60}{5^2} + 0.1 \right) = 250 \text{ V}$$

Con estas verificaciones se puede asegurar que el transformador cumple con la condición inicial, y en definitiva es apto para esta función.

3.9.4 Transformador de protección de 300:5 A

Las principales características del transformador de corriente de 300:5 amperios se presentan a continuación:

- Ubicación= Tablero de alimentación.
- Función= Señal para las funciones de sobre corriente (50 y 51)
- Precisión = 5P20
- Factor de seguridad (FS) = 1.2
- Burden nominal (P_n) = 60 VA
- Relación de transformación (K_n) = 60
- Corriente nominal en el primario (I_{pn}) = 300 A
- Corriente nominal en el secundario (I_{sn}) = 5 A
- FLP (Factor Límite de Precisión) = 20

3.9.5 Cálculo de las cargas del transformador de protección de 300:5 A

1) Devanado secundario

Resistencia (R_{ct})

0.0025 Ω /vuelta (valor promedio)

$$R_{ct}=0.0025 \times 60=0.15 \Omega$$

$$\text{"Burden devanado"} (P_{ct})= 0.15 \times (5)^2 = 3.75 \text{ VA}$$

2) Conductor AWG #10

$$\text{Resistencia } (R_L)=3.34 \Omega/\text{Km}$$

Se consideran 100 mts como la distancia máxima entre el medidor y el TC.

$$R_L=3.34 \times 0.10 \times 2=0.668 \Omega$$

$$\text{"Burden conductor"} (P_L)= 0.668 \times (5)^2 = 16.7 \text{ VA}$$

3) Relé 51

$$\text{"Burden medidor"} (P_R)= 0.27 \text{ VA a 5 amperios}$$

$$\text{"Burden medidor"} (P_R)= 2.51 \text{ VA a 15 amperios}$$

4) Burden Total

$$\text{Burden calculado} = P_{ct} + P_L + P_m = 20.72 \text{ VA}$$

Las características de carga seleccionadas para este transformador son las adecuadas para esta aplicación.

3.9.6 Verificación si el FLP es el adecuado para el transformador de 300:5 A

Cálculo realizado para la protección contra sobre corriente (50 y 51)

Condición para que el TC sea el adecuado

$$FLP_{\text{CALCULADO}} \geq 2 \times \frac{I_{\text{FALLA}}}{I_{\text{pn}}}$$

Donde:

$$FLP_{\text{CALCULADO}} = FLP \times \frac{P_{ct} + P_n}{P_{\text{CALCULADO}}}$$

$$FLP_{\text{CALCULADO}} = 20 \times \frac{3.75 + 60}{20.72} = 61.53$$

I_{FALLA} = Corriente de falla máxima a 13.8 KV

$$I_{FALLA} = 3422 \text{ Amperios}$$

$$2 \times \frac{I_{FALLA}}{I_{pn}} = 22.81$$

El transformador cumple con la condición inicial, por lo tanto es apto para esta función.

3.10 Resultados de la coordinación de protecciones

Dentro de los resultados de la coordinación de protecciones presentamos los gráficos en escala Log-Log de la coordinación entre los relés 87 a nivel de 69 y 13.8 KV, con el relé Mitsubishi/COC1-20, la curva de daño eléctrico, la Inrush y la curva de daño de un conductor 4/0.

3.10.1 Esquema del sistema de protección

El sistema de protecciones que se decidió emplear en la subestación que se está diseñando, para una planta de tratamiento de agua es el siguiente:

- a) Un relé Mitsubishi/COC1-20, perteneciente a la Eléctrica de Guayaquil, para protección del alimentador a nivel de 69 KV.
- b) Un relé 87, para protección del transformador de poder de la subestación.
- c) Un relé 86, que controla la función 87 para protección del transformador.
- d) Un seccionador fusible S&C/SMD-1A, para protección de la barra de 69 KV cuando el esquema de bypass esté funcionando.
- e) Un relé 51, para protección de las alimentadoras a nivel de 13.8 KV que suministran la energía a la planta.
- f) Un anunciador de alarmas, para el monitoreo y sistema de alarmas de la subestación.

3.10.2 Criterios usados para la coordinación de las protecciones

Para el diseño de la subestación de una planta de tratamiento de agua, se consideraron los siguientes criterios durante su análisis:

- 1) Tiempo entre relés de 0.2 segundos a 0.3 segundos, de esta manera nos aseguramos que exista selectividad y velocidad en la coordinación.
- 2) El relé principal de la subestación 87, servirá como una protección de respaldo al relé de la alimentadora principal a 13.8 KV de la planta 51.

Además, este relé actuará como protección primaria para fallas en la entrada al transformador de poder. Para fallas internas del transformador existe la protección diferencial suministrada por el mismo relé.

- 3) Las protecciones aguas abajo son coordinadas con el relé 51 para que ofrezca su protección como respaldo.
- 4) La sobrecarga permisible para el ajuste de los relés será del 20% de la carga nominal ya que con esto se aseguran operaciones no deseadas de los relés.
- 5) Las curvas de corriente de energización y de daño del transformador se muestran en los gráficos 3.7 y 3.8, en la sección de resultados de la coordinación de protecciones, en conjunto con las curvas de los relés de protección, así como las curvas de daño de los correspondientes conductores.

En la figura 3.6 se presenta el esquema de protecciones diseñado para la subestación.

