



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ESTUDIO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNA
SUBESTACIÓN PROYECTANDO LA DEMANDA ELÉCTRICA A
10 AÑOS EN LA CIUDAD DE MILAGRO”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA**

ÁNGEL ERNESTO MOYANO LECARO

SERGIO ORLANDO TUMBACO VEGA

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2017

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos y de manera muy especial a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL por brindarnos todos los conocimientos adquiridos como estudiantes de esta prestigiosa institución, también agradecemos a CNEL Unidad de Negocios Milagro por facilitarnos la información necesaria para realizar este trabajo de titulación, de una manera muy especial a los profesores evaluadores que con sus consejos se realizó este trabajo de graduación.

Agradecemos a nuestros familiares, amigos y compañeros de clases que nos dieron su apoyo en todo momento, para lograr el objetivo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesis a los docentes de ESPOL por brindarme todos los conocimientos necesarios para culminar mi carrera profesional.

Dedico mi tesis con todo el amor del mundo a mi Padre Brud Sergio Tumbaco Rivera que con su ayuda incondicional y con su ejemplo de vida me esfuerzo cada día a ser como el, a mi Madre Rosalba Dalila Vega Tircio que con su manera de hacerme ver las cosas supo prepararme para la realidad de vida y que juntos bajo su sombra protectora jamás dejaron de creer en mí y regalarme lo justo y necesario para continuar en este proceso ya que sin los esfuerzos que han realizado con el pasar de los años yo no hubiera conseguido nada de estos logros.

Sergio Orlando Tumbaco Vega

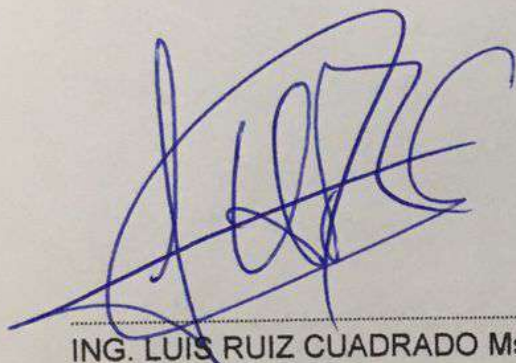
DEDICATORIA

Le dedico este trabajo a Dios por darme voluntad y perseverancia para no rendirme en los momentos más difíciles y darme ese impulso con el que logramos día a día superarnos académicamente.

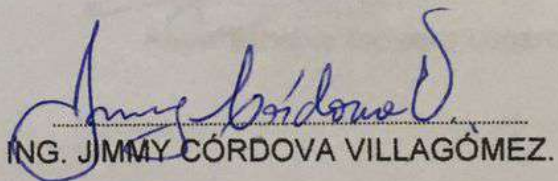
También de manera muy especial les dedico este trabajo a mis padres Ángel Moyano Bonilla y Jesús Lecaro Villamar, por brindarme todo su apoyo que necesitaba en cada semestre que cursaba, también a todos mis familiares y amigos que con su voz de aliento me levantaban el ánimo para seguir adelante, y así poder culminar una etapa de mi vida.

Ángel Ernesto Moyano Lecaro

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN



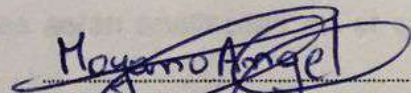
ING. LUIS RUIZ CUADRADO Msc.



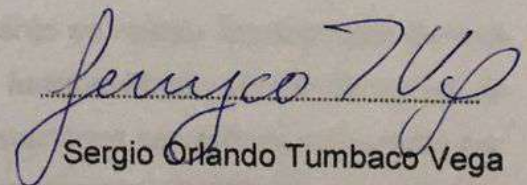
ING. JIMMY CÓRDOVA VILLAGÓMEZ.

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"



Ángel Ernesto Moyano Lecaro



Sergio Orlando Tumbaco Vega

RESUMEN

En el presente trabajo se da la ubicación óptima de una nueva subestación eléctrica para la ciudad de Milagro, analizando las situaciones actuales de cargas de las tres subestaciones existentes en la ciudad.

En el capítulo uno se presentan objetivos del estudio, además de algunos conceptos generales de temas relacionados con este trabajo, en una segunda parte de este capítulo se presenta la situación actual de la unidad de negocio Milagro, que consta de trece subestaciones ubicadas dentro y fuera de la ciudad, para este estudio se toman en cuenta únicamente las subestaciones ubicadas dentro de la ciudad Milagro las cuales son tres: Subestación Milagro Norte, Subestación Milagro Sur, Subestación Central Diésel, estas subestaciones mencionadas serán analizadas en el capítulo dos.

Para llevar a cabo este estudio, es de mucha importancia realizar una proyección de la demanda eléctrica que se la realizará en el capítulo tres, de esta manera tener conocimiento de la potencia y energía eléctrica requerida para brindar un buen servicio técnico, por esta razón se realiza la proyección de la demanda a 10 años de los datos históricos de carga de los diferentes usuarios de cada una de las tres subestaciones ubicadas dentro de la ciudad de Milagro.

Finalmente, en el capítulo cuatro de este documento se realiza la propuesta de una ubicación óptima de una nueva subestación en función de las concentraciones de cargas, tomando en cuenta cuál de las tres subestaciones se vería más afectada por el incremento de carga, mediante el software computacional CYMDIST se verificarán los niveles de tensiones para localizar las alimentadoras más afectadas con dichos incrementos, teniendo la ubicación para la nueva subestación, se reconfigurarán los alimentadores para redistribuir las cargas y mejorar los niveles de voltaje.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	I
DEDICATORIA	II
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA.....	V
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
CAPÍTULO 1.....	1
1.CONCEPTOS GENERALES Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA CIUDAD DE MILAGRO.....	1
1.1 Objetivo General.....	1
1.2 Objetivos Específicos	1
1.3 Conceptos generales.....	1
1.3.1 Subestación eléctrica	1
1.3.2 Clasificación de la Subestación eléctrica.....	2
1.3.2.1 Según tipo de instalación.....	2
1.3.2.1.1 Subestación Tipo Convencional AIS.....	3
1.3.2.1.2 Subestación Tipo Interior Encapsulada GIS.....	4
1.3.2.2 Según la configuración.	5
1.3.3 Proyección de la demanda eléctrica.....	6
1.3.3.1 Método para proyectar la demanda eléctrica.	6
1.3.4 Normativas Legales Ambientales Aplicables.....	7

1.3.4.1	Ley de régimen del Sector Eléctrico	7
1.3.4.2	Ley para la Constitución de Gravámenes para Obras de Electrificación.....	8
1.3.4.3	Regulación para Distancias de Seguridad.....	9
1.4	Situación actual del sistema eléctrico en la ciudad de milagro.	10
1.4.1	Subestación Milagro Sur	13
1.4.1.1	Alimentador Las Piñas.....	14
1.4.1.2	Alimentador Universidad.....	15
1.4.1.3	Alimentador San Francisco – Virgen San Valdez	16
1.4.1.4	Alimentador Colegio 21 de Julio - Yaguachi.....	16
1.4.2	Subestación Central Diésel	17
1.4.2.1	Alimentador Centropolis	18
1.4.2.2	Alimentador Hospital 100 Camas	19
1.4.2.3	Alimentador Avenida Quito	20
1.4.2.4	Alimentador B9.....	20
1.4.3	Subestación Milagro Norte	21
1.4.3.1	Alimentador Pradera 1.....	22
1.4.3.2	Alimentador Pradera 2.....	23
1.4.3.3	Alimentador Carrizal – Simón Bolívar.....	23
	CAPÍTULO 2.....	25
	2.ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS DE LA SITUACIÓN ACTUAL EN LA CIUDAD DE MILAGRO.	25
2.1	Comportamiento evolutivo de la demanda eléctrica en Milagro ...	25
2.2	Crecimiento de clientes-usuarios por subestación	26

2.3	Comportamiento anual de la demanda Real (MW)	27
2.4	Estructura de consumos por sectores en la ciudad de Milagro.....	29
2.5	Histórico de demanda por subestación.	30
2.5.1	Consumo y crecimiento en el periodo 2012-2015 Subestación Sur.....	30
2.5.2	Consumo y crecimiento en el periodo 2012-2015 Subestación Norte.....	30
2.5.3	Consumo y crecimiento en el periodo 2012-2015 Subestación Central.....	31
	Diésel.....	31
2.6	Métodos utilizados para analizar el comportamiento de la demanda eléctrica.....	31
2.6.1	Método Utilizado para la proyección de la demanda por el Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC.....	31
2.6.1.1	Modelos Utilizados por el Plan Maestro de Electrificación 2012-2021.	32
2.6.1.2	Metodología.....	32
2.6.1.3	Planteamiento de Hipótesis.	33
2.6.2	Ubicación Óptima de Subestaciones de Distribución de Alta tensión-Media Tensión en la Zona Urbana.....	33
2.6.2.1	Pasos a Seguir en la Metodología.	34
2.6.2.1.1	División de los Alimentadores en Zonas.	34
2.6.2.1.2	Ingreso de Datos de las Zonas y su Proyección.....	34
2.6.2.1.3	Selección de los Casos Según la Zona de Influencias.	34

2.7	Metodología utilizada para la ubicación óptima de una subestación Eléctrica.	35
2.7.1	Regla del Bisector Perpendicular.....	35
CAPÍTULO 3.....		36
3.PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA CIUDAD DE MILAGRO.		36
3.1	Proyección 2015-2026 de la Subestación Norte.	36
3.2	Proyección 2015-2026 Subestación Sur 1.	39
3.3	Proyección 2015-2026 Subestación Sur 2	42
3.4	Proyección 2015-2026 Subestación Central Diésel	44
CAPÍTULO 4.....		48
4.UBICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN ÓPTIMA DE LA NUEVA SUBESTACIÓN EN MILAGRO.		48
4.1	Selección del método a emplear	48
4.1.1	Pasos para llevar a cabo la metodología.....	48
4.1.2	Ingreso de Datos y su Proyección	49
4.1.3	Selección de los casos Según la Zona de Influencias.....	49
4.2	Aplicación del método	49
4.2.1	Análisis de la demanda a mediano plazo.....	50
4.2.2	Capacidad de la nueva subestación.	52
4.3	Plantear escenarios (SIMULACIÓN)	55
4.3.1	Simulación en CYMDIST de la Alimentadora Mariscal Sucre.....	56
4.3.2	Simulación en CYMDIST de la Alimentadora Simón Bolívar.....	58

4.3.3 Reconfiguración de alimentadores	62
4.4 Definición detallada de ubicación óptima	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
RECOMENDACIONES.....	66
CONCLUSIONES	66
BIBLIOGRAFÍA.....	68
ANEXOS.....	70

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 SUBESTACIÓN TIPO CONVENCIONAL AIS.....	3
FIGURA 1.2 SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR ENCAPSULADA GIS.....	4
FIGURA 1.3 GIS DE LAS SUBESTACIONES EN CIUDAD DE MILAGRO.....	12
FIGURA 1.4 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN MILAGRO SUR.....	13
FIGURA 1.5 DIAGRAMA UNIFILAR CENTRAL DIÉSEL MILAGRO.	17
FIGURA 1.6 DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACIÓN MILAGRO NORTE.....	21
FIGURA 2.1 CONSUMO TOTAL DE ENERGIA EN LA CIUDAD DE MILAGRO.	25
FIGURA 2.2 CRECIMIENTO DE CLIENTES DE CADA SUBESTACIÓN POR AÑO.....	27
FIGURA 2.3 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE LAS SUBESTACIONES POR AÑO.	28
FIGURA 2.4 CONSUMO CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012 DE LA CIUDAD DE MILAGRO.	29
FIGURA 3.1 LÍNEA DE TENDENCIA DE LA SUBESTACIÓN NORTE.....	37
FIGURA 3.2 CURVA DE PROYECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN NORTE.	39
FIGURA 3.3 LÍNEA DE TENDENCIA DE LA SUBESTACIÓN SUR 1.....	40
FIGURA 3.4 CURVA DE PROYECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SUR 1.	42
FIGURA 3.5 LÍNEA DE TENDENCIA DE LA SUBESTACIÓN SUR 2.....	43
FIGURA 3.6 CURVA DE PROYECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SUR 2.	44
FIGURA 3.7 LÍNEA DE TENDENCIA DE LA SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL.....	45
FIGURA 3.8 CURVA DE PROYECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL.....	46

FIGURA 4.1 UBICACIÓN DE LAS TRES SUBESTACIONES EN LA CIUDAD DE MILAGRO.	49
FIGURA 4.2 CURVA DE CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA Vs MILLAS) 6%.....	55
FIGURA 4.3 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR MARISCAL SUCRE (S/E NORTE).	56
FIGURA 4.4 PERFIL DE CAÍDA DE VOLTAJE EN EL TRAMO 63509_MTA.	57
FIGURA 4.5 PERFIL DE CAÍDA DE VOLTAJE EN EL TRAMO 61837_MTA.	57
FIGURA 4.6 PERFIL DE CAÍDA DE VOLTAJE EN EL TRAMO 622320_MTA.....	58
FIGURA 4.7 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR SIMÓN BOLÍVAR – CARRIZAL (S/E NORTE).....	59
FIGURA 4.8 PERFIL DE CAÍDA DE VOLTAJE AL INICIO DEL ALIMENTADOR.....	59
FIGURA 4.9 PERFIL DE CAÍDA DE VOLTAJE AL FINAL DEL ALIMENTADOR.....	60
FIGURA 4.10 PORCENTAJE DE LAS CAÍDAS DE VOLTAJE DE LAS ALIMENTADORAS.....	60
FIGURA 4.11 UBICACIÓN TENTATIVA DE LA NUEVA SUBESTACIÓN.	61
FIGURA 4.12 COMPARACIÓN DEL PORCENTAJE DE CAÍDA DE VOLTAJE CON NUEVA CONFIGURACIÓN DE RED.	63
FIGURA 4.13 UBICACIÓN OPTIMA PARA NUEVA S/E.	65

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 TABLA PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ALIMENTADORA...	70
ANEXO 2 FLUJO DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL – ALIMENTADOR AV QUITO AÑO 2026,	71
ANEXO 3 FLUJO DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL – ALIMENTADOR AV QUITO PROYECCIÓN AÑO 2030, TRAMO INICIAL 9979_MTA Y TRAMO FINAL 10354_MTA.	71
ANEXO 4 SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL – ALIMENTADOR 100 CAMAS... ..	72
ANEXO 5 FLUJO DE CARGAS DE LA SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL – ALIMENTADOR 100 CAMAS	72
ANEXO 6 FLUJO DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL – ALIMENTADOR 100 CAMAS PROYECCIÓN AÑO 2030, TRAMO INICIAL 49186_MTA Y TRAMO FINAL 49342_MTA.	73
ANEXO 7 FLUJO DE CARGA MONOFÁSICO TRAMO 109649_MTA.	73
ANEXO 8 SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL – CENTROPOLIS.	73
ANEXO 9 FLUJO DE CARGA SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL – CENTROPOLIS PROYECCIÓN AÑO 2030, TRAMO INICIAL 26703_MTA Y TRAMO FINAL 7256_MTA.	74
ANEXO 10 FLUJO DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN SUR – ALIMENTADOR LAS PIÑAS PROYECCIÓN AÑO 2030, TRAMO INICIAL 132438_MTA Y TRAMO FINAL 25437.....	74
ANEXO 11 FLUJO DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN SUR – ALIMENTADOR UNIVERSIDAD UNEMI PROYECCIÓN AÑO 2030, TRAMO INICIAL 132465_MTA Y TRAMO FINAL 58179_MTA.	74
ANEXO 12 FLUJO DE CARGA MONOFÁSICO DEL TRAMO 58402_MTA. .	75
ANEXO 13 SUBESTACIÓN SUR – UNEMI.....	75

ANEXO 14 FLUJO DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN NORTE – ALIMENTADOR PRADERA 1 PROYECCIÓN AÑO 2030, TRAMO INICIAL 11045_MTA Y TRAMO FINAL 152676_MTA.	75
ANEXO 15 SUBESTACIÓN NORTE – ALIMENTADOR PRADERA 2 PROYECCIÓN.....	76
ANEXO 16 FLUJO DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN NORTE – ALIMENTADOR PRADERA 2 PROYECCIÓN AÑO 2030, TRAMO INICIAL 11892_MTA Y TRAMO FINAL 11574_MTA.	76
ANEXO 17 FLUJO DE CARGA MONOFÁSICO DEL TRAMO FINAL 22632_MTA.	77
ANEXO 18 SUBESTACIÓN NORTE – ALIMENTADOR PRADERA 2 PROYECCIÓN.....	77
ANEXO 19 ÁREA SERVIDA POR ALIMENTADORAS.....	78
ANEXO 20 APERTURA DEL TRAMO 47056_MTA PARA NUEVA RECONFIGURACIÓN.	79
ANEXO 21 APERTURA DEL TRAMO 47084_MTA PARA NUEVA RECONFIGURACIÓN.	79
ANEXO 22 MEDICIÓN EN EL TRAMO 46546_MTA.	80
ANEXO 23 FLUJO DE CARGA EN TRAMO 46546_MTA.....	80
ANEXO 24 MEDICIÓN EN EL ALIMENTADOR SIMÓN BOLÍVAR S/E NORTE, TRAMO 47324_MTA.....	81
ANEXO 25 FLUJO DE CARGA EN TRAMO 47324_MTA.....	81
ANEXO 26 MEDICIÓN EN EL ALIMENTADOR MARISCAL SUCRE Y SIMÓN BOLÍVAR S/E NORTE TRAMO 155092_MTA.....	82
ANEXO 27 FLUJO DE CARGA EN EL TRAMO 155092_MTA	82
ANEXO 28 MEDICIONES AL FINAL DEL ALIMENTADOR MARISCAL SUCRE, TRAMO 62499_MTA.	83
ANEXO 29 FLUJO DE CARGA EN EL TRAMO 62499_MTA.	83

CAPÍTULO 1

1. CONCEPTOS GENERALES Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA CIUDAD DE MILAGRO.

1.1 Objetivo General

Justificar técnicamente la propuesta de ubicar una nueva subestación en la ciudad de Milagro, que le permitirá elevar los índices de calidad del servicio eléctrico y este sea continuo y confiable a los abonados.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar el comportamiento evolutivo de las cargas en las subestaciones dentro de la ciudad de Milagro
- Desarrollar la proyección de la demanda para evaluar los índices de crecimiento.
- Verificar mediante el programa computacional CYMDIST posibles problemas de caídas de voltajes en líneas alimentadoras de las subestaciones en análisis.
- Proponer la ubicación óptima para una nueva subestación que ayude a mantener la confiabilidad del servicio en la ciudad.

1.3 Conceptos generales

1.3.1 Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos y de equipos de protección, conexión, transformadores y equipos auxiliares cuyas funciones son la transformación de los niveles de voltaje y el seccionamiento de circuitos que faciliten la transmisión y distribución de la energía eléctrica, que mediante las redes de distribución secundarias se dirige hasta el usuario final.

El elemento principal de la subestación es el transformador de potencia, el cual es el encargado de establecer los distintos niveles de voltaje para la transmisión, subtransmisión o distribución, también cuentan con dispositivos de maniobra, protección y equipos para la conexión y desconexión de los circuitos.

Dentro de las funciones más importantes de la subestación se destacan las siguientes:

- Cambiar niveles de voltaje
- Regular las tensiones ante los cambios de voltaje del sistema
- Controlar, medir y proteger los circuitos
- Conexión eléctrica con otras subestaciones
- Transferir cargas

1.3.2 Clasificación de la Subestación eléctrica

Las subestaciones eléctricas por su desempeño e instalaciones se las puede clasificar de la siguiente manera:

- Según tipo de instalación
- Según configuración de barras

1.3.2.1 Según tipo de instalación

Según el tipo de instalación podemos mencionar dos, las cuales son:

- Subestación Tipo Convencional AIS
- Subestación Tipo Interior Encapsulada GIS

1.3.2.1.1 Subestación Tipo Convencional AIS

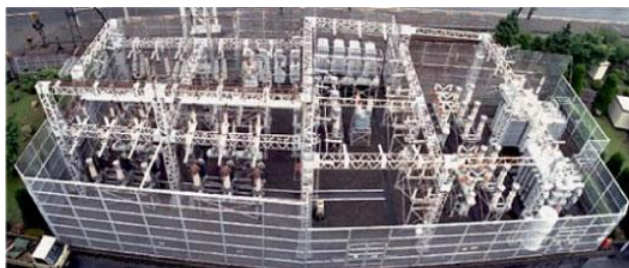


Figura1.1 Subestación tipo convencional AIS

La subestación tipo convencional AIS (Air Insulated Switchgear), generalmente es utilizada en sistemas de altos voltajes, se las construyen en espacios de gran tamaño y son de normal acceso para realizar maniobras de mantenimientos.

Son subestaciones que se deben construir en terrenos expuestos a cambios bruscos de condiciones atmosféricas, donde los equipos e implementos que los conforman serán capaces de soportar condiciones adversas a los que son sometidos.

En resumen, la subestación tipo convencional AIS consta de las siguientes características:

- Diseño en mucho espacio estructural
- Instalaciones exteriores
- Menor seguridad
- Menor vida útil
- Mayor confiabilidad
- Mayor costo

1.3.2.1.2 Subestación Tipo Interior Encapsulada GIS



Figura1.2 Subestación tipo Interior Encapsulada GIS

La subestación encapsulada GIS (Gas Insulated Switchgear) se encuentra aislada en gas generalmente SF₆, aunque también se usa en vacío (Dependiendo del Nivel de tensión) y usa este método para aislar eléctricamente los distintos elementos de alta tensión, en casos de maniobras de aperturas o cierres de circuitos.

