



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Facultad De Ingeniería en Ciencias Aplicadas

**REDISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA
TENSIÓN EN EL CONJUNTO RESIDENCIAL “MILTON REYES”**

Trabajo de grado previo la obtención del título de Ingeniero en
Mantenimiento Eléctrico

Autor:

Cacuango Túquerrez Lenin Javier

Director:

MSc. Widmar Hernán Aguilar Gonzáles

Ibarra - Febrero 2020



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 se publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	100397508-1		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Cacuango Túquerrez Lenin Javier		
DIRECCIÓN:	Ibarra, Barrio Guayaquil de Caranqui, calle Duchicela vía San Cristobal		
EMAIL:	ljacuangot@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	062651772	TELÉFONO MÓVIL:	0988283539

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	REDISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSION EN EL CONJUNTO RESIDENCIAL "MILTON REYES"
AUTOR (ES):	CACUANGO TÚQUERREZ LENIN JAVIER
FECHA: DD/MM/AAAA	20/02/2020
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSTGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR/DIRECTOR	MSc. Widmar Aguilar



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

2. Constancia

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 17 días del mes de febrero de 2020

EL AUTOR:

.....
Lenin Javier Cacuango Túquerrez
CI: 100397508-1



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO

Yo, Widmar Aguilar en calidad de tutor del señor estudiante, Cacuango Túquerrez Lenin Javier certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **"REDISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN EN EL CONJUNTO RESIDENCIAL MILTON REYES"**. Para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

.....
MSc. Widmar Aguilar

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

Dedicatoria

El presente proyecto de investigación le dedico a Dios por bendecirme todos los días, a mis padres, mis hermanos y toda mi familia que fueron el apoyo incondicional.

A mi madre y padre que juntos me guiaron por el camino del bien, inculcándome valores como la responsabilidad, respeto, honestidad; gracias a ellos por el esfuerzo y sacrificio diario he llegado a cumplir mi meta de ser profesional.

LJCT

Agradecimiento

Un agradecimiento especial a mis padres, que con su rectitud y carácter me enseñaron a ser lo que soy ahora una persona de bien y gracias también por el apoyo incondicional para no rendirme.

A todos los docentes de la carrera por la dedicación y conocimientos compartidos que contribuyeron en mi formación académica y ética. A mi tutor y opositores que con sabiduría y experiencia me ayudaron a corregir mis errores y pulir mi proyecto de titulación.

LJCT

Resumen

La problemática de las redes eléctricas en la actualidad es causa del incremento de abonados, el sobredimensionamiento de transformadores por aumento de demanda y aparatos eléctricos de mayor potencia como cocinas de inducción, calefones y duchas eléctricas llevan problemas de pérdidas y desabastecimiento de energía en sectores como urbanizaciones, lotizaciones y puntos estratégicos de la ciudad.

En el presente proyecto de rediseño de red eléctrica subterránea en la urbanización ubicada en el centro sur de la ciudad tiene como objetivo mejorar la calidad de servicio de energía eléctrica en el Conjunto Habitacional “Milton Reyes”, utilizando estándares y normas vigentes emitidas por el MERNNR.

Como parte del proyecto se realizó el estudio técnico visual del estado físico de la red eléctrica y levantamiento de información de la demanda actual del conjunto habitacional, con medidas y cálculos emitidos por el área de Planificación de EMELNORTE para el sustento y garantía del documento; con el fin de determinar las problemáticas existentes en la red de distribución y circuitos derivativos de la misma.

Para el nuevo diseño nos basamos en la ley orgánica del servicio público de energía eléctrica donde emite que las urbanizaciones y lotizaciones deben ser subterráneas como medida de seguridad en las personas, reducción de problemas eléctricos y disminución de conductores que dañan el aspecto visual del ambiente.

El diseño proyectado presenta cambios en la red de medio voltaje y red de distribución de bajo voltaje, centros de transformación, cambio de conductores y protecciones ya que en la actualidad no contaban con servicio a 120/240 V, facilitando así al usuario la utilización de aparatos de mayor potencia; también presenta el aumento del circuito de iluminación interno para mejorar su calidad de vida.

En el aspecto económico se realizó un presupuesto donde se detalla costos unitarios y totales de los materiales y equipos que se va a utilizar, también se define los costos de mano de obra eléctrica y civil para la construcción de la red de distribución de baja tensión.

Abstract

The problems of electrical networks today are caused by the increase of users, the over- sizing of transformers due to increased demand and higher power electrical devices such as induction cookers, heating and electric showers they carry problems of loss and energy shortage in sectors such as urbanizations, parceling out plans and strategic points of the city.

In the present project of redesign of underground electricity network in the urbanization located in the south center of the city aims to improve the quality of electric power service in the “Milton Reyes” Housing Complex, using standards and norms issued by the MERNNR.

As part of the project, the visual technical study of the physical condition of the electricity grid and the collection of information on the current demand of the housing complex was carried out, with measures and calculations issued by the planning area of EMELNORTE for the livelihood and guarantee of the document; in order to determine the problems that exist in the distribution network and derivate circuits of the same one.

The new design is based on the organic law of the public service of electrical energy where it emits that urbanizations and parceling out plans should be underground as a security measure in people, reduction of electrical problems and reduction of conductors that damage the visual aspect of the environment.

The planned design presents changes in the medium voltage network and low voltage distribution network, transformation centers, change of conductors and protections since at the present they do not have service at 120/240 V, thus facilitating to the user the use of higher power devices; also it presents the increase in the lighting circuit internal to improve the quality of life.

In the economic aspect, a budget was made detailing unit and total costs of the material and equipment to be used, also defines the costs of electric and civil labor for the construction of the low voltage distribution network.

Tabla de contenido

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA	II
2. Constancia	III
Dedicatoria	V
Agradecimiento	VI
Resumen	VII
Abstract	VIII
Tabla de contenido	IX
Índice de figuras	XV
Índice de tablas	XVII
Índice de ecuaciones	XVIII
INTRODUCCIÓN	XIX
Contextualización	XIX
Planteamiento del problema	XXI
Justificación	XXI
Alcance del proyecto	XXII
Viabilidad del trabajo	XXII
Objetivo general	XXIII
CAPITULO I	1
MARCO TEORICO	1

1.1	Aspectos legales de distribución de energía eléctrica.....	1
1.2	Sistema de distribución de energía eléctrica.....	1
1.3	Sistema eléctrico de distribución.....	2
1.4	Elementos de un sistema de distribución.....	2
1.4.1	Subestación de Distribución.....	3
1.4.2	Red de distribución en Media Tensión.....	3
1.4.3	Transformadores de Distribución.....	3
1.4.4	Redes de distribución en Baja Tensión.....	5
1.4.5	Acometidas.....	6
1.4.6	Sistema de medición.....	6
1.5	Sistema de distribución según su construcción.....	7
1.5.1	Red de distribución subterránea.....	7
1.6	Topología de un sistema eléctrico de distribución.....	8
1.6.1	Líneas abiertas.....	8
1.7	Parámetros para la conformación de redes de distribución.....	9
1.7.1	Niveles tensión normalizada.....	9
1.7.2	Conductor Eléctrico.....	10
1.7.3	Cálculo de sección del conductor.....	10
1.7.4	Caída de tensión.....	11
1.7.5	Densidad de carga.....	12
1.7.6	Carga Instalada.....	13

1.7.7	Capacidad Instalada (CI)	13
1.7.8	Carga máxima (D_M).....	13
1.7.9	Demanda	13
1.7.10	Tasa de crecimiento de la demanda	13
1.7.11	Factor de demanda	14
1.7.12	Factor de utilización (FU).....	15
1.7.13	Factor de Potencia	15
1.8	Demanda máxima de un abonado	16
1.9	Estratos de Consumo	17
1.10	Demanda de diseño de Transformadores	18
1.11	Demanda de diseño del transformador en caso de conocer el consumo de clientes	18
1.12	Normativa eléctrica.....	18
1.12.1	Norma Ecuatoriana De La Construcción - NEC	19
1.12.2	National Electrical Code - NEC.....	19
1.12.3	Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)	19
1.12.4	Ministerio De Electricidad Y Energía Renovable (MEER)	19
1.12.5	REGLAMENTO TÉCNICO ECUATORIANO RTE INEN 141 (1R)	20
1.12.6	NORMAS IEC – COMISION ELECTROTECNICA INTERNACIONAL	20
CAPÍTULO II		21
DESARROLLO		21

2.1	Antecedentes de Conjunto Habitacional Milton Reyes	21
2.2	Ubicación.....	22
2.3	Suministro.....	22
2.3.1	Alimentador Primario	22
2.4	Potencia Instalada	23
2.4.1	Centros de transformación.....	23
2.4.2	Tipos de usuarios	28
2.4.3	Estimación de la demanda.....	30
2.5	Estudio de demanda actual.....	30
2.5.1	Metodología de cálculo de demanda, en caso de conocer el consumo de los usuarios	30
2.6	Determinación de caídas de tensión actual.....	36
CAPITULO III		40
RESULTADOS DE DISEÑO		40
3.1	Diseño	40
3.2	Demanda de Potencia	40
3.2.1	Voltaje de Suministro	40
3.2.2	Transición de red aérea a subterránea	41
3.3	Caída de voltaje admisible	41
3.4	Acometidas domiciliarias	41
3.5	Dimensionamiento de Transformadores	41

3.6	Topología de la red secundaria.....	42
3.7	Conductores	42
3.8	Sistema de Iluminación.....	43
3.8.1	Análisis de iluminación.....	43
3.9	Infraestructura Subterránea	45
3.9.1	Pozos	45
3.9.2	Ductos y canalizaciones	47
3.9.3	Ancho de Zanja.....	47
3.10	Análisis Técnico - Económico.....	48
3.10.1	Costos eléctricos	48
3.10.2	Costos de construcción civil	48
3.10.3	Inversión del proyecto	49
	Conclusiones	50
	Recomendaciones	51
	Referencia	52
	Anexos	55
	Anexo A: Plano actual Conjunto Habitacional “Milton Reyes”	55
	Anexo B: Usuarios conectados a la red de distribución actual	56
	Anexo C: Consumo mensual y promedio de usuarios existentes.....	62
	Anexo D: Cálculo de Caída de Voltaje de red proyectada.....	67
	Anexo E: Cálculo de potencia de centros de transformación proyectados	70

Anexo F: Topología y distribución de pozos de distribución eléctrica subterránea	72
Anexo G: Circuito de Alumbrado público propuesto	73
Anexo H: Cálculos luminotécnicos del Alumbrado Publico.....	74
Anexo I: Presupuesto construcción eléctrica.....	76
Anexo J: Presupuesto construcción civil	78
Anexo K: Norma UNE 20460 5 523	79
Anexo L: NTE INEN 2227 y NTE INEN 1 869	86

Índice de figuras

Figura 1.1 Sistema eléctrico de distribución	2
Figura 1.2 Línea de distribución Primaria	3
Figura 1.3 Transformador de distribución monofásico	4
Figura 1.4 Transformador de distribución tipo padmounted	5
Figura 1.5 Red de distribución en baja tensión	5
Figura 1.6 Acometida	6
Figura 1.7 Medidores electrónicos	7
Figura 1.8 Líneas de distribución abierta o radial	9
Figura 2.1 Conjunto Habitacional "Milton Reyes"	21
Figura 2.2 Ubicación geográfica	22
Figura 2.3 Línea en MV del Conjunto habitacional	23
Figura 2.4 Acometida subterránea existente de los Bloques de departamentos	24
Figura 2.5 Interruptor automático general de los Bloques	25
Figura 2.6 Interruptores automáticos de los 4 bloques	25
Figura 2.7 Tablero de medidores existente en cada bloque	26
Figura 2.8 Derivación y protección de departamentos	26
Figura 2.9 Centros de transformación aérea existentes de 37,5 – 50 kVA	27
Figura 2.10 Caja de protección de medidores	28
Figura 2.11 Tipos de usuarios existentes en el área de estudio	29
Figura 2.12 Caída de Voltaje CT-1 25 kVA	37

Figura 2.13 Caída de Voltaje CT-2 37,5 kVA.....	38
Figura 2.14 Caída de Voltaje CT-3 50 kVA.....	39
Figura 3.1 Disposición de luminarias	45
Figura 3.2 Pozo de revisión tipo B para redes subterráneas.....	46

Índice de tablas

Tabla 1.1 Niveles de voltaje normalizados.....	9
Tabla 1.2 Características fundamentales de los materiales	10
Tabla 1.3 Fórmulas para calcular la sección del conductor.....	11
Tabla 1.4 Conductividad de conductores según el material y temperatura	11
Tabla 1.5 Caídas de Tensión.....	12
Tabla 1.6 Factor de coincidencia de 1 - 4 usuarios.....	16
Tabla 1.7 Estratos de Consumo	17
Tabla 2.1 Transformadores existentes en el área de estudio.....	24
Tabla 2.2 Tipos de usuarios	28
Tabla 2.3 Demanda máxima individual de usuarios CT-1 25 kVA.....	32
Tabla 2.4 Demanda máxima individual usuarios CT-2 37,5 kVA.....	34
Tabla 2.5 Demanda máxima individual usuarios CT-3 50 kVA	35
Tabla 3.1 Configuración de conductores	42
Tabla 3.2 Parámetros para selección de la clase iluminación (P)	43
Tabla 3.3 Parámetros fotométricos para área peatonal y de tráfico de baja velocidad.....	44
Tabla 3.4 Dimensión de pozos	46
Tabla 3.5 Ductos y tubería metálica para canalizaciones y transiciones.....	47
Tabla 3.6 Ancho se zanja proyectado.....	48
Tabla 3.7 Inversión económica total	49

Índice de ecuaciones

Ecuación (1)	12
Ecuación (2)	12
Ecuación (3)	12
Ecuación (4)	13
Ecuación (5)	14
Ecuación (6)	14
Ecuación (7)	15
Ecuación (8)	15
Ecuación (9)	16
Ecuación (10)	16
Ecuación (11)	16
Ecuación (12)	17
Ecuación (13)	17
Ecuación (14)	17
Ecuación (15)	17
Ecuación (16)	18
Ecuación (17)	44
Ecuación (18)	47

INTRODUCCIÓN

Contextualización

La evolución de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica en los últimos años se ha conceptualizado como una red esencial, tomando un modelo actual de diseño para que la red sea más segura, económica, eficiente, resistente y sostenible a largo plazo bajo escenarios desafiantes (Pakka & Rylatt, 2016).

Las redes eléctricas de distribución representan el principal foco de pérdidas en el Sistema Eléctrico Nacional y los circuitos de distribución secundarios, por tener los menores niveles de tensión y en algunos casos, extensas longitudes, poseen los niveles de pérdidas más altos en todo el Sistema (Machado & Acevedo, 2013).

El Ecuador desde el año 2007 ha reducido en 10 puntos porcentuales su promedio de pérdidas de energía eléctrica, de acuerdo con datos del Ministerio del Electricidad con el fin de mejorar la gestión técnica y comercial del servicio eléctrico a través de la ejecución de varios proyectos, entre los que se destaca el Plan Nacional de Reducción de Pérdidas Eléctricas, habiéndose ubicado en el 12,4% en diciembre de 2014. (MEER, 2015).

Barranco (2016) menciona que la modificación de una red de baja tensión implica definir una serie de parámetros en el que algunos de ellos pueden variar, como son los siguientes:

- Carga por usuario y cantidad de usuarios alimentados por la red.
- Corriente de arranque
- Distancia entre usuarios y topología de la red
- Potencia nominal y máxima sobrecarga del transformador
- Máxima caída de tensión.

Con la construcción de una red de distribución se pretende conseguir la posibilidad de aumento de consumo a futuro, construcción simple y económica (Transacos, 2016). Los sistemas de distribución de energía eléctrica son identificados en su mayoría como monofásicos y trifásicos (Ruiz & Lopez, 2015).

La caída de voltaje de los circuitos alimentadores deberá ser como máximo del 5% entre la fuente principal de abastecimiento (Transformador o Murete de Acometida) y el punto más lejano

de la instalación, repartiéndola en forma equitativa entre el alimentador principal y los circuitos derivados en los edificios, sin que individualmente sobrepasen el 3% cada uno (NMX, 2015).

(ITC BT, 2002) Especifica que la carga máxima de una vivienda depende del grado de utilización que se desee alcanzar. Por consiguiente existen dos grados de electrificación, estos dos dependen de los aparatos eléctricos previstos o de la superficie de la vivienda.

Electrificación básica: es la necesaria para la cobertura de las posibles necesidades de utilización primarias sin necesidad de obras posteriores de adecuación. Debe permitir la utilización de los aparatos eléctricos de uso común en una vivienda.

Electrificación elevada: es la correspondiente a viviendas con una previsión de utilización de aparatos electrodomésticos superior a la electrificación básica o con previsión de utilización de sistemas de calefacción eléctrica o de acondicionamiento de aire o con superficies útiles de la vivienda superiores a 160 m² , o con cualquier combinación de los casos anteriores.

Para las unidades de viviendas unifamiliares o departamentos en edificios de vivienda, cuando no se dispone de información específica sobre las cargas instaladas o a instalar, se debe asignar como mínimo una carga de 3kW a viviendas de hasta 90m², 5kW a viviendas entre 90 m² y 150m² y 8kW a viviendas entre 150m² y 200m² (Codigo Nacional de Electricidad, 2006).

Este proyecto será aplicado en el conjunto residencial “Milton Reyes” que se encuentra ubicado en el sector de las cuatro esquinas en calles Hernán Gonzales de Saa – Juana Atabalipa 15-02, este conjunto habitacional en su interior cuenta con 110 hogares dividido en 6 edificios de 8 departamentos cada uno (48 departamentos) y 62 viviendas. Su sistema de distribución de baja tensión está distribuida de manera aérea y sus acometidas en condiciones subterráneas, su distribución de energía eléctrica consta de tres transformadores monofásicos: un transformador de 25kVA destinado para los 48 departamentos, cada bloque cuenta con un armario de medidores monofásicos; y dos transformadores de 37,5 y 50 kVA distribuyen energía hacia las 62 viviendas en interior y a 17 usuarios en la parte externa fuera del conjunto, estos transformadores no cuentan con tablero armario de medidores, estos se ubican directamente en cada uno de las viviendas.

Planteamiento del problema

A comienzo del siglo XX se dio un auge en la construcción de conjuntos residenciales en zonas urbanas y rurales en la ciudad. En la actualidad estos conjuntos residenciales tienen problemas de diseño en la línea general de alimentación como conductores, mal balance de cargas y muchas razones más como el incremento de carga debido a nuevos aparatos eléctricos no previstos en el cálculo de demanda eléctrica. La falta de iluminación en los exteriores de los departamentos y viviendas es otro punto para aplicar un sistema de energía eléctrica para cubrir esta necesidad de los habitantes.

Por ello se ha visto importante el análisis y rediseño de la línea general de alimentación de los tres transformadores de distribución que cuenta el conjunto habitacional “Milton Reyes”.

Formulación de problema

¿Cómo distribuir la energía eléctrica hacia los departamentos y viviendas de manera eficiente y segura para todos los usuarios?

Justificación

Con el desarrollo creciente de proyectos urbanísticos, comerciales e industriales en nuestro país, se ha incrementado el uso técnico actual de la distribución eléctrica. La distribución subterránea viene a ser la solución adecuada de satisfacción, ya que las necesidades de los clientes cada vez son mayores para las empresas de distribución, por obtener un servicio de energía eléctrica de mayor calidad y con mejores índices de continuidad.

El desarrollo de este proyecto da paso al rediseño de la red de distribución de baja tensión del conjunto habitacional “Milton Reyes” ya que tiene varios años de funcionamiento, como tal no cuenta con una red de distribución para el funcionamiento de aparatos eléctricos actuales de otros niveles de tensión como son las cocinas de inducción.

Para esto se ha visto necesario el rediseño del sistema de distribución de baja tensión y calcular la carga específica que cuenta este conjunto habitacional, el dimensionamiento de conductores y protecciones para la respectiva carga.

Alcance del proyecto

El desarrollo de este proyecto como primer punto es el análisis del estado de la línea general de alimentación desde los transformadores de distribución hasta el tablero armario de medidores de cada bloque de los departamentos y los transformadores existentes para las viviendas. Es muy importante determinar la demanda actual de cada uno de los departamentos y viviendas, como también la caída de tensión de la línea general de alimentación.

Como siguiente paso procedemos a realizar el rediseño de la red de distribución de baja tensión desde los transformadores, ya que no cuenta con la demanda suficiente de abastecimiento para la instalación de nuevos aparatos eléctricos.

Mediante el uso de software y sistemas CAD/CAE en 3D y consultando las normativas internacionales, nacionales y especificaciones técnicas nos permitirá diseñar la red de distribución objeto del presente trabajo, ya que en la actualidad no cuenta con ningún plano de referencia para ejecutar mantenimientos o proyectar algún cambio desde el punto de vista técnico.

Con la finalidad de mejorar la situación actual del alumbrado público en los departamentos y viviendas en el interior del Conjunto, y sobre todo en los aspectos relacionados a: pérdidas de energía, variaciones de voltaje, se realizará el diseño de un circuito eléctrico subterráneo con la instalación de postes ornamentales con luminarias tipo led, esto permitirá mejorar el aspecto operacional del sistema eléctrico ya que este sistema es independiente a la red de distribución, además este tipo de iluminación mejora el aspecto visual con el ambiente.

Viabilidad del trabajo

El rediseño del proyecto se efectuará con la autorización de la directiva en representación del Conjunto Residencial “Milton Reyes” ya que gracias a la información manifestada sobre los problemas de abastecimiento y aumento de la demanda en la red de distribución que ha llevado todos estos años, se ha evidenciado la viabilidad del rediseño de la red de distribución de baja tensión para cumplir con la demanda actual de servicio.

El nuevo diseño como impacto ambiental contara con infraestructura subterránea de la línea general de alimentación y de iluminación en la parte interna del conjunto y fuera de los bloques de los departamentos y viviendas ya que en la actualidad no cuentan con este servicio.

El rediseño de la red de distribución cuenta con características de diseño actual técnico y económico que cumplen con los objetivos. Este proyecto al contar con una investigación de diseño los costos son reducidos.

Objetivo general

Rediseñar la red de distribución de baja tensión a través de parámetros actuales de diseño para un buen abastecimiento de energía eléctrica en el Conjunto Habitacional “Milton Reyes”.

Objetivos específicos

- Realizar el estado del arte acerca del diseño de redes de distribución de energía eléctrica en baja tensión en edificios y viviendas.
- Diagnosticar el estado en que se encuentran las instalaciones eléctricas desde el transformador de distribución hacia el armario de medidores.
- Realizar el rediseño de red de alimentación eléctrica en baja tensión.

CAPITULO I

MARCO TEORICO

1.1 Aspectos legales de distribución de energía eléctrica

La constitución del Ecuador en el **Art. 314** señala que el estado será responsable de la provisión de los servicios públicos en el que se encuentra, la energía eléctrica, y demás servicios que determine la ley.

El **Art. 315** afirma que el estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.

El fin de este artículo declara que el estado construirá empresas públicas para la prestación del servicio eléctrico tales como la Empresa Regional EMELNORTE, que es una empresa de distribución de energía eléctrica en la zona 1 del Ecuador.

El **artículo 4** de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece los derechos de los consumidores o usuarios finales, entre éstos, recibir el servicio público de energía eléctrica acorde con los principios constitucionales de eficiencia, responsabilidad, continuidad, calidad y precio equitativo; y, recibir un trato equitativo, no discriminatorio o abusivo, en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

La ley orgánica de servicio público de energía eléctrica en su **Artículo 65** establece que: “La instalación de redes, estaciones de transformación, generación de emergencia y más obras necesarias para atender el servicio eléctrico en lotizaciones, urbanizaciones, edificios de propiedad horizontal y similares, serán de responsabilidad de los ejecutores de esos proyectos inmobiliarios; las cuales las redes eléctricas para atender el servicio eléctrico en lotizaciones, urbanizaciones y edificios de propiedad horizontal, deberán ser subterráneas.

1.2 Sistema de distribución de energía eléctrica

Las redes de distribución forman una parte muy importante en la distribución de energía eléctrica, ya que permite energizar de forma segura y confiable a los abonados finales.

1.3 Sistema eléctrico de distribución

Un sistema eléctrico de distribución forma parte del sistema de potencia que está comprendida entre las líneas de alto voltaje de las subestaciones de potencia de distribución y los puntos de suministro de energía a los consumidores, formada por elementos y equipos eléctricos como muestra la Figura 1.1 (EEQ, 2015).

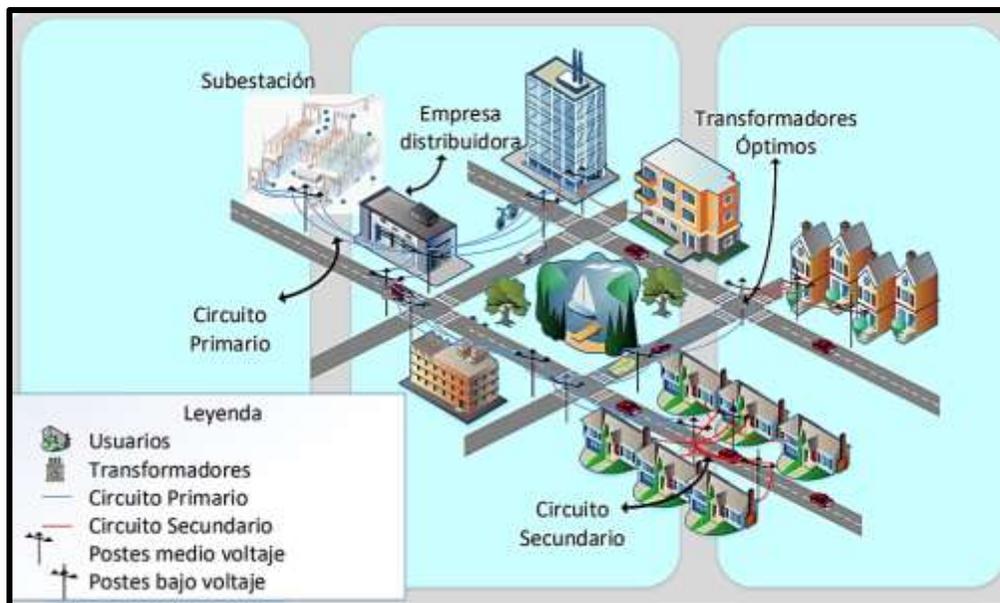


Figura 1.1 Sistema eléctrico de distribución
Fuente: (Herrera, 2018)

La distribución de energía eléctrica en media y baja tensión inicia desde una subestación distribuidora que disminuye el nivel de tensión y distribuye potencia hacia los abonados finales.

1.4 Elementos de un sistema de distribución

Según (Yebra Morón, 2009), los elementos que conforman un sistema eléctrico de distribución son:

- Subestación de distribución
- Red de distribución en Media Tensión
- Transformadores de distribución
- Res de distribución en Baja Tensión
- Acometidas
- Sistema de medición

1.4.1 Subestación de Distribución

Transforman la energía eléctrica a un nivel de tensión más baja, adecuada para la distribución local, reciben líneas de transmisión o subtransmisión, transformador reductor, salida de líneas primarias y equipos de protección. En su defecto son implementadas con centros de control y mantenimiento (EEQ, 2015).

1.4.2 Red de distribución en Media Tensión

Según (González Santillan, 2019) las líneas de distribución en media tensión o conocidas como alimentadores salen de las subestaciones de distribución reductoras y son las encargadas de distribuir la energía eléctrica mediante conductores de aluminio desnudo por toda la ciudad a niveles de tensión de 13.8 kV que actualmente se aplica en el país.

Existen también líneas en media tensión, aisladas subterráneas dependiendo del campo ambiental por donde se transporta, pueden ser de 13,8 kV, 22 kV, y 34,5 kV en función de la configuración de la subestación de distribución.



Figura 1.2 Línea de distribución Primaria
Fuente: Autor

La Figura 1.2 muestra una red de distribución primaria o alimentador trifásico, ya que también existen líneas de distribución monofásicas, para cargas de menor potencia.

1.4.3 Transformadores de Distribución

Es un equipo eléctrico que cambia la energía eléctrica recibida en otra energía eléctrica distinta, aumentando o disminuyendo los valores de tensión; los transformadores constan de dos devanados, el devanado primario es el que recibe la energía y el devanado secundario es el que se conecta a la carga. El transformador es la unión entre la red primaria y red secundaria (Yebra Morón, 2009).

1.4.3.1 Transformador de distribución monofásico convencional

Este tipo de transformadores son necesarios para la distribución de potencia principalmente en el medio rural (Serrano & Martí, 2015). Se aplican en redes de distribución aéreas para cargas livianas de uso residencial y comercial.



Figura 1.3 Transformador de distribución monofásico
Fuente: Autor

En la Figura 1.3 se puede observar un transformador monofásico conectado a una línea de media tensión, la tensión primaria es de 13,8 kV y la tensión secundaria es de 240/120V en sistemas monofásicos.

1.4.3.2 Transformador de distribución tipo padmounted

Los transformadores tipo pad mounted son aptos tanto para la instalación en espacios exteriores como interiores y empleados para la distribución subterránea en baja y alta tensión, están diseñados para trabajar al aire libre y son altamente eficientes, autorefrigerados y bañados en silicona, aceite vegetal o mineral (CH Transformadores, 2019).



Figura 1.4 Transformador de distribución tipo padmounted
Fuente: (CH Transformadores, 2019)

En la Figura 1.4 se observa un tipo de transformador específico para redes de distribución subterránea, ofrece beneficios tanto para el usuario residencial como para el aspecto visual del ambiente.

1.4.4 Redes de distribución en Baja Tensión

Las redes de distribución en baja tensión o redes secundarias son las que salen de los bushing secundarios del transformador monofásico o trifásico, las redes secundarias permiten que la empresa distribuidora pueda abastecer del servicio eléctrico a los usuarios finales (González Santillan, 2019).



Figura 1.5 Red de distribución en baja tensión
Fuente: Autor

Como se observa la Figura 1.5 las redes secundarias pueden ser de 240/120 V si el transformador de distribución es monofásico y/o 220/127 V si el transformador de distribución es trifásico.

1.4.5 Acometidas

Las acometidas unen el sistema eléctrico de la empresa distribuidora con el equipo de medición y con las instalaciones del usuario (Yebra Morón, 2009). Las acometidas se pueden derivar desde un nivel de tensión primaria o secundaria, esto depende de la magnitud de la carga del cliente.

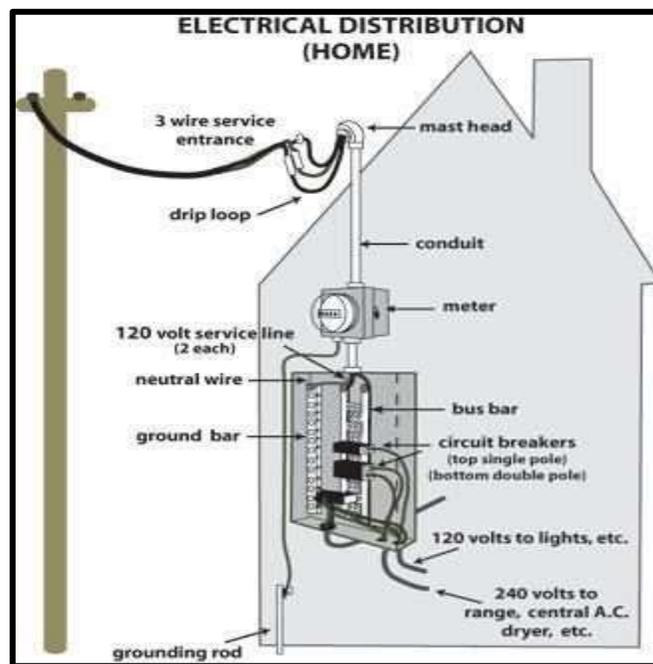


Figura 1.6 Acometida
Fuente: (Manzano Orrego, 2016)

La acometida como indica la Figura 1.6 se conecta a la red secundaria, a través de un conductor de aluminio forrado tipo PSD-AAC/ACSR triplex calibre N°6 de un solo tramo (sin empalmes), por medio de un tubo metálico que se encuentra en el exterior de la vivienda y va directamente al sistema de medición.

1.4.6 Sistema de medición

La regulación 043/18 define como sistema de medición a los componentes necesarios para la medición o registro de energía activa, energía reactiva, demandas máximas y otros parámetros relacionados, incluyendo los equipos de medición (medidores), transformadores de medición

(cuando se apliquen), cables de conexión, accesorios de sujeción y protección física de los medidores y de los transformadores (Arconel, 2018).



Figura 1.7 Medidores electrónicos
Fuente: Autor

En la actualidad, se aplican sistemas de medición electrónicos como se puede observar en la Figura 1.7, pero también existen medidores de energía electromecánicos y digitales.

1.5 Sistema de distribución según su construcción

Los sistemas de distribución según su construcción se clasifican en redes aéreas y redes subterráneas. Debido al desarrollo del proyecto, se abordará únicamente redes de distribución subterránea.

1.5.1 Red de distribución subterránea

Las líneas subterráneas son instalaciones que no tienen impacto visual, este método se aplica por razones de seguridad y congestión, en la actualidad este tipo de construcción de red eléctrica se ejecutan en urbanizaciones y conjuntos habitacionales (Asunción & Espinosa, 2016).

Las partes que conforman un sistema de red subterránea son:

- **Ductos.-** Los ductos pueden ser de tubería PVC, cemento o tubería metálica, el diámetro varía dependiendo del número de conductores previsto a instalarse.
- **Cables.-** Los conductores pueden ser monopolares o tripolares de cobre o aluminio con revestimiento de polietileno termoplástico con chaqueta protectora de PVC en diferentes calibres.

- **Empalmes uniones y terminales.-** Permiten dar continuidad a las conexiones entre cables y equipos.

1.5.1.1 Ventajas del sistema de red subterránea

- Mayor confiabilidad
- Evita la contaminación visual
- Alto nivel de seguridad
- No están expuestas a vandalismo

1.5.1.2 Desventajas del sistema de red subterránea

- Alto costo
- Dificultad de localización de fallas
- Mantenimiento complejo
- Mayor tiempo de reparación
- Se expone a la humedad y roedores.

1.6 Topología de un sistema eléctrico de distribución

La topología de una red se refiere al esquema o arreglo en que se distribuye la energía eléctrica desde la fuente de energía hasta el usuario. La selección del tipo de red se realiza en función de la localización geográfica, forma y distribución, diseño urbano, necesidades actuales y futuras (Anguisaca Morocho, 2015).

La conexión de un sistema de red eléctrica, ateniendo el modo de alimentación se clasifica en líneas abiertas, líneas cerradas.

1.6.1 Líneas abiertas

Este tipo de red también llamada radial, recibe corrientes por un solo extremo. La ventaja de este tipo de red es la facilidad de aplicación de protecciones selectivas y como desventaja es la confiabilidad ya que, si ocurre una falla en la línea esta afecta a todos los usuarios (Colemar Santos & Hernández Martín, 2014).

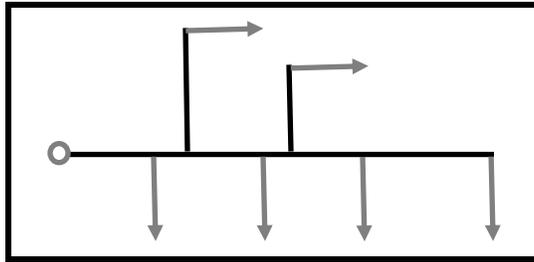


Figura 1.8 Líneas de distribución abierta o radial

Fuente: (Colemar Santos & Hernández Martín, 2014)

En la Figura 1.8 muestra la conexión unifilar de una red radial, este sistema es muy aplicado en sistemas de distribución por sus ventajas de protección.

1.7 Parámetros para la conformación de redes de distribución

En el diseño de una de red de distribución eléctrica influyen factores importantes que intervienen de forma directa, como son datos y variables.

1.7.1 Niveles tensión normalizada

Según el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER, 2011), los niveles de voltaje existentes para redes de distribución de energía eléctrica en el país se indican en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Niveles de voltaje normalizados

	6 300 V
Media Tensión	13 800 GRDY / 7 967 V
	22 000 GRDY / 12 700 V
	22 860 GRDY / 13 200 V
	34 500 GRDY / 19 920 V
Baja Tensión	Monofásico 120 / 240 V
	Trifásico 127 / 220

Fuente: (MEER, 2011)

Debido a la expansión de la cobertura del servicio eléctrico y al incremento de la demanda, se repotenció el nivel de voltaje para sistemas de distribución a valores normalizados superiores a 13,8 kV.

1.7.2 Conductor Eléctrico

En una línea de alimentación eléctrica el conductor transporta la corriente. Los materiales utilizados son el cobre, el aluminio y el aluminio-acero.

La Tabla 1.2 muestra las características de los tres tipos de materiales más utilizados en redes de distribución como son la resistividad, densidad, carga de rotura, temperatura y calor específico.

Tabla 1.2 Características fundamentales de los materiales

Material	Resistividad $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$	Densidad Kg/dm^3	Carga de rotura Kg/mm^2	Temperatura de fusión $^{\circ}\text{C}$	Calor específico $\text{Kcal}/\text{kgf} \cdot ^{\circ}\text{C}$
Cobre	0,0176	8,9	25	1.083	0,93
Aluminio	0,0260	2,7	15	657	0,214
Acero	0,0350	7,8	42	1.480	0,114

Fuente: (Colemar Santos & Hernández Martín, 2014)

El cobre se emplea para líneas generales de alimentación, derivaciones individuales, instalaciones de alumbrado exterior y en instalaciones de interiores (Manzano Orrego, 2016).

En el sistema de distribución subterráneo para baja tensión, se utilizará cables monopares con conductor de cobre aislados con polietileno reticulado termoestable (XLPE) para las acometidas subterráneas y conductor de polietileno reticulado retardante a la arborescencia (TRXLPE) para la acometida de media tensión monofásica.

1.7.3 Cálculo de sección del conductor

Los conductores o cables eléctricos en las instalaciones deben cumplir reglas o condiciones que serán las que determinarán su sección, condición térmica, tamaño de carga y la máxima caída de tensión. La Tabla 1.3 muestra las fórmulas para el cálculo de la sección del conductor a partir de la potencia o corriente.

Tabla 1.3 Fórmulas para calcular la sección del conductor

Alimentación (V)	Sección del conductor conocida la Potencia (mm ²)	Sección del conductor conocida la Intensidad (mm ²)
Monofásica	$S = \frac{2 * L * P}{C * \Delta\% * V}$	$S = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{C * \Delta\%}$
Trifásica	$S = \frac{L * P}{C * \Delta\% * V}$	$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{C * \Delta\%}$
S: Sección del conductor en mm ² L: Longitud en m C: Conductividad m/Ω mm ² P: Potencia que se transporta Δ%: Caída de tensión admisible en voltios V: Tensión en voltios		

Fuente: (Fernández Barranco, 2017)

La capacidad de los conductores es importante debido a que trabaja en función de la conductividad y la temperatura de canalización que se va utilizar (Fernández Barranco, 2017).

Tabla 1.4 Conductividad de conductores según el material y temperatura

Temperatura (°C)		20°	70°	90°
Tipo de Aislamiento			PVC	EPR ó XLP
Material	Cobre	56	48	44
	Aluminio	35	30	28
Canalización subterránea:		Aluminio C=35		Cobre C=56

Fuente: (Fernández Barranco, 2017)

La Tabla 1.4 muestra la conductividad (Siemens/m) que poseen los conductores para diferentes temperaturas con la idea de tener en cuenta estos resultados a la hora de aplicar la norma UNE 20460-5-523 que exterioriza el Anexo K.

1.7.4 Caída de tensión

La caída máxima de voltaje admisible, es el punto más alejado de la fuente de alimentación, con la demanda de diseño establecida y expresada en porcentaje del valor del voltaje nominal fase-tierra del sistema, no deberá superar los siguientes límites (EEQ, 2015).

Tabla 1.5 Caídas de Tensión

Caída Máxima de Voltaje en la Red Secundaria					
S/E sin cambiador de taps bajo carga			S/E con cambiador de taps bajo carga		
	Alimentador			Alimentador	
	Urbano	Rural		Urbano	Rural
Secundario	2,5%	3,0%	Secundario	3,0%	3,5%

Fuente: (EEQ, 2015)

La Tabla 1.5 detalla las caídas máximas de tensión con o sin taps, para la regulación de tensión en situaciones de bajo o alto voltaje.

1.7.5 Densidad de carga

Según (Ramírez Castaño, 2004), la densidad de carga se establece como la relación entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto como muestra en la Ecuación 1:

$$Densidad\ de\ carga = \frac{Carga\ instalada}{area\ de\ la\ zona} \left[\frac{kVA}{km^2} \right] \text{ ó } \left[\frac{kw}{km^2} \right] \quad (1)$$

La otra forma de calcular la densidad de carga es, determinando la cantidad de kW por cada 100m de línea para suministrar el servicio. Se calcula mediante la Ecuación 2 y se parte de un muestreo donde dispone de la demanda en kWh por cada 100m, se puede convertir a kW.

$$\frac{kW}{100m} = \frac{kWh}{100m} \left(0.1076 + \frac{0.1114}{N} \right) - 1.286 \quad (2)$$

N: Es el número de abonados

La densidad de carga en kVA /100m requiere la estimación del factor de potencia (Ecuación 3).

$$\frac{kVA}{100m} = \frac{kW}{100m \cos\phi} \quad (3)$$

1.7.6 Carga Instalada

La carga instalada es la sumatoria de las potencias nominales o cargas continuas de los aparatos conectados al sistema, se expresan en kVA, MVA ó kW, kMW y se representa con la Ecuación 4 (Ramirez Castaño, 2004).

$$CI = \Sigma \text{Potencias nominales de las cargas} \quad (4)$$

1.7.7 Capacidad Instalada (CI)

Es llamada también capacidad nominal del sistema, corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados (Ramirez Castaño, 2004).

1.7.8 Carga máxima (D_M)

Se conoce también como demanda máxima, es la carga mayor que se presenta en un sistema en un periodo de trabajo previamente establecido. Esta demanda máxima ofrece mayor interés, ya que presenta la máxima caída de tensión por lo tanto representan mayores pérdidas de energía y potencia (Ramirez Castaño, 2004).

1.7.9 Demanda

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc (Ramirez Castaño, 2004).

1.7.10 Tasa de crecimiento de la demanda

La tasa de crecimiento de la demanda es diferente para cada clase de consumo, el aumento de la demanda máxima individual, que es el criterio de diseño, es mayor para una zona de consumo bajo que para una zona de consumo medio o alto (Ramirez Castaño, 2004).

En casos de escasez de datos estadísticos confiables y numerosos que permiten aplicar criterios de extrapolación, es necesario determinar una tasa de crecimiento geométrico en base a los siguientes factores:

- El crecimiento demográfico
- Aumento de consumo por mejoramiento de nivel de vida
- Desarrollos industriales, comerciales, turísticos, agropecuario, etc.
- El posible represamiento de la demanda debido al mal servicio posterior.

Según (Ramirez Castaño, 2004). La tasa de crecimiento de la demanda está dada por la Ecuación 5:

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_o}} - 1 \quad (5)$$

Donde, D_o : Demanda Actual

D_n : Demanda para el periodo de proyección (carga de diseño)

n : Periodo de proyección

n : 15 años para redes de distribución

n : 8 años para transformadores de distribución

Una red puede diseñarse con una capacidad tal que pueda satisfacer tanto la carga actual como la carga futura que aparezca durante la vida útil de la red.

1.7.11 Factor de demanda

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t , de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable (Ramirez Castaño, 2004). Este concepto se expresa como muestra la ecuación 6.

$$FD = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1 \quad (6)$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada opera simultáneamente.

1.7.12 Factor de utilización (FU)

El factor de utilización en un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo t, es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema o capacidad instalada (Ecuación 7).

$$FU = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{D_M}{P_I} \quad (7)$$

Es conveniente hacer notar que mientras el factor de demanda, da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación (Ramirez Castaño, 2004).

1.7.13 Factor de Potencia

Es la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en uno de sus componentes conforme la Ecuación 8.

$$\cos\phi = \frac{\text{Potencia Activa (P)}}{\text{Potencia Aparente (S)}} \quad (8)$$

El factor de potencia es importante en el porcentaje de pérdidas y en la regulación de voltaje, en la calidad y economía del servicio eléctrico.

Para sistemas de distribución se fija un valor mínimo de 0.9 para el factor de potencia, en redes que alimentan abonados industriales se fija un 0,85 como mínimo. En el caso de tener valores inferiores a este se deberá corregir este factor por parte de los usuarios, por parte de la empresa electrificadora o por ambos (Ramirez Castaño, 2004).

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran, o en los circuitos primarios.

1.8 Demanda máxima de un abonado

Para determinar la demanda máxima de un abonado se aplica la Ecuación 9.

$$Din_{(1\ usuario)} = \frac{\frac{DMcoin_{(5\ usuarios)}}{Fc_{(5\ usuarios)}}}{5} \quad (9)$$

Donde, Dind: Demanda Individual

DMcoin: Demanda máxima coincidente

Fc: Factor de coincidencia

Este factor de coincidencia como muestra la Ecuación 10, dependerá del número total de abonados que tenga el transformador. En el caso de que el número de abonados sea de 1 a 4 se aplica los siguientes valores indicados en la Tabla 1.6 (EMELNORTE, 2018).

Tabla 1.6 Factor de coincidencia de 1 - 4 usuarios

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

Fuente: (EMELNORTE, 2018)

En el caso de 5 abonados en adelante se aplica la Ecuación 10:

$$Fc = e^{-0,7243} * n^{-0,128443} + 0,037 \quad (10)$$

Donde,

n: Número de abonados 5 en adelante

Según (EMELNORTE, 2018), para determinar la demanda coincidente de S abonados se aplica la Ecuación 11, y el Factor B se establece por la Ecuación 12.

$$DMcoin = (Factor A) * (Factor B) \quad (11)$$

$$Factor\ B = 0,005925 * \left(\frac{kWh}{mes}\right)^{0,885} \quad (12)$$

El Factor B dependerá del consumo mensual del usuario en kW. Para el cálculo del Factor A, se aplica la Ecuación 13.

$$Factor\ A = N(1 - 0.4 * N + 0.4(N^2 + 40)^{0.5}) \quad (13)$$

N: Número de abonados

Una vez encontrados todos los valores de demanda individual se procederá a calcular la demanda máxima coincidente total, como muestra la Ecuación 14 (EMELNORTE, 2018).

$$DMCtotal = fc * \Sigma Dind1 + Dind2 + Dind3 \dots Dindn \quad (14)$$

Donde, DMCtotal: Demanda máxima coincidente total

fc: Factor de coincidencia correspondiente al número total de abonados

Por lo tanto la Demanda de Diseño se establece por la Ecuación 15.

$$DD = \frac{DMCtotal + DAP + DPT}{Fp} \quad (15)$$

1.9 Estratos de Consumo

Los clientes residenciales estarán clasificados en 5 estratos de consumo como se muestra en la Tabla 1.7 (EMELNORTE, 2018).

Tabla 1.7 Estratos de Consumo

ESTRATOS DE CONSUMO	
Categoría	kWh/mes (Sin cocinas de inducción)
E	0 – 100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 – 500
A	>500

Fuente: (EMELNORTE, 2018)

Para el estudio de proyecto se va utilizar como estrato de consumo tipo C, ya que son viviendas con cargas regulares.

1.10 Demanda de diseño de Transformadores

Una vez identificado el estrato de consumo, se procederá al cálculo de la Demanda de Diseño del transformador mediante la siguiente ecuación (EMELNORTE, 2018):

$$DD = \left(\frac{DMD + DAP + DPT}{Fp} \right) + C_e \quad (16)$$

Donde, DD =Demanda de Diseño

DMD= Demanda Máxima Diversificada, incluida cocinas de inducción.

DAP= Demanda de Alumbrado Público

DPT= Demanda de Pérdidas Técnicas = 3,6 % DMD

Fp= Factor de Potencia

Ce= Demanda Máxima Diversificada de cargas especiales

1.11 Demanda de diseño del transformador en caso de conocer el consumo de clientes

En el caso de conocer el consumo de los usuarios ligados al transformador, se deberá obtener la Demanda de Diseño siguiendo los siguientes pasos (EMELNORTE, 2018).

- a. El consumo promedio anual de los abonados se los obtendrá buscando el código de cuenta del cliente, obtenido del ArcGIS en el archivo **Consumo promedio anual.xlsx**
- b. En caso de que no exista el código se deberá asociar el valor máximo correspondiente al estrato de consumo.

1.12 Normativa eléctrica

El cumplimiento de normas y regulaciones tanto nacionales como internacionales garantiza un proyecto sustentable a largo plazo, salvaguardando la integridad de las personas y usuarios. Estas normas que presiden especificaciones técnicas eléctricas y de construcción civil son:

1.12.1 Norma Ecuatoriana De La Construcción - NEC

Esta norma tiene por objeto fijar las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas en baja tensión, con el fin de salvaguardar a las personas que las operan o hacen uso de ellas, proteger los equipos y preservar el ambiente en que han sido construidas (NEC, 2013).

1.12.2 National Electrical Code - NEC

El objetivo de esta normativa es la salvaguardar la vida de las personas y de los bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad. El cumplimiento de las mismas y el mantenimiento adecuado dan lugar a una instalación libre de riesgos, pero no necesariamente eficiente, conveniente o adecuada para el buen servicio o para ampliaciones futuras en el uso de la electricidad (NEC N. E., 2017).

El NEC es un estándar norteamericano que regulan las instalaciones eléctricas. Su origen resulta de la necesidad de la Agencia de Protección contra incendios NFPA (National Fire Protection Association) de combinar los diferentes códigos eléctricos que se utilizaban en ese momento en una norma uniforme. En América Latina el NEC es adoptado como ley oficial por México, Costa Rica, Panamá, Venezuela, Ecuador, etc.

1.12.3 Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)

Por disposición de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, le corresponde a ARCONEL, en su naturaleza jurídica (Art. 14), que le otorga la regulación y control de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final, teniendo entre sus atribuciones (ARCONEL, 2017).

1.12.4 Ministerio De Electricidad Y Energía Renovable (MEER)

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, es el ente rector del sector eléctrico ecuatoriano y de la Energía Renovable. Esta entidad es la responsable de satisfacer las necesidades de Energía Eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos (MEER, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2015).

El MEER establece y estandariza un sistema único para la identificación de las Unidades de Propiedad (UP) de materiales y equipos que conforman un sistema de distribución de energía eléctrica desde la generación hacia los consumidores.

1.12.5 REGLAMENTO TÉCNICO ECUATORIANO RTE INEN 141 (1R)

Este reglamento técnico establece los requisitos de seguridad y eficiencia energética que deben cumplir los transformadores de distribución, previamente a la importación, nacionalización y comercialización del producto nacional e importado, con el objetivo de prevenir los riesgos para la vida y la seguridad de las personas, el medio ambiente, y el empleo de prácticas que pueden inducir a error a los usuarios (INEN, 2018).

1.12.6 NORMAS IEC – COMISION ELECTROTECNICA INTERNACIONAL

La IEC es el organismo internacional que se encarga de normativas y evaluación de la conformidad de Productos, servicios y sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad, y los productores de sistemas que utilizan la electricidad, un eje transversal para nuestros sectores estratégicos como son Petróleo, Minería, Correo y Comunicaciones y Suministro de Electricidad y Agua (IEC, 2017).

CAPÍTULO II

DESARROLLO

Este capítulo, hace referencia al levantamiento de información del estado actual del sistema de distribución de energía eléctrica del Conjunto Habitacional para la elaboración del proyecto, el área de trabajo se podrá observar en el plano arquitectónico realizado con el fin de revelar el nuevo diseño y aplicación de la misma.

2.1 Antecedentes de Conjunto Habitacional Milton Reyes

El conjunto habitacional Milton Reyes está ubicada en la ciudad de Ibarra, nace a través de un programa del Fondo de Cesantía del Magisterio Ecuatoriano (FCME), que es una institución financiera privada, organizada y dirigida por maestros.

La ciudadela del Maestro identificada en la Figura 2.1, está conformada por seis (6) condominios cada condominio cuenta con ocho (8) departamentos; y sesenta y dos (62) viviendas en lado norte, en su totalidad son ciento diez (110) departamentos y viviendas que conforman esta ciudadela, cave recalcar que no cuenta con parques de usos múltiples.



Figura 2.1 Conjunto Habitacional "Milton Reyes"
Fuente: Autor

Estas viviendas y condominios fueron inauguradas en el año 2005, en la actualidad tiene 15 años de vigencia y cuenta con una administración que es electa cada 2 años.

2.2 Ubicación

El conjunto Habitacional Milton Reyes o también llamada Ciudadela del Maestro se encuentra ubicado en la provincia de Imbabura al sur de la ciudad de Ibarra, en la avenida Hernán Gonzales de Saa y Juana Atabalipa.

La ubicación geográfica para mayor referencia de la ciudadela se muestra en la Figura 2.2.



Figura 2.2 Ubicación geográfica
Fuente: El Autor

2.3 Suministro

El Conjunto Habitacional Milton Reyes, se encuentra alimentado desde la subestación eléctrica “El Retorno”, mediante una red de medio voltaje aérea de 13,8 kV que distribuye de energía eléctrica a transformadores de distribución a una parte de la ciudad. Los transformadores reducen la energía eléctrica a 240/120V y distribuyen la energía hacia las acometidas y medidores que lo suministran.

2.3.1 Alimentador Primario

El alimentador trifásico de 13,8 kV hace el recorrido por la Avenida Atahualpa desde el poste R5P2 hasta llegar al poste R5P183 del sector Las Cuatro Esquinas, misma que cruza y hace el recorrido por la Av. Hernán Gonzales de Saa por los siguientes postes: R5P181, R5P182,

R5P560, R5P563, R5P564, R5P569, R5P593 hasta el poste R5P593 de la calle transversal Juana Atabalipa, donde, una de las fases de media tensión (Fase B) alimenta a tres transformadores de distribución tipo convencional y a todo el conjunto habitacional.

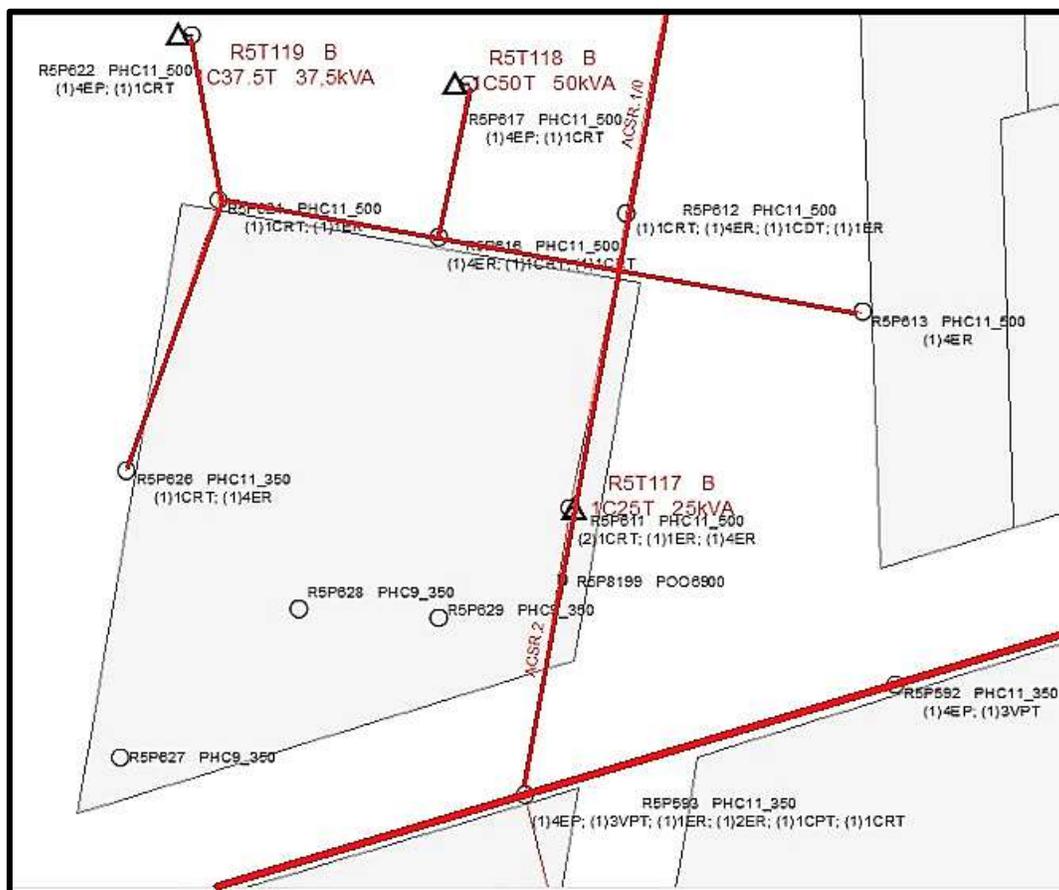


Figura 2.3 Línea en MV del Conjunto habitacional
Fuente: GIS_EMELNORTE

La Figura 2.3 muestra el poste R5P593 (Retorno Alimentador cinco Poste 593), de la calle Juana Atabalipa, donde la fase B del alimentador trifásico alimenta a tres transformadores monofásicos del Conjunto Habitacional Milton Reyes.

2.4 Potencia Instalada

2.4.1 Centros de transformación

En la actualidad el Conjunto Habitacional está alimentado por tres transformadores de distribución convencionales con una potencia total instalada de 112,5 kVA. De acuerdo al análisis de lectura de los medidores monofásicos dos de los tres los transformadores no tienen problema de sobre carga, pero los usuarios con se ven limitados al uso de electrodomésticos de mayor potencial eléctrico como son cocinas de inducción, calefones eléctricos y duchas eléctricas.

El número de poste de los transformadores y potencia respectiva y casos especiales de cada uno se muestra en la Tabla 2.1. En el Anexo A se puede apreciar su ubicación y distribución.

Tabla 2.1 Transformadores existentes en el área de estudio

N° de Poste	N° de Transformador	Potencia (kVA)	Distribución	Total de usuarios	Usuarios activos
R5P611	R5T117	25	Bloques C, D, E, F	32	27
R5P617	R5T118	50	Bloque B – 48 usuarios	56	56
R5P622	R5T119	37,5	Bloque A – 30 usuarios	38	36

Fuente: Autor

La Tabla 2.1 muestra la potencia instalada y usuarios conectados a la red. El transformador R5T117 abastece a los Bloques C, D, E y F. El transformador R5T118 distribuye al Bloque B, treinta y dos usuarios internamente y diez y seis viviendas fuera del conjunto. El transformador R5T119 abastece de energía eléctrica a treinta usuarios y al Bloque A respectivamente.

El primer transformador de 25 kVA monofásico se encuentra en el punto R5T117 el poste R5P611 de 11 metros de altura en la acera de la parte exterior frontal del conjunto residencial.

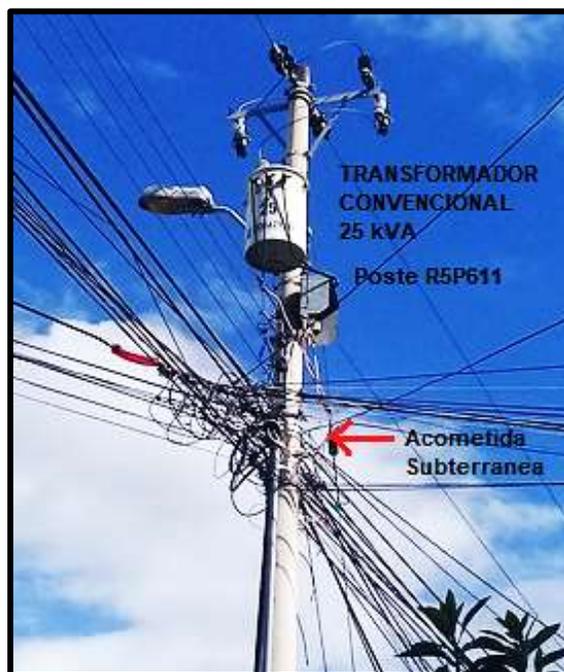


Figura 2.4 Acometida subterránea de los Bloques de departamentos
Fuente: El Autor

La Figura 2.4 muestra la salida en baja tensión del transformador de 25 kVA está compuesto por tres conductores de cobre # 2 AWG dos fases y un neutro vía subterránea, con protección

de fusibles NH de baja tensión y alta capacidad de ruptura (el nombre proviene en sus siglas del idioma alemán Niederspannung Hochleistung), la acometida llega hasta un tablero de protección cuyo interruptor automático (IA) principal de 2P+T de 100^a como muestra la Figura 2.5.



Figura 2.5 Interruptor automático general de los Bloques
Fuente: El Autor

Las cargas que se derivan de la salida del interruptor automático general bipolar, se conectan hacia interruptores monopolares de 70A para los bloques de departamentos C, D, E y F como se observa en la Figura 2.6.



Figura 2.6 Interruptores automáticos de los 4 bloques
Fuente: El Autor

Existe un tablero de medidores empotrado en cada bloque de departamentos, se ubica en la entrada principal en la planta baja, el cual tiene las siguientes dimensiones: 1.40m, 1.80m 0.20m,

el estado de los tableros como se muestra en la Figura 2.7 es regular, debido a que pasan circuitos externos a la red eléctrica y no poseen llave de seguridad.



Figura 2.7 Tablero de medidores existente en cada bloque
Fuente: Autor

Los tableros de medidores mostrados en la Figura 2.8 constan de tres barras de cobre para las dos fases y neutro; se derivan de un interruptor automático (IA) bipolar de 60 A para la alimentación de los medidores, en la parte izquierda del tablero en la Figura (b) se encuentra ocho sockets para interruptores automáticos 1P+T de 40A para cada departamento.

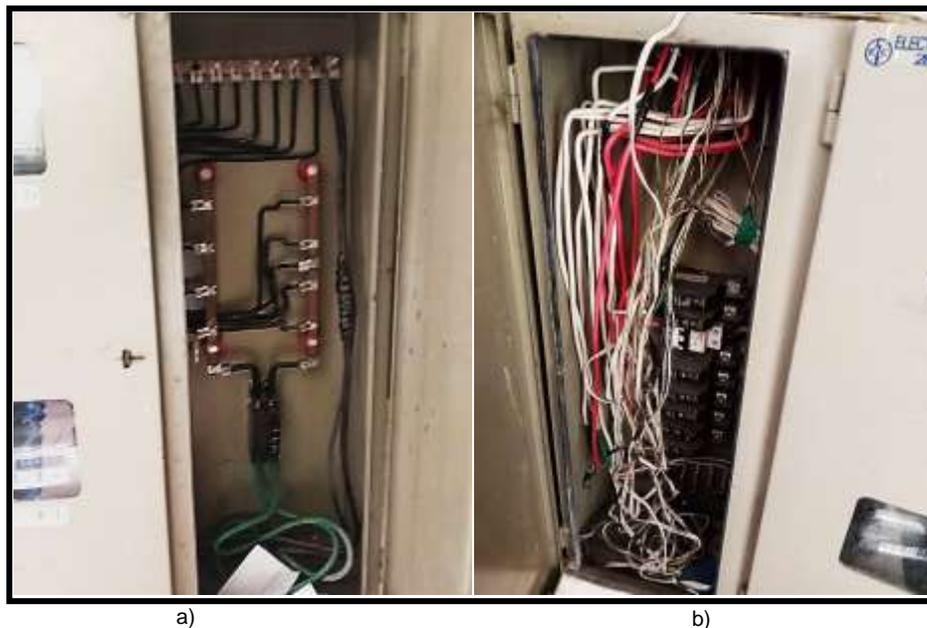


Figura 2.8 Derivación y protección de departamentos
Fuente: Autor

El segundo transformador convencional de 37,5 kVA monofásico alimenta a 30 usuarios y a 8 departamentos del Bloque A, en su totalidad abarca el 35,13%, con 38 usuarios.

El tercer transformador de 50 kVA monofásico al igual que el segundo distribuye de energía eléctrica a 32 usuarios y a 8 departamentos pertenecientes al Bloque B, el transformador alimenta al 36% del conjunto Habitacional con 40 usuarios, pero también distribuye de energía eléctrica a 16 usuarios que no pertenecen al conjunto es decir se encuentran en la vía pública.

Los circuitos de Baja Tensión constan de una caja de protección de fusibles NH para la distribución aérea en baja tensión y subterránea hacia cada uno de las viviendas.



Figura 2.9 Centros de transformación aérea existentes de 37,5 – 50 kVA
Fuente: Autor

Las acometidas para cada vivienda son subterráneas y constan de una caja de protección monofásica hacia el medidor como se muestra en la Figura 2.10. El calibre de conductor de las acometidas son TTU N° 6 y se deriva del pozo más cercano a la vivienda.



Figura 2.10 Caja de protección de medidores
Fuente: El Autor

En la Figura 2.10 se observa el mal estado de las cajas de protección de medidores, en el nuevo diseño se instalará un tablero general donde abarquen los 32 abonados.

2.4.2 Tipos de usuarios

El pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución 002/19, define tipos de tarifas que cada empresa distribuidora debe determinar, evaluando las características de la carga y el uso de energía declarada por el consumidor regulado. Con esta base se establece a cual tarifa corresponde como muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Tipos de usuarios

CATEGORIA RESIDENCIAL	Residencial
	Programa PEC
	Temporal
CATEGORIA GENERAL	Comercial sin demanda
	Comercial con demanda
	Demanda Horaria
	Demanda Horaria Diferenciada

Fuente: (ARCONEL, 2019)

En el área de estudio se cuenta con un total de 110 usuarios internamente adicional 16 usuarios externos al Conjunto Habitacional que están conectados al transformador de 50 kVA en

estudio, el cual se puede observar en el Anexo B las tablas de levantamiento de información de medidores conectados a la red en la actualidad.

Los tipos de tarifas que se encuentran en el área de estudio son de tipo residencial, residencial PEC, tercera edad PEC (Programa de Cocción Eficiente), tercera edad, ley de discapacidades y comercial sin demanda, la mayoría es de tipo residencial. Ver Anexo C la tabla de consumo de medidores.

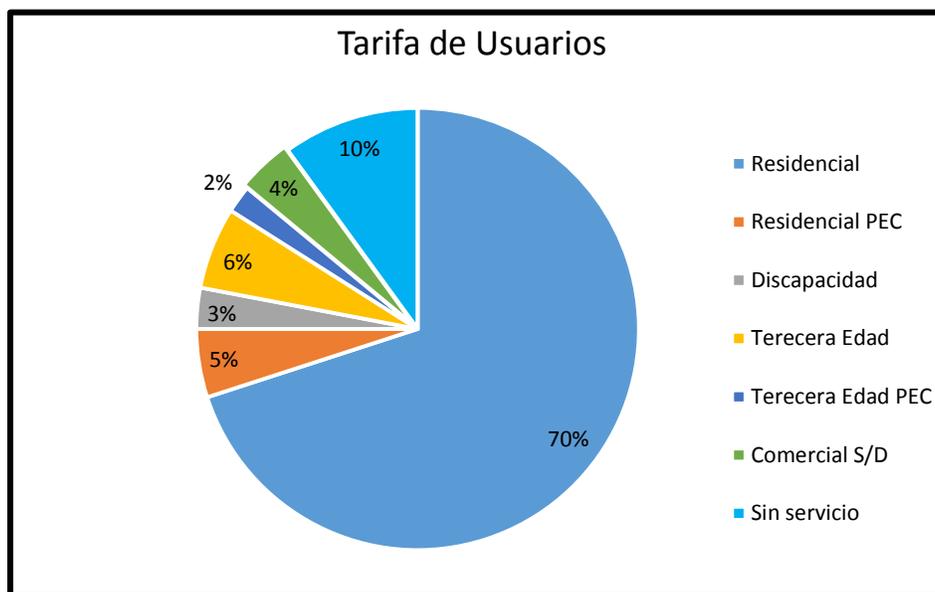


Figura 2.11 Tipos de usuarios existentes en el área de estudio
Fuente: Autor

La Figura 2.11 muestra la clasificación de usuarios por categoría tarifaria, de tal forma que 89 usuarios cuentan con tarifa residencial que equivale al 70%, en la actualidad 13 viviendas están deshabitadas por el cual cubren el 10% de usuarios inactivos, en la tarifa de tercera edad constan de 8 clientes que cubre el 6%, 7 usuarios tienen tarifa residencial PEC que es el 5%, en la tarifa comercial sin demanda constan de 5 usuarios que cubren el 4%, por la ley de discapacidades cubre el 3% ya que existen 4 usuarios y por último la tarifa de tercera edad PEC con 2 usuarios por lo que representa el 2%.

2.4.3 Estimación de la demanda

Se realizó el levantamiento previo de información acerca del sistema eléctrico interno, se hizo un recorrido e inspección del Conjunto Habitacional, Bloques y viviendas identificando componentes existentes en el sistema de distribución, número de medidores de cada bloque, tipo de medidor, número y ubicación.

En el programa ArcGIS se ubica el área de estudio para obtener información específica acerca del consumo de cada uno de los medidores y se procedió a organizar la información de acuerdo al número de usuarios que están conectados. Estos datos son fundamentales para realizar el método de cálculo de consumo de demanda que usa la Empresa de distribución eléctrica EMELNORTE y así calcular la demanda máxima total del conjunto. El análisis de la demanda se tomó en base al historial de los últimos 12 meses de cada medidor.

En el Anexo B se puede observar los datos obtenidos y organizados de cada uno de los medidores, en este anexo se especifica el número de usuarios por bloque y por transformador, nombre de cada uno, tipo de tarifa; en el Anexo C se puede observar los consumos durante los últimos doce meses de cada uno de ellos.

2.5 Estudio de demanda actual

El área de trabajo consta de 110 usuarios y externamente de 16 viviendas que se debe tomar para realizar los cálculos pertinentes ya que pertenece a la red eléctrica en estudio.

En el Anexo C, se encuentra el consumo promedio de cada usuario, estos valores se obtuvieron a partir de Junio 2018 – Mayo 2019 lo cual está en Kilovatios-hora, por mes y por usuario para determinar la Demanda Máxima Individual (KW).

Para el sistema de Iluminación se instalarán postes ornamentales tipo alameda con lámparas led, para menor contaminación visual y ahorro energético; se contará con un circuito 220V para iluminación subterráneo independiente de la red general del conjunto residencial.

2.5.1 Metodología de cálculo de demanda, en caso de conocer el consumo de los usuarios

Para la demostración y ejecución del cálculo se ha tomado como ejemplo los Bloques C-D-E-F pertenecientes al transformador de 25 kVA que tiene un total de 27 abonados activos,

considerando el consumo mensual de los últimos 12 meses como indica el Anexo C los consumos y el promedio total de cada abonado.

La aplicación de este método estipulado por la Empresa Eléctrica EMELNORTE, consiste en determinar la Demanda Máxima Individual (Din) de cada uno de los usuarios.

$$Din_{(1\ usuario)} = \frac{\frac{DMcoin}{Fc}}{5} \quad Fc = 0,43115106$$

El resultado se obtiene determinando en primer lugar la Demanda Máxima Coincidente (DMcoin).

$$DMcoin = (Factor\ A) * (Factor\ B)$$

Para el cálculo de la Demanda Máxima coincidente se debe determinar el FACTOR A (Ecuación 13) este factor depende del número total de abonados; pero en todos los casos tendrá un valor de 11.1245155.

$$Factor\ A = 11,1245155$$

El FACTOR B (Ecuación 12) depende del consumo mensual del usuario en kWh. El resultado final es el producto de estos dos factores (Ecuación 11).

$$Factor\ B = 0,005925 * \left(\frac{kWh}{mes}\right)^{0,885}$$

$$Factor\ B = 0,005925 * (110,4)^{0,885} = 0,3789$$

Una vez obtenido la demanda máxima coincidente (DMcoin).

$$DMcoin = (11,1245155) * (0,3789) = 4,216\ kW$$

Se procede al cálculo de demanda máxima Individual (Ecuación 9), que es el cociente de la división de la demanda máxima coincidente sobre el Factor de Coincidencia (Fc), el cociente de la división dividimos para 5, ya que no sobre pasa de los cinco usuarios.

$$Din_{(1\ usuario)} = \frac{4,216}{\frac{0,43115106}{5}} = 1,955703751\ kW$$

Con la demanda máxima individual de consumo en kW de los 27 departamentos activos, se procede a utilizar el método anteriormente detallado de la Adecuación de redes de distribución de EMELNORTE, para poder determinar la capacidad de transformación que se está usando actualmente.

Los resultados de demanda máxima individual de cada abonado y la suma total de las mismas se muestran en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Demanda máxima individual de usuarios CT-1 25 kVA

Usuarios	Energía kWh/mes	Demanda máxima individual (kW)	Abonados	Energía kWh/mes	Demanda máxima individual (kW)
1	109,8	1,95570374	15	93,16	1,69097849
2	78	1,44501953	16	17,41	0,38324536
3	144,8	2,49833212	17	178,3	3,00357813
4	60,33	1,15117669	18	89,83	1,63737416
5	52,41	1,01636927	19	133,9	2,33115314
6	108,2	1,93046139	20	84,5	1,55109423
7	89,25	1,62801452	21	85,16	1,56181125
8	188,5	3,15515386	22	145,3	2,50596536
9	34,5	0,7020045	23	111,4	1,98090381
10	105,4	1,88618347	24	141	2,44021959
11	79,66	1,47220288	25	190,7	3,1877214
12	105,7	1,89093394	26	181,4	3,04974824
13	60,5	1,15404701	27	54,66	1,05489107
14	180,9	3,04230762	TOTAL		51,3065948

Fuente: Autor

Una vez encontrados presentados en la Tabla 2.3 los valores de demanda individual y la suma total de las mismas se procede a calcular la Demanda máxima coincidente total. Consiste en la multiplicación del Factor de Coincidencia total de los 27 abonados en este caso se aplica la ecuación 10.

$$Fc = e^{-0,7243} * (27)^{-0,128443} + 0,037 = \mathbf{0,354388}$$

El resultado final es el producto del factor de coincidencia total por la demanda máxima Individual total, como muestra la Ecuación 14.

$$DMCtotal = fc * (\Sigma Dind)$$

$$DMC_{total} = 0,354388 * 51,31 \text{ kW}$$

$$DMC_{total} = \mathbf{18,1837 \text{ kW}}$$

Para obtener el resultado final aplicamos la Ecuación 15, que representa la Demanda de Diseño Actual de transformador. Donde la demanda de Alumbrado público (DAP) no se aplica porque no se encuentran luminarias conectadas a la red, la demanda por perdida técnicas (DPT) tiene un porcentaje de pérdidas del 3,6% de la demanda máxima coincidente.

$$DD = \frac{DMC_{total} + DAP + DPT}{Fp}$$

$$DD = \frac{18,1837 + 0,6546}{0.95} = \mathbf{19,83 \text{ kVA}}$$

Por medio de este método se puede apreciar la capacidad del transformador para los abonados conectados, se determina que el transformador actual se encuentra estable de su capacidad establecida.

El procedimiento demostrado se aplica para los siguientes transformadores de 37,5kV y 50 kVA, para determinar el estado de su capacidad actual. La Tabla 2.4 se observa las demandas máximas individuales por abonado y la suma parcial para proceder con el cálculo antes mencionado.

Tabla 2.4 Demanda máxima individual usuarios CT-2 37,5 kVA

Abonados	Energía kWh/Mes	Demanda máxima individual (kW)	Abonados	Energía kWh/Mes	Demanda máxima individual (kW)
1	96,25	1,74052252	19	104,83	1,87715328
2	136,5	2,37116836	20	94,67	1,71521256
3	47,58	0,93301929	21	156	2,66861095
4	99	1,78446133	22	49,33	0,96332611
5	103,16	1,85066378	23	34,25	0,69750063
6	160,5	2,7366257	24	97,92	1,76722232
7	68,42	1,28678803	25	94,33	1,70975978
8	163	2,77431662	26	90,5	1,64817752
9	71,25	1,33378123	27	31,75	0,65224866
10	107,67	1,92209042	28	134,42	2,33916328
11	226,42	3,71081736	29	33,83	0,6899256
12	128,1	2,24156313	30	116,33	2,05829289
13	129,42	2,26199286	31	129,42	2,26199286
14	54,58	1,05352457	32	38,33	0,77055182
15	109,17	1,94576964	33	59,83	1,14272917
16	81,5	1,50225784	34	92,75	1,68439061
17	87,17	1,59439098	35	96,95	1,75172049
18	172,17	2,91200666	36	93,41	1,69499386
TOTAL					64,0487327

Fuente: Autor

Una vez encontrados todos los valores de demanda individual se procede a calcular la Demanda máxima coincidente total y Demanda de Diseño.

$$F_c = e^{-0,7243} * (36)^{-0,128443} + 0,037 = \mathbf{0,34287}$$

$$DMC_{total} = 0,34287 * 64,05 \text{ kW} = \mathbf{21,96 \text{ kW}}$$

$$DD = \frac{DMC_{total} + DAP + DPT}{F_p}$$

$$DAP = \frac{12 * 70W}{1000} = \mathbf{0,84}$$

$$DPT = DMC_{total} * 3,6\% = 21,96 \text{ kW} * 3,6\% = \mathbf{0,79}$$

$$DD = \frac{21,96 + 0,84 + 0,79}{0,95} = \mathbf{24,8321 \text{ kVA}}$$

Se puede observar en la Tabla 2.4 la demanda total de cada uno de los usuarios y el cálculo respectivo, el cual se determina que el transformador está trabajando en su eficiencia necesaria.

A continuación, en la Tabla 2.5 se realiza el mismo procedimiento con el transformador de distribución de 50 kVA.

Tabla 2.5 Demanda máxima individual usuarios CT-3 50 kVA

Abonado	Energía kWh/mes	Demanda máxima individual (kW)	Abonado	Energía kWh/mes	Demanda máxima individual (kW)
1	110,4	1,96515868	27	101,166667	1,81898087
2	177,5	2,99164833	28	98	1,76850003
3	120,3	2,12033789	29	92	1,67233093
4	78,75	1,45730932	30	176,666667	2,97921488
5	86,58	1,58483682	31	42,6666667	0,8472245
6	74,25	1,38336365	32	75,8333333	1,4094388
7	96,9166667	1,75118746	33	49	0,9576207
8	89,6666667	1,63473911	34	6	0,14929108
9	105,166667	1,88248759	35	76,5833333	1,42176827
10	77,0833333	1,4299802	36	89,25	1,62801452
11	147,083333	2,53316605	37	179,833333	3,02642639
12	92,6666667	1,6830512	38	100,583333	1,80969557
13	82,75	1,52263103	39	110,916667	1,97329571
14	35	0,711001	40	117,333333	2,07399612
15	56,5833333	1,08767549	41	176,583333	2,97797116
16	69,25	1,30059326	42	27,8333333	0,58051068
17	129,75	2,26709654	43	120,083333	2,11695786
18	38,25	0,76912835	44	131,166667	2,28898937
19	70	1,3130515	45	98,3333333	1,77382253
20	81,0833333	1,49545881	46	163,5	2,7818468
21	51,75	1,00503378	47	64,0833333	1,21433749
22	94,0833333	1,70580243	48	412,333333	6,3076105
23	84,3333333	1,54838639	49	210,333333	3,47651147
24	47,6666667	0,93452318	50	59,4166667	1,13573975
25	168	2,84950031	51	51,4166667	0,99930247
26	20,75	0,44764219	52	30,8333333	0,63555497
TOTAL					91,199744

Fuente: Autor

La Tabla 2.5 presenta las demandas máximas individuales del transformador de 50 kVA y el resultado de la sumatoria de las mismas es de 91,199744 kW.

$$DMC_{total} = fc * (\Sigma D_{ind})$$

$$Fc = e^{-0,7243} * (52)^{-0,128443} + 0,037 = \mathbf{0,32876}$$

$$DMC_{total} = 0,32876 * 91,20 \text{ kW} = \mathbf{29,9832 \text{ kW}}$$

$$DD = \frac{DMC_{total} + DAP + DPT}{Fp}$$

$$DAP = \frac{10 * 70W}{1000} = \mathbf{0,7}$$

$$DPT = DMC_{total} * 3,6\% = 29,9832 \text{ kW} * 3,6\% = \mathbf{1,0794}$$

$$DD = \frac{29,9832 + 0,7 + 1,0794}{0,95} = \mathbf{33,4343 \text{ kVA}}$$

Los resultados determinan el buen estado del transformador, pero se debe tomar en cuenta que la mayoría de usuarios no sobrepasa los 90kWh por mes y no cuentan con servicio 120/240V en consecuencia no tienen aparatos de consumo excesivo.

2.6 Determinación de caídas de tensión actual

La regulación de EMELNORTE S.A. coloca la máxima caída de tensión hasta un 3% que presenta los circuitos para un proyecto en bajo voltaje, el conductor utilizado para la distribución del centro de transformación de 25 kVA (CT1) es subterráneo y para el centro de transformación de 37,5 kVA (CT2) y 50kVA (CT3), es aéreo con acometidas subterráneas.

En la Figura 2.12 muestra la caída de tensión del transformador de potencia de 25 kVA hacia la caja de protección general con un conductor aislado tipo TTU calibre #2, y la distribución a los bloques C, D, E y F alimentados con conductor aislado TTU calibre #4. Los cálculos obtenidos indica dice que no sobre pasa el límite estimado ya que algunos departamentos se encuentran deshabitados y los usuarios actuales no sobre pasan los 90 kWh/mes de consumo de energía.

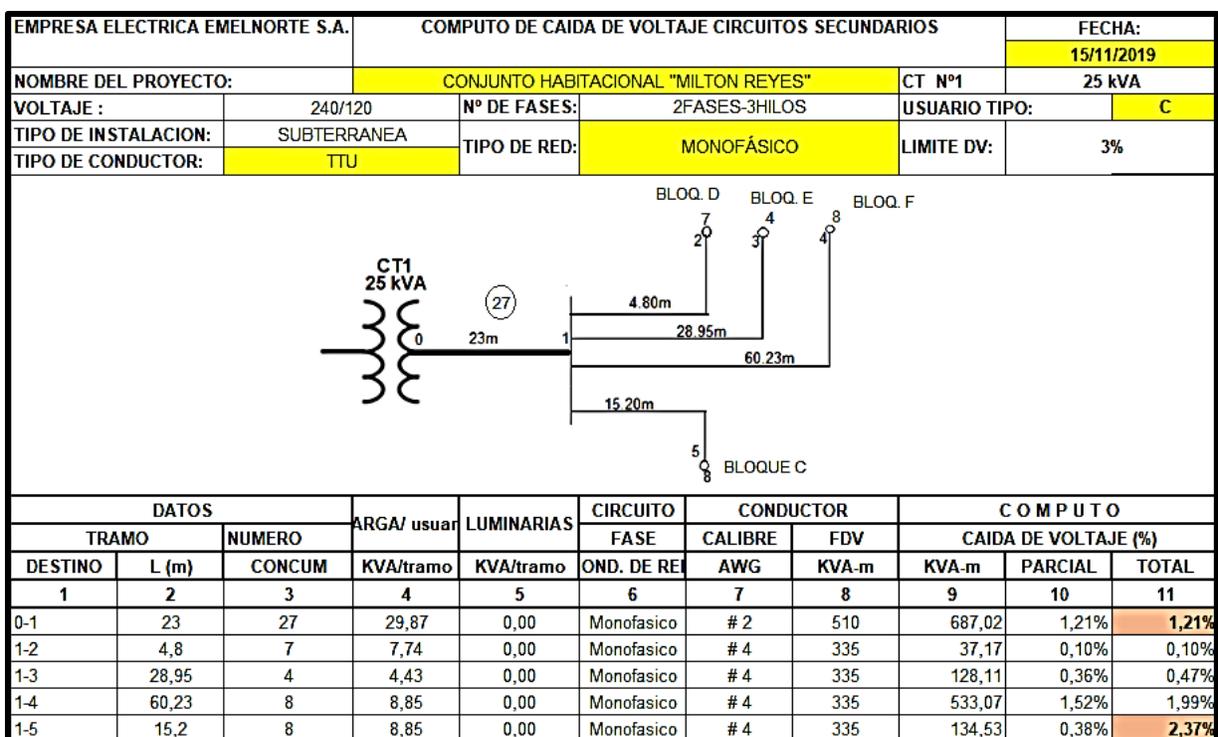


Figura 2.12 Caída de Voltaje CT-1 25 kVA
Fuente: Autor

En la Figura 2.13 se observa los parámetros de caída de tensión, de la red de distribución en este caso es de tipo aéreo con un conductor ASC #2 que alimenta a 30 viviendas, 8 departamentos del Bloque A y 12 lámparas de vapor de sodio de 70W.

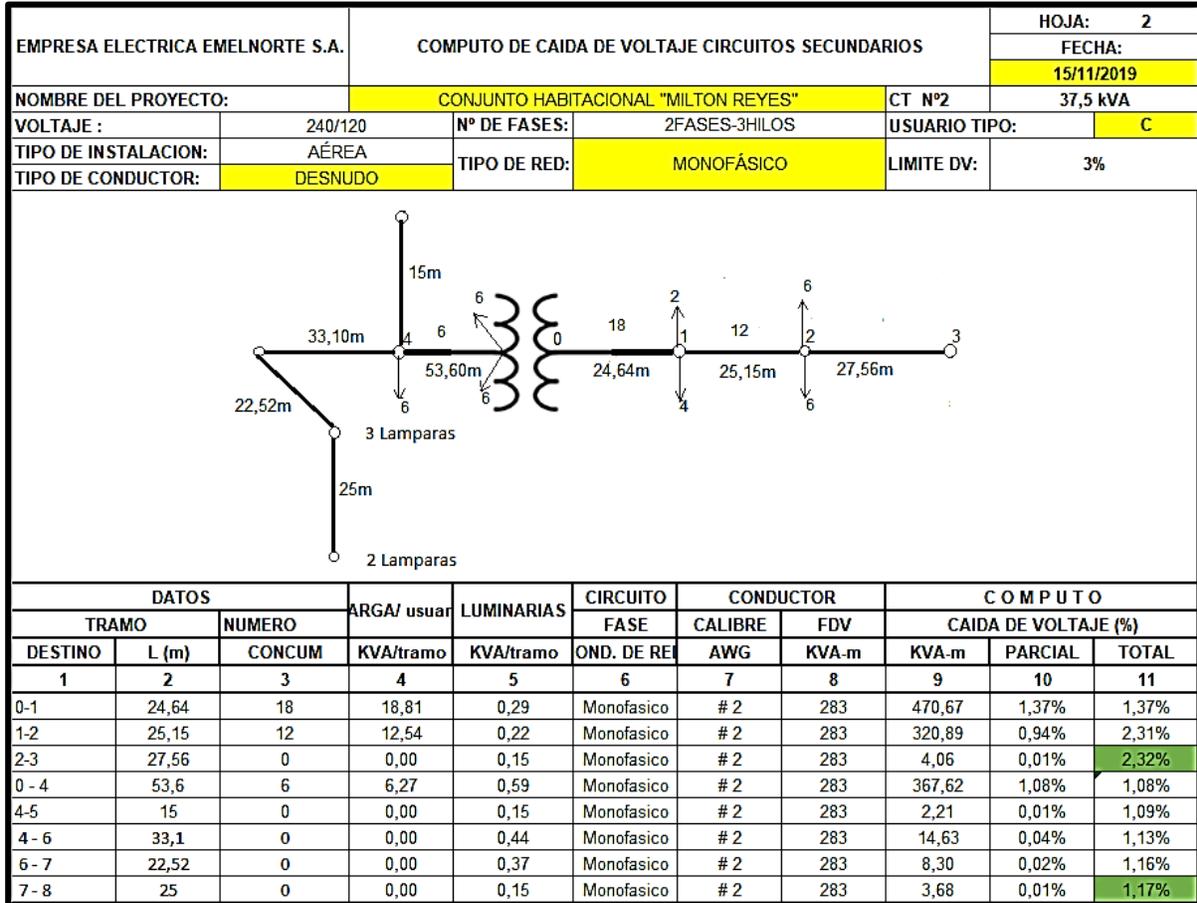


Figura 2.13 Caída de Voltaje CT-2 37,5 kVA
Fuente: Autor

Según los parámetros actuales de la EMPRESA de distribución de EMELNORTE en la caída de tensión del transformador de distribución de 50 kVA representada en la Figura 2.14 se observa que pasa el límite estipulado de 3% esto debido a que alimenta a 8 abonados del Bloque B y a 17 abonados en el exterior del Conjunto habitacional.

CAPITULO III

RESULTADOS DE DISEÑO

El objetivo primordial del presente proyecto es el nuevo diseño de red de distribución de energía eléctrica subterránea en baja tensión, para mejorar el servicio eléctrico y el aspecto visual del Conjunto habitacional “Milton Reyes”, para tal efecto se realiza el estudio con bases de diseño de la Empresa Eléctrica EMELNORTE, donde se establecen requisitos técnicos que se debe cumplir una instalación para un diseño óptimo de la red en base a requerimientos establecidos del propietario.

3.1 Diseño

A continuación se analizará cada uno de los parámetros de diseño más relevantes que se va utilizar para el sistema de distribución subterráneo de energía eléctrica del Conjunto Habitacional “Milton Reyes”.

3.2 Demanda de Potencia

Se realizó el cálculo previo para determinar el estado actual de la demanda considerando la demanda máxima de uso domiciliario y el nivel socio económico de los abonados para la ejecución del proyecto, dando como resultados la demanda actual es de 207,28 kW este aspecto fue analizado en el Capítulo II.

Con los datos obtenidos anteriormente se tiene que la potencia incrementará de 207,28 kW a 362,82 kW equivalente a un aumento del 75%. Para este resultado se tomó en cuenta un estrato de consumo promedio determinado de 170 kWh/mes por usuario por la utilización de aparatos eléctricos de mayor potencia.

3.2.1 Voltaje de Suministro

El voltaje que abastece de energía eléctrica a todo el conjunto Habitacional Milton Reyes proveniente de la Fase B de la red trifásica de 13,8 kV, que pasa por la Avenida Hernán Gonzales de Saa. La red primaria monofásica aérea no será subterránea ya que se encuentra al exterior del conjunto, el proyecto de soterramiento está enfocada en la red de baja tensión.

3.2.2 Transición de red aérea a subterránea

La red monofásica de medio voltaje será modificado desde el punto R5P612 hacia el transformación tipo padmounted de 75 kVA que alimentará a las 62 viviendas dentro del conjunto residencial y a otras 17 viviendas que se encuentran al exterior del Conjunto. Esta acometida se realizara mediante una transición de red aérea a subterránea. Los materiales a utilizar para este procedimiento se muestran en el Anexo I.

Por situación económica y ahorro para los usuarios el centro de transformación de 50 kVA desmontado servirá para la distribución de energía eléctrica hacia los bloques de departamentos y será reubicado de forma aérea ya que el poste se encuentra fuera del conjunto.

3.3 Caída de voltaje admisible

Para redes secundarias subterráneas se empleará la metodología que aplica la empresa de distribución EMELNORTE que es el 3% que establece la regulación del ARCONEL 005/18.

Las caídas de tensión se muestran en la tabla de cálculo como indica en el Anexo D, donde se determina la caída de voltaje admisible, el tipo de conductor en este caso de cobre TTU para redes subterráneas como estipula la regulación vigente.

3.4 Acometidas domiciliarias

Las acometidas serán distribuidas del pozo más cercano a la vivienda distribuida desde el tablero general de medidores. Los calibres utilizados son en base a las caídas de tensión calculados se muestra el Anexo D. El conductor máximo para acometidas domiciliarias es el calibre N° 6 AWG establecido y usado por las empresas distribuidoras; al ser Conjunto Residencial (Circuito Privado) tiene como norma un tablero general de medidores donde se derivan las acometidas; para la protección de los conductores se utilizará tubería PVC mínimo de 2”.

3.5 Dimensionamiento de Transformadores

Los cálculos de dimensionamiento de transformadores se realizaron utilizando una hoja de cálculo de Excel (Anexo F) propiedad de la empresa distribuidora sobre la cual se ingresan todos los datos requeridos para el análisis de la demanda, esto permite determinar la potencia del transformador. El resultado de los transformadores seleccionados podemos observar en el Anexo

E; en la tabla de cálculo indica el tipo de red al que está conectado en este caso monofásico, cantidad y potencia de luminarias, factor de potencia (0,95) determinada por la empresa de distribución para estudios eléctricos. Todas estas magnitudes nos ayudan a seleccionar el transformador adecuado para abastecer la demanda energía eléctrica a todos los usuarios sin ningún inconveniente.

3.6 Topología de la red secundaria

La distribución de energía se relaciona con la demanda de diseño, las redes de bajo voltaje subterráneas serán de tipo radial, es decir, los circuitos de cada centro de transformación serán independientes, la descripción gráfica se indica en el Anexo F.

Los pozos de distribución no sobrepasan los 20m de distancia y la concentración de carga será de dos usuarios por pozo, para evitar pérdidas como puntos calientes y facilitar el mantenimiento.

3.7 Conductores

Los conductores seleccionados para la conexión de circuitos eléctricos del conjunto Habitacional se muestran en la Tabla 3.1 los resultados obtenidos de las caídas de voltaje de baja tensión se muestra en el Anexo D, donde da como resultado desde el calibre mínimo de 1/0, 2, 6 y 8 respectivamente para cada circuito asignado.

Tabla 3.1 Configuración de conductores

Conductor TEXLPE / XLPE	Aplicación
1/0	Acometida del transformador, caja de protección general hacia los tableros de medidores
2	Circuitos derivativos hacia los tableros de medidores de bloques de departamentos
6	Acometidas domiciliarias desde tablero de medidores
8	Circuito de iluminación ornamental

Fuente: El Autor

Cada calibre de conductor seleccionado trabaja en circuitos o derivaciones determinados, ya que cada conductor tiene especificaciones técnicas establecidas de aplicación como son en

acometidas de bajo voltaje y medio voltaje, circuitos derivativos para consumo domiciliario según la demanda establecida y para circuitos de iluminación.

3.8 Sistema de Iluminación

El sistema de alumbrado para las áreas verdes del residencial propuesto se muestra en el Anexo G, consiste en la iluminación con luminarias tipo Philips BPP436 T35 1xLED 165-4S/740 DM10 o similar con postes de 4m de altura tipo alameda y con lámparas de 100W de potencia, controlado con fotocélula para su operación. Este sistema cumple la regulación del CONELEC 005/14.

3.8.1 Análisis de iluminación

Para una visualización adecuada y regulada existen normas que establecen parámetros fotométricos para vías peatonales. Existen seis clases de iluminación horizontal a nivel del piso. Los parámetros fotométricos se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Parámetros para selección de la clase iluminación (P)

Parámetro	Opciones	Valor de Ponderación (Vp)	Vp seleccionado
Velocidad	Baja	1	1
	Muy baja	0	
Volumen de tráfico	Elevado	1	-0,5
	Alto	0,5	
	Moderado	0	
	Bajo	-0,5	
	Muy bajo	-1	
Composición de tráfico	Peatones, ciclistas y tráfico motorizado	2	0
	Peatones y tráfico motorizado	1	
	Solo Peatones y ciclistas	1	
	Solo Peatones	0	
	Solo Ciclistas	0	
Vehículos parqueados	Se permite	0,5	0
	No se permite	0	
Iluminación ambiental	Alta	1	0
	Moderada	0	
	Baja	-1	
TOTAL			0,5

Fuente: Autor

La Tabla 3.2 determina que el valor de ponderación (V_p) es de 0,5. Si el resultado no es número entero se aproxima al menor valor. Para determinar la clase de iluminación (P1 a P6) el resultado anterior se aplica en la ecuación 17:

$$P = (6 - V_p) \quad (17)$$

Donde el Valor de ponderación aplicando la fórmula es,

$$P = (6 - 0) = 6P$$

La clase de iluminación para el conjunto residencial corresponde a P6, en la Tabla 3.3 se indica los valores mínimos de iluminancia horizontal que se debe cumplir.

Tabla 3.3 Parámetros fotométricos para área peatonal y de tráfico de baja velocidad

Clase de Iluminación	Tipo de aplicación	
	Iluminancia Horizontal (lx) Referida a nivel de la superficie de uso	
	Promedio	Mínimo
P1	15,00	3,00
P2	10,00	2,00
P3	7,50	1,50
P4	5,00	1,00
P5	3,00	0,60
P6	2,00	0,40

Fuente: Regulación CONELEC 005/14

El resultado según la Tabla 3.3 indica que la clase de iluminación es clase P6, este se aplica para vías de escaso uso peatonal; ya que las calles son de corta distancia en el interior del conjunto Residencial.

Para este análisis se utilizará el software DIALux 4.13, el cual modela un sistema de iluminación al ingresar datos del mástil como altura, longitud del brazo, etc., todos los resultados de diseño luminotécnico se muestra en el Anexo H. En la Figura 3.1 se muestra un esquema en 3D de una de las calles del conjunto residencial donde se puede apreciar la disposición de luminarias.



Figura 3.1 Disposición de luminarias
Fuente: Autor

La separación de postes es de aproximadamente 20m como muestra en la Figura 3.1 y las luminarias a utilizar son de tipo led de 100W con fotocélula incorporada en la caja de protecciones; el trazado de la red de iluminación compartirá canalización por las acometidas de las viviendas y saldrá del pozo más cercano.

3.9 Infraestructura Subterránea

La obra civil es esencial para una la distribución de manera ordenada, llevando a cabo normas técnicas de construcción emitidas por el MEER y más entes regulatorios.

3.9.1 Pozos

El uso de pozos es indispensable para el recorrido de la red subterránea, se aplica cuando existen cambios de dirección, transición aérea a subterránea, así como a lo largo de los tramos de ruta del circuito (Figura 3.2). La distancia entre pozos depende del diseño pero no debe sobrepasar los 50m. En el proyecto presentado la distancia mínima es de 20m para facilitar el tendido y mantenimiento de las mismas.

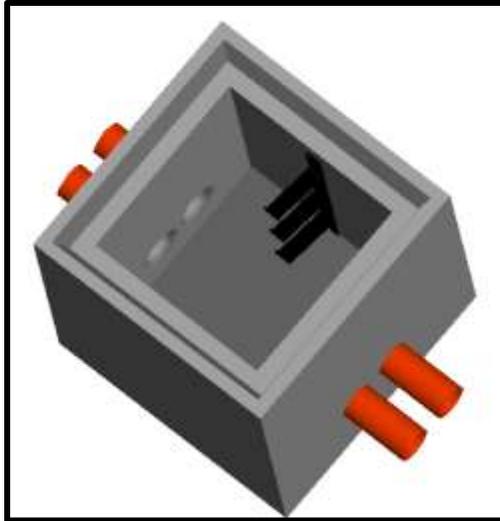


Figura 3.2 Pozo de revisión tipo B para redes subterráneas
Fuente: (MEER, 2015)

La construcción de los pozos como muestra la Figura 3.1, será de hormigón armado de 210 Kg/cm², el espesor de las paredes tendrán como mínimo 12cm. Las tapas se construirán con hormigón armado con marco de bronce metálico y espesor de loza de 7cm.

La Tabla 3.4 muestra las dimensiones de los pozos según la red de distribución que alberguen.

Tabla 3.4 Dimensión de pozos

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

Fuente: (MEER, Unidades de Propiedad, 2011)

Las dimensiones indicadas en la Tabla 3.4 son mínimas y se podrá aumentar dependiendo del diseño o cantidad de ductos a instalarse. Para el proyecto se ha seleccionado el pozo tipo B ya que pasarán tuberías para las acometidas individuales desde el tablero de medidores a cada uno de los usuarios.

3.9.2 Ductos y canalizaciones

El objetivo de los ductos es la protección de los conductores mediante tubería PVC. La instalación cumple las norma NTE INEN 2227 y la NTE INEN1869 estas normas se puede observar en el Anexo L, que establecen los requisitos de instalación, de tal manera que la pared estructurada e interior de la tubería será lisa tipo B de 160mm para redes de MV – BV como muestra la Tabla 3.2 y para acometidas y alumbrado público tubería PVC tipo II pesado de 50mm.

Tabla 3.5 Ductos y tubería metálica para canalizaciones y transiciones

Calibre del conductor (AWG)	Tensión (kV)	Diámetro del ducto (mm)	Transición del 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 (AP - Acometidas)	50	50

Fuente: (MEER, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2015)

Según el diámetro del ducto expuesto en la Tabla 3.5, la sección transversal de los conductores no debe exceder el 40% en el interior de la canalización.

3.9.3 Ancho de Zanja

Para determinar el ancho de zanja se aplica la ecuación 18:

$$Bd = N * D + (N - 1)e + 2x \quad (18)$$

Donde,

Bd Ancho se zanja

N Número de tubos

D Diámetro exterior del tubo

e Espacio entre tubos (mínimo 50mm)

x Distancia entre tubería y pared de la zanja (Mínimo100mm)

Los anchos de zanja para el proyecto se muestran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Ancho se zanja proyectado

Zanja	<i>N</i>	<i>D</i> (mm)	<i>e</i> (mm)	<i>x</i> (mm)	<i>Bd</i> (mm)
Baja tensión	3	110	100	200	830
Acometidas	10	50.8	50	100	1158

Fuente: El Autor

Los resultados de la Tabla 3.3 muestra los resultados de los cálculos del ancho de zanja proyectado para la red de baja tensión es de 1158mm (1.158m) y para las acometidas es de 830mm (0.83m)

3.10 Análisis Técnico - Económico

Esta es la parte final del proyecto donde vamos a comprobar que los parámetros determinados por el diseñador han sido cumplidos. A demás se presentará el presupuesto de la parte eléctrica y civil del proyecto, datos importantes para el inversionista o en este caso la directiva encargada del conjunto habitacional.

3.10.1 Costos eléctricos

Como parte del diseño se realiza el estudio económico de los materiales y equipos que se va a utilizar en la red eléctrica desde la acometida monofásica de red de medio voltaje, bajo voltaje y acometidas necesarios para la construcción del proyecto.

En el Anexo I se presenta el presupuesto eléctrico, donde la inversión total es de 44 252,30 dólares, los costos expuestos representan parte de los circuitos primarios, secundarios, circuitos derivativos y las acometidas.

3.10.2 Costos de construcción civil

Los costos de obra civil se detallan en el Anexo J, donde se analiza los costos referenciales de mano de obra, tendido de ductos, excavación de zanjas y construcción de bases para postes ornamentales. También