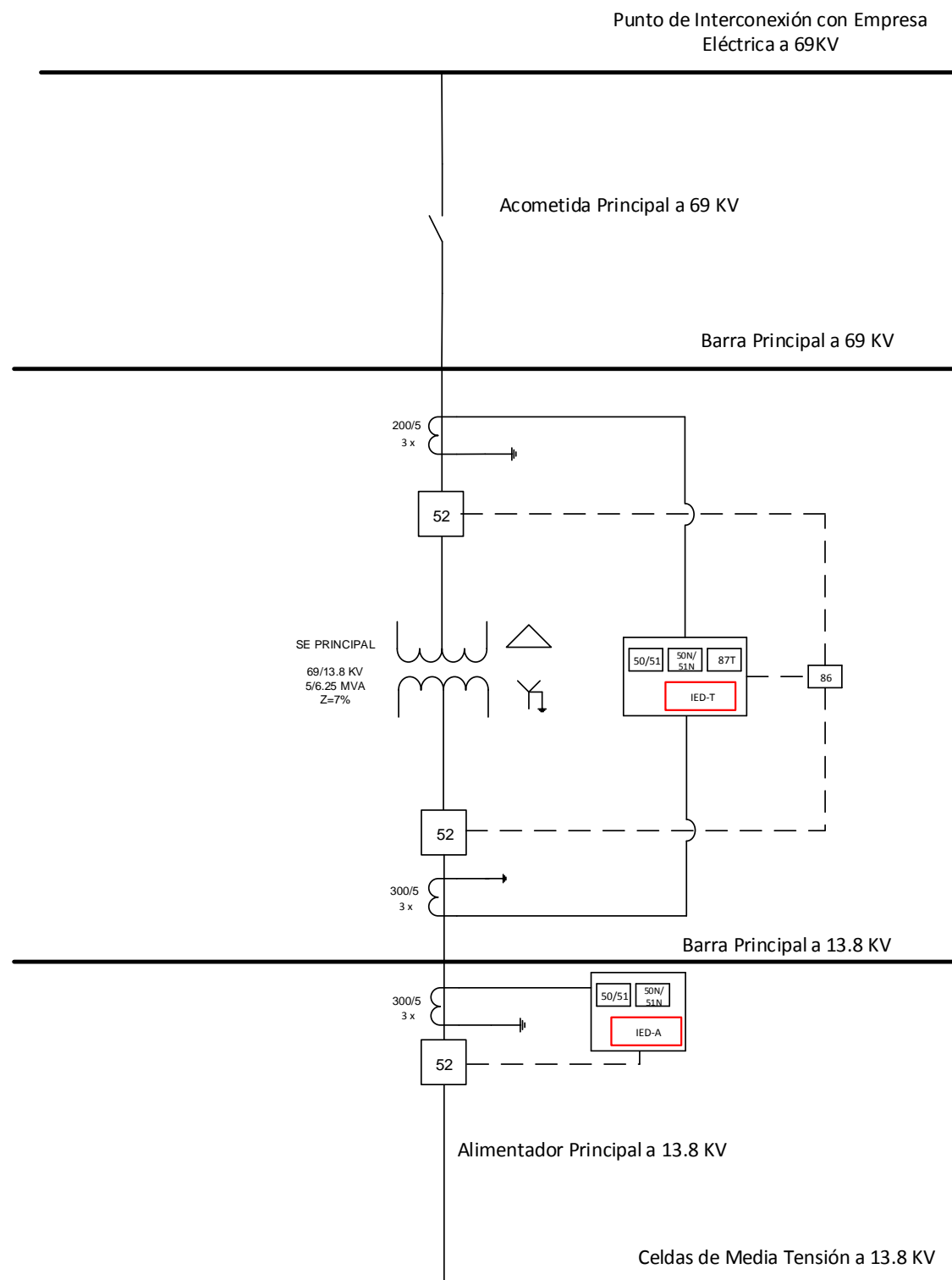


Figura 3.6: Esquema de protección

3.10.3 Gráficas de la coordinación de las protecciones

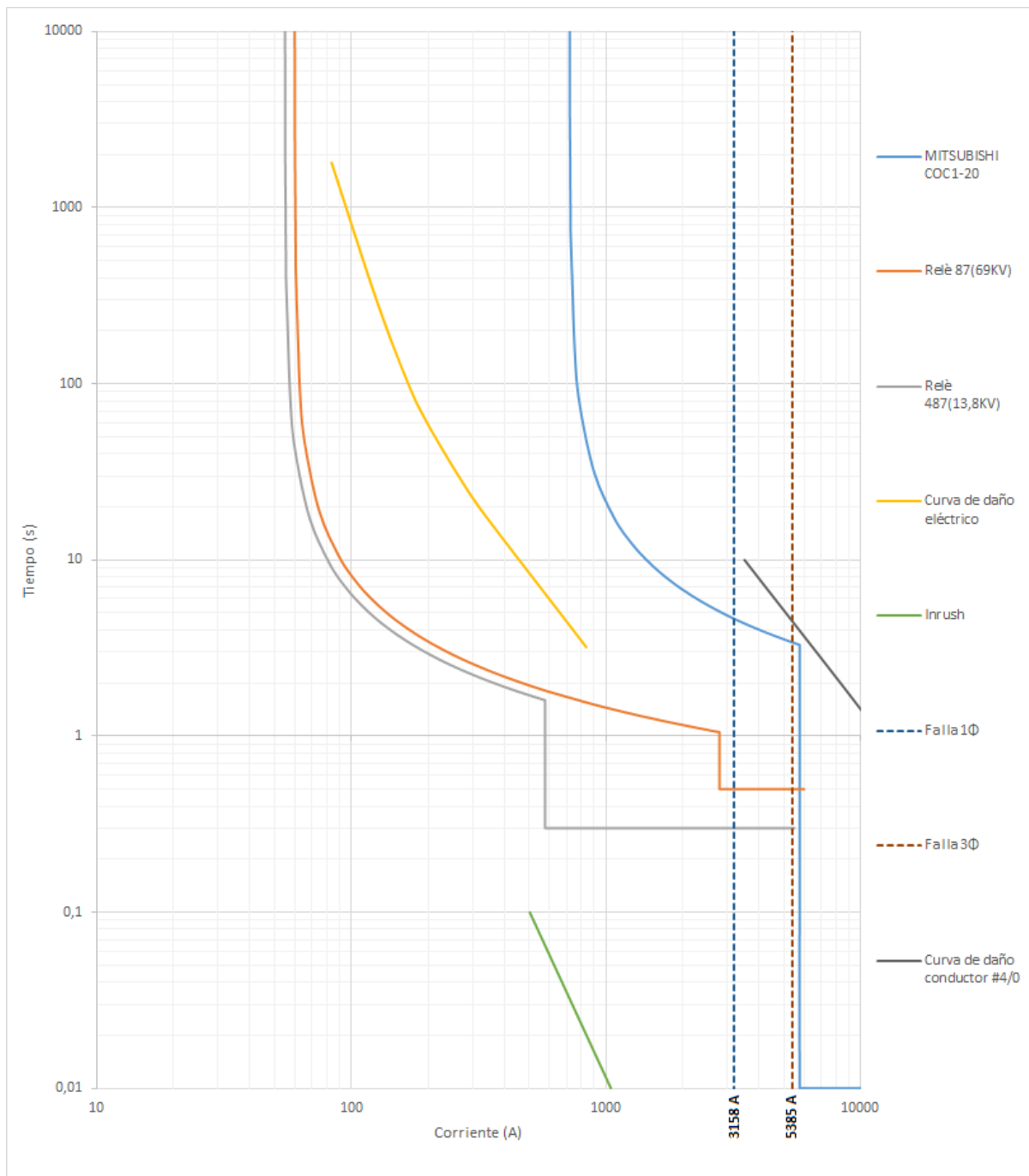


Figura 3.7: Coordinación de las protecciones vistas a nivel de 69 KV para la alimentación de la subestación por medio de breaker de poder.

La figura 3.7 muestra la coordinación de protecciones a nivel de 69 KV que se realizó en base a los datos de la empresa eléctrica que son:

- Un relé Mitsubishi modelo coc1-20 con relación de transformación 800:5, con la protección 51: con una curva normalmente inversa con un tap de 4.5 y un dial de 1 y la protección 50: con una curva instantánea a un tap de 36 A.

Además, también se puede observar que con una corriente trifásica de 5385 A, operaría en un tiempo de 3.2 segundos el relé Mitsubishi y con la corriente de 3158 A en un tiempo de 4.1 segundos.

Esta información es referente al relé de la empresa eléctrica, el cual funciona como respaldo en caso de que las protecciones implementadas fallen.

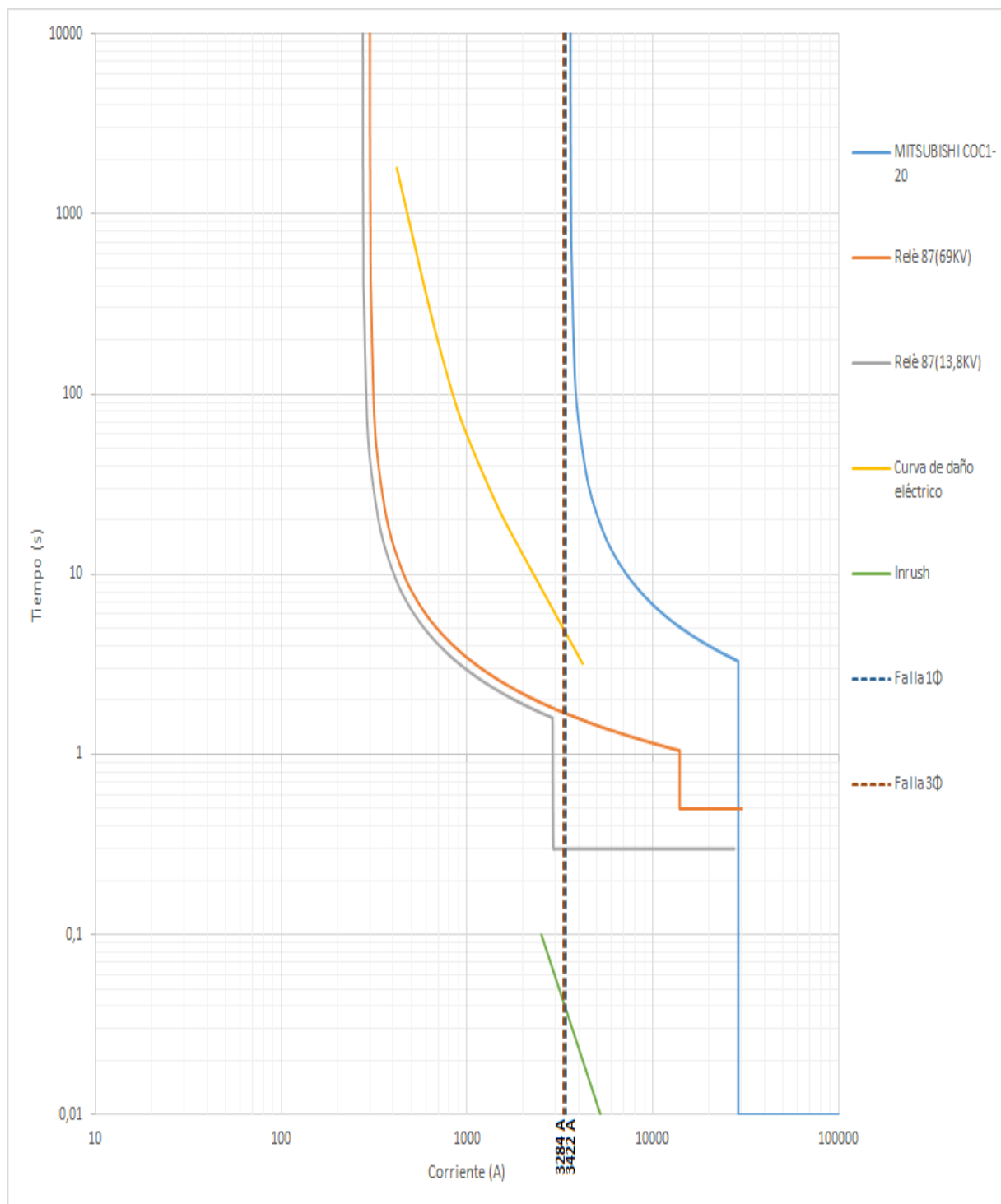


Figura 3.8: Coordinación de las protecciones vistas a nivel de 13.8 KV para la alimentación de la planta.

En la figura 3.8 se presenta la coordinación de protecciones a nivel de 13.8 KV que se realizó con respecto al relé 51, el cual actuará primero en caso de que se produzca una falla monofásica de 3422 A, en donde actuará la curva de tiempo definido en 0,2 segundos y también en caso de que se produzca una la falla trifásica de 3284 A, actuara en 0,2 segundos.

A su vez tenemos un relé de respaldo el cual es el 87, de tiempo definido y el cual actuará en 0,3 segundos en caso de que el 51 falle, con lo que se mantendrán protegidos los equipos.

Adicionalmente en la carpeta anexos se presentan las hojas de Excel con la coordinación para cada nivel.

3.10.4 Ajustes de los relés de protección

Los relés deberán ser ajustados como se muestra a continuación en las tablas 3.11, 3.12 y 3.13, para mantener un desempeño correcto del sistema:

Relés en la entrada de 69 KV	
Función 51	
Tpo de curva	IEC - Normalmente Inversa
Tap (primario)	60 A
Tap (secundario)	1.5 A
TD	0.6
Función 50	
Tap (primario)	2790 A
Tap (secundario)	69.75 A
Tiempo definido	500 ms

Tabla 19: Descripción de los relés que controlan al breaker en la barra de entrada de la subestación a 69 KV

Relés e la salida de 13.8 KV	
Función 51	
Tpo de curva	IEC - Normalmente Inversa
Tap (primario)	274.8 A
Tap (secundario)	4.58 A
TD	0.55
Función 50	
Tap (primario)	2913 A
Tap (secundario)	48.55 A
Tiempo definido	300 ms

Tabla 20: Descripción de los relés que controlan al breaker en la barra salida de la subestación a 13.8 KV

Relés en la entrada de 13.8 KV	
Función 51	
Tpo de curva	IEC - Normalmente Inversa
Tap (primario)	261 A
Tap (secundario)	4.35 A
TD	0.30
Función 50	
Tap (primario)	2610 A
Tap (secundario)	43.5 A
Tiempo definido	200 ms

Tabla 21: Descripción de los relés que controlan al breaker en la barra de entrada de la planta de tratamiento de agua a 13.8 KV

3.11 Parámetros escogidos y resultados de la malla de puesta a tierra

En siguiente sección se presentan cada uno de los parámetros que debe cumplir la malla de puesta a tierra para proveer una protección adecuada a los equipos y al personal dentro.

3.11.1 Parámetros de la malla de puesta a tierra

En la tabla 22 se presentan las características necesarias para el diseño de la malla de puesta a tierra, elegidos de acuerdo a los aspectos básicos sugeridos para una malla de puesta tierra.

Las longitudes de los lados de la malla se eligen de tal forma que el perímetro que encierren sea mayor al que forma la subestación, y resistividades se eligen de acuerdo a la superficie donde se instalará.

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	VALORES
Lado Mayor de la Malla	m	30
Lado Menor de la Malla	m	18
Resistividad equivalente del terreno ρ	Ω -m	10
Resistividad Capa Superficial ρ_s	Ω -m	3000
Espesor Capa Superficial h_s	m	0.15
Área de la Malla A	m ²	540
Profundidad de la Malla h	m	0.6

Tabla 22: Datos del Terreno

De acuerdo a las características sugeridas en el capítulo previo se eligió un espaciamiento entre cuadrículas de la malla de puesta a tierra de 3 mts y el calibre del conductor que se utilizará será de cobre desnudo 4/0, en la tabla 23 se presentan cantidad de conductores en paralelo, tanto vertical como horizontal, la longitud del conductor y el espaciamiento entre conductores.

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	VALORES
N° de Conductores Paralelos al Lado Mayor	-	7
N° de Conductores Paralelos al Lado Menor	-	11
Longitud Total del Conductor de la Malla Lc	M	408
Espacio entre conductores paralelo D	M	3

Tabla 23: Retícula de la malla

3.11.2 Cálculo de las tensiones en la malla de puesta a tierra

Los valores serán calculados en base a la normativa IEEE STD 80-2000.

Se utiliza el criterio para personas de 70 Kg.

Adicionalmente en la tabla 24 se presentan características que tendría el conductor y la corriente de falla de una fase a tierra.

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	VALORES
Tiempo de Despeje de la Falla t_f	Seg.	0,5
Temperatura Máxima de Operación	°C	450
Temperatura Ambiente	°C	40
Corriente de Falla a Tierra I_f - A.T	A	3422

Tabla 24: Datos de conexión

➤ **Factor de Reducción del Terreno:**

Este factor es calculado con la ecuación 2.26 Presentada en el capítulo previo.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * h_s + 0,09} \quad (2.26)$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{10}{3000}\right)}{2 * 0,15 + 0,09}$$

$$C_s = 0,77$$

➤ **Tensión de Paso Tolerable:**

Este factor es calculado con la ecuación 2.27 Presentada en el capítulo previo.

$$V_p = \frac{((1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0,157)}{\sqrt{T_c}} \quad (2.27)$$

$$V_p = \frac{((1000 + 6 * 0,77 * 3000) * 0,157)}{\sqrt{0,5}}$$

$$V_p = 3299,39 [V]$$

➤ **Tensión de Toque Tolerable:**

Este factor es calculado con la ecuación 2.28 Presentada en el capítulo previo.

$$V_t = \frac{((1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) * 0,157)}{\sqrt{T_c}} \quad (2.28)$$

$$V_t = \frac{((1000 + 1,5 * 0,77 * 3000) * 0,157)}{\sqrt{0,5}}$$

$$V_t = 991,37[V]$$

➤ **Resistencia de puesta tierra:**

Para la resistencia de puesta a tierra se calcula la longitud total y efectiva del conductor, la cual será realizado con la ecuación 2.29:

$$L_T = L_c + 2D * \text{número de varilla} \quad (2.29)$$

De acuerdo a las características elegidas para la malla se usará una anchura y altura de cuadrícula de 3 mts, además se establece un número de varillas de puesta a tierra de 24 (representados con los puntos negros) como se muestra en la siguiente figura 3.9 para mantener una simetría.

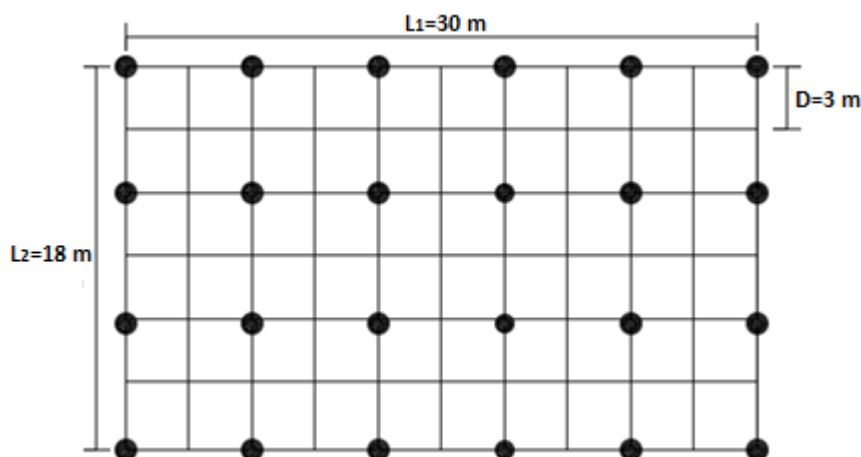


Figura 3.9: Malla de puesta a tierra

De acuerdo a la forma de la malla y al número de varilla, la longitud efectiva de conductor para la malla será:

$$L_T = (18 * 11) + (30 * 7) + (2 * 3 * 24)$$

$$L_T = 552 \text{ m}$$

Con la longitud efectiva de conductores calculamos la resistencia de puesta a tierra con la ecuación 2.30:

$$R_G = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (2.30)$$

$$R_G = 10 * \left[\frac{1}{552} + \frac{1}{\sqrt{20 * 540}} * \left(1 + \frac{1}{1 + 0.6 * \sqrt{20/540}} \right) \right]$$

$$R_G = 0.2006 \text{ } [\Omega]$$

➤ **Tensión máxima de Toque:**

Para la tensión máxima de toque se calcularán los factores descritos en el capítulo previo.

✓ **La corriente de diseño de espaciamiento**

Para ella el valor del factor de división de corriente es aproximadamente $S_f = 0,88$ de acuerdo a la relación que existe entre esta y la resistencia de puesta a tierra en las figuras del anexo C, en la norma std IEEE 80-2000 y el factor de decremento de toda la falla será $D_f = 1,026$ asumiendo una relación $X/R = 10$, de la tabla 10 de en la página 85 de la norma, para una falla con un tiempo de 0.5 segundos de duración y esta se calcula con la ecuación 2.41.

$$I_G = D_f * S_f * I_{1\phi-T} \quad (2.41)$$

$$I_G = 1,026 * (0,88) * (3422)$$

$$I_G = 3089,65 \text{ A}$$

Ya con la corriente de diseño del espaciamiento, se puede calcular el máximo potencial a tierra.

✓ **Factor de espaciamiento para tensión de malla**

Para este cálculo se establece el factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla $K_{ii} = 1$, ya que se tomaron en cuenta los electrodos de puesta a tierra en el análisis y así las únicas incógnitas que quedan son el factor de corrección de peso y el número efectivo de conductores paralelo de la cuadrícula, para lo que el factor de corrección se calcula con la ecuación 2.33:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (2.33)$$

$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.6}{1}}$; Para h_0 se utiliza 1 mt como profundidad de referencia de la cuadrícula de acuerdo a la norma, con la que $K_h = 1.265$.

Y el número efectivo de conductores paralelos se calcula con los factores n_a, n_b, n_c y n_d los cuales se calculan con las ecuaciones 2.34, 2.35 y 2.36:

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} \quad (2.35)$$

$$n_a = \frac{2 * 408}{(30 + 18) * 2}$$

$$n_a = 8,5$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}} \quad (2.36)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{(30 + 18) * 2}{4 * \sqrt{540}}}$$

$$n_b = 1,0163$$

Y los valores de $n_c = n_d = 1$ son indicados por la norma para mallas rectangulares y cuadradas.

Con los cuales el número efectivo de conductores en paralelo es:

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad (2.34)$$

$$n = 85 * 1,0163 * 1 * 1$$

$$n = 8,6383$$

Con lo que el factor de espaciamiento para tensión de malla, con el diámetro de una varilla de puesta a tierra de $d=0,0133$ m es calculado con la ecuación 2.32 y se presenta a continuación:

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D+2*h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right] \quad (2.32)$$

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[\ln \left[\frac{3^2}{16 * 0,6 * 0,0133} + \frac{(3 + 2 * 0,6)^2}{8 * 3 * 0,0133} - \frac{0,6}{4 * 0,0133} \right] \right. \\ \left. + \frac{1}{1,265} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * 8,6383 - 1)} \right] \right]$$

$$K_m = 0,5290$$

✓ **Factor de corrección por geometría de malla**

Para calcular el factor de corrección por geometría de malla es necesario únicamente el número efectivo de conductores paralelos, el cual se determinó previamente, con lo que el factor de corrección se calcula con la ecuación 2.37:

$$K_i = 0.644 + 0.148 * n \quad (2.37)$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 * 8,6383$$

$$K_i = 1,9225$$

Ya con todas estas incógnitas resueltas podemos calcular el voltaje de toque, utilizando la distancia de una varilla de puesta a tierra con un valor de $L_v = 2,4 \text{ m}$ y $N = 24$ varillas de puesta a tierra con la ecuación 2.31:

$$v_t = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_c + \left[1.55 + 1.22 * \left(\frac{L_v}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * N * L_v} \quad (2.31)$$

$$v_t = \frac{10 * 3089,65 * 0,5290 * 1,9225}{408 + \left[1.55 + 1.22 * \left(\frac{2.4}{\sqrt{30^2 + 18^2}} \right) \right] * 24 * 2.4}$$

$$v_t = 74,69 \text{ [V]}$$

✓ **Tensión máxima de Paso:**

Para esta tensión se conocen casi todos los datos proporcionados en el cálculo de la tensión anterior, el único que se desconoce, pero puede ser calculado con todos los factores obtenidos previamente es Factor de espaciamiento para tensión de paso, el cual se calcula con la ecuación 2.46:

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (2.46)$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * 0.6} + \frac{1}{3 + 0.6} + \frac{1}{3} * (1 - 0.5^{8,6383-2}) \right]$$

$$K_s = 0.4587$$

Con lo que la tensión máxima de paso será calculada con la ecuación 2.44:

$$v_p = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{0.75 * L_c + 0.85 * N * L_v} \quad (2.44)$$

$$v_p = \frac{10 * 3089,65 * 0.4587 * 1,9225}{0.75 * 408 + 0.85 * 24 * 2.4}$$

$$v_p = 88,45 [V]$$

✓ **Máximo potencial a tierra**

El máximo potencial a tierra se calcula con la ecuación 2.43:

$$GPR = I_G * R_G \quad (2.43)$$

$$GPR = 3089,65 * 0,2006$$

$$GPR = 619,78 [V]$$

Con lo que todos los datos calculados se especifican en la siguiente tabla:

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	VALORES
Resistencia de Puesta a Tierra	Ω	0,2006
Tensión de Toque Tolerable	V	991,37
Tensión de Paso tolerable	V	3299,39
GPR (máximo potencial a tierra)	V	619,80
Tensión de Toque	V	74,69
Tensión de Paso	V	88,45

Tabla 25: Resultados obtenidos de diseño

Cada cálculo sigue fiel mente la normas utilizada para el diseño de la malla de puesta a tierra, la cual es la norma IEEE std 80-2000.

En la carpeta de anexos en el disco adjunto se presenta la hoja de Excel con los cálculos de las características de la malla de puesta a tierra.

3.12 Estructura general de la subestación

El cálculo de la demanda de la planta de tratamiento de agua arroja la cantidad de 2.36 MVA, sin embargo, la capacidad proyectada a instalarse sería de 4.92 MVA, con lo que se ha seleccionado una capacidad para la subestación de 5/6.25 MVA, de tal manera que además de suplir la necesidad de carga de la planta se tendrá una reserva en el caso de crecimiento de la misma.

La subestación será del tipo simple y estará a la intemperie. La altura y espaciamiento del diseño estarán de acuerdo a las normas nacionales e internacionales vigentes y los reglamentos de seguridad para este tipo de instalaciones.

El esquema utilizado a nivel de 69 KV es el de barra simple con un sistema de bypass para el mantenimiento o fallas en el interruptor. La entrega de energía a la subestación se realiza por medio de una línea de sub-transmisión a nivel de 69 KV que forma parte de este proyecto y se interconectará con la línea nueva de sub-transmisión que va a Songa, que a su vez se interconectará con la línea de sub-transmisión Guasmo perteneciente a CNEL – Unidad de Negocio Guayaquil, esta línea tendrá aproximadamente 120 metros y tendrá un seccionamiento para maniobras y mantenimiento de la subestación.

Los bushings de alta y baja tensión estarán provistos con transformadores de corriente con varias relaciones de transformación. Los transformadores de corriente deberán tener precisión para medición y para protección. La precisión para medición deberá ser de 0.2 y la de protección 5P20. La relación de transformación a nivel de 69 KV deberá ser de 200:5 (multi-relación 200:5) y a nivel de 13.8 KV de 300:5 (multi-relación 600:5).

Para la protección del transformador se instalarán dos disyuntores, uno en alta tensión y otro en baja tensión. El disyuntor a 69 KV tendrá como medio de aislamiento al SF₆, mientras el disyuntor a 13.8 KV tendrá como medio de aislamiento al vacío. Ambos deberán cumplir con lo establecido en el capítulo 3. El accionamiento de los dos disyuntores deberá ser tripolar.

Un relé de protección digital comandará ambos disyuntores. Este equipo deberá incluir de manera mínima, las siguientes funciones: Diferencial (87), sobre corriente de fase (50 y 51) y sobre corriente de neutro (50N y 51N). El relé de bloqueo deberá mandar a disparar ambos disyuntores.

La puesta a tierra para esta subestación, se calcula y describe en la sección 2.3.6 y se calcula en la sección 3.11. Para la construcción de la malla de puesta a tierra se deberá cumplir estrictamente con lo determinado en la sección especificada.

Todas las estructuras metálicas y los equipos de la subestación, estarán debidamente puestos a tierra por medio de conductores 4/0 de cobre conectados a la malla diseñada. La conexión a la malla de tierra deberá hacerse estrictamente en los puntos que cada equipo disponga para este fin.

Dentro de lo que concierne a las estructuras metálicas, se deberá considerar también, la puesta a tierra de puertas de acceso, cercados perimetrales de seguridad y cualquier estructura metálica de tamaño importante que se encuentre dentro de los patios de la subestación.

Las dimensiones de las estructuras también estarán en función de las normas para distancias de seguridad de los conductores con respecto al suelo.

Los dos seccionadores para operación tripolar en grupo a 69 KV (con su cuchilla de puesta a tierra), junto con el seccionador fusible y los descargadores (pararrayos) de 60 KV estarán montados en la estructura principal de la subestación. Los transformadores de corriente, transformadores de potencial y el disyuntor principal serán instalados de forma separada, en bases de concreto distintas. Las estructuras de soporte de estos equipos, deberán cumplir con las alturas mínimas, que garanticen la seguridad de personal que entrará a la subestación.

La distribución de los equipos antes mencionados, se lo deberá hacer de acuerdo a los planos mostrados en el anexo.

CAPÍTULO 4

4. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN A 69 Y 13.8 KV.

En este capítulo se detallan las especificaciones de cada uno de los equipos a instalar en la subestación.

4.1 Transformador de Potencia 5/6.25 MVA

Este es el equipo principal de la subestación y servirá para la transformación de voltaje de un nivel de 69 KV a 13.8 KV. Deberá poseer TC'S a nivel de 13.8 KV para el sistema de protección que deberá llevar.

Las principales características del transformador de potencia se presentan en la tabla 26 y de las características de los equipos adicionales que deberán llevar en las tablas 27, 28, 29 y 30:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Fases	-	3
Frecuencia nominal	Hz	60
Capacidad nominal	MVA	5/6.25 MVA
Tensión nominal en el lado de alta	V	69000 \pm 2 x 2.5%
Tensión nominal en el lado de baja	V	13800
Conexión	-	Dyn1
Impedancia de cortocircuito a 5 MVA	%	7

Tabla 26: Características generales del Transformador de Potencia

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tensión nominal	KV	72.5
Corriente nominal	A	800
BIL	KV	350
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60Hz)	KV	140

Tabla 27: Características de los bushings de alta tensión

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tensión nominal	KV	36
BIL	KV	110
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60Hz)	KV	70

Tabla 28: Características de los bushings de baja tensión

TIPO/UBICACIÓN	RELACIÓN	PRECISIÓN	BURDEN
Multi-relación (600:5)/13.8 KV	300/600:5	5P20	60
	300/600:5	0.2	30
Multi-relación (300:5)/69KV	200/300:5	5P20	60
	60/300:5	0.2	30

Tabla 29: Transformadores de corriente

ALARMA	FUNCIÓN	SEÑALES
Válvula de presión	20	Disparo
Relé Buchholtz (gas)	63	Alarma y disparo
Temperatura del aceite	26	Alarma y disparo
Temperatura del devanado	49	Alarma y disparo
Nivel alto/bajo del aceite	71	Alarma/alarma

Tabla 30: Alarmas y disparos

4.2 Interruptor de potencia en SF6

Este equipo es utilizado para la protección del transformador de potencia a nivel de 69 KV, y su operación dependerá de las señales provenientes de los relés de protección principal y del tablero de control. Sus principales características se presentan en la tabla 31:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Tensión Nominal	KV	72.5
BIL	KV	350
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	140
Frecuencia	Hz	60
Corriente nominal	A	1250
Poder de corte	KA	25
Poder de cierre	KA	65
Corriente de corta duración (3 seg.)	KA	40

Tabla 31: Características del Interruptor de potencia en SF6

Al momento de adquirir este equipo se conoce que deberá incluir un cilindro de SF6 para el llenado del disyuntor. Además este equipo deberá incluir un kit completo de herramientas y acoples para este fin.

4.3 Seccionador tripolar para operación en grupo a 69 KV

Para el seccionamiento de la barra principal a 69 KV, en la Subestación se instalarán dos seccionador tripolares motorizados para operación en grupo a 69 KV. Donde ambos poseerán una cuchilla de puesta a tierra con su respectivo bloqueo mecánico entre fases y tierra. Sus principales características se presentan en la tabla 32:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Tensión Nominal	KV	72.5
BIL	KV	350
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	140
Corriente nominal	A	1250
Corriente de corta duración	KA	40
Duración del cortocircuito	Seg.	1
Voltaje de los circuitos auxiliares	Vdc	125

Tabla 32: Características del seccionador tripolar

4.4 Seccionador fusible para operación mono polar a 69 KV

Para dar una mayor confiabilidad a la Subestación se construirá un bypass fusible, el cual en caso de falla del interruptor principal a nivel de 69 KV, lo reemplazará en su función de interrupción. Estos fusibles deberán ser coordinados con el sistema de protección de la Subestación. Sus características principales se presentan en la tabla 33:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Tensión Nominal	KV	72.5
BIL	KV	350
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	140
Corriente nominal	A	80
Corriente de corta duración	KA	40
Duración del cortocircuito	Seg.	1

Tabla 33: Características del seccionador fusible

4.5 Descargador (pararrayo) a 69KV

El descargador se ubicará sobre el nivel más alto de la estructura de 69 KV y este tendrá una capacidad de 60 KV. Este se conectará por medio de un puente a la línea principal de la estructura antes mencionada. Sus características principales se presentan en la tabla 34:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Modelo	-	-
Tensión Nominal	KV	60
MCOV	KV	52
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60Hz)	KV pico	140
Distancia de fuga	Mm	2300
clase	-	2
BIL	KV	350
Capacidad de absorción de energía	KJ/KV	5

Tabla 34: Características del Descargador (pararrayo)

4.6 Descargador (pararrayo) de 13.8KV

Con el fin de evitar sobre voltajes producidos por descargas atmosféricas, a nivel de 13.8 KV, se deberán instalar pararrayos tipo exterior en el transformador de poder. Estos equipos deberán ser provistos por el fabricante del transformador de poder, y sus características principales se presentan en la tabla 35:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Modelo	-	-
Tipo		Estación
Tensión Nominal	KV	12.5
MCOV	KV	10
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	48
Distancia de fuga	mm	654

clase	-	3
BIL	KV	110
Capacidad de absorción de energía	KJ/KV	9

Tabla 35: Características del Descargador 13.8KV.

Para mayor información acerca de los cálculos para la selección de este descargador, al capítulo 3, sección 3.5 de estudios eléctricos.

4.7 Conductores

Los conductores a instalarse en la subestación para la entrada al transformador a nivel de 69 KV serán del tipo ACSR, calibre # 4/0 AWG. Estos poseerán las características presentadas en la tabla 36:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Calibre	AWG	4/0
Material	-	ACSR
Número de hilos de acero	-	1
Número de hilos de aluminio	-	6
Sección de la aleación interna	mm ²	17.87
Sección de la aleación externa	mm ²	107.22
Resistencia eléctrica DC a 20° C	Ω/Km	0.4151
Capacidad de conducción	A	290
Nivel de aislamiento	%	133

Tabla 36: Características de los conductores a nivel de 69 KV

La máxima capacidad de corriente que permite el transformador (6.25 MVA) a nivel de 69KV sería de 52.3 A. Es decir el conductor seleccionado podría conducir de manera óptima la corriente máxima a este nivel de voltaje.

La salida a 13.8 KV será subterránea y se utilizará conductor de cobre, # 4/0 AWG, aislamiento en XLPE – 15 KV con pantalla semiconductor y cubierta exterior de PVC. Este poseerá las características presentadas en la tabla 37:

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Calibre	AWG	4/0
Material	-	Cobre
Resistencia eléctrica DC a 20° C	Ω/Km	0.164
Nivel de aislamiento	%	133
Capacidad de conducción	A	290

Tabla 37: Características de los conductores a nivel de 13.8 KV

La máxima capacidad de corriente que permite el transformador (6.25 MVA) a este nivel de voltaje sería de 261.48 A. Es decir el conductor seleccionado podría conducir de manera óptima la corriente máxima a nivel de 13.8 KV.

4.8 Transformadores de medición y protección.

En este punto únicamente presentaremos las especificaciones técnicas de los equipos de medición y protección, que se calcularon en el capítulo previo.

4.8.1 Medición a 69 KV

Un transformador de corriente y voltaje combinado con precisión 0.2 ubicado a la entrada del transformador de poder a nivel de 69 KV, el cual deberá tener las características presentadas en la tabla 38.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Tensión Nominal	KV	72.5
BIL	KV	350
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	140
Frecuencia	Hz	60
Relación de Transformación (Corriente)	N/A	60:5
Burden por Devanado (Corriente)	VA	30
Relación de Transformación (Voltaje)	N/A	42000/120
Burden por Devanado (Voltaje)	VA	60

Tabla 38: Características de transformadores de corriente y voltaje a nivel de 69 KV

4.8.2 Medición a 13.8 KV

Un transformador de corriente con precisión 0.2, ubicado a la entrada de la barra principal de 13.8 KV, deberá tener las características presentadas en la tabla 39.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Tensión Nominal	KV	14.5
BIL	KV	110
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	70
Frecuencia	Hz	60
Relación de Transformación	N/A	300:5
Burden por Devanado	VA	30

Tabla 39: Características transformador de corriente nivel 13.8 KV

Un transformador de voltaje con precisión 0.2, ubicado a la entrada de la barra principal de 13.8 KV, deberá tener las características presentadas en la tabla 40.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Tensión Nominal	KV	14.5
BIL	KV	110
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	70
Frecuencia	Hz	60
Relación de Transformación	N/A	8400:120
Burden por Devanado	VA	60

Tabla 40: Características transformador de voltaje nivel 13.8 KV

4.8.3 Protección a 69 KV

Un transformador de corriente multi-relación de clase 5P20 ubicado entre la barra de 69 KV y el interruptor de 69 KV, deberá tener las características presentadas en la tabla 41.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Tensión Nominal	KV	72.5
BIL	KV	350
Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	140
Frecuencia	Hz	60
Relación de Transformación	N/A	200:5
Burden por Devanado	VA	60

Tabla 41: Características del transformador de corriente multi-relación 5P20.

4.8.4 Protección a 13.8 KV

Dos transformadores de corriente de clase 5P20, uno ubicado entre el interruptor de 13.8KV y la barra de 13.8KV, y otro ubicado a la salida de alimentación para las celdas de media tensión con las características presentadas en la tabla 42.

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	NOMBRE/VALOR
Tipo	-	-
Tensión Nominal	KV	14.5
BIL	KV	110

Tensión de ensayo a Frecuencia industrial (60 Hz)	KV pico	70
Frecuencia	Hz	60
Relación de Transformación	N/A	300:5
Burden por Devanado	VA	60

Tabla 42: Características del transformador de corriente multi-relación 5P20

CAPÍTULO 5

5. DIMENSIONAMIENTO Y PLANOS DE LA SUBESTACIÓN

En el presente capítulo únicamente se describen cuáles son los equipos que se instalarán en la subestación.

5.1 Lista general de equipos en la subestación

En el capítulo previo se describieron en detalle los equipos que se deben instalar en la subestación a diseñar. En esta sección únicamente se mencionarán en la tabla 43 para así tenerlos presentes al momento de exponer los planos.

Los equipos a considerar son los siguientes como se muestra en la tabla:

EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN	
Equipo	Cantidad
Transformador de potencia 5/6.25 MVA	1
Interruptor de Potencia en SF6	1
Seccionador tripolar para operación en grupo a 69 KV	1
Seccionador fusible para operación mono polar a 69 KV	3
Descargador (Pararrayo) a 69KV	3
Descargador (Pararrayo) a 13.8 KV	3
Transformadores de protección	6
Transformadores de medición	6

Tabla 43: Lista de equipos de la subestación.

5.2 Ubicación geográfica de la subestación

El lugar para la construcción de la subestación para una planta de tratamiento de agua se encuentra ubicada en el sector sur de la ciudad de Guayaquil, ya que existe un gran terreno donde entraría perfectamente toda la infraestructura, el cual se presenta en la figura 5.1 y 5.2, y estaría a unos 130 metros de la subestación Las Esclusas de CELEC, subestación contará con una capacidad de 5/6.25 MVA y con un voltaje de 69/13.8 KV.



Figura 5.1: Ubicación de la Planta de tratamiento de agua



Figura 5.2: Ubicación de la subestación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a la proyección de carga a 15 años que se ha realizado, la carga de la planta de tratamiento de agua en el año horizonte será de 4,92 MVA, por lo que la capacidad elegida de la subestación sería de 5/6,25 MVA.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas, se rige de acuerdo a las normas internacionales IEEE e IEC, y de acuerdo a ellas se seleccionaron las clases y características que deben tener los pararrayos en la subestación, tanto a nivel de 13.8 KV y 69 KV.

La coordinación de protección a efectuada permitirá proteger los equipos instalados en la subestación contra las corrientes de corto circuito, más y poco frecuentes, debido a que se analizaron los casos extremos, la corriente de falla trifásica y de una fase a tierra, de esta forma se ajustaron los equipos de protección y de respaldo en caso de requerirse.

Las dimensiones de la malla de puesta a tierra son de 30x18 m², un área mayor al de la subestación, además se instalaron 24 varillas de puesta a tierra para reducir su resistencia y poder dirigir de forma adecuada cualquier corriente de falla hacia a tierra y además de las corriente parasita o inducida en la superficie de cualquier equipo.

Se recomienda que la construcción de la subestación para la planta de tratamiento de agua debe estar estrictamente regida por las normas del ARCONEL las cuales sostienen en su contenido que para cargas mayores a 1 MVA deberá construirse una subestación de distribución y así evitar los bajos voltajes.

Se aconseja seguir fielmente los pasos para la elaboración de la malla de puesta a tierra, ya que esta preserva no solo la seguridad de la subestación,

sino también del personal que labora en ella, y una incongruencia en está podría ocasionar daños mortales.

Se recomienda actualizar los cálculos realizados en la coordinación de protecciones acorde al transcurso del tiempo en el caso de presentarse modificatorias o atrasos, ya que el sistema eléctrico es dinámico y cambia constantemente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Regulación No. Conelec – 001/14. Regulacion para cargas mayores a 1MVA, Disponible en: http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/Regulaci%C3%B3n-Autogeneradores-001_14.pdf
- [2] IEC 60071 1-2 (Insulation Coordination).
- [3] IEEE STD 1427-2006 (IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances).
- [4] Regulación No. CONELEC 004/01. La regulación nos indica la frecuencia a la puede variar dependiendo de los niveles distribución disponible en: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-CalidadDeServicio.pdf>
- [5] IEEE STD. 998 – 1996 (Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substation, 'Guía para protección de subestaciones contra descargas atmosféricas').
- [6] Libro coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión (autor: Juan Antonio Martínez Velazco).
- [7] IEC 60044-1. Instrument Transformers Part-1 Current Transformers.
- [8] IEC 60044-2. Instrument Transformers Part-2 Voltage Transformers.
- [9] IEEE Std C57.13-1993. Standard Requirements for Instrument Transformers.
- [10] IEEE STD. 242 – 2001 (IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 'Práctica recomendada para la Protección y Coordinación de los Sistemas Eléctricos Industriales y Comerciales').
- [11] IEEE C37.91-2001- Power Transformer Protection.
- [12] IEEE C37.113-1999- IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines.
- [13] IEEE C37.97-1979- Bus Protection.
- [14] Violet Book IEEE 551-2006. IEEE Recommended Practice for Calculating Short Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems.
- [15] IEEE STD 80-2000. Guide for Safety in A.C. Substations Grounding (Guía para Protección de Tierras en Subestaciones).

ANEXO

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

ARCONEL.	-	Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
A[KV].	-	Factor para varias líneas aéreas.
A.	-	Área de la malla de puesta a Tierra.
BIL.	-	Nivel básico de impulso.
BSL.	-	Nivel básico de maniobra.
C [300m/μs].	-	Velocidad de la luz.
CFO.	-	Negative polarity impulse critical flashover.
CONELEC.	-	Consejo Nacional de Electricidad.
CENACE.	-	Corporación Centro Nacional de Control de Energía.
CNEL.	-	Corporación Nacional de Electricidad.
Cs.	-	Factor de Reducción del Terreno.
D.	-	Espaciamiento entre conductores paralelos de la cuadrícula de malla de puesta a tierra.
d.	-	Diámetro del conductor a utilizar en mm ² .
FS.	-	Factor de seguridad.
FLP.	-	Factor Límite de Precisión.
GPR.	-	Máximo gradiente de potencial.
hs.	-	Espesor de la capa superficial (entre 0,1 y 0,15 metros).
h.	-	Profundidad de enterramiento de los conductores.
I_n [KA].	-	Corriente nominal de descarga.
I_{pn} [KA].	-	Corriente nominal primaria del TC.
I_S [KA].	-	Corriente de descarga.
I_{Sn} [A].	-	Corriente nominal secundario del TC.
I [KA].	-	Pico de corriente específico de descarga.
I_o .	-	Máxima corriente de Falla a Tierra en el sistema.
I_g .	-	Corriente de diseño del espaciamiento.
I_b [A].	-	Corriente nominal del transformador de poder en función de la corriente del TC.
k.	-	Factor de falla a tierra.

$K_{co} \left[\frac{\mu s}{KV} m \right]$.-	Amortiguamiento por efecto corona.
K_{cd} .-	Factor de coordinación determinístico.
K .-	Coeficiente que considera diferentes distancias de descarga.
K_a .-	Factor de corrección por condiciones atmosféricas.
K_s .-	Factor de corrección por seguridad.
K_m .-	Factor de Espaciamiento para tensión de malla.
K_i .-	Factor de Corrección por geometría de la malla.
K_{ii} .-	Factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla.
K_h .-	Factor de corrección por la profundidad de enterramiento de la malla.
K_s .-	Factor de espaciamiento para tensión de paso.
L_{sp} [m].-	Longitud de un vano de línea de transmisión.
L_t [m].-	Longitud conductor con tasa de falla igual a tasa de retorno de sobretensión
L_a .-	Sección de la línea que tiene una tasa de falla igual a la tasa aceptable de falla.
LIW .-	Nivel de resistencia a un impulso tipo rayo.
$L1$.-	Largo de La Malla.
$L2$.-	Ancho de la Malla.
L_c .-	Longitud del conductor horizontal.
L_v .-	Longitud de un electrodo tipo varilla.
LT .-	Longitud Total del Conductor.
L_c .-	Longitud del conductor horizontal.
L_p .-	Longitud del perímetro.
m .-	Es la característica de la tensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayo.
N .-	Número de electrodos tipo varilla.
n .-	Número de líneas aéreas conectadas a una subestación (sección coordinación de aislamiento).
n .-	Número efectivo de conductores paralelos de la cuadrícula.
$P(I)$.-	Probabilidad de que un pico de corriente en cualquier descarga exceda la corriente I .
p .-	Resistividad equivalente del terreno.

ρ_s .-	Resistividad aparente de la capa superficial. (Ohmios – metros).
R_t [1/año].-	Tasa de retorno de sobretensión.
R_{km} $\left[\frac{1}{m}\text{año}\right]$.-	Tasa de salida por falla de una línea, para el primer kilómetro frente a la subestación.
R_a .-	Tasa aceptable de falla.
R_G .-	Resistencia de Puesta a Tierra calculada.
s [KV/ μ s].-	Elevación de la onda de choque.
SIW.-	Switching Impulse Withstand Level.
S_{rp} [KV/ μ s].-	Elevación de la onda de choque representativa.
S .-	Distancia de descarga en metros.
SIW.-	Nivel de resistencia de la conmutación.
Sf.-	Factor divisor de corriente.
TOV_c .-	Capacidad de un pararrayos para soportar sobretensiones temporales.
T [μ s].-	Tiempo de viaje de la onda.
T_t .-	Constante de tiempo de sobre voltaje.
TC.-	Transformador de corriente.
T_c .-	Tiempo máximo de despeje de falla.
U_{cw} [KV].-	Voltaje soportado de coordinación.
U_{e2} [KV].-	Valor de sobretensión de fase a tierra que tiene la probabilidad del 2% de ser excedido.
U_m [KV].-	Voltaje máximo para un equipo.
U_c [KV].-	Tensión de funcionamiento continuo.
U_r [KV].-	Tensión representativa.
U_{pl} [KV].-	Nivel de protección del descargador ante descargas atmosféricas.
U_{ps} [KV].-	Nivel de protección del descargador ante conmutación de interruptores.
U_{rp} [KV].-	Amplitud de sobretensión representativa.
U_{rw} [KV].-	Voltaje soportado requerido.
U_s [KV].-	Voltaje máximo del sistema.
U_w [KV].-	Voltaje soportado estándar.
U_{pl} [KV].-	Nivel de protección del descargador ante descargas atmosféricas.

- U_t [KV].- Cantidad de sobretensión máxima que se presenta en un sistema para una falla a tierra.
- V_k [V].- Voltaje en el codo de saturación.
- Z_s [Ω].- Impedancia transiente del conductor.

PLANOS DE LA SUBESTACION

- Plano de bases de los equipos.
- Plano de implantación.
- Plano de corte A-A'
- Plano de corte B-B'
- Diagrama unifilar.