

# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas  
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

## **DISEÑO DE UNA RED SOTERRADA DE MEDIO VOLTAJE, BAJO VOLTAJE Y ALUMBRADO PÚBLICO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE.**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico

### **AUTOR:**

Iván Andres Girón Ontaneda

### **DIRECTOR:**

MSc. Alfonso Mauricio Vásquez Brito

### **ASESORES**

PhD. Gerardo Isaías Collaguazo Galeano

MSc. Claudio Otero Sierra

Ibarra – Ecuador

Julio 2019



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

## BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

### AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

#### 1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	100404212-1		
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	Girón Ontaneda Iván Andres		
<b>DIRECCIÓN:</b>	Ibarra, Tungurahua y Antigua Vía Urcuqui		
<b>EMAIL:</b>	<a href="mailto:iagogiron95@gmail.com">iagogiron95@gmail.com</a>		
<b>TELÉFONO FIJO:</b>	062-603-698	<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0993735529

DATOS DE LA OBRA	
<b>TÍTULO:</b>	DISEÑO DE UNA RED SOTERRADA DE MEDIO VOLTAJE, BAJO VOLTAJE Y ALUMBRADO PÚBLICO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE.
<b>AUTOR:</b>	Girón Ontaneda Iván Andres
<b>FECHA: DD/MM/AAAA</b>	23 de julio del 2019
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TITULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
<b>ASESOR /DIRECTOR:</b>	MSc. Mauricio Vásquez

## 2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 23 días del mes de Julio de 2019

**EL AUTOR:**



Iván Andres Girón Ontaneda  
1004042121



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR**

**MSC. Mauricio Vásquez**

**CERTIFICA**

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante; Girón Ontaneda Iván Andres certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración de trabajo de investigación titulado: **“DISEÑO DE UNA RED SOTERRADA DE MEDIO VOLTAJE, BAJO VOLTAJE Y ALUMBRADO PÚBLICO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE”**. Para la obtención de título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

**MSC. Mauricio Vásquez**  
**DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO**

## **Dedicatoria**

Dedico el presente trabajo a Dios, por haberme dado la vida, la fuerza y la voluntad que me permitieron haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis padres, que fueron un motor sustancial en esta etapa de mi vida, quienes me brindan apoyo incondicional, a mi abuelito quien desde pequeño formo mi carácter para poder ser una buena persona inculcándome valores y de manera especial a mi hija quien es el motivo de esforzarme cada día más.

A mis docentes que con sus conocimientos que compartieron durante mi vida estudiantil nunca desistieron en enseñarme.

**I.A.G.O**

## **Agradecimiento**

A la Universidad Técnica del Norte por haber permitido cursar mis estudios y prepararme profesionalmente.

A la Dirección de Planificación EMELNORTE en especial al Ing. Omar Chacón, Ing. Hernán Pérez y al Ing. Jairo Boada que brindaron la información necesaria para poder realizar el desarrollo adecuado del presente proyecto.

Agradezco al MSc. Mauricio Vásquez como mi tutor compartió sus conocimientos y a mis asesores que me guiaron de manera congruente.

## RESUMEN

En la actualidad la energía eléctrica es un servicio básico que todos los usuarios disponen y se ha visto en la obligación de repotenciar las líneas debido a que la demanda cada día tiende a crecer. Además, existe una gran problemática de que las redes son inseguras, ya que en su mayoría son de tipo aérea que presentan un riesgo potencial. En el presente proyecto tiene como finalidad el diseño de una red subterránea en un lugar considerado centro histórico de la ciudad de Ibarra, en donde se tomó en cuenta criterios de planificación, normas que rige el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, cumpliendo así índices de calidad de servicio, en donde se consideró importante la proyección de la demanda, la que permite conocer como crece la demanda energética en la zona de estudio y mediante dicho análisis se realizó el diseño. Entre las partes que conforman el diseño del proyecto eléctrico se desarrolla el levantamiento de información de las redes aéreas existentes, en donde se determinó el tipo de problemas que posee y de ahí se realizó el nuevo diseño de la red subterránea que contiene las redes de medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado público, que pertenecen al sistema eléctrico de distribución que permite servir de energía a los usuarios finales, en donde se estableció los parámetros de equipos y elementos que conforman la red. Es importante que, para tener una mayor comprensión del estudio, es necesario tener un conocimiento básico de herramientas computacionales como es el caso del CYMDIST y ArcGIS, que son utilizadas por EMELNORTE. Dichas herramientas permiten realizar el diseño y modelación de las redes que se encuentran en estado de planificación. Se realizó un análisis técnico económico en donde se indica que la red es viable. Para concluir, el diseño permitió disminuir pérdidas de energía en la red actual incrementando la seguridad y de la misma manera cumplir con las políticas establecidas por el gobierno y la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura, quien establece que los centros históricos y lugares considerados patrimonios culturales se debe reducir la contaminación visual.

## **ABSTRACT**

In reality, electricity is a basic service that all users have and it is being forced to repower the lines due to high demand. In addition, there is a problem of unsafe networks, mainly because of the air cables which present a potential risk. In the present project, aims at the design of an underground network in a historic center of Ibarra, where critiques were used to Plan. Standards that are governed by the ministry of energy and non-renewable natural resources, thus, meeting quality services, where demand projection was looked as important. Which shows how energy demand grows in the field area and through the design analysis. Among the parts that make up the electricity project, information of existing air networks is developed, Where's its problems were found and a new design of the underground network containing the medium voltage, low voltage, and street lighting were found, which belongs to the electrical distribution system that allows end-users to serve energy, as well as parameters of equipment and elements that make up a grid were established. It is important to have a good understanding of this study, and it is necessary to have basic knowledge of computational tools such as CYMDIST and ArcGIS which are used by EMELNORTE. They allow the design and modeling of the networks that are being planned. A gainful technical analysis was carried out issuing a viable network. In summary, the design decreased loss in energy by increasing security while complying with policies established by the government.

## Tabla de Contenido

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN .....	ii
ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR .....	iv
Dedicatoria .....	v
Agradecimiento .....	vi
RESUMEN .....	vii
ABSTRACT .....	viii
INTRODUCCIÓN .....	xviii
A1. ANTECEDENTES .....	xviii
A2. PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA.....	xix
A3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	xx
A4. JUSTIFICACIÓN .....	xx
A5. ALCANCE DEL TRABAJO.....	xxii
A6. VIABILIDAD DEL TRABAJO.....	xxiii
A7. OBJETIVO GENERAL .....	xxiii
A8. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	xxiv
CAPÍTULO 1 .....	1
Marco Teórico .....	1
1.1 Sistema eléctrico de potencia.....	1
1.2 Red de distribución de energía eléctrica.....	1
1.2.1 Subestación eléctrica.....	1
1.2.2. Distribución primaria.....	2
1.2.2.1 Alimentador primario .....	2
1.2.2.2 Troncal .....	2
1.2.2.3 Derivación .....	2
1.2.3 Centro de transformación .....	3

1.2.3.1 Componentes de un centro de transformación.....	3
1.2.4 Distribución secundaria .....	4
1.2.5 Acometidas .....	5
1.2.6 Consumidor.....	5
1.2.7 Tipos de redes de distribución .....	5
1.2.7.1 Redes de distribución según su construcción.....	5
1.2.7.2 Redes de distribución de acuerdo con el tipo de cargas.....	6
1.2.7.3 Redes de distribución de acuerdo con su ubicación geográfica .....	7
1.2.8 Topología de la red.....	7
1.2.8.1 Tipo anillo.....	7
1.2.8.2 Tipo radial .....	8
1.2.8.3 Tipo malla .....	9
1.3 Factores de diseño de la red eléctrica subterránea.....	10
1.3.1 Carga instalada.....	11
1.3.2 Demanda .....	11
1.3.3 Demanda máxima.....	11
1.3.4 Demanda máxima coincidente .....	12
1.3.5 Demanda coincidente total.....	12
1.3.6 Factor de coincidencia.....	12
1.3.7 Demanda de diseño (DD) .....	13
1.3.8 Caída de tensión.....	14
1.4 Proyección de la demanda.....	15
1.4.1 Método de micro áreas.....	15
1.4.2 Índice de saturación.....	15
1.4.3 Cálculo del área total habilitada por micro área.....	16
1.4.4 Demanda proyectada .....	17
1.5 Parámetros para el diseño y construcción de la red subterránea .....	17

1.5.1 Normas.....	17
1.5.2 Homologación de las unidades de propiedad.....	18
1.5.3 Identificador nemotécnico de las unidades de propiedad .....	18
1.5.4 Simbología.....	19
1.5.5 Elementos de una canalización.....	19
1.5.5.1 Banco de ductos.....	19
1.5.5.2 Separadores de tubería.....	20
1.5.5.3 Ancho de zanja.....	20
1.5.5.4 Pozos .....	21
1.5.5.5 Soportes.....	22
1.5.6 Cámaras eléctricas de transformación.....	22
1.5.6.1 Bases de hormigón para instalación de equipos.....	23
1.5.7 Dispositivos de seccionamiento y protección .....	23
1.5.8 Accesorios y conectores.....	23
1.5.9 Conductores.....	23
1.5.9.1 Aislamiento de conductores .....	24
1.5.9.2 Conductores de medio voltaje.....	24
1.5.9.3 Conductores de bajo voltaje.....	25
1.5.10 Transición de red aérea a subterránea.....	25
1.5.11 Alumbrado público.....	26
1.6 Herramientas y software.....	26
1.6.1 ArcGIS.....	26
1.6.2 CYMDIST.....	27
1.7 Análisis técnico económico .....	28
1.7.1 Inversión inicial .....	29
1.7.2 Costo operacional.....	29
1.7.3 Relación costo beneficio.....	29

1.7.4 Flujo neto de caja .....	29
1.7.5 Valor actual neto (VAN).....	29
1.7.6 Tasa interna de retorno (TIR).....	30
1.7.7 Periodo de recuperación .....	30
CAPÍTULO 2.....	31
Desarrollo.....	31
Diseño de la red eléctrica subterránea.....	31
2.1 Introducción .....	31
2.2 Delimitación del área de estudio .....	31
2.3 Operación de la red existente.....	32
2.3.1 Subestación de servicio y alimentadores primarios.....	32
2.3.2 Centros de transformación .....	33
2.3.3 Redes de bajo voltaje y alumbrado público .....	33
2.3.4 Abonados.....	34
2.4 Estudio y proyección de la demanda mediante micro áreas.....	35
2.4.1 Análisis de la demanda actual.....	35
2.4.2 Proyección de la demanda.....	39
2.4.2.1 Zonificación y uso de suelo urbano.....	40
2.4.2.2 Calculo de proyección de demanda.....	41
2.5 Diseño de red de medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado publico .....	42
2.5.1 Red de bajo voltaje .....	42
2.5.1.1 Alumbrado publico .....	43
2.5.1.2 Centros de transformación .....	43
2.5.1.3 Caídas de voltaje .....	43
2.5.1.4 Conductores.....	44
2.5.2 Red de medio voltaje.....	44
2.5.2.1 Topología .....	44

2.5.2.2 Dispositivos de seccionamiento y protección .....	44
2.5.2.3 Conductores.....	45
2.6 Infraestructura subterránea .....	45
2.6.1 Pozos .....	45
2.6.2 Banco de ductos .....	46
2.6.3Ancho de la zanja .....	46
2.6.4 Cajas de derivación .....	46
CAPÍTULO 3 .....	48
Resultados .....	48
3.1 Red de bajo voltaje.....	48
3.1.1 Consumo de usuarios.....	48
3.1.2 Dimensionamiento del transformador .....	49
3.1.3 Topología de la red secundaria.....	51
3.1.4 Caída de voltaje.....	51
3.1.5 Conductores.....	55
3.2 Alumbrado público .....	55
3.2.1 Caída de voltaje.....	55
3.2.2 Análisis de iluminación .....	56
3.3 Red de medio voltaje .....	57
3.3.1 Topología de la red.....	58
3.4 Seccionamiento y protección.....	62
3.5 Transferencias de carga.....	62
3.6 Transición de red aérea a subterránea .....	65
3.7 Costos eléctricos y civiles.....	66
3.7.1 Inversión eléctrica.....	66
3.7.2 Inversión civil .....	66
3.7.3 Inversión total del proyecto.....	67

3.8 Análisis técnico económico .....	67
3.8.1 Pérdidas de energía .....	67
3.8.2 Costos de distribución del servicio.....	68
3.8.3 Evaluación económica.....	68
Conclusiones.....	71
Recomendaciones .....	72
Referencia.....	73
Anexos .....	76
Anexo A: Simbología .....	76
Anexo B: Resultados de demanda coincidente total por cada microárea.....	77
Anexo C: Áreas habilitadas .....	79
Anexo D: Proyección de demandas por microárea .....	82
Anexo E: Tabla de caída de voltajes en circuitos secundarios .....	84
Anexo F: Cálculo de caída de voltaje de centros de transformación. ....	85
Anexo G. Resultado del análisis de iluminación. ....	104
Anexo H. Inversión eléctrica.....	105
Anexo I. Inversión civil .....	108
Anexo J. Evaluación económica.....	109

## Índice de Figuras

Fig. 1 Topología tipo anillo. Fuente: (EMELNORTE, 2019).....	8
Fig. 2. Topología tipo radial. Fuente: (EMELNORTE, 2019) .....	9
Fig. 3. Topología tipo malla. Fuente: (Viakon, 2011) .....	10
Fig. 4. Identificador nemotécnico. Fuente: (MEER, 2016) .....	18
Fig. 5. Separadores de tubería. Fuente (MEER, 2016) .....	20
Fig. 6. Conductor de media tensión con aislamiento (XLPE). Fuente: (MEER, 2016).....	24
Fig. 7. Conductor de baja tensión (TTU). Fuente: (Aucapiña & Niola , 2012) .....	25
Fig. 8. Transición Subterránea. Fuente: (Enertolima, 2011).....	26
Fig. 9. Área de trabajo en SIG. Fuente: (EMELNORTE, 2019) .....	27
Fig. 10. Área de trabajo del CYMDIST. Fuente: (EMELNORTE, 2019) .....	28
Fig. 11. Ortofotografía del área de estudio. Fuente: (EMELNORTE, 2019).....	32
Fig. 12. Centro de transformación convencional. Fuente: Autor .....	33
Fig. 13. Red de bajo voltaje. Fuente: Autor .....	34
Fig. 14. Acometidas aéreas. Fuente: Autor .....	34
Fig. 15. Modelación de redes secundarias en CYMDIST. Fuente: Autor .....	36
Fig. 16. Alimentador dividido en micro áreas de (100*100), Fuente: Autor .....	36
Fig. 17. Tipos de uso de suelo por micro área. Fuente: (EMELNORTE, 2019) .....	40
Fig. 18. Flujograma de la red de bajo voltaje Fuente: Autor .....	48
Fig. 19. Topología de la red del CT_N7 Fuente: Autor .....	51
Fig. 20. Número de usuarios y demanda de diseño del transformador. Fuente: Autor .....	52
Fig. 21. Estratificación de las zonas. Fuente: Autor .....	52
Fig. 22. Topología del CT_N7. Fuente: Autor .....	53
Fig. 23. Niveles de Iluminación. Fuente: Autor.....	57
Fig. 24. Disposición de luminarias. Fuente: Autor.....	57
Fig. 25. Topología de la Red de MV. Fuente: Autor.....	58
Fig. 26. Puntos de conexión de red aérea a subterránea. Fuente: Autor.....	59
Fig. 27. Selección del conductor de MV. Fuente: Autor.....	59
Fig. 28. Selección de dispositivo de maniobra y protección tipo fusible. Fuente: Autor .....	60
Fig. 29. Selección del transformador. Fuente: Autor.....	60
Fig. 30. Asignación de carga al transformador. Fuente: Autor .....	61
Fig. 31. Alimentador Ajavi 3."1300100T03".....	61
Fig. 32. Ubicación de reconectores. Fuente: Autor.....	62
Fig. 33. Diagrama de alimentadores en transferencia. Fuente: Autor .....	63

Fig. 34. Ingreso de demanda máxima alimentador Ajaví 1. Fuente: Autor .....	64
Fig. 35. Corrientes del alimentador Ajaví 1 en el punto de transferencia. ....	65
Fig. 36. Corriente total en la cabecera del alimentador Ajaví 1. ....	65
Figura 37 Valor Actual Neto. Fuente: Autor.....	70

## Índice de Tablas

TABLA 1. Capacidad nominal de transformadores homologados .....	4
TABLA 2. Factor de coincidencia 1-4 abonados .....	13
TABLA 3. Nivel de caída de tensión .....	14
TABLA 4. Ductos y tubería metálica para emplear en las canalizaciones y transiciones.....	20
TABLA 5. Dimensiones de pozos .....	21
TABLA 6. Mediciones mensuales de cabecera del alimentador Ajaví 3. ....	35
TABLA 7. Demandas por micro área.....	37
TABLA 8. Demandas de usuarios en micro área 28.....	38
TABLA 9. Índice de saturación .....	42
TABLA 10. Calibre de conductores .....	44
TABLA 11. Ancho de zanjas.....	46
TABLA 12. Consumos de kWh/mes usuarios (CT_N7) .....	49
TABLA 13. Tabla de cálculo para el dimensionamiento del transformador.....	50
TABLA 14. Consumo individual de usuarios CT_N7. ....	53
TABLA 15. Valores de caída de voltaje del CT_N7 .....	54
TABLA 16. Luminarias en pozo.....	56
TABLA 17. Demandas máximas alimentadores.....	63
TABLA 18. Costo total del proyecto.....	67
TABLA 19. Pérdidas de energía Ajavi 3. ....	68
TABLA 20. Costos de distribución de energía. ....	68

# INTRODUCCIÓN

## A1. ANTECEDENTES

La planeación, conexión y protección de las instalaciones subterráneas no son cosa sencilla, sin embargo, reportan muchos beneficios, como la seguridad en caso de huracanes o terremotos, o que los aislantes no se contaminen con sal en la franja costera. (Osorio J, 2009).

Las primeras instalaciones de redes soterradas se fueron familiarizando alrededor de 1890, para la explotación de minas, textiles, los cuales fueron realizados de una manera empírica debido a que en esos años no existían normas que regían su construcción.

La evolución de las redes soterradas en el país ha sido importante desde el siglo XX, a pesar de que se han ido desarrollando en pocas zonas, esto se ha visto reflejado en sectores donde han tenido una gran demanda de energía y se tiene la necesidad de readecuar las redes, prestando más seguridad y confiabilidad tanto a las personas como al personal técnico que ejecuta el trabajo de operación.

Las redes soterradas hoy en día tienen la necesidad de ser estudiadas a fondo, por el hecho de que cada vez la población va creciendo gradualmente, y por ende, las empresas eléctricas tienen mayor demanda de energía que se ven obligados a repotenciar la red, actualmente el país cuenta con el 98% de redes aéreas, estas presentan inconvenientes tanto a personas como a operarios, la contaminación visual, la mala fiabilidad y la inseguridad, son factores de riesgo que incrementan la posibilidad de fallas, debido al exceso de conductores tendidos en la red, lo que generan esfuerzos mecánicos creando riesgos potenciales.

Es importante tomar en cuenta, que hoy en día el centro de la ciudad de Ibarra la red eléctrica de distribución de bajo y medio voltaje, son antiguas en su mayoría aéreas, la demanda actual existente en la zona es muy elevada debido a que es un lugar comercial, se ve en la obligación de realizar redes soterradas por el exceso de conductores. tanto eléctricos como de telecomunicaciones, los cuales utilizan los postes para instalar el tendido de conductores, esto aumenta a la contaminación visual de la red y la inseguridad de ésta.

Es sustancial que, en el ámbito técnico y constructivo, el proyecto debe tener la garantía y el correcto funcionamiento durante su vida útil, el cual va a ser diseñado juntamente con las normas establecidas actualmente en el país, se debe realizar un análisis de la demanda actual y la demanda futura del sistema. De esta manera se trata de que el abastecimiento y la continuidad del servicio de energía eléctrica sea de calidad y presente niveles altos de confiabilidad, de la misma manera que el sistema disminuya pérdidas.

El proyecto tiene como fin el diseño de la red de distribución del centro de la ciudad, está delimitado por las calles, Juan Manuel Grijalva, Manuel de la Chica Narváez, Pedro Moncayo y José Joaquín de Olmedo, las cuales comprenden la red de medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado público. Analizar las actuales condiciones de operación, y poder así proyectar a una demanda futura considerando el crecimiento poblacional y comercial de la zona, los cuales son factores que influyen en el crecimiento del servicio eléctrico.

Este proyecto está orientado al soterrado de las redes aéreas de distribución eléctrica, a través del diseño para la instalación de:

- Canalización y pozos de revisión, la cual se va a realizar con normas establecidas por el MEER y la NEC.
- Redes de distribución subterráneas de medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado público.
- Cámaras de transformación y seccionamiento de la misma manera la readecuación de las existentes.
- Equipos de maniobra y protección en medio y bajo voltaje para la operación del sistema de distribución.

## **A2. PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA**

La contaminación visual es un problema muy poco difundido, pero de un gran impacto negativo por la inseguridad de estos, este fenómeno a la mayoría de las personas que transitan en el lugar genera molestias ya que son riesgos potenciales de accidentes y electrocuciones debido a que las líneas de bajo y medio voltaje pasan cerca de las edificaciones del centro de la ciudad que poseen varios pisos de altura.

Al recorrer por el centro de la ciudad Ibarra, en la zona delimitada por las calles anteriormente mencionadas, lo que primero llama la atención es la cantidad de conductores que reposan en los

postes, la cantidad de cables opaca la fachada de los locales, tomando en cuenta que es una zona comercial urbana.

Las redes aéreas existentes son sensibles a cortes, ya sea por un algún fenómeno natural o por el contacto de un elemento directo en la red que saca de operación al sistema el cual genera pérdidas técnicas y económicas considerables, otro aspecto es la exposición al robo de energía, ya que se pueden conectar directamente a la red perjudicando a la empresa distribuidora de energía eléctrica.

Algunos tramos de red, postes y elementos del sistema son antiguos que se han visto afectados con la demanda actual del sector, porque han cumplido su vida útil en muchos de los casos los postes están inclinados, esto se debe a los esfuerzos mecánicos que han sido sometidos y al sobre peso montado, que rebasa los límites al cual fue diseñado.

La inseguridad para las personas que habitan en el lugar es constante ya que en muchas de las ocasiones no se puede acercarse a las ventanas porque pasan líneas de energía tanto de medio voltaje como de bajo voltaje, las cuales colaboran a la contaminación electromagnética presentando un riesgo potencial para la población y para el personal técnico.

Se debe tomar en cuenta que existe un alto índice de cortes de energía por colisión de autos, para el mantenimiento de las redes se utiliza un vehículo con canastilla el cual ocupa mucho espacio así generando cierres de vías y tráfico en la zona centro de la ciudad, lo cual es un problema.

### **A3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

¿Cómo realizar un estudio para disminuir la contaminación visual e inseguridad de una red aérea de medio voltaje, bajo voltaje, alumbrado público y asegurar un nivel aceptable de fiabilidad en el centro de la ciudad de Ibarra?

### **A4. JUSTIFICACIÓN**

La investigación mantiene una gran importancia en el sector, ya que por el exceso de clientes que necesitan el servicio eléctrico la distribuidora EMELNORTE se ha visto en la necesidad de aumentar el número de circuitos, pero actualmente existen solo redes aéreas que ya han

terminado su vida útil, las cuales presentan falencias en el sistema, inseguridad, pérdidas técnicas, contaminación visual entre otras.

El presente proyecto tiene como fin, que el centro de la ciudad tenga niveles altos de confiabilidad y no genere molestias a los usuarios de igual manera a la empresa distribuidora de energía por pérdidas técnicas ni desconexiones.

La contaminación visual es un aspecto de gran relevancia a tomar en cuenta, ya que en la actualidad la UNESCO apoya con el fin de reducir la contaminación y de otro lado también consta en el plan maestro de electrificación 2013-2022 anexo IV, en los aspectos de sustentabilidad, sostenibilidad social y ambiental quien determina que las instalaciones eléctricas, en especial las de alumbrado público, deben tener una eficiencia de consumo y reducir en lo posible el impacto visual.

La seguridad, desde el punto de vista técnico, es de suma importancia por el hecho que los operadores que realizan mantenimiento en las redes a menudo tienen complicaciones al acceder a las alturas por el exceso de conductores existentes, y así creando un riesgo potencial, la red subterránea no presenta este tipo de inconvenientes ya que lleva un orden y señalización específica, así evitando descargas eléctricas, consecuentemente a esto pérdidas humanas.

La red soterrada permite que el sistema no presente pérdidas técnicas, una de ellas es el hurto de energía, actualmente las redes existentes del centro de la ciudad son aéreas, es muy fácil obtener energía directamente de la red sin un medidor de energía previo, esto causa pérdidas económicas a la distribuidora de energía.

Considerando los aspectos antes mencionados se puede establecer que el sistema tendrá un nivel más alto de confiabilidad, por lo cual obtenemos la disminución de costos en el mantenimiento preventivo de las redes y la tasa de accidentes por colisión con postes de hormigón; desde otro punto de vista mejora el diseño ambiental del espacio urbano e incrementa el valor a la propiedad pública y privada.

El diseño está focalizado netamente a las redes eléctricas, que en su mayoría son aéreas, que han presentado inconvenientes tanto en usuarios como en operarios, se ha visto en la necesidad de realizar un estudio tomando en cuenta la demanda actual de la zona, aprovechando

el estudio para repotenciar las líneas las cuales van a ser regidas por normas de construcción civil y eléctrica establecidas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR).

Este estudio ayudará a la empresa distribuidora de energía a tomar como base, para la elaboración de lineamientos a seguir en futuros proyectos de electrificación soterrados ya que en la actualidad no existe un tipo de reglamento a seguir.

## **A5. ALCANCE DEL TRABAJO**

El proyecto se desarrolla entre las calles Juan Manuel Grijalva, Manuel de la Chica Narváez, Pedro Moncayo y José Joaquín de Olmedo, tomando en cuenta que es la zona de alta demanda y forma parte del centro histórico de la ciudad.

Como primer punto de partida, se realiza un diagnóstico actual de la red mediante levantamiento de información, considerando todos los elementos del sistema, los cuales están formados desde la subestación el número de alimentador, la red de bajo voltaje hasta el medidor de registro de consumo del usuario final que tiene como competencia EMELNORTE y se toma como referencia la base de datos del Sistema de Información Geográfica del (SIG) de la distribuidora.

Se efectúa un diseño estándar para las acometidas existentes, a dos hilos, tres hilos y cuatro hilos de la red trifásica; también se considera ductos y pozos de interconexión de la red eléctrica subterránea.

Con dicho levantamiento de información, se procede a realizar el diseño de la red soterrada de medio voltaje, bajo voltaje, alumbrado público y alimentación de la semaforización, se determina la topología de red, rutas, cámaras de transformación, calibres de conductores, diámetro de ductos, tomando en cuenta la proyección de la demanda futura, la cual considera el crecimiento de la población, crecimiento del comercio de la zona entre otros aspectos, los cuales reflejan la demanda del servicio eléctrico, el diseño se lleva a cabo con normas de construcción civil y eléctricas, las cuales están establecidas por el MERNNR con sus unidades de propiedad homologadas.

Con el resultado del diseño de la red soterrada se realiza el trazado de líneas, pozos, cámaras de transformación, sistemas de protección, seccionamiento, calibres de conductores entre otros que conforman el sistema.

En el ámbito técnico se analiza las condiciones actuales de la red aérea existente, con la nueva red soterrada, la cual fue diseñada. Esto se realiza con la ayuda de varios software utilizados por la empresa EMELNORTE, los cuales verifican la fiabilidad y viabilidad técnica mediante flujos de carga, niveles de voltaje y otros aspectos que determinan el comportamiento de la red.

Para la ejecución del proyecto es necesario la utilización de programas computacionales que permiten modelar el sistema en su mayoría que son usados por EMELNORTE.

#### **A6. VIABILIDAD DEL TRABAJO**

La disponibilidad de los recursos humanos es indispensable, en este caso la universidad mantiene un convenio con la empresa EMELNORTE, la cual proporciona los permisos adecuados para realizar el estudio de campo y levantamiento de información, de la misma manera el acceso a la red existente, incluyendo herramientas de software que se utilizan para el diseño.

Se dispone del recurso económico propio de manera que el proyecto no requiere de un financiamiento mayor para realizar el diseño de la red soterrada, ya que existe la colaboración con herramientas de software propias de la empresa distribuidora.

Con la ejecución de la investigación no se altera ni se causa ningún cambio en la red aérea existente, ya que es un diseño el cual va dirigido a presentes proyectos para que tomen como base el estudio a realizarse, para la elaboración y ejecución.

#### **A7. OBJETIVO GENERAL**

Realizar el diseño de una red soterrada de medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado público aumentando los niveles de confiabilidad del centro histórico de la ciudad de Ibarra comprendido entre las calles Juan Manuel de la Chica Narváez hasta la José Joaquín de Olmedo y desde la Pedro Moncayo hasta la German Grijalva.

## **A8. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Desarrollar un diagnóstico de la red existente en el área de estudio mediante un levantamiento de información del sistema y demanda eléctrica actual.
2. Analizar el estado del arte de las redes soterradas, topología, normalización y criterios de construcción.
3. Diseñar la red soterrada, incluyendo acometidas, en el centro de la ciudad de Ibarra, tomando en cuenta las normas y unidades de propiedad del MERNNR.
4. Realizar un análisis técnico económico de la red propuesta.

# CAPÍTULO 1

## Marco Teórico

### 1.1 Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia tiene la función de suministrar energía, en el cual está compuesto por tres etapas fundamentales las cuales son: generación, transmisión y distribución. El sistema está expuesto permanentemente a perturbaciones, cortocircuitos, fallas de equipos de protección y maniobra por la magnitud del sistema y a su comportamiento dinámico.

Para que la energía eléctrica llegue desde la generación a los centros de consumo, se necesita las llamadas redes de transmisión en alta tensión y redes de distribución de medio y bajo voltaje. Estas redes de distribución están formadas, principalmente, por líneas aéreas y subterráneas tanto de alta tensión (AT) como de baja tensión (BT) y por los centros de transformación. (Trashorras, 2013, pág. 2).

### 1.2 Red de distribución de energía eléctrica

Una red de distribución eléctrica técnicamente está compuesta, desde las subestaciones de distribución reductoras, hasta los usuarios finales. El sistema de distribución está constituido por los siguientes elementos:

- Subestación eléctrica
- Distribución primaria
- Centro de transformación
- Distribución secundaria
- Acometida
- Consumidor

#### 1.2.1 Subestación eléctrica

La subestación eléctrica es aquella que se encarga de reducir niveles de voltaje de subtransmisión en niveles de medio voltaje, en el caso de la empresa EMELNORTE reciben con líneas de subtransmisión en 69 kV el cual es reducida a niveles de distribución en 13.8kV y 6.3kV siendo voltajes de línea a línea que se les denomina alimentadores primarios y actúan juntamente con equipos de maniobra, seccionamiento y protección.

### **1.2.2. Distribución primaria**

“Constituye el conjunto de elementos tales como conductores, aisladores, estructuras de soporte, canalizaciones, equipos de protección, que operan al voltaje primario del sistema” (Duchisela , 2015, pág. 7)

Dichos alimentadores comienzan en las barras de media tensión en la subestación y terminan en los bushings de entrada de los transformadores de distribución.

#### **1.2.2.1 Alimentador primario**

Un alimentador primario es aquel que suministra energía desde la subestación hasta los transformadores de distribución, entre sus características son que dichos alimentadores tienen una extensión bastante grande, en general son trifásicos y normalmente su constitución es de forma radial ya que en su constitución grafica se asemeja a la de un árbol.

#### **1.2.2.2 Troncal**

La raíz principal de un sistema primario, se lo denomina troncal ya que tiene una capacidad de transporte mayor, que generalmente son construidos con conductores de aluminio en redes aéreas y de cobre en redes subterráneas, estos conductores son de mayor calibre así aumentando el nivel de corriente admisible y disminución de caídas de tensión, en su mayoría la troncal es trifásica.

#### **1.2.2.3 Derivación**

La ramificación que forma parte de una troncal se la denomina derivación, que está limitada por su capacidad de corriente así también de la misma manera por su capacidad de transporte que es mucho menor debido a sus componentes en su estructura.

Comúnmente las derivaciones se construyen trifásicas en lugares de alta demanda y monofásicas en partes rurales las cuales tienen demandas pequeñas.

### **1.2.3 Centro de transformación**

Es una instalación que mediante transformadores tiene la función de reducir niveles de medio voltaje en niveles de bajo voltaje o niveles de utilización que son suministrados a edificios, domicilios e industrias. (Garcia Trasancos, 2011)

#### **1.2.3.1 Componentes de un centro de transformación**

Los componentes principales de un centro de transformación son los siguientes:

- a. Aparata de maniobra y protección
- b. Transformadores
- c. Tableros de distribución principal

##### **a) Aparata de maniobra y protección**

(Garcia Trasancos, 2011) define “Es el conjunto de aparatos que se utilizan para la protección, conexión y desconexión de los circuitos eléctricos” (pág. 135).

Entre los elementos de maniobra y protección se encuentran: interruptores, seccionadores, fusibles, contactores, puestas a tierra, relés de protección, celdas de media tensión. En el caso del diseño se determinará, dependiendo del nivel de confiabilidad, el uso de celdas de media tensión instaladas en centros de transformación, ya que prestan mayor seguridad debido a que cuentan con cámaras de extinción de arco eléctrico mediante hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

##### **b) Transformadores**

Equipos encargados de reducir niveles de voltajes altos a voltajes bajos o viceversa por medio de la relación de transformación y es la conexión entre los circuitos primarios con los secundarios, actualmente el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNR) que dispone la homologación de las capacidades de potencias nominales para los transformadores instalados en la red, las cuales están indicadas en la Tabla 1.

TABLA 1. Capacidad nominal de transformadores homologados

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES		
3	50	250
5	75	300
10	100	350
15	112.5	400
25	125	500
30	150	600
37.5	167	750
45	200	1000

Fuente: (MEER, 2016)

Se puede instalar potencias diferentes a las indicadas, dependiendo de su demanda, los transformadores pueden ser instalados en postes, a nivel del piso y en cámaras de transformación subterráneas.

La conexión de los transformadores trifásicos en su mayoría se realiza de forma delta en el lado primario y en estrella en el lado secundario así ayudando a no introducir armónicos de orden impar especialmente los terceros armónicos. (Yebra Morón , 2009).

### c) Tableros de distribución principal

EL tablero de distribución principal es aquel que, mediante las barras internas de bajo voltaje, permite distribuir energía en circuitos de forma ordenada, pudiendo así seccionar mediante interruptores termomagnéticos, dichos tableros permiten distribuir equilibradamente en partes iguales las cargas en las barras y no sobrecargar a una sola línea.

#### 1.2.4 Distribución secundaria

Es la parte final de un sistema eléctrico, ya que está vinculado directamente con los consumidores finales o la carga que es el final del sistema de distribución, actualmente en la empresa EMELNORTE se manejan voltajes de 120/240 a tres hilos monofásico y 127/220 V trifásicos a cuatro hilos. En este nivel de voltaje es más factible realizar varios circuitos, dependiendo de las cargas de los abonados y su uso.

### **1.2.5 Acometidas**

Es el tramo de conexión de la red secundaria hacia el medidor de suministro de energía eléctrica, la cual puede ser aérea o subterránea que, dependiendo de la demanda de los usuarios, será monofásica o trifásica, por medio del equipo de medición la empresa distribuidora, determina la energía consumida por cada usuario, con la cual procederá a la facturar y cobrar el valor correspondiente.

### **1.2.6 Consumidor**

(NTE INEN 1753, 1990) define “como “abonado” o “cliente” a cualquier persona natural o jurídica que ha suscrito un convenio (solicitud de servicio) con la empresa para el suministro de energía eléctrica dentro de una residencia, establecimiento, edificio o, local.”

### **1.2.7 Tipos de redes de distribución**

Entre los tipos de redes de distribución se encuentran las siguientes:

- Redes de distribución según su construcción
- Redes de distribución de acuerdo con el tipo de carga
- Redes de distribución de acuerdo con su ubicación geográfica

#### **1.2.7.1 Redes de distribución según su construcción**

##### **a) Redes de distribución aéreas**

Según (Ramirez , 2004, pág. 6). “En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto.”

Las partes principales que conforman este tipo de red son:

- Postes
- Crucetas
- Herrajes
- Aisladores
- Transformadores
- Sistemas de protección y seccionamiento

Las principales desventajas, en relación con las redes subterráneas, es que posee un mal aspecto que forman parte de la contaminación visual, menor confiabilidad debido a la suspensión de energía y a la exposición del hurto de energía o conexiones clandestinas.

#### b) Redes de distribución subterráneas

Este tipo de redes permite colocar líneas eléctricas por debajo de la tierra, están conformadas por ductos, pozos, conductores, cámaras de transformación, equipos de seccionamiento y protección.

Son utilizadas y tomadas en cuenta por los departamentos de planificación, en los centros de las ciudades por la razón de urbanismo, contaminación visual, seguridad a los usuarios y personal que maneja el sistema, es necesario realizar este tipo de redes debido a que presentan un nivel alto de confiabilidad, ya que tienen un bajo coste de mantenimiento y no está expuesto a conexiones clandestinas que perjudican a las empresas distribuidoras de energía o a cortes de suministro por descargas atmosféricas.

Su implementación tiene un costo inicial alto en comparación con las redes convencionales, pero una rentabilidad mayor a la convencional ya que el tiempo de vida útil es mayor.

#### **1.2.7.2 Redes de distribución de acuerdo con el tipo de cargas.**

La empresa distribuidora de energía EMELNORTE posee cargas que se clasifican en diferentes tipos, ya que tienen un comportamiento diferente, es importante conocer las características y comportamientos de cada una de ellas. Mediante un análisis de dichas cargas, se determina los centros de transformación más idóneos para el diseño, tomando en cuenta métodos para una buena calidad de servicio y se definen de la siguiente manera:

##### **a) Cargas residenciales**

Este tipo de cargas se caracterizan por ser resistivas y en generalidad son concentraciones de domicilios que contienen electrodomésticos y aparatos eléctricos pequeños de baja potencia con poca carga inductiva, su demanda no es notablemente considerable debido a que son residencias, condominios, urbanizaciones etc. (Ramírez , 2004).

## **b) Cargas comerciales**

Según (González, 2015, pág. 11). “Es aquella que presenta un alto grado de comercialización, donde la gran densidad de carga obliga a cambiar sistema aéreo por subterráneo, ya que éste ofrece mayor continuidad y mejora la estética de la ciudad.”

## **c) Cargas industriales**

Presentan un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. La mayoría de los clientes deben corregir el factor de potencia. Se debe controlar que las horas de mayor consumo de estos sectores no coincidan con las horas pico de los usuarios residenciales. Es muy común que los circuitos industriales manejen niveles de tensión de 13,8kV o un nivel de tensión mayor al usado para realizar distribución en sectores residenciales. (Narvaez & Prado , 2012, pág. 28)

### **1.2.7.3 Redes de distribución de acuerdo con su ubicación geográfica**

Las redes de acuerdo con su ubicación geográfica se clasifican en: redes urbanas, suburbanas, rurales y turísticas, que permiten definir la topología de los alimentadores primarios y tomar en cuenta los niveles de caída de tensión e índices de calidad de servicio que establece el INEN y el ARCONEL.

### **1.2.8 Topología de la red**

La topología de la red es la cual proporciona niveles de confiabilidad según su configuración, permitiendo que la desconexión del suministro sea mínima, la cual está influenciada de diferentes factores. Existen varios tipos de topología y estos son los más usuales:

- Tipo anillo
- Tipo radial
- Tipo malla

#### **1.2.8.1 Tipo anillo**

La topología tipo anillo se caracteriza por tener una sola troncal y no posee derivaciones primarias ni secundarias, se alimenta de dos puntos diferentes pudiendo ser de la misma o diferente subestación, su forma como se indica en el diagrama unifilar de la Figura 1, se asemeja

a un anillo, la mayoría de las veces su operación es radial con un punto normalmente abierto que sirve de interconexión en casos de emergencia, aumentando la fiabilidad del sistema. (Yeber Morón , 2009)

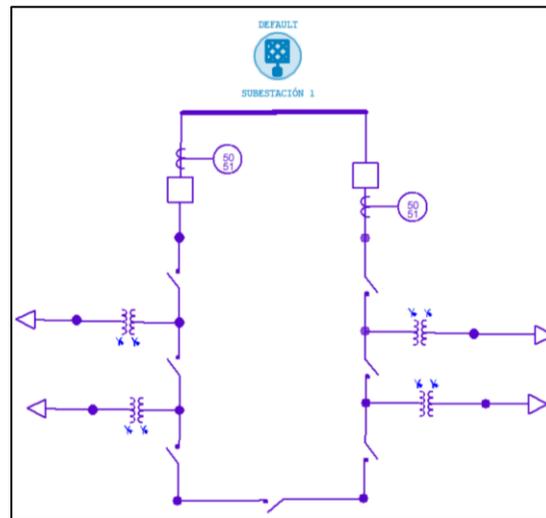


Fig. 1 Topología tipo anillo. Fuente: (EMELNORTE, 2019)

### 1.2.8.2 Tipo radial

Esta topología está fundamentada en que la energía está distribuida desde la fuente hacia la carga (Figura 2). Se toma en cuenta que si ocurre una falla todo el sistema se vería afectado, obligando a cortes de suministro, entre sus características es que es fácil de operar, posee un diseño y construcción fácil y tiene un costo reducido con respecto a el sistema en anillo. (Duchisela , 2015).

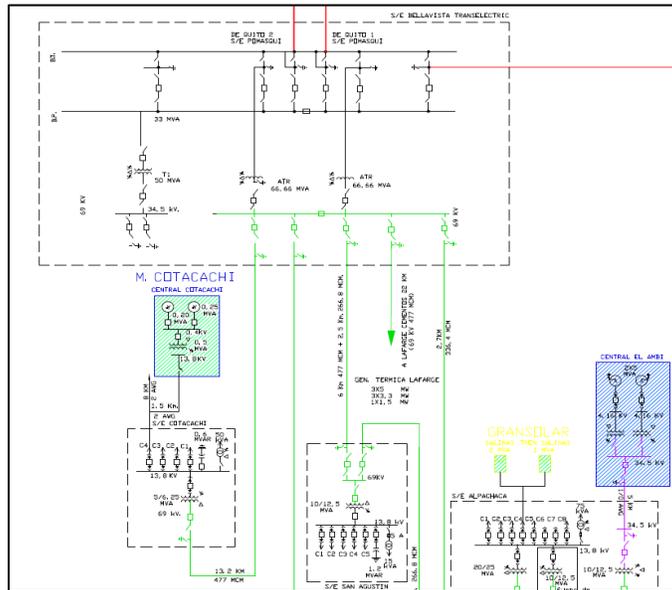


Fig. 2. Topología tipo radial. Fuente: (EMELNORTE, 2019)

En el sistema de distribución de EMELNORTE, en algunos casos las redes radiales tienen un punto de conexión con otro alimentador, esto se lo denomina transferencia, en momentos de emergencia en el caso que ocurra una falla, se aísla la falla y se interconecta con otro alimentador cercano, el cual debe estar en condiciones de soportar el nivel de carga del alimentador en falla, se realiza estratégicamente mediante reconectadores que permiten mantener el servicio y el corte de suministro sea mínimo.

### 1.2.8.3 Tipo malla

Su principal característica es que sus alimentadores secundarios forman una malla, los alimentadores primarios pueden ser radiales o en anillo, en cada uno de estos alimentadores están conectados transformadores de distribución y no se encuentran eléctricamente adyacentes, la desventaja de esta topología es que al momento de diseñar las líneas, no es recomendable colocara al alimentador a carga máxima, ya que, se debe considerar a los demás alimentadores para que puedan soportar la carga del alimentador que entre en falla, esto depende del número de primarios que aporten energía en la red, haciendo al sistema más costoso por el uso de equipos de mayor tamaño.

En la Figura 3, se muestra la configuración de la topología tipo malla.

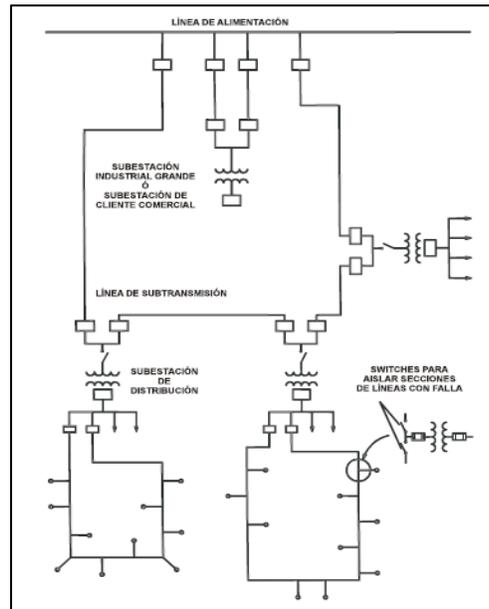


Fig. 3. Topología tipo malla. Fuente: (Viakon, 2011)

### 1.3 Factores de diseño de la red eléctrica subterránea

Los factores que se utilizan para el diseño de redes eléctricas y centros de transformación, en el presente estudio son regidos por el Departamento de Estudios Eléctricos de la empresa Emelnorte, el cual define la metodología que se debe utilizar en el caso que se realice un rediseño de las redes existentes las cuales son:

- Carga instalada
- Demanda máxima
- Demanda máxima coincidente
- Demanda coincidente total
- Factor de coincidencia
- Demanda de diseño
- Caída de tensión

### 1.3.1 Carga instalada

Se denomina la sumatoria de todas las cargas o potencias conectadas en la red, las cuales se expresan en kVA, kW, MVA o MW mediante la Ecuación 1. (Ramirez , 2004)

$$Ci = \sum kW \quad (1)$$

Donde:

Ci: Cargas instaladas, [kW].

kW: Carga instalada, [kW].

### 1.3.2 Demanda

La demanda es una cantidad cuya medida depende del caso de estudio: amperios para la selección o reemplazo de conductores, fusibles, o de interruptores, ajuste de protecciones y balanceo de cargas; kilovatios para la planeación del sistema, estudios de energía consumida, energía no vendida y energía perdida; kilovoltamperios para la selección de la capacidad de transformadores y alivio de carga. (Espina , 2003, pág. 8)

### 1.3.3 Demanda máxima

La demanda máxima (DM) es la máxima demanda que exige una carga o una instalación en un periodo de tiempo, la cual nos indica que potencia debe tener los alimentadores para suministrar energía sin interrupciones, también se conoce como demanda pico y es necesario sumar todas las demandas de los circuitos de derivación. (Enríquez Harper , 2004).

Para determinar la demanda máxima de un abonado se define que, la demanda coincidente de 5 usuarios con el factor de coincidencia de los mismo y mediante la división del número de muestras se determina la demanda individual de un usuario. (EMELNORTE, 2018)

Se utiliza la Ecuación 2: (EMELNORTE, 2018)

$$Dind = \frac{DMcoin(5usuarios)}{\frac{Fc (5 usuarios)}{5}} \quad (2)$$

Donde:

Dind: Demanda individual [kW].

DMcoin: Demanda máxima coincidente [kW].

Fc: Factor de coincidencia

### 1.3.4 Demanda máxima coincidente

Para determinar la demanda máxima coincidente de 5 abonados, se utiliza la Ecuación 3, la cual contiene dos factores que son; factor A y factor B correspondientes al método de la Rural Electrification Administración (REA), en el cual el factor A en todos los casos tendrá un valor 11,1245 como una constante y el factor como se indica en la Ecuación 4 depende directamente del consumo o promedio anual que tenga el usuario en kWh, en este caso es la energía consumida que es facturada. (EMELNORTE, 2018)

$$DM_{coin} = (Factor A) * (Factor B) \quad (3)$$

$$Factor B = 0,005925 * \left(\frac{kWh}{mes}\right) * 0.885 \quad (4)$$

### 1.3.5 Demanda coincidente total

Es la sumatoria de las demandas coincidentes multiplicadas con el factor de coincidencia del número de demandas individuales y se expresa mediante la Ecuación 5: (EMELNORTE, 2018)

$$DM_{Ctotal} = fc * \sum D_{ind1} + D_{ind2} + D_{ind3} \dots \dots D_{indn} \quad (5)$$

Donde:

DMCtotal: Demanda máxima coincidente total. [kW].

fc: Factor de coincidencia correspondiente al número de abonados.

### 1.3.6 Factor de coincidencia

“Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación” (Ramirez , 2004, pág. 31). Se define por medio de la Ecuación 6: (EMELNORTE, 2018)

$$Fc = \frac{DM_{coincidente}}{\sum DM_i} \quad (6)$$

Emelnorte establece que:

- a) En el caso de que el número de usuarios de abonados sea de 1 a 4 se aplica los valores indicados en la siguiente Tabla 2: (EMELNORTE, 2018)

TABLA 2. Factor de coincidencia 1-4 abonados

# Usuarios	fc
1	1
2	0,65
3	0,55
4	0,5

Fuente: (EMELNORTE, 2018)

- b) En el caso de tener más de 5 abonados el factor de coincidencia se obtiene partiendo de la siguiente ecuación: (EMELNORTE, 2018)

$$Fc = e^{-0,7243} * n^{-0,128443} + 0,037 \quad (7)$$

Donde:

Fc: Factor de coincidencia

N: Número de abonados (5 en adelante).

### 1.3.7 Demanda de diseño (DD)

Se expresa en kVA, permite el dimensionamiento de los elementos que conforman el sistema de la red eléctrica y el cálculo de caída de tensión. Para el dimensionamiento se considera valores de demanda de diseño los cuales determina la NTE INEN 1753 para los siguientes periodos:

- Red primaria 15 años
- Centros de transformación y circuitos secundarios 10 años

Para determinar la demanda de diseño se toma en cuenta la demanda del alumbrado público y la demanda de perdidas técnicas dividido con su factor de potencia mediante la Ecuación 8: (EMELNORTE, 2018)

$$DD = \frac{DMC_{total} + DAP + DPT}{Fp} \quad (8)$$

Donde:

DD: Demanda de diseño [kVA].

DMCtotal: Demanda máxima coincidente [kW].

DAP: Demanda de alumbrado público [kW].

DPT Demanda de pérdidas técnicas [kW].

FP: Factor de potencia

### 1.3.8 Caída de tensión

Al transportar una corriente por medio de un conductor se produce una pérdida de potencia, y de igual manera una caída de tensión o pérdida en el conductor la cual es la diferencia entre las tensiones de la salida de la subestación y el último punto de terminal del circuito los cuales no deben superar el porcentaje establecido en la Tabla 3, regido por la NTE INEN 1753 por lo general esto sucede cuando las líneas son bastante extensas. (Saucedo , 2001).

TABLA 3. Nivel de caída de tensión

USUARIO Tipo	REDES DE DISTRIBUCIÓN: CARACTERISTICAS GENERALES												
	Configuración de circuitos				Regulación %			Sección Min. De conductores aislados-Cu					
	Alta tensión AT	Baja tensión BT	Alumbrado público -AP		Alta tensión		Baja tensión	Alta tensión		Baja tensión		Alumbrado	
			Factor de Uniformidad	Nivel ilumin. (Luces)	Urbano (1)	Rural (1)		mm <sup>2</sup>	AWG	mm <sup>2</sup> (2)	AWG	mm <sup>2</sup>	AWG
A	Trif.	Trif.	35	0,30	4	7	3	54	1/0	67	2/0	13	6
B	Trif. o Monof	Trif. o Monof	30	0,30	4	7	3,5	33	2	54	1/0	13	6
C	Trif. o Monof	Trif. o Monof	25	0,30	4	7	4	-	-	-	-	-	-
D	Monof.	Monof.	20	0,25	4	7	4,5	-	-	-	-	-	-
E	Monof.	Monof.	10	0,20	4	7	5	-	-	-	-	-	-
F	Monof.	Monof.	10	0,20	4	7	5	-	-	-	-	-	-

NOTA1. Las empresas eléctricas garantizarán que los valores de la regulación, ó caída maxima de tension, en el punto de alimentación a la urbanización, que indiquen, sean los maximos señalados en esta Norma.  
NOTA2. El calibre de alimentadores a bloques multifamiliares se determinará en base a las demandas de diseño y a la regulacion de voltaje.

Fuente: (NTE INEN 1753, 1990)

## 1.4 Proyección de la demanda

La proyección de la demanda permite determinar o estimar la demanda futura como crecerá el sistema, con dicho análisis las empresas distribuidoras de energía realizan planificaciones futuras ya sea en sistemas de transmisión o distribución, y así construir redes con mayor confiabilidad ya que la proyección de la demanda es un punto clave en la planificación de un sistema.

Existen varios tipos de métodos para realizar este tipo de análisis, los cuales utilizan técnicas de análisis tendencial, estadísticas, crecimiento poblacional o usos de suelos, hoy en día se desarrolla sistemas con redes neuronales artificiales que permiten determinar cómo crecerá la demanda y entre los más utilizados son:

- Método estadístico mediante regresión.
- Método estadístico series de tiempo.
- Método estadístico mediante redes neuronales.
- Método por micro áreas.

### 1.4.1 Método de micro áreas

(Ariza Ramírez, 2013, pág. 82) indica: “Este método propone que la zona de estudio sea dividida en varias zonas pequeñas llamadas micro áreas y esta división debe realizarse tomando en cuenta el sistema eléctrico existente”

Las micro áreas pueden ser escogidas entre dimensiones de  $0.25 \text{ km}^2$ ,  $1 \text{ km}^2$ ,  $5 \text{ km}^2$ ,  $7 \text{ km}^2$ , etc, se puede hacer el uso de micro áreas mas pequeñas así definiendo su resolución es recomendable siempre que las microáreas seas simétricas para evitar inconvenientes futuros.

En el método de micro áreas existe dos etapas de análisis:

- Uso de tierra
- Tendencia (Demanda de energía eléctrica)

### 1.4.2 Índice de saturación

Es la relación entre la carga eléctrica y el área que ocupa la misma, dando como resultados índices que determinan el crecimiento por cada tipo de zona y si se tiene un área con características similares se realiza un promedio general, en caso contrario el índice se realiza para cada tipo de uso de zona y se expresa mediante la Ecuación 9: (EMELNORTE, 2018)

$$I_s = \frac{D_{max\_sat\_i}}{A_{t\_i}} \quad (9)$$

Donde:

Is: Índice de saturación. [kW]

Dmax\_sat\_i: Demanda máxima de saturación en la microárea i. [kW]

At\_i: Área total habilitada en la microárea i. [m<sup>2</sup>]

#### 1.4.3 Calculo del área total habilitada por micro área

Estos artificios matemáticos ayudan a poder determinar el área que en realidad está ocupada, tomando en cuenta que las aceras y calles son de uso de servicios básicos el cual no se toma en cuenta para la proyección, si no solamente el área neta de construcción y se determina mediante las Ecuaciones 10,11 y 12: (EMELNORTE, 2018)

$$A_{hp\_i} = A_{n\_i} * COS \quad (10)$$

$$A_{p\_i} = A_{hp\_i} * h \quad (11)$$

$$A_{t\_i} = \sum A_{p\_i} \quad (12)$$

Donde:

Ahp\_i: Área total habilitada por zona en la microárea i. [m<sup>2</sup>]

An\_i: Área neta por zona en la microárea i. [m<sup>2</sup>]

COS: Coeficiente de ocupación del suelo en la planta baja. [%]

Ap\_i: Área permitida por zonificación en la microárea i. [m<sup>2</sup>]

h: Altura máxima de pisos de las edificaciones.

At\_i: Área total habilitada en la microárea i. [m<sup>2</sup>]

#### 1.4.4 Demanda proyectada

Es la multiplicación del índice de saturación y el área habilitada proyectada a su límite constructivo y se utiliza la Ecuación 13: (EMELNORTE, 2018)

$$Ds_i = At_i * Is \quad (13)$$

Donde:

Ds<sub>i</sub>: Demanda máxima de saturación en la microárea i. [kW]

At<sub>i</sub>: Área total habilitada en la microárea i. [m<sup>2</sup>]

Is: Índice de saturación. [kW]

#### 1.5 Parámetros para el diseño y construcción de la red subterránea

Para realizar la conexión de las instalaciones y poner en funcionamiento el sistema es necesario tener en cuenta las normas y regulaciones de construcción que rige el MEER. En esta sección se fundamenta teóricamente los elementos a utilizarse en el diseño. En este caso se especifica más técnicamente las redes de distribución subterránea, con la finalidad dar a conocer la información que va a ser considerada para el desarrollo del trabajo.

Como punto de partida se considera la recopilación de información de la red instalada, en este caso es una red aérea, la cual ayuda a determinar la demanda actual y futura que requiere el sistema, mediante la proyección de la demanda, a continuación, se procede al dimensionamiento de cada elemento de la nueva red a desarrollarse, como primer punto se realiza el trazado y la ubicación de cada uno de los elementos, los cuales están regulados y establecidos en normas de construcción civil y eléctrica.

Más adelante se expone cada una de las características técnicas, las cuales se deben aplicar en la construcción de obra civil y eléctrica de la red subterránea.

##### 1.5.1 Normas

Las normas rigen las especificaciones técnicas tanto en el ámbito de construcción civil como la construcción eléctrica, en este caso indican los materiales, elementos, equipos y accesorios que se debe usar, las normas técnicas que rigen son:

- MERNNR: el ministerio de energía estandariza los materiales de construcción, especificaciones técnicas, homologación de unidades de propiedad, manuales de construcción.

- INEN: conforman la mayoría de los materiales los cuales se van a utilizar, se encarga de realizar pruebas de ensayo a los diferentes tipos de materiales y pone en consideración para su ejecución mediante normas.
- ARCONEL: es la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ente que regula los niveles de calidad de la energía que deben suministrar las empresas distribuidoras
- EMELNORTE: estipula reglamentos internos para la ejecución de proyecto de redes de distribución eléctrica y deben ser cumplidos para su validación por la empresa para su ejecución.

Este conjunto de normas conforma un solo cuerpo al momento del diseño y construcción de las redes subterráneas, garantizando la fiabilidad del sistema.

### 1.5.2 Homologación de las unidades de propiedad

La homologación permite realizar un sistema estándar para su identificación con el código nemotécnico de las redes subterráneas, el cual tiene como objetivo estandarizar los materiales y equipos que se utilizan, poniendo en consideración las especificaciones técnicas de cada componente de la red y a su vez definir la simbología que se debe ocupar para todo diseño futuro de proyectos de redes subterráneas. (MEER, 2016).

### 1.5.3 Identificador nemotécnico de las unidades de propiedad

El identificador nemotécnico permite conocer como están estructuradas las redes subterráneas de distribución, las cuales se dividen en cinco campos como se observa en la Figura 4, siendo los dos primeros campos las unidades de propiedad y las tres siguientes las unidades de construcción. (MEER, 2016).

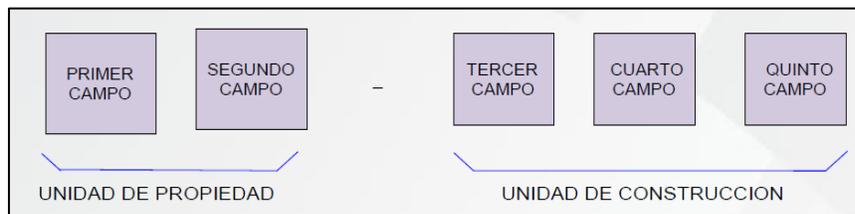


Fig. 4. Identificador nemotécnico. Fuente: (MEER, 2016)

Las unidades de propiedad definen a que grupo pertenecen los elementos instalados en la red y el segundo campo a el nivel de voltaje de servicio a los cuales están sirviendo dichos elementos.

Las unidades de construcción indican como están conformadas constructivamente tomando en cuenta número de fases, disposición de los elementos y función o especificación. La unión de las unidades de propiedad y las unidades de construcción conforman un código nemotécnico que permite identificar como esta realizado, en el presente diseño se toma en cuenta la codificación nemotécnica de la homologación establecida por el MEER en el capítulo 1.

#### **1.5.4 Simbología**

La simbología es una representación gráfica de los elementos eléctricos de gran importancia, debido a que se puede identificar fácilmente, se utilizan al realizar diagramas unifilares y planos, así representando los elementos que conforman la red que están homologados en la norma y se encuentra en la sección 6 del MEER en el cual consta la simbología de los elementos del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (Anexo A).

#### **1.5.5 Elementos de una canalización**

En una red subterránea los elementos primordiales para poder cumplir su función es que su topología no debe ser vista, uno de los principales elementos de suma importancia es la canalización que deben ser realizadas bajo normas técnicas que rigen los entes reguladores para la instalación y fabricación de estos. (MEER, 2016).

##### **1.5.5.1 Banco de ductos**

Generalmente son destinados a proteger a los conductores que pasan a través de los ductos, cuyas dimensiones varían según el calibre de conductor, nivel de voltaje los cuales deben poseer la capacidad para disipar el calor de dichos conductores.

La instalación de los ductos debe de ser de tubo PVC de pared estructurada e interior lisa las cuales estipulan en la norma NTE INEN 2227 y NTE INEN 1869 en la Tabla 4. Los ductos que son previstos como reserva o proyectados sin utilizarse deben colocarse tapones evitando el ingreso de residuos.

TABLA 4. Ductos y tubería metálica para emplear en las canalizaciones y transiciones

Calibre del conductor (AWG o kcmil)	Tensión	Diámetro del ducto (mm)	Transición Ducto (mm)
1/0,2/0,3/0,4/0,250,300,350,500	35	160	160
2,1/0,2/0,3/0,4/0,250,300,350	15-25	110	110
500	15-25	160	160
4, 2, 1/0,2/0,3/0,4/0	0.6	110	110
6,4,2,1/0	0.6(Alumbrado Público y acometidas)	50	50

Fuente: (MEER, 2016)

(MEER, 2016) establece en los criterios de homologación para banco de ductos la “separación entre ductos se deben utilizar separadores prefabricados de PVC, para mantener uniformidad separación en todo el trayecto del banco de ductos, lograr una distribución uniforme del material de relleno entre ductos y permitir una mejor disipación de calor”.

### 1.5.5.2 Separadores de tubería

En el manual de construcción del MEER, se establece que los separadores de tuberías deben de ser de láminas de PVC como indica en la Figura 5, se utilizan generalmente para mantener la uniformidad de los ductos, la separación debe ser de 5 cm entre ductos del mismo banco, independientemente del nivel de voltaje y el diámetro del ducto. (MEER, 2016)

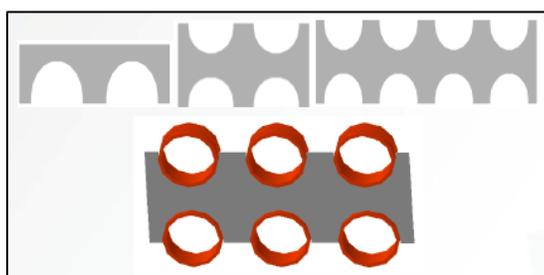


Fig. 5. Separadores de tubería. Fuente (MEER, 2016)

### 1.5.5.3 Ancho de zanja

Para determinar el ancho de las zanjas donde se coloca los ductos se expresa mediante la Ecuación 14: (MEER, 2016)

$$Bd = N * D + (N - 1)e + 2x \quad (14)$$

Donde:

Bd: Ancho de la zanja. [mm]

N: Número de tubos (vías) en sentido horizontal.

D: Diámetro del tubo. [mm]

e: Espacio entre tubos (Mínimo 50mm). [mm]

x: Distancia entre la tubería y la pared de la zanja (Mínimo 100mm). [mm]

#### 1.5.5.4 Pozos

Es el lugar donde se concentran los ductos, los cuales se utilizan para cambio de dirección de la topología de la red las cuales tienen dimensiones establecidas que se indica en la Tabla 5, cuya distancia de pozo a pozo en rectas es de entre 30 a 60m dependiendo del diseño y la densidad de abonados, dentro de los pozos todos los accesorios y cables deben estar sujetos a la pared con el fin de mantener orden y un espacio limpio de trabajo.

Constructivamente los pozos se deben realizar con paredes de hormigón de  $210Kg/cm^2$  cuando son en calzada y de paredes de ladrillo o bloque en acera la cual tendrá como mínimo 12 cm de espesor. Las tapas para los pozos se construyen generalmente de hormigón o de acero dúctil.

La construcción de los pozos en su mayoría se construye de forma rectangular o cuadrada, en casos especiales se los realiza de forma octogonal, dependiendo el ángulo que forme la topología de la red. (MEER, 2016)

TABLA 5. Dimensiones de pozos

TIPOS	Largo (m)	Ancho (m)	Profundidad(m)	Aplicación
Tipo A	0.60	0.60	0.75	AP-ACOMETIDA
Tipo B	0.90	0.90	0.90	MV-BV-AP
Tipo C	1.20	1.20	1.20	MV-BV-AP
Tipo D	1.60	1.20	1.50	MV-BV-AP
Tipo E	2.50	2.00	2.00	MV-BV-AP

- Las profundidades indicadas en la tabla son mínimas y podrán aumentar dependiendo de la cantidad de ductos a instalarse.
- Los pozos tipo C serán utilizados para derivaciones de bajo voltaje
- Los pozos tipo C y D se construirán con 2 tapas que cubran el área de este.
- En el pozo tipo E se podrán colocar pozos premoldeados para derivación y seccionamiento. Este tipo de pozo irá con una tapa de hierro esferoidal
- Los Pozos tipo D y E se construirán normalmente en las esquinas.

Fuente: (MEER, 2016)

#### **1.5.5.5 Soportes**

Los soportes sirven exclusivamente para la sujeción de los conductores, los cuales están dentro de los pozos y tienen como función mantener en orden, están contruidos normalmente de acero galvanizado y en unos casos de fibra de vidrio como requerimiento del MEER, deben de soportar la masa de los cables, los cuales han sido sujetos a los soportes y su distancia debe ser a 10 cm del piso como longitud mínima.

#### **1.5.6 Cámaras eléctricas de transformación**

Las cámaras eléctricas deben de albergar transformadores y sistema de seccionamiento, como se indica deben ser de uso exclusivo para energía eléctrica, para su diseño es necesario tomar en cuenta el sistema de iluminación, ventilación, drenaje y facilidad acceso para el personal de mantenimiento de las empresas distribuidoras de energía, es importante que al momento de la construcción es preciso elegir el lugar idóneo desde el punto de vista técnico eléctrico y sus facilidades.

Las dimensiones de dichas cámaras pueden variar dependiendo del número de transformadores a instalarse y su potencia. Los equipos que son montados en las cámaras tienen que ser nuevos de primera calidad y con sus respectivas certificaciones que satisfagan su necesidad eléctrica y mantenga su operatividad, los transformadores exclusivos para redes subterráneas son:

- Transformadores tipo sumergibles
- Transformadores tipo pedestal
- Transformadores convencionales con frente muerto.
- Transformador tipo seco

### **1.5.6.1 Bases de hormigón para instalación de equipos**

Todos los equipos para instalar en cámaras de transformación deben tener una base la cual permite la sujeción de este para que los equipos no estén directamente en el piso, las dimensiones de las cámaras dependen directamente de los equipos a ser instalados; el MEER establece que en cámaras de transformación tipo pad mounted es adecuado realizar una cerca con su respectiva señalización para evitar accidentes.

### **1.5.7 Dispositivos de seccionamiento y protección**

(Anaya, Domínguez , & Peña, 2011) indica que los dispositivos de seccionamiento y protección tienen la función de energizar o desenergizar un circuito cuando ocurre una anomalía en su funcionamiento, dichos elementos operan. Las ventajas de estos dispositivos, es que protegen a los elementos conectados en la red así ayudando a disminuir daños económicos.

En las redes subterráneas exclusivamente en las derivaciones de media o baja tensión es preciso utilizar dispositivos de seccionamiento y protección los cuales permiten en momentos de falla ser selectivos, así solo cortando el suministro en dicha falla, para interruptores es común instalar celdas modulares aisladas en hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) que extinguen el arco eléctrico.

### **1.5.8 Accesorios y conectores**

Los accesorios y conectores que se utilizan en las redes de distribución subterráneas son de una construcción especial que tienen la función de hacer la interconexión entre conductores y equipos que sirven para aislar partes vivas del sistema y brindar un mejor blindaje aumentando los niveles de confiabilidad y prevención de riesgos de accidentes por contacto.

### **1.5.9 Conductores**

Los conductores son aquellos materiales que permiten el flujo de la corriente que distribuye uniformemente por su superficie y poseen una resistencia baja en su mayoría los conductores son metálicos con algunas aleaciones que mejoran la conductividad en el caso de las redes subterráneas los conductores poseen características especiales para su uso.

### 1.5.9.1 Aislamiento de conductores

(Short, 2004) puntualiza que son aquellos que retiene los electrones que están circulando por el conductor, el cual soporta un voltaje significativo dependiendo de su diseño, el aislamiento es robusto en cuanto a capacidad ya que está expuesto a altas temperaturas y sobrecargas cuando ocurren cortocircuitos, en la actualidad, para los sistemas de redes subterráneas se usa polietileno, polietileno reticulado (XLPE), etileno propileno (EPR) y el PVC, que impide que se forme el efecto corona en el conductor y se fugue la corriente.

### 1.5.9.2 Conductores de medio voltaje

La normativa establece que, para las redes subterráneas en medio voltaje, es adecuado utilizar cables monopolares de cobre aislado con polietileno reticulado (XLPE) con un nivel de aislamiento del 100% y 133% como se muestra en la Figura 6, o a su vez polietileno reticulado retardante (TRXLPE) para niveles de voltajes 15k,25kV y 35kV. (MEER, 2016)

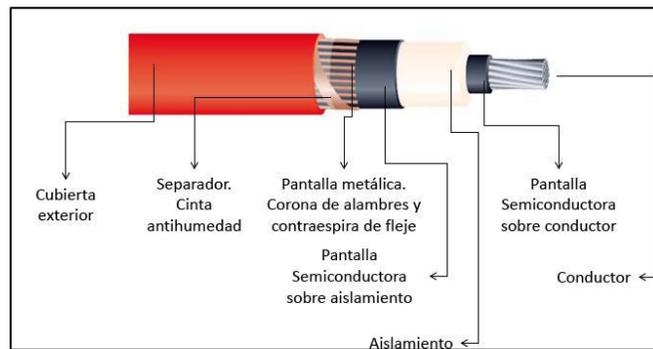


Fig. 6. Conductor de media tensión con aislamiento (XLPE). Fuente: (MEER, 2016)

Para determinar la corriente de un alimentador se realiza mediante la Ecuación 15. (EMELNORTE, 2018)

$$I = \frac{D_{maxP}}{\sqrt{3} * V_{LL} * \cos \phi} \quad (15)$$

Donde:

I: Corriente por el conductor [A]

D<sub>maxP</sub>: Demanda máxima proyectada [kW]

V<sub>LL</sub>: Voltaje de línea a línea [kV]

cos $\phi$  : Factor de potencia [%]

### 1.5.9.3 Conductores de bajo voltaje

(MEER, 2016) menciona que, en las redes secundarias de bajo voltajes es preciso utilizar conductores de cobre con un voltaje de servicio a 2.000V con aislamiento TTU o polietileno (PE) y recubrimiento de PVC, como se ilustra en la Figura 7, los cuales son instalados para acometidas, alumbrado público y redes secundarias, deben de ser monopolares concéntricos de 19 hilos.

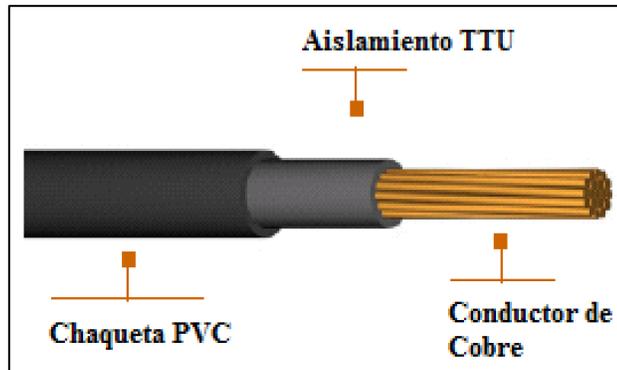


Fig. 7. Conductor de baja tensión (TTU). Fuente: (Aucapiña & Niola , 2012)

### 1.5.10 Transición de red aérea a subterránea

(MEER, 2016) refiere lo siguiente, la transición de red aérea a subterránea o viceversa, es comúnmente usado en redes mixtas, las cuales deben ser construidas bajo normas establecidas por las empresas eléctricas o entes reguladores, en su mayoría la transición en medio voltaje se realiza en postes cuya medida es de 12m para redes de medio voltaje y de 10m en redes de bajo voltaje, previo a su conexión se utiliza puntas terminales, las cuales dependen del nivel de voltaje a usarse se muestra en la Figura 8.

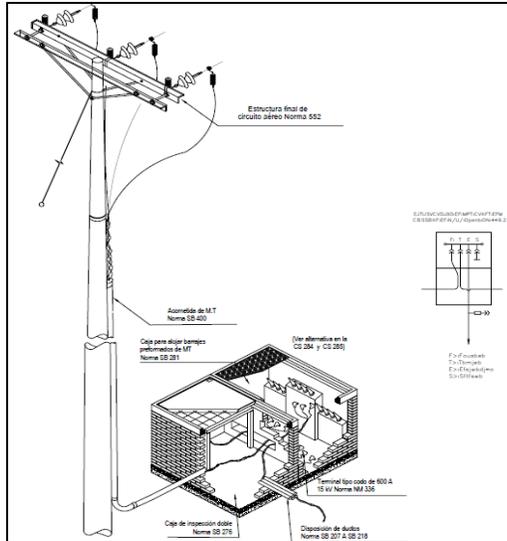


Fig. 8. Transición Subterránea. Fuente: (Enertolima, 2011)

### 1.5.11 Alumbrado público

(CONELEC, 2011) define: “Constituye la iluminación de zonas públicas o privadas, destinadas a la movilidad, ornamentación y seguridad; incluye al alumbrado público general, ornamental he intervenido” (pág. 2).

El alumbrado publico se seleccciona en el diseño mediante la densidad del flujo vehicular y peatonal, manteniendo los niveles optimos de luminosidad, el cual se determina mediante la regulacion que rige el Arconel 005/14 conservando niveles de uniformidad, es recomendable usar el tipo de luminaria existente en la zona, hoy en dia el ministerio de energia recomienda utilizar luminarias mas eficientes como son las de tipo diodo emisor de luz (LED).

## 1.6 Herramientas y software

Hoy en día con el avance tecnológico se han creado varios tipos de programas que son utilizadas para realizar cálculos, dibujo, diseños y simulaciones, las cuales se asemejan a la realidad, logrando tomar decisiones acertadas antes de su ejecución y que facilitan en la ingeniería de estudios eléctricos conocer cómo se comportan los sistemas, mejorando y optimizando tiempo mediante procesos óptimos y seguros.

### 1.6.1 ArcGIS

El ministerio de energía, estipula que todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben de poseer toda su red en el sistema de información geográfico SIG, que a su vez

EMELNORTE exige que todos los proyectos deben ser realizados en esta plataforma, reemplazando anteriormente el uso de AutoCAD, siendo este nuevo software más óptimo ya que permite el manejo de base de datos en las cuales se puede almacenar todas las características físicas y eléctricas del sistema.

ArcGIS es un completo sistema que permite recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica. Como la plataforma líder mundial para crear y utilizar sistemas de información geográfica (SIG), ArcGIS es utilizada por personas de todo el mundo para poner el conocimiento geográfico al servicio de los sectores del gobierno, la empresa, la ciencia, la educación y los medios. ArcGIS permite publicar la información geográfica para que esté accesible para cualquier usuario.

La infraestructura en el SIG está compuesta por:

- Puntos
- Líneas
- Polígonos

Con estos tres tipos permite modelar el sistema de distribución, formando capas de cada elemento del sistema manteniendo un determinado orden y jerarquía como se muestra en la Figura 9.

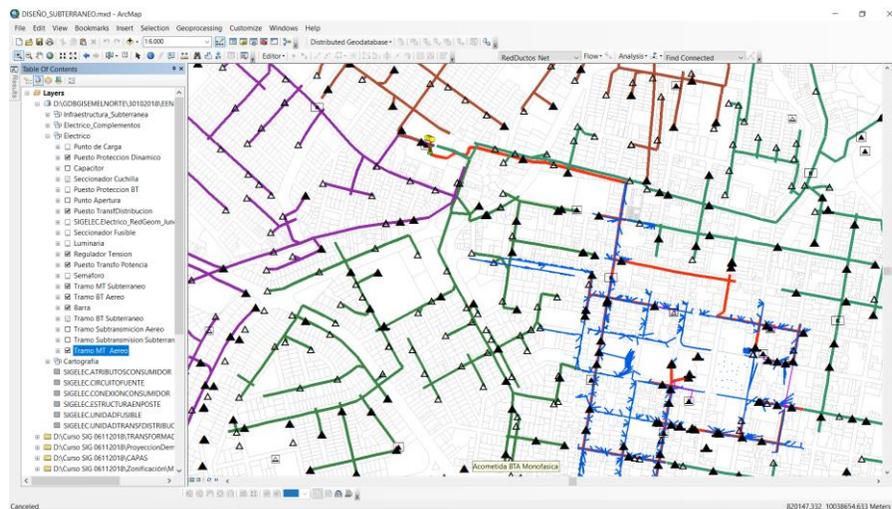


Fig. 9. Área de trabajo en SIG. Fuente: (EMELNORTE, 2019)

## 1.6.2 CYMDIST

Debido a la evolución y a la complejidad de los sistemas eléctricos, hoy en día existen una variedad de softwares que facilitan a los profesionales a realizar análisis de sistemas incluyendo estudios de coordinación y protección, evaluaciones de red, interconexiones y su área de trabajo es como se ilustra en la Figura 10, CYMDIST es una parte del software CYME el cual permite modelar y simular sistemas de distribución semejantes a uno real.

En la actualidad es importante realizar análisis de las redes, cómo se comportan mediante fallas, cargas desbalanceadas y efectos eléctricos que pueden afectar a la red, así optimizando procesos y disminuyendo costos de operación y mantenimiento debido a que mediante los resultados se puede realizar sistemas más eficientes. (EMELNORTE, 2019).

Entre las características principales que contiene el CYMDIST son:

- Simulaciones con CYMDIST; Permite realizar flujos de carga, distribución y estimación de carga, análisis de fallas, balances de cargas, dimensionamiento y ubicación de condensadores, arranque de motores y análisis de fallas.
- Módulos adicionales; Modelado, planificación y recursos energéticos distribuidos.
- Análisis del sistema de distribución; Posee estudio de protección, optimización, calidad de energía y series temporales.

En el caso de la red subterránea es importante realizar un análisis cómo se comportan las redes diseñadas ante las cargas a ser conectadas ya que en este caso ya existe una red aérea y se va a realizar una transición al soterramiento y es necesario realizar un análisis.

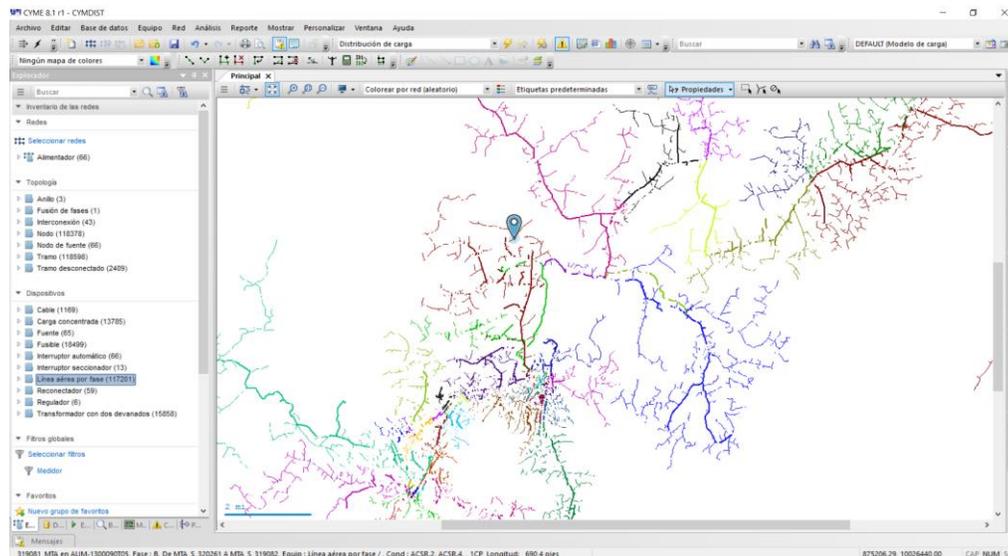


Fig. 10. Área de trabajo del CYMDIST. Fuente: (EMELNORTE, 2019)

## 1.7 Análisis técnico económico

Es un análisis en donde se analiza la viabilidad financiera mediante una relación de costo y beneficio, que tiene como objetivo determinar el monto de inversión con los costos de operación y mantenimiento, obteniendo una utilidad en donde se puede tomar una decisión, que permite motivar a una toma de decisiones. (Sapag Chain & Sapag Chain, 2008).

### 1.7.1 Inversión inicial

“La inversión inicial comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para inicial las operaciones para iniciar las operaciones de la empresa, con excepción del capital de trabajo” (Baca Urbina , 2013, pág. 175).

### 1.7.2 Costo operacional

En este punto se toma en cuenta los costos de producción, costos administrativos, costos de mantenimiento y operación es una parte fundamental en el análisis técnico económico en donde los costos de operación restan los ingresos del proyecto. (Baca Urbina , 2013).

### 1.7.3 Relación costo beneficio

Es la diferencia entre los ingresos y egresos del proyecto en donde se determinan los beneficios de cada dólar invertido que dicho resultado determina si la inversión genera ganancias o pérdidas. (Váquiro , 2010).

### 1.7.4 Flujo neto de caja

Es un informe donde indica todos los detalles de los ingresos y de los egresos que tiene el proyecto, en donde la diferencia de estos se denomina saldo o flujo neto, en este caso si el saldo es positivo, indica que los ingresos fueron mayores a los egresos en donde se ve reflejado en ganancias. (Moreno , 2010).

### 1.7.5 Valor actual neto (VAN)

Es un método donde se toma en cuenta los flujos de efectivo en función del tiempo el cual tiene el objetivo de encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor también actualizado de las inversiones y egresos en el proyecto. Este método permite identificar si se acepta o se rechaza el proyecto en donde si el valor actual neto es positivo se acepta caso contrario se rechaza. Se expresa mediante la Ecuación 16: (Marín , Montiel , & Ketelhon, 2014)

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+r)^t} \quad (16)$$

Donde:

Ft: Flujo neto en el tiempo t [\$]

Io: Inversión inicial [\$]

r: Costo del capital (tasa de descuento) [%]

n: Número de periodos

### 1.7.6 Tasa interna de retorno (TIR)

(Restrepo , 2017)“Es la tasa de interés o rentabilidad que genera un proyecto. y se encarga de medir la rentabilidad de una inversión. Esto quiere decir, el porcentaje de beneficio o perdida que tendrá esta”.

El cálculo se realiza mediante la Ecuación 17: (Restrepo , 2017).

$$VAN = -Io + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (17)$$

Donde:

VAN: Valor actual neto [\$]

Io: Inversión inicial [\$]

Ft: Flujo neto en el tiempo t [\$]

n: Número de periodos

TIR: Tasa interna de retorno [%]

### 1.7.7 Periodo de recuperación

“Es el tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial del proyecto. El periodo se calcula acumulando los flujos de efectivo sucesivo hasta que su suma sea igual a la inversión final” (Marín , Montiel , & Ketelhon, 2014, pág. 31).

# **CAPÍTULO 2**

## **Desarrollo**

### **Diseño de la red eléctrica subterránea**

#### **2.1 Introducción**

En el presente capítulo se realiza el diagnóstico de la red existente, el modo de operación su demanda y la demanda requerida a futuro mediante la proyección de la misma que se realiza definiendo micro áreas y utilizando la zonificación de uso de suelo que establece el Departamento de Planificación del Municipio de Ibarra; partiendo de este análisis se procede a diseñar la red subterránea y se describen todos los elementos y equipos que constituyen la nueva red de medio y bajo voltaje, mediante el uso de herramientas computacionales propias de la empresa Emelnorte, como es el Sistema de Información Geográfica (GIS), CYMDIST y base de datos históricos de consumo que ayudan a determinar el estado de la red.

Los métodos de cálculo para el diseño de la red son los estipulados por el Departamento de Estudios Eléctricos de la empresa, siguiendo estrictamente los lineamientos y normas del MEER y la “Regulación 005/14 del ARCONEL”.

#### **2.2 Delimitación del área de estudio**

El lugar a intervenir con el diseño propuesto corresponde a el centro histórico de la ciudad de Ibarra, su área de estudio está conformada por doce manzanas directas y dieciséis indirectas, debido a que la topología de la red es radial, están delimitadas entre las calles Juan Manuel Grijalva, Manuel de la Chica Narváez, Pedro Moncayo y José Joaquín de Olmedo, es preciso tomar en cuenta que el sistema al ser radial acoge más territorio y por ende la magnitud es de 28 manzanas que se ilustran en la Figura 11.

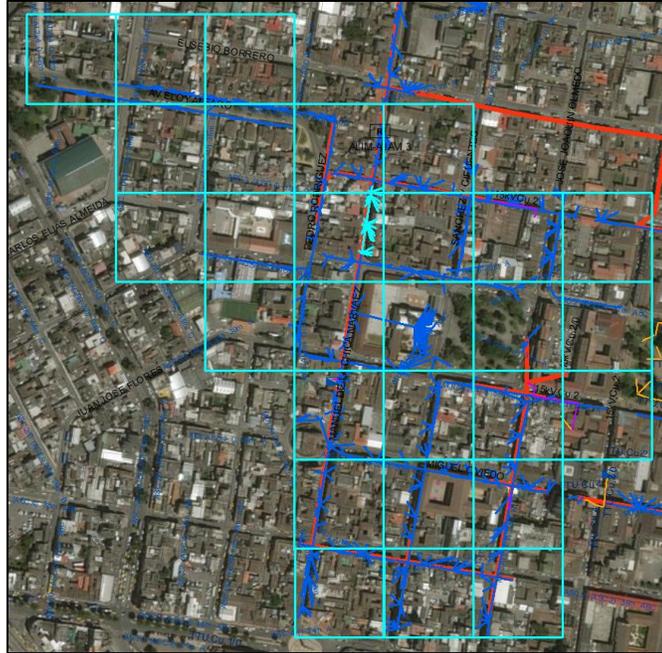


Fig. 11. Ortofotografía del área de estudio. Fuente: (EMELNORTE, 2019)

En el área de estudio existen entidades financieras y públicas las cuales poseen sus propios centros de transformación.

### 2.3 Operación de la red existente

La operación de la red que está instalada en el área de estudio, pertenece a una parte del centro de la ciudad de Ibarra y eléctricamente está compuesta así:

- Subestación de servicio y alimentadores primarios
- Centros de transformación
- Red de bajo voltaje y alumbrado público
- Abonados

#### 2.3.1 Subestación de servicio y alimentadores primarios

La subestación eléctrica Ajaví contiene cinco alimentadores primarios a un voltaje de operación de 69kV a 13.8kV, el alimentador Ajaví número tres es el que proporciona de energía con un transformador de potencia marca Ecuatran de 3MVA, el cual en su lado primario es de 13.2kV, y se divide en dos circuitos a un nivel de voltaje de 6.3kV en el lado secundario, siendo este el nivel de operación de la red en el área de estudio.

### 2.3.2 Centros de transformación

Los centros de transformación instalados en el área a intervenir son de tipo auto protegidos y convencionales de tipo exterior como se muestra en la Figura 12, en su mayoría dividiéndose en, monofásicos y trifásicos; también existen transformadores en cabinas, los cuales son de propiedad privada, en el presente estudio se mantienen los transformadores en cámaras que en algunos casos se repotenciará dichos equipos preferentemente los que son tipo padmound, la potencia total instalada en el área de estudio es de 4.37 MVA.

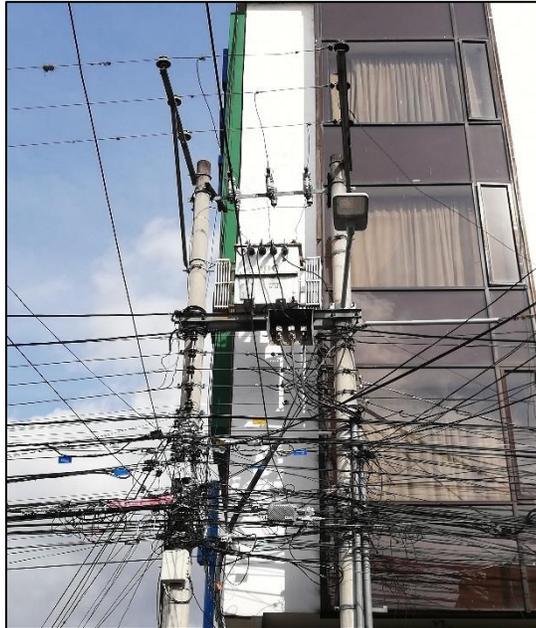


Fig. 12. Centro de transformación convencional. Fuente: Autor

La Dirección de Planificación de EMELNORTE establece que; los nuevos centros de transformación no deben ser sobredimensionados, como se lo hacía anteriormente, debido a que las pérdidas en el transformador son por cuenta de la empresa teniendo un perjuicio económico, en el presente proyecto se toma en cuenta este criterio regido por la Dirección de Planificación.

### 2.3.3 Redes de bajo voltaje y alumbrado público

Las redes secundarias que suministran energía a los abonados tanto residenciales como comerciales son redes trifásicas (220/127) a 4 hilos y monofásicas (240/120) a 3 hilos, están en disposición vertical montadas en postes de hormigón de 9,11 y 12 metros con conductores de aluminio tipo ASC 3/0,2/0 y 1/0 para las fases y de tipo ASCR 2/0 y 1/0 para el neutro (Figura 13).



Fig. 13. Red de bajo voltaje. Fuente: Autor

Las redes de alumbrado público son alimentadas desde los centros de transformación aéreos que están instalados en los postes que cuentan con conductor de tipo ASC 4 y 2 para el hilo piloto, las luminarias instaladas en su mayoría son de vapor de sodio de 150,200 y 250W.

#### 2.3.4 Abonados

En el sector se encuentran usuarios residenciales y comerciales y mediante la utilización del sistema información geográfico (GIS), se conoce que no existen usuarios con consumo industrial, teniendo un total de 1532 usuarios que se obtuvieron del GIS, por ser una parte central de la ciudad y que consta como centro histórico, el Departamento de Planificación del Gobierno Autónomo Descentralizado de Ibarra (GAD) no permite tener uso de suelo industrial. En la Figura 14 se muestra las acometidas que sirven de energía a los abonados.



Fig. 14. Acometidas aéreas. Fuente: Autor

## 2.4 Estudio y proyección de la demanda mediante micro áreas

Esta etapa del estudio es de suma importancia, ya que permite analizar la demanda actual en condiciones de operación y el nivel de demanda futura requerida por el alimentador, así asegurando la exactitud del estudio.

Como se mencionó se divide en dos etapas importantes, la estimación de la demanda, la cual determina la demanda por cada micro-área en condiciones actuales con la carga conectada y la segunda etapa, es la proyección de la demanda en donde se hace uso de la zonificación y uso de suelo urbano que estipula el Departamento de Planificación del GAD Municipal de Ibarra.

Para la proyección futura se considera la microárea más saturada, es decir la que esta físicamente construida en su totalidad y eléctricamente la que demanda más energía mediante este análisis se procede a la saturación de las demás.

### 2.4.1 Análisis de la demanda actual

Para realizar un correcto análisis de la demanda, se solicitó al Departamento de Estudios Eléctricos, los datos de demanda de los doce meses anteriores de los medidores que se encuentran en las cabeceras de los alimentadores, los cuales determinan la demanda máxima, en donde se determinó que la demanda máxima se registró en el mes de marzo con los valores de la Tabla 6.

TABLA 6. Mediciones mensuales de cabecera del alimentador Ajaví 3.

MESES	Energía Total (kWh)	Demanda Máxima	Demanda Promedio	Factor de Carga	Voltaje pu			Corrientes			Factor de potencia		
					Va(Pu)	Vb(Pu)	Vc(Pu)	Ia	Ib	Ic	Fp (a)	Fp (b)	Fp (c)
SEPTIEMBRE	508137,76	1160,680298	705,49963	0,6078329	0,970938	0,975845	0,976653	52,5429	54,8973	51,7575	95,1287	93,30614	93,2997
OCTUBRE	529695,65	1163,612671	711,83092	0,6117422	0,983447	0,986162	0,988704	52,9137	54,1325	51,483	94,56844	92,56721	93,1588
NOVIEMBRE	513773,58	1171,871948	713,46653	0,6088264	0,97356	0,977952	0,981146	53,346	54,9502	52,7031	94,47321	92,84687	93,06404
DICIEMBRE	530328,18	1156,365112	712,72719	0,6163513	0,97984	0,983072	0,986459	51,3018	54,5884	51,0283	95,57073	93,67129	93,02711
ENERO	530449,78	1174,415283	712,975	0,6070893	0,974154	0,979024	0,980317	50,5712	55,4687	52,5051	96,22652	95,41508	93,60765
FEBRERO	478857,25	1178,976807	712,56228	0,6043904	0,965642	0,967921	0,969412	51,9544	58,2285	52,1592	96,48543	94,08787	92,04198
MARZO	542372,18	1197,554321	728,8408	0,6086077	0,973219	0,976165	0,976804	52,5484	57,1476	53,937	95,45522	94,35155	92,72839
ABRIL	517898	1172,457153	719,20193	0,6134143	0,986373	0,989866	0,992322	51,6613	54,0382	53,5049	93,76041	93,74003	92,73415
MAYO	532434,48	1163,987183	715,53599	0,6147284	0,976592	0,979418	0,980756	52,3267	54,4137	51,6397	95,32378	93,7177	93,66051
JUNIO	515770,13	1173,055298	716,30943	0,6106357	0,970073	0,974669	0,97541	51,7239	57,2555	52,0765	95,95731	93,78322	92,0306
JULIO	525482,84	1142,561768	706,36577	0,6182298	0,964704	0,967342	0,967649	50,7683	54,6241	50,9071	96,32507	94,72594	93,73502
AGOSTO	524896,48	1137,187622	705,28901	0,6202046	0,964193	0,967639	0,968021	52,3551	53,0183	49,2941	95,82268	93,04361	94,42918

Fuente: Autor

Para la simulación se realiza los siguientes pasos:

- Identificar el alimentador a ser intervenido y todos sus elementos conectados en el mismo, siendo así el alimentador “1300100T03” el código que está registrado en la base de datos de ArcGIS y CYMDIST.

b) Se solicitó a la Dirección Comercial, el consumo de los doce meses anteriores facturados de todos los clientes que están conectados en el alimentador y se procede a realizar un promedio del consumo cuyos valores son necesarios para modelar las redes secundarias del alimentador como se muestra en la Figura 15.

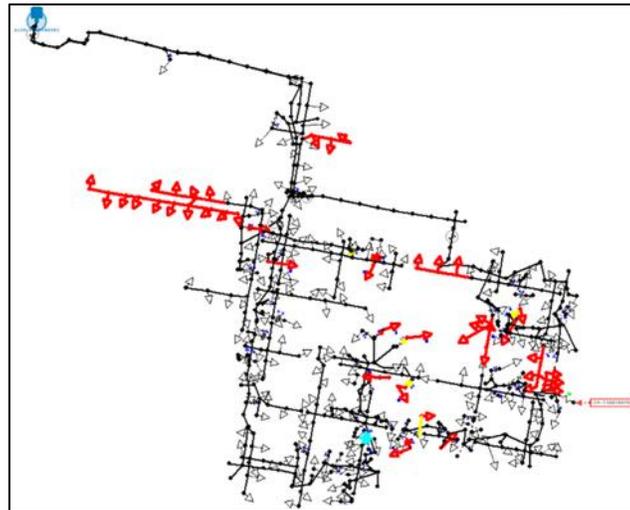


Fig. 15. Modelación de redes secundarias en CYMDIST. Fuente: Autor

c) Se ingresa los datos de la demanda máxima del alimentador en la fuente y el promedio de consumo de energía de los usuarios conectados por poste de la red secundaria modelada.

d) Mediante la simulación en el software cyme da como resultado el reporte de demandas máximas por cada poste con coordenadas en (x, y), después se realiza una intersección espacial en ArcGIS, el cual da la sumatoria por cada una de las microáreas, en la Figura 16 se muestra el alimentador fraccionado en micro áreas.

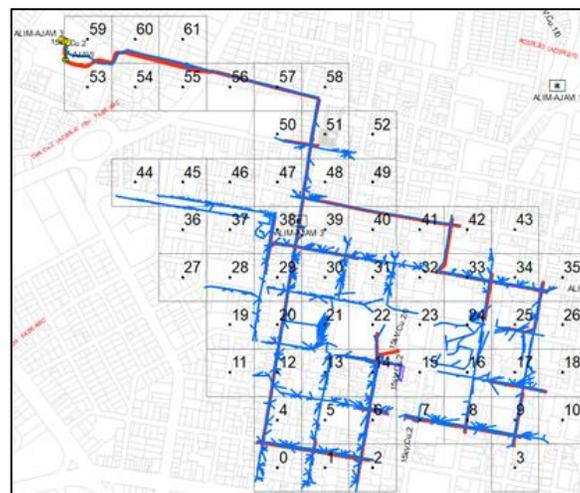


Fig. 16. Alimentador dividido en micro áreas de (100\*100), Fuente: Autor

Es necesario mencionar que en la presente simulación se tomó en cuenta las redes secundarias y no solamente el alimentador primario, así dando los valores de la Tabla 7 por cada micro área.

TABLA 7. Demandas por micro área.

MICRO AREA	DEM.MAX.ALIM (kW)	DEM. MAX. (kVA)	MICRO AREA	DEM.MAX.ALIM (kW)	DEM. MAX. (kVA)
0	21,357	22,481	27	0,358	0,377
1	63,382	66,718	28	2,735	2,879
2	3,847	4,049	29	51,393	54,098
3	1,214	1,278	30	11,101	11,686
4	58,121	61,181	31	86,212	90,749
5	18,624	19,604	32	7,290	7,674
6	96,062	101,118	33	9,543	10,046
7	73,677	77,555	34	34,267	36,070
8	42,780	45,032	35	2,497	2,629
9	4,585	4,827	36	1,955	2,058
10	4,753	5,004	37	3,295	3,468
12	19,629	20,662	38	21,798	22,946
13	11,734	12,351	39	8,431	8,875
14	41,312	43,486	44	4,733	4,982
15	19,322	20,339	45	4,486	4,722
16	15,159	15,956	46	2,754	2,899
17	26,743	28,151	47	2,173	2,287
20	44,443	46,782	48	14,969	15,757
21	4,310	4,536	50	3,583	3,772
22	52,415	55,174	51	8,217	8,650
23	28,500	30,000	52	4,317	4,545
24	106,346	111,943	55	0,888	0,934
25	130,442	137,308	58	0,076	0,080
26	7,569	7,967			

Fuente: Autor

La sumatoria total de la demanda máxima del alimentador es de 1.24 MVA y la potencia instalada de los transformadores de distribución es de 4.37 MVA llegando a la conclusión que existe un sobredimensionamiento excesivo en la red actual; en el presente diseño, se pretende reducir el nivel de sobredimensionamiento de los transformadores, por ello la estimación de la demanda con los consumos de los usuarios.

En este caso se procede a calcular un factor de ajuste para que la proyección de la demanda sea lo más exacta al comportamiento de la red y se realiza el cálculo de demanda máxima coincidente total por cada microárea, mediante el método de la REA, el cual permite conocer su

demanda a través de dos factores, el factor A y el factor B, que con los consumos en valores de energía y sus factores de coincidencia se determina la demanda máxima coincidente, mediante el siguiente método de cálculo:

Como ejemplo se toma los siguientes datos:

- Micro-Área 28
- Usuarios: 8
- Luminarias: 2 (150W)

Inicialmente se determina la demanda máxima coincidente, en la cual el Factor A en todos los casos tendrá un valor de 11.1245 como se mencionó en el primer capítulo.

Se toma en cuenta el consumo en kWh de un consumidor de la micro área 28, que se muestra en la Tabla 8 y su valor es de 597,17. Se hace uso de las ecuaciones 3 y 4.

$$\text{Factor B} = 0,005925 * 597,17 * 0,885 = 3,13$$

$$DM_{\text{coin}} = \text{Factor A} * \text{Factor B}$$

$$DM_{\text{coin}} = 11.1245 * 3.13 = 34.83$$

El Segundo paso es determinar la demanda individual mediante la Ecuación 2.

$$D_{\text{ind}} = \frac{34.13}{\frac{0.43115106}{5}} = 16.16$$

Entonces para los demás usuarios los valores cambian debido a que cada uno de sus consumos es diferente, teniendo la Tabla 8.

TABLA 8. Demandas de usuarios en micro área 28.

Consumo kWh	Factor B	Dem. Coinc	Dem. Ind
597,17	3,13	34,83	16,16
259,00	1,36	15,11	7,01
88,75	0,47	5,18	2,40
172,25	0,90	10,05	4,66
81,83	0,43	4,77	2,21
168,58	0,88	9,83	4,56
100,42	0,53	5,86	2,72
72,33	0,38	4,22	1,96

Fuente: Autor

El siguiente paso consiste en determinar la demanda máxima coincidente total de la micro área en donde se hace uso de las Ecuaciones 5 y 7 del documento y se tiene como resultado:

$$FC = e^{-0,7243} * 8^{-0,128443} + 0.037$$

$$FC = 0.408$$

$$DMC_{total} = 0.408 * 41.68$$

$$DMC_{total} = 17,01 \text{ kW}$$

A la demanda máxima coincidente total se añade la potencia de las luminarias que están en cada micro área (Ecuación 5):

En el caso del micro área 28 se tiene dos luminarias de 150W dando como resultado 0.3kW

$$DMC_{total} = 17,01 \text{ kW} + 0.3 \text{ kW}$$

$$DMC_{total} = 17,3 \text{ kW}$$

Se realiza el mismo cálculo para cada micro área y teniendo como resultado los valores indicados en la tabla del (Anexo B).

#### **2.4.2 Proyección de la demanda**

Para la proyección de la demanda es importante conocer aspectos que permitan determinar cómo crecerá a futuro la población y esto convirtiéndolo a energía eléctrica entre los aspectos importantes para poder determinar la proyección de la demanda podemos tener:

- Censos poblacionales.
- Plan de territoriales de expansión de las ciudades o urbes.
- Datos históricos de demanda en valores de energía.
- Planes de uso de suelo según regulaciones que estipulan los municipios.

Para el presente estudio se considera el plan de uso y ocupación de suelo que rige el GAD de Ibarra, mediante un estudio de censo poblacional determina el “Coeficiente de Ocupación del Suelo” (COS) para cada tipo de uso de suelo.

### 2.4.2.1 Zonificación y uso de suelo urbano

La zonificación limita las zonas con el tipo de uso de suelo urbano, el cual permite conocer coeficientes de ocupación de cada zona y la altura de pisos proyectada por cada tipo

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Equipamiento

En la Figura 17 se muestra el mapa del área de estudio con su correspondiente uso de suelo, se determinó que en el área de estudio la mayoría de uso es residencial, comercial y de equipamiento ya que al ser parte del centro histórico de la ciudad no se permite el uso de suelo industrial.

Mediante un análisis de uso de suelo y la demanda actual requerida por alimentador, se puede determinar cuál de las microáreas están saturadas y se procede a saturar las demás microáreas por cada tipo de uso de suelo.

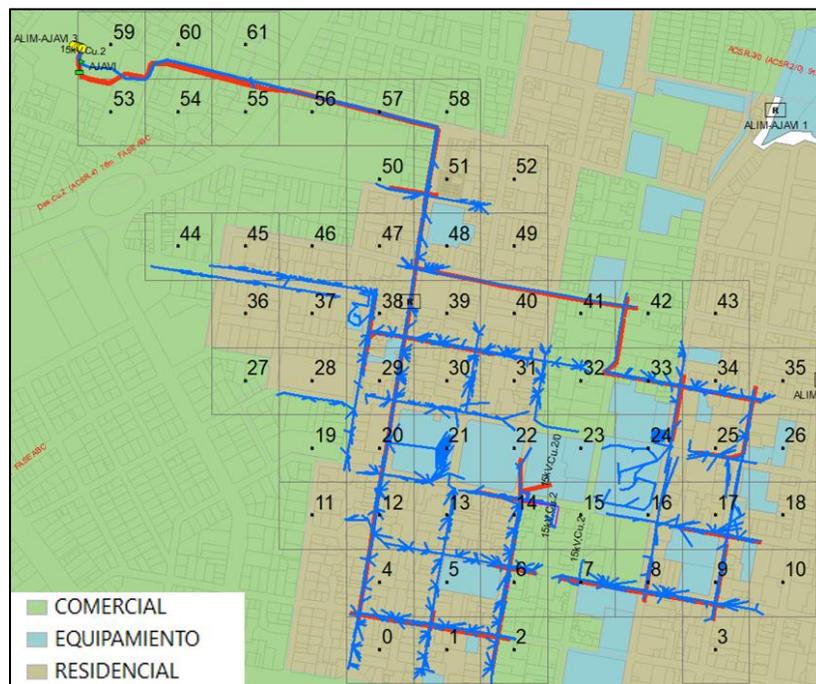


Fig. 17. Tipos de uso de suelo por micro área. Fuente: (EMELNORTE, 2019)

### 2.4.2.2 Calculo de proyección de demanda

- a. Para realizar la proyección de la demanda por cada microárea se realiza el siguiente proceso.
- b. Definir micro áreas simétricas en el área de estudio y calcular el área total de dicha microárea.
- c. Disminuir el área de ocupación de uso de calles por cada micro área el cual se realiza en ArcGIS y así obteniendo el área neta total por cada una de ellas, en el caso de que en la microárea se presente dos tipos de zonas se debe obtener el área neta total por cada zona.
- d. Para determinar el área habilitada por cada tipo de uso de suelo, es necesario multiplicar con el COS, el cual determina el porcentaje que ocupa cada piso y así obteniendo el área habilitada por piso.
- e. El área permitida total se adquiere mediante la multiplicación del área habilitada por el número de pisos permitidos, que se pueden construir en la zona, con la cual se procede a determinar qué área es la que posee más demanda eléctrica y de ello se parte a calcular el índice de saturación.
- f. El índice de saturación es la relación entre demanda máxima y el área total habilitada, el cual sirve para determinar la demanda máxima proyectada.

Como ejemplo se toma la microárea número 25 y se obtiene los siguientes resultados

Las dimensiones de la microárea son de (100 m x 100 m), dando un área de 10.000 m<sup>2</sup>, el área de uso de calles es de 2.356,75 m<sup>2</sup> y la diferencia entre los valores dados, da como resultado un área neta total de 7.643,25 m<sup>2</sup> ( $A_{n_i}$ ).

El SIG indica que la microárea es de uso residencial, la altura permitida es de 4 pisos con un COS de 0.8, entonces procede al cálculo del área total habilitada por transecto (Ecuación 10).

$$A_{hp_i} = 7643,25 * 0.8$$

$$A_{hp_i} = 6.114,6 \text{ m}^2$$

Con el resultado anterior se procede a determinar el área permitida por zonificación mediante la Ecuación 11 de esta manera:

$$A_{p_i} = 6.114,6 * 4$$

$$A_{p_i} = 24.458,4 \text{ m}^2$$

Para determinar el área total habilitada por microárea es necesario realizar la sumatoria de todas las zonas que intervienen en ella, como se menciona anteriormente la microárea es de uso exclusivo residencial en este caso el área total habilitada es el mismo valor que el área permitida.

Para el cálculo del índice de saturación, se parte de un análisis que consiste en determinar cuál fue la mayor demanda máxima por cada tipo de zona usando la ecuación de índice de saturación, obtenemos los siguientes valores (Tabla 9):

TABLA 9. Índice de saturación

INDICES DE SATURACION				
TIPO	MICRO AREA	DEM MAX kW	Área total habilitada por microárea(m2)	Relación demanda-metros cuadrados (is)
Residencial	25	130,442	24.458,40	5,33
Comercial	6	66,203	16.631,81	3,98
Equipamiento	21	4,309	16.024,46	0,27

Fuente: Autor

Siguiendo con el ejemplo de la micro área 25, se determina la demanda máxima de saturación mediante la Ecuación 13:

$$Ds_i = 24458,4 * 5,33$$

$$Ds_i = 130,442 Kw$$

En el Anexo D se muestra los resultados de las micro áreas restantes, el Departamento de Estudios Eléctricos determina que el índice de crecimiento es de 0.2%, el cual se toma en cuenta en el presente estudio, se calcula un factor de ajuste entre la demanda máxima del alimentador que se simuló en CYMDIST y la demanda máxima total coincidente calculada, el cual permite conocer como crece la demanda.

## 2.5 Diseño de red de medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado publico

Teniendo en cuenta que se ha realizado el estudio y proyección de la demanda y analizando el crecimiento de la demanda eléctrica se procede a realizar el diseño de las redes, tomando en cuenta normas y reglamentos de diseño que estipulan los entes reguladores.

### 2.5.1 Red de bajo voltaje

En este punto se toma el criterio de agrupar abonados y centralizar los centros de transformación, asumiendo que los costos de operación sean mínimos y con un sistema que

presente mayor confiabilidad, es necesario recalcar que al conocer los consumos de los abonados se realiza el dimensionamiento de cada uno de los transformadores con lo establecido por el Departamento de Planificación de EMELNORTE.

Las transformadoras son pad mounted de uso exterior y en unos casos de cabina de tipo malla el cual permite instalar sobre el nivel del piso, dichos transformadores serán colocados en espacios público y parques aledaños, así evitando molestias a propiedades privadas.

El trazado de la red se ejecuta en el sistema de información geográfico (SIG) en el cual consta los ductos de conducción de los conductores y la topología de la red trazada.

### **2.5.1.1 Alumbrado publico**

La red de alumbrado público y el sistema de semaforización son alimentadas por los centros de transformación más cercanos tomando en cuenta la regulación 005/14 del ARCONEL.

Las luminarias serán instaladas en postes metálicos de 10m y 12m con un brazo metálico de 1.50m, las potencias de las luminarias son de 150W y 200W de tipo light emitting diode (LED) se utilizan estas luminarias ya que presentan mejores características respecto a las luminarias convencionales antes utilizadas en la red, las potencias usadas son debido a que unas calles tienen mayor flujo vehicular.

### **2.5.1.2 Centros de transformación**

Los centros de transformación se ubican en espacios físicos donde se puedan instalar y no interfieran en el tránsito peatonal y vehicular, se determinan los centros de transformación mediante el histórico de los consumos, se debe tratar de dimensionar con potencias similares para que en el proceso de compra sea más fácil adquirirlos, la ubicación de cada uno de ellos se muestra en el Anexo F.

En algunos casos los centros de transformación son repotenciados, ya que disponen de espacio físico adecuado y se aprovecha la disposición de estos para el aumento de potencia de los centros de transformación, así ayudan a servir de energía a un número mayor de usuarios.

### **2.5.1.3 Caídas de voltaje**

Las caídas de voltaje se realizan en la tabla de cálculo estipulada en el Anexo E, para conductores de cobre tipo TTU que se utiliza en EMELNORTE por el Departamento de

Planificación para el diseño de redes de bajo voltaje, cumpliendo con la regulación ARCONEL 005/18 que establece que no debe superar el límite del 3% de caída de voltaje.

#### 2.5.1.4 Conductores

Los conductores para usarse en el diseño son de diferentes calibres con aislamiento tipo TTU, con un voltaje de servicio a 2.000 V y con chaqueta de PVC el cual rige el MERNNR.

Los calibres utilizados son en base a las caídas de voltaje que se calculan en la Tabla de caída de voltaje de circuitos secundarios del Anexo E, siendo así los conductores que se muestran en la siguiente Tabla 10:

TABLA 10. Calibre de conductores

TIPO	Calibre TTU (AWG, MCMC)
Acometida	2,4
Red Secundaria	1/0,2/0,3/0,4/0
Alumbra Público	6, 8

Fuente: Autor

#### 2.5.2 Red de medio voltaje

La red es diseñada a un voltaje de 13.8 kV reemplazando al voltaje actual de operación que es de 6,3 kV, en la cual se define una nueva topología subterránea reemplazando a la red actual.

##### 2.5.2.1 Topología

La topología de la red es de tipo radial con proyección a transferencias de cargas mediante reconectores, dicha topología se determina mediante la disposición física de los centros de transformación, en cual se define los caminos más cortos para el alimentador.

##### 2.5.2.2 Dispositivos de seccionamiento y protección

En este punto se toma el criterio de confiabilidad del servicio, debido que el alimentador en estudio sirve a una casa de salud, entidades financieras y comerciales, por lo que se pretende que dichos establecimientos no presenten fallas ni interrupciones, considerando que son clientes importantes para la distribuidora y debido a eso se procede a realizar un sistema que asegure la continuidad del suministro eléctrico.

### 2.5.2.3 Conductores

Los conductores para utilizarse son de tipo XLPE con nivel de aislamiento de 133%, normados por el MERNNR para redes subterráneas, el calibre de los conductores se determina mediante la demanda máxima del alimentador siendo así la sumatoria de las demandas máximas de saturación de cada micro área, dando como resultado una demanda de 1838.11kW y la corriente del alimentador se determina mediante la Ecuación 15:

$$I = \frac{1838,011(kW)}{\sqrt{3} * 13,8(kV) * 0,95}$$

$$I = 80,94 \text{ Amp.}$$

En este caso la corriente que circula en el alimentador con su demanda máxima es de 80,94 A y la corriente admisible para este tipo de conductor es el calibre # 2AWG tipo monopolar, pero debido a la normalización de los conductores de medio voltaje del Departamento de Planificación se debe colocar el conductor calibre 3/0 AWG para las troncales principales para la fase y de igual manera para el neutro.

El calibre que se debe instalar es un calibre # 3/0 AWG XLPE monopolar por cada fase a un voltaje de servicio de 15 kV, así asegurándose que soporte la demanda máxima en peores condiciones de operación, ayudando a la coordinación de protecciones, mejora la calidad de servicio y lo más importante es que soporta las transferencias de carga que permite realizar mantenimientos a los alimentadores aledaños y así evitando los denominados cuellos de botella en síntesis instalar conductores de calibre mayor mejora el sistema.

## 2.6 Infraestructura subterránea

### 2.6.1 Pozos

Las dimensiones de los pozos varían dependiendo el nivel de voltaje de los conductores que atraviesan por ellos, siendo así de bajo voltaje, medio voltaje y en ciertos casos se compartirán los pozos para los dos niveles de voltaje, la concentración de concreto en de las paredes de los ductos depende si están en acera o si son en calzada, siendo así los tipos de pozos que se mencionan en la tabla 5 del documento.

En los pozos en donde transiten líneas de media tensión es recomendable colocar una tapa para que los operarios no tengan riesgos de toque con dichas líneas en los mantenimientos.

### 2.6.2 Banco de ductos

Los bancos de ductos se conformarán por tuberías de PVC de pared estructurada e interior lisa de 160mm de tipo B, para la red de media tensión y baja tensión, para los circuitos de alumbrado público y semaforización se utiliza tuberías de 50mm de tipo II.

Se considera que la disposición de los ductos se comienza desde el nivel del piso del pozo siendo así la primera correspondiente a medio voltaje, la siguiente a bajo voltaje y los ductos de menor diámetro a semaforización y alumbrado público.

En los cruces de los bancos de ductos en calzada no debes ser instalados perpendicularmente de pozo a pozo si no que con un cierto grado de inclinación para que el peso de los vehículos sea distribuido de un lado y luego del otro.

En los pozos en donde pasa la línea de medio voltaje el banco de ductos tiene una configuración de 4x3 en las cuales las dos primeras filas pertenecen a la red de medio voltaje y las siguientes filas a la red de bajo voltaje, en el caso de los pozos que solo disponen de red de bajo voltaje tienen una configuración de 3x2 que son para uso de bajo voltaje y alumbrado público, en todos los pozos se provee de ductos de reserva para futuras extensiones de red.

### 2.6.3 Ancho de la zanja

El ancho de las zanjas de determinan mediante el número de ductos que se instalan en los pozos mediante la Ecuación 14.

Los resultados de los anchos de las zanjas se muestran en la Tabla 11.

TABLA 11. Ancho de zanjas.

	<b>N</b>	<b>D</b>	<b>e</b>	<b>x</b>	<b>Bd</b>
<b>Zanja MV</b>	3	160mm	6	200mm	1000mm
<b>Zanja BV</b>	3	110mm	6	200mm	750mm

Fuente: Autor

### 2.6.4 Cajas de derivación

Las cajas de derivación son de uso exclusivo para la conexión de las acometidas hacia los medidores, ayudan a que en los pozos de conexión no exista mucha saturación de conductores, ya que son más vulnerables a fallas por puntos calientes, las cajas de derivación deben ser

instaladas a 1.80 m de altura desde la superficie de la acera, consta con barras y borneras para su conexión, desde el pozo subterráneo se comunica con dos tubos hacia la caja de derivación. En dichas cajas de derivación se efectuará la conexión necesaria a los distintos tipos de abonados ya sean monofásicos o trifásicos, todas las cajas de derivación son alimentadas desde un centro de transformación trifásico.

# CAPÍTULO 3

## Resultados

En este capítulo se realiza la topología de la red secundaria partiendo desde los abonados, el dimensionamiento de los centros de transformación, el cálculo de caídas de voltaje, el análisis de iluminación, la red de medio voltaje, dispositivos de seccionamiento y protección, transferencia de carga en donde se toma el criterio de empezar a realizar desde los circuitos secundarios hasta llegar al primario, se muestra magnitudes de equipos y especificaciones de estos. Además, se incluye el análisis técnico económico en donde se toma en cuenta los costos civiles y eléctricos que están inmiscuidos en el proyecto presente.

### 3.1 Red de bajo voltaje

Para la red de bajo voltaje se sigue un proceso como se indica en la Figura 18, el cual permite realizar de una manera fácil y adecuada, siendo los que se detallan a continuación.



Fig. 18. Flujograma de la red de bajo voltaje Fuente: Autor

#### 3.1.1 Consumo de usuarios

Con el Sistema de Información Geográfica, es fácil determinar el número de usuarios que existen en cada punto de carga, mediante este atributo del sistema se determina el número de usuarios que se van a agrupar a un centro de transformación conociendo sus consumos, se toma en cuenta que deben ser cercanos al pozo subterráneo y de igual manera a la caja de derivación.

Como ejemplo se toma como referencia el centro de transformación número 7 (CT\_N7), el cual tiene un registro de consumo que se muestra en la Tabla 12.

TABLA 12. Consumos de kWh/mes usuarios (CT\_N7)

Usuarios	Energía kWh/mes						
1	45,58	37	131,75	73	33,50	109	1032,666667
2	282,33	38	157,50	74	37,83	110	324,416667
3	307,67	39	28,83	75	17,33	111	323,083333
4	66,83	40	82,08	76	75,83	112	143,083333
5	61,42	41	90,00	77	16,67	113	76,25
6	359,83	42	141,08	78	127,83	114	77,333333
7	114,17	43	107,33	79	63,33	115	32,25
8	384,17	44	56,42	80	308,33	116	53,833333
9	256,25	45	85,17	81	50,17	117	114,583333
10	22,67	46	52,83	82	28,00	118	94,833333
11	124,42	47	128,67	83	209,67	119	47,833333
12	56,17	48	557,42	84	102,08	120	92,75
13	158,50	49	65,08	85	266,50	121	201,5
14	439,58	50	61,83	86	348,58	122	121,916667
15	315,50	51	109,67	87	297,33	123	21,666667
16	197,42	52	131,42	88	50,58	124	29,666667
17	602,42	53	164,33	89	62,92	125	45,5
18	131,17	54	129,58	90	342,08	126	96,083333
19	16,75	55	64,92	91	75,92	127	99,5
20	5,00	56	73,08	92	139,75	128	40,5
21	559,08	57	71,00	93	161,00	129	200,166667
22	119,33	58	71,67	94	219,00	130	484,333333
23	71,50	59	8,50	95	108,25	131	1724,727273
24	50,33	60	150,25	96	78,33	132	26,083333
25	135,67	61	68,92	97	87,92	133	68,583333
26	18,08	62	107,75	98	97,83	134	257,5
27	162,08	63	146,42	99	546,08	135	11,333333
28	67,25	64	105,00	100	79,50	136	1
29	363,42	65	113,42	101	26,17	137	128,416667
30	509,08	66	79,08	102	80,75	138	70,333333
31	505,83	67	56,25	103	34,00	139	472,75
32	0,58	68	74,17	104	0,25	140	45,583333
33	1212,92	69	27,42	105	14,25	141	3690
34	44,17	70	135,92	106	189,17	142	146,6
35	267,92	71	111,00	107	96,33	143	3,583333
36	99,67	72	93,25	108	61,17	144	

Fuente: Autor

En la Tabla 12 antes mencionada se indica el consumo individual de los usuarios que estarán conectados al centro de transformación en donde se tiene una concentración de 143 abonados.

### 3.1.2 Dimensionamiento del transformador

Para el dimensionamiento del transformador la empresa distribuidora dispone de una tabla que permite determinar la potencia del transformador al ingresar la energía consumida por mes, mediante la Tabla 13 da como resultado lo siguiente.

TABLA 13. Tabla de cálculo para el dimensionamiento del transformador

<b>Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica</b>		
T		
<b>Ingresar # luminarias</b>		
9		
<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>		
200		
<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>		
0,95		
<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>		
417,54		
<b>Número total de abonados</b>		
143		
<b>Factor de coincidencia</b>		
0,29		
<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>		
122,43		
<b>Demanda de diseño (kVA)</b>		
135,41		
<b>Potencia de transformador normalizada</b>		
*****	<b>125 kVA</b>	*****
<b>DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS</b>		

Fuente: Autor

En la Tabla 13, se indica a qué tipo de red pertenece si es monofásica o trifásica, el número y potencia de las luminarias, el factor de potencia a utilizarse para estudios eléctricos es de 0.95 recomendado por la Dirección de Planificación, en este caso se puede observar que la potencia normalizada del transformador es de 125 kVA pero, con una sobrecarga del 20% el cual opera en tiempos de demanda máxima, para ello se analiza y se determina que se debe dimensionar el transformador con la demanda de diseño en este caso es de 135,41 kVA que incluye el 3.6% de perdidas técnicas, el centro de transformación número 7 debe ser un transformador trifásico de 150 kVA, ya que es la potencia normalizada del equipo.



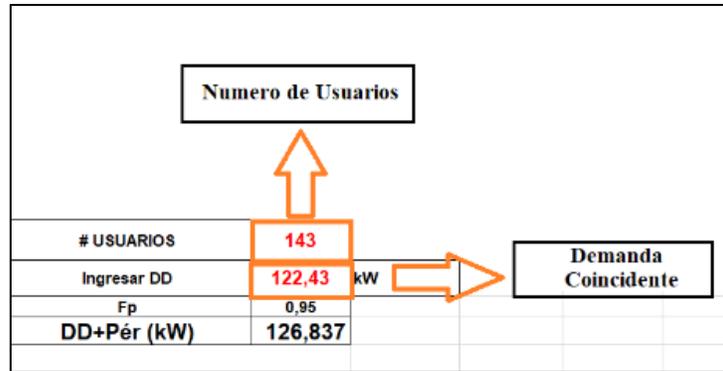


Fig. 20. Número de usuarios y demanda de diseño del transformador. Fuente: Autor

Continuando con el procedimiento se determina a qué tipo de red pertenece, en este caso se va a realizar una red subterránea, la cual va a ser alimentada desde un transformador trifásico, tiene como máximo el 3% de caída de voltaje, este transformador va a servir energía a usuarios tipo C que son determinados en el SIG, mediante su estratificación como se muestra en la Figura 21.

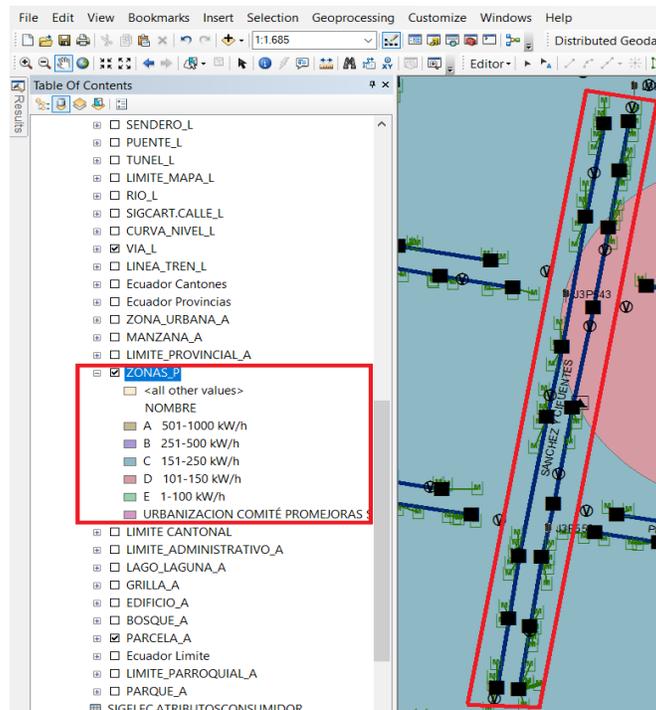
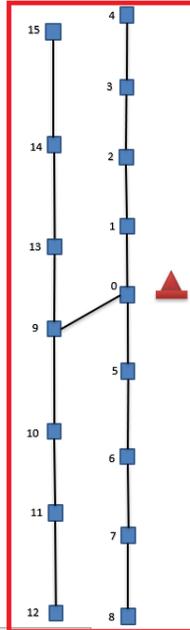


Fig. 21. Estratificación de las zonas. Fuente: Autor

Se realiza un bosquejo de la topología de bajo voltaje tomando como referencia los pozos y las distancias para realizar el cálculo de caída de voltaje, como se muestra en la Figura 22.

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	20-jun.-19	HOJA:	HQJA 1 DE 1
TIPO DE INSTALACION:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	Tipo de Usuario	C	CENTRO DE TRANSFORMACION No.	CT7- 150kVA
CONDUCTOR: Prens. "P", Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:			3%
				Elegir tipo de Red		Trifásico	



Método anterior	Ej. Metodo propuesto SCC	Ej. Conociendo consumos	DMD	KVA-m	+
-----------------	--------------------------	-------------------------	-----	-------	---

Fig. 22. Topología del CT\_N7. Fuente: Autor

Una vez realizado la topología se procede a ingresar el consumo de los usuarios por cada punto de carga, en este caso cada pozo tiene un número de usuarios agrupados y se muestra en la Tabla 14.

TABLA 14. Consumo individual de usuarios CT\_N7.

Pozo	Consumo	Energía/pozo	Demanda individual	Demanda por pozo
#	(kWh/mes/cliente)	(kWh)	kVA	kVA
0	114,16	1052,38	0,57	5,22
	64,91		0,32	
	74,16		0,37	
	27,41		0,14	
	135,91		0,67	
	111		0,55	
	34		0,17	
	0,25		0,00	
	14,25		0,07	
	472,75		2,34	
	3,58		0,02	
	1		0	
0		0,00		
0		0,00		

	0		0,00	
2	61,41	1213,55	0,30	6,02
	359,83		1,78	
	129,58		0,64	
	33,5		0,17	
	37,83		0,19	
	75,83		0,38	
	127,83		0,63	
	63,33		0,31	
	324,41		1,61	
	3		66,83	
79,08		0,39		
28		0,14		
53,83		0,27		
114,58		0,57		
94,83		0,47		
47,83		0,24		
92,75		0,46		
45,58		0,23		

Fuente: Autor

En este caso se observa que el pozo número 0 tiene 11 usuarios, que dicho consumo produce una demanda de 5.22 kVA, este valor sirve para determinar la caída de voltaje que tiene el pozo por dicha demanda, de igual manera se aprecia que en el pozo número 1, no existe ningún abonado, es porque el pozo numero 1 solo sirve como pozo de paso de conductores.

Una vez determinados los valores de cada uno de los pozos, se realiza el cálculo en la Tabla del Anexo E, dando como resultado los siguientes valores para el CT\_N7 y se muestran en la Tabla 15.

TABLA 15. Valores de caída de voltaje del CT\_N7

DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO			Nro. CIRCUITO
TRAMO		Nro.				FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0-0	5	11	5,22	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	26,1	0,02	0,02	CIRCUITO 1
0-1	47	28	13,73	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	674,967	0,45	0,45	
1-2	38	28	13,73	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	537,738	0,36	0,82	
2-3	27	19	7,71	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	213,84	0,14	0,96	
3-4	23	10	4,62	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	111,09	0,07	1,03	
0-5	45	23	39,16	0,421	Trifásico	# 3/0	1730	1781,145	0,98	0,98	CIRCUITO 2
5-6	25	23	39,16	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	984,25	0,54	1,53	
6-7	32	14	32,97	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	1061,76	0,59	2,11	
7-8	29	3	27,50	0,000	Trifásico	# 3/0	1730	797,5	0,44	2,55	
0-9	11	47	53,39	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	594,231	0,40	0,40	CIRCUITO 3
9-10	65	32	30,51	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	2010,515	1,35	1,75	
10-11	29	21	21,92	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	641,77	0,43	2,18	
11-12	32	14	14,53	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	471,68	0,32	2,50	CIRCUITO 4
0-9	11	34	22,01	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	244,42	0,16	0,16	
9-13	33	34	22,01	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	733,26	0,49	0,66	
13-14	61	24	15,78	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	975,39	0,66	1,31	
14-15	44	8	7,80	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	343,2	0,23	1,54	

Fuente: Autor

El cálculo de caída de voltaje se realizó con una demanda de diseño de 122,43 kW añadiendo a esta pérdidas técnicas y demanda del alumbrado público se tiene 138,69 kVA de demanda del transformador, en este caso la potencia del transformador a instalarse para dicho circuito es de 150 kVA, así permitiendo que a futuro se pueda ingresar más abonados al transformador y de igual manera que puedan resistir los conductores dicha carga, es decir que está diseñado para aumentar más carga al transformador.

En este caso particular se derivan cuatro circuitos desde el CT\_N7, en el cual se determina en la tabla el calibre de conductores a usarse por cada tramo de la red.

Las caídas de tensión de los transformadores que están incluidos en el estudio se muestran en el Anexo F.

### **3.1.5 Conductores**

Los conductores para utilizarse en la red de baja tensión del CT\_N7 son de tipo TTU con un nivel de aislamiento de 2.000 V, posteriormente al cálculo de caída de voltaje la tabla de dimensionamiento da como resultado que la red debe ser construida con conductores de calibre 2/0, 3/0 y 4/0 respectivamente, en cada circuito asignado de la topología.

La Dirección de Planificación, juntamente con el Departamento de Ingeniería y Construcción, recomiendan que para las redes secundarias subterráneas el conductor mínimo a ser usado debe ser de calibre 2/0 hasta 250 MCM o a su vez utilizar dos conductores por fase y de igual manera que el conductor neutro debe ser de igual o mayor calibre.

## **3.2 Alumbrado público**

El alumbrado público es constituido por postes metálicos en disposición bilateral en alternancia, cuya alimentación de energía es de forma subterránea desde el pozo más cercano, el control de la luminaria es de forma independiente con fotocélula, la cual permita la operación individual, la distancia máxima entre postes es de 35m dando como resultado buenos niveles de luminancia en el área.

Las luminarias son alimentadas con conductores 6 AWG de tipo TTU con aislamiento a 2.000 V.

### **3.2.1 Caída de voltaje**

En el caso del CT\_N7 se conectan 9 luminarias de 200 W, las cuales están conectadas desde el pozo más cercano, al tener disposición bilateral todos los pozos no tienen luminaria, en este

caso se muestra en la Tabla 16 el número de lámparas que van en cada pozo que sirve para determinar la caída de voltaje, debido a que al ser conectadas al pozo aumenta la demanda de este y de igual manera aumenta su caída de voltaje.

TABLA 16. Luminarias en pozo.

# Pozo		# Luminarias	Potencia(W)	Total(W)	Fp/lum	kVA/pozo
Pozo 0	Lado A	0	200	0	0,95	0
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 1	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 2	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 3	Lado A	0	200	0	0,95	0
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 4	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 5	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 6	Lado A	0	200	0	0,95	0
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 7	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 8	Lado A	0	200	0	0,95	0
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 9	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 10	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 11	Lado A	0	200	0	0,95	0
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 12	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 13	Lado A	0	200	0	0,95	0
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 14	Lado A	1	200	200	0,95	0,21052632
	Lado B	0	200	0	0,95	
Pozo 15	Lado A	0	200	0	0,95	0
	Lado B	0	200	0	0,95	

Fuente: Autor

En la tabla 15 antes mencionada se muestra los niveles de caída de voltaje incluido las luminarias que están conectadas en el CT\_N7, al no exceder el 3% de caída de voltaje el diseño de la red esta correcta.

### 3.2.2 Análisis de iluminación

Para el análisis de iluminación se utiliza el software DIALux evo, el cual ayuda a modelar un sistema de iluminación, en el cual se ingresa parámetros de la estructura que conforma el poste de alumbrado público que se va a utilizar, y de igual manera cumple con la regulación ARCONEL 005/14.

Como punto de partida se realiza un diagnóstico y se determina qué clase de iluminación es necesaria para la acera y de igual manera para la calzada, mediante la regulación antes

mencionada se establece que para las aceras se necesita una clase de iluminación P3 y las calzadas una clase de iluminación M4.

En el presente análisis se considera la distancia entre mástiles de los postes de alumbrado público, altura del punto de luz, longitud del brazo, los cuales se especifican en los resultados del diseño en el Anexo G.

Producto del análisis se tiene como resultado niveles óptimos de iluminación que cumplen con la regulación, como se muestra en la Figura 23.

Recuadro de evaluación (M4)		Calzada 1 (M4)		
Lm	[cd/m <sup>2</sup> ]	✓ ≥	0.75	0.95 ✓
Uo		✓ ≥	0.40	0.84 ✓
Ul		✓ ≥	0.60	0.89 ✓
TI		✓ ≤	15	7 ✓
EIR		≥	0.30	0.84
Recuadro de evaluación (P3)		Camino peatonal 1 (P3)		
Em	[lx]	✓ ≥	7.50 ≤ 11.25	10.74 ✓
Emin	[lx]	✓ ≥	1.50	10.07 ✓
Recuadro de evaluación (P3)		Camino peatonal 2 (P3)		
Em	[lx]	✓ ≥	7.50 ≤ 11.25	10.74 ✓
Emin	[lx]	✓ ≥	1.50	10.07 ✓

Fig. 23. Niveles de Iluminación. Fuente: Autor

En el software utilizado se muestra un bosquejo en tres dimensiones, en el que se puede apreciar la disposición de las luminarias, como se muestra en la Figura 24.

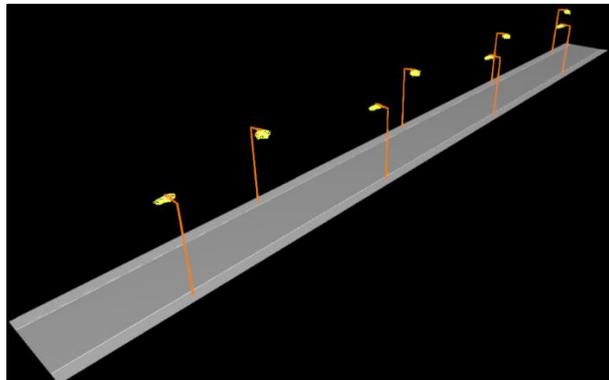


Fig. 24. Disposición de luminarias. Fuente: Autor

### 3.3 Red de medio voltaje

La red de medio voltaje se diseña mediante la disposición de los centros de transformación, en este caso es necesario alimentar a diez centros de transformación.

Como punto de partida es adecuado realizar la red en el SIG, ya que el software permite exportar archivos tipo shape a CYMDIST, dando como resultado exactitud en las medidas, en donde los resultados de la simulación son más apegados a la realidad.

El presente diseño se realiza a un nivel de tensión de 13,8 kV, siendo el voltaje de línea a línea, y reemplazando al nivel actual de operación de 6,3 kV.

### 3.3.1 Topología de la red

Se identifica en SIG los puntos donde son instalados los centros de transformación y a continuación se realiza un trazado de la línea por los caminos más cortos posibles; es importante recalcar que la red de medio voltaje alimenta a transformadores tipo malla, los cuales tienen como característica una entrada y una salida para evitar equipos de seccionamiento, para el estudio realizado se tiene la ruta que se muestra en la Figura 25, para la alimentación se dispone de dos puntos de conexión o transición.

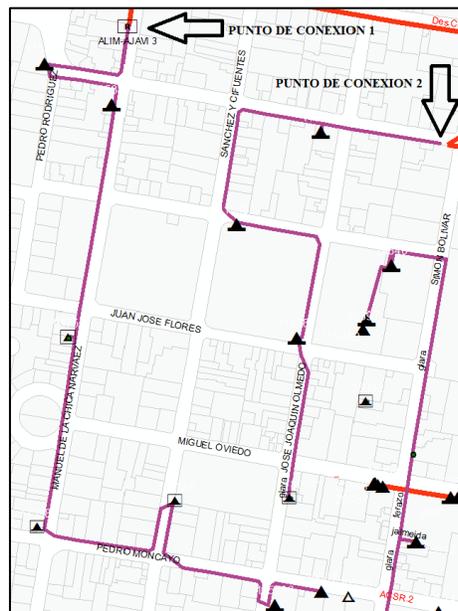


Fig. 25. Topología de la Red de MV. Fuente: Autor

A continuación, se realiza la red en el software CYMDIST en el cual se debe modificar la red existente por la red que está siendo diseñada, como referencia se tiene el punto de conexión 1, el cual está situado en el reconector J3R1 y punto de conexión 2, en el poste J3P244 existente como se indica en la Figura 26.

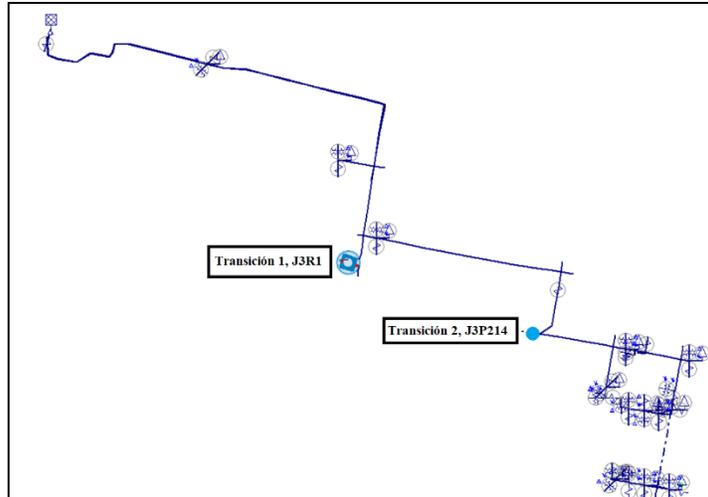


Fig. 26. Puntos de conexión de red aérea a subterránea. Fuente: Autor

Mediante las características del software mencionado se comienza a realizar el trazado de los tramos de la red, en la cual se debe seleccionar el tipo de conductor a utilizar como se muestra en la Figura 27, en este caso se debe utilizar un conductor de cobre 3P\_15kV.Cu.3/0.

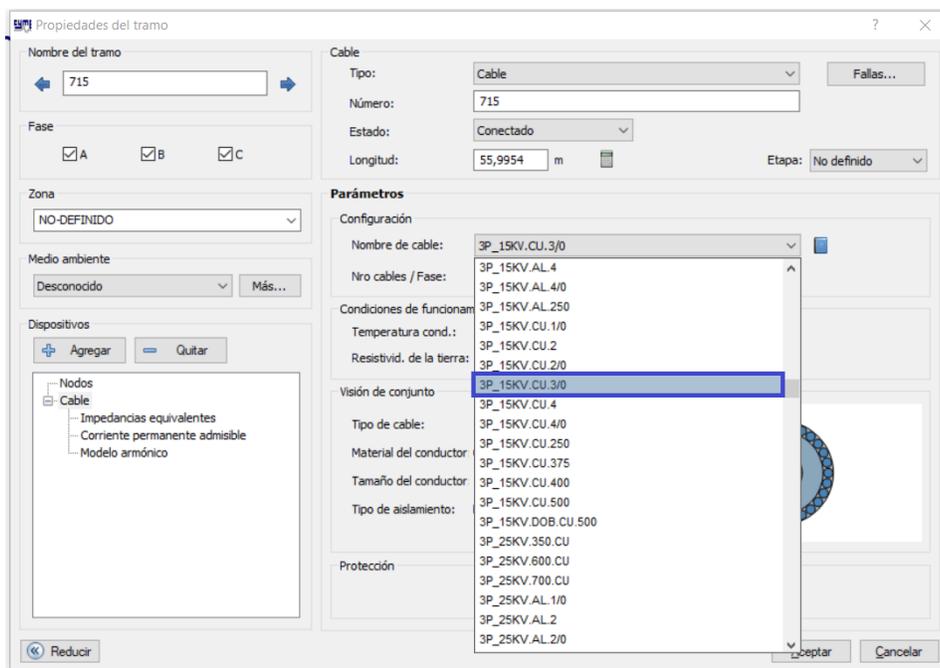


Fig. 27. Selección del conductor de MV. Fuente: Autor

El siguiente paso por realizar, es colocar los transformadores en los puntos en donde van a ser instalados, para este punto se sigue un proceso el cual va de la siguiente manera, primero fusible, transformador y por último la carga concentrada trifásica como se indica en la Figura 28.

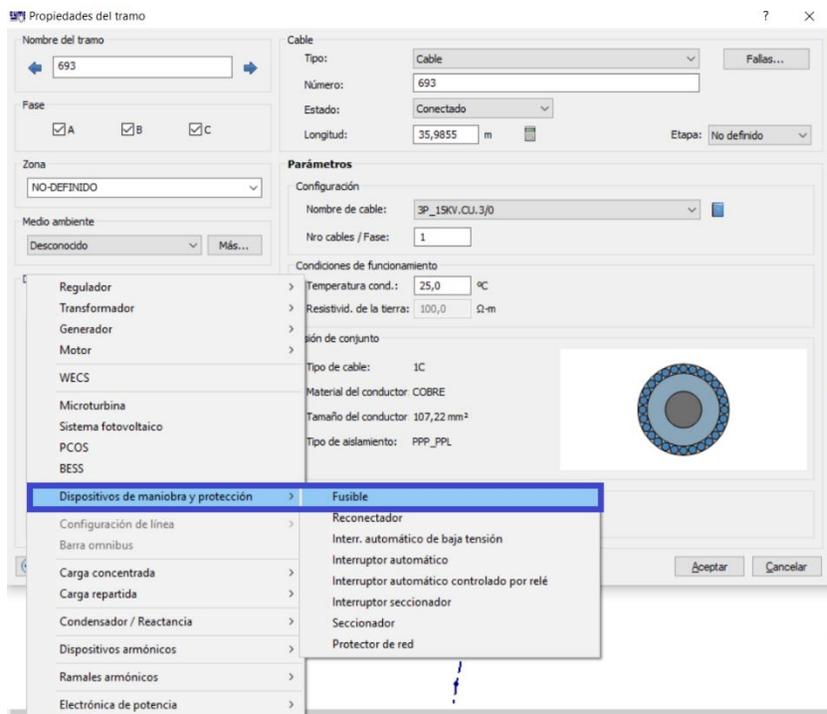


Fig. 28. Selección de dispositivo de maniobra y protección tipo fusible. Fuente: Autor

El transformador se conecta después del dispositivo de maniobra y protección, el cual es un transformador de dos devanados como se indica en la Figura 29.

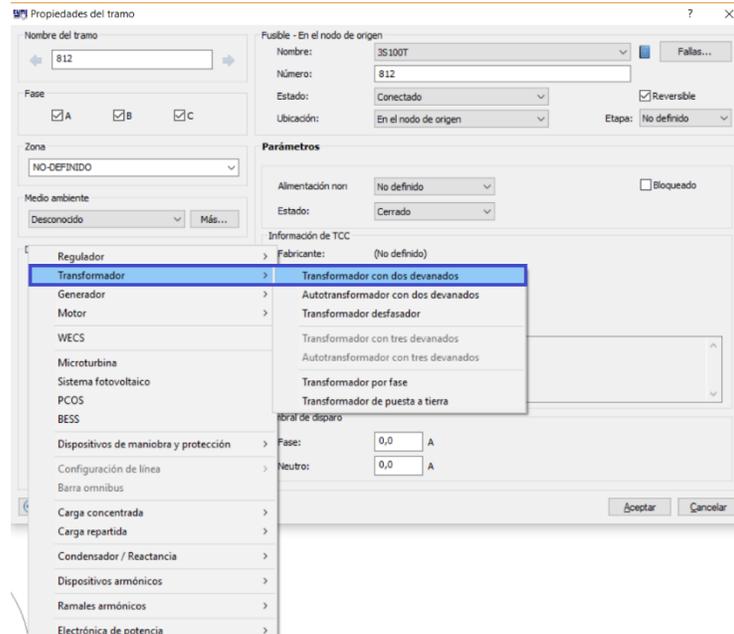


Fig. 29. Selección del transformador. Fuente: Autor

En este caso el software CYMDIST tiene como fin realizar análisis de redes eléctricas y para ello se debe asignar la carga a cada uno de los transformadores que están conectados en dicha red, el valor, el cual se debe ingresar, es el valor de la demanda de diseño que se obtiene de la tabla 12, dicho valor debe ser dividido en sus tres fases, como se indica en la Figura 30.

	A	B	C	Total	
Potencia aparente:	45,136	45,136	45,136	135,41	kVA
Factor de potencia:	95,0	95,0	95,0	95,0	%
Consumo:	0,0	0,0	0,0	0,0	kWh
Capacidad conectada:	0,0	0,0	0,0	0,0	kVA
Clientes:	0,0	0,0	0,0	0,0	

Fig. 30. Asignación de carga al transformador. Fuente: Autor

A continuación, en la Figura 31 se muestra el diagrama final de la red.

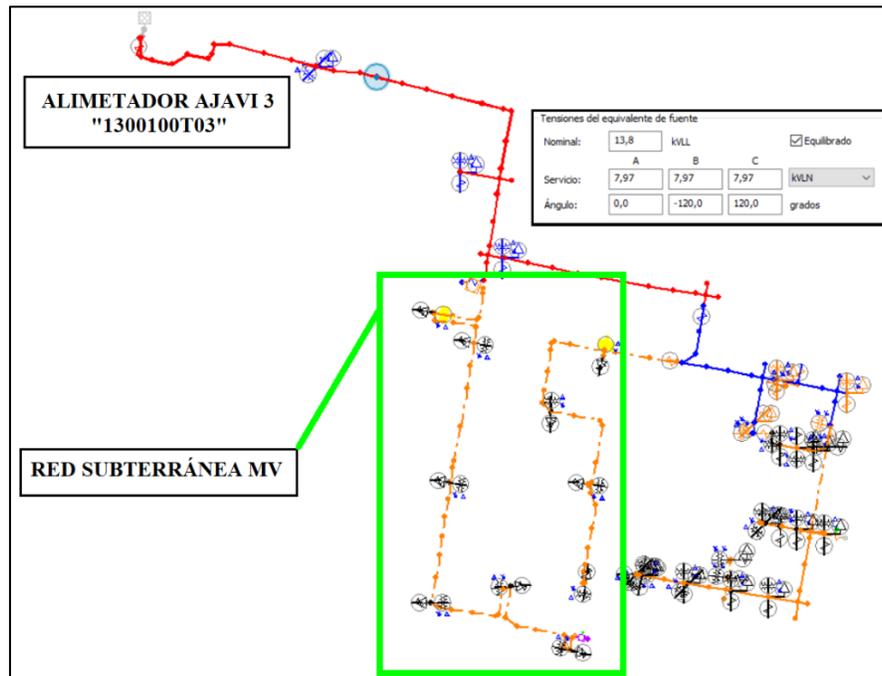


Fig. 31. Alimentador Ajavi 3."1300100T03"

### 3.4 Seccionamiento y protección

En este caso se debe instalar dos reconectores, los cuales ayudan a realizar transferencias de carga entre alimentadores, siendo operados manualmente, así teniendo el primer reconector en el poste J3P123, el cual es el punto de conexión 1 y el otro reconector en el poste J3P47, que es el punto de interconexión con el alimentador Ajaví 1 (Figura 32), en el primer reconector se debe realizar un montaje de tres seccionadores con sus respectivos fusibles.

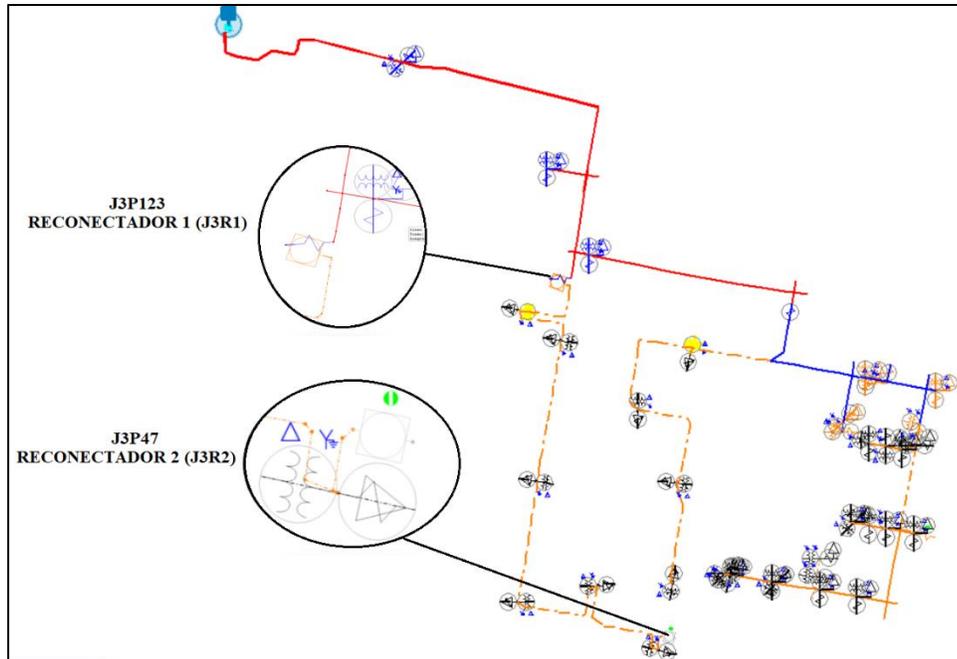


Fig. 32. Ubicación de reconectores. Fuente: Autor.

Para el punto de conexión dos se debe realizar un montaje de tres seccionadores con fusible en el poste J3P124, en el lado secundario del transformador, cada circuito debe tener un interruptor termomagnético tripolar de caja moldeada, en el cual se determina mediante la potencia que tenga dicho circuito y en algunos casos se instala un solo interruptor.

Las protecciones para los transformadores en el lado primario son fusibles limitadores de corriente y fusibles tipo bayoneta que varían dependiendo de la potencia de cada centro de transformación y sus valores son dados por el fabricante.

### 3.5 Transferencias de carga

La transferencia de carga se realiza entre los alimentadores Ajaví 1 y Ajaví 3 (Figura 33), con el fin de realizar mantenimientos y evitar los cortes de energía por tiempos prolongados, con la finalidad de transferir la carga del alimentador Ajaví 3 hacia el alimentador Ajaví 1.

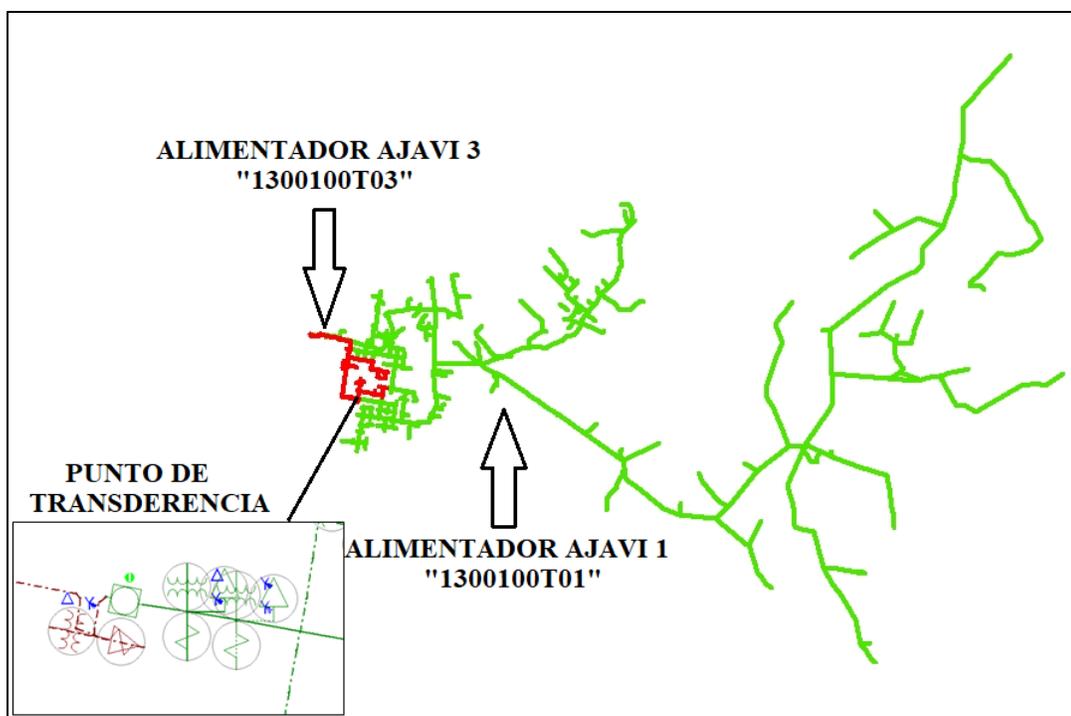


Fig. 33. Diagrama de alimentadores en transferencia. Fuente: Autor

Mediante el software CYMDIST se realiza el análisis de la transferencia de carga entre alimentadores. Como punto de partida se debe conocer las demandas máximas de los alimentadores que son medidos en cabecera, los cuales van a entrar en análisis, en este caso para los alimentadores J1 y J3 se tiene los datos que se muestra en la Tabla 17.

TABLA 17. Demandas máximas alimentadores.

ALIM.	Demanda Máxima	Voltaje (pu)			Corrientes			Factor de potencia		
		Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Fp (a)	Fp (b)	Fp (c)
AJAVI 1	3329,609	0,962	0,968	0,968	149,890	147,734	153,663	97,022	94,944	95,589
AJAVI 3	1197,554	0,973	0,976	0,977	52,548	57,148	53,937	95,455	94,352	92,728

Fuente: Autor

A continuación, se procede a ingresar los datos de demanda máxima, en valores de corriente y factor de potencia, para las cabeceras de los alimentadores, en la Figura 34 se muestra los valores de demanda máxima del alimentador Ajaví 1 y de igual manera se realiza con el siguiente alimentador en estudio.

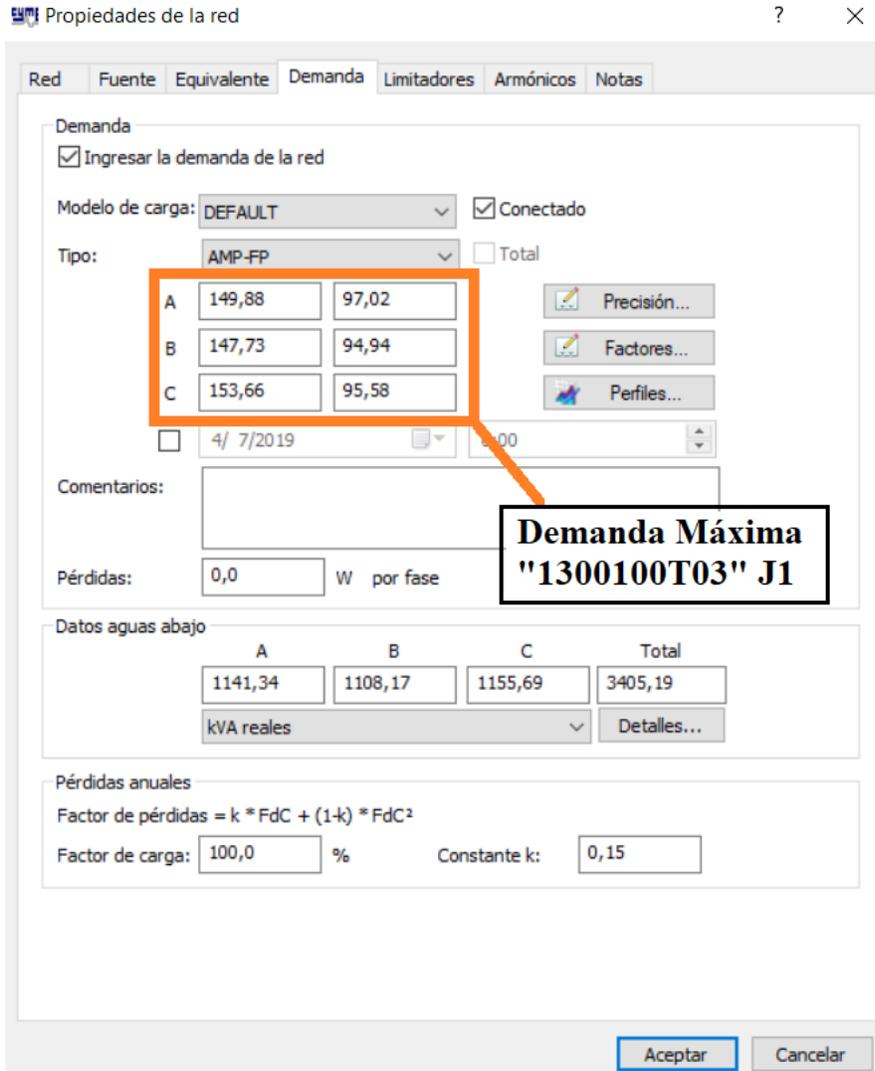


Fig. 34. Ingreso de demanda máxima alimentador Ajaví 1. Fuente: Autor

Una vez que están ingresados los datos en las cabeceras, se prosigue a ejecutar flujos de carga a cada uno de los alimentadores, obteniendo como resultados corrientes en cualquier punto del circuito, en este caso se identifica la corriente en el punto de transferencia como se indica en la Figura 35, el proceso de transferencia se lo realiza mediante el reconector proyectado en el poste J3P47, que es el punto de conexión entre los dos alimentadores en estudio.

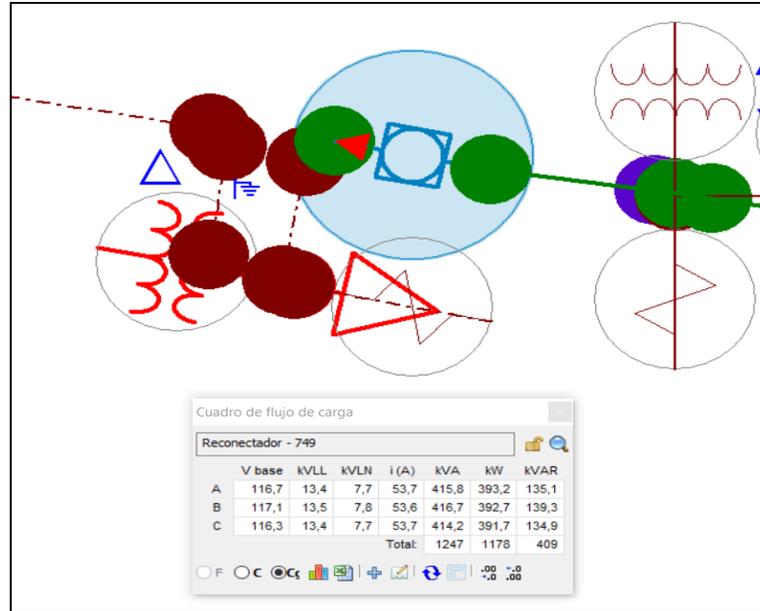


Fig. 35. Corrientes del alimentador Ajaví 1 en el punto de transferencia.

En este caso se observa que las corrientes por cada fase están en el rango de los 50 Amp y el relé de protección de la cabecera del alimentador J1 es de 240 Amp, se determina que al transferir la carga del alimentador J3 hacia el alimentador J1 no presenta ningún inconveniente, teniendo como resultado las corrientes de cabecera que se obtienen mediante el flujo de carga, como se muestran en la Figura 36.

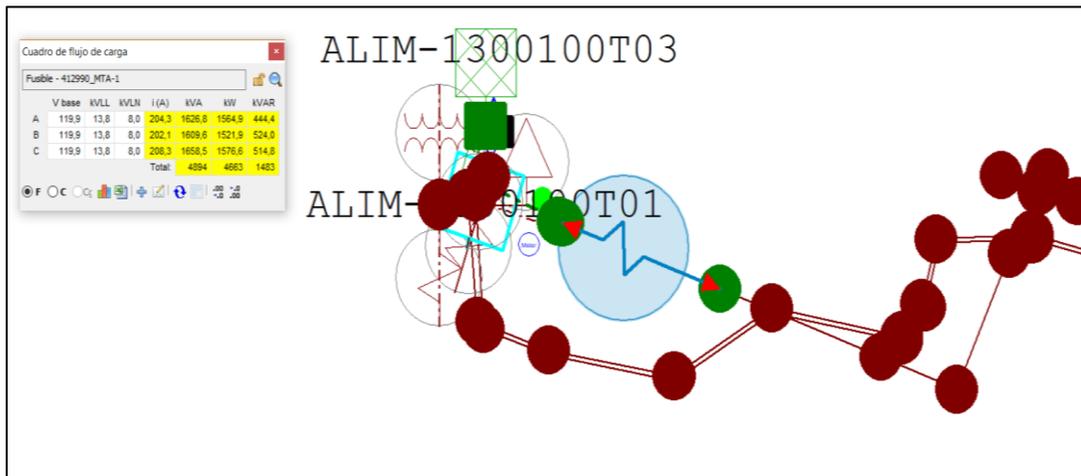


Fig. 36. Corriente total en la cabecera del alimentador Ajaví 1.

### 3.6 Transición de red aérea a subterránea

La transición aérea subterránea se realiza de tres puntos, los cuales están en los postes J3P123, J3P47 y J3P214, en la primera transición, como se mencionó anteriormente, se mantiene el reconector que ya está instalado actualmente, en el poste J3P47 se instala un

nuevo reconector el cual permite la transferencia y en el poste J3P214 se realiza una transición aérea subterránea con seccionadores y fusibles, se debe realizar el cambio de los postes mencionados, por postes de hormigón de 12 metros y 500 Kg de ruptura transversal.

En la transición se debe instalar puntas terminales de tipo exterior en cada uno de los extremos de los cables monopolares, la bajante debe ser con tubería de acero galvanizado con un diámetro mínimo de 4" y en uno de sus extremos se añade un codo metálico reversible, dicha bajante debe ser fijada con cinta metálica hacia el poste.

### **3.7 Costos eléctricos y civiles**

En este punto se realiza un análisis detallados de los elementos y equipos que conforman la red subterránea en donde constan:

- Inversión eléctrica
- Inversión civil

#### **3.7.1 Inversión eléctrica**

En la inversión eléctrica se considera valores unitarios y totales, siendo así, los valores siguientes que se indica en el Anexo H en donde se detallan los materiales y equipos de la red de medio voltaje, red de bajo voltaje y alumbrado público.

En el Anexo enunciado se puede observar que la inversión eléctrica total es alrededor de \$ 1.049.025,96, en el cual se incluye en los costos indirectos, la mano de obra de montaje y desmontaje de la red actual he instalación de los equipos y partes que conforman el circuito eléctrico subterráneo, en el presente valor no está adicionado el impuesto al valor agregado.

#### **3.7.2 Inversión civil**

En esta sección se analiza los costos referenciales de obra civil que son necesarios para llevar a cabo el presente proyecto, los cuales están detallados en el Anexo I y cuenta con costos de valor unitario y total de la parte civil.

El costo de la inversión civil es alrededor del 50% en comparación con el valor de la obra eléctrica.

### 3.7.3 Inversión total del proyecto

El análisis de los costos unitarios y totales de la inversión del proyecto, tanto de la parte eléctrica como de la parte civil, da un valor total de \$1.775.981,13 (un millón setecientos mil setecientos setenta y cinco mil novecientos ochenta y un dólares con trece centavos) dicho valor ya está incluido el impuesto de valor agregado, a continuación, en la Tabla 18, se muestra los costos y valores totales del proyecto presente,

TABLA 18. Costo total del proyecto.

**INVERSIÓN TOTAL DE LA RED SOTERRADA DE MEDIO VOLTAJE,  
BAJO VOLTAJE Y ALUMBRADO PÚBLICO DEL CENTRO DE LA CIUDAD  
DE IBARRA PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE.**

INVERSIÓN DE OBRA ELÉCTRICA	\$ 1.049.025,55
INVERSION DE OBRA CIVIL	\$ 536.671,89
<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$1585.697,44</b>
<b>IVA 12%</b>	<b>\$ 190.238,69</b>
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1.775.981,13</b>

Fuente: Autor

### 3.8 Análisis técnico económico

En este punto se analiza si la inversión del proyecto tiene beneficios monetarios para la empresa distribuidora, en donde se analiza los costos de operación y mantenimiento, así mismo, los costos que son generados en la compra de energía.

La Dirección de Planificación de EMELNORTE cuentan con un esquema a seguir para realizar el análisis técnico económico, en donde se toma en cuenta los puntos detallados a continuación.

#### 3.8.1 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía son un aspecto que afecta a la empresa distribuidora, ya que dichas pérdidas son asumidas por ella en donde se ven reflejados costos monetarios.

En el presente proyecto se trata de disminuir las pérdidas de energía que presenta la red actual, en comparación con la red propuesta en este documento, se realiza un análisis para determinar el porcentaje que se disminuye al realizar un adecuado diseño.

Para el presente análisis se toma como referencia la demanda máxima del alimentador, se realiza flujos de carga en la red aérea actual y en la red subterránea propuesta, dando como resultado las pérdidas que se muestran en la Tabla 19.

TABLA 19. Pérdidas de energía Ajavi 3.

ALIMENTADOR	PÉRDIDAS MW-h/año	
	RED AEREA	RED SUBTERRANEA
"1300100T03"	320,31	199,36

Fuente: Autor

Con los valores mostrados en la anterior tabla, se determina que el porcentaje de reducción de perdidas en el alimentador J3 es del 37.7%, valor que se toma en cuenta en el análisis.

La vida útil de la red subterránea se estima que tiene un periodo de vida de 30 años y este tiempo se considera para realizar el análisis; como conocimiento previo se sabe que, al ser un centro histórico, el crecimiento se ve relacionado con los estatutos de los municipios, en este caso el centro de la ciudad de Ibarra, se encuentra en una etapa de culminación de crecimiento que permite el coeficiente de ocupación de suelo; al tomar como referencia este suceso se determina que la red alcanzará su demanda proyectada en 5 años, de aquí en adelante la demanda permanece constante.

### 3.8.2 Costos de distribución del servicio.

Los costos de distribución de energía están relacionados a los costos que tiene cada etapa del sistema eléctrico, las cuales se detallan en la Tabla 20.

TABLA 20. Costos de distribución de energía.

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN DE SERVICIO ¢/kWh	
Generación	3.26
Transmisión	0.69
Distribución	5.59
Comercialización	2.15

Fuente: Autor

Para el análisis se toma en cuenta que el precio medio de la energía es de 10.15¢/kWh

### 3.8.3 Evaluación económica

Para la evaluación económica se siguen los siguientes pasos.

- Es importante conocer datos preliminares para realizar la evaluación como son la tasa de actualización, que en este caso es de 12%, la inversión total del proyecto, costos de operación y mantenimiento, número de abonados en el alimentador, costos de la distribución de energía, porcentaje de disminución de pérdidas.
- Se determina la energía consumida anualmente por los usuarios que están conectados al alimentador, en donde se incluyen las pérdidas de energía por cada año, también se toma

en cuenta la energía adicional por ahorro en pérdidas, las cuales se estiman obtener con el presente diseño de la nueva red, que en este caso es la energía consumida por el porcentaje de ahorro de pérdidas.

- c. Es este punto de evaluación, se determina los egresos que tiene la red al momento de realizar la distribución de energía entregada a los usuarios del alimentador; en síntesis, se puede decir que es el costo de la compra de energía, a esto se le añade los costos de operación y mantenimiento de la red, que en este caso el alrededor del 3% de la inversión total del proyecto.
- d. A continuación, se realiza el cálculo de los ingresos por venta de energía a los consumidores que están en la red.
- e. En esta etapa se realiza la diferencia entre el beneficio y el costo, que se determina en base al flujo de fondos, se puede apreciar en el Anexo J, que desde el primer año se obtienen beneficios que van aumentando conforme van pasando los años.
- f. Se procede a calcular los valores actualizados por cada año de operación de la red, en este caso es el cálculo del VAN de los costos y de los beneficios, en donde se determina los valores netos actualizados que es la diferencia de los beneficios con los costos.
- g. Una vez obtenidos los valores presentes se determina el VAN total del proyecto, que en este caso es de \$ 1.977.210 que, como se mencionó en el capítulo uno, si el VAN es mayor a cero el proyecto es viable.
- h. Se procede a calcular el TIR, utilizando la función matemática propia de Excel que toma en cuenta la fórmula que se mencionó en el primer capítulo del documento y que da como resultado un TIR de 23.44% que se muestra en la Figura 37 y una relación costo beneficio de 1.44.

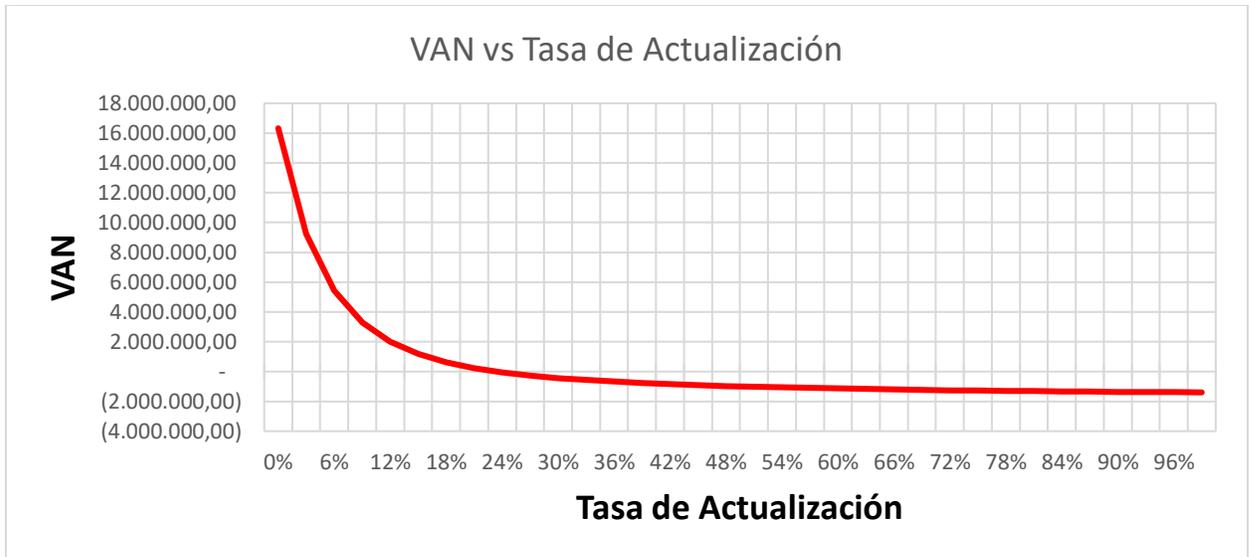


Figura 37 Valor Actual Neto. Fuente: Autor

Todos los valores detallados se muestran en Anexo J.

Los valores determinados en este análisis dan como resultado que el proyecto es viable y que se puede realizar su ejecución, ya que permitirá a la empresa distribuidora tener recursos adicionales por disminución de pérdidas de energía, que permite brindar una mejor calidad de servicio y así evitando la contaminación visual.

## Conclusiones

- Mediante un levantamiento de información de operación de la red actual se determina que los transformadores de la red se encuentran sobredimensionados, los cuales crean pérdidas de energía por efecto de la magnetización de dichos equipos y de igual manera que los conductores de los alimentadores primarios no cumplen con los establecido en la disposición que regula el Departamento de Estudios Eléctricos.
- El análisis de las normas de las redes subterráneas establecidas por los entes reguladores permitió un enfoque más global de cómo se debe realizar una planificación adecuada, así evitando entrar en procesos errados que se ven reflejados en pérdidas económicas para la distribuidora.
- El diseño de la red subterránea presenta niveles aceptables para la prestación del servicio eléctrico, cumpliendo con normas estándar que rigen a nivel nacional y que el proyecto presente sirve como apoyo para realizar lineamientos internos en la distribuidora de energía, debido a que no cuenta con ninguna especificación en el aspecto de redes subterráneas.
- La proyección de la demanda es un punto clave en la planificación de como crece la demanda eléctrica, en el caso de la red subterránea el uso de ductos presta un nivel de seguridad más alto en condiciones de mantenimiento, por otro punto, la transferencia de carga permite que los costos de energía sean los mínimos posibles que al ser una zona altamente comercial el consumo de energía es notable en donde mediante el sistema propuesto se logra mejorar el servicio.
- En el caso del análisis técnico económico se establece que el proyecto es viable desde dos puntos de vista el primero es el económico ya que el capital de inversión tiene un tiempo de recuperación aceptable y el segundo que el proyecto tiene como finalidad el beneficio social del sector.

## Recomendaciones

- Es adecuado seguir trabajando en las normas para las redes de esta clase, añadiendo más especificaciones a la norma técnica ya establecida, debido a que aún falta ser elaborada en su totalidad y de la misma manera homologar más equipos con los cuales se puede mejorar el sistema.
- En base a el estudio realizado, se promueve a la elaboración de lineamientos de construcción civil y eléctrica conjuntamente entre la empresa distribuidora de energía y el GAD de la ciudad de Ibarra.
- Diseñar la red de medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado público con conductores tipo TTU de aluminio, añadiendo a la tabla de caída de voltaje de conductores de la Dirección de Planificación de EMELNORTE.
- Se recomienda realizar la coordinación de protecciones de redes subterráneas incluyendo las curvas de protección de los fusibles tipo bayoneta. Es necesario cumplir con las normas y estatutos establecidos por los entes de regulación para la adecuada planificación.
- Realizar un revisión dentro de 5 años para determinar cómo está creciendo la demanda para establecer si es necesario repotenciarla y readecuarla.

## Referencia

- Anaya, V., Domínguez , G., & Peña, V. (2011). *Metodología para coordinación de equipos de protección y sistemas eléctricos de distribución*. Mexico.
- ARCONEL . (2014). *Prestación de servicio de alumbrado público general*. Quito .
- Ariza Ramírez, A. M. (2013). *Metodos de utilización para el pronostico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución*. Pereira: S/E.
- Aucapiña , J., & Niola , J. (2012). *Proyecto de especificaciones técnicas para el diseño de redes subterráneas de la empresa regional centro sur S.A*. Cuenca.
- Baca Urbina , G. (2013). *Evaluación de proyectos* . Mexico : Mc Graw Hill.
- CONELEC. (2011). *Prestación del Servicio de Alumbrado Público*. Quito.
- de la Fé Dotres, S. (2004). *EcuRed*. Obtenido de Características de las cargas típicas de las redes eléctricas de distribución:  
[https://www.ecured.cu/Caracter%C3%ADsticas\\_de\\_las\\_cargas\\_t%C3%ADpicas\\_de\\_las\\_redes\\_el%C3%A9ctricas\\_de\\_distribuci%C3%B3n](https://www.ecured.cu/Caracter%C3%ADsticas_de_las_cargas_t%C3%ADpicas_de_las_redes_el%C3%A9ctricas_de_distribuci%C3%B3n)
- Duchisela , L. (2015). *Diseño y analisis técnico económico de la red de distribución eléctrica subterránea de la Av.Manuel Córdova Galarzaga para la empresa eléctrica Quito* . Quito : EPN.
- EMELNORTE. (2018). *Adecuacion de las redes de distribución de emelnorte, dimensionamiento de transformadores y método de cálculo de caídas de voltaje en redes secundarias de distribución*. Ibarra.
- EMELNORTE. (2018). *Diseño y simulación del sistema eléctrico de distribución en medio voltaje para la ciudad del conocimiento Yachay*. Ibarra.
- EMELNORTE. (18 de Enero de 2019). *EATON*. Obtenido de CYME.
- EMELNORTE. (2019). *Sistema de Información Geográfica*. Ibarra.
- Enertolima. (2011). *Criterios de diseño y normas para la construcción de instalaciones de distribución y uso final de la energía*. Colombia.
- Enríquez Harper , G. (2004). *Guía práctica para el cálculo de instalaciones eléctricas*. Mexico: Limusa.

- Enríquez, G. (2004). *El ABC del alumbrado y las instalaciones eléctricas en baja tensión*. México : Limusa .
- Espina , J. (2003). *Caracterización de la Carga en Sistemas Eléctricos de Distribución*. Maracaibo : Universidad de Zulia .
- García Trascos, J. (2011). *Instalaciones eléctricas en media y baja tensión*. Madrid: Paraninfo.
- González, R. (2015). *Diseño de la red de distribución, subterránea en 13.8kv del parque industrial "El Huasteco" localizado en Altamira, Tamaulipas*. MEXICO.
- Lagunes , A., & Arellano , O. (2015). *Red de distribución eléctrica en 23,000 volts del estadio olímpico universitario*. México D.F.
- Marín , N., Montiel , E., & Ketelhon, N. (2014). *Evaluación de inversiones estratégicas*. Bogotá : LID.
- MEER. (2016). *Manual de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas*. Quito : MEER.
- MEER. (2016). *Marco teórico para la homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas*. QUITO.
- Ministerio de ciencia y tecnología . (2002). *Redes subterráneas para distribución en baja tensión*. España.
- Moreno , M. (7 de Julio de 2010). *El blog salmón* . Obtenido de El blog salmón : <https://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/el-flujo-de-caja-y-su-importancia-en-la-toma-de-decisiones>
- Narvaez , Y., & Prado , K. (2012). *Diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio el Piñoncito de campo de la Cruz*. Barranquilla: Universidad de la Costa.
- NTE INEN 1753. (1990). *Redes de distribución de energía eléctrica*. Quito.
- Osorio J, J. E. (08 de mayo de 2009). *electrica.mx*. Obtenido de Redes de Distribución Subterránea: <http://electrica.mx/redes-de-distribucion-subterranea/>
- Ramírez , S. (2004). *Redes de distribución de energía*. Manizales : Universidad Nacional de Colombia.
- Restrepo , M. (23 de Octubre de 2017). *Rankia* . Obtenido de Rankia : <https://www.rankia.co/blog/mejores-cdts/3718561-que-tir-para-sirve>

- Sapag Chain , N., & Sapag Chain, R. (2008). *Preparación y evaluacion de proyectos* . Bogota: McGraw-Hill.
- Saucedo , R. (2001). *Introducción a las instalaciones eléctricas* . Mexicali : Universidad Autónoma de Baja California.
- Short, T. (2004). *Electric Power Distribution* . New York: CRC.
- Trashorras, J. (2013). *Desarrollo de redes eléctricas y centros de transformación* . Madrid: Paraninfo .
- Váquiro , J. (23 de Febrero de 2010). *PYMESFUTURO*. Obtenido de PYMESFUTURO:  
<http://www.pymesfuturo.com/costobeneficio.html>
- Viakon. (2011). *Manual Eléctrico*. Monterrey .
- Viloria, R. (2008). *Instalaciones eléctricas para viviendas* . Paraninfo.
- Yebra Morón , J. A. (2009). *Sistemeas Electricos de Distribución* . Mexico : Reverté.

# Anexos

## Anexo A: Simbología

SIMBOLOGÍA PARA REDES SUBTERRANEAS			
DESCRIPCION	SIMBOLO (DISEÑO)		SIMBOLO (SIG)
	EXISTENTE	PROYECTADO	
Banco de Ductos			
Pozos para MV,BV y Alumbrado			
Pozos para acometidas y Alumbrado			
Cámaras			
Transformador 1F			
Transformador 3F			
Seccionamiento con conector tipo Codo. (C)			
Seccionamiento con conector tipo T			
Seccionamiento con conector codo Portafusible			
Seccionamiento con Barrajes desconectables			
Seccionamiento con Fusibles			
Descargador o pararrayo tipo codo			
Interruptor para redes subterranas			
Celdas de seccionamiento			
Celdas de protección			
Interruptor Termo magnético			
Transición de red aérea a subterránea			

**Anexo B: Resultados de demanda coincidente total por cada microárea.**

<b>Microárea</b>	<b>Nº Abonados</b>	<b>FC</b>	<b>Σ Dind</b>	<b>DMC (kW)</b>	<b>Luminaria (kW)</b>	<b>DMCT (kW)</b>
0	75	0,3154	333,62	105,21	1,50	106,71
1	88	0,3097	863,41	267,40	0,95	268,35
2	38	0,3408	321,25	109,47	0,83	110,29
3	5	0,4312	18,83	8,12	0,10	8,22
4	70	0,3178	947,76	301,23	1,05	302,28
5	57	0,3253	292,69	95,23	0,98	96,20
6	63	0,3217	577,80	185,86	1,35	187,21
7	44	0,3351	1084,02	363,25	0,45	363,70
8	34	0,3451	393,42	135,78	0,45	136,23
9	11	0,3932	65,87	25,90	0,50	26,40
10	3	0,4579	11,73	5,37	0,15	5,52
12	67	0,3194	296,89	94,83	1,45	96,28
13	54	0,3274	170,36	55,77	0,93	56,69
14	70	0,3178	409,19	130,05	3,35	133,40
15	1	1,0000	5,73	5,73	1,25	6,98
16	73	0,3163	534,47	169,07	7,42	176,48
17	33	0,3463	201,19	69,67	2,28	71,95
20	46	0,3334	568,36	189,49	1,85	191,34
21	16	0,3765	60,53	22,79	0,33	23,11
22	29	0,3515	134,37	47,23	0,30	47,53
23	0	0,0000	0,00	0,00	0,60	0,60
24	4	0,5000	1551,99	776,00	2,68	778,67
25	43	0,3360	419,77	141,03	1,10	142,13
26	0	0,0000	0,00	0,00	0,48	0,48
27	3	0,4579	5,84	2,67		2,67
28	8	0,4081	41,68	17,01	0,30	17,31
29	69	0,3184	382,96	121,92	1,58	123,49
30	51	0,3295	206,42	68,01	1,10	69,11
31	71	0,3173	986,47	313,03	0,75	313,78
32	26	0,3559	111,07	39,53	0,80	40,33
33	27	0,3544	131,30	46,53	0,70	47,23
34	43	0,3360	564,39	189,62	0,95	190,57
35	9	0,4025	42,17	16,97	0,35	17,32
36	9	0,4025	27,50	11,07	0,45	11,52
37	15	0,3793	63,91	24,24	0,70	24,94
38	77	0,3144	341,17	107,27	1,48	108,74
39	31	0,3488	59,75	20,84	0,37	21,21
44	22	0,3628	72,77	26,40	0,45	26,85
45	9	0,4025	26,19	10,54	0,45	10,99

46	16	0,3765	41,99	15,81	0,30	16,11
47	13	0,3856	33,11	12,77	0,25	13,02
48	36	0,3429	153,63	52,68	0,60	53,28
50	1	1,0000	55,86	55,86	0,18	56,04
51	41	0,3378	184,94	62,47	1,07	63,54
52	27	0,3544	69,80	24,74	0,15	24,89
55	4	0,4426	34,83	15,42		15,42
58	0	0,0000	0,00	0,00	1,22	1,22

## Anexo C: Áreas habilitadas

Microárea (100*100)	Área Total (m2)	Uso de calles (m2)	Área neta total (m2)	Área neta por uso de suelo (An_i)	Tipo de suelo	(COS%)	Área habilitada por piso (Ahp_i)	Número de pisos permitidos (h)	Área permitida (Ap_i)	Área total habilitada por microárea (At_i)	Índice de Saturación (is) (W/m)	Demanda Máxima Proyectada (kW)	Demanda Máxima Proyectada Total (kW)
0	10000	1981,39	8018,61	8018,61	RESIDENCIAL	0,8	6414,888	4	25659,552	25659,55	5,33	136,85	136,8483
1	10000	2266,69	7733,31	7733,31	RESIDENCIAL	0,8	6186,648	4	24746,592	24746,59	5,33	131,98	131,9793
2	10000	2275,22	7724,78	916,83	RESIDENCIAL	0,8	733,464	4	2933,856	24719,3	5,33	15,65	102,3652
				6807,95	COMERCIAL	0,8	5446,36	4	21785,44		3,98	86,72	
3	10000	2.339,72	7660,28	7660,28	RESIDENCIAL	0,8	6128,224	4	24512,896	24512,9	5,33	130,73	130,7329
4	10000	2221,73	7778,27	7778,27	RESIDENCIAL	0,8	6222,616	4	24890,464	24890,46	5,33	132,75	132,7466
5	10000	2125,09	7874,91	4.998,19	RESIDENCIAL	0,8	3998,552	4	15994,208	25199,71	5,33	85,30	87,7766
				2.876,72	EQUIPAMIENTO	0,8	2301,376	4	9205,504		0,27	2,48	
6	10000	2.458,53	7541,47	1.352,78	EQUIPAMIENTO	0,8	1082,224	4	4328,896	24132,71	0,27	1,16	84,2852
				5.197,44	COMERCIAL	0,8	4157,9536	4	16631,8144		3,98	66,20	
				991,25	RESIDENCIAL	0,8	793	4	3172,00		5,33	16,92	
7	10000	2.541,34	7458,66	2602,09	EQUIPAMIENTO	0,5	1301,045	4	5204,18	20745,2	0,27	1,40	63,2616
				4856,57	COMERCIAL	0,8	3885,256	4	15541,024		3,98	61,86	
8	10000	2.463,29	7536,71	1.919,92	COMERCIAL	0,8	1535,936	4	6143,744	24117,47	3,98	24,46	91,1796
				3819,03	RESIDENCIAL	0,8	3055,224	4	12220,896		5,33	65,18	
				1797,76	EQUIPAMIENTO	0,8	1438,208	4	5752,832		0,27	1,55	
9	10000	2.401,31	7598,69	3628,71	EQUIPAMIENTO	0,8	2902,968	4	11611,872	24315,81	0,27	3,12	70,8760
				3969,98	RESIDENCIAL	0,8	3175,984	4	12703,936		5,33	67,75	
10	10000	2.159,60	7840,4	275,025	EQUIPAMIENTO	0,8	220,02	4	880,08	25089,28	0,27	0,24	129,3500
				7565,375	RESIDENCIAL	0,8	6052,3	4	24209,2		5,33	129,11	
12	10000	2.520,30	7479,7	7479,7	RESIDENCIAL	0,8	5983,76	4	23935,04	23935,04	5,33	127,65	127,6511
13	10000	2.013,40	7986,6	7986,6	RESIDENCIAL	0,8	6389,28	4	25557,12	25557,12	5,33	136,30	136,3020
14	10000	2.207,08	7792,92	1323,02	EQUIPAMIENTO	0,5	661,51	4	2646,04	23349,72	0,27	0,71	97,6671
				3.110,06	COMERCIAL	0,8	2488,048	4	9952,192		3,98	39,62	
				3359,84	RESIDENCIAL	0,8	2687,872	4	10751,488		5,33	57,34	
15	10000	1.986,32	8013,68	3021,81	EQUIPAMIENTO	0,5	1510,905	4	6043,62	22017,6	0,27	1,63	65,2108

				4991,87	COMERCIAL	0,8	3993,496	4	15973,984		3,98	63,59	
16	10000	1.794,33	8205,67	2.133,58	COMERCIAL	0,8	1706,864	4	6827,456	21747,43	3,98	27,18	68,6762
				2313,16	RESIDENCIAL	0,8	1850,528	4	7402,112		5,33	39,48	
				3758,93	EQUIPAMIENTO	0,5	1879,465	4	7517,86		0,27	2,02	
17	10000	2.366,81	7633,19	2448,8	EQUIPAMIENTO	0,5	1224,4	4	4897,6	21.487,65	0,27	1,32	89,7957
				5184,39	RESIDENCIAL	0,8	4147,512	4	16590,048		5,33	88,48	
18	10000	2.263,33	7736,67	6.351,04	RESIDENCIAL	0,8	5080,832	4	20323,328	23094,59	5,33	108,39	109,1343
				1.385,63	EQUIPAMIENTO	0,5	692,815	4	2771,26		0,27	0,75	
20	10000	2.890,32	7109,68	4.831,21	RESIDENCIAL	0,8	3864,968	4	15459,872	20016,81	5,33	82,45	83,6766
				2.278,47	EQUIPAMIENTO	0,5	1139,235	4	4556,94		0,27	1,23	
21	10000	1.987,77	8012,23	8012,23	EQUIPAMIENTO	0,5	4006,115	4	16024,46	16024,46	0,27	4,31	4,3097
22	10000	2.062,68	7937,32	409,09	RESIDENCIAL	0,8	327,272	4	1309,088	16662,92	5,33	6,98	14,0543
				247,81	COMERCIAL	0,8	198,248	4	792,992		3,98	3,16	
				7280,42	EQUIPAMIENTO	0,5	3640,21	4	14560,84		0,27	3,92	
23	10000	2.098,82	7901,18	2083,09	COMERCIAL	0,8	1666,472	4	6665,888	18302,07	3,98	26,53	29,6634
				5818,09	EQUIPAMIENTO	0,5	2909,045	4	11636,18		0,27	3,13	
24	10000	1.440,68	8559,32	1402,91	RESIDENCIAL	0,8	1122,328	4	4489,312	18802,13	5,33	23,94	27,7919
				7156,41	EQUIPAMIENTO	0,5	3578,205	4	14312,82		0,27	3,85	
25	10000	2.356,75	7643,25	7643,25	RESIDENCIAL	0,8	6114,6	4	24458,4	24458,4	5,33	130,44	130,4423
26	10000	2.253,53	7746,47	4986,98	RESIDENCIAL	0,8	3989,584	4	15958,336	24788,7	5,33	85,11	87,4844
				2759,49	EQUIPAMIENTO	0,8	2207,592	4	8830,368		0,27	2,37	
27	10000	2.980,60	7019,4	738,95	RESIDENCIAL	0,8	591,16	4	2364,64	22462,08	5,33	12,61	92,6103
				6280,45	COMERCIAL	0,8	5024,36	4	20097,44		3,98	80,00	
28	10000	1.311,36	8688,64	2.204,09	COMERCIAL	0,8	1763,272	4	7053,088	27803,65	3,98	28,08	138,7428
				6.484,55	RESIDENCIAL	0,8	5187,64	4	20750,56		5,33	110,67	
29	10000	3.256,43	6743,57	847,81	EQUIPAMIENTO	0,8	678,248	4	2712,992	21579,42	0,27	0,73	101,3487
				5.895,76	RESIDENCIAL	0,8	4716,608	4	18866,432		5,33	100,62	
30	10000	2.133,62	7866,38	7866,38	RESIDENCIAL	0,8	6293,104	4	25172,416	25172,42	5,33	134,25	134,2503
31	10000	2.260,67	7739,33	672,46	COMERCIAL	0,8	537,968	4	2151,872	24765,86	3,98	8,57	129,1713
				7066,87	RESIDENCIAL	0,8	5653,496	4	22613,984		5,33	120,61	
32	10000	2.228,50	7771,5	7771,5	COMERCIAL	0,8	6217,2	4	24868,8	24868,8	3,98	98,99	98,9918
33	10000	2.193,97	7806,03	161,99	RESIDENCIAL	0,8	129,592	4	518,368	21655,15	5,33	2,76	66,3376
				4.873,92	COMERCIAL	0,8	3899,136	4	15596,544		3,98	62,08	

				2.770,12	EQUIPAMIENTO	0,5	1385,06	4	5540,24		0,27	1,49	
34	10000	1.790,32	8209,68	8209,68	RESIDENCIAL	0,8	6567,744	4	26270,976	26270,98	5,33	140,11	140,1092
35	10000	2.232,30	7767,7	7767,7	RESIDENCIAL	0,8	6214,16	4	24856,64	24856,64	5,33	132,57	132,5662
36	10000	1422,35	8577,65	8577,65	RESIDENCIAL	0,8	6862,12	4	27448,48	27448,48	5,33	146,39	146,3891
37	10000	3.560	6439,97	6439,97	RESIDENCIAL	0,8	5151,976	4	20607,904	20607,9	5,33	109,91	109,9067
38	10000	3.491,71	6508,29	1083,67	EQUIPAMIENTO	0,5	541,835	4	2167,34	19526,12	0,27	0,58	93,1613
				5424,62	RESIDENCIAL	0,8	4339,696	4	17358,784		5,33	92,58	
39	10000	2.111,93	7888,07	7888,07	RESIDENCIAL	0,8	6310,456	4	25241,824	25241,82	5,33	134,62	134,6205
44	10000	2.726,61	7273,39	7273,39	COMERCIAL	0,8	5818,712	4	23274,848	23274,85	3,98	92,65	92,6470
45	10000	3.553,57	6446,43	2800,73	COMERCIAL	0,8	2240,584	4	8962,336	20628,58	3,98	35,68	97,8939
				3645,7	RESIDENCIAL	0,8	2916,56	4	11666,24		5,33	62,22	
46	10000	1.203,51	8796,49	3.952,04	COMERCIAL	0,8	3161,632	4	12646,528	28148,77	3,98	50,34	133,0173
				4.844,45	RESIDENCIAL	0,8	3875,56	4	15502,24		5,33	82,68	
47	10000	2.259,62	7740,38	7740,38	RESIDENCIAL	0,8	6192,304	4	24769,216	24769,22	5,33	132,10	132,1000
48	10000	2.214,10	7785,9	2.911,48	EQUIPAMIENTO	0,8	2329,184	4	9316,736	24914,88	0,27	2,51	85,6942
				4.874,42	RESIDENCIAL	0,8	3899,536	4	15598,144		5,33	83,19	
50	10000	1.594,14	8405,86	6.524,91	COMERCIAL	0,8	5219,928	4	20879,712	26898,75	3,98	83,11	115,2139
				1.880,95	RESIDENCIAL	0,8	1504,76	4	6019,04		5,33	32,10	
51	10000	2.712,87	7287,13	1.918,32	COMERCIAL	0,8	1534,656	4	6138,624	23318,82	3,98	24,44	106,7551
				574,24	EQUIPAMIENTO	0,8	459,392	4	1837,568		0,27	0,49	
				4794,57	RESIDENCIAL	0,8	3835,656	4	15342,624		5,33	81,83	
52	10000	2.145,34	7854,66	7854,66	RESIDENCIAL	0,8	6283,728	4	25134,912	25134,91	5,33	134,05	134,0503
55	10000	3.704,26	6295,74	6295,74	COMERCIAL	0,8	5036,592	4	20146,368	20146,37	3,98	80,19	80,1939
58	10000	3.130,66	6869,34	6413,71	COMERCIAL	0,8	5130,968	4	20523,872	21981,89	3,98	81,70	89,4678
				455,63	RESIDENCIAL	0,8	364,504	4	1458,016		5,33	7,77	

**Anexo D: Proyección de demandas por microárea**

Microárea	N.º Abonados	FC	Σ Dind	DMC (kW)	P. Luminaria (kW)	DMCT (kW)	D. Max. Alim (kW)	F. Ajuste	D.MAX. Saturación (kW)	Crecimiento de microárea	Demanda Proyectada (kW)
0	75	0,3154	333,62	105,21	1,50	106,71	21,36	0,20	136,85	136,85	27,3886034
1	88	0,3097	863,41	267,40	0,95	268,35	63,38	0,24	131,98	273,71	64,6498807
2	38	0,3408	321,25	109,47	0,83	110,29	3,85	0,03	102,37	112,50	3,92390838
3	5	0,4312	18,83	8,12	0,10	8,22	1,21	0,15	130,73	130,73	19,3152008
4	70	0,3178	947,76	301,23	1,05	302,28	58,12	0,19	132,75	308,33	59,2839065
5	57	0,3253	292,69	95,23	0,98	96,20	18,62	0,19	87,78	98,12	18,9960689
6	63	0,3217	577,80	185,86	1,35	187,21	96,06	0,51	84,29	190,95	97,9829656
7	44	0,3351	1084,02	363,25	0,45	363,70	73,68	0,20	63,26	370,97	75,1510337
8	34	0,3451	393,42	135,78	0,45	136,23	42,78	0,31	91,18	138,96	43,6359713
9	11	0,3932	65,87	25,90	0,50	26,40	4,59	0,17	70,88	70,88	12,3101228
10	3	0,4579	11,73	5,37	0,15	5,52	4,75	0,86	129,35	129,35	111,369321
12	67	0,3194	296,89	94,83	1,45	96,28	19,63	0,20	127,65	127,65	26,0244115
13	54	0,3274	170,36	55,77	0,93	56,69	11,73	0,21	136,30	136,30	28,2103486
14	70	0,3178	409,19	130,05	3,35	133,40	41,31	0,31	97,67	136,07	42,1382737
15	1	1,0000	5,73	5,73	1,25	6,98	19,32	2,77	65,21	65,21	180,516254
16	73	0,3163	534,47	169,07	7,42	176,48	15,16	0,09	68,68	180,01	15,4616986
17	33	0,3463	201,19	69,67	2,28	71,95	26,74	0,37	89,80	89,80	33,3762331
20	46	0,3334	568,36	189,49	1,85	191,34	44,44	0,23	83,68	195,17	45,3315662
21	16	0,3765	60,53	22,79	0,33	23,11	4,31	0,19	4,31	23,57	4,39586544
22	29	0,3515	134,37	47,23	0,30	47,53	52,42	1,10	14,05	48,48	53,4635519
23	0	0,0000	0,00	0,00	0,60	0,60	28,50	47,50	0,90	0,90	42,75
24	4	0,5000	1551,99	776,00	2,68	778,67	106,35	0,14	27,79	794,24	108,472944
25	43	0,3360	419,77	141,03	1,10	142,13	130,44	0,92	130,44	144,97	133,051151
26	0	0,0000	0,00	0,00	0,48	0,48	7,57	15,93	0,90	0,90	14,3414792
27	3	0,4579	5,84	2,67		2,67	0,36	0,13	92,61	92,61	12,3933912
28	8	0,4081	41,68	17,01	0,30	17,31	2,74	0,16	138,74	138,74	21,9262015
29	69	0,3184	382,96	121,92	1,58	123,49	51,39	0,42	101,35	125,96	52,4207162
30	51	0,3295	206,42	68,01	1,10	69,11	11,10	0,16	134,25	134,25	21,5636458
31	71	0,3173	986,47	313,03	0,75	313,78	86,21	0,27	129,17	320,06	87,9359513

32	26	0,3559	111,07	39,53	0,80	40,33	7,29	0,18	98,99	98,99	17,8924988
33	27	0,3544	131,30	46,53	0,70	47,23	9,54	0,20	66,34	66,34	13,4037888
34	43	0,3360	564,39	189,62	0,95	190,57	34,27	0,18	140,11	194,38	34,9518728
35	9	0,4025	42,17	16,97	0,35	17,32	2,50	0,14	132,57	132,57	19,1123501
36	9	0,4025	27,50	11,07	0,45	11,52	1,96	0,17	146,39	146,39	24,8479074
37	15	0,3793	63,91	24,24	0,70	24,94	3,29	0,13	109,91	109,91	14,520056
38	77	0,3144	341,17	107,27	1,48	108,74	21,80	0,20	93,16	110,92	22,2342752
39	31	0,3488	59,75	20,84	0,37	21,21	8,43	0,40	134,62	134,62	53,5083956
44	22	0,3628	72,77	26,40	0,45	26,85	4,73	0,18	92,65	92,65	16,3283159
45	9	0,4025	26,19	10,54	0,45	10,99	4,49	0,41	97,89	97,89	39,9564239
46	16	0,3765	41,99	15,81	0,30	16,11	2,75	0,17	133,02	133,02	22,743812
47	13	0,3856	33,11	12,77	0,25	13,02	2,17	0,17	132,10	132,10	22,04531
48	36	0,3429	153,63	52,68	0,60	53,28	14,97	0,28	85,69	85,69	24,0778492
50	1	1,0000	55,86	55,86	0,18	56,04	3,58	0,06	115,21	115,21	7,36777241
51	41	0,3378	184,94	62,47	1,07	63,54	8,22	0,13	106,76	106,76	13,8057454
52	27	0,3544	69,80	24,74	0,15	24,89	4,32	0,17	134,05	134,05	23,2550126
55	4	0,4426	34,83	15,42		15,42	0,89	0,06	80,19	80,19	4,61705143
58	0	0,0000	0,00	0,00	1,22	1,22	0,08	0,06	89,47	89,47	5,56232761
<b>Total</b>											<b>1838,01143</b>

Anexo E: Tabla de caída de voltajes en circuitos secundarios

EmelNorte			COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "NOMBRE"			08-jul.-16	HOJA: HOJA 1 DE 3				
				C	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT1 - 25kVA				
TIPO DE INSTALACIÓN:	AEREA	VOLTAJE:	240/120 V	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%				
CONDUCTOR: Prens. "P"; Desn. "D":	D	No. FASES:	2	DMD:	12,71687132				
<p>RED SECUNDARIA</p> <p>Transformador de Distribución 240/120 V</p>									
DATOS			CARGA TOTAL	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		Nro.			FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA	No. Conduc.	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	10	1	10,40	1F-3C	2	1160	104	0,09	0,09
1-2	10	1	4,26	1F-3C	2	283	42,64059897	0,15	0,24
0-3	40	5	9,19	1F-3C	2	283	367,6907917	1,30	1,30
3-4	45	3	7,04	1F-3C	2	283	316,6064474	1,12	2,42

Anexo F: Cálculo de caída de voltaje de centros de transformación.

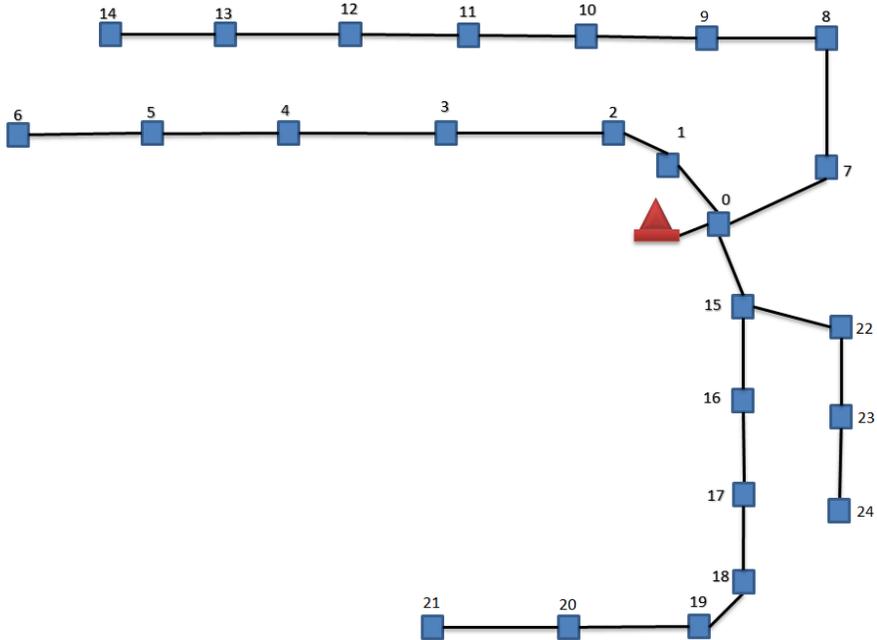
Centro de transformación numero 1 (CT\_N1)

<b>Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica</b>		
	<b>T</b>	
	<b>Ingresar # luminarias</b>	
	<b>20</b>	
	<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>	
	<b>150</b>	
	<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>	
	<b>0,95</b>	
	<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>	
	<b>219,83</b>	
	<b>Número total de abonados</b>	
	<b>106</b>	
	<b>Factor de coincidencia</b>	
	<b>0,30</b>	
	<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>	
	<b>66,67</b>	
	<b>Demanda de diseño (kVA)</b>	
	<b>75,86</b>	
<b><i>Potencia de transformador normalizada</i></b>		
*****	<b>75 kVA</b>	*****

**DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN  
INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 1 DE 1
				Tipo de Usuario	D	CENTRO DE TRANSFORMACION No.	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		

# USUARIOS	106
Ingresar DD (kW)	66,67
Fp	0,95
DD+Pér (kW)	69,0701



DATOS					CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		Nro.	Carga/usuario	Luminarias		FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	32	15	11,47	1,105	Trifásico	# 2/0	1430	402,4	0,27	0,27
1-2	11	15	11,47	0,947	Trifásico	# 2/0	1430	136,587	0,09	0,36
2-3	44	15	11,47	0,789	Trifásico	# 2/0	1430	539,396	0,36	0,72
3-4	47	12	7,72	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	392,497	0,26	0,99
4-5	46	10	6,15	0,473	Trifásico	# 2/0	1430	304,658	0,20	1,19
5-6	30	5	3,24	0,157	Trifásico	# 2/0	1430	101,91	0,07	1,26
0-7	19	48	33,35	1,105	Trifásico	# 2/0	1430	654,645	0,44	0,44
7-8	36	43	25,31	1,105	Trifásico	# 2/0	1430	950,94	0,64	1,08
8-9	27	36	21,62	0,947	Trifásico	# 2/0	1430	609,309	0,41	1,49
9-10	29	33	21,07	0,789	Trifásico	# 2/0	1430	633,911	0,43	1,91
10-11	30	30	18,19	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	564,63	0,38	2,29
11-12	26	21	11,97	0,473	Trifásico	# 2/0	1430	323,518	0,22	2,51
12-13	43	14	7,35	0,315	Trifásico	# 2/0	1430	329,595	0,22	2,73
13-14	31	6	3,21	0,157	Trifásico	# 2/0	1430	104,377	0,07	2,80
0-15	11	43	27,88	0,947	Trifásico	# 2/0	1430	317,097	0,21	0,21
15-16	39	16	14,24	0,789	Trifásico	# 2/0	1430	586,131	0,39	0,61
16-17	35	13	12,65	0,789	Trifásico	# 2/0	1430	470,365	0,32	0,92
17-18	26	11	10,59	0,789	Trifásico	# 2/0	1430	295,854	0,20	1,12
18-19	13	11	10,59	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	142,95554	0,10	1,22
19-20	32	7	6,85	0,473	Trifásico	# 2/0	1430	234,336	0,16	1,37
20-21	57	4	4,90	0,157	Trifásico	# 2/0	1430	288,249	0,19	1,57
15-22	9	19	10,65	0,157	Trifásico	# 2/0	1430	97,263	0,07	1,63
22-23	35	18	3,11	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	108,85	0,07	1,71
23-24	37	8	3,11	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	115,07	0,08	1,78

**Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica**

T

<b>Ingresar # luminarias</b>
<b>10</b>
<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>
<b>200</b>
<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>
<b>0,95</b>
<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>
<b>436,14</b>
<b>Número total de abonados</b>
<b>82</b>
<b>Factor de coincidencia</b>
<b>0,31</b>
<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>
<b>136,16</b>

<b>Demanda de diseño (kVA)</b>
<b>150,59</b>

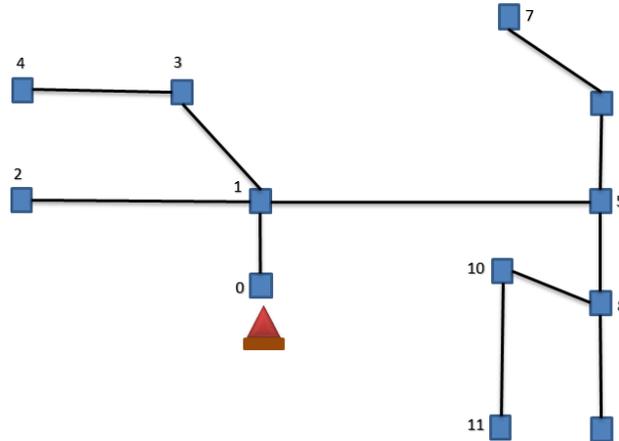
***Potencia de transformador normalizada***

*****	<b>150 kVA</b>	*****
-------	----------------	-------

**DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN  
INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 2 DE 3
				Tipo de Usuario	D	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT2- 150kVA	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		

# USUARIOS	82
Ingresar DD (kW)	136,16
Fp	0,95
DD+Pér (kW)	141,062



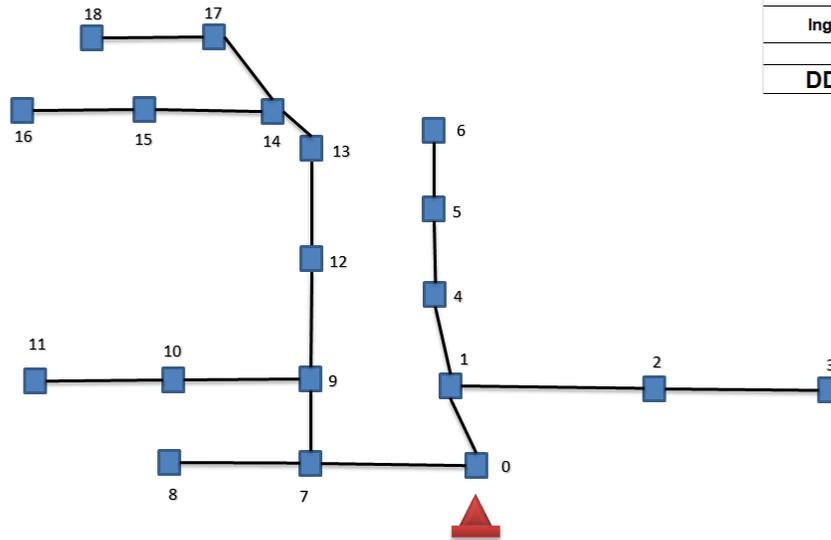
DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		Nro.				FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	9	6	103,09	0,421	Trifásico	# 4/0	2090	882,94883	0,40	0,40
1-2	50	3	102,04	0,210	Trifásico	# 4/0	2090	5112,5	2,31	2,71
0-3	25	22	11,59	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	300,275	0,20	0,20
3-4	35	6	2,24	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	85,75	0,06	0,26
0-5	36	54	33,80	1,263	Trifásico	# 2/0	1430	1262,268	0,85	0,85
5-6	11	7	3,13	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	39,061	0,03	0,87
6-7	15	3	1,84	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	30,75	0,02	0,89
5-8	27	43	30,16	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	831,357	0,56	1,45
8-9	39	12	6,80	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	273,39	0,18	1,64
8-10	11	15	15,91	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	177,32	0,12	1,76
10-11	27	6	3,05	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	88,02	0,06	1,81

CIRCUITO 1

CIRCUITO 2

<b>Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica</b>		
	<b>T</b>	
	<b>Ingresar # luminarias</b>	
	<b>13</b>	
	<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>	
	<b>200</b>	
	<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>	
	<b>0,95</b>	
	<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>	
	<b>258,47</b>	
	<b>Número total de abonados</b>	
	<b>100</b>	
	<b>Factor de coincidencia</b>	
	<b>0,31</b>	
	<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>	
	<b>78,90</b>	
	<b>Demanda de diseño (kVA)</b>	
	<b>88,78</b>	
<b><i>Potencia de transformador normalizada</i></b>		
*****	<b>75 kVA</b>	*****

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 2 DE 3
				Tipo de Usuario	C	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT3- 100kVA	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		



# USUARIOS	100
Ingresar DD (kw)	78,9
Fp	0,95
DD+Pér (kW)	81,7404

DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	Nro.					FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	15	47	41,54	0,842	Trifásico	# 2/0	1430	635,73	0,43	0,43
1-2	43	12	19,60	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	860,903	0,58	1,00
2-3	36	2	1,33	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	55,44	0,04	1,04
1-4	21	25	15,07	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	325,311	0,22	1,26
4-5	28	19	11,61	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	330,96	0,22	1,48
5-6	31	6	1,88	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	64,79	0,04	1,53
0-7	26	14	17,68	0,842	Trifásico	# 2/0	1430	481,572	0,32	0,32
7-8	31	2	3,40	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	111,91	0,08	0,40
7-9	11	12	14,29	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	159,5	0,11	0,51
9-10	34	7	8,96	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	311,78	0,21	0,71
10-11	35	7	8,96	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	313,6	0,21	0,93
0-12	78	39	26,81	1,052	Trifásico	# 2/0	1430	2173,236	1,47	1,47
12-13	48	31	18,75	0,842	Trifásico	# 2/0	1430	940,416	0,63	2,10
13-14	4	26	14,97	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	62,404	0,04	2,14
14-15	38	14	6,01	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	236,36	0,16	2,30
15-16	41	2	0,51	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	29,52	0,02	2,32
14-17	14	8	4,24	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	62,3	0,04	2,36
17-18	39	6	3,26	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	135,33	0,09	2,45

**Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica**

T

<b>Ingresar # luminarias</b>
<b>8</b>
<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>
<b>200</b>
<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>
<b>0,95</b>
<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>
<b>270,05</b>
<b>Número total de abonados</b>
<b>75</b>
<b>Factor de coincidencia</b>
<b>0,32</b>
<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>
<b>85,16</b>

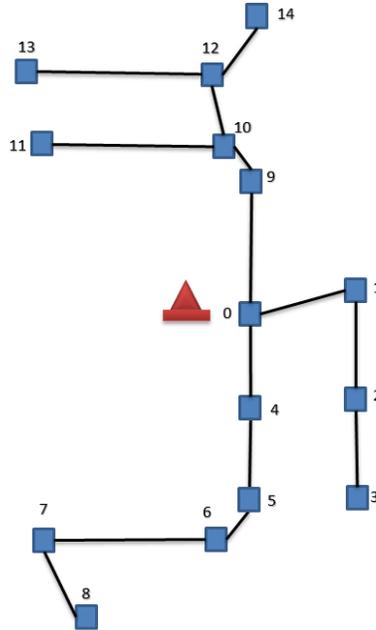
<b>Demanda de diseño (kVA)</b>
<b>94,56</b>

***Potencia de transformador normalizada***

*****	<b>90 kVA</b>	*****
-------	---------------	-------

**DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN  
INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 2 DE 3
				Tipo de Usuario	C	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT4- 100kVA	
TIPO DE INSTALACION:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Prens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		



# USUARIOS	75
Ingresar DD (Kw)	85,16
Fp	0,95
DD+Pér (kW)	88,2258

DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO			
TRAMO	Nro.				FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)			
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0-0	5	15	33,01	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	165,05	0,11	0,11	
0-1	11	21	19,72	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	221,551	0,15	0,15	CIRCUITO 1
1-2	29	16	13,14	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	393,269	0,26	0,41	
2-3	29	7	2,80	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	87,29	0,06	0,47	
0-4	33	18	26,07	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	881,133	0,59	0,59	
4-5	33	12	22,84	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	767,613	0,52	1,11	
5-6	4	10	21,08	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	86,004	0,06	1,16	CIRCUITO 2
6-7	32	9	19,89	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	649,952	0,44	1,60	
7-8	13	4	16,64	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	219,05	0,15	1,75	
0-9	24	21	14,08	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	353,064	0,24	0,24	
9-10	2	21	14,08	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	29,422	0,02	0,26	
10-11	34	3	1,36	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	46,24	0,03	0,29	
10-12	10	18	12,72	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	131,41	0,09	0,38	CIRCUITO 3
12-13	35	3	1,42	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	57,05	0,04	0,41	
12-14	4	9	4,56	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	19,08	0,01	0,43	

**Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica**

T

<b>Ingresar # luminarias</b>
<b>12</b>
<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>
<b>200</b>
<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>
<b>0,95</b>
<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>
<b>428,60</b>
<b>Número total de abonados</b>
<b>102</b>
<b>Factor de coincidencia</b>
<b>0,30</b>
<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>
<b>130,54</b>

<b>Demanda de diseño (kVA)</b>
<b>144,88</b>

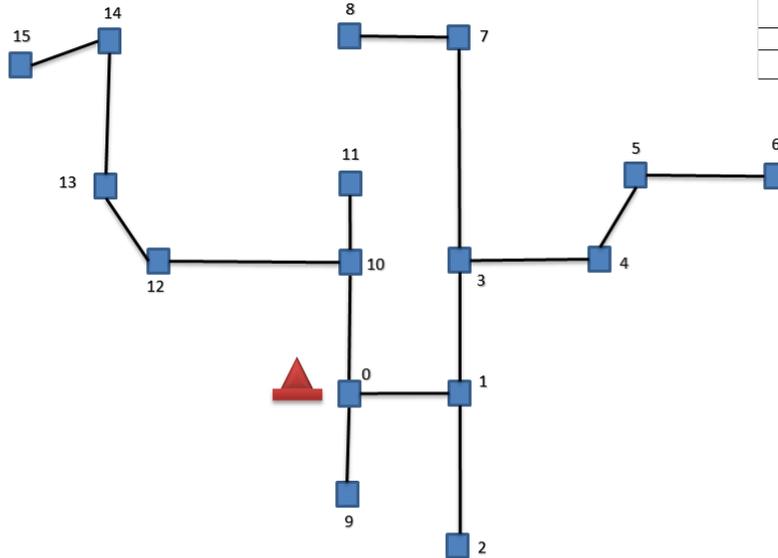
***Potencia de transformador normalizada***

*****	<b>125 kVA</b>	*****
-------	----------------	-------

**DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN  
INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 2 DE 3
				Tipo de Usuario	C	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT5- 150kVA	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		

# USUARIOS	102
Ingresar DD (kW)	130,54
Fp	0,95
DD+Pér (kW)	135,239



DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		Nro.				kVA/tramo	kVA/tramo	FASE	CALIBRE	FDV
DESIG.	L(m)	CONSUM.			Conf. de red			AWG	kVA-m	kVA-m
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-0	5	4	0,75	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	3,75	0,00	0,00
0-1	11	43	49,37	1,263	Trifásico	# 2/0	1430	556,963	0,37	0,37
1-2	34	6	3,80	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	129,2	0,09	0,46
1-3	17	33	35,26	1,263	Trifásico	# 2/0	1430	620,891	0,42	0,88
3-4	41	16	7,67	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	331,731	0,22	1,10
4-5	11	7	4,04	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	49,071	0,03	1,13
5-6	37	6	3,35	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	131,72	0,09	1,22
3-7	63	13	24,59	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	1575,693	1,06	2,28
7-8	11	2	3,59	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	41,8	0,03	2,31
0-9	24	12	4,56	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	114,48	0,08	0,08
0-10	22	43	87,68	0,842	Trifásico	# 2/0	1430	1947,484	1,31	1,31
10-11	10	5	62,96	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	631,7	0,42	1,73
10-12	45	30	21,87	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	1012,545	0,68	2,41
12-13	14	19	16,56	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	237,734	0,16	2,57
13-14	47	17	11,24	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	538,15	0,30	2,87
14-15	11	6	4,77	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	54,78	0,03	2,90

CIRCUITO 1

CIRCUITO 2

**Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica**

T

<b>Ingresar # luminarias</b>
<b>15</b>
<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>
<b>200</b>
<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>
<b>0,95</b>
<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>
<b>456,77</b>
<b>Número total de abonados</b>
<b>179</b>
<b>Factor de coincidencia</b>
<b>0,29</b>
<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>
<b>130,60</b>

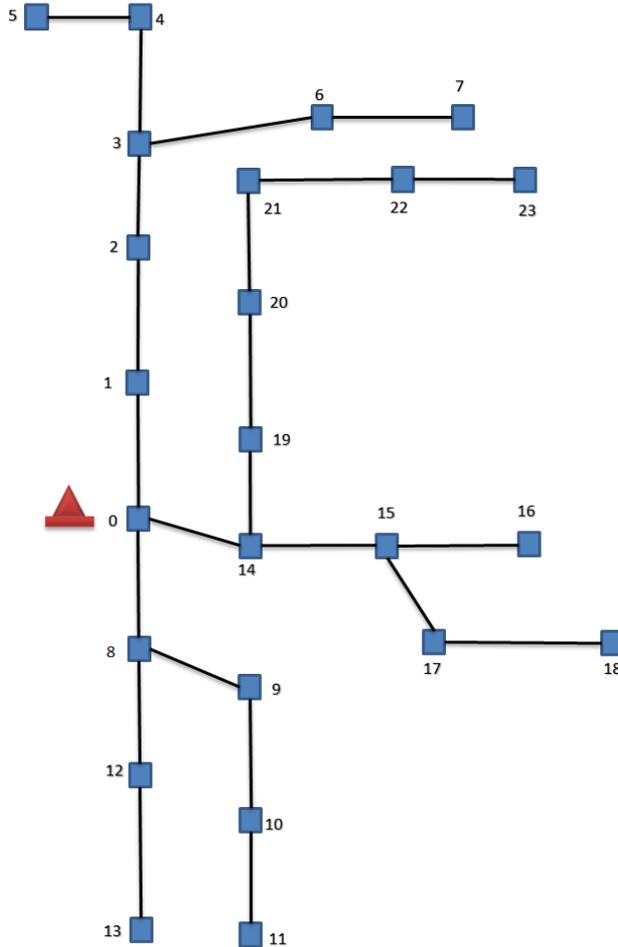
<b>Demanda de diseño (kVA)</b>
<b>145,58</b>

***Potencia de transformador normalizada***

*****	<b>125 kVA</b>	*****
-------	----------------	-------

**DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN  
INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 2 DE 3
				Tipo de Usuario	C	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT6- 150kVA	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		



# USUARIOS	179
Ingresar DD (kW)	130,6
Fp	0,95
DD+Pér (kW)	135,302

DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		Nro.				kVA/tramo	kVA/tramo	FASE	CALIBRE	FDV
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red			AWG	kVA-m	kVA-m
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-0	5	7	5,94	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	29,7	0,02	0,02
0-1	36	56	36,71	1,263	Trifásico	# 2/0	1430	1367,028	0,92	0,92
1-2	33	45	30,92	1,052	Trifásico	# 2/0	1430	1055,076	0,71	1,63
2-3	26	37	27,83	0,842	Trifásico	# 2/0	1430	745,472	0,50	2,13
3-4	28	17	14,01	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	404,068	0,27	2,40
4-5	27	9	6,88	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	191,43	0,13	2,53
3-6	25	15	10,63	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	276,275	0,19	2,71
6-7	39	5	5,84	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	235,95	0,16	2,87
0-8	22	48	32,26	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	723,602	0,49	0,49
8-9	12	21	9,09	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	111,6	0,07	0,56
9-10	28	14	5,78	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	167,72	0,11	0,67
10-11	27	7	2,89	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	78,03	0,05	0,73
8-12	33	19	18,94	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	631,95	0,42	1,15
12-13	31	10	12,60	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	397,11	0,27	1,42
0-14	11	27	23,62	0,842	Trifásico	# 2/0	1430	269,082	0,18	0,18
14-15	20	25	23,25	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	477,62	0,32	0,50
15-16	30	6	5,93	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	184,2	0,12	0,62
15-17	13	14	12,06	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	162,253	0,11	0,73
17-18	36	6	2,54	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	99	0,07	0,80
0-19	39	41	43,90	0,421	Trifásico	# 3/0	1730	1728,519	0,95	0,95
19-20	37	31	40,97	0,421	Trifásico	# 3/0	1730	1531,467	0,84	1,80
20-21	32	27	37,40	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	1203,52	0,66	2,46
21-22	33	15	16,85	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	562,98	0,31	2,77
22-23	31	8	4,72	0,000	Trifásico	# 3/0	1730	146,32	0,08	2,85

**Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica**

T

<b>Ingresar # luminarias</b>
<b>7</b>
<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>
<b>200</b>
<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>
<b>0,95</b>
<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>
<b>363,29</b>
<b>Número total de abonados</b>
<b>125</b>
<b>Factor de coincidencia</b>
<b>0,30</b>
<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>
<b>108,15</b>

<b>Demanda de diseño (kVA)</b>
<b>119,41</b>

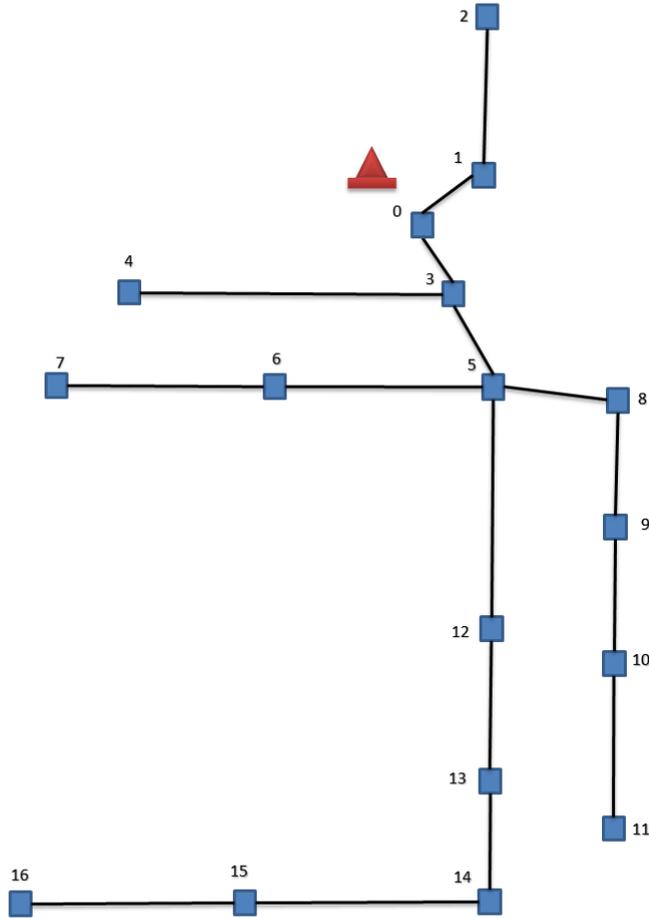
***Potencia de transformador normalizada***

*****	<b>100 kVA</b>	*****
-------	----------------	-------

**DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN  
INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 2 DE 3
				Tipo de Usuario	C	CENTRO DE TRANSFORMACION No.	
TIPO DE INSTALACION:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		

# USUARIOS	125
Ingresar DD (kW)	108,15
Fp	0,95
DD+Pér (kW)	112,043



DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		Nro.			FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	0	5	6	7	8	9	10	11
0-1	5	10	1,64	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	7,6752	0,01	0,01
1-2	29	10	1,64	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	47,56	0,03	0,03
0-3	4	9	15,10	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	56,323	0,04	0,04
3-4	48	6	3,49	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	167,52	0,11	0,15
0-5	13	62	50,71	1,052	Trifásico	# 2/0	1430	672,906	0,45	0,45
5-6	29	25	16,09	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	478,819	0,32	0,77
6-7	40	8	5,31	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	220,8	0,15	0,92
5-8	11	32	33,96	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	378,191	0,25	1,17
8-9	14	28	21,33	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	301,56	0,20	1,38
9-10	34	20	15,14	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	521,9	0,35	1,73
10-11	29	9	8,12	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	241,57	0,16	1,89
0-12	58	44	50,48	0,421	Trifásico	# 3/0	1730	2952,258	1,63	1,63
12-13	35	28	27,67	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	975,8	0,54	2,17
13-14	8	21	17,58	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	142,32	0,08	2,25
14-15	36	18	9,06	0,210	Trifásico	# 3/0	1730	333,72	0,18	2,43
15-16	32	7	5,82	0,000	Trifásico	# 3/0	1730	186,24	0,10	2,53

Centro de transformación número 9 (CT\_ N9)

**Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica**

**T**

<b>Ingresar # luminarias</b>
<b>9</b>
<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>
<b>200</b>
<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>
<b>0,95</b>
<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>
<b>337,97</b>
<b>Número total de abonados</b>
<b>93</b>
<b>Factor de coincidencia</b>
<b>0,31</b>
<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>
<b>104,02</b>

<b>Demanda de diseño (kVA)</b>
<b>115,33</b>

# Potencia de transformador normalizada

**100 kVA**

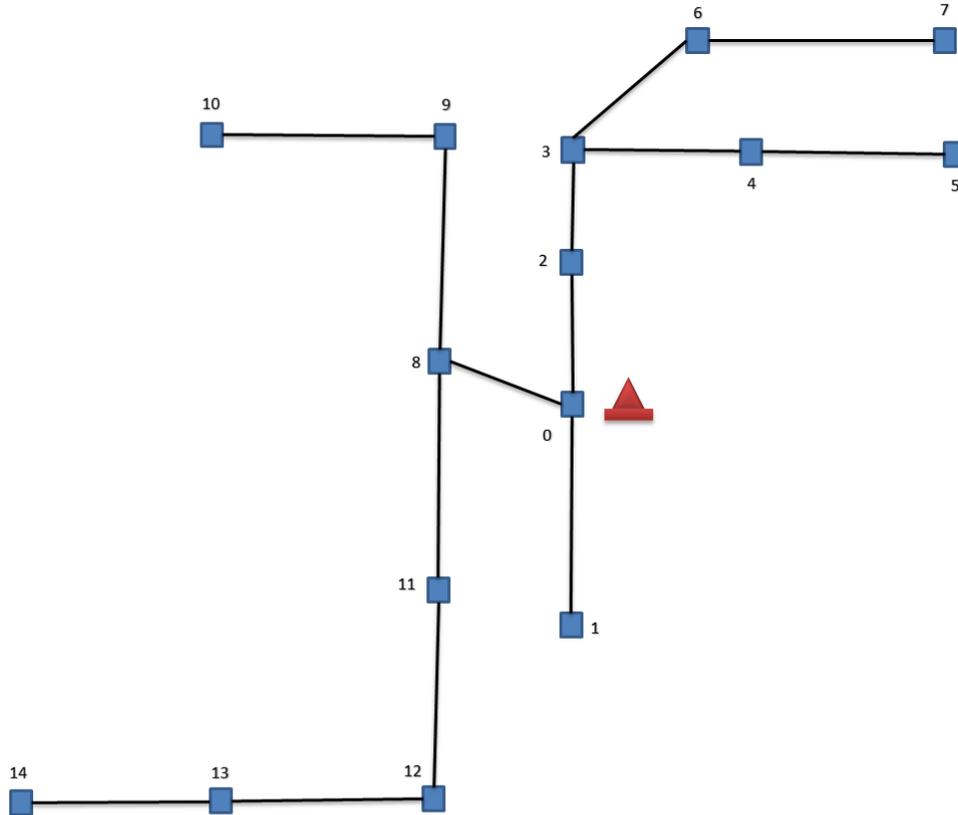
## DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS



### COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 2 DE 3
				Tipo de Usuario	C	CENTRO DE TRANSFORMACION No.	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		

# USUARIOS	93
Ingresar DD	104,02
Fp	0,95
DD+Pér (kW)	107,765



DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		Nro.			FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-0	5	2	1,55	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	7,75	0,01	0,01
0-1	19	22	13,18	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	254,41	0,17	0,17
0-2	16	27	46,96	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	758,096	0,51	0,51
2-3	10	26	44,00	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	444,21	0,30	0,81
3-4	18	15	10,68	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	196,02	0,13	0,94
4-5	20	0	0,00	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	4,2	0,00	0,94
3-6	15	7	27,79	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	420	0,28	1,22
6-7	27	4	21,82	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	589,14	0,40	1,62
0-8	11	42	51,75	1,263	Trifásico	# 2/0	1430	583,143	0,39	0,39
8-9	27	8	10,34	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	296,217	0,20	0,59
9-10	43	4	5,45	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	243,38	0,16	0,75
8-11	51	31	36,24	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	1880,421	1,27	2,02
11-12	27	22	19,88	0,631	Trifásico	# 2/0	1430	553,797	0,37	2,39
12-13	31	13	10,93	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	345,34	0,23	2,62
13-14	32	10	2,24	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	78,4	0,05	2,67

Centro de transformación número 10 (CT\_N

10)

Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica

T

<b>Ingresar # luminarias</b>
<b>4</b>
<b>Ingresar Potencia Luminarias (W)</b>
<b>200</b>
<b>Ingresar Factor de potencia residencial</b>
<b>0,95</b>
<b>Demanda Máxima individual (kW)</b>
<b>381,51</b>
<b>Número total de abonados</b>
<b>53</b>
<b>Factor de coincidencia</b>
<b>0,33</b>
<b>Demanda Máxima coincidente total (kW)</b>
<b>125,16</b>

<b>Demanda de diseño (kVA)</b>
<b>137,33</b>

Potencia de transformador normalizada

\*\*\*\*\*

**125 kVA**

\*\*\*\*\*

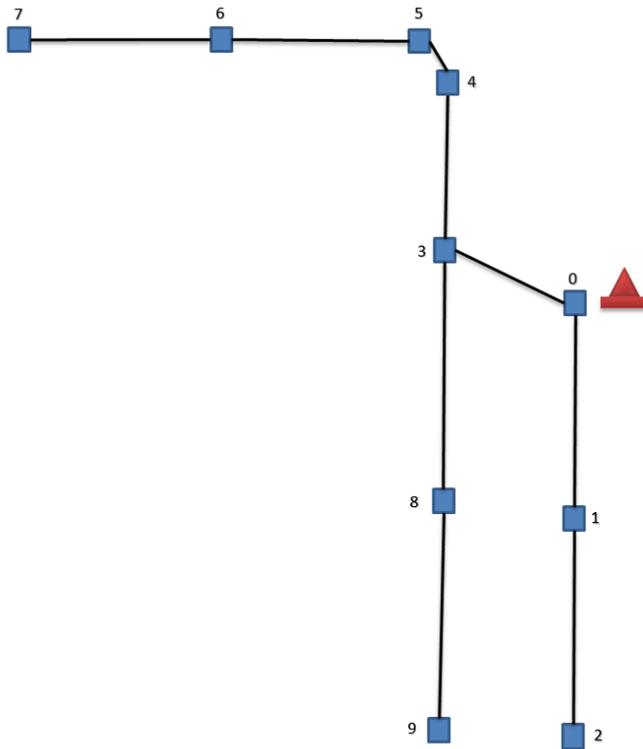
## DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS



### COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES

NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "DISEÑO SUBTERRANEO DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA"			Fecha	08-jul.-19	HOJA:	HOJA 2 DE 3
				Tipo de Usuario	C	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT10- 150kVA	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico		

# USUARIOS	53
Ingresar DD (kW)	125,16
Fp	0,95
<b>DD+Pér (kW)</b>	<b>129,666</b>



DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		Nro.				FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	29	14	32,04	0,421	Trifásico	# 2/0	1430	941,369	0,63	0,63
1-2	26	9	14,54	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	383,5	0,26	<b>0,89</b>
0-3	10	22	24,93	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	251,4	0,17	0,17
3-8	36	17	20,00	0,210	Trifásico	# 2/0	1430	727,56	0,49	0,66
8-9	28	7	8,21	0,000	Trifásico	# 2/0	1430	229,88	0,15	<b>0,81</b>
0-4	29	17	79,52	0,210	Trifásico	# 4/0	2090	2312,17	1,05	1,05
4-5	3	12	79,52	0,210	Trifásico	# 4/0	2090	239,19	0,11	1,16
5-6	41	12	64,18	0,210	Trifásico	# 4/0	2090	2639,99	1,20	2,35
6-7	27	8	19,76	0,000	Trifásico	# 4/0	2090	533,52	0,24	<b>2,59</b>

CIRCUITO 1

CIRCUITO 2

## Anexo G. Resultado del análisis de iluminación.

Proyecto 0

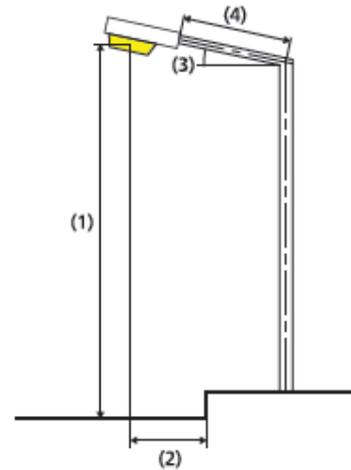
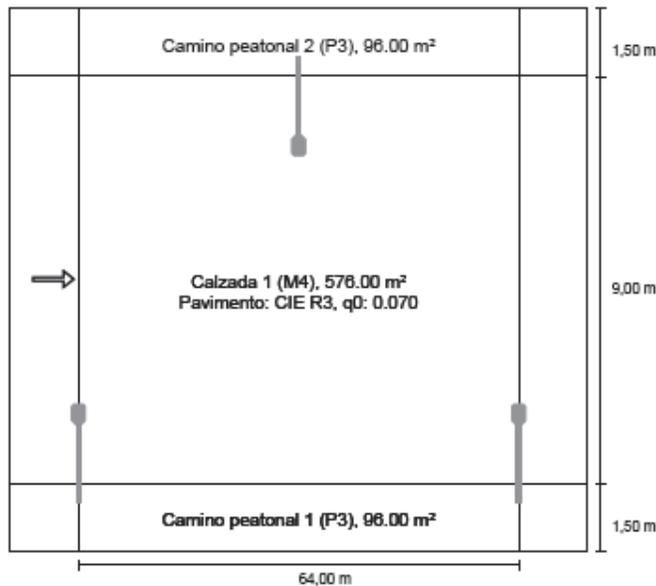
20/6/2019

Calle 1: Alternativa 1 / Resultados de planificación

# DIALux

### Calle 1 hacia EN 13201:2015

### Cree Europe LX DPR711E-- LEDway Road type PR 110 Led



#### Resultados para campos de evaluación

Factor de degradación: 0.67

##### Camino peatonal 2 (P3)

Em [lx] ≥ 7.50 ≤ 11.25	Emin [lx] ≥ 1.50
✓ 10.07	✓ 8.32

##### Calzada 1 (M4)

Lm [cd/m²] ≥ 0.75	Uo ≥ 0.40	UI ≥ 0.60	TI [%] ≤ 15	EIR
✓ 0.90	✓ 0.50	✓ 0.61	✓ 9	* 0.75

##### Camino peatonal 1 (P3)

Em [lx] ≥ 7.50 ≤ 11.25	Emin [lx] ≥ 1.50
✓ 10.07	✓ 8.32

\* Informativo, no es parte de la evaluación

#### Resultados para indicadores de eficiencia energética

Indicador de la densidad de potencia (Dp)	0.045 W/lxm²
Densidad de consumo de energía	
Organización: LEDway Road type PR 110 Led (1480.0 kWh/año)	1.9 kWh/m² año

Lámpara:	1x110 XP-G2 57K - 525mA - 185W
Flujo luminoso (luminaria):	15178.27 lm
Flujo luminoso (lámpara):	20713.00 lm
Horas de trabajo	
4000 h:	100.0 %, 185.0 W
W/km:	5920.0
Organización:	bilateral en alternancia
Distancia entre mástiles:	64.000 m
Inclinación del brazo (3):	0.0°
Longitud del brazo (4):	1.300 m
Altura del punto de luz (1):	10.500 m
Saliente del punto de luz (2):	1.500 m

ULR:	0.00
ULOR:	0.00
Valores máximos de la intensidad lumínica	
sobre 70°	411 cd/klm *
sobre 80°	155 cd/klm *
sobre 90°	0.00 cd/klm *
Clase de potencia lumínica:	G*1

Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).

\* Luminous intensity values in [cd/klm] for calculating luminous intensity class refer to the output flux of the luminaire, according EN 13201:2015.

La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.2

Anexo H. Inversión eléctrica.

INVERSIÓN ELÉCTRICA				
RED SOTERRADA DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA				
PRESUPUESTO ESTIMADO DE OBRA ELÉCTRICA				
RED MEDIO VOLTAJE				
TRANSICIÓN AÉREA SUBTERRANEA				
CANTIDAD	UNID	DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO	TOTAL
6	c/u	CRUCETA DE ACERO GALVANIZADO, UNIVERSAL, PERFIL "L" (3 x 3 x 1/4 x 79")	31,36	188,16
6	c/u	PERNO "U" ACERO GALVANIZADO, CON 2 TUERCAS, ARANDELAS, 2 PLANAS Y 2 PRESIÓN DE (5/8" x 6")	2,91	17,46
12	c/u	PIE AMIGO DE ACERO GALVANIZADO, PERFIL "L" (1 1/2 x 1/4 x 28")	5,82	69,84
30	c/u	PERNO MAQUINA ACERO GALVANIZADO, TUERCA, ARANDELA PLANA Y PRESION (5/8 X 1.5")	0,76	22,8
8	c/u	PERNO ESPARRAGO O DE ROSCA CORRIDA DE ACERO GALVANIZADO, 16 MM DE DIÁMETRO Y 300MM DE LONGITUD, CON 4 TUERCAS, 2 ARANDELAS PLANAS Y DOS PRESIÓN	2,3	18,4
8	c/u	CONECTOR ESTANCO DOBLE DENTADO, PRINCIPAL 25 A 120mm (4-3/0 AWG)	3,2	25,6
9	c/u	TERMINAL DE MEDIO VOLTAJE PARA EXTERIORES CON AISLAMIENTO 15KV	188,79	1699,11
8	m	CABLE DE ACERO GALVANIZADO, GRADO SIEMENS MARTIN, 7 HILOS, 9,52MM (3/8"), 3155 KGF	1,29	10,32
9	m	CABLE DE Cu, CABLEADO AISLADO 600V, TW, 10AWG	0,75	6,75
9	c/u	CONECTOR DE COBRE, TIPO ESPIGA U OJO 85mm 3/0 MONOPOLAR DE MV	7,28	65,52
9	c/u	ESTRIBO PARA DERIVACIÓN, ALEACIÓN Cu-Sn	9,89	89,01
9	c/u	GRAPA DE ALEACIÓN DE AI, DERIVACION PARA LINEA EN CALIENTE, RANDO 4-2/0	11,19	100,71
3	c/u	REVERSIBLE EMT 110mm	26,66	79,98
3	c/u	TUBO RIGIDO DE ACERO GALVANIZADO 110mm - 6m	100,6	301,8
9	m	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE 0,76mm DE ESPESOR x 19,05mm DE ANCHO	1,23	11,07
3	c/u	CODO DE ACERO GALVANIZADO INOXIDABLE DE 110mm CURVA AMPLIA DE 90 GRADOS	39,14	117,42
3	c/u	UNION PARA TUBO RIGIDO CONDUIT DE ACERO GALVANIZADO 110mm	9,7	29,1
6	c/u	ABRAZADERA ACERO GALVANIZADO, PLETINA 3 PERNOS, (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	4,07	24,42
9	c/u	ACCESORIOS DE SUJECIÓN PARA TERMINAL	1,37	12,33
5	c/u	POSTE CIRCULAR DE HORMIGON ARMADO 12m x 500kgf	293,3	1466,5
CONDUCTORES				
CANTIDAD	UNID	DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO	TOTAL
5035	m	CABLE UNIPOLAR DE Cu, AISLADO 15kv, XLPE, 3/0 AWG, 19 HILOS, 133% NA	23,79	119782,65

<b>TRANSFORMADORES</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>UNID</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
1	c/u	TRANSF. TRIFASICO PEDESTAL 75kVA 13800 GRDY/7967 V - 127/220 - +1 A -3x2.5% - DYN5	23986	23986
2	c/u	TRANSF. TRIFASICO PEDESTAL 100kVA 13800 GRDY/7967 V - 127/220 - +1 A -3x2.5% - DYN5	25.438	50876
2	c/u	TRANSF. TRIFASICO PEDESTAL 125kVA 13800 GRDY/7967 V - 127/220 - +1 A -3x2.5% - DYN5	26973	53946
5	c/u	TRANSF. TRIFASICO PEDESTAL 150kVA 13800 GRDY/7967 V - 127/220 - +1 A -3x2.5% - DYN5	28338	141690
<b>EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>UNID</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
9	c/u	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR, TIPO ABIERTO 15KV-100	88,95	800,55
9	c/u	TIRAFUSIBLE CABEZA REMOVIBLE 15KV, TIPO SF 6,3	3,67	33,03
9	c/u	PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCIÓN POLIMÉRICO, ÓXIDO METÁLICO, 10KV, CON DESCONECTADOR	47,04	423,36
1	c/u	RECONECTADOR TRIFASICO DE 15KV 630A A USO EXTERIOR	16177,28	16177,28
29	c/u	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO TRIPOLAR CAJA MOLDEADA, 120/240 V, ICC 10KA, 200A	76,79	2226,91
<b>RED DE BAJO VOLTAJE</b>				
<b>CONDUCTORES</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>UNID</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
16748	m	CABLE DE Cu, Cableado, 2 000 V, TTU, 2/0 AWG, 19 HILOS	6,93	116063,64
1888	m	CABLE DE Cu, Cableado, 2 000 V, TTU, 3/0 AWG, 19 HILOS	8,18	15443,84
636	m	CABLE DE Cu, Cableado, 2 000 V, TTU, 4/0 AWG, 19 HILOS	9,36	5952,96
1700	m	CONDUCTOR DE Cu, DESNUDO, CABLEADO SUAVE, 2AWG 7 HILOS	3,93	6681
<b>ACCESORIOS</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>UNID</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
222	c/u	TERMINAL DE TIPO OJAL ALEACIÓN Cu-Sn 70mm - 2/0 AWG	1,02	226,44
27	c/u	TERMINAL DE TIPO OJAL ALEACIÓN Cu-Sn 85mm - 3/0 AWG	1,17	31,59
18	c/u	TERMINAL DE TIPO OJAL ALEACIÓN Cu-Sn 120mm - 4/0 AWG	1,36	24,48
<b>RED DE ALUMBRADO PÚBLICO</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>UNID</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
108	c/u	LUMINARIA TIPO LED 20713 lm, 5700K, 187W, 220-240 50/60Hz, IP 66	522,4	56419,2

108	c/u	POSTE METALICO CIRCULAR, ORNAMENTAL, 10m DE UN SOLO BRAZO	1200	129600
11664	m	CABLE DE Cu, Cableado, 2 000 V, TTU, 6 AWG, 7 HILOS	1,44	16796,16
<b>OTROS</b>				
<b>CANTIDAD</b>	<b>UNID</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
4843	m	CINTA DE SEÑALIZACION POLIETILENO 250MM	0,75	3632,25
60	c/u	CODO CONECTOR, OCC DESCONECTABLE DE 200AMP CLASE 15kV	67,24	4034,4
149	c/u	CAJA DE DISTRIBUCIÓN DE ACERO PARA COMETIDAS TRIFASICA	43,66	6505,34
14	c/u	SUELDA EXOTERMICA CARTUCHO 90	5,29	74,06
14	c/u	VARILLA DE ACERO RECUBIERTA DE C, PARA PUESTA A TIERRA, 16 x 1800mm (5/8 x 71")	8,93	125,02
7650	c/u	PRECINTO PLASTICO 250MM	0,15	1147,5
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$777.055,96</b>
			<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>\$271.969,59</b>
			<b>TOTAL</b>	<b>\$1.049.025,55</b>

Anexo I. Inversión civil

INVERSIÓN CIVIL				
RED SOTERRADA DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA				
PRESUPUESTO ESTIMADO DE OBRA CIVIL				
CANTIDAD	UNID	DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO	TOTAL
4.843	m2	TRABAJOS INICIALES (Levantamiento de aceras, retiro de adoquines)	1,48	7167,64
5.812	m3	EXCAVACIÓN (Zanjas a máquina y a mano)	2,43	14123,16
81	m3	HORMIGON SIMPLE FC 210 kg/m3	139,93	11334,33
675	m2	ENCOFRADO DE MADERA	13,09	8835,75
675	m2	ENLUCIDA MORTERO 1:3	7,24	4887,00
4.650	m3	ARENA	13,75	63937,50
582	m3	RIPIO	15,75	9166,50
1.162	m3	RELLENO LIBRE DE PIEDRA	3,75	4357,50
153	c/u	TAPA DE ACERO ESFEROIDAL CLASE D400-400kN	264,10	40407,30
62	c/u	TAPA DE POZO TIPO C CON MARCO METALICO	50,00	3100,00
970	c/u	SEPARADORES DE TUBERIA LAMINA PVC	3,27	3171,90
9.242	m	TUBO PVC PARED ESTRUCTURADA E INTERIOR LISA TIPO B 160mm	5,24	48428,08
30.187	m	TUBO PVC PARED ESTRUCTURADA E INTERIOR LISA TIPO B 110mm	2,63	79391,81
11.162	m	TUBO PVC TIPO II 50mm	1,27	14175,74
740	c/u	SOPORTES METALICOS	27,80	20572,00
108	c/u	BASES DE HORMIGON PARA POSTES DE ALUMBRADO PÚBLICO	150,01	16201,08
7.308	m2	CONSTRUCCION DE ACERA	12,90	94273,20
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>443530,49</b>
			<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>93141,4029</b>
			<b>TOTAL</b>	<b>536671,8929</b>

## Anexo J. Evaluación económica.

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A.			
DIRECCION DE PLANIFICACION			
ESTUDIOS ELECTRICOS			
PROYECTO: <b>DISEÑO DE LA RED SUBTERRANEA DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE IBARRA</b>			
EVALUACION ECONOMICA			
DATOS BASICOS	VALOR	UNIDAD	INVERSION
Tasa de Actualización	12,00	%	ALIMENTADOR
Costo de Impacto Social	-	[eSU/kWh]	1.775.981 [ USD ]
Costo de Energía no Suministrada	-	[eSU/kWh]	-
Costo de generación	3,26	[eSU/kWh]	-
Costo de transmisión	0,69	[eSU/kWh]	Total
Costo de distribución	5,59	[eSU/kWh]	1.775.981 [ USD ]
Costo de Comercialización	2,15	[eSU/kWh]	
Precio medio de la energía	10,15	[eSU/kWh]	Operación y Mantenimiento:
Reducción de Pérd. en el sistema	37,7	%	53.000 [ USD ]
			Número de abonados nuevos
			- [ USD ]
			Número de abonados antiguos
			1532 [ USD ]
			Cons. abonado :
			180 kWh/mes
			Cons. abonado :
			250 kWh/mes

AÑO	CALCULO DE ENERGÍA [kWh]			EGRESOS [USD]			INGRESOS [USD]		BENEFICIOS NETOS	VALORES ACTUALIZADOS		
	CONSUMO	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	ENERGÍA ADICIONAL POR AHORRO EN PÉRDIDAS	COMPRA DE ENERGÍA	O&M	TOTAL	VENTA DE ENERGÍA	TOTAL		COSTOS	BENEFICIOS	B. NETOS
0						1.775.981			-1.775.981	1.775.981		-1.775.981
1	4.596.000	199.360	1.732.692	226.331	53.016	279.347	642.362	642.362	363.015	249.417	573.538	324.121
2	4.733.880	245.680	1.784.673	236.102	53.032	289.134	661.633	661.633	372.499	230.496	527.450	296.954
3	4.875.896	284.630	1.838.213	245.519	53.048	298.567	681.482	681.482	382.915	212.514	485.065	272.552
4	5.022.173	327.970	1.893.359	255.456	53.064	308.520	701.927	701.927	393.407	196.070	446.087	250.017
5	5.172.838	375.690	1.950.160	265.919	53.080	318.999	722.984	722.984	403.985	181.009	410.241	229.232
6	5.328.024	375.690	2.008.665	273.064	53.095	326.160	744.674	744.674	418.514	165.243	377.275	212.032
7	5.487.864	375.690	2.068.925	280.423	53.111	333.535	767.014	767.014	433.480	150.874	346.958	196.084
8	5.652.500	375.690	2.130.993	288.003	53.127	341.130	790.025	790.025	448.894	137.777	319.078	181.301
9	5.822.075	375.690	2.194.922	295.810	53.143	348.953	813.725	813.725	464.772	125.836	293.437	167.601
10	5.996.738	375.690	2.260.770	303.851	53.159	357.011	838.137	838.137	481.126	114.948	269.858	154.910
11	6.176.640	375.690	2.328.593	312.134	53.175	365.309	863.281	863.281	497.972	105.018	248.173	143.155
12	6.361.939	375.690	2.398.451	320.665	53.191	373.856	889.180	889.180	515.323	95.960	228.230	132.271
13	6.552.797	375.690	2.470.404	329.452	53.207	382.659	915.855	915.855	533.196	87.696	209.890	122.195
14	6.749.381	375.690	2.544.517	338.503	53.223	391.726	943.331	943.331	551.605	80.155	193.024	112.869
15	6.951.862	375.690	2.620.852	347.825	53.239	401.064	971.631	971.631	570.566	73.273	177.513	104.240
16	7.160.418	375.690	2.699.478	357.427	53.255	410.682	1.000.779	1.000.779	590.097	66.991	163.249	96.258
17	7.375.231	375.690	2.780.462	367.317	53.271	420.588	1.030.803	1.030.803	610.215	61.256	150.131	88.874
18	7.596.488	375.690	2.863.876	377.504	53.287	430.790	1.061.727	1.061.727	630.936	56.020	138.067	82.047
19	7.824.382	375.690	2.949.792	387.996	53.303	441.299	1.093.579	1.093.579	652.280	51.238	126.972	75.734
20	8.059.114	375.690	3.038.286	398.803	53.319	452.122	1.126.386	1.126.386	674.264	46.870	116.769	69.899
21	8.300.887	375.690	3.129.434	409.934	53.335	463.269	1.160.178	1.160.178	696.909	42.880	107.386	64.506
22	8.549.914	375.690	3.223.318	421.399	53.351	474.750	1.194.983	1.194.983	720.233	39.235	98.756	59.522
23	8.806.411	375.690	3.320.017	433.208	53.367	486.575	1.230.832	1.230.832	744.258	35.903	90.821	54.917
24	9.070.604	375.690	3.419.618	445.371	53.383	498.754	1.267.757	1.267.757	769.003	32.859	83.523	50.664
25	9.342.722	375.690	3.522.206	457.900	53.399	511.299	1.305.790	1.305.790	794.492	30.076	76.811	46.735
26	9.623.003	375.690	3.627.872	470.804	53.415	524.219	1.344.964	1.344.964	820.745	27.532	70.639	43.106
27	9.911.693	375.690	3.736.708	484.095	53.431	537.526	1.385.313	1.385.313	847.787	25.207	64.962	39.756
28	10.209.044	375.690	3.848.810	497.785	53.447	551.232	1.426.872	1.426.872	875.640	23.080	59.742	36.662
29	10.515.316	375.690	3.964.274	511.885	53.463	565.349	1.469.678	1.469.678	904.330	21.135	54.941	33.807
30	10.830.775	375.690	4.083.202	526.409	53.479	579.888	1.513.769	1.513.769	933.880	19.355	50.526	31.171
TOTAL									VALOR PRESENTE	4.561.901	6.559.111	1.997.210
									VAN			1.997.210
									TASA INTERNA DE RETORNO [TIR]			23,44%
									RELACION BENEFICIO/COSTO [B/C]			1,44
									RETORNO ECONÓMICO			6.559.111
									RECUPERACION DE LA INVERSIÓN EN AÑOS			5