



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

PROPUESTA PARA EL DISEÑO DE LA RED DE 69 KV, PARA LA CIUDAD DE QUETZALTENANGO

Oscar Norberto Escobar Rojas
Asesorado por el Ing. Benedicto Monroy Mérida

Guatemala, marzo de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA PARA EL DISEÑO DE LA RED DE 69 KV,
PARA LA CIUDAD DE QUETZALTENANGO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

OSCAR NORBERTO ESCOBAR ROJAS
ASESORADO POR EL ING. BENEDICTO MONROY MÉRIDA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2007

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA PARA EL DISEÑO DE LA RED DE 69 KV, PARA LA CIUDAD DE QUETZALTENANGO,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 3 de abril de 2006.

Oscar Norberto Escobar Rojas.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández
EXAMINADOR	Ing. Jorge Fernando Álvarez Girón
EXAMINADOR	Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS En cualquiera de sus manifestaciones

MIS PADRES Rosalinda Rojas y Rodolfo Escobar

MIS HERMANAS Mildred y Laura.

MIS TÍAS Yolanda Escobar y Alba Rojas

LA SEÑORA Doña María Castillo de Morales

MI NOVIA Esther Cifuentes

**MIS TÍOS Y TÍAS EN
GENERAL**

**MIS PRIMO(A)S Y
SOBRINO(A)S EN GENERAL**

**LA UNIVERSIDAD DE SAN
CARLOS DE GUATEMALA**

AGRADECIMIENTOS A:

Ingeniero Benedicto Monroy

Ingeniero José Vicente Espinoza

Ingeniero Leonidas Pum

Ingeniero Juan Carlos Soto

Ingeniero Jorge Luis Quemé

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. GENERALIDADES	1
2. PROYECCIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA, EN LA CIUDAD DE QUETZALTENANGO	11
2.1 Método para hacer la proyección	11
2.2 Modelo matemático	14
2.3 Proyección de la demanda de energía	17
3. CONSIDERACIONES A TOMAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA RED DE 69 KV	21
3.1 Capacidad de las subestaciones	21
3.2 Ubicación física	21
3.3 Aspectos Legales	29
3.4 Criterios del área a servir	30

3.5 Flujo de potencia	31
3.6 Alimentación de las subestaciones	31
3.6.1 Línea de alimentación	33
3.6.2 Líneas de distribución	34
4. DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	39
4.1 Obra civil	39
4.2 Diagrama Unifilar	41
4.3 Transformador	43
4.4 Distancias de diseño de las subestaciones	43
4.4.1 Distancia de fase a tierra	44
4.4.2 Distancias entre fases	47
4.4.3 Altura mínima de las partes vivas a los equipos	47
4.4.4 Altura de las barras sobre el nivel del suelo	48
4.4.5 Altura mínima de llegada de líneas en la subestación	49
4.4.6 Distancias mínimas de seguridad	52
4.5 Cálculo de la corriente de corto circuito	54
4.6 Diseño de la red de tierras	56
4.7 Blindaje	59
4.8 Sistemas auxiliares	62
4.9 Comunicaciones	63

4.10 Localización del pararrayos	64
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFÍA	71
APÉNDICE 1. ASPECTOS GEOGRÁFICOS	73
A1.1 Datos del departamento de Quetzaltenango	73
A1.2 Aspectos climatológicos	74
A1.3 Temperatura	74
A1.4 Velocidad del viento	75
A1.5 Humedad y precipitación fluvial	75
A1.6 Nivel sísmológico	75
A1.7 Nivel cerámico	76
APÉNDICE 2. RESISTIVIDAD DE TERRENOS	77
A2.1 Naturaleza del terreno	77

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Subestación de La Esperanza	2
2	Subestación Quetzaltenango	4
3	Diagrama Unifilar actual de la red que alimenta a la ciudad de Quetzaltenango	6
4	Ubicación de los ramales de la Empresa Eléctrica de Quetzaltenango	7
5	Crecimiento de la potencia en MVA	14
6	Proyección de la demanda de potencia para la ciudad de Quetzaltenango	19
7	Ubicación del terreno propuesto para la subestación Llanos del Pinal	23

8	Otra vista del terreno propuesto para construir la subestación Llanos del Pinal	24
9	Vista del terreno propuesto para la construcción de la subestación Urbina	26
10	Localización de las subestaciones propuestas para la EEMMQ	27
11	Diagrama Unifilar de la propuesta de la red de 69 KV para la ciudad de Quetzaltenango	28
12	Alimentación de las subestaciones	32
13	Esquema de protección de línea	33
14	Disposición de las líneas de distribución	34
15	Línea corta	37
16	Velocidad del viento por regiones	41
17	Diagrama Unifilar de la subestación propuesta	42
18	Vista de planta de la subestación	51
19	Vista frontal de la subestación	51
20	Vista lateral de la subestación	52
21	Representación del sistema eléctrico para calcular la corriente de corto circuito	55
22	Diseño de la red de tierras	58
23	Distancias a considerar en el blindaje de las subestaciones	60

24	Esquema de alimentación de los servicios auxiliares	62
25	Comunicación de la subestación con el sistema SCADA	64

TABLAS

I	Demanda de energía y potencia de la ciudad de Quetzaltenango	11
II	Tabla de crecimiento de consumo de energía en la ciudad de Quetzaltenango	12
III	Proyección de la demanda de potencia para la ciudad de Quetzaltenango	17
IV	Valores de las reactancias para el conductor 336.4 MCM	34
V	Valores de las impedancias para los alimentadores	37
VI	Distancias de diseño de la subestación	53
VII	Medidas mínimas de conductores de cobre para evitar fusión	56
VIII	Resistividad según la naturaleza del terreno	77
IX	Valores medidos de la resistividad	78

GLOSARIO

Amperio	Unidad de medida de la intensidad de la corriente eléctrica
Carga	Potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, la cual puede ser medida en términos de kW, KVA _r , o kVA.
Demanda	Es la carga en las terminales de una instalación o sistema promediada en un intervalo de tiempo particular
Diagrama Unifilar	Simplificación de un sistema eléctrico, representado por medio de una línea y de símbolos normalizados, a las líneas de transmisión y aparatos asociados a éste.
Energía eléctrica	Es la potencia eléctrica multiplicada por el tiempo
Factor de potencia	Es la razón entre la potencia eléctrica útil consumida y la cantidad de potencia eléctrica, que se debe suministrar al consumidor.
Kilowatt	Unidad de medida de la potencia real que se usa en un circuito de corriente alterna, significa 1,000 vatios

Kilowatt hora (kWh)	Unidad de energía eléctrica igual a 1,000 vatios
Potencia eléctrica	Cantidad de energía eléctrica consumida por unidad de tiempo, cedida por la fuente y recibida por una carga.
Recloser	Aparato utilizado para protección de equipos o líneas, tiene la capacidad de efectuar operaciones automáticas según programación.
Subestación	Punto de conexión o conmutación para líneas de transmisión, circuitos de generación y transformadores elevadores y/o reductores.
Tensión o voltaje	Diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito eléctrico
Transformador	Máquina estacionaria utilizada para transferir energía eléctrica de corriente alterna de un circuito a otro, por medios electromecánicos. Transforma los valores de tensión y corriente que recibe respecto a los que suministra.
Volt	Unidad de medida de la tensión

RESUMEN

El presente trabajo, surge de la necesidad de el diseño de una red de energía, que abastezca a la ciudad de Quetzaltenango, debido al gran crecimiento que ha tenido la ciudad en los últimos años, y con ello también la demanda de energía eléctrica, para sectores residenciales y comerciales.

El primer capítulo trata acerca de cómo se encuentra abastecida la red de distribución para la ciudad en la actualidad; se incluye una figura que muestra los ramales principales que abastecen a la ciudad.

En el segundo capítulo se determina un método para elaborar proyecciones de la demanda de energía por medio de una ecuación matemática, también se presentan datos históricos de la evolución de la demanda de energía y con base en ellos se hace una proyección a futuro.

En el capítulo tres, se presentan las consideraciones que se tienen que tomar a la hora de diseñar la red, es decir, la capacidad de las subestaciones, el lugar más conveniente para ubicar dichas subestaciones, cómo se alimentarán, cómo se protegerán las líneas de alimentación y cómo serán las líneas de distribución que conectarán las subestaciones con la red de distribución existente, así como los aspectos legales que se tienen que cumplir, de acuerdo a la Ley General de Electricidad.

El cuarto capítulo, establece los parámetros de diseño de las subestaciones, el Diagrama Unifilar, las vistas de las subestaciones, todas sus libranzas, el tipo de transformador que llevarán las subestaciones, el diseño de la malla de tierra y las comunicaciones de la subestación.

OBJETIVOS

General

Establecer una propuesta, mediante el uso de un modelo matemático, del diseño de una red de 69 kV para la ciudad de Quetzaltenango.

Específicos

1. Establecer la posible ubicación de las subestaciones que formarán parte de la red de 69 kV para la ciudad de Quetzaltenango.
2. Hacer una diseño de subestaciones que cumplan con los requerimientos de la red, y que puedan construirse a un costo bajo.

INTRODUCCIÓN

El abastecimiento de energía eléctrica a las ciudades modernas, es uno de los factores que determina su grado de desarrollo económico; el sector occidental de la república, tiene un gran centro que es la ciudad de Quetzaltenango, debido al comercio que se desarrolla en esta metrópoli; es por ello que muchas personas de la región emigran hacia la ciudad, haciéndola crecer más y esto conlleva al aumento de viviendas, comercios, escuelas, edificios y todo lo que una metrópoli moderna necesita.

Debido al grado de crecimiento urbano que esta tiene la ciudad de Quetzaltenango, se incrementa también su consumo de energía, por lo cual es necesario abastecerla adecuadamente, pues de ello también va a depender su desarrollo económico.

El presente estudio, pretende aprovechar los medios de alimentación que existen en el presente, para conectar dos subestaciones que alimenten a los sectores en crecimiento de la ciudad, pues ellos demandarán energía que las actuales subestaciones no podrán satisfacer.

El diseño de la red se hace de la manera más económica posible, debido a que la Empresa Eléctrica Municipal no cuenta con muchos recursos para construir subestaciones, por lo que se tomó en cuenta este factor a la hora de hacer el diseño.

Directamente de este diseño, la ciudad ya contara con alimentación directa en 69 Kilovoltios, para su red de distribución que en la actualidad es de 13.8 Kilovoltios.

También se trató de localizar los puntos más accesibles de las líneas de transporte, para que los costos de alimentación de las subestaciones que van a formar parte de la red de la ciudad, tengan costos mínimos.

1. GENERALIDADES

En la actualidad a la Empresa Eléctrica de Quetzaltenango la abastece la Empresa de Transporte y Control ETCEE, que es parte del Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

La Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango, compra en bloque la Energía a la ETCEE, y esta se la suministra para abastecer a la ciudad de Quetzaltenango, con un nivel de voltaje de 13.8 kV¹, ya que la ciudad cuenta con una red de distribución diseñada para este nivel de voltaje. Dicha red de distribución crece cada día más, por lo que la capacidad de las subestaciones que la alimentan está llegando a su límite.

En la actualidad la ciudad de Quetzaltenango se alimenta con dos subestaciones, una es la subestación de la Esperanza, ver figura 1. En ella podemos ver que la subestación se alimenta con tres líneas principales, cuyas características son las siguientes:

- Línea de 230 kV, que viene de la subestación de Brillantes ubicada en el departamento de Retalhuleu.
- Línea de 69 kV, que viene de la subestación de Santa María, ubicada en el municipio de Zunil, en el departamento de Quetzaltenango.
- Línea de 69 kV, que viene de la subestación Sololá, ubicada en el departamento de Sololá.

¹ kV, es abreviatura de kilovolt.

Figura 1. Subestación de La Esperanza.



Además cuenta con cuatro barras:

- Una barra de 230 kV
- Una barra de 69 kV
- Una barra de 34.5 kV
- Una barra de 13.8 kV

La línea que viene de la subestación Brillantes llega a la barra de 230 kV y luego se transforma a 69 kV, luego de esta barra se toma la energía y tenemos salidas de líneas de 69 kV hacia San Marcos y Huehuetenango. De esta misma barra se vuelve a transformar a 34.5 kV y de la barra que tiene este nivel de

voltaje salen dos líneas una que va hacia Totonicapán y la otra hacia San Marcos.

También la barra de 69 kV, alimenta a un transformador de 30/40/50 MVA² que baja el nivel de voltaje a 13.8 kV, de esta barra parten 6 ramales en este voltaje, los cuales son llamados.

- Ramal San Juan Ostuncalco
- Ramal San Carlos Sija
- Ramal Salcajá
- Ramal Xela I
- Ramal Xela II
- Ramal Xela III

Estos tres últimos ramales son los que alimentan a la ciudad y parte de los municipios aledaños, como la Aldea Barrios del municipio de Olintepeque y partes del municipio de La Esperanza, Cantel y Almolonga.

También alimenta a la ciudad otra subestación propiedad de la ETCEE, que es llamada subestación Quetzaltenango, ver figura 2. Esta es alimentada por una línea de 69 kV proveniente de Sololá, haciendo una derivación por medio de conectores tipo "T" justo antes de la estructura número 19 de dicha línea a la altura de la 29 avenida de la zona 7 de la ciudad, para luego distribuir la energía en 13.8 kV dada la red construida.

² MVA es abreviatura de Mega voltamperes

Figura 2. Subestación Quetzaltenango.



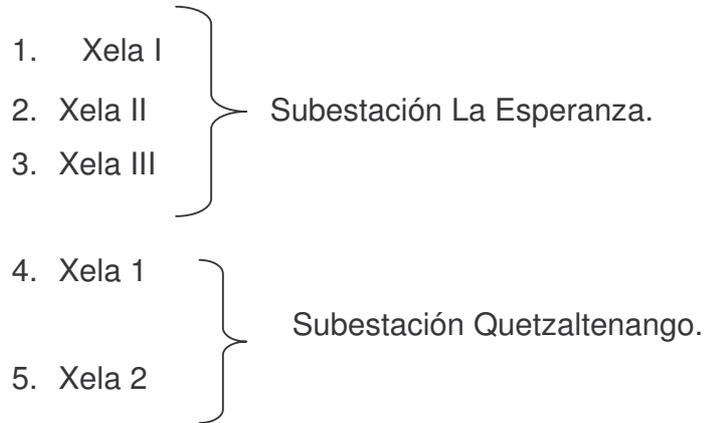
En el diagrama unifilar, ver figura 3, podemos ver que esta subestación tiene un transformador de 10/14 MVA y que de ella salen dos ramales que son:

- Ramal Xela 1
- Ramal Xela 2

Y tiene dos más en reserva.

De esto podemos concluir que únicamente alimenta a la ciudad de Quetzaltenango y no a otros lugares vecinos.

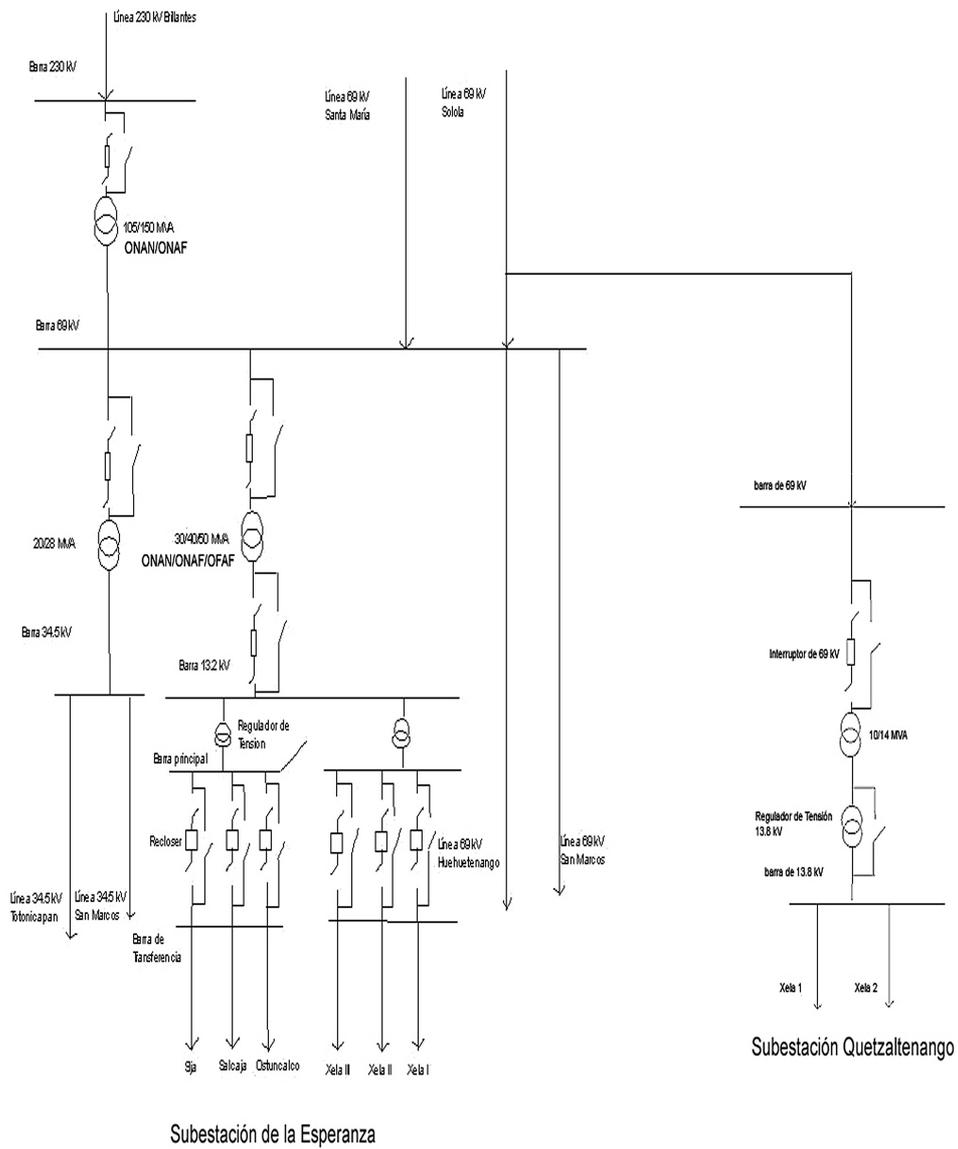
Por lo tanto la ciudad de Quetzaltenango está abastecida por cinco ramales, los cuales son:



Cabe decir que los ramales Xela 1 y Xela 2, se obtuvieron de partir los ramales Xela I y Xela III, pues la subestación Quetzaltenango tiene aproximadamente 3 años y medio.

Debido a que no se cuenta con mediciones directas para cada ramal, es decir la corriente que maneja cada uno, ni por parte de la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango, ni por parte de la ETCEE, se tienen únicamente datos en bloque para cada subestación.

Figura 3. Diagrama Unifilar actual de la red que alimenta a la ciudad de Quetzaltenango.



Para la subestación Quetzaltenango:

$$\text{MVA} = \text{MW} / \text{Factor de Potencia.}$$

$$\text{MVA} = 10.5 \text{ MW} / 0.9$$

$$\text{MVA} = 11.67$$

y para la subestación de La Esperanza.

$$\text{MVA} = 16.416 \text{ MW} / 0.9$$

$$\text{MVA} = 18.24$$

De las cantidades anteriores podemos hacer las siguientes observaciones:

- La capacidad máxima de la subestación Quetzaltenango es de 14 MVA, por lo tanto actualmente la subestación está a un 83.36% de su capacidad máxima.
- La capacidad máxima del transformador de la subestación de La Esperanza que alimenta los ramales Xela I, Xela II y Xela III, es de 50 MVA, por lo tanto el consumo de la ciudad de Quetzaltenango es de 36.48% de la capacidad máxima del transformador. Sin embargo este último no sólo alimenta a la ciudad sino también a San Juan Ostuncalco, Salcajá, San Carlos Sija, teniendo estos ramales una tendencia a crecer rápidamente, debido a que estos municipios son áreas en los que la población crece rápidamente y por lo tanto también su consumo de

energía eléctrica, el cual es proporcionado por Unión Fenosa a través de su Empresa de Distribución que es DEOCSA.

Por lo tanto se puede decir que la alimentación en 13.8 kV para la ciudad de Quetzaltenango está llegando a su capacidad máxima,

Debido a lo anteriormente expuesto, es necesario que la ciudad de Quetzaltenango tenga 2 subestaciones con alimentación de 69 kV .

Teniendo una alimentación en 69 kV se aprovechará también la red ya existente en 13.8 kV, siendo necesario para ello instalar subestaciones de distribución.

2. PROYECCIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN LA CIUDAD DE QUETZALTENANGO

La determinación de la demanda, viene determinada por una gran cantidad de variables que puede afectar su comportamiento. Estas variables son tanto de tipo socioeconómico (crecimiento demográfico, evolución de la construcción) como una serie de parámetros, cuya influencia es difícil de determinar (el crecimiento económico, la mejora de la calidad de vida, la mejora en las infraestructuras).

En este capítulo haremos una proyección del crecimiento de la energía eléctrica en la ciudad de Quetzaltenango.

El propósito de este proyecto es el de mejorar el suministro de energía eléctrica para la ciudad de Quetzaltenango, para un periodo de 10 años comenzando desde el 2006.

2.1 Método para hacer la proyección.

Para representar los tipos de crecimiento potenciales se utilizan modelos matemáticos. Estos son representaciones de la realidad que suministran un estándar de comportamiento ideal con referencia al cual se puede juzgar y medir la realidad. Para ello haremos uso de un modelo matemático, que se construirá basándose en las estadísticas con que se cuenta.

Para hacer más sencillo el modelo únicamente tomaremos en cuenta una variable, que es el crecimiento de la demanda de energía eléctrica por año.

Como se menciona anteriormente, se tienen datos históricos de la demanda de energía de la ciudad de Quetzaltenango, en los meses de diciembre que son los meses de mayor demanda al año, dichos datos se muestran en la tabla I.

Tabla I. Demanda de Energía y potencia de la Ciudad de Quetzaltenango

Año (mes de diciembre)	Energía Consumida en GW/h	Potencia en MW
1999	7,649,600	19.17
2000	8,629,338	19.44
2001	9,482,899	21.15
2002	11,239,986.78	22.96
2003	10,995,729	26.12

Fuente: Asociación del Mercado Mayorista.

Como conocemos la Potencia, podemos calcular la potencia aparente, debido a que según el INDE, el factor de potencia se mantiene casi constante en 0.9. Usando este valor obtenemos los datos, que son presentados en la tabla II.

Tabla II. Tasas de crecimiento de consumo de energía en la ciudad de Quetzaltenango

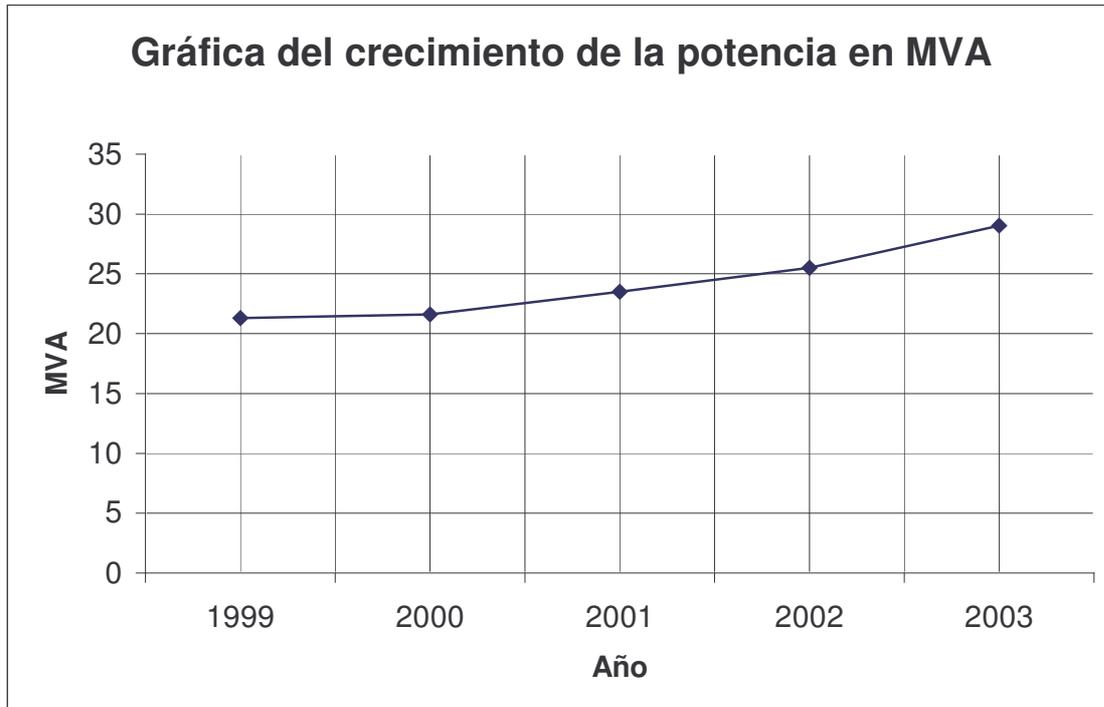
Diciembre / año	Potencia en MW	MVA	Tasa de Crecimiento
1999	19.17	21.3	
2000	19.44	21.6	1.4%
2001	21.15	23.5	8.8%
2002	22.96	25.51	8.55%
2003	26.12 ⁶	29.02	13.76%
Promedio Geométrico			6.17% ⁷

⁶ Podemos usar estos datos como una aproximación confiable, ya que el consumo máximo al mes de julio de 2005 es de 26.916 MW

⁷ El crecimiento de demanda de potencia en la República es de 4%. Ver "The Referente of Electricity expansion plan of Guatemala", por el Ingeniero Rodolfo Santizo.

De acuerdo a estos datos, podemos construir la siguiente grafica.

Figura 5. Crecimiento de la potencia en MVA



Se ve que la gráfica presenta una pendiente positiva, y que no es lineal, además la gráfica no presenta un crecimiento muy empinado, pero asumiremos que la pendiente de la curva crece de forma exponencial.

2.2 Modelo matemático.

Uno de los primeros intentos de modelar matemáticamente el crecimiento demográfico humano, lo hizo el economista ingles Thomas Malthus en 1798. En esencia, la idea del modelo maltusiano es la hipótesis de que la tasa de crecimiento de un país crece en forma proporcional a la población total $P(t)$, de ese país en cualquier momento t . En otras palabras, mientras más personas

haya en el momento t más habrá en el futuro. En términos matemáticos, esta hipótesis se puede expresar

$$\frac{dP}{dt} \propto P \quad \text{o sea} \quad \frac{dP}{dt} = kP$$

Donde k es una constante de proporcionalidad. A pesar de que este sencillo modelo no tiene en cuenta muchos factores que pueden influir en las poblaciones, haciéndolas crecer o disminuir, predijo con mucha exactitud la población de Estados Unidos desde 1790 hasta 1860. Las poblaciones que crecen con la tasa descrita anteriormente son raras: sin embargo, se sigue usando esa ecuación para modelar el crecimiento de poblaciones pequeñas en intervalos cortos de tiempo.

Solucionando la ecuación anterior podemos escribir:

$$\frac{dP}{dt} - kP = 0$$

Se aprecia por simple inspección, que el factor integrante es e^{-kt} . Al multiplicar ambos lados de la ecuación por este termino, e integrar se obtiene

$$\frac{d(e^{-kt} P)}{dt} = 0$$

Y

$$e^{-kt} P = c$$

Por consiguiente

$$P(t) = ce^{-kt}$$

Donde c es una constante.

Para hacer un pronóstico de la demanda de la ciudad de Quetzaltenango, se tiene que resolver la ecuación de crecimiento exponencial, con las condiciones iniciales dadas.

Partimos de la ecuación:

$$P(t) = ce^{-kt}$$

Llamando a la demanda D, entonces la ecuación se transforma en

$$D(t) = ce^{-kt}$$

Tomando las condiciones iniciales, podemos encontrar el valor de las constantes, así

Para el año 2001, se tiene que

$$D(2001) = 23.5MVA$$

Y tomando a 2002 como el año cero.

$$23.5MVA = ce^{-k(0)}$$

O sea

$$c = 23.5MVA$$

Luego para el año 1 (2002)

$$D(1) = 25.51MVA$$

Siguiendo el mismo procedimiento

$$25.51MVA = ce^{-k(1)}$$

Pero como $c = 22.96$

$$25.51MVA = (22.96MVA)e^{-k}$$

$$e^{-k} = 1.08$$

Resolviendo para k

$$-k = \ln 1.08$$

$$-k = 0.08$$

Ya tenemos el valor para los dos constantes, así que

$$D(t) = 25.51e^{0.08t}$$

Con esta ecuación ya podemos hacer la proyección de la demanda de energía.

2.3 Proyección de la demanda de energía.

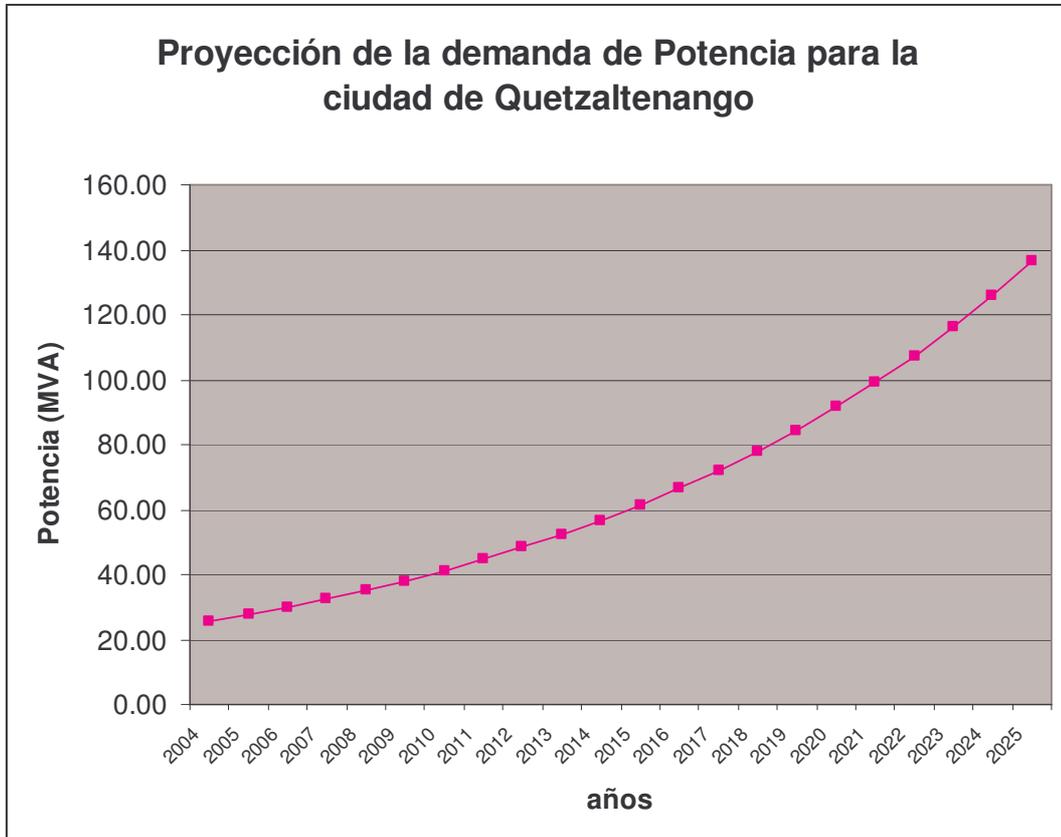
A continuación se muestra el análisis de regresión exponencial que nos indica la proyección estimada de demanda de energía y potencia para el año 2025.

Tabla III. Proyección de la demanda de Potencia para la ciudad de Quetzaltenango.

Año	Demanda de potencia (MVA)
2004	25.46
2005	27.58
2006	29.87
2007	32.36
2008	35.06
2009	37.98
2010	41.14
2011	44.57
2012	48.28
2013	52.30
2014	56.66
2015	61.37
2016	66.49
2017	72.02
2018	78.02
2019	84.52
2020	91.56
2021	99.19
2022	107.45
2023	116.40
2024	126.09
2025	136.59

Para que el proyecto se eficiente hasta el año 2015, las subestaciones deberán contar con una capacidad de 14/18 MVA. Para visualizar el comportamiento del crecimiento de la demanda de potencia (MVA), se realiza la figura 6.

Figura 6. Proyección de la demanda de Potencia para la ciudad de Quetzaltenango.



De acuerdo con la proyección de crecimiento para el año 2015 tendremos un consumo de potencia de 61.37 MVA.

Actualmente tenemos un consumo máximo para el mes de diciembre de 29.01 MVA, ahora restamos $61.37 - 29.01$ MVA y obtendremos 32.36 MVA.

Se tendrá que cubrir esta demanda. Aquí hay dos opciones. Instalar una subestación con un transformador de 30/40 MVA, con un nivel de voltaje de 69/13.8 kV para el primario y secundario respectivamente.

La segunda opción es la de instalar dos subestaciones, cada una con un transformador de 14/18 MVA⁸ y formar parte de una red de 69 kV y ubicar estas subestaciones en las áreas periféricas de la ciudad, que son las que tienen mayor crecimiento poblacional.

Escogeremos la segunda opción, debido a la posibilidad de poder implementar primero una subestación (cuyo costo es mucho menor, debido a una capacidad menor de potencia), y luego a la mitad del plazo a considerar, se puede implementar la segunda subestación.

⁸ Se proyecta un consumo de 15 MVA, para la Nueva Ciudad de Xelaju y en nuevo campus de la Universidad Rafael Landívar, en la parte sur de la Ciudad.

3. CONSIDERACIONES A TOMAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA RED DE 69 KV

3.1 Capacidad de las subestaciones.

En base a las proyecciones obtenidas, la capacidad de las subestaciones será de 14/18 MVA, para cada una de las subestaciones.

Puede considerarse que después del plazo proyectado se ampliara la capacidad de la subestación, y así poder brindar servicio, no sólo a la ciudad de Quetzaltenango, sino también a municipios vecinos, ya que en estos la demanda de energía eléctrica, crece cada día más.

3.2 Ubicación Física.

Se tomara en cuenta para la ubicación de las subestaciones la cercanía a las líneas de 69 kV, de la ETCEE ya que esto reduce los costos en la construcción de las líneas de alimentación, además también la cercanía a las redes de 13.8 kV por la misma razón. Y que no se ubiquen dentro de áreas densamente pobladas⁹, aunque en algunos casos esto no será posible.

Tomando en cuenta estos criterios se ha establecido los lugares en donde se puede construir las subestaciones. La primera a la cual se llamara Llanos de Pinal, estará ubicada en el sector del municipio de Quetzaltenango llamado Llanos de Pinal.

La ubicación de esta subestación, estará en las coordenadas siguientes:

⁹ Se pude proponer un proyecto de Ley ante el Congreso, que no se construyan viviendas a cierta distancia de una línea de transmisión.

Latitud Norte 14° 49' 15"

Longitud Oeste 91° 31' 28.8"

Las razones por las que se escogió esta ubicación son:

- Es un lugar con terrenos en los cuales á encuentra sembrada milpa ó están baldíos, sin ningún tipo de vegetación.
- En el lugar no se encuentran viviendas muy cerca,
- La EEMQ puede negociar para adquirir estos terrenos.
- El lugar se encuentra cerca de donde pasa la línea de 69 kV proveniente de la subestación Santa María, que para en la ubicación siguiente:

Latitud Norte 14° 48' 59.2"

Longitud oeste 91° 32' 13.5"

- El lugar también está cercano a la red de 13.8 kV de la ciudad, específicamente al ramal Xela II. El poste del ramal Xela II mas cercano esta en la ubicación siguiente:

Latitud Norte 14° 49' 16.1"

Longitud oeste 91° 32' 12.9"

Es decir a una distancia de 994.73 metros.

En la figura 7 podemos ver la ubicación del terreno.

Figura 7. Ubicación del terreno propuesto para la subestación Llanos de Pinal.



Figura 8. Otra vista del terreno propuesto para construir la subestación Llanos del Pinal



La segunda de las subestaciones estará ubicada en el municipio de Cantel, en el sector conocido como Urbina y se llamará subestación Urbina.

La ubicación de esta subestación estará en las coordenadas siguientes

Latitud Norte 14° 51' 13.0"

Longitud Oeste 91° 28' 26.3"

La razón para ubicar la subestación en este lugar

- es porque es un terreno baldío,
- el terreno tiene fácil acceso a la entrada de vehículos
- y es un terreno plano.

Debe tomarse en cuenta que en las cercanías del terreno hay lugares poblados (rodeando el terreno) pero si se construye la subestación en este lugar, se evitara que las líneas de 69 kV pasen sobre algunas de las construcciones o viviendas que hay en el lugar.

Otra razón es su cercanía a las líneas de 69 kV que provienen de Sololá, la cual pasa por la siguiente ubicación.

Latitud norte 14° 51' 15.1"

Longitud oeste 91° 28' 26.7"

La red de 13.8 kV de la ciudad de Quetzaltenango, está cerca del terreno y pasa por la ubicación siguiente (el ramal Xela 2)

Latitud norte 14° 50' 54.9"

Longitud oeste 91° 28' 39.6"

A una distancia de 1878.76 metros, la cual es una distancia media, lo que no redundaría mucho en los costos de la construcción de una línea de 13.8 kV.

**Figura 9. Vista del terreno propuesto para la construcción de la subestación Urbina.
En el fondo se puede ver la estructura de la línea de 69 KV.**

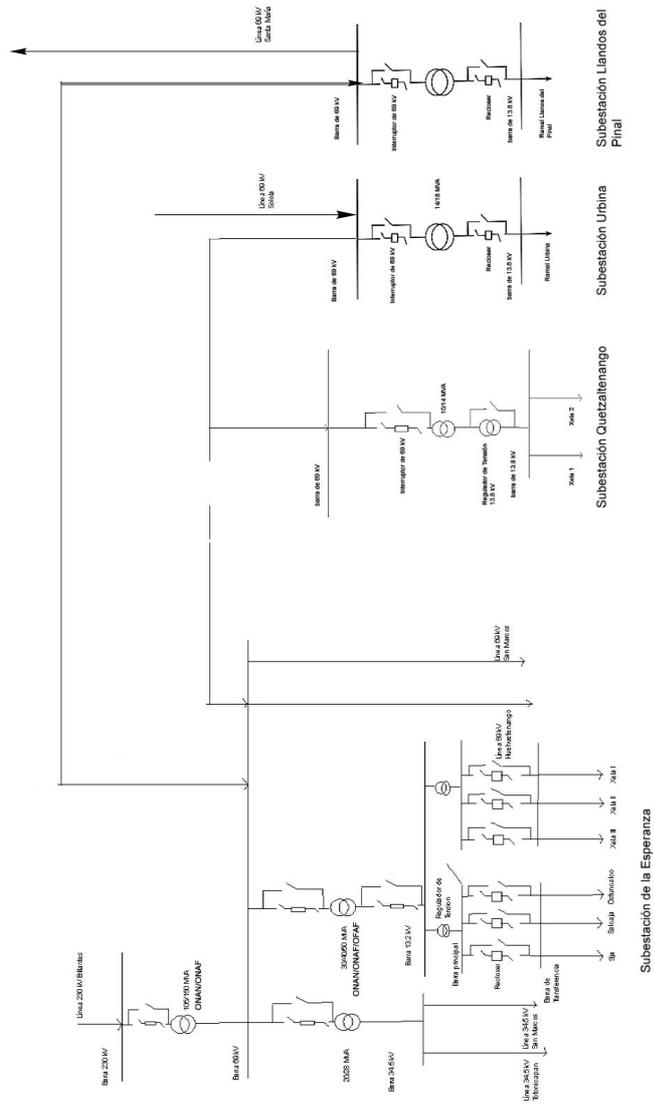


Cada uno de los terrenos debe de tener una dimensión mínima de 21 X 21 metros lo que nos da espacio suficiente para la construcción de cada una de las subestaciones, sin embargo se debería considerar adquirir los terrenos con una dimensión de 84 por 84 metros, debido a que en ella se pueden construir lugares para almacenamiento de materiales eléctricos y además de que se pueden construir estacionamientos para vehículos.

Figura 10. Localización de las subestaciones propuestas para la EEMQ.



Figura 11. Diagrama Unifilar de la propuesta de la red de 69 kV. Para la ciudad de Quetzaltenango.



3.3 Aspectos Legales.

Una vez establecida la posible ubicación para la construcción de las subestaciones, es muy importante tomar en cuenta los aspectos legales que implican la construcción de las mismas, tales como el estudio del impacto ambiental y tomar muy en cuenta la Ley General de Electricidad.

En especial se tomara en cuenta el titulo II de la Ley General de Electricidad: *Instalación de obras de generación, transporte y distribución de electricidad*, en sus capítulos I, II y III.

El capítulo II trata de: *La imposición de servidumbres en bienes de dominio público y privado*. Del cual podemos citar el artículo 31 que dice así:

“Derechos que implica la constitución de servidumbres legales de utilidad pública. El establecimiento de servidumbres a que se refiere el presente capítulo implican para los adjudicatarios de las mismas, los siguientes derechos:

- a) Construir en los terrenos afectados por la servidumbre, las obras e instalaciones necesarias y destinadas al servicio correspondiente.*
- b) Colocar postes y torres, tender cables aéreos o subterráneos, instalar subestaciones y demás estructuras necesarias para la prestación del servicio, bajo la responsabilidad exclusiva del adjudicatario.*
- c) Utilizar las áreas necesarias para la constitución de las servidumbres en general y para la construcción, inspección, mantenimiento, reparación y modificación de las instalaciones correspondientes.*

d) Delimitar los terrenos para las bocatomas, canales de conducción, vertederos, clasificadores, estanques, cámaras de presión, tuberías, dependencias, habitaciones para el personal, canales de desagüe, caminos de acceso y en general todas las demás obras estrictamente requeridas para las instalaciones.

e) Descargar las aguas, por los cauces existentes en el predio sirviente, siempre que las condiciones de los mismos la permitan.”

Además es muy importante tomar en cuenta el artículo 33, que corresponde a la indemnización, dado que en algunos casos, se tendrá que pagar indemnización a algunas personas por el paso de líneas por sus propiedades.

3.4 Criterios del área a servir.

La ubicación de las subestaciones se baso en poner cada una de ellas en el centro de carga, por ello se consideraron las ubicaciones ya dadas, es decir la subestación Llanos del Pinal, cubrirá todo el crecimiento que se de en el área de La nueva ciudad de los Altos¹⁰, y la subestación de Urbina, que cubrirá la demanda de las zonas de crecimiento de la ciudad de Quetzaltenango, hacia el sector norte, que colinda con los municipios de Salcaja, Olinstepeque y La Esperanza.

Además de ello estas subestaciones pueden usarse para absorber parte de la carga, que tienen los ramales en 13.8 kV existentes, debido a que algunos de ellos ya están casi al máximo de su capacidad.

¹⁰ Podemos tomar como referencia, a la Ciudad San Cristóbal en las cercanías de la ciudad de Guatemala para darnos una idea de lo que será este proyecto.

3.5 Flujo de potencia.

De acuerdo a los flujos de potencia, de la subestación de la Esperanza, que son los siguientes, para las líneas consideradas, la de Santa María y la de Sololá, o sea identificadas con los números 1321 y 1329 respectivamente:

BUS	1304	ESP-69	69.0	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0227	PU	-14.35	1304
		1				70.568	KV						
TO	1321	ZUN-69D	69.0	1	1	-43.9	7.5	44.5	65				
TO	1329	XEL-69D	69.0	1	1	24.3	1.8	24.4	36				

Podemos ver que la subestación de Llanos de Pinal, será alimentada por la barra de 69 kV de la Esperanza, mientras que la subestación de Urbina, será alimentada por la barra de 69 kV que viene de Sololá.

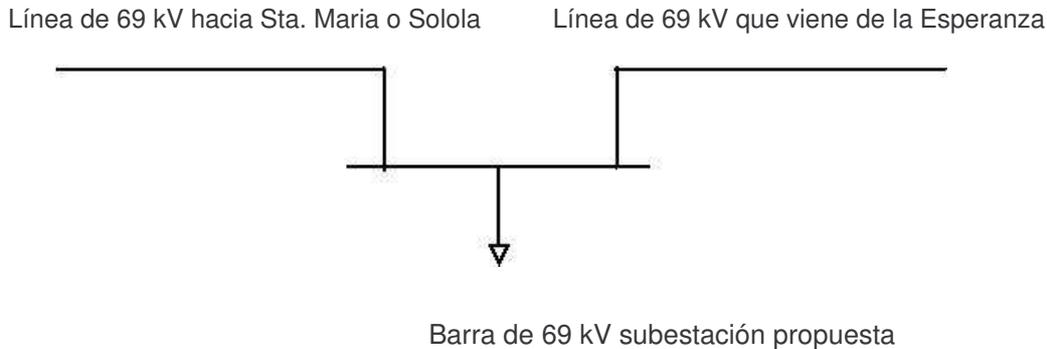
3.6 Alimentación de las Subestaciones.

La subestación Llanos del Pinal, se alimentara de la línea de 69 kV que viene de Santa María de entre la estructura 57 y 58 de dicha línea.

La subestación Urbina, se alimentara de la línea de 69 kV que viene de Sololá, de la estructura 52 de dicha línea.

La manera mas fácil y económica de alimentar a las subestaciones, es simplemente hacer una derivación, de las líneas de transmisión y esta derivación llevarla hacia la subestación, sin embargo en el momento presente la política del INDE y de la ETCEE, no permiten por razones de seguridad hacer este tipo de alimentación hacia la subestación, por lo tanto la manera de alimentarlas, sera abriendo las líneas de transmisión, es decir, llevar hacía la barra de 69 kV, la alimentación y de la misma barra, saldrá otra línea que seguirá hacía la próxima subestación, como se muestra en la figura 12.

Figura 12. Alimentación de las subestaciones.



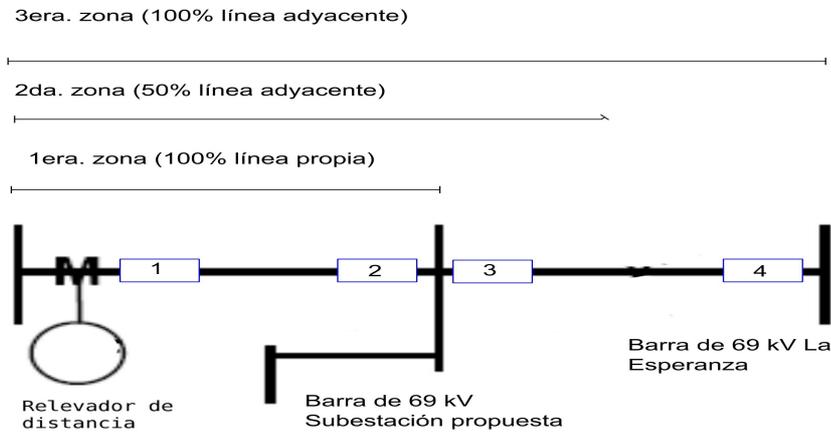
En la figura anterior se muestra el caso para la subestación Llanos del Pinal, en igual caso se hará para la subestación de Urbina, solo que en este caso la línea de transmisión que se abrirá será la proveniente de Solola hacia La Esperanza.

En estos dos casos, al abrir las líneas de transmisión, quedaran dos líneas, una con una longitud mucho mayor a las otra, que en este caso será de menos de 10 km.

Para la protección de estas líneas de transmisión, es adecuado el uso de relevadores de distancia, para proteger dichas líneas.

Se deberán de ajustar los relevadores de distancia, para que en su primera zona se proteja el 100% de la línea propia, es decir, la línea la cual están midiendo, la segunda zona se ajustara, para que pueda proteger, el 50% de la línea aledaña, y la tercera zona para que pueda proteger el 100% de la línea adyacente.

Figura 13. Esquema de protección de la línea



Para el ajuste de las zonas de protección del relevador, se debe de tomar en cuenta, el efecto “infeed”, provocado por la corriente que fluye desde cada una de las subestaciones propuestas, ya que esta corriente, provoca un efecto, el cual hace que el relevador, vea una distancia mayor a la que esta ajustado.

La coordinación de la protección, será de la siguiente manera, de acuerdo a la figura 12, vemos que la primera zona del relevador activara los interruptores 1 o 2, la segunda zona actuara sobre el interruptor 3, y la tercera zona estará coordinada con el interruptor 4, localizado en la subestación de La Esperanza.

3.6.1 Línea de Alimentación.

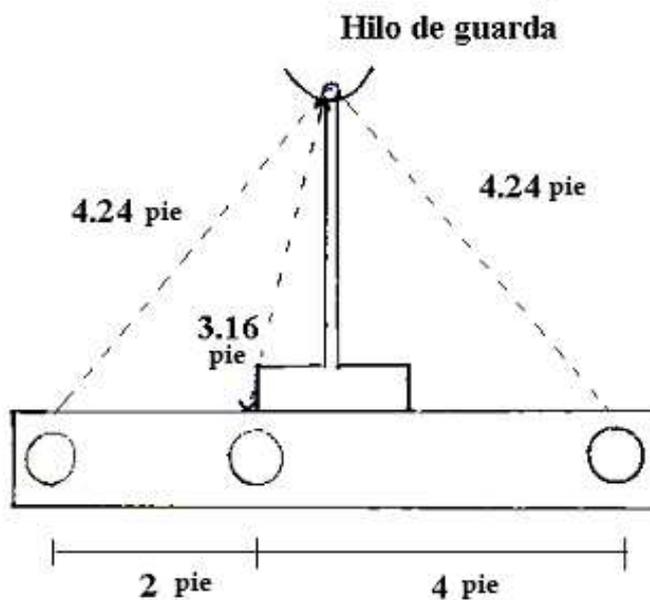
Debido a que se cortaran la líneas de transmisión para alimentar a las subestaciones, pues los terreno propuestos están en el camino por donde pasan la líneas que vienen de Solola y la que va hacia Santa María, no será necesario construir nuevos tramos de línea, y solamente se necesitaran mover la líneas para que lleguen hacia las subestaciones, por lo que esto redundara en los costos, al no tener que construir nuevos tramos.

Esto también implica, que se usaran los diseños de líneas existentes, que ya toman en cuenta los niveles ceraúnicos de la región, por lo que no habrá que hacer nuevos cálculos.

3.6.2 Líneas de Distribución.

La línea de distribución que conectará la subestación con la red de distribución de la ciudad, tendrá una disposición asimétrica con hilo de guarda aterrizado en la red de tierras de las subestaciones y en el punto de conexión con la red de distribución. La disposición de los conductores es la siguiente:

Figura 14. Disposición de las líneas de distribución.



La razón por la que se toma este diseño para la línea de distribución es porque la red ya existente en 13.8 kV de la EEMMQ, tiene en los tramos cercanos a los que estarán ubicadas las subestaciones, este tipo de configuración.

Las distancias entre cables se muestran a un costado de las flechas, sus dimensiones están en pies (debido a la comodidad de trabajar en este sistema de medición y los datos de los conductores obtenidos de los fabricantes). El ángulo de blindaje es de 45 grados, el cual para este caso es fiable, ya que por la disposición de los conductores, la distancia de éstos hacia el eje de la estructura es la misma que la distancia entre el eje de los conductores al eje del hilo de guarda.

De la figura puede deducirse que la distancia media geométrica (DMG) está dada según la expresión.

$$DMG = 6 * \sqrt{(4.24)(4.24)(3.16)(2)(4)(6)}$$

$$DMG = 3.74 \text{ pie}$$

Para la línea de distribución se propone un calibre 336.4 ACSR debido a la capacidad de conducción de corriente.

A continuación se calcularán los valores de las reactancias para este conductor.

Tabla IV. Valores de las reactancias para el conductor 336.4 MCM

Calibre	Área	Radio	RMG	La	Cn	X_L	X_C
336.4	336,400	0.0285	0.0222	1.65	0.018	0.622	144,791.7

Área = área del conductor en Circular mils

Radio = radio del conductor en pies

RMG = radio medio geométrico del conductor en pies

La = inductancia de la línea de distribución en $\frac{mH / mi}{fase}$

Cn = capacitancia de la línea de distribución en $\mu F * mi$ respecto del neutro.

X_L = Reactancia inductiva de la línea de distribución en $\frac{\Omega}{mi}$

X_C = Reactancia capacitiva de la línea de distribución $\Omega * mi$

Los parámetros de las reactancias fueron calculados por las expresiones siguientes:

$$La = 0.7411 * \log \frac{DMG}{RMG}$$

$$Cn = \frac{0.0388}{\log \frac{DMG}{radio}}$$

No se toma en cuenta el efecto suelo ya que las distancias de un conductor a su imagen son aproximadamente igual a la distancia hacia la imagen del otro conductor, lo que hace que sea despreciable dicho efecto, quedando únicamente la expresión anterior.

Las reactancias se calculan así:

$$X_L = j2\pi fLa \quad y \quad X_C = \frac{1}{j2\pi fCn}$$

La reactancia capacitiva proporciona o consume energía reactiva de la línea, y podemos establecer su comportamiento, según la expresión:

$$I_{carga} = \frac{V_{LN}}{X_c} * L$$

donde L es la longitud de la línea y el voltaje de línea a neutro en de 7620 volt.

Para la subestación Llanos del Pinal.

Distancia de la línea 421 metros = 0.262 millas.

$$I_{carga} = 0.0013767$$

Para la subestación Urbina

Distancia de la línea 1878.76 metros = 1.167 millas.

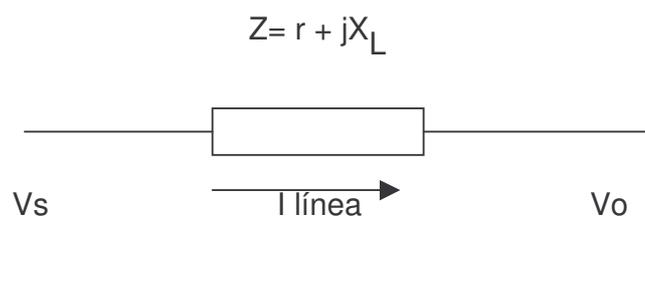
$$I_{carga} = 0.006141$$

De acuerdo a los valores anteriores de amperaje, el parámetro capacitivo proporciona energía a la línea de distribución, pero es relativamente bajo, por lo que podemos decir que el efecto capacitivo es nulo.

La reactancia inductiva es la que más afecta el comportamiento de la línea de distribución sumada a la resistencia del conductor, esto es la impedancia característica, que sirve para establecer la eficiencia del conductor.

Podemos asumir que se trata de una línea corta que tiene un circuito como en la figura siguiente:

Figura 15. Línea corta.



La impedancia de la línea se calculara tomando como base el alimentador que conectará la subestación con la línea de distribución ya existente, el cual tiene una longitud de 0.262 millas para la subestación Llanos del Pinal y de 1.167 millas para la subestación Urbina.

Tomando estos datos construimos la siguiente tabla que muestra las caídas de potencial en el alimentador, teniendo en cuenta la corriente de la línea que es de 552 amperios con un voltaje de línea a neutro de 7.62 kV y un factor de potencia de 0.90.

Tabla V. Valores de las impedancias para los alimentadores.

Subestación	R	X_L	Z	ZI
Urbina	0.3229	0.726	0.794	438.54
Llanos de Pinal	0.171	0.384	0.421	232.23

4. DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Como parte de un sistema de transmisión, la subestación funciona como punto de conmutación y conexión entre líneas de transmisión y líneas de distribución. Al diseñar una subestación, se toman en cuenta factores como: la mayor confiabilidad posible, continuidad en el servicio de energía, satisfacción de las necesidades del sistema.

El tipo de subestación depende del nivel de voltaje, para este caso en de 69 kV, de la demanda, en este caso de la red de distribución, ubicación¹¹, necesidades y derechos de vía de la línea de transmisión.

El diseño de la subestación debe de ser sencillo, económico, confiable, seguro y debe de proporcionar un alto nivel de continuidad del servicio y contar con medios para ampliaciones. La orientación de las rutas de las líneas de transmisión influye en la ubicación y disposición de la barra en una subestación.

4.1 Obra civil.

Para montar la subestación eléctrica, es necesario un estudio de suelos del terreno donde va a estar ubicada la subestación, hacer cortes y rellenos si es necesario para realizar los cimientos para el equipo eléctrico, debido a que para montarlo e instalarlo se requieren de estructuras hechas de acero, aluminio, concreto.

La subestación, requiere de estructuras de anclaje para soportar los conductores de las líneas de transmisión, soportar estructuras para seccionadores, transformadores de medida, pararrayos, barras.

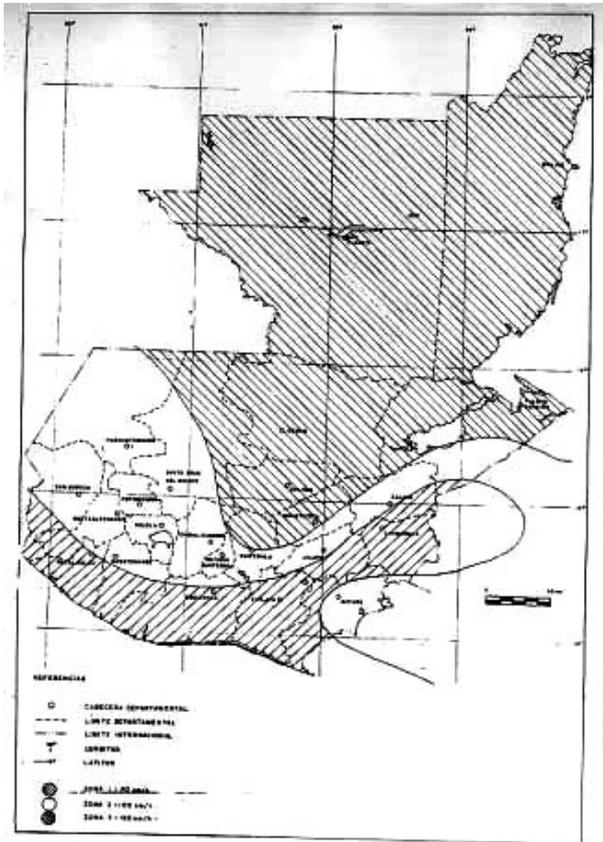
¹¹ Idealmente en el centro de masa del consumo.

Las subestaciones para formar la red de 69 kV de la ciudad de Quetzaltenango, son de una capacidad mediana. Por lo que lo más conveniente es que la subestación se construya en base a hierro galvanizado y concreto, debido al bajo coste de los mismos, teniendo la ventaja de que el hierro galvanizado puede soldarse en el lugar de trabajo, el óxido que se forma hace innecesario los trabajos de mantenimiento, y se empleara el aluminio en la barra de llegada de la línea de 69 kV y en la barra de salida de 13.2 kV.

Otro tipo de estructuras que se requieren son: mallas perimetrales, drenajes, ductos y cajas de registro para líneas vivas y sistemas de tierra; además de caminos de acceso, estos ya están hechos en los terrenos que se eligieron.

Los fenómenos atmosféricos, no son muy severos en el área que se escogió para la construcción de las subestaciones, como el bajo nivel cerámico de los lugares, con excepción de que debido a las constantes erupciones del volcán Santiaguito, se presenta bastante caída de ceniza hacia la ciudad, por lo que en lo que se refiere al aislamiento se usaran aisladores de polímeros que brindaran un mayor nivel de seguridad, también se hará una consideración a la hora de la construcción de las estructuras debido a la velocidad del viento, para ello se utilizaran las normas de la CNEE NTDOID, y de las cuales extraemos la siguiente figura, en la que se ubica el área de Quetzaltenango, con una velocidad máxima del viento de 100 km/h.

Figura 16. Velocidades del viento por regiones.



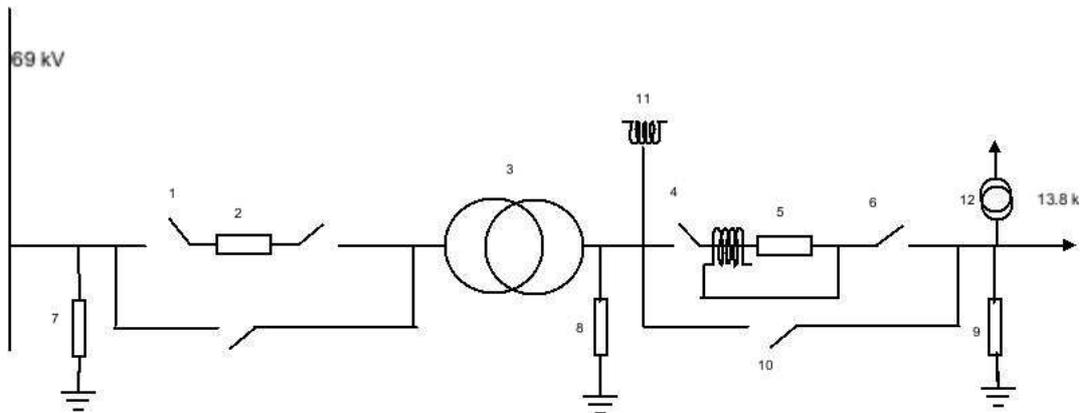
Fuente NTDROID.

4.2 Diagrama Unifilar.

La configuración que se propone para la construcción de las subestaciones, es la de una barra simple, debido al bajo costo, además de que a la hora de que ocurra alguna falla o en cuanto a un mantenimiento del transformador, se puede hacer arreglos en la red de distribución, ya que existente en 13.8 kV, para que las otras 3 subestaciones existentes absorban la carga. El diagrama unifilar se muestra en la figura 14¹².

¹² Ver nota de pie de pagina en la pag. 33

Figura 17. diagrama unifilar de la subestación propuesta.



- 1) Seccionador de Cuchilla con cuernos de arqueo, para aislar a la subestación en cuanto se necesite de mantenimiento en el transformador.
- 2) Interruptor de potencia trifasico 69 kV, con aislamiento en hexafloruro de azufre.
- 3) Transformador de potencia 69/13.2 kV de 14/18 MVA
- 4) Seccionadote de cuchilla para aislar eléctricamente al recloser.
- 5) Recloser
- 6) Seccionador de cuchilla para aislar eléctricamente al recloser
- 7) Pararrayos instalado al principio de la subestación para proteger al primario del transformador de potencia.
- 8) Pararrayos para proteger de sobrecargas el secundario del transformador.
- 9) Pararrayos para proteger el alimentador de la línea de distribución.
- 10) Fusibles de apertura manual sincronizada para usarse como by-pass al dar mantenimiento al recloser.
- 11) Sugerencia para instalar los transformadores de medición en el secundario del transformador.
- 12) Transformador de 25 kVA 7.62kV/120/240 V, para servicios auxiliares.

4.3 Transformador:

Se usara un transformador de potencia de 14/18 MVA. Deberá dejarse un espacio, dentro de la misma estructura para crecimiento en la misma área de diseño. Las especificaciones técnicas del transformador de potencia, según la marca Siemens son las siguientes:

Tipo de instalación:	Exterior
Temperatura de operación	65 grados centígrados
Potencia nominal	14.4/18 MVA
Tipo	Transformador trifásico reductor
Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal AT	69 kV
Tensión nominal BT	13.8 kV
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tipo de conmutado en AT	Manual para operar sin carga
Impedancia en corto	7 % (75º centígrados 14.4 MVA)
Perdidas en vacío a tensión nominal	14 kW
Perdidas en el cobre	68 kW

4.4 Distancias de diseño de la subestación

Es necesario considerar las distancias de separación entre conductores y estructuras (o componentes), estas se pueden agrupar en los siguientes tipos.

4.4.1 Distancia de fase a tierra

Para el dimensionar las distancias de diseño en una subestación eléctrica desde el punto de vista dieléctrico, se debe partir de la distancia mínima entre las partes vivas y tierra. El criterio a utilizar es el de que se establece que los niveles básicos de aislamiento pueden tener una probabilidad de falla de hasta el 10%.

Se llama VCF al voltaje crítico de flameo, o sea, a el que tiene una probabilidad de falla o de flameo del 50%. Este valor se determina experimentalmente en los laboratorios de alta tensión y la relación entre esta cantidad y el BIL para una probabilidad de falla del 10% esta dada por.

$$\text{BIL} = 0.961 \text{ VCF}$$

La expresión anterior esta dada para condiciones de altitud al nivel del mar, por lo que designaremos como $\text{VCF}_{\text{standart}}$ a:

$$\text{VCF}_{\text{diseño}} = k_h / \delta * \text{VCF}_{\text{standart}}$$

El factor k_h tiene un valor para condiciones de humedad inferiores al 80% tal como en la ciudad de Quetzaltenango, para una altitud de 2300 msnm, el factor δ tiene un valor de 0.86.

Para una subestación en 69 kV en el primario y 13.2 kV en el secundario, tiene tensiones máximas de diseño de 72.5 kV y 15 kV respectivamente, además, niveles básicos de aislamiento (BIL) de 350 kV y 110 kV

respectivamente. La tensión crítica de flameo de diseño para el lado primario tiene un valor de:

$$VCF_{\text{diseño}} = (1/0.86) * (350/0.961) = 423.5 \text{ kV}$$

Para el secundario es:

$$VCF_{\text{diseño}} = (1/0.86) * (110/0.961) = 133.1 \text{ kV}$$

La relación existente entre $VCF_{\text{diseño}}$ y la distancia dieléctrica entre los electrodos es tal que para un impulso de rayo (K_3) se toma entre 500 y 600 kV/m, que se puede expresar de acuerdo con la relación.

$$VCF_{\text{diseño}} = K_3 * d$$

Podemos tomar K_3 como 550 kV/m. La distancia dieléctrica de fase a tierra por impulso de rayo en el primario es:

$$\text{Distancia} = VCF_{\text{diseño}} / 550 \quad (\text{m})$$

$$\text{Distancia} = 423.5 / 550 = 0.77$$

Ajustando el valor de la distancia

Distancia = 0.80 metros.

En el lado de 13.2 kV:

$$\text{Distancia} = \text{VCF}_{\text{diseño}} / 550 \quad (\text{m})$$

$$\text{Distancia} = 133.1 / 550 = 0.242$$

Ajustando el valor de la distancia

$$\text{Distancia} = 0.25 \text{ metros}^{13}.$$

Por lo que los aisladores tipo suspensión o tipo soporte entre las partes vivas y aterrizadas deberá ser de 0.80 metros como mínimo en el lado de alta, mientras que para el lado de baja será de 0.25 metros como mínimo.

Se usaran aisladores de suspensión para rematar las líneas de distribución y para la colocación de las barras, que serán de cable de aluminio con alma de acero. Los aisladores tipo soporte servirán para sujetar la línea de transmisión y soportar los esfuerzos mecánicos a que sea sometida dicha línea. Para el efecto se colocarán estructuras de metal sujetas a los postes de la subestación, para poder levantar la línea en el punto medio del vano entre dos estructuras de la línea de transmisión. Por dicho aislador únicamente pasará la línea la cual será sujeta por ellos. La toma se hará por medio de conectores.

¹³ Estos valores, están de acuerdo con los Estándares NEMA, sobre libranzas. Ver artículo "Design decisions for outdoor substations" por Mandell Dalis. Revista "Power". Marzo de 1990. Vol. 124.

4.4.2 Distancia entre fases

Para determinar la distancia mínima entre fases se toma en cuenta que la tensión máxima que puede aparecer entre fases, es igual al nivel de aislamiento al impulso (BIL) mas el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación. Esto es una distancia mínima entre fases, 90% mayor que la distancia mínima a tierra.

Determinamos la distancia entre fases ($D_F = 1.9 \times 0.80$) en 1.52 metros para el lado de 69 kV y para el lado de 13.2 kV tendríamos una distancia entre fases de ($D_F = 1.9 \times 0.25$) de 0.475 metros; aproximándolo a 0.50 m.

4.4.3 Altura mínima de las partes vivas de los equipos

La altura mínima de las partes energizadas de los equipos en las subestaciones (h_e), no debe ser inferior en ningún caso a 3.00 metros, si no se encuentra aislado por barreras de protección.

Para cualquier caso, se calcula esta altura de acuerdo con la expresión hasta 1000 msnm:

$$h_e = 2.30 + 0.0105 \text{ TMD}$$

donde TMD es la tensión máxima de diseño, la cual para un voltaje nominal de 69 kV le corresponde una TMD de 72.5 kV y para el voltaje de 13.2 kV le corresponde una TMD de 15 kV, por lo cual las alturas son iguales a:

$$h_e = 3.06 \text{ metros}$$

para el lado de 69 kV, pero como la altura a considerar para nuestro diseño es de 2300 msnm, tendremos que aumentar un 3% por cada 300 m de altura de exceso de 1000 msnm.

$$\text{Entonces tendremos } h_e = 3.06 + 1300 \cdot 0.03 / 300$$

$$h_e = 3.2 \text{ metros}$$

y para el lado de baja tensión

$$h_e = 2.46 \text{ metros}$$

siguiendo el razonamiento anterior

$$h_e = 2.46 + 1300 \cdot 0.03 / 300$$

$h_e = 2.59$ metros, pero como no puede ser inferior a 3 m., la distancia será de 3 metros.

4.4.4 Altura de las barras sobre el nivel del suelo

Para establecer la distancia entre las barras y el suelo, se toma en cuenta principalmente, la seguridad del personal y los procedimientos de mantenimiento.

Para una altitud de hasta 1000 msnm y tomando en consideración los efectos electromagnéticos sobre el cuerpo humano, la altura de las barras es:

$$H_b = 5.0 + 0.0125 \cdot TMD$$

$$H_b = 5.0 + 0.0125 \cdot 15$$

$$H_b = 5.19 \text{ metros.}$$

Haciendo la corrección para 2,300 msnm

$$H_b = 5.19 + 1300 \cdot 0.03 / 300$$

$$H_b = 5.32 \text{ metros}$$

Ajustando el valor de la altura, tenemos un valor de 5.35 metros.

Únicamente se calcula el valor para las barras del lado secundario, ya que en el primario, la alimentación se realizara directamente de la línea de transmisión, pasando únicamente por los dispositivos de protección.

4.4.5 Altura mínima de llegada de líneas en la subestación:

La altura de las líneas (H_L) que llegan o salen a la subestación eléctrica, estará de acuerdo al perfil de diseño de la subestación y en todo caso no debe

tener una altura inferior a 6 metros, y se calcularan de acuerdo con (válida hasta 1000 msnm)

$$H_L = 5.0 + 0.006 * TMD$$

$$H_L = 5.44 \text{ metros}$$

Haciendo la corrección para 2300 msnm

$$H_L = 5.44 + 1300 * 0.03 / 300$$

$$H_L = 5.57 \text{ metros}$$

Ajustando el valor, bajo la condición preestablecida, tomamos como altura mínima del remate de la línea: 6.0 metros. Este debe ser el valor mínimo, en las siguientes paginas observamos el diseño de las subestaciones.

Figura 18. Vista de la planta de la subestación

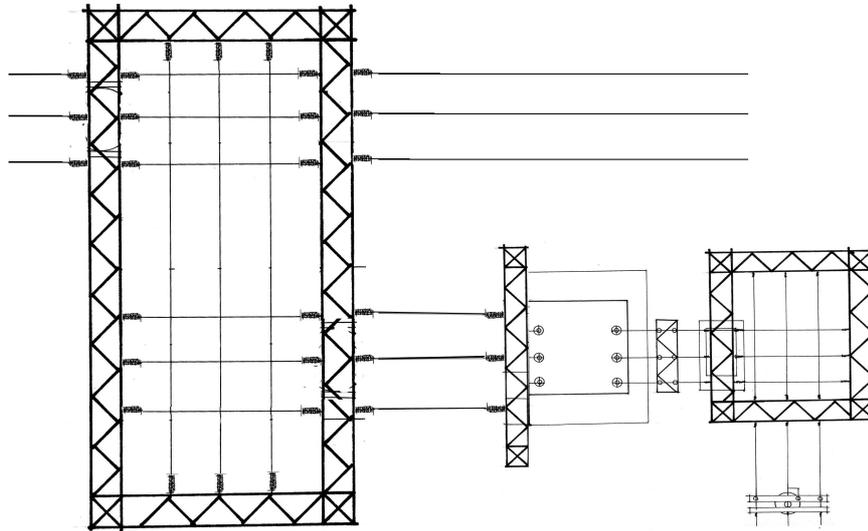


Figura 19. Vista frontal de la subestación

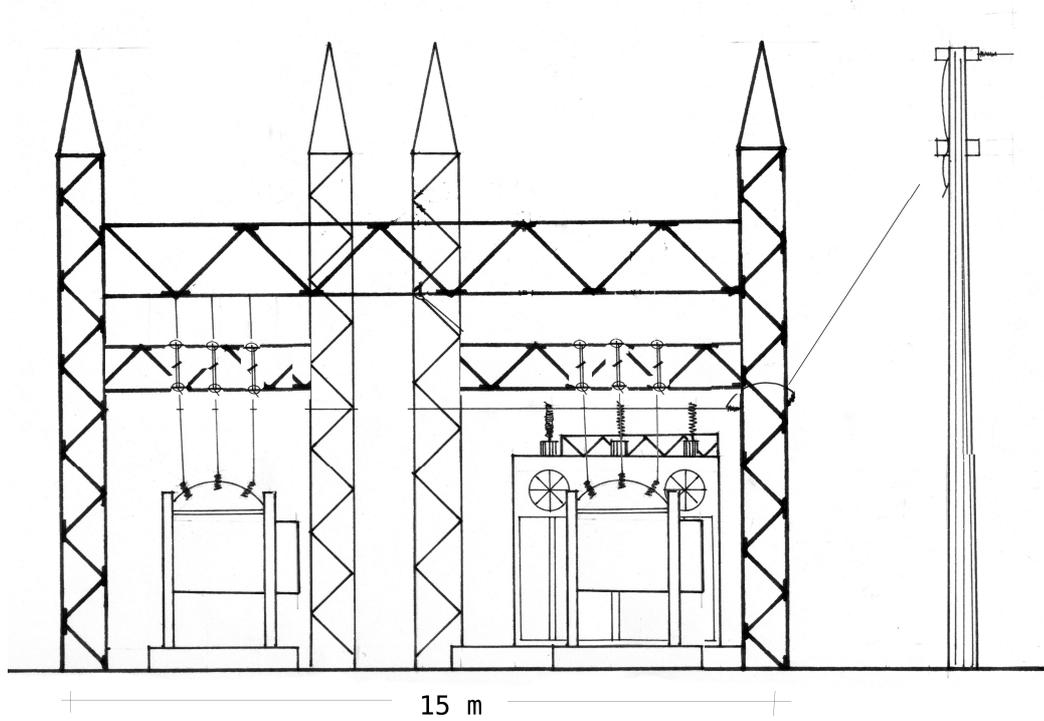
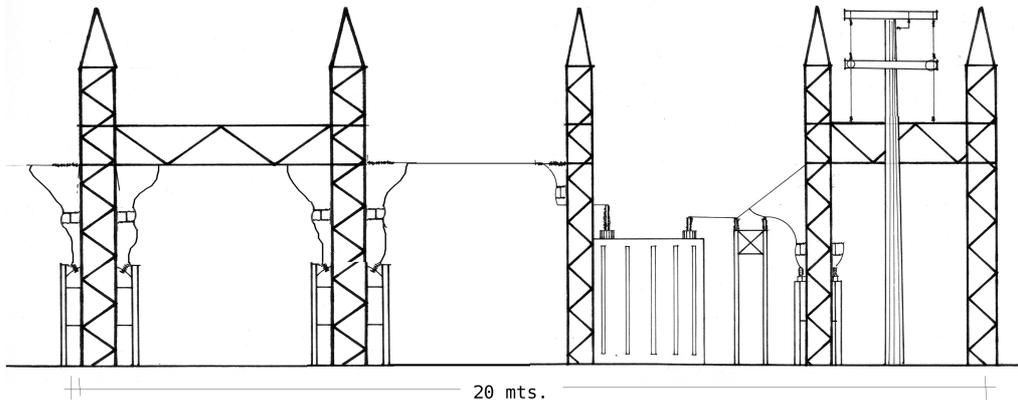


Figura 20. Vista lateral de la subestación



La llegada de la línea de transmisión a la subestación estará a una altura de 10.15 metros, y estará sujeta por un aislador tipo suspensión.

4.4.6 Distancias mínimas de seguridad

Se entenderá como distancia mínima de seguridad, a los espacios libres que permitan circular y desarrollar maniobras al personal dentro de la subestación eléctrica, sin que exista riesgo para sus vidas. Debe permitir solo un mínimo de malestar durante las maniobras de trabajo.

La base para la determinación de las distancias de seguridad, es la talla media de un individuo. Estas distancias de seguridad se determinan bajo condiciones precisas y corresponden desde luego al funcionamiento de una instalación eléctrica del tipo intemperie, consideran la necesidad de que el personal de operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas puedan circular e intervenir en algunas maniobras en cualquier punto de la subestación,

por lo que también se deben precisar en los casos que sea necesario, cuales son las áreas de circulación y cuales las áreas restringidas.

Para establecer estas distancias tomamos en cuenta la talla media de un individuo, al cual corresponde una altura de 1.80 metros, 2.30 metros con los brazos extendidos hacia arriba y 1.80 metros con los brazos extendidos hacia los lados.

La seguridad del personal se obtiene por medio de estas distancias mínimas de seguridad que garanticen dieléctricamente el comportamiento adecuado del cuerpo humano, bajo la acción del campo eléctrico. Estas distancias son las siguientes:

Distancia horizontal: Se calcula como $d_h = \text{distancia de fase a tierra} + 0.90 \text{ m}$, la cual nos da un valor de 1.70 metros para el lado de alta y 1.15 metros para el lado de baja tensión.

Distancia vertical: Se calcula como $d_v = \text{distancia de fase a tierra} + 2.30 \text{ m}$, la cual nos da un valor de 3.10 m para el lado de alta y 2.55 m para el lado de baja tensión.

En la tabla VI se hace un resumen de las distancias obtenidas por los cálculos anteriormente hechos.

Tabla VI. Distancias de diseño de la subestación

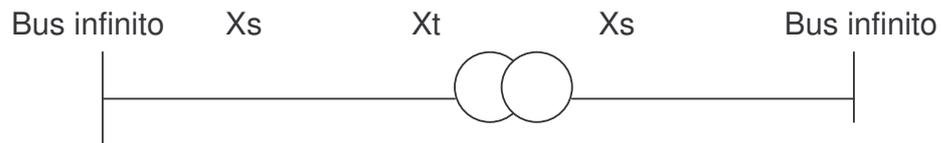
Descripción	Lado de 69 kV	Lado de 13.2 kV
Distancia de fase a tierra	0.80 m	0.25 m
Distancia entre fases	1.52 m	0.50 m
Altura mínima de las partes vivas de los equipos	3.2 m	3.0 m
Altura de las barras sobre el nivel del suelo		5.35 m
Altura mínima de llegadas de las líneas en la subestación	10.15 m	
Distancia horizontal mínima de seguridad	1.70 m	1.15 m
Distancia vertical mínima de seguridad	3.10 m	2.55 m

4.5 Calculo de la corriente de cortocircuito:

Debido a que no se cuenta con el dato exacto de la corriente de cortocircuito para la región de Quetzaltenango, se hace necesario usar otro método el cual se explica a continuación:

Un sistema eléctrico de potencia similar a las subestaciones que se piensan instalar en la periferia de la ciudad de Quetzaltenango lo podemos expresar de la siguiente manera:

Figura 21. Representación del sistema eléctrico para calcular la corriente de corto circuito



Es común suponer que la impedancia del sistema (X_s) es cero, entonces se puede considerar que la corriente de cortocircuito en el sistema es infinita. A este método se le conoce como el método del “bus infinito”.

Se obtiene el valor de la potencia de cortocircuito (MVA_{cc}) para una falla de línea a tierra que es la más común; suponiendo que la impedancia en p.u. del transformador será de 0.07 (tal como lo indica la placa del fabricante 7%) y la potencia máxima de crecimiento de la subestación será a 20 MVA, entonces,

$$MVA_{cc} = MVA_{\phi} / X_t$$

$$MVA_{cc} = (20/3) / 0.07$$

$$MVA_{cc} = 95.24 \text{ MVA}$$

Con este dato podemos calcular la corriente de cortocircuito, la cual será los kVA_{cc} entre los kV_{LN} de la línea de transmisión:

$$I_{cc} = 95240 / (69/1.732)$$

$$I_{cc} = 2390.73 \text{ amperios}$$

O ajustando el valor $I_{cc} = 2391$ amperios.

Esta corriente se refiere ya tomando en cuenta el crecimiento de cada una de las subestaciones a 20 MVA, si necesitásemos la corriente de cortocircuito inicial, para la subestaciones tomaríamos los MVA iniciales de cada subestación.

4.6 Diseño de la red de tierras

El área cubierta por la red de tierras, es $F = 25 \times 25$ metros o sea $F = 625$ m^2 . Esto es debido a que podemos tener más espacio de lo que ocupara la subestación, por el área del terreno que ocupara la subestación.

Los conductores estarán separados 5 metros, (el porque de esto es que la separación entre conductores debe de ser dos veces el largo del mismo, y como tenemos varillas de 8 pies la separación debería de ser de 16 pies, lo que equivale a 4.88 metros) y formaran una malla con configuración de 5 conductores paralelos y 5 conductores transversales:

$$8 \times 25 \text{ m} = 200 \text{ m}$$

$$8 \times 25 \text{ m} = 200 \text{ m}$$

$$L = 400 \text{ m}$$

El radio equivalente de la superficie total es:

$$r_s = \sqrt{625/\pi}$$

$$r_s = 198.94 \text{ m.}$$

Para el tiempo de duración de la falla, se toman primero 3 ciclos para la apertura del interruptor y en segundo lugar, un tiempo total de circulación de la corriente de falla, a través de la malla, de 4 segundos.

Para la corriente de cortocircuito, se toma el valor calculado que es de 2391 amperios. El área del conductor de la red de tierras, se calcula en base a la tabla 8, para lo cual necesitaremos determinar el tiempo de falla en 4 segundos y con un sistema de juntas de bronce soldadas, lo cual nos da un factor de 20 por cada amperio de corriente de falla.

Tabla VII. Medidas mínimas de conductores de cobre para evitar fusión

Duración de la falla en seg.	Circular mils por amperio		
	Sólo cable	Con juntas de bronce soldadas	Con juntas atornilladas
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

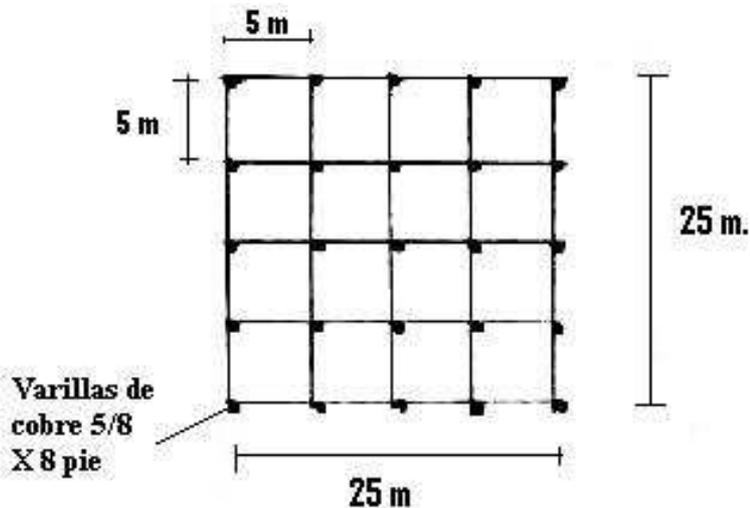
$$\text{Area del conductor} = A = 20 \times 2391$$

$$A = 47820 \text{ CM}$$

Se puede utilizar un cable de cobre desnudo calibre 2, con un diámetro de 6.54 mm.

Sin embargo debido al tiempo de la corriente de falla se debe usar un cable 286 MCM.

Figura 22. Diseño de la red de tierras.



Pero por seguridad se usara para toda la red de tierras cable AWG 4/0 sin forro de cobre, y se utilizara cable AWG 1/0 de cobre con forro para aterrizar los equipos y conectarlos a la red de tierras.

Se harán también pozos de tratamiento, de tierra con una profundidad de 0.3 metros, y unas dimensiones de 0.5 m por 0.7 m., en cada una de las esquinas de la malla de tierras.

La red de tierras quedara de la forma como se muestra en la figura anterior, a una profundidad de enterramiento de 0.6 metros, cubriéndose los cables con el mismo tipo de tierra del suelo donde se encuentre.

La resistencia de la red se determina de la manera siguiente: Medimos la resistividad promedio del terreno. Como se menciona anteriormente, la longitud total del conductor de la malla de tierras es de $L = 400$ m, podemos calcular la resistencia de la siguiente forma:

$$R = \rho_t / 4r_s + \rho_t / L$$

De acuerdo a esta formula podemos calcular la resistencia de la red.

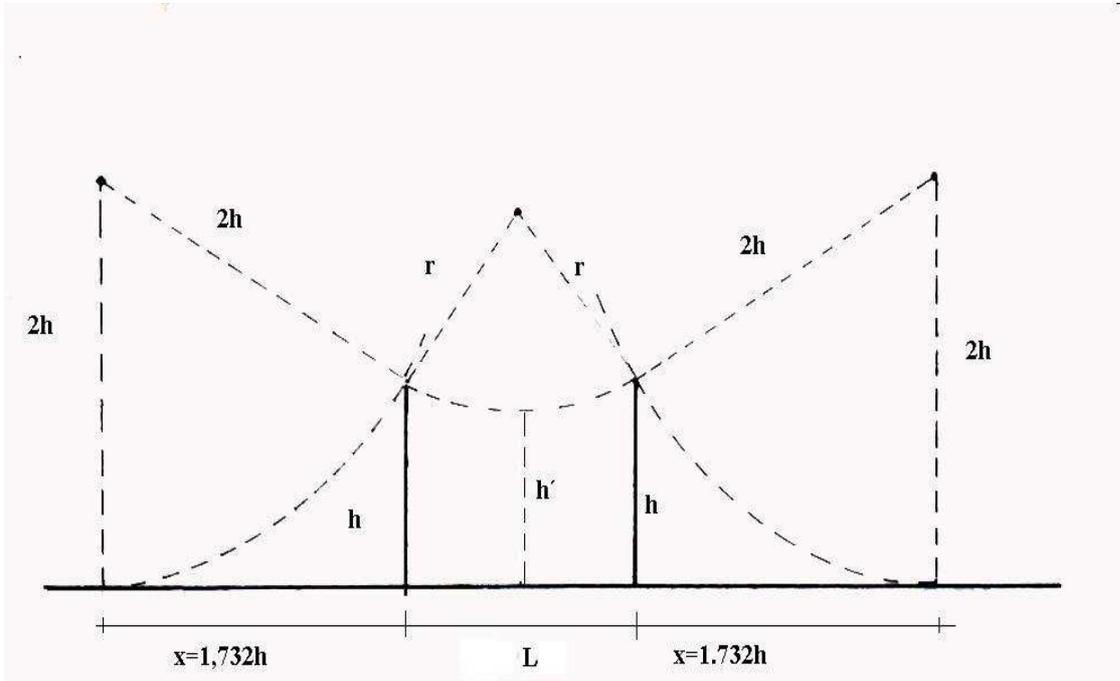
4.7 Blindaje:

Para el diseño del blindaje, utilizaremos la siguiente figura, la cual nos indica la ubicación de los postes y con líneas punteadas los radios imaginarios que delimitan la zona protegida.

Este método, es valido únicamente cuando la separación entre los postes (L) es menor que la altura entre ellos (h), si se cumple esta restricción, se simplifica grandemente el problema.

Las estructuras que encerrarán el transformador será donde, paralelamente a los hilos de la línea de transmisión, se colocaran los hilos de guarda de la subestación. La separación que hay entre dichos postes es $L = 9$ metros, mientras que sus alturas son de 15.2 metros, menos la longitud de la hincadura que es de 2.15 m, nos queda una altura efectiva de 13.05 metros, lo que se hace que se cumpla con nuestra primera condición (L menor que h)

Figura 23. Distancias a considerar en el blindaje de las subestaciones



El área protegida es la que se encuentra encerrada por el límite del suelo y las curvas adyacentes a los postes. Haciendo una operación trigonométrica, se puede calcular las alturas y distancias protegidas.

La distancia entre un eje imaginario vertical y el poste inmediato (x) queda dado por la siguiente expresión:

$$x = 1.732h$$

El radio imaginario que se encuentra sobre los postes tiene una magnitud de:

$$r = \sqrt{h^2 + (L/2)^2} \quad r = \sqrt{h^2 + (L/2)^2}$$

La altura del nivel del suelo a la parte inferior de la flecha es:

$$h' = 2h - r$$

La altura protegida, en la parte exterior de los postes (h''), para una distancia longitudinal determinada hacia el poste (x), se puede calcular conforme a la siguiente expresión:

$$h'' = \sqrt{(2h - 2h^2 - (1.732h - x)^2)}$$

Únicamente interesa conocer la altura máxima de protección entre el nivel del suelo y la parte inferior de la flecha entre los postes (h') debido a que el transformador quedará entre los dos postes esquematizados.

$$h' = 2h - r$$

La altura efectiva de entre los postes será de $h = 13.05$ metros y la separación entre los mismos es de $L = 9.0$ metros al sustituir los valores de $r = 13.80$ metros.

Entonces

$$h' = 2(13.05) - 13.80$$

$$h' = 12.30 \text{ metros.}$$

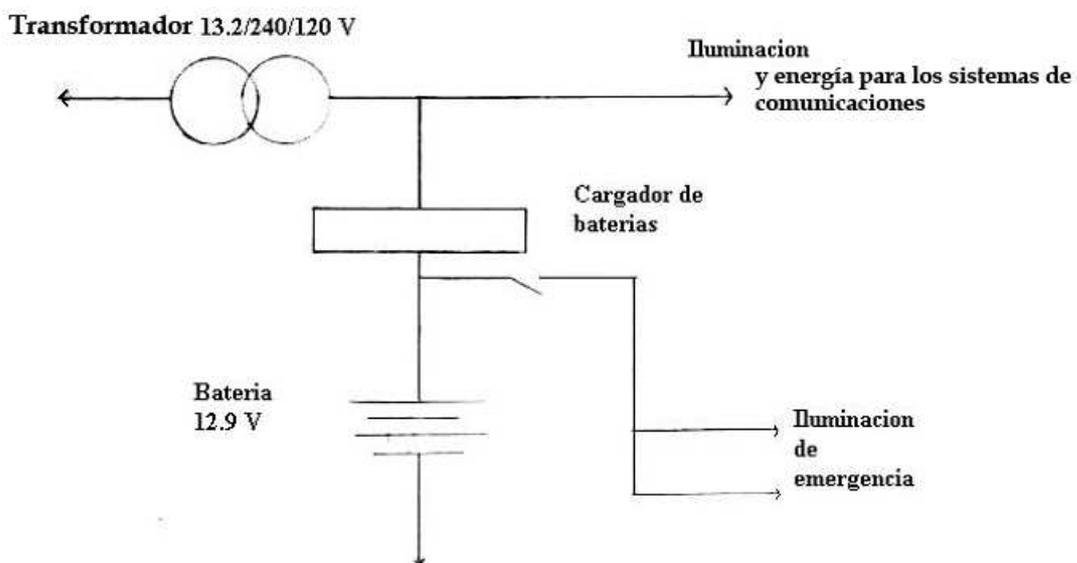
La máxima altura a la que deberá estar un elemento energizado en la subestación será de 12.30 metros.

4.8 Sistemas auxiliares:

El conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua y corriente alterna, de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, se conoce como sistemas auxiliares. Para este proyecto únicamente se especificaran los sistemas auxiliares concernientes a iluminación, fuentes de alimentación de corriente continua y alterna, cargador de baterías, alarma sonora.

Los servicios auxiliares de alimentación eléctrica tanto en corriente continua como alterna, se harán con base al diagrama en forma general que se muestra a continuación:

Figura 24. Esquema de alimentación de los servicios auxiliares.



El sistema debe ser tal que, mientras haya energía eléctrica alterna, el cargador mantendrá la batería en su nivel óptimo, pero cuando ésta se

interrumpe, la batería alimentará la alarma sonora, los sistemas de comunicación y la iluminación de emergencia, mediante un sistema de relevadores que sensarán la ausencia de energía eléctrica alterna.

El uso de batería tipo ácida, de 6 celdas con voltaje de 2.15 V por cada celda, para un voltaje total de 12.9 V, voltaje total final de 10.5 V, 75 amperios hora y eficiencia por celda 0.91, es muy seguro. El cargador deberá ser para batería tipo ácida, con tiempo de recarga de 4 horas, este tiempo es suficiente para no dañar las celdas.

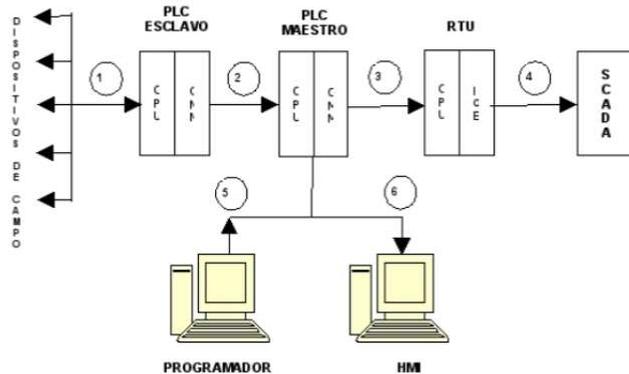
Se colocará un transformador de distribución autoprotegido de 25 kVA, voltaje primario de 13.2/7.62 kV y voltaje secundario de 120/240 V. Dicho transformador alimentará los sistemas de comunicación que llevan la información de los equipos de medición (CT's, PT's) y dos luminarias ubicadas en los postes que soportan las estructuras de la subestación, éstas estarán enfocadas de tal manera que se cubra toda el área del proyecto. Preferentemente estarán a una altura de 8 metros sobre el nivel del suelo, que es la altura a la que no entorpecerían con alguna estructura de soporte de cables o equipo de protección.

La luminaria que se propone para uso exterior es tipo reflector, con 2 fotoceldas incorporadas, para voltaje de 240 V, potencia de 1000 W, tipo bulbo de alta presión de sodio.

4.9 Comunicaciones:

Por requerimientos del AMM, es necesario enviar el estado de información de las subestaciones a un sistema SCADA, el esquema se muestra a continuación

Figura 25. Comunicación de la subestación con el sistema SCADA



Se puede ver como los dispositivos de campo, es decir los transformadores de medición, entran a un dispositivo, PLC, el cual se comunica con una RTU o Remote terminal Unit, la cual transmite los datos hacia el sistema SCADA, el cual vía microondas, lo transmite hacia el AMM, el cual puede controlar de forma remota la subestación, adicionalmente, se pueden conectar dos maquinas de interfase humana, para que operadores localmente, y autorizados, puedan tener lectura de los parámetros de la subestación, y poder arreglar algún fallo, vía software.

4.10 Localización del pararrayos:

Los pararrayos producen su máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección en el equipo disminuye a medida que éste se va alejando del pararrayos.

La tensión originada por una onda que aparece en un punto, a una distancia determinada del pararrayos, está dada por la expresión:

$$V_p = V_o + 2(\delta_v / \delta_t) \times D / 300$$

En donde

V_p = Tensión que aparece en un punto 'p' a una distancia D entre el punto y el pararrayos, originad por una sobretensión transitoria.

V_o = Tensión de máxima descarga del pararrayos en kV.

δ_v / δ_t = Pendiente del frente de onda incidente en kV μ seg.

D = Distancia en metros entre el pararrayos y el punto por proteger

300 velocidad de propagación de la onda en metros/ μ segundos.

Otra forma de enfocar la localización del pararrayos, es obtener la distancia máxima entre éste y el equipo por proteger, partiendo de la tensión máxima permitida en el equipo indicado. Esto se obtiene despejando D de la expresión anterior:

$$D = 300 (V_m - V_o) / 2 \delta_v / \delta_t$$

donde

V_m = Tensión máxima permitida en el equipo a proteger.

Las distancias máximas de los pararrayos a los equipos por proteger, se determinara con base en los siguientes datos:

Lado a proteger	V_m	V_o	δ_v / δ_t
69 kV	150 kV	141 kV	362 kV μ segundo
13.2 kV	35 kV	33.3 kV	88.2 kV μ segundo

Sustituyendo los datos en la expresión anterior tenemos que para el lado de 69 kV, la distancia máxima a la que deberán instalarse los pararrayos del equipo a proteger es:

$$D = 300 (150 - 141) / 2 (362) = 3.73 \text{ m}$$

y para el lado de 13.2 kV es:

$$D = 300 (35 - 33.3) / 2 (88.2) = 2.89 \text{ m.}$$

CONCLUSIONES

1. El uso de modelos matemáticos para predecir futuros comportamientos de la demanda eléctrica, es muy útil. Estas herramientas ayudan a tomar decisiones para el diseño de proyectos; estos pueden ser simples o complejos, mientras más complejos sean, pueden llegar a ser más exactos, así que será responsabilidad del diseñador de proyectos, escoger el que más se ajuste a las necesidades del mismo.
2. La cercanía de las líneas de transmisión hacia los lugares propuestos para los puntos de construcción de las subestaciones integrantes de la red de 69 kV, hace que los costos se puedan bajar.
3. El diseño simple de las subestaciones integrantes de la red de 69 KV, aparte de disminuir el costo de construcción de las subestaciones, hace que también el mantenimiento de las mismas baje.
4. El crecimiento del consumo de la ciudad de Quetzaltenango es de 6.17%, que es un 2% más que el promedio nacional.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda a la Empresa Eléctrica Municipal, que se compren los terrenos para la construcción de las mismas, debido a que como la tierra gana plusvalía, en un futuro serán más caros, aparte de que pueden estar poblados.
2. Es necesario que se emitan acuerdos para que se evite la construcción de viviendas, en áreas cercanas al paso de las líneas de 69 kV, y muy cerca de las subestaciones a construir.
3. También se recomienda que se haga un estudio acerca de los centros, de población urbana que serán habitados en un futuro.

BIBLIOGRAFÍA

1. ASEA. **Modern Switchyard design and selection aspects**. Paper 1978.
2. Asociación del Mercado Mayorista. **Informe Estadístico 2004**.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE. **Ley General de Electricidad**.
4. Comisión Nacional de Energía eléctrica CNEE. **Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID)**
5. Cross, David. **Grounding**. Lucent NPS. Guatemala 2001
6. Daniel, Wayne. **Bioestadística**. UTHEA, México 1996.
7. Martiche, Florentin y López, Hugo Rafael. **Dinámicas históricas del ordenamiento territorial del municipio de Quetzaltenango. Primer borrador**. USAC-CUNOC, septiembre de 2005.
8. Morán, Carlos Amado. Propuesta para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de la red de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Huehuetenango. Tesis de graduación de Ingeniero, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1999.
9. Pum, Leonidas Marcial. Estudio de Ingeniería y especificaciones de bancos de capacitores, para la red eléctrica de distribución primaria 13,200/7,620 Voltios, operada por la Empresa Eléctrica Municipal de

- Quetzaltenango. Tesis de graduación de Ingeniero, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2000.
10. Santizo, Rodolfo. **The Electricity Plan of Guatemala**. Guatemala 2000.
 11. Sarceño Lemus, Wilder Rodolfo. Estudio para la introducción de energía eléctrica a la aldea San Francisco y diseño de la subestación principal de la ciudad de Jutiapa. Tesis de graduación de Ingeniero, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1997.
 12. Stevenson, William D. **Análisis de sistemas Eléctricos de Potencia**. Segunda edición. McGraw Hill. 1998.
 13. Southern States. **SUBSTATIONS. Industrial, Distribution, Transmission**. Paper 1979.
 14. UIEP- Proyecto Gua/01/P04/PROINFO. **Información Estadística y social del municipio de Quetzaltenango**. 2004
 15. Zill, Dennis G. **Ecuaciones diferenciales con aplicaciones**. Ed. Iberoamericana 1998.

APÉNDICE 1. ASPECTOS GEOGRÁFICOS

A1. 1 Datos del departamento de Quetzaltenango:

Área aproximada del departamento 1,951 Km². Colinda al norte con el departamento de Huehuetenango; al este con los de Totonicapán y Sololá; al sur con los de Suchitepequez y Retalhuleu; al oeste con el de San Marcos. Tiene 24 municipios.

Cuenta con importantes carreteras que forman una densa red vial, la ruta nacional principal es la carretera interamericana CA-1, totalmente asfaltada, que atraviesa el departamento proveniente de Totonicapán y que conduce a la frontera con México. Dicha CA-1, en el lindero con El Salvador, aldea San Cristóbal Frontera, conduce a la ciudad de Guatemala, en donde rumbo oeste franco es de 185 Km. a la entrada a San Cristóbal.

Por lo general, el terreno del departamento es quebrado, pero de especiales condiciones orográficas que influyen en su clima y temperatura. Entre sus volcanes están: El Santa María, el Santiaguito, Cerro Quemado, Siete Orejas, Chicabal y Lacandón, así como su pico conocido como Zunil, está compuesto de rocas eruptivas antiguas y modernas correspondientes al período terciario, cerros eminentes, cráteres, precipicios, barrancos, valles y llanuras, dan majestad e interés a las condiciones petrográficas del suelo.

El municipio de Quetzaltenango esta situado al occidente de Guatemala, siendo medido por el Instituto Geográfico Nacional (IGN) en el parque central de la ciudad de Quetzaltenango; cabecera del municipio y del Departamento; una latitud de 14° 50' 16", y longitud 91° 31' 03" y una elevación de 2333.03 metros sobre el nivel del mar (msnm). El municipio tiene un área de 120 Km² y colinda

al norte con los municipios de San Mateo, La Esperanza, Olinstepeque (Quetzaltenango), San Andrés Xecul (Totonicapán); al este con Zunil, Almolonga, Cantel y Salcajá (Quetzaltenango); al sur con Zunil y El Palmar (Quetzaltenango); al oeste con Concepción Chiquirichapa y San Martín Sacatepéquez (Quetzaltenango).

El municipio de Quetzaltenango cuenta con los siguientes accidentes naturales: Río Samalá, Río Seco, Río Sigüila. Volcán Santa María, Volcán Satiaguito, Volcán Cerro Quemado, Volcán Siete Orejas, Cerro Tecún Umán (El Baúl), Cerro de Candelaria, Cerro de la Pedrera, Cerro El Galápagos, Cerro Huitán.

A1.2 Aspectos Climatológicos.

Con base en análisis estadísticos de la estación “Labor Ovalle” del INSIVUMEH en el área de la ciudad de Quetzaltenango, se ha observado que las variables climatológicas en la ciudad tienen una tendencia repetitiva respecto a sus valores normales, y que los cambios que se observan giran alrededor de éstos, por lo que no son marcados en forma apreciable.

A1.3 Temperatura.

El clima en el municipio de Quetzaltenango es templado, con una estación fría que inicia en el mes de noviembre y termina a finales del mes de febrero o principios del mes de marzo. Las temperaturas últimamente han registrado una leve subida, (debido quizás al calentamiento de la Tierra), llegando a un máximo registrado de 29° Centígrados en este año (2004), respecto a lo registrado el año anterior que fue de 27.5° Centígrados. Las temperaturas en los meses de la estación fría llegan a bajar de cero grados centígrados. En

tanto, podríamos decir que la temperatura máxima promedio se alcanza en el mes de abril según datos del 2003 que fue de 25.4° centígrados y la mínima en el mes de diciembre la cual fue de 20.4° centígrados. En general, la temperatura promedio máxima es de 22.4° centígrados y la temperatura promedio mínima es de 6.5° centígrados, con una temperatura media anual de 15.2° centígrados.

A1.4 Velocidad del viento

La velocidad del viento promedio que sopla está entre el orden de los 6.4 Km/h. y los 13.7 Km/h, siendo los meses en que más sopla el viento noviembre, diciembre y enero.

A1.5 Humedad y precipitación fluvial

La humedad en el municipio de Quetzaltenango es del orden del 71%, y se alcanzan valores de hasta el 82% en el mes de septiembre y de 64% y 63% en los meses de febrero y marzo respectivamente. Los meses más lluviosos son junio y septiembre donde se reportan hasta 177.5 mm de precipitación siendo el promedio anual de 700 mm.

A1.6 Nivel sísmológico

El municipio de Quetzaltenango no es atravesado por ninguna falla sísmica importante, aunque la máxima amenaza sísmica se debe al segmento oeste de la falla Chixoy-Polochic, y la cual da una intensidad sísmica debida al sismo máximo con un intensidad (magnitud al momento) de 7.6 grados en la escala de Mercalli modificada, y se estima que no habrá licuefacción del terreno en este caso, lo cual no afectaría directamente en la construcción de una subestación eléctrica.

A1.7 Nivel cerámico

Debido a la actividad lluviosa de la región, la mayor parte de las tormentas eléctricas se dan entre los meses de junio a octubre siendo la máxima la de 16 tormentas eléctricas en el mes de junio.

APÉNDICE 2. RESISTIVIDAD DE TERRENOS

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

La resistividad del terreno depende de su naturaleza, estratigrafía (capas de distinta composición), contenido de humedad, salinidad y temperatura. La resistividad de un terreno se ve afectada por las variaciones estacionales.

Debido a la no uniformidad de sus diferentes capas, cuando queremos determinar la resistividad en un punto del terreno, por medio de un método de medida, lo que determinamos es, la resistividad media de las capas comprendidas entre la superficie y una cierta profundidad, que a veces se denomina resistividad aparente (ρ_a)

A2.1 Naturaleza del Terreno

Los terrenos son buenos, regulares o malos conductores en función de su naturaleza. El conocimiento de su naturaleza es el primer paso para la implantación de una adecuada toma de tierra. La tabla A2.1 describe valores de resistividad para terrenos de diferente naturaleza.

Tabla VIII Resistividad según naturaleza del terreno.

Naturaleza del terreno	Resistividad (Ωm)
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50

Arcillas compactadas	100 a 200
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceea	200 a 3000
Suelo pedregoso con césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas compactas	100 a 300
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800

Para cálculos aproximados de la resistencia de tierra pueden utilizarse los valores medidos recogidos en la tabla A2.2

Tabla IX. Valores medios de la resistividad

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad (Ωm)
Terrenos cultivables, fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3000

En las tablas se puede observar que a medida que la roca es mas compacta y mas antigua la resistividad es mayor.