Este tipo de subestación ocupa menor espacio ya que solo requiere de un 10% o 20% del terreno, del que requiere la construcción de la subestación tipo convencional AIS, por los que son utilizadas en grandes ciudades muy pobladas, donde constantemente están en crecimiento y surge la necesidad de abastecer demandas de energía eléctrica, lo que hace importante la instalación de nuevas subestaciones, por otro lado, al no contar con el espacio suficiente para construir subestaciones tipo AIS ya sea por el costo del terreno en grandes ciudades o no tener terrenos disponibles se opta de esta manera por instalar la mejor solución para estos casos como las subestaciones tipo GIS.

Además, tienen los elementos de una subestación encapsulada, interruptor encapsulado, seccionador encapsulado, transformador de potencial encapsulado.

En resumen, la subestación eléctrica encapsulada GIS consta de las siguientes características:

- Diseño compacto
- Instalaciones exteriores e interiores
- Menor espacio
- Mayor vida útil
- Mayor seguridad
- Mayor confiabilidad
- Monitoreo de gas

1.3.2.2 Según la configuración.

Existen varios tipos de configuraciones para mejorar las operaciones y maniobras de los sistemas, para facilitar el mantenimiento de los elementos y así mejorar en materia de seguridad para las personas que la realizan y los elementos de la subestación

Existen ventajas y desventajas en algunas de estas configuraciones, se las puede clasificar de la siguiente manera:

- Barra simple
- Barra doble
- Interruptor y medio
- Doble barra principal
- Barra principal y barra de transferencia
- Doble barra más transferencia
- Anillo
- Doble barra con doble interruptor

1.3.3 Proyección de la demanda eléctrica

Para que el desarrollo del sector eléctrico garantice el abastecimiento energético, se deben reforzar las actuales y futuras condiciones en las redes eléctricas.

La proyección de la demanda ha llegado a convertirse en una parte fundamental, en la cual se desarrolla una planificación, debido a esto se consideran una serie de hipótesis que a su vez contemplan el crecimiento histórico de la demanda de la energía eléctrica, estos aumentos de carga y demanda se ven reflejadas en entes económicos, sociales y tecnológicos.

Además, es una herramienta importante para direccionar las decisiones futuras de inversión, así como el desarrollo de proyectos que ayuden a asegurar la confiabilidad del servicio eléctrico, la proyección de la demanda consiste en pronosticar.

1.3.3.1 Método para proyectar la demanda eléctrica.

Explotación de datos históricos.

Este método trata de establecer una tendencia de ajuste de las cantidades de energía consumida durante una serie de años anteriores y así estimar una demanda futura usando la misma línea de tendencia. Existen análisis con más detalles en la cual se usa el consumo per cápita, pero para obtener una aproximación más general se trabaja con los consumos totales. Una vez teniendo como dato conocido la línea de ajuste, es posible extrapolar los puntos que indican correspondientemente la demanda en los años futuros.

Este método requiere una gran cantidad de datos históricos lo suficientemente largas, para no tener efectos exagerados que las variaciones de tiempos pequeños ejercen sobre los datos de plazos largos.

Se plantea una alternativa general que consiste en lo siguiente; en los años futuros los cambios de las variables que determinan la demanda eléctrica, se comportarán de igual manera a como se han venido comportando en el pasado y, por lo tanto, los efectos serán similares a los datos registrados históricamente.

El pronóstico de la curva de tendencia plantea los siguientes problemas:

- Elección de la línea de ajuste
- Búsqueda del método para ajustar la curva
- Estimación de una previsión o un intervalo de previsión para la época futura.

1.3.4 Normativas Legales Ambientales Aplicables.

Para la implementación de nuevos proyectos, remodelaciones o ampliaciones se deben tener en cuenta por parte del equipo consultor, todas las normativas ambientales que se encuentren vigentes, al nivel nacional y con mayor prioridad de manera local, en la que son incluidos permisos Municipales, normas para la construcción por parte del Ministerio del Ambiente, así como otros organismos de control. ARCONEL, MEER.

1.3.4.1 Ley de régimen del Sector Eléctrico

En el reglamento técnico ambiental para las actividades eléctricas del ARCONEL, ley vigente desde la fecha que fue publicada en el Registro Oficial No 364 del 26 de septiembre del 2006. La cual estipula normas a seguir y que se enumeran a continuación.

Disposiciones Fundamentales:

Art. 1.- Deber del Estado. – El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación. [2]

Art. 2.- Concesiones y Permisos. – El estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, solo el, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, trasmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. [2]

Art. 3.- Medio Ambiente. – En todos los casos los generadores, transmisor y distribuidores observarán las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente. [2]

El reglamento de orden técnico que dicte el Presidente de la República, preparado por el Consejo Nacional de Electricidad, dentro de los 90 días siguientes a su constitución, determinará los parámetros para la aplicación de esta norma y el mismo prevalecerá sobre cualquier otra regulación secundaria. El ente regulador aprobará los estudios de impacto ambiental y verificara su cumplimiento. [2]

1.3.4.2 Ley para la Constitución de Gravámenes para Obras de Electrificación.

También se debe cumplir con normas para la construcción de obras eléctricas, estipuladas en el reglamento técnico ambiental del ARCONEL, estos artículos son los siguientes:

Art. 1.- El Instituto de Electrificación y las Empresas Eléctricas establecidas en el país, sean personas jurídicas de Derecho Público o de Derecho Privado con finalidad social, o pública, gozará del derecho de tender líneas de transmisión y distribución eléctrica y de colocar otras instalaciones propias del servicio eléctrico, dentro de las respectivas circunscripciones nacionales o locales en las que prestan dicho servicio. [2]

Art. 2.- En consecuencia, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación o las Empresas Eléctricas tendrán derecho a ocupar el área de terreno necesario para:

- La colocación de postes, torres, transformadores o similares;
- El tendido de líneas subterráneas; y,
- En el caso de tendido de líneas aéreas, la determinación de una faja de terreno destinada a los propósitos indicados, siguiendo el trazado de la línea, de acuerdo con las características y requerimientos de seguridad de la obra.

Art. 3.- El derecho contemplado en los artículos precedentes para tender líneas de transmisión y distribución no puede ser impuesto sobre edificios urbanos y los jardines, huertos y más dependencias de estos, los que solo sufrirán el tendido de las

líneas por el espacio aéreo correspondiente, en base a los requerimientos técnicos que determine el Instituto Ecuatoriano de Electrificación. [2]

1.3.4.3 Regulación para Distancias de Seguridad.

La Regulación del CONELEC 02/10, registro oficial No 382 del Consejo Nacional de Electrificación, vigente desde el año 2010, donde se menciona las distancias mínimas de seguridad que debe existir entre las redes eléctricas y las edificaciones, con el propósito de limitar el contacto de las personas, para proteger y dar seguridad a la integridad física de las personas. [2]

La tabla 1 presenta un resumen de las Regulaciones Vigentes definidas por ARCONEL.

Código	Nombre	Descripción	Vigencia desde
CONELEC 006/12	Regulación No. CONELEC 006/12 Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano (Regulación No. CONELEC 006/12)	Establece las responsabilidades y los criterios generales, que deberán ser observados por las instituciones involucradas en el proceso elaboración y presentación del Plan de Expansión de la Transmisión al CONELEC	01/11/2012
CONELEC 006/10	Declaratoria de Alta Prioridad para el Sector Eléctrico (Regulación No. CONELEC 006/10)	establece los procedimientos a los que deben ajustarse los interesados, sean públicos o privados, que aspiren a desarrollar proyectos destinados al servicio público de electricidad que se encuentren ubicados total o parcialmente dentro de las zonas del Patrimonio Nacional de Áreas Naturales Protegidas, del Patrimonio Forestal del Estado o de los Bosques	02/09/2010 Sustituye a la Regulación CONELEC-003/09
CONELEC 002/10	Distancias de Seguridad (Regulación No. CONELEC 002/10)	Determinación de distancias de seguridad entre la red eléctrica y las edificaciones, a fin de limitar el contacto y acercamiento de las personas, con el propósito de salvaguardar la integridad física de las personas.	06/05/2010
CONELEC 004/10	Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución	Es necesario asegurar un nivel satisfactorio de los servicios eléctricos, establecidos en la ley de Régimen de sector eléctrico	23/05/2001

Tabla 1 Regulaciones Vigentes definidas por ARCONEL.

1.4 Situación actual del sistema eléctrico en la ciudad de Milagro.

La unidad de negocio Milagro está ubicada en el centro de la ciudad y consta de 13 subestaciones eléctricas de 69/13,8 KV repartidas en lugares estratégicos dentro y fuera de la ciudad de Milagro, para de esta manera llevar un buen servicio al usuario final, cada una de las subestaciones está constituido por cierta cantidad de alimentadoras las cuales serán descritas a continuación.

- S/E BUCAY
- S/E CENTRAL DIÉSEL
- S/E MARCELINO MARIDUEÑA
- S/E NORTE
- S/E SUR
- S/E MONTERO 1
- S/E MONTERO 2
- S/E NARANJAL 1
- S/E PUERTO INCA
- S/E GARAICOA
- S/E YAGUACHI
- S/E ROBERTO ASTUDILLO
- S/E TRIUNFO

Las Subestaciones eléctricas en la ciudad son las que se muestran en la figura 1.3, el mapa fue proporcionado por CNEL U.N. Milagro, debemos saber que las subestaciones Ingenio Valdés y Ecoelectric son privadas.

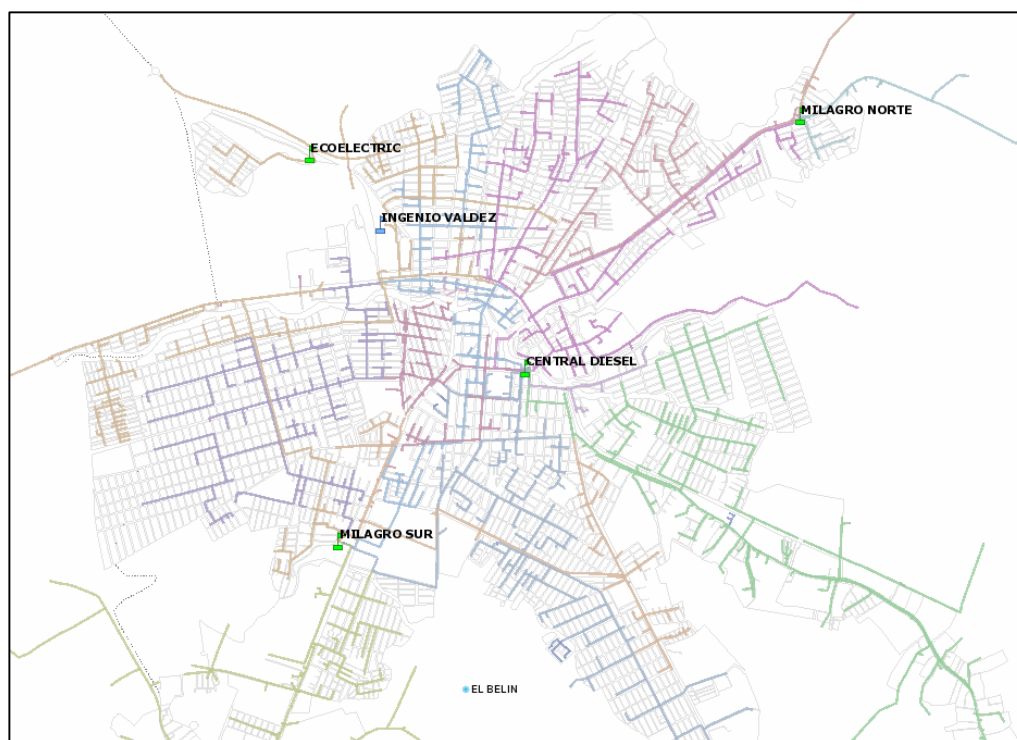


Figura1.3 GIS de las Subestaciones en ciudad de Milagro.

Para el presente estudio se incluirá únicamente las situaciones actuales de las subestaciones que se encuentran dentro de la ciudad que corresponden a las siguientes subestaciones:

- Subestación Milagro Sur
- Subestación Central Diésel
- Subestación Milagro Norte

1.4.1 Subestación Milagro Sur

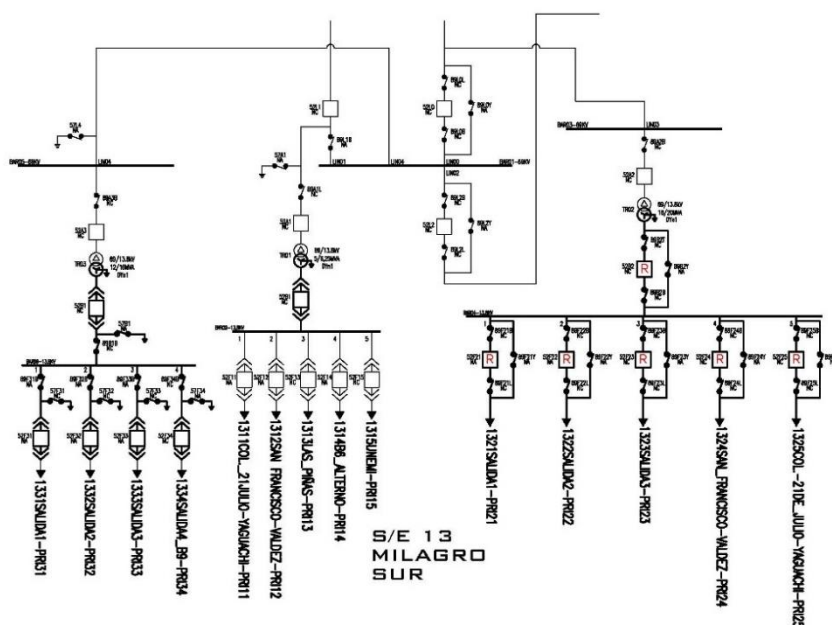


Figura1.4 Diagrama Unifilar de la Subestación Milagro Sur.

La subestación Milagro Sur está ubicada al sur de la ciudad en la ciudadela La Floresta, esta subestación consta de dos transformadores que se las renombra como Sur 1 y Sur 2.

En la tabla 2 se muestran los porcentajes de cargabilidad de los transformadores de las subestaciones Sur 1 y Sur 2.

Unidad de Negocio	Subestación	Demanda Max. Registrado mes [MVA]	Cargabilidad % OA	Cargabilidad % FOA
Milagro	Sur 1	9,93	62%	55,95%
Milagro	Sur 2	14,75	73%%	65%%

Tabla 2 Cargabilidad de los Transformadores de la Subestaciones Milagro Sur.

Sur 1 posee un transformador de marca Mitsubishi con una potencia de 12/16 MVA ONAN/OAF con conexión de Delta-Estrella (D-Y n1), el voltaje de operación es de 69/13.8 KV. De este transformador se derivan dos alimentadores los cuales son:

- Alimentador Las Piñas S3
- Alimentador Universidad S5

Sur 2 posee un transformador de marca YorkShire con potencia de 16/20 MVA con conexión Y-Y0, el voltaje de operación es de 69/13.8 KV. De este transformador se derivan dos alimentadores más los cuales son:

- Alimentador San Francisco – Virgen Valdez S4
- Alimentador Las Piñas S3

1.4.1.1 Alimentador Las Piñas

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 1687 usuarios. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV y tiene una longitud de 11.02 Km. En la tabla 3 y tabla 4 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Las Piñas	
Demanda Max MW	1,28
Demanda Min MW	0,67
Factor de Potencia	0,99
Factor de Pérdida	0,38
Factor de Carga %	59,65

Tabla 3 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Las Piñas.

Alimentador Las Piñas			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	7,886	7,897	7,983
Corrientes (A)	73,62	53,43	45,08

Tabla 4 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora las Piñas

1.4.1.2 Alimentador Universidad

Este alimentador da servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 3930 usuarios. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV y posee una longitud de 97.46 Km. En la tabla 5 y tabla 6 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Universidad	
Demanda Max MW	3,46
Demanda Min MW	1,45
Factor de Potencia	0,99
Factor de Pérdida	0,51
Factor de Carga %	59,16

Tabla 5 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Universidad.

Alimentador Universidad			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	7,886	7,897	7,983
Corrientes (A)	123,07	174,88	135,13

Tabla 6 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora Universidad.

1.4.1.3 Alimentador San Francisco – Virgen San Valdez

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 6086 usuarios. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV y posee una longitud de 50.31 Km. En la tabla 7 y en la tabla 8 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Virgen San Valdés	
Demanda Max MW	2,70
Demanda Min MW	1,32
Factor de Potencia	0,99
Factor de Pérdida	0,20
Factor de Carga %	30

Tabla 7: Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Virgen San Valdés

Alimentador Virgen San valdes			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	7,822	7,912	7,840
Corrientes (A)	58,37	96,34	120,47

Tabla 8 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora Virgen San Valdés.

1.4.1.4 Alimentador Colegio 21 de Julio - Yaguachi

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 6499 usuarios. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV y posee una longitud de 18.06 Km. En la tabla 9 y tabla10 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Yaguachi	
Demanda Max MW	5,48
Demanda Min MW	2,51
Factor de Potencia	0,90
Factor de Pérdida	0,48
Factor de Carga %	68,56

Tabla 9 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Yaguachi.

Alimentador Yaguachi			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	7,822	7,912	7,840
Corrientes (A)	273,57	1269,04	209,78

Tabla 10 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora Yaguachi

1.4.2 Subestación Central Diésel

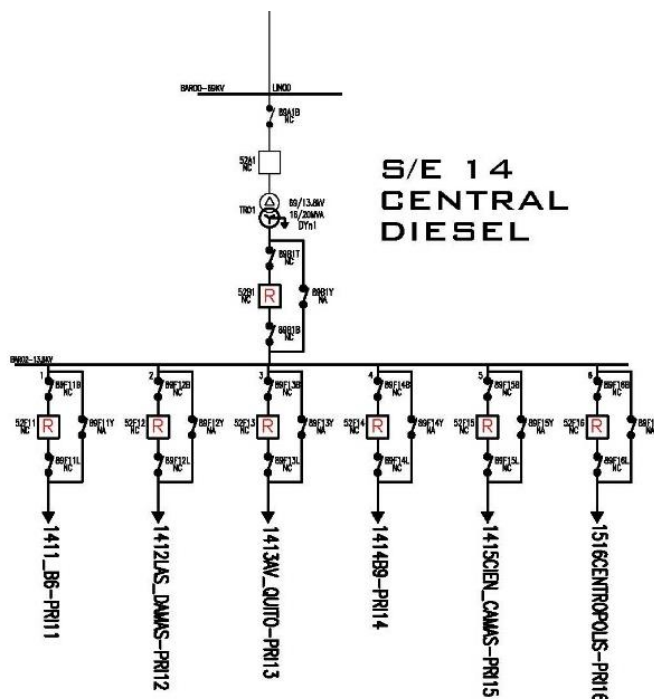


Figura1.5 Diagrama Unifilar Central Diésel Milagro.

La subestación Central Diésel está ubicada en la ciudadela Los Pinos, esta subestación consta de un transformador.

En tabla 11 se muestra el porcentaje de cargabilidad del transformador usado en esta subestación que es 73% en OA y de 65% en FOA.

Unidad de Negocio	Subestación	Demanda Max. Registrado mes [MVA]	Cargabilidad % OA	Cargabilidad % FOA
Milagro	Central Diésel	14,67	73 %	65%

Tabla 11 Cargabilidad del transformador en Central Diésel.

Un transformador de marca Mitsubishi con una potencia de 16/20 MVA con conexión de Delta-Estrella (D-Y n1), el voltaje de operación es de 69/13.8 KV. En esta subestación se derivan seis alimentadores los cuales son:

- Alimentador Central Diésel B6
- Alimentador Esteros las Damas
- Alimentador Centropolis
- Alimentador Hospital 100 camas
- Alimentador Avenida Quito
- Alimentador Central Diésel B9

1.4.2.1 Alimentador Centropolis

Este alimentador da servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 4424 usuario. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV y posee una longitud de 42.68 Km. En la tabla 12 y tabla 13 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Centropolis	
Demanda Max MW	0,21
Demanda Min MW	0,09
Factor de Potencia	0,94
Factor de Pérdida	0,48
Factor de Carga %	67,24

Tabla 12 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Centropolis.

Alimentador Centropolis			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	8,002	7,977	8,091
Corrientes (A)	8,62	2,45	17,32

Tabla 13 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora Centropolis

1.4.2.2 Alimentador Hospital 100 Camas

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro, a una cantidad de abonados con medidores de 270 usuarios, La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV y posee una longitud de 1.68 Km. En la tabla 14 y tabla 15 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Hospital 100 camas	
Demanda Max MW	1,09
Demanda Min MW	0,49
Factor de Potencia	0,90
Factor de Pérdida	0,33
Factor de Carga %	48,77

Tabla 14 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Hospital 100 Camas.

Alimentador Hospital 100 Camas			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	8,002	7,977	8,091
Corrientes (A)	50,76	52,66	49,33

Tabla 15 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora Hospital 100 Camas.

1.4.2.3 Alimentador Avenida Quito

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 3030 usuarios. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV y posee una longitud de 8.78 Km. En la tabla 16 y tabla 17 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Ave. Quito	
Demanda Max MW	1,95
Demanda Min MW	0,92
Factor de Potencia	0,94
Factor de Pérdida	0,48
Factor de Carga %	67,24

Tabla 16 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Ave. Quito.

Alimentador Ave. Quito			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	8,002	7,977	8,091
Corrientes (A)	96,34	71,11	90,80

Tabla 17 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora Ave. Quito.

1.4.2.4 Alimentador B9

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de negocio milagro con una cantidad de abonados, con medidores de 6675 usuarios, La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV y posee una longitud de 27.10 Km. En la tabla 18 y tabla 19 se detallan las características del alimentador.

Alimentador B9	
Demanda Max MW	3,84
Demanda Min MW	1,66
Factor de Potencia	0,88
Factor de Pérdida	0,36
Factor de Carga %	56,14

Tabla 18 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador B9.

Alimentador B9			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	8,002	7,977	8,091
Corrientes (A)	165,09	152,18	196,82

Tabla 19 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora B9.

1.4.3 Subestación Milagro Norte

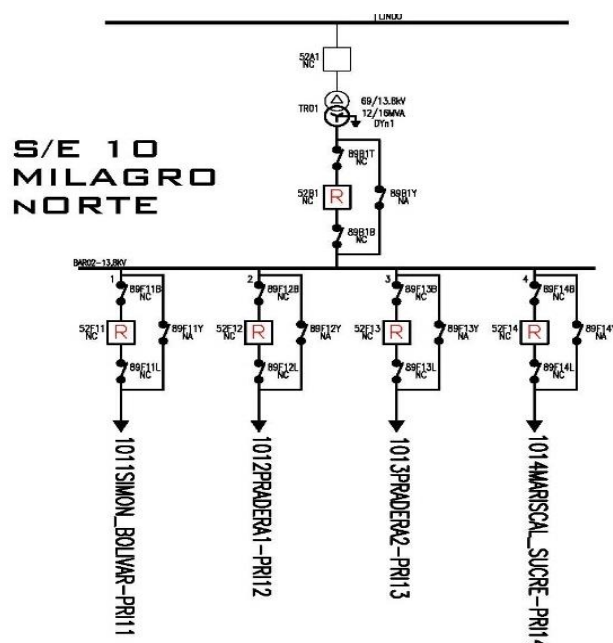


Figura1.6 Diagrama Unifilar de Subestación Milagro Norte.

La subestación Milagro Norte está ubicada al Norte de la ciudad en la ciudadela Pradera, esta subestación consta de un transformador.

En la tabla 20 se muestra el porcentaje de cargabilidad del transformador usado en esta subestación.

Unidad de Negocio	Subestación	Demanda Max. Registrado mes [MVA]	Cargabilidad % OA	Cargabilidad % FOA
Milagro	Norte	10,37	64 %	65,14 %

Tabla 20 Datos de Cargabilidad de Subestación Milagro Norte.

El transformador tiene una potencia de 12/16 MVA con conexión de Delta-Estrella (D-Y n1), el voltaje de operación es de 69/13.8 KV. De este transformador se derivan cuatro alimentadores las cuales son:

- Alimentador Pradera 1
- Alimentador Pradera 2
- Alimentador Simón Bolívar – Carrizal
- Alimentador Mariscal Sucre – Rio Milagro

1.4.3.1 Alimentador Pradera 1

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 3339 usuarios. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV posee una longitud de 10.24 Km. En la tabla 21 y tabla 22 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Pradera 1	
Demanda Max MW	1,45
Demanda Min MW	1,45
Factor de Potencia	0,93
Factor de Pérdida	0,38
Factor de Carga %	61,01

Tabla 21 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Pradera 1.

Alimentador Pradera 1			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	7,845	7,838	7,883
Corrientes (A)	57,29	62,60	63,66

Tabla 22 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora Pradera 1.

1.4.3.2 Alimentador Pradera 2

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 7739 usuarios. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV posee una longitud de 23.43 Km. En la tabla 23 y tabla 24 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Pradera 2	
Demanda Max MW	4,77
Demanda Min MW	2,76
Factor de Potencia	0,93
Factor de Pérdida	0,38
Factor de Carga %	61,80

Tabla 23 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Pradera 2.

Alimentador Pradera 2			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	7,845	7,838	7,883
Corrientes (A)	197,34	217,82	209,52

Tabla 24 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora Pradera 2.

1.4.3.3 Alimentador Carrizal – Simón Bolívar

Este alimentador da el servicio eléctrico según datos de Cnel. Unidad de Negocio Milagro a una cantidad de abonados con medidores de 5627 usuarios. La línea primaria tiene un voltaje de 13.8 KV posee una longitud de 300.39 Km. En la tabla 25 y tabla 26 se detallan las características del alimentador.

Alimentador Carrisal-Simon Bolivar	
Demanda Max MW	2,76
Demanda Min MW	1,36
Factor de Potencia	0,95
Factor de Pérdida	0,38
Factor de Carga %	60,55

Tabla 25 Demanda Eléctrica y factores del Alimentador Carrizal-Simón Bolívar.

Alimentador Carrisal-Simon Bolivar			
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltajes (KV)	7,845	7,838	7,883
Corrientes (A)	145,33	106,86	115,08

Tabla 26 Voltajes Máximas y Corrientes Máximas de la Alimentadora carrizal-Simón Bolívar.

CAPÍTULO 2

2. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS DE LA SITUACIÓN ACTUAL EN LA CIUDAD DE MILAGRO.

2.1 Comportamiento evolutivo de la demanda eléctrica en Milagro

En los últimos años el sistema eléctrico ecuatoriano ha mantenido un crecimiento, CNEL U.N Milagro ha registrado una tasa de crecimiento anual en los últimos 10 años, el promedio de crecimiento es del 3.01%, el nivel de crecimiento en el Ecuador con mayor índice se dio en el año 2009, debido a varios factores socio económicos.

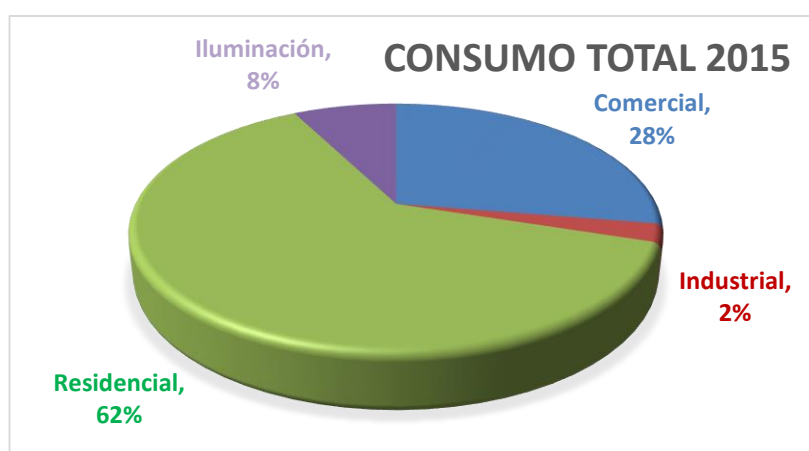


Figura 2.1 Consumo total de Energía en la Ciudad de Milagro.

En la figura 2.1 se muestra el porcentaje de cómo se encuentra distribuido el consumo dentro de la ciudad de Milagro actualmente, siendo el sector residencial con mayor consumo con el 62%, el sector comercial con 28% del consumo total en la ciudad, el sector Industrial con solo 2% debido a que pocas industrias se sirven de las

subestaciones ya antes mencionadas, ciertas industrias poseen su propia generación y eso no representa consumo para las subestaciones existentes dentro de la ciudad, las luminarias al nivel global de la ciudad está representado en el 8% del consumo total, datos que fueron proporcionados por el departamento de Planificación de Cnel. Milagro.

2.2 Crecimiento de clientes-usuarios por subestación

En la tabla 27 se muestran datos reales de los crecimientos de clientes por subestación, es notorio que con el pasar de los años la que posee mayor cantidad de usuarios es la subestación central diésel y esto es debido a su ubicación, y esta se encuentra en la parte central de la ciudad, su carga se concentra en usuarios residenciales y comerciales, en estas subestaciones que serán analizadas no se ha podido considerar más datos históricos debido a que previo a el año 2012 la Unidad de Negocio Milagro no contaba con un sistema inteligente que le permita llevar estos registros que ayudarían a los análisis de comportamiento evolutivo de los diferentes tipos de abonados en esta ciudad.

No	Subestación	2012 real	2013 real	2014 real	2015 real
1	Sur 1	9.875	10.672	12.843	12.585
2	Sur 2	5.040	5.240	5.446	5.617
3	Central Diésel	16.450	18.534	20.069	20.111
4	Norte	14.590	15.598	19.129	19.537

Tabla 27 Crecimiento de Clientes por cada Subestación.

En la figura 2.2 se muestra el incremento de clientes anual de las subestaciones Sur1, Sur2, Central Diésel y Norte.

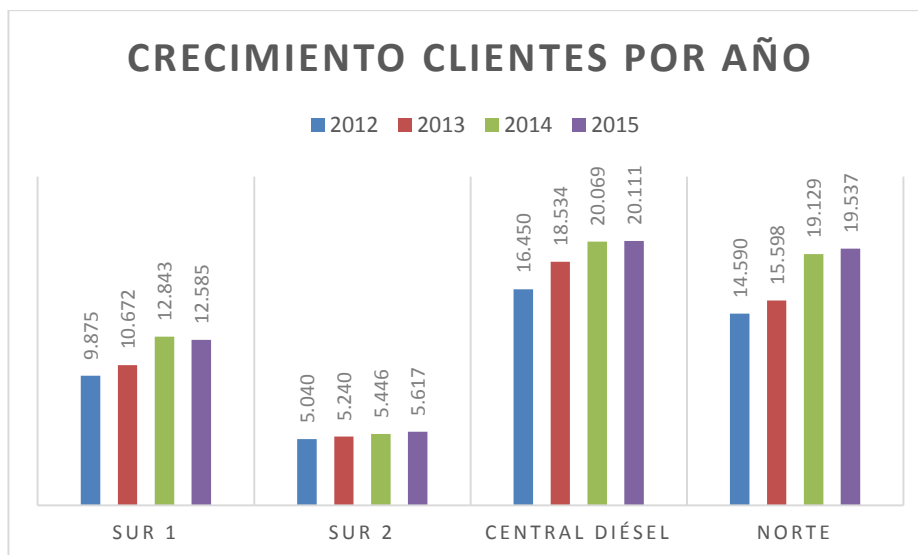


Figura 2.2 Crecimiento de clientes de cada Subestación por año.

Como se puede apreciar en la figura 2.2 que desde el año 2012 al año 2013 se ha tenido un considerable crecimiento de clientes o abonados de manera general en las subestaciones, se nota que desde el año 2014 al 2015 el número de clientes tiene un comportamiento casi constante, con mínimos incrementos y en algunos casos como “sur 1” la cantidad de clientes bajo de 12843 a 12585 esto debido a transferencia de cargas de algunas alimentadoras.

2.3 Comportamiento anual de la demanda Real (MW)

En la tabla 28 se presenta la evolución de las subestaciones en la ciudad de Milagro, la cual indica que la subestación ubicada en la parte central de la ciudad es una con mayor demanda y tubo 14,67 MW en el año 2015, la S/E Sur 2 es la que aumento su demanda a 14,75 MW, además la tabla muestra que también se incrementaron las demandas para el restos de las subestaciones en la ciudad de Milagro.

No	Subestación	2008 [MW]	2009 [MW]	2010 [MW]	2011 [MW]	2012 [MW]	2013 [MW]	2014 [MW]	2015 [MW]
1	Sur 1	8,51	8,68	9,02	9,45	9,52	9,15	9,81	9,93
2	Sur 2	12,82	12,73	11,15	12,79	12,07	12,92	13,44	14,75
3	Central Diésel	10,27	12,17	12,93	13,47	13,41	14,13	14,64	14,67
4	Norte	8,43	8,44	8,52	8,75	8,83	9,27	9,57	10,37

Tabla 28 Comportamiento Anual de la Demanda.

En promedio de la tasa de crecimiento en estos últimos años de los datos históricos es de 3,01%, esta cifra es la que se usara para realizar el pronóstico de la demanda en las subestaciones de la ciudad de Milagro.

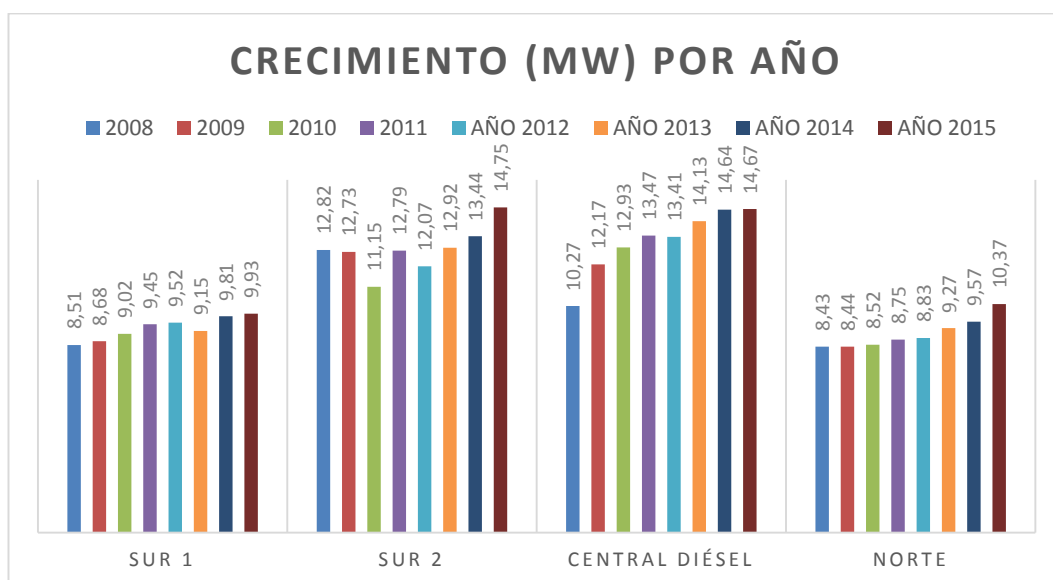


Figura 2.3 Crecimiento de la Demanda de las subestaciones por año.

En la figura 2.3 vemos el crecimiento de cada Subestación en MW, observamos como la subestación Norte es la que tiene un incremento anual constante, sin embargo observamos subestaciones como la Sur 1 que en el año 2013 tuvo una disminución en la demanda, esto se debe a la transferencia de carga en sus alimentadoras.

2.4 Estructura de consumos por sectores en la ciudad de Milagro.

Para poder modelar la evolución que tendrá la demanda de la ciudad en análisis, se realiza un continuo monitoreo por parte del departamento de planificación de CNEL. E.P. U.N. Milagro. Y los crecimientos generalmente dependen de las variables macroeconómicas y de respectivos indicadores sociales y económicos.

De los datos históricos en los últimos 10 años de las demandas en las tres subestaciones se pueden notar variaciones de pequeños incrementos con el pasar de los años.



Figura 2.4 Consumo correspondiente al año 2012 de la ciudad de Milagro.

Como se mostró en la figura 2.1, en la ciudad de manera general según datos de la unidad de negocio Milagro se destinó un 62% al sector residencial, 28% al sector comercial y en menor proporción al sector industrial e iluminación. En comparación entre los años 2012 y 2015, la cantidad de abonados según el sector industrial ha disminuido al 2%, como se indica en la figura 2.4, el sector comercial incrementó su consumo en 28% para el 2015.

2.5 Histórico de demanda por subestación.

2.5.1 Consumo y crecimiento en el periodo 2012-2015 Subestación Sur.

Los porcentajes de crecimientos en la subestación sur se muestran en la tabla 29 a continuación, esta tabla indica que desde el año 2012 al 2013 se incrementó en un 16.16%, del año 2013 al 2014 incrementó 3.09%, y el último año en análisis 2014 al 2015 incrementó de menor porcentaje con 14.17%. En la subestación sur el sector residencial es el que ha crecido en mayor magnitud que los otros sectores en estos últimos 3 años.

AÑO	RESIDENCIAL [KW-h]	COMERCIAL [KW-h]	INDUSTRIAL [KW-h]
2012	1174,285	424,504	3,750
2013	1400,626	506,326	4,472
2014	1458,986	527,423	4,659
2015	1699,658	614,426	5,427

Tabla 29 Consumo histórico de la subestación sur [kw-h]

De los datos mostrados en la tabla 29 solo se aprecian valores históricos de consumos de energía desde el año 2012, esto es debido a que anteriormente no era posible contabilizar estos datos por falta de medidores.

2.5.2 Consumo y crecimiento en el periodo 2012-2015 Subestación Norte.

Los porcentajes de crecimiento en la subestación Norte que se muestran en la tabla 30 a continuación, indican que desde el año 2012 al 2013 se incrementó en un 0.40%, del año 2013 al 2014 incrementó 9.05%, y el último año en análisis 2014 al 2015 incrementó de menor porcentaje con 8.39%.

AÑO	RESIDENCIAL [KW-h]	COMERCIAL [KW-h]	INDUSTRIAL [KW-h]
2012	1375,661	388,556	15,787
2013	1381,185	390,117	15,851
2014	1518,620	428,936	17,428
2015	1657,702	468,219	19,024

Tabla 30 Consumo histórico de la subestación norte [kw-h]

2.5.3 Consumo y crecimiento en el periodo 2012-2015 Subestación Central

Diésel.

Los porcentajes de crecimientos en la subestación sur se muestran en la tabla 31 a continuación, indica que desde el año 2012 al 2013 se incrementó en un 4.16%, del año 2013 al 2014 incrementó 8.67%, y el último año en análisis 2014 al 2015 incrementó en 0.21%.

AÑO	RESIDENCIAL [KW-h]	COMERCIAL [KW-h]	INDUSTRIAL [KW-h]
2012	1951,651	1241,297	173,886
2013	2036,364	1295,176	181,434
2014	2229,677	1418,128	198,657
2015	2277,505	1448,547	202,918

Tabla 31 Consumo histórico de la subestación central diésel [kw-h]

2.6 Métodos utilizados para analizar el comportamiento de la demanda eléctrica.

2.6.1 Método Utilizado para la proyección de la demanda por el Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC.

El plan maestro de electrificación del CONELEC[4], debido al gran cambio energético que se realizó en la última década, proyecta el crecimiento de la demanda de la energía eléctrica a nivel nacional hasta el año 2021, y este consiste en pronosticar lo siguiente:

- Número de abonados
- Facturación de Energía por Sectores
- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Alumbrado Público

2.6.1.1 Modelos Utilizados por el Plan Maestro de Electrificación 2012- 2021.

El método que se puede utilizar para la proyección de la demanda de la energía, depende de la información disponible, estos se basan en información estadística que permite hacer un pronóstico del comportamiento para los siguientes años, El CONELEC pone a consideración algunos de estos métodos [4]:

Análisis Histórico:

- Información estadística
- Inclusión de planes y políticas.
- Planes de mejoramiento de los sistemas de distribución (PMD)
- Plan de reducción de pérdidas (PLAN REP)
- Programas de eficiencias energéticas

2.6.1.2 Metodología.

En el plan maestro de electrificación publicado por el CONELEC, para la proyección de la demanda sigue una metodología, en términos generales está basada en métodos estadísticos, los modelos a los que se refiere son los siguientes:

- Modelos matemáticos
- Análisis regresivos y de correlación
- Métodos de ajustes

El CONELEC en el plan maestro de electrificación plantea varias hipótesis las cuales ayudarán a las predicciones de la demanda, este es un proceso de investigación, aquí se plantea el problema el cual nos dará el inicio al desarrollo a una solución. En el planteamiento mostramos la hipótesis que podemos usar para una correcta planificación.

2.6.1.3 Planteamiento de Hipótesis.

Para la proyección de la potencia y la energía eléctrica que se requiere para abastecer la demanda en todos los sectores de la nación en el SNI, este tiene sus bases en el procesamiento de los datos de consumo total facturado de todas las empresas eléctricas de distribución y también se cuenta con las demandas de energía en las barras de las subestaciones, estos datos se mencionan a continuación:

- Cargas grandes de tipo industrial
- Incorporación progresiva de las cocinas de inducción y calentadores de agua mediante la sustitución de gas licuado.
- Considera los proyectos de eficiencia energética que lleva adelante el MEER.

Para el planteamiento de la hipótesis, se toma en cuenta las proyecciones globales de las empresas eléctricas de distribución, aquí se consideran como variables controlables, y puede influenciar en la planificación de la energía.

2.6.2 Ubicación Óptima de Subestaciones de Distribución de Alta tensión-Media Tensión en la Zona Urbana.

En la tesis publicada por la Universidad de Cuenca en el año 2006 [7], se analizan las consideraciones que se deben tomar en el momento de proponer ubicaciones óptimas de subestación, con el fin de dar el buen servicio a los abonados.

Para obtener la ubicación correcta de la nueva subestación, se toma en cuenta varios factores que influyen en la decisión, tales como: costo de la subestación, niveles de voltaje, alimentadores primarios, regulación de tensión, transformadores de distribución, etc. También se deben tomar en cuenta varias consideraciones las cuales mencionaremos a continuación:

- Las subestación debe estar lo más cercano posible al centro de la carga del área de servicio, para los alimentadores salientes así como para los futuros crecimientos.
- Proveer suficiente espacio para futuras expansiones de la subestación.
- Cumplir con las regulaciones ambientales, de uso del suelo y ordenanza municipales y vecinales.

- Reducir el número de clientes afectados por discontinuidades del servicio.
- Otras consideraciones como adaptabilidad, emergencia, etc.

2.6.2.1 Pasos a Seguir en la Metodología.

Para encontrar el lugar más óptimo para una nueva S/E, se describe un plan en la metodología, este plan consiste en seguir procedimientos que llevan a una conclusión exacta y además rápida, los pasos se explican a continuación:

2.6.2.1.1 División de los Alimentadores en Zonas.

Como parte de la metodología se tiene que considerar la división por zonas con las alimentadoras involucradas, el criterio de división de zonas es de metodología geográfica, consiste en agrupar de forma geográfica las cargas más cercanas a la carga total [7].

2.6.2.1.2 Ingreso de Datos de las Zonas y su Proyección.

Cuando ya tenemos divididas todas las zonas, se debe realizar la ubicación de los centros de carga zonales, de esta manera podemos representar la carga acumulada mediante un único transformador conectado a la troncal principal del alimentador. Y se repite con las demás zonas, esto se realiza para determinar la proyección de la carga para la nueva subestación [7].

Ya teniendo los estudios, se toma el porcentaje de carga que representa cada zona y ese mismo porcentaje se puede aplicar para futuras proyecciones [7].

2.6.2.1.3 Selección de los Casos Según la Zona de Influencias.

El siguiente paso es observar cuál de estas cargas deben ser transferidas a la nueva subestación, cuando se elijan las zonas estas variaran la ubicación de la nueva S/E.

2.7 Metodología utilizada para la ubicación óptima de una subestación Eléctrica.

2.7.1 Regla del Bisector Perpendicular.

En la tesis publicada por la Universidad de Cuenca explica la regla del bisector perpendicular, este es un método gráfico y es para determinar las áreas de mayor influencia “óptimas” y sus picos de carga. Este método se puede usar para la ubicación de la nueva subestación la cual estará localizada lo más cercana al centro de carga [7].

La regla del bisector perpendicular es un concepto muy simple, también es un concepto muy útil para nuestro estudio, la aplicación a esta regla debe cumplir con los siguientes pasos [7]:

1. Dibujar una línea recta entre el sitio de la subestación propuesta y cada una de sus aledañas.
2. Perpendicularmente bisecar cada una de esas líneas (dividir en dos con una línea que interprete a esta en 90°).
3. El conjunto de todos los bisectores perpendiculares alrededor de la subestación define el territorio de servicio.
4. La carga designada de estas subestaciones será la suma de todas las cargas en el territorio de servicio.

El método que se utilizará para realizar la propuesta de la ubicación óptima de la subestación eléctrica en la ciudad de Milagro en “Ubicación Óptima de Subestaciones de Distribución de Alta tensión-Media Tensión en la Zona Urbana, Universidad de Cuenca (2006)”, es la que será explicada en los capítulos próximos con más detalle de la metodología y la aplicación.

CAPÍTULO 3

3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA CIUDAD DE MILAGRO.

Un factor muy importante en las empresas eléctricas es el pronóstico de las demandas eléctricas, pero estos pronósticos no son exactos sino más bien son valores estimados.

Esta proyección se realiza con el afán de tener previsto las acciones a tomar para afrontar un futuro que probablemente será de mayor demanda eléctrica, ahora se la utiliza para determinar las demandas futuras en un plazo de 10 años y así proponer la ubicación de una nueva subestación con su respectiva capacidad.

La metodología que se aplicará en este estudio está basado en métodos estadísticos, debido a que se tiene los datos históricos necesarios desde el año 2008 hasta el año 2015, estos datos se los han obtenido mediante el respectivo departamento de Planificación y el departamento de control de la U.N Milagro, dichos datos se los ha registrado gracias a los medidores instalados en las subestaciones, luego de obtener los datos estos serán utilizados para generar curvas y líneas de tendencias, para después con las ecuaciones de tendencia tener las cifras proyectadas de la demanda hasta el año 2026 y para este estudio además se tendrá valores de proyección hasta el año 2030.

3.1 Proyección 2015-2026 de la Subestación Norte.

En la tabla 32 se muestran los datos de mediciones mensuales desde los años 2008 hasta el 2015, estos datos fueron proporcionados por la CNEL U.N. MILAGRO, esta información sirve para realizar este estudio, obteniendo así un porcentaje de crecimiento con los datos históricos, siguiendo la metodología estadística que se planteó en el Capítulo II.

Los valores que se muestran de la demanda están dados en MW, y son los valores picos de cada mes.

SUBESTACIÓN NORTE – DEMANDA (MW)								
MESES	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	8,29	8,42	8,22	8,24	8,12	8,44	8,88	9,26
Febrero	8,23	7,69	8,04	8,63	8,23	7,02	8,89	9,32
Marzo	8,02	8,01	8,17	8,69	8,36	8,65	8,89	9,68
Abril	8,43	8,29	8,33	8,33	8,56	8,77	8,91	9,65
Mayo	8,41	8,03	8,12	8,52	8,73	8,64	9,15	9,19
Junio	8,16	7,61	7,60	7,83	8,51	7,89	8,76	8,98
Julio	8,02	7,61	7,57	7,64	7,93	7,95	8,75	10,23
Agosto	8,16	7,85	7,51	7,45	8,02	7,99	8,67	9,42
Septiembre	8,19	7,82	7,68	7,91	6,65	8,43	8,67	9,42
Octubre	7,98	7,91	8,34	8,01	8,28	8,35	8,67	10,37
Noviembre	7,85	8,01	7,84	8,29	8,21	8,46	8,73	9,93
Diciembre	8,31	7,91	8,50	8,74	8,83	9,26	9,56	10,37
D Max año	8,43	8,42	8,50	8,74	8,83	9,26	9,56	10,37

Tabla 32 Histórico De La Subestación Norte por mes (2008-2015)

Para determinar el crecimiento de la demanda de energía y basados en métodos estadísticos se realiza regresión lineal, la cual observamos en la siguiente figura.

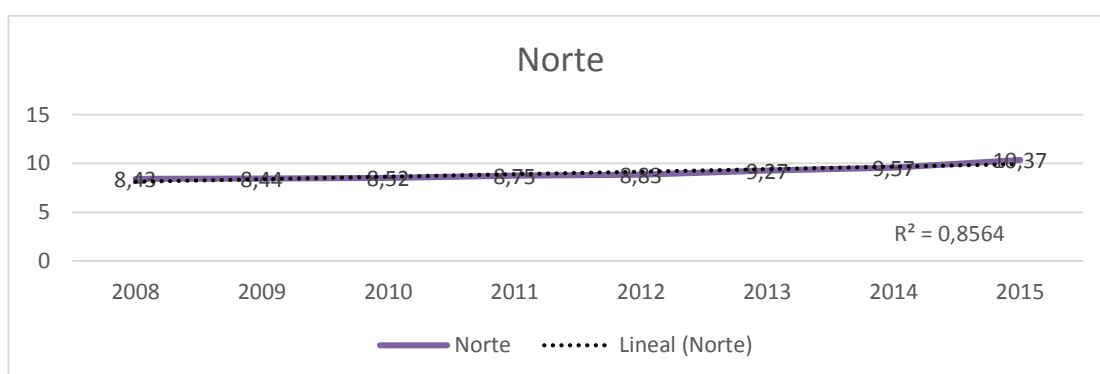


Figura 3.1 Línea de Tendencia de la Subestación Norte.

La figura 3.1 muestra la curva que representa el comportamiento de los datos de las demandas máximas de los años en análisis de la Subestación Norte, obtenida por medio de los datos históricos y además sirve para establecer las líneas y sus respectivas ecuaciones de tendencias.

Analizando estadísticamente con el factor R^2 de correlación, ayuda a entender que la ecuación obtenida con los datos históricos es una ecuación que dará como resultados un buen pronóstico confiable para realizar los estudios.

En la tabla 33 observamos la demanda proyectada desde el año 2016 hasta el año 2026, estos valores están dados en MW.

PRONÓSTICO (MW)	
2016	10,6849
2017	11,0094
2018	11,3437
2019	11,6883
2020	12,0432
2021	12,4090
2022	12,7858
2023	13,1742
2024	13,5743
2025	13,9865
2026	14,4113

Tabla 33 Proyección de la demanda de la Subestación Norte.

En la siguiente figura vemos el pronóstico de la demanda de energía de la planta norte.

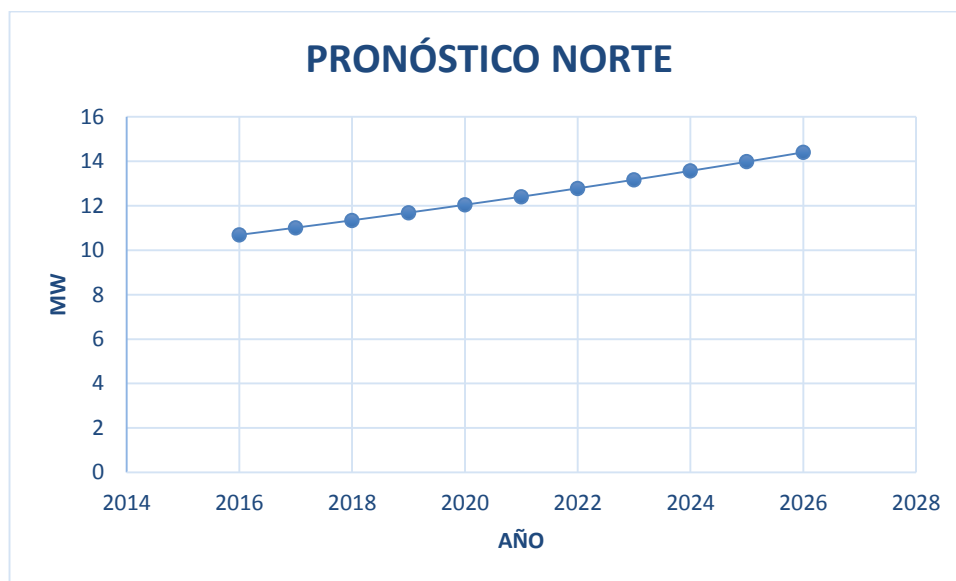


Figura 3.2 Curva de Proyección de la Subestación Norte.

En la figura 3.2 observamos el crecimiento que tendrá la Subestación Norte cuyo comportamiento está descrito desde el año 2016 al 2026, y que el promedio de demanda máxima en el 2016 es de 10,68 MW. Como podemos ver en la figura 3.2, la proyección de la demanda para la subestación Norte, la cual se observa que tendrá para el año 2026 una demanda de 14,41 MW, el transformador en dicha subestación es de 12/16 MW, lo que indica que para el año 2026 podría estar trabajando a su capacidad máxima, lo cual sería un problema, ya que el transformador estaría trabajando con sobrecarga.

Esto nos indica que la S/E Norte y en año 2026 deberá transferir parte de su carga si la tendencia mantiene el crecimiento pronosticado, y así plantear soluciones para la zona para que esta preste servicio de calidad.

3.2 Proyección 2015-2026 Subestación Sur 1.

En la tabla 34 se muestran los datos de mediciones mensuales desde el año 2008 hasta el 2015, estos datos fueron proporcionados por la CNEL U.N. MILAGRO, los datos corresponden a la Subestación Sur 1.

Los valores que se muestran de la demanda están dados en MW, y son los valores picos de cada mes.

SUBESTACIÓN SUR 1 – DEMANDA (MW)								
MESES	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	8,29	8,42	8,22	8,24	8,12	8,44	8,88	9,26
Febrero	8,23	7,69	8,04	8,63	8,23	7,02	8,89	9,32
Marzo	8,02	8,01	8,17	8,69	8,36	8,65	8,89	9,68
Abril	8,43	8,29	8,33	8,33	8,56	8,77	8,91	9,65
Mayo	8,41	8,03	8,12	8,52	8,73	8,64	9,15	9,19
Junio	8,16	7,61	7,60	7,83	8,51	7,89	8,76	8,98
Julio	8,02	7,61	7,57	7,64	7,93	7,95	8,75	10,23
Agosto	8,16	7,85	7,51	7,45	8,02	7,99	8,67	9,42
Septiembre	8,19	7,82	7,68	7,91	6,65	8,43	8,67	9,42
Octubre	7,98	7,91	8,34	8,01	8,28	8,35	8,67	10,37
Noviembre	7,85	8,01	7,84	8,29	8,21	8,46	8,73	9,93
Diciembre	8,31	7,91	8,50	8,74	8,83	9,26	9,56	10,37
D Max año	8,43	8,42	8,50	8,74	8,83	9,26	9,56	10,37

Tabla 34 Histórico De La Subestación Sur 1 por mes (2008-2015).

Para la Subestación Sur 1 también se realizará estudio de la línea de tendencia para su demanda la cual se observa en la siguiente figura.

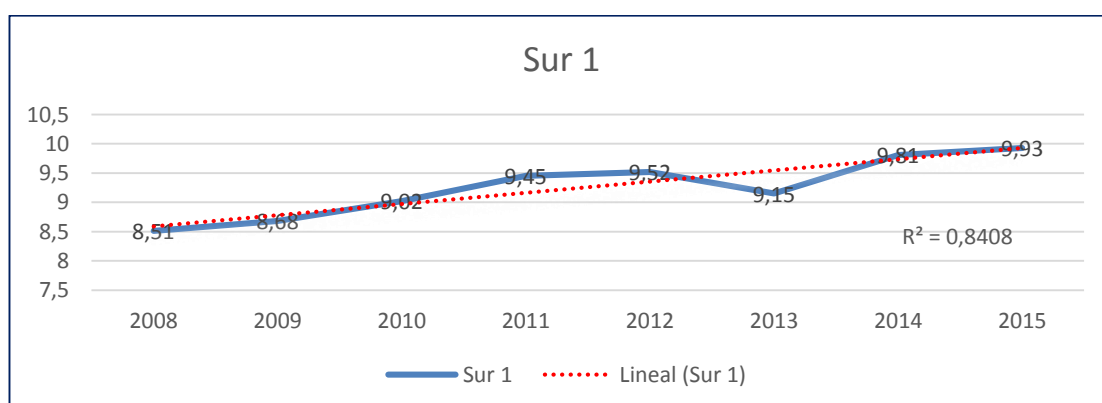


Figura 3.3 Línea de Tendencia de la Subestación Sur 1.

La subestación Sur 1 es la que ha tenido un comportamiento más creciente hasta la actual fecha, estadísticamente como se comentó anteriormente se puede notar que el valor R^2 de correlación como se indica en la figura 3.3 muestra un valor alto que significa que las predicciones futuras serán más precisas.

Tabla 35 muestra la proyección de la demanda en MW para los siguientes diez años.

PRONÓSTICO (MW)	
2016	10,2315
2017	10,5423
2018	10,8624
2019	11,1923
2020	11,5322
2021	11,8825
2022	12,2433
2023	12,6152
2024	12,9983
2025	13,3931
2026	13,7998

Tabla 35 Proyección de la demanda de la Subestación Sur 1.

En la siguiente figura vemos el pronóstico de la demanda de energía de la planta Milagro Sur 1.

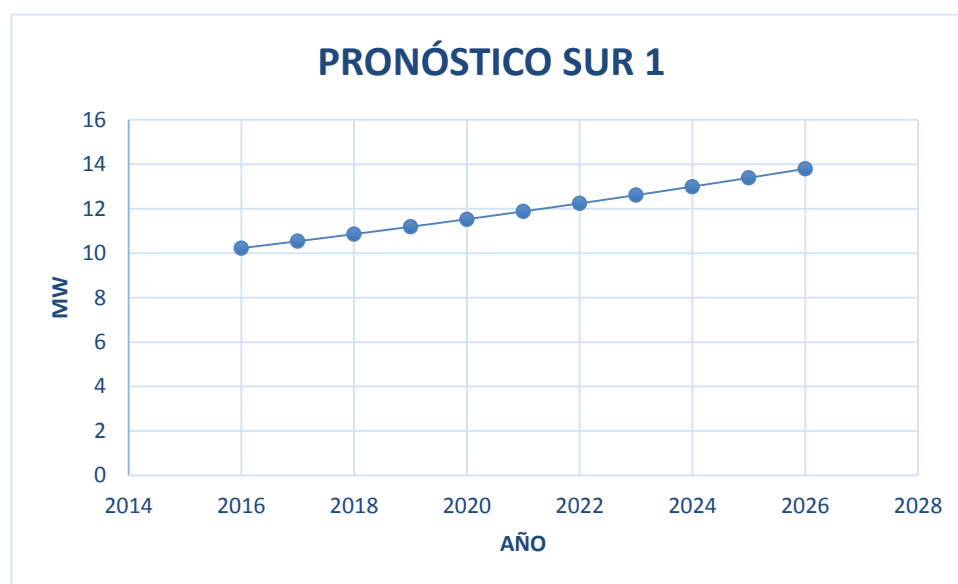


Figura 3.4 Curva de Proyección de la Subestación Sur 1.

En la figura 3.4 observamos el crecimiento que tendrá la Subestación Sur 1 a diez años plazo, y observamos además que el promedio de demanda máxima en el 2016 es de 10,68 MW, Como podemos ver en la figura, la proyección de la demanda para la subestación Sur 1 para el año 2026 será de 13,79 MW, lo que indica que para el año 2026 podría llegar a trabajar a su máxima capacidad, ya que el transformador en dicha subestación es de 12/16 MW.

3.3 Proyección 2015-2026 Subestación Sur 2

En la siguiente figura 3.5 muestra la línea de tendencia para la Sur 2, y vemos que el coeficiente de correlación indica que las proyecciones serán exactas.

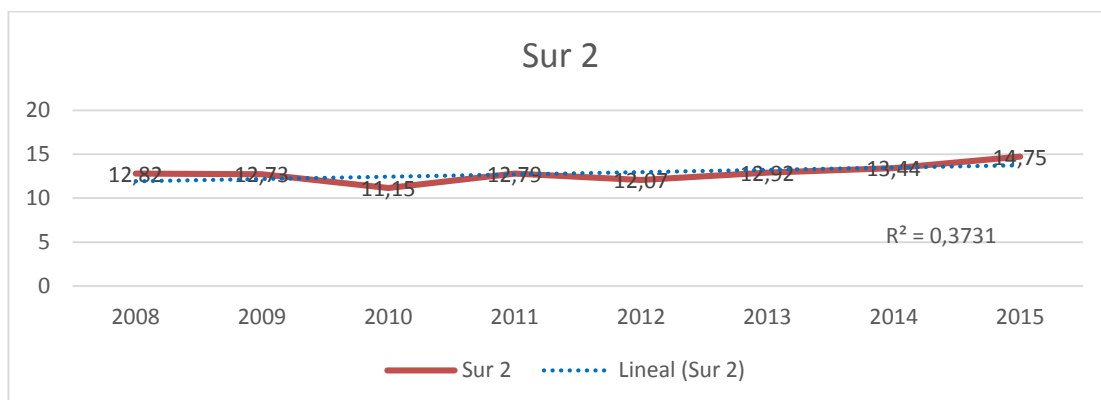


Figura 3.5 Línea de Tendencia de la Subestación Sur 2.

Tabla 36 muestra la proyección de la demanda en MW de la Subestación Sur2 para los siguientes diez años.

PRONÓSTICO S/E SUR 2 (MW)	
2016	15,1979
2017	15,6595
2018	16,1351
2019	16,6251
2020	17,1300
2021	17,6502
2022	18,1863
2023	18,7386
2024	19,3077
2025	19,8940
2026	20,4982

Tabla 36 Proyección de la demanda de la Subestación Sur 2.

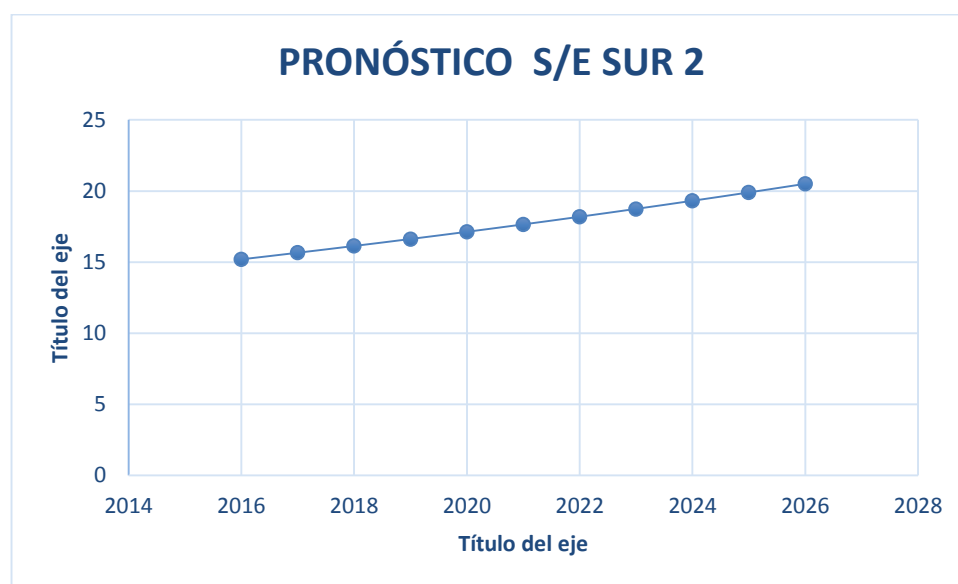


Figura 3.6 Curva de Proyección de la Subestación Sur 2.

En la figura 3,6 observamos el crecimiento que tendrá la Subestación Sur 2 que está descrita desde el año 2016 al 2026, y que el promedio de demanda máxima en el 2016 será de 15,19 MW tal como podemos ver en la figura, la proyección de la demanda para la subestación Sur 2 tendrá para el año 2026 una demanda de casi 20,50 MW, el transformados en subestación Sur 2 es de 12/16 MW.

3.4 Proyección 2015-2026 Subestación Central Diésel

En la tabla 37 se muestran los datos de mediciones mensuales desde los años 2008 hasta el 2015, estos datos fueron proporcionados por la CNEL U.N. MILAGRO.

Los valores que se muestran de la demanda están dados en MW, y son los valores picos de cada mes.

SUBESTACIÓN CENTRAL DIÉSEL – DEMANDA (MW)								
MESES	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	--	--	10,63	11,25	11,90	13,19	13,64	14,32
Febrero	--	--	--	--	12,03	13,55	13,71	14,50
Marzo	--	--	11,13	11,92	12,69	13,02	13,71	14,66
Abril	--	--	12,17	11,71	12,85	13,38	13,49	14,66
Mayo	--	--	11,32	12,77	12,93	13,23	13,84	13,41
Junio	--	--	10,50	11,82	12,71	12,07	13,64	12,35
Julio	--	--	10,31	11,68	11,96	11,82	13,35	13,90
Agosto	--	--	10,13	11,18	11,92	12,03	12,97	13,10
Septiembre	--	--	10,26	11,85	12,05	12,73	13,17	13,10
Octubre	--	--	10,43	11,28	12,10	12,70	13,00	14,41
Noviembre	--	--	10,30	12,33	12,43	12,79	13,65	13,42
Diciembre	--	10,27	11,23	14,56	13,40	14,12	14,63	14,41
D Max año	--	10,27	12,17	14,56	13,40	14,12	14,63	14,66

Tabla 37 Histórico De La Subestación Central Diésel por mes (2008-2015).

Para la Subestación central Diésel también se le realizar estudio de tendencia para su demanda.

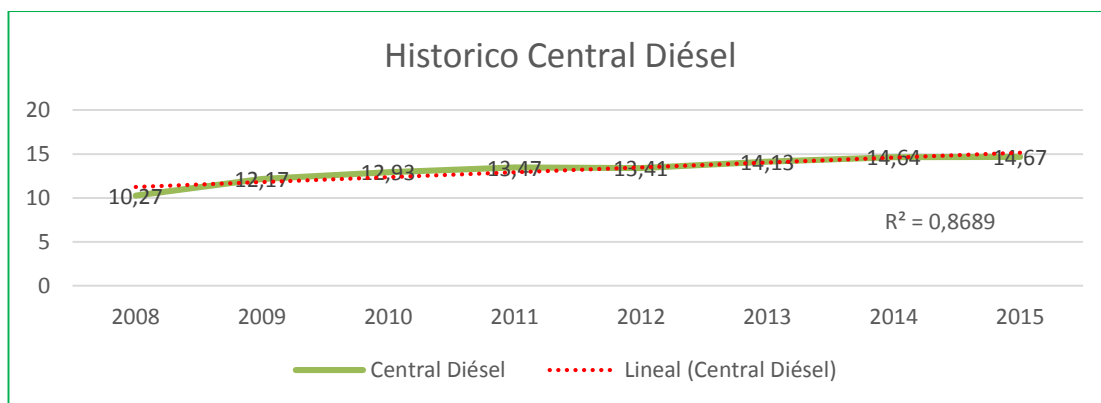


Figura 3.7 Línea de Tendencia de la Subestación Central Diésel.

La tabla 38 muestra los valores en MW de la proyección de la demanda para la Subestación Central Diésel.

PRONÓSTICO S/U CENTRAL DIÉSEL (MW)	
2016	15,1155
2017	15,5745
2018	16,0475
2019	16,5349
2020	17,0371
2021	17,5545
2022	18,0876
2023	18,6369
2024	19,2030
2025	19,7861
2026	20,3871

Tabla 38 Proyección de la demanda de la Subestación Central Diésel.

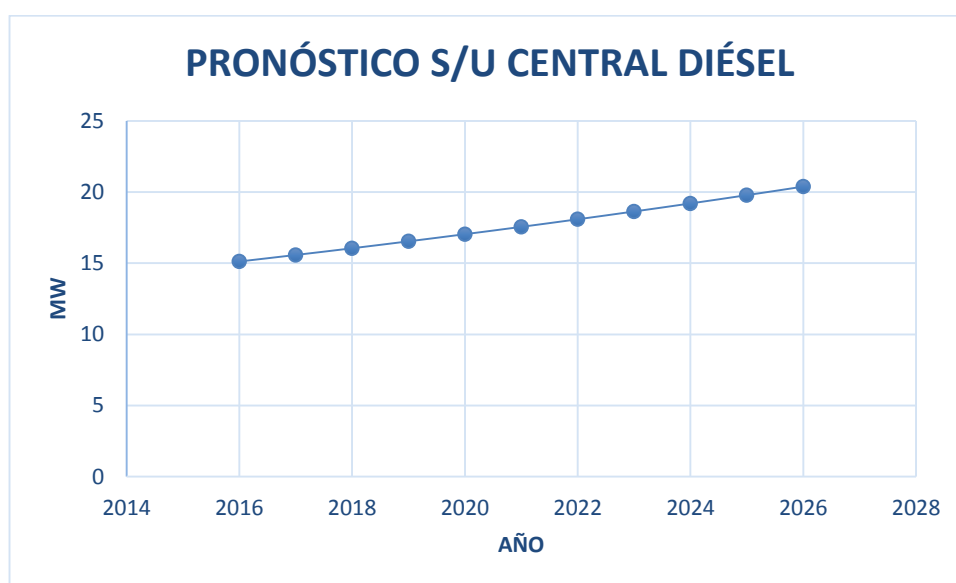


Figura 3.8 Curva de Proyección de la Subestación Central Diésel.

En la figura 3.8 observamos el crecimiento que tendrá la Subestación Central Diésel que está descrita desde el año 2016 al 2026, y que el promedio de demanda máxima en el 2016 será de 15,11 MW tal como podemos ver en la figura, la proyección de la demanda para la subestación Norte la cual se observa que tendrá para el año 2026

una demanda de 20,38 MW, el transformador en dicha subestación es de 16/20 MVA, lo que indica que para el año 2026 el transformador en esta subestación estará saturado ya que sobrepasa toda su capacidad de transmisión.

Además como se observa en la tabla 3.6, algunas mediciones de años anteriores no fueron registradas y esto es debido a que como se comentó anteriormente no existían métodos de medición en estos puntos de la subestación Central Diésel.

CAPÍTULO 4

4. UBICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN ÓPTIMA DE LA NUEVA SUBESTACIÓN EN MILAGRO.

4.1 Selección del método a emplear

Para que los indicadores de cargabilidad no se acerquen o sobrepasen los valores de operación de los transformadores, entonces se ve la necesidad de implementar nuevos circuitos o nuevas subestaciones, para lo cual se aplicará un método que implica el análisis de las densidades de cargas y niveles de caídas de voltaje de las alimentadoras en las subestaciones estudiadas.

Para llegar a obtener la sustentación técnica de una buena propuesta, que justifique la ubicación correcta de una nueva subestación que debe ser implementada, se utilizará el método de zonas de influencias publicada por la Universidad de Cuenca (2006).

4.1.1 Pasos para llevar a cabo la metodología.

Para efectuar la localización de un terreno de forma óptima se usa un método basado en la predicción de cargas, que busca determinar los valores de demanda eléctrica que se podría tener en diferentes zonas de interés.

Para obtener la ubicación se van a considerar principalmente las caídas de voltajes mediante un software usado por CNEL Unidad de Negocio Milagro llamado "CYMDIST" y de esta manera analizar varios casos, para cuando las cargas lleguen al límite los valores nominales de los transformadores en las subestaciones.

Con el software CYMDIST se podrán identificar las zonas en las que las alimentadoras lleguen con voltajes que no cumplan con un porcentaje de caída que es del más-menos 5% del voltaje nominal.

Siguiendo esta metodología se presentará el plano de planta que corresponde a la ciudad con el área que cubre.

4.1.2 Ingreso de Datos y su Proyección

Ya teniendo modelado el sistema en el software CYMDIST, se toma el porcentaje de carga que representa cada área y teniendo ya los datos de carga de cada subestación, se realizan las proyecciones para obtener los valores estimados en años futuros.

4.1.3 Selección de los casos Según la Zona de Influencias

El siguiente paso es observar cuál de estas cargas se debe transferir a la nueva subestación, una vez cuando se elijan las zonas con mayores afectaciones de porcentaje de caída de tensiones se definirá la ubicación de la nueva Subestación.

4.2 Aplicación del método

Para justificar la propuesta, realizada en función del crecimiento de las condiciones de carga en los transformadores de las subestaciones existentes en la ciudad, asumiendo que no es posible el incremento de la capacidad de los transformadores en estas subestaciones y que luego de obtener las proyecciones de demanda, algunas ya se encontrarían en su máxima capacidad de operación, entonces se plantea la propuesta de ubicar la nueva subestación. En la figura 4.1 se muestra la zona de estudio con las subestaciones de distribución, cuyas características fueron ya mencionadas en el Capítulo I.

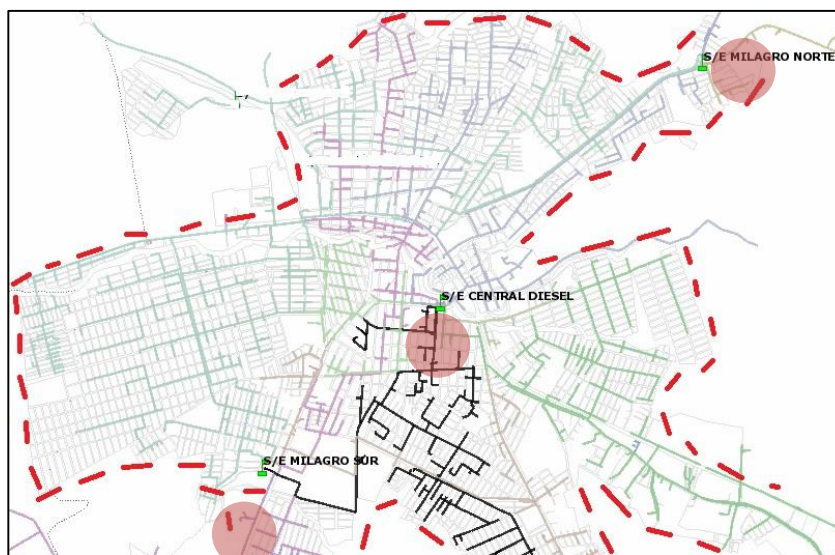


Figura 4.1 Ubicación de las Tres Subestaciones en la Ciudad de milagro.

4.2.1 Análisis de la demanda a mediano plazo.

Si se analiza el estado actual, la situación no es crítica, además en el mediano plazo de la proyección de la demanda muestra que no todos los valores nominales de los transformadores de las subestaciones llegan a su límite, es por eso que se hacen análisis de proyección de la demanda eléctrica a 10 años y a 15 años, se realizarán los análisis con simulaciones utilizando el software CYMDIST, en estos dos periodos de tiempo, para verificar los años en los que las subestaciones llegaren a su límite.

En la tabla 39 a continuación se muestra un resumen de los valores obtenidos de la situación actual de las Subestaciones y el porcentaje de su cargabilidad, estos datos fueron proporcionados por el departamento de planificación de la CNEL U.N. MILAGRO.

Año	Nombre S/E	Capacidad S/E (MVA)	Carga normal (MW)	%de Cargabilidad (OAF)
2015	S/E SUR 1	12/16	9,93	62%
2015	S/E SUR 2	16/20	14,75	73%
2015	S/E CENTRAL DIÉSEL	16/20	14,67	73%
2015	S/E NORTE	12/16	10,37	64%

Tabla 39 Porcentajes de Cargabilidad de las Subestaciones (Situación Actual).

En la tabla 40 con la demanda ya proyectada a 10 años el transformador de la subestación Central Diésel estaría siendo utilizada al 98% de su valor nominal.

Año	Nombre S/E	Capacidad S/E (MVA)	Carga normal (MW)	%de Cargabilidad (OAF)
2025	S/E SUR 1	12/16	13,39	83%
2025	S/E SUR 2	16/20	19,89	99%
2025	S/E CENTRAL DIÉSEL	16/20	19,78	98%
2025	S/E NORTE	12/16	13,98	87%

Tabla 40 Porcentajes de Cargabilidad de las Subestaciones (10 Años).

Con la proyección de la demanda eléctrica para el año 2030, la subestación más afectada es la Sur 2 con un aumento de porcentaje de capacidad al 115% sobrepasando el valor nominal de su transformador, de la misma manera que la subestación Central Diésel con el incremento al 114% de sobrecarga del transformador.

Año	Nombre S/E	Capacidad S/E (MVA)	Carga normal (MW)	%de Cargabilidad (OAF)
2030	S/E SUR 1	12/16	15,55	97%
2030	S/E SUR 2	16/20	23,10	115%
2030	S/E CENTRAL DIÉSEL	16/20	22,97	114%
2030	S/E NORTE	12/16	16,24	102%

Tabla 41 Porcentajes de Cargabilidad de las Subestaciones (15 Años).

Para el análisis a 15 años de proyección, como esta descrita en la tabla 41 se ve que se afecta la subestación Norte, esto se debe al índice de crecimiento que se ha considerado en las subestaciones que es del 3%, la subestación Norte es la que se considera como la más grande en la ciudad, pero no por su capacidad, sino por la longitud de sus alimentadoras, ya que esta subestación se encarga de llevar el servicio eléctrico en la gran parte al sector rural.

4.2.2 Capacidad de la nueva subestación.

Con la ayuda de las curvas del manual de distribución de la Westinhouse “Electric Utility Reference Book”, figura 4.2, se da paso a seleccionar el número de alimentadoras y capacidad de la subestación, se indica la capacidad de la subestación en función de la densidad de carga, para este estudio es necesario contar con tres alimentadoras que den un servicio de manera adecuada.

Para la selección de la capacidad de un transformador de una subestación, en áreas o sectores donde la densidad de carga es pequeña y sus alimentadores primarios cubren largas distancias específicamente en zonas rurales, la cargabilidad límite de un alimentador se la determina por la caída de voltaje máxima permitida que es el 5% especificada por el ente regulador ARCONEL.

En la figura 4.2 se muestran las curvas aplicables a las subestaciones de distribución, donde se deben tomar en cuenta estos puntos, y además se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Curva correspondiente a un alimentador primario de 7620/13200 voltios
- Se consideran valores de caída de voltaje entre el 3% y 6%
- En cada curva se deben considerar el número de alimentadoras primarias que serán servidas por la subestación de distribución.
- El factor de potencia de la carga es superior a 90%.
- Alimentador principal # 4/0 AWG
- Alimentadores laterales # 4AWG

Las curvas que inician desde la parte superior derecha, cada una es para un área de servicio y corresponden a valores equivalentes de capacidad de subestaciones y densidad del área servida. [9]

Para completar el procedimiento se realiza lo siguiente:

- Elegir la curva de acuerdo al valor de voltaje de distribución primaria.
- Para el caso de caída de tensión, este no debe exceder el 5% por lo que se elige la curva de densidad de carga correspondiente a la caída de tensión del 6%.
- Tener en cuenta la densidad de toda el área a analizar.

Para calcular un estimado de la carga a suplir se puede expresar como la relación entre la carga instalada y el área donde se ubicarán las alimentadoras:

La carga total del área servida de uno de los alimentadores, está dado por: área servida multiplicada a su densidad de carga.

$$(4,1) \quad \mathbf{KVA \text{ o } KW = Area \text{ servida} * Densidad \text{ de carga}}$$

Además el área servida por alimentador puede estar expresada solo en términos de la densidad lineal del área.

$$(4,2) \quad \mathbf{Densidad \text{ de carga} = \frac{carga \text{ instalada}}{Area \text{ servida}} \frac{KVA}{Km^2} \text{ o } \frac{KW}{Km^2}}$$

$$(4,3) \quad \text{Carga instalada} = \text{alimentador Simón Bolívar} + \text{alimentador Mariscal Sucre.}$$

$$(4,4) \quad \text{Carga instalada}_{\text{actual}} = [2829,91+4821,86] \text{ KW}=7651,77\text{KW}$$

Se elige el sector norte de la ciudad de Milagro debido al constante crecimiento en la parte rural de esta ciudad, además de los pueblos cercanos que se encuentran suministradas por las alimentadoras Simón Bolívar y Mariscal Sucre, con la ubicación tentativa de la subestación se solucionarán los inconvenientes de caídas de tensión y al mismo tiempo garantizar el buen servicio al pueblo Simón Bolívar.

Basándonos en los resultados de la proyección de la demanda de las dos alimentadoras de la subestación norte que son la Mariscal Sucre y Simón Bolívar, Se procede a aliviar carga de aproximadamente el 50% de estas dos alimentadoras, que serán transferidas a las alimentadoras de la nueva subestación.

Para dimensionar la capacidad de la subestación, de la carga instalada actual de las dos alimentadoras se hace el pronóstico a 15 años con la tasa de crecimiento ya anteriormente establecido del 3%.

$$(4,5) \quad \text{Carga instalada}_{\text{proyectada a 15 años}} = 10383,6 \text{ KW}$$

Por la gran longitud que tienen las alimentadoras Simón Bolívar y Mariscal Sucre, se plantea una posible solución al problema de las caídas de tensión, la cual es reconfigurar las alimentadoras hasta el 50% de toda su capacidad, transfiriendo el 50% restante a las nuevas alimentadoras.

$$(4,6) \quad \text{Carga instalada} = [1414,95 + 2410,93] \text{ Kw} = 3825,88 \text{ KW}$$

$$(4,7) \quad \text{Carga instalada}_{\text{proyectada a 15 años}} = [2236,76 + 3812,22] \text{ KW} = 6047,98 \text{ KW}$$

$$(4,8) \quad \text{densidad de carga} = \frac{6047,98 \text{ KW}}{95 * 1 * 1 \text{ Km}^2} * \frac{1,609^2 \text{ Km}^2}{1 \text{ milla}^2} = 164 \frac{\text{KW}}{\text{milla}^2}$$

Para identificar la curva a utilizar de área servida en millas², usamos conversión matemática ordinaria de km a milla.

$$(4,9) \quad \text{area servia en milla} = \frac{95}{1,609^2} = 36,69 \text{ millas cuadradas servidas}$$

Basándonos en los resultados de la proyección de la demanda, de las dos alimentadoras de la subestación norte que son la Mariscal Sucre y Simón Bolívar. Se procede a aliviar carga de aproximadamente el 50% de estas dos alimentadoras, que serán transferidas a las alimentadoras de la nueva subestación, se realiza el cálculo para determinar la capacidad del transformador para la nueva subestación.

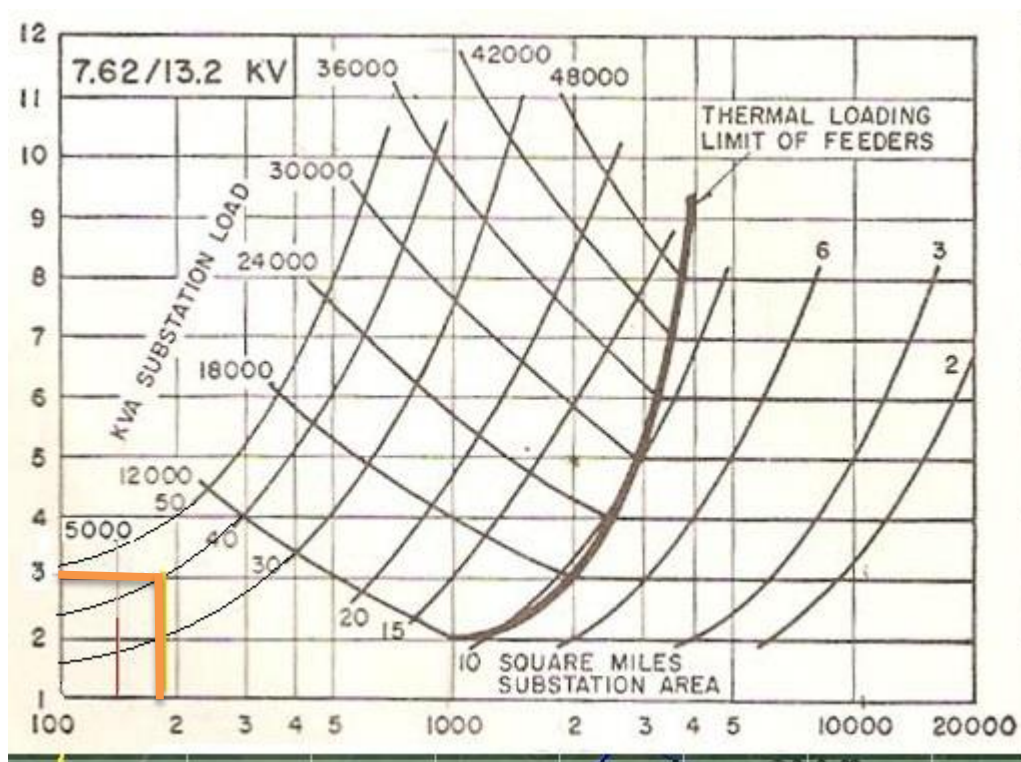


Figura 4.2 Curva de Capacidad del Transformador (KVA Vs Millas) 6%.

Identificando la curva de millas² servidas en la zona rural según el cálculo, elegimos la curva de “40 millas² servidas”, Con una densidad de carga de 164 kw/millas², ubicamos en la curva para intersectar con la línea horizontal de número de alimentadoras que planteamos, que es de 3.

Basándonos en el análisis de la curva, La capacidad estimada del transformador será de 10 MVA 69/13,8 KV para la nueva S/E.

4.3 Plantear escenarios (SIMULACIÓN)

Para el planteamiento de posibles escenarios, este estudio está basado en la distribución y el crecimiento de las cargas mediante los pronósticos respectivos, ya que uno de los objetivos de esta propuesta es que la ciudad de Milagro en sus zonas urbanas y zonas rurales, cuenten con un sistema eléctrico en óptimas condiciones a corto y largo plazo.

4.3.1 Simulación en CYMDIST de la Alimentadora Mariscal Sucre

En el alimentador Mariscal Sucre la demanda crece de tal manera que sus niveles de caídas de voltajes estarían de la siguiente manera.

El Perfil de caída de voltaje que se muestra en la figura 4.3 indica los puntos donde se realizaron las mediciones para verificar las caídas de tensiones de la línea de distribución, teniendo una caída de tensión por debajo del porcentaje permitido, al ser una línea de distribución larga, para la simulación en CYMDIST se define previamente los porcentajes de sobre voltaje permitido, para este estudio se define más o menos 5% ,los tramos de color Rojo identifican a las líneas de distribución que están con porcentajes de caídas de voltaje fuera del rango antes establecidos, mientras que el tramo de color amarillo indica que el conductor está llegando a su valor nominal.

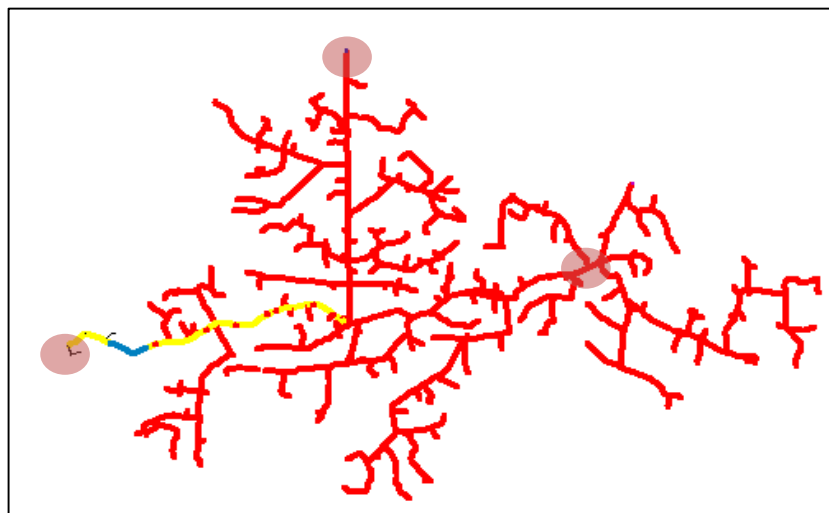


Figura 4.3 Caída de Voltaje en el Alimentador Mariscal Sucre (S/E Norte).

En la figura 4.4 observamos el flujo de carga para el tramo de la línea 63509_MTA la cual se encuentra al inicio del alimentador Mariscal Sucre, se observa que en las tres fases el voltaje-base en este tramo es de 119.8 V, el Voltaje línea-línea es de 13.8KV.

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR
A	119.8	13.8	8.0	336.8	2683.0	2470.4	1046.8
B	119.8	13.8	8.0	389.7	3104.1	2800.7	1338.5
C	119.9	13.8	8.0	315.0	2509.1	2352.3	873.1
Total:					8291	7623	3258

Figura 4.4 Perfil de Caída de Voltaje en el tramo 63509_MTA.

En la figura 4.5 observamos el flujo de carga para el tramo de la línea 61837_MTA la cual se encuentra al final del alimentador Mariscal Sucre, se observa que en las tres fases el voltaje-base en este tramo es de 91.9 V, el Voltaje línea-línea es de 10.8KV y que el voltaje línea-neutro es de 6.1KV, mostrando la caída de voltaje en dicho tramo.

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR
A	91.9	10.8	6.1	3.8	23.1	22.1	6.8
B	94.6	11.3	6.3	5.5	34.3	32.8	10.0
C	105.4	11.4	7.0	4.4	30.6	29.2	9.0
Total:					88	84	26

Figura 4.5 Perfil de Caída de Voltaje en el tramo 61837_MTA.

En la figura 4.6 observamos el flujo de carga para el tramo de la línea 622320_MTA la cual se encuentra en del alimentador Mariscal Sucre, se observa que en las tres fases el voltaje-base en este tramo es de 86.5 V, el Voltaje línea-línea es de 10.2 KV y que el voltaje línea-neutro es de 5.7 KV, lo que indica las caídas de voltaje.

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	86.5	10.2	5.7	9.8	56.5	53.9	16.9
B	86.1	10.8	5.7	0.0	0.1	-0.0	-0.1
C	108.0	11.3	7.2	0.0	0.2	0.0	-0.2
Total:					56	54	17

Figura 4.6 Perfil de Caída de Voltaje en el tramo 622320_MTA.

Con la propuesta de la ubicación de la nueva subestación, para este alimentador se realiza una apertura en un nodo de tal manera que reduzca la carga a un aproximado del 50%, así alivia la carga de la subestación Norte.

4.3.2 Simulación en CYMDIST de la Alimentadora Simón Bolívar

La alimentadora Simón Bolívar es otra de las más afectadas con respecto las caídas de tensiones, en la figura 4.9 están descritos los valores de voltajes que estarían en el año 2030 en el tramo más alejado, estos valores están por debajo de los valores permitidos ocasionando un problema al usuario final, el valor mínimo llega hasta 11,6KVLL.

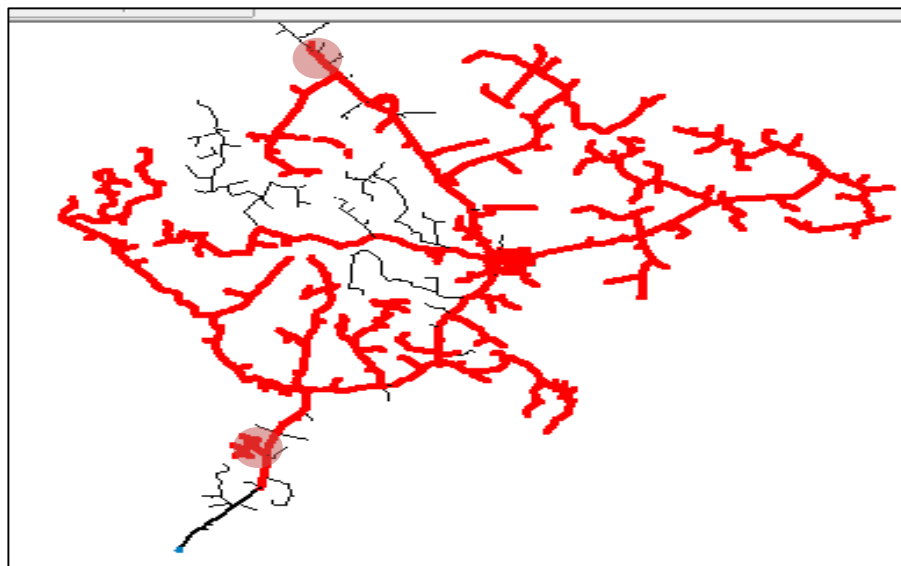


Figura 4.7 Caída de Voltaje en el Alimentador Simón Bolívar – Carrizal (S/E Norte).

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 95658_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	119.9	13.8	8.0	267.5	2130.7	1926.2	911.0
B	120.0	13.8	8.0	142.0	1131.3	1102.4	253.9
C	119.9	13.8	8.0	190.6	1518.7	1447.5	459.6
Total:					4762	4476	1624







S C L
 





 .00 .0
 .0 .00

Figura 4.8 Perfil de Caída de Voltaje al inicio del alimentador.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 46546_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	94.9	11.6	6.3	1.7	10.8	10.7	1.5
B	114.2	12.6	7.6	10.1	76.4	74.6	16.3
C	103.2	11.7	6.9	1.9	12.8	12.3	3.6
Total:					100	98	21

○ S ● C ○ L

Bar chart icon | Plus icon | Edit icon | Refresh icon | Print icon | .00 | ±.0 | .00

Figura 4.9 Perfil de Caída de Voltaje al final del alimentador.

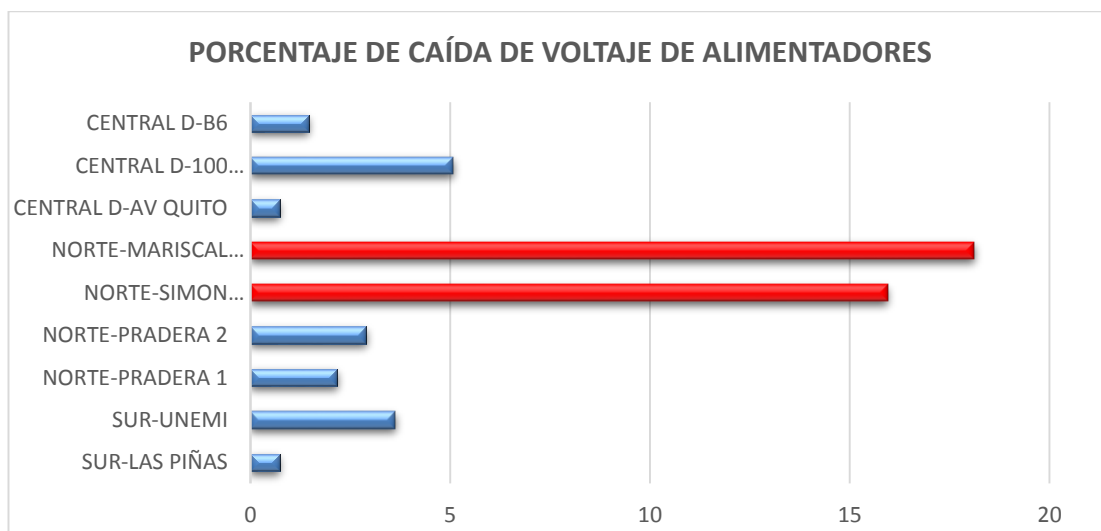


Figura 4.10 Porcentaje de las Caídas de Voltaje de las Alimentadoras.

Se plantea una única opción de ubicación de la nueva subestación de distribución por los siguientes motivos:

- El porcentaje de las caídas de voltajes en las alimentadoras Mariscal Sucre es de 18% y Simón Bolívar es de 16% tal como muestra la figura 4.10, estos sobrepasan los límites permitidos, ocasionando un inconveniente, siendo estas dos las más afectadas, las otras por el contrario tienen sus voltajes que

están por debajo del valor límite de caída de voltaje permitido por ARCONEL del 5%.

- Las alimentadoras en las subestaciones Sur 1, Sur2, y Central diésel, cuenta con un calibre suficientemente optimo como para que a largo plazo no existan problemas de caída de voltajes, como se muestra en la simulación ubicada desde el Anexo 2 hasta el Anexo 14.
- En el caso de la subestación central diésel como se muestra en la tabla 4.3, este tendría un pronóstico con un incremento de carga, tanto así que su transformador estaría con un 114% de sobrecarga, pero para esta situación también existen soluciones como conexión de sus alimentadoras más largas de recorrido con otra subestación de la misma U. Negocio Milagro.

Teniendo en cuenta lo antes mencionado y mediante las simulaciones con el software CYMDIST, de las alimentadoras de las subestaciones se puede deducir que el mayor inconveniente están en dos de las alimentadoras de la subestación Milagro Norte debido a la longitud de la línea de distribución produciendo caídas de tensiones como se muestran en la simulación de la figura 4.11, así consecuentemente se identifica la ubicación tentativa para la nueva subestación en el sector de Simón Bolívar.

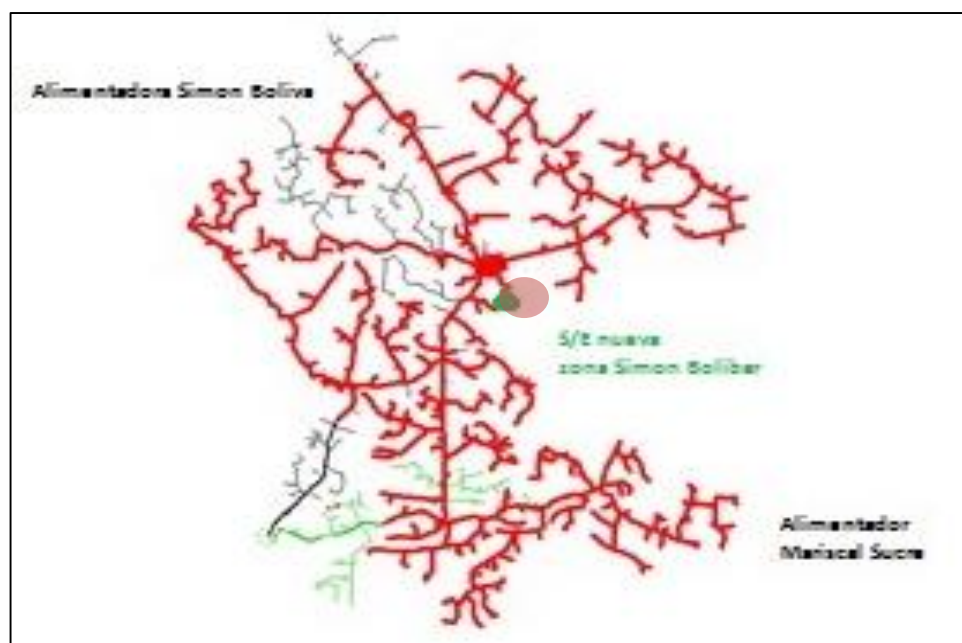


Figura 4.11 Ubicación tentativa de la nueva subestación.

4.3.3 Reconfiguración de alimentadores

Una vez localizado el punto de ubicación se hace una reconfiguración de las alimentadoras para obtener cambios en la red, como dividir la alimentadora mediante la apertura de algunos tramos con el objetivo de tener mejoras en los parámetros de operación como las caídas de voltajes.

Estos ajustes se los realiza mediante simulación, de tal manera obtener la mejor configuración y así mejorar los parámetros planteados.

Se plantea que la demanda máxima que le será asignada a estas alimentadoras corresponderá a un 50% aproximadamente de la demanda total de los alimentadores Simón Bolívar y Maricas Sucre, se recalca que los valores ingresados de demanda son los resultados de las proyecciones a 10 y 15 años con un crecimiento promedio de 3%.

Como se muestra en el Anexo 21, en el tramo denominado "47084" se procede a abrir para así dividir la alimentadora actual, en el tramo denominado "47056" se procede a abrir para obtener la nueva configuración, Anexo 20.

En la Figura 4.12 a continuación presenta los porcentajes de voltajes medidos al final de las alimentadoras con la nueva configuración de red, donde se comparan las caídas de tensiones de las alimentadoras Mariscal Sucre y Simón Bolívar, previo a la nueva y anterior configuración, además de los porcentaje que tendrían las nuevas alimentadoras SB1 y SB2, obteniendo como resultados la disminución del porcentaje excesivo de caída de voltaje en los alimentadores Mariscal sucre y Simón Bolívar, llegando a un porcentaje aceptable dentro del rango permitido.

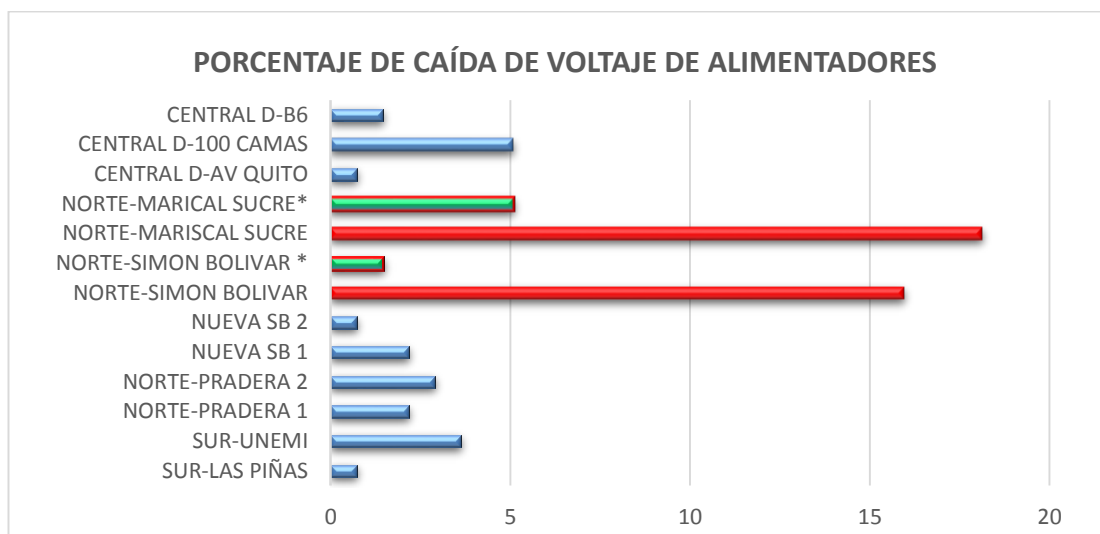


Figura 4.12 Comparación del porcentaje de caída de Voltaje con Nueva configuración de red.

4.4 Definición detallada de ubicación óptima

Se han analizado las situaciones actuales de las subestaciones involucradas en este estudio en el capítulo 1 y el capítulo 2, así mediante dichos resultados tener el diagnóstico del mal estado de las alimentadoras más afectadas que se producen con un pronosticado incremento de carga a 10 años, por lo que se deben tomar acciones que mejoren el estado de operación.

Como una de las posibles soluciones para mejorar los niveles de voltajes o pérdidas de potencias es la de cambiar el calibre de los cables, incrementar el número de cables por fases o cambiar los valores de voltajes de distribución primaria, lo que sería complejo ya que implica cambiar equipos de protección y medición y además implicaría cambiar tramos de líneas alimentadoras que son costosos.

Debido a los largos tramos de las alimentadoras más afectadas las cuales son; alimentador Mariscal Sucre y alimentador simón bolívar de la subestación Milagro Norte, la opción encontrada más efectiva a largo plazo es la construcción de una nueva subestación de pequeña capacidad que le permita al sistema un crecimiento sin ningún inconveniente.

Para la alimentación de la nueva subestación, se debe energizar a un transformador de potencia 10/12 MVA desde la subestación Lorenzo de Garaicoa perteneciente a la U.N. MILAGRO por la Línea de subtransmisión Milagro 1 por medio de una línea de 69 KV con una distancia aproximada de 8 Km, La figura 4.13 muestra la propuesta de ubicación óptima para la subestación nueva.

Con los análisis realizados se puede deducir que, en el patio de 13,8KV desde el lado de baja tensión saldrá con tres alimentadoras, dos de ellas que tendrán parte de la carga de las alimentadoras con bajo voltaje, como el alimentador Mariscal Sucre y el alimentador Simón Bolívar, y una bahía de reserva para futuras expansiones.

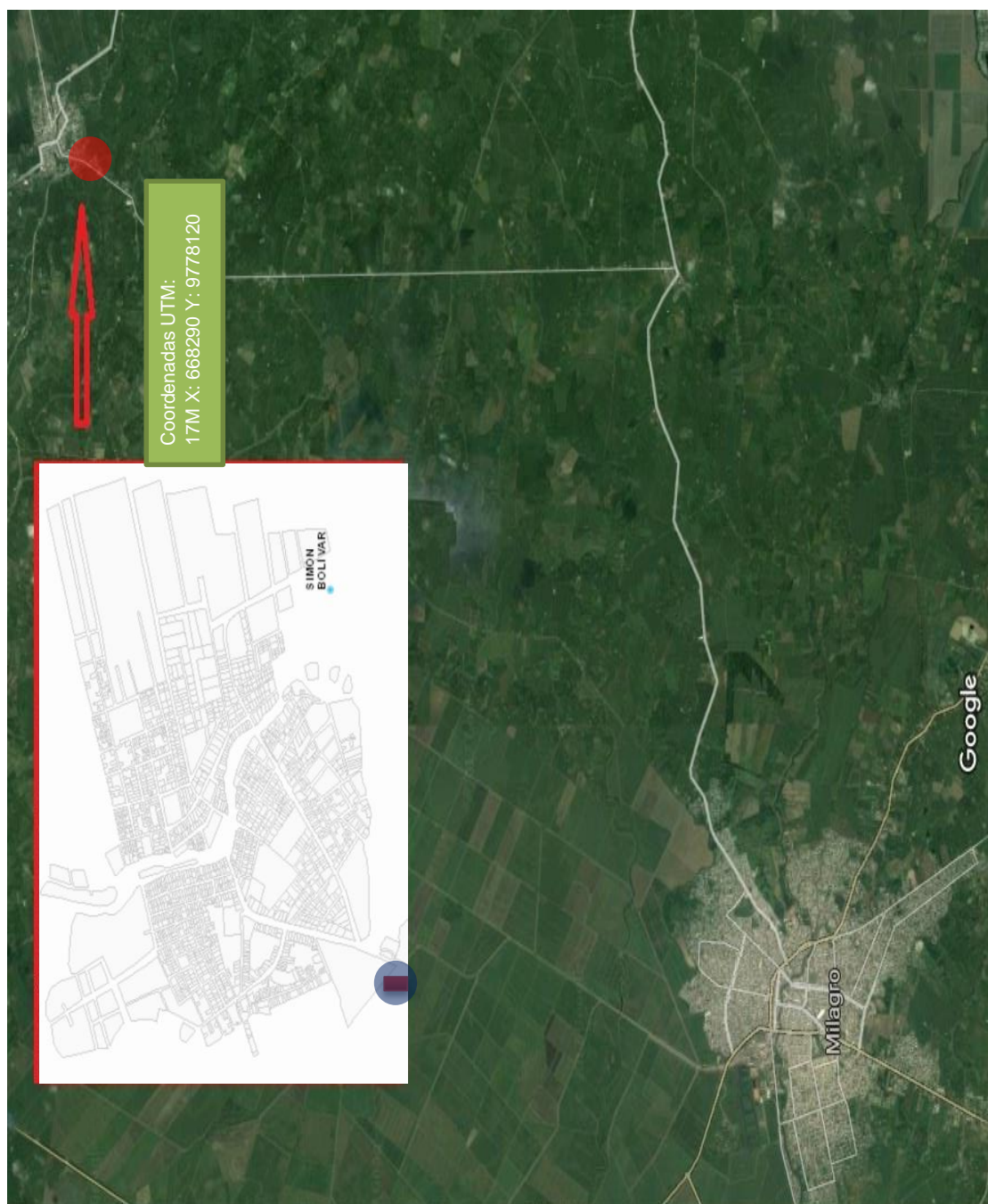


Figura 4.13 Ubicación Óptima para Nueva S/E.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar estudios de pronósticos de la demanda a mediano y a largo plazo, que se deben llevar a cabo en los departamentos de planificación de esta Unidad de Negocio, con el objetivo de poder identificar inconvenientes y recomendar las acciones más convenientes para garantizar un buen servicio.

Para la nueva propuesta de ubicación de la nueva subestación, se debe tener en cuenta que el conductor a instalar en la troncal de la alimentadora debe ser de calibre 4/0 AWG, esto es para que garantice el buen nivel de voltaje en las ramas finales, teniendo en cuenta las consideraciones de las curvas de densidades de carga, la cual se hizo referencia.

CONCLUSIONES

Mediante el análisis de resultados obtenidos en las diferentes simulaciones ejecutadas en el software CYMDIST y en base a los datos reflejados en el análisis estadístico se puede concluir lo siguiente:

Para las subestaciones en la ciudad de milagro; Sur y Central Diésel, el crecimiento de carga no representa mayor inconveniente teniendo en cuenta que la tasa de incremento de la demanda eléctrica es en promedio del 3% para esta ciudad, ya que existen maniobras que CNEL Unidad de Negocio Milagro ha tenido en cuenta desde hace algunos años atrás como reforzamiento de conductores y posibilidad de transferir cargas entre estas subestaciones en caso de a largo plazo llegar a sobrepasar sus valores nominales.

La red de distribución en esta ciudad podrá dar un buen servicio cubriendo con la demanda pronosticada en el año 2025, esto en condiciones normales; para el año 2030 a pesar de llegar a casi el cien por ciento de los valores nominales de los transformadores, en operación emergente se podrán realizar transferencia de cargas con sus respectivos equipos de seccionamiento hacia otras subestaciones de la unidad de negocio Milagro.

A pesar de que la propuesta para la nueva ubicación no esté dentro de la ciudad, estará ubicada en una zona que ayudara a la subestación Milagro norte, para que esta subestación no presente inconvenientes en un periodo de máximo 15 años y no afecte a los usuarios.

Con la reconfiguración de las redes de distribución de 13,8 KV, las alimentadoras más afectadas por su largo recorrido, mejoran los niveles de voltaje, obteniendo un valor que no supera el nivel de variación de voltaje estipulado del $\pm 5\%$ en un tiempo proyectado de 10 años, en sus tramos de las zonas rurales y urbanas, garantizando así llegar hasta el abonado final de baja tensión con voltajes que no afecten al usuario.

Finalmente, se define que el transformador de potencia a instalar en la nueva Subestación debe ser de 10/12 MVA, la propuesta concluye estableciendo la ubicación de la nueva subestación que estará en las coordenadas UTM: 17M X: 668290 Y: 9778120, además esta propuesta garantizará el buen servicio a los usuarios, también el sistema puede expandirse para la población ubicada al norte de Milagro, en el pueblo llamado Simón Bolívar, sin inconveniente alguno.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Barriga y C. Molina, “Análisis Técnico Económico para el Diseño de la Subestación QUERO 69 – 13.8 KV”, tesis de grado, Universidad Técnica de COTOPAXI, Latacunga, Cotopaxi, Ecuador, 2009
- [2] CONELEC, Reglamento técnico Ambiental para las actividades eléctricas en el Ecuador.
- [3] ARCONEL. Agencia de Regulación y control de electricidad, Regulaciones vigentes [online]. Disponible en: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>.
- [4] MEER, Plan Maestro de Electrificación periodo 2012-2021.
- [5] Cnel. U.N: Milagro, Departamento de Planificación.
- [6] R. Figueroa, “Localización Óptima de Subestaciones de Distribución de la Energía Eléctrica” Instituto Politécnico Nacional; México D.F. Mayo del 2005.
- [7] Universidad de Cuenca “ubicación Óptima de una Nueva Subestación de Alta Tensión-Media Tensión en la Zona Urbana de Cuenca (2006).
- [8] Regulación No CONELEC – 004/01 calidad de servicio eléctrico de distribución el directorio del consejo nacional de electricidad CONELEC aprobada por el directorio del CONELEC.
- [9] Manual de distribución de la Westinhouse “Electric Utility Reference Book”
- [10] F. Rodríguez, “Subestaciones Eléctricas Encapsuladas (GIS)”, SNC LAVALIN, CANADA, 2013.
- [11] A. Fernández, “Método para Localización Óptima de Centrales de Energía Renovables”, Departamento De Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2001.
- [12] R. O’ryan, “Diseño de un modelo de proyección de demanda energética global y nacional a largo plazo”, Comisión nacional de energía, Departamento de ingeniería industrial, Universidad de Chile, 2008.

[13] D. Gonzales, "Ubicación de subestaciones por medio de densidades de carga",
Faculta de ingeniería, universidad de San Carlos de Guatemala, 2006.

ANEXOS

Anexo 1 Tabla Proyección de Demanda por Alimentadora.

		Proyección Demanda anual en KW por alimentador															
Subestación Alimentadora		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
S/E	Piñas	1313,71	1354,435	1396,4225	1439,7116	1484,3427	1530,3573	1577,9983	1626,7101	1677,1381	1729,1294	1782,7324	1837,9971	1894,975	1953,7192	2014,2845	2076,7274
	Universidad	3955	4077,605	4204,0108	4334,3351	4468,6995	4607,2282	4750,0533	4897,3049	5049,1214	5205,6441	5367,0191	5533,3967	5704,932	5881,7649	6064,1202	6252,1079
SUR	B8-Alterno	4141,12	4269,4947	4401,8491	4538,3064	4678,9939	4824,0427	4973,588	5127,7692	5286,7301	5450,6187	5619,5879	5793,7951	5973,4028	6158,5783	6349,4942	6546,3285
	Diesel B6	4355,16	4490,17	4629,3652	4772,8756	4920,8347	5073,3806	5230,6554	5392,8057	5559,9827	5732,3421	5910,0447	6093,2561	6282,1471	6476,8936	6677,6773	6884,6853
S/E	Centropolis	3031	3124,961	3221,8348	3321,7117	3424,6847	3530,85	3640,3063	3753,1558	3869,5036	3989,4582	4113,1315	4240,6385	4372,0883	4507,6334	4647,37	4791,4385
	HSPT 100 Camas	1144,68	1180,1651	1216,7502	1254,4695	1293,358	1333,4521	1374,7891	1417,4076	1461,3472	1506,649	1553,3551	1601,5091	1651,1559	1702,3417	1755,1143	1809,5229
Diesel	Av. Quito	2022,24	2084,9294	2149,5623	2216,1987	2284,9008	2355,7328	2428,7605	2504,0521	2581,6777	2661,7097	2744,2227	2829,2936	2917,0017	3007,4287	3100,659	3196,7795
	Simón Bolívar-DP	2829,91	2917,6372	3008,084	3101,3346	3197,4759	3296,5977	3398,7922	3504,1548	3612,7836	3724,7799	3840,248	3959,2957	4082,0339	4208,577	4339,0428	4473,5532
S/E	Pradera 1_DP	2480	2556,88	2636,1433	2717,8637	2802,1175	2888,9831	2978,5416	3070,8764	3166,0736	3264,2219	3365,4127	3469,7405	3577,3025	3688,1989	3802,533	3920,4116
	Pradera 2-DP	4119	4246,689	4378,3364	4514,0648	4654,0008	4798,2748	4947,0213	5100,379	5259,4907	5421,504	5589,5706	5762,8473	5941,4855	6125,6819	6315,578	6511,361
Noite	Mariscal Sucre-DP	4821,86	4971,3377	5125,4491	5284,3381	5448,1525	5617,0453	5791,1737	5970,7	6155,7917	6346,6213	6543,3666	6746,2109	6955,3435	7170,9591	7393,2588	7622,4499

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 9979_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	119.9	13.8	8.0	121.3	966.1	759.6	597.0
B	119.9	13.8	8.0	148.3	1181.5	1081.4	475.9
C	120.0	13.8	8.0	124.5	992.3	903.2	410.9
Total:					3120	2744	1484

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 10354_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	119.1	13.7	7.9	13.6	107.6	71.2	80.7
B	118.9	13.7	7.9	46.6	367.9	343.6	131.5
C	119.6	13.7	7.9	0.0	0.0	0.0	-0.0
Total:					466	415	212

Anexo 2 Flujo de carga de la Subestación Central Diésel – Alimentador AV Quito
año 2026,

Tramo inicial 9979_MTA y Tramo final 10354_MTA.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 9979_MTA

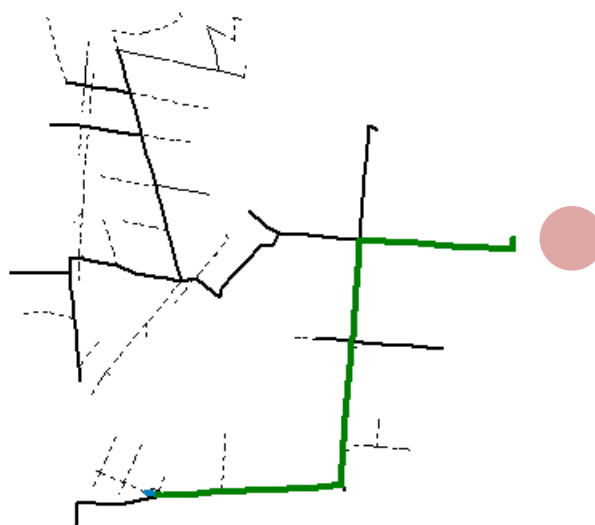
	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	119.9	13.8	8.0	133.7	1065.2	806.9	695.4
B	119.9	13.8	8.0	192.7	1535.4	1383.1	666.8
C	120.0	13.8	8.0	145.0	1155.4	1051.1	479.6
Total:					3728	3241	1842

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 10354_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	119.1	13.7	7.9	14.5	114.7	104.6	47.1
B	118.5	13.7	7.9	52.4	412.2	375.7	169.5
C	119.6	13.7	7.9	0.0	0.0	0.0	-0.0
Total:					527	480	217

Anexo 3 Flujo de carga de la Subestación Central Diésel – Alimentador AV Quito
Proyección año 2030, Tramo inicial 9979_MTA y Tramo final 10354_MTA.



Anexo 4 Subestación Central Diésel – Alimentador 100 Camas.

Load Flow Box							
Overhead Line By Phase - 9921_MTA							
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	120.0	13.8	8.0	69.4	553.1	530.8	155.7
B	120.0	13.8	8.0	80.0	637.3	611.8	178.5
C	120.0	13.8	8.0	80.0	637.4	611.9	178.6
Total:				1828	1754	513	

Load Flow Box							
Overhead Line By Phase - 41064_MTA							
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	119.3	13.7	7.9	62.4	494.0	474.3	138.0
B	119.3	13.7	7.9	62.4	494.1	474.4	138.0
C	119.3	13.7	7.9	62.4	494.2	474.6	137.8
Total:				1482	1423	414	

Anexo 5 Flujo de carga de la Subestación Central Diésel – Alimentador 100 Camas, Año 2026, tramo inicial 9921_MTA y tramo final 41064_MTA.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 49186_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	119.6	13.8	7.9	216.1	1721.6	1656.3	469.5
B	119.7	13.8	7.9	212.8	1695.0	1628.4	470.6
C	119.7	13.8	7.9	198.1	1578.4	1508.8	463.3
Total:				4995	4793	1403	

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 49342_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	109.7	12.7	7.3	0.8	5.7	5.5	1.3
B	112.0	12.9	7.4	0.0	0.1	0.0	-0.1
C	112.5	12.8	7.5	1.9	14.2	13.8	3.4
Total:				20	19	5	

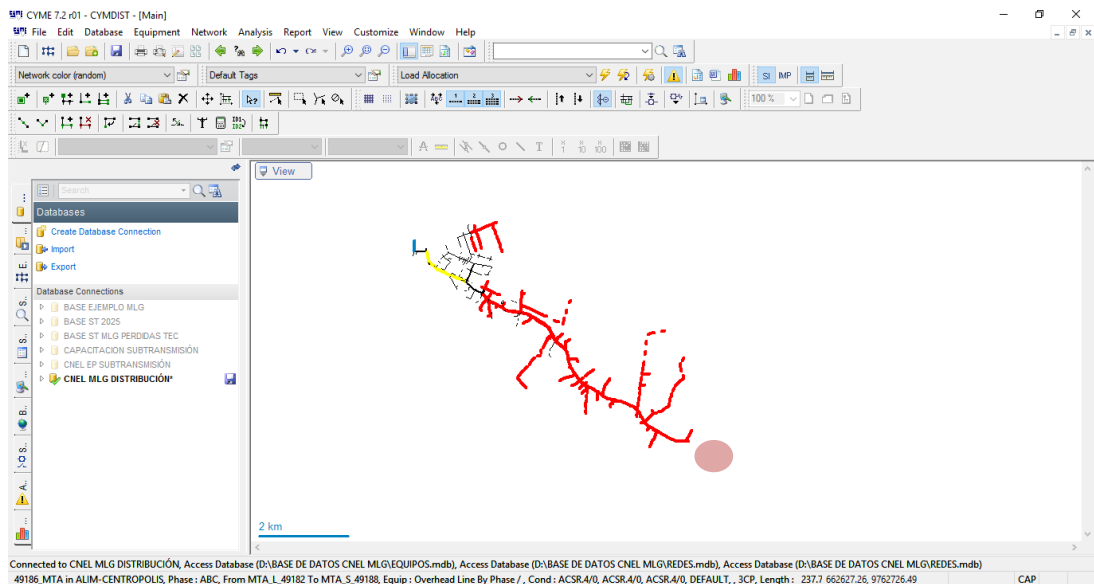
Anexo 6 Flujo de carga de la Subestación Central Diésel – Alimentador 100 Camas
Proyección año 2030, tramo inicial 49186_MTA y tramo final 49342_MTA.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 109649_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	114.0		7.6	0.0	0.1	0.0	-0.1
B							
C							
Total:				0	0	0	-0

Anexo 7 Flujo de carga Monofásico tramo 109649_MTA.



Anexo 8 Subestación Central Diésel – Centropolis.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 26703_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	119.8	13.8	8.0	282.9	2253.1	2249.5	127.7
B	119.9	13.8	8.0	264.8	2109.0	2108.9	23.3
C	119.8	13.8	8.0	317.7	2529.5	2522.0	195.5
Total:					6889	6880	346

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 7256_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	118.3	13.6	7.9	12.9	101.5	100.0	17.2
B	117.8	13.5	7.8	0.0	0.0	0.0	-0.0
C	116.8	13.5	7.8	47.2	366.2	344.4	124.4
Total:					466	444	142

Anexo 9 Flujo de carga Subestación Central Diésel – Centropolis Proyección año 2030, tramo inicial 26703_MTA y tramo final 7256_MTA.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 132438_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	119.9	13.8	8.0	110.2	877.6	811.1	334.9
B	119.9	13.8	8.0	88.7	706.5	652.9	269.9
C	120.0	13.8	8.0	78.0	621.1	587.6	201.3
Total:					2204	2052	806

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 25437_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	118.2	13.7	7.8	3.8	29.8	28.2	9.6
B	119.6	13.7	7.9	0.0	0.0	0.0	-0.0
C	119.6	13.7	7.9	0.0	0.0	0.0	-0.0
Total:					30	28	10

Anexo 10 Flujo de carga de la Subestación Sur – Alimentador las Piñas Proyección año 2030, tamo inicial 132438_MTA y tramo final 25437.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 132465_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	119.3	13.7	7.9	215.1	1710.8	1690.9	260.4
B	118.9	13.7	7.9	367.5	2919.7	2854.7	612.6
C	119.7	13.7	7.9	235.5	1874.3	1851.7	290.2
Total:					6502	6397	1163

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 58179_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	KVAR
A	115.9	13.1	7.7	0.3	2.5	2.5	0.2
B	107.2	12.9	7.1	22.7	161.6	158.9	29.4
C	119.7	13.4	7.9	1.6	12.7	12.5	2.2
Total:					177	174	32

Anexo 11 Flujo de carga de la Subestación Sur – Alimentador Universidad Unemi Proyección año 2030, tramo inicial 132465_MTA y tramo final 58179_MTA.

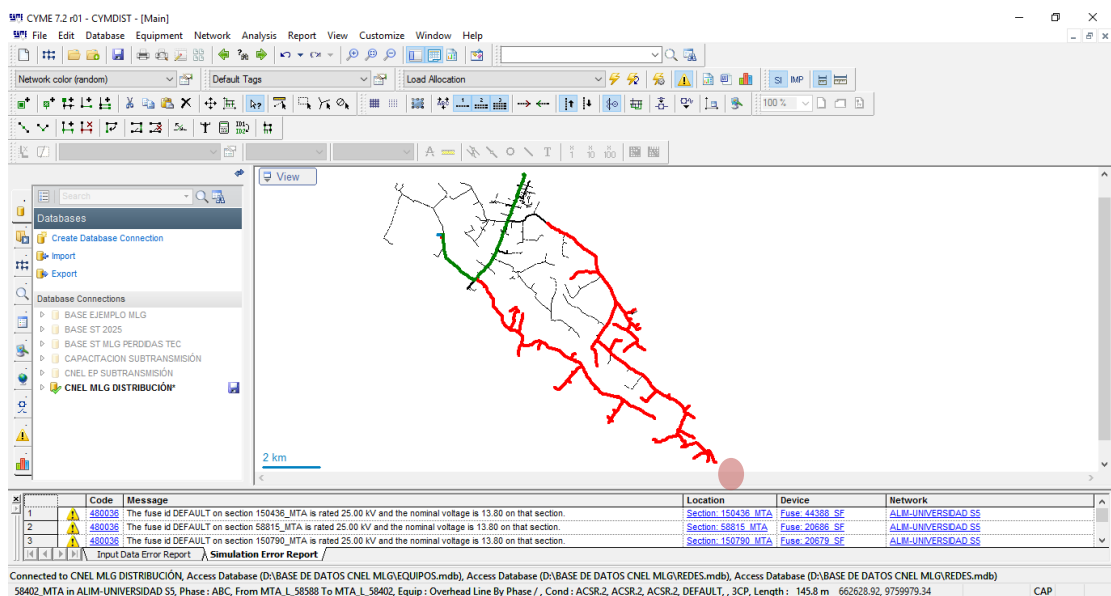
Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 58402_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	115.6	13.3	7.7	11.1	85.2	83.4	17.5
B	112.9	13.1	7.5	11.1	83.3	82.1	14.2
C	116.0	13.2	7.7	11.1	85.5	84.0	15.9
Total:					254	250	48

○ S ● C ○ L

Anexo 12 Flujo de carga Monofásico del tramo 58402_MTA.



Anexo 13 Subestación Sur – UNEMI.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 11045_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	120.0	13.8	8.0	198.5	1581.6	1523.1	426.2
B	120.0	13.8	8.0	188.7	1503.2	1478.9	268.9
C	120.0	13.8	8.0	116.4	927.5	917.1	138.2
Total:					4007	3919	833

○ S ● C ○ L

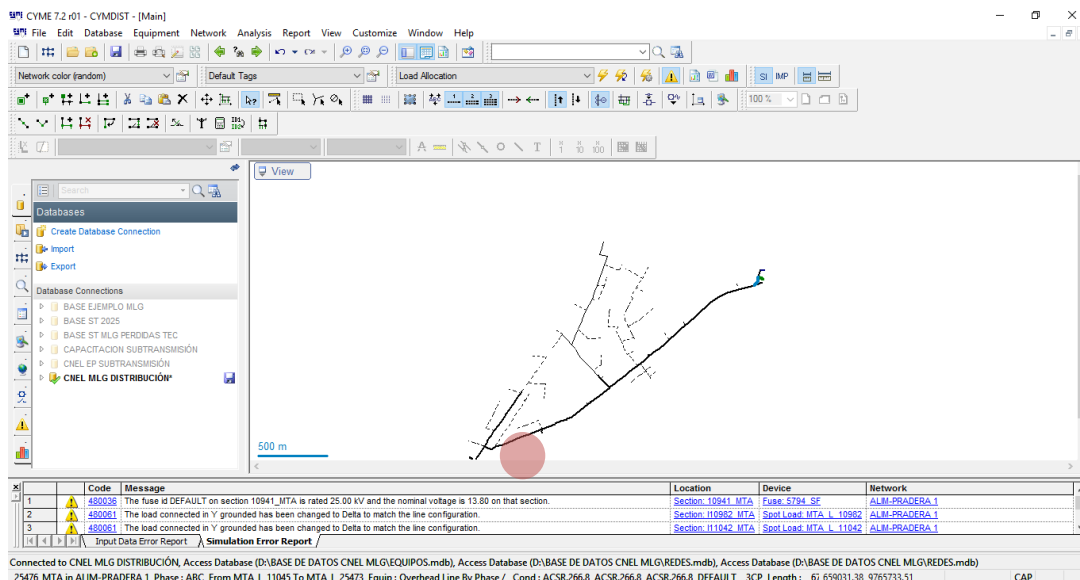
Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 152676_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	116.6	13.5	7.7	18.5	143.0	137.8	38.2
B	118.5	13.6	7.9	0.0	0.0	0.0	-0.0
C	118.3	13.5	7.9	44.1	346.9	334.4	92.2
Total:					490	472	130

○ S ● C ○ L

Anexo 14 Flujo de carga de la Subestación Norte – Alimentador Pradera 1 Proyección año 2030, tramo inicial 11045_MTA y tramo final 152676_MTA.



Anexo 15 Subestación Norte – Alimentador Pradera 2 Proyección.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 11892_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	119.9	13.8	8.0	272.5	2170.5	2095.3	566.1
B	119.9	13.8	8.0	289.7	2308.1	2249.6	516.7
C	120.0	13.8	8.0	281.6	2243.8	2164.0	593.0
Total:				6721	6509	1676	

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 11574_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	114.5	13.3	7.6	8.7	66.0	63.8	16.7
B	117.0	13.4	7.8	8.7	67.4	65.0	17.9
C	115.8	13.3	7.7	8.7	66.7	64.4	17.5
Total:				200	193	52	

Anexo 16 Flujo de carga de la Subestación Norte – Alimentador Pradera 2 Proyección año 2030, tramo inicial 11892_MTA y tramo final 11574_MTA.

Load Flow Box

Overhead Line By Phase - 22632_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i [A]	kVA	kW	kVAR
A	113.8		7.6	8.8	66.5	64.4	16.8
B							
C							
Total:					67	64	17

S
 C
 L

 -0.00 +0.00

Anexo 17 Flujo de carga Monofásico del tramo final 22632_MTA.

CYME 7.2 r01 - CYMDIST - [Main]

File Edit Database Equipment Network Analysis Report View Customize Window Help

Network color (random) Default Tags Load Allocation

View

Code	Message	Location	Device	Network
490036	The fuse id DEFAULT on section 109654_MTA is rated 25.00 kV and the nominal voltage is 13.80 on that section.	Section_109654_MTA	Fuse_41813_SF	ALUM-PRADERA_2
490036	The fuse id DEFAULT on section 26138_MTA is rated 25.00 kV and the nominal voltage is 13.80 on that section.	Section_26138_MTA	Fuse_10593_SF	ALUM-PRADERA_2
490081	The load connected in V grounded has been changed to Delta to match the line configuration.	Section_111857_MTA	Spot Load_MTA_L_11857	ALUM-PRADERA_2

Input Data Error Report
 Simulation Error Report

Connected to CNEL MLG DISTRIBUCIÓN, Access Database (D:\BASE DE DATOS CNEL MLG\EQUIPOS.mdb), Access Database (D:\BASE DE DATOS CNEL MLG\REDES.mdb), Access Database (D:\BASE DE DATOS CNEL MLG\REDES.mdb)

1 networks, 1056 sections, 0 zones

659595.49, 9785504.66

CAP

Anexo 18 Subestación Norte – Alimentador Pradera 2 Proyección.



Anexo 19 Área Servida por Alimentadoras.

CYME 8.0.02 - CYMDIST

Archivo Editar Base de datos Equipo Red Análisis Reporte Mostrar Personalizar Ventana Ayuda

Flujo de carga

Buscar

DEFAULT (Modelo de carga)

Monitoreo del comun...

Principal

Colorear por red (aleatorio)

Etiquetas predeterminadas

Cuadro de herramientas

Buscar

Sistemas CC

Instrumentos

SIMON BOLIVAR

SIMON

Messages

Severidad	Código	Mensaje	Ubicación	Componente	Red
Advertenc	480036	fusible DEFAULT en el tramo 149502_MTA ha sido definido con una tensión de 25,00 kV y la tensión nominal es de 13,80 en dicho tramo.	149502_MTA	21967_SF	ALIM-MARISCAL SUCRE- RIO MILAGRO
Advertenc	480036	fusible DEFAULT en el tramo 143735_MTA ha sido definido con una tensión de 25,00 kV y la tensión nominal es de 13,80 en dicho tramo.	143735_MTA	22003_SF	ALIM-MARISCAL SUCRE- RIO MILAGRO
Advertenc	480061	La carga conectada Y puesta a tierra ha sido cambiada a Delta para corresponder a la configuración de línea.	161733_MTA	MTA_L_61733	ALIM-MARISCAL SUCRE- RIO MILAGRO
Advertenc	480061	La carga conectada Y puesta a tierra ha sido cambiada a Delta para corresponder a la configuración de línea.	162107_MTA	MTA_L_62107	ALIM-MARISCAL SUCRE- RIO MILAGRO
Advertenc	480036	fusible DEFAULT en el tramo 155047_MTA ha sido definido con una tensión de 25,00 kV y la tensión nominal es de 13,80 en dicho tramo.	155047_MTA	67867_SF	ALIM- CARRIZAL - S BOLIVAR

Reporte de errores de datos de entrada Reporte de errores de simulación Reporte de errores de edición

17:02
30/1/2017

Anexo 20 Apertura del tramo 47056_MTA para nueva reconfiguración.

CYME 8.0.02 - CYMDIST

Archivo Editar Base de datos Equipo Red Análisis Reporte Mostrar Personalizar Ventana Ayuda

Flujo de carga

Buscar

DEFAULT (Modelo de carga)

Monitoreo del comun...

Principal

Colorear por red (aleatorio)

Etiquetas predeterminadas

Cuadro de herramientas

Buscar

Sistemas CC

Instrumentos

SIMON BOLIVAR

SIMON

Messages

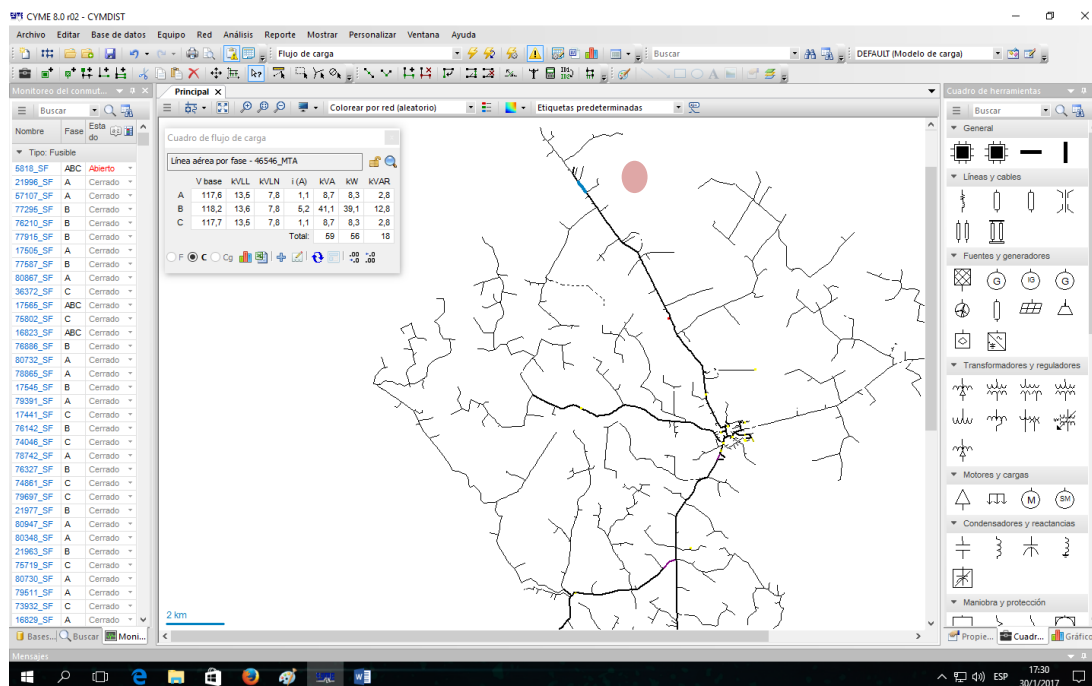
Severidad	Código	Mensaje	Ubicación	Componente	Red
Advertenc	480036	fusible DEFAULT en el tramo 149502_MTA ha sido definido con una tensión de 25,00 kV y la tensión nominal es de 13,80 en dicho tramo.	149502_MTA	21967_SF	ALIM-MARISCAL SUCRE- RIO MILAGRO
Advertenc	480036	fusible DEFAULT en el tramo 143735_MTA ha sido definido con una tensión de 25,00 kV y la tensión nominal es de 13,80 en dicho tramo.	143735_MTA	22003_SF	ALIM-MARISCAL SUCRE- RIO MILAGRO
Advertenc	480061	La carga conectada Y puesta a tierra ha sido cambiada a Delta para corresponder a la configuración de línea.	161733_MTA	MTA_L_61733	ALIM-MARISCAL SUCRE- RIO MILAGRO
Advertenc	480061	La carga conectada Y puesta a tierra ha sido cambiada a Delta para corresponder a la configuración de línea.	162107_MTA	MTA_L_62107	ALIM-MARISCAL SUCRE- RIO MILAGRO
Advertenc	480036	fusible DEFAULT en el tramo 155047_MTA ha sido definido con una tensión de 25,00 kV y la tensión nominal es de 13,80 en dicho tramo.	155047_MTA	67867_SF	ALIM- CARRIZAL - S BOLIVAR

Reporte de errores de datos de entrada Reporte de errores de simulación Reporte de errores de edición

17:07
30/1/2017

Anexo 21 Apertura del tramo 47084_MTA para nueva reconfiguración.

En los siguientes Anexos desde el 22 hasta el 27 mostramos las mediciones y sus respectivos flujos de carga en las alimentadoras de las S/E Sur y Central diésel, estos valores corresponden a mediciones que se presentan actualmente en las S/E.



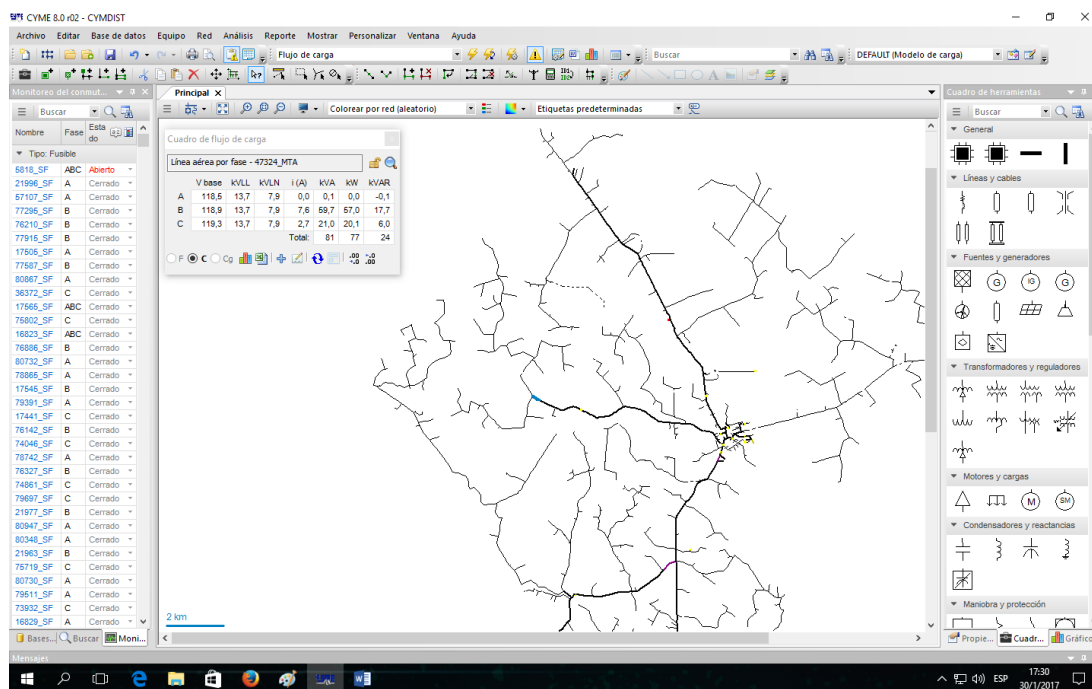
Anexo 22 Medición en el tramo 46546_MTA.

Cuadro de flujo de carga

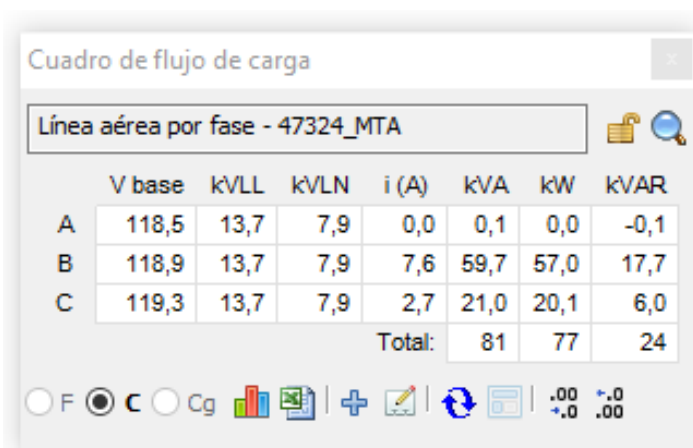
Línea aérea por fase - 46546_MTA

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	117,6	13,5	7,8	1,1	8,7	8,3	2,8
B	118,2	13,6	7,8	5,2	41,1	39,1	12,8
C	117,7	13,5	7,8	1,1	8,7	8,3	2,8
Total:					59	56	18

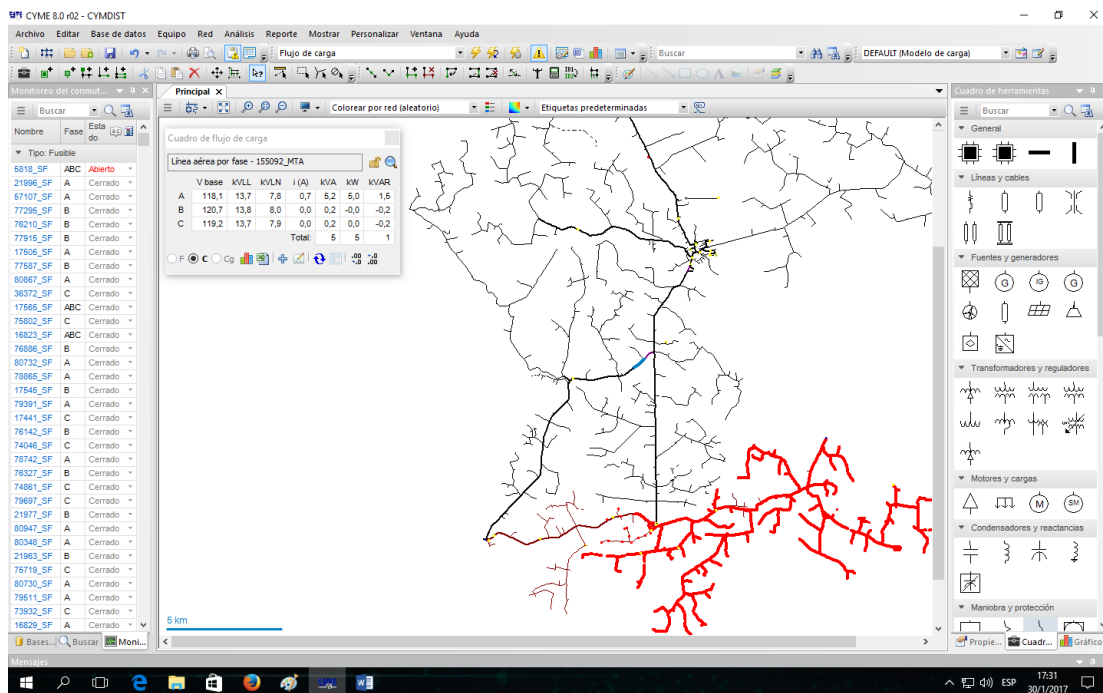
Anexo 23 Flujo de carga en tramo 46546_MTA.



Anexo 24 Medición en el Alimentador Simón Bolívar S/E NORTE, tramo 47324_MTA.



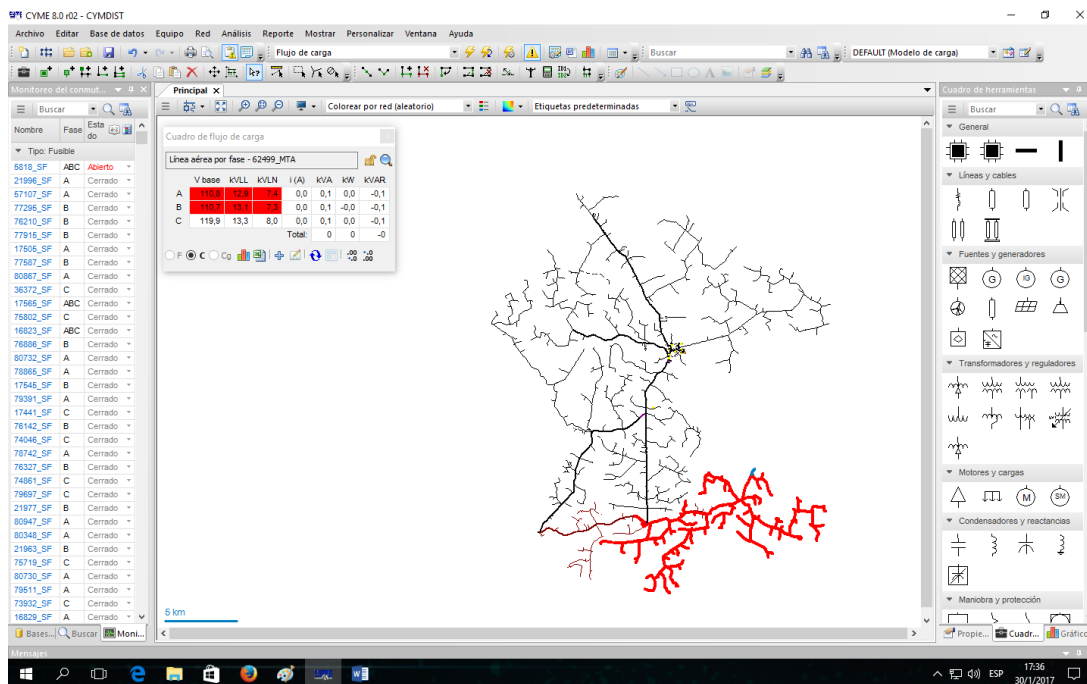
Anexo 25 Flujo de carga en tramo 47324_MTA.



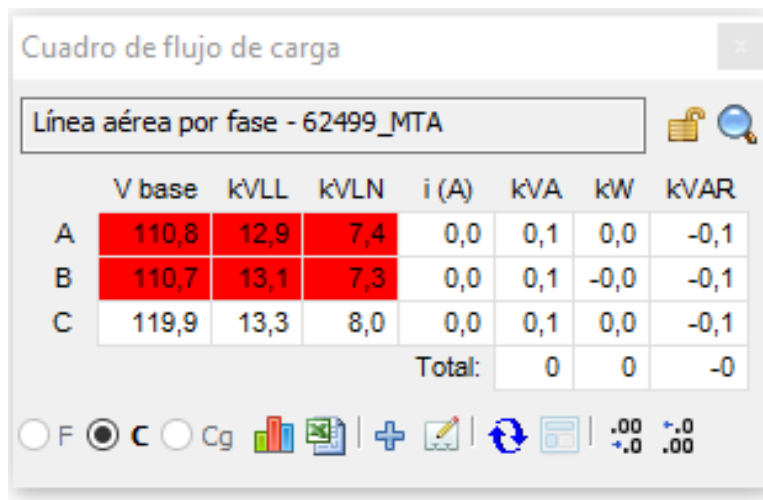
Anexo 26 Medición en el Alimentador Mariscal Sucre y Simón Bolívar S/E NORTE tramo 155092_MTA.

Línea aérea por fase - 155092_MTA							
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	118,1	13,7	7,8	0,7	5,2	5,0	1,5
B	120,7	13,8	8,0	0,0	0,2	-0,0	-0,2
C	119,2	13,7	7,9	0,0	0,2	0,0	-0,2
Total:					5	5	1

Anexo 27 Flujo de carga en el Tramo 155092_MTA



Anexo 28 mediciones al final del alimentador Mariscal Sucre, Tramo 62499_MTA.



Anexo 29 Flujo de Carga en el Tramo 62499_MTA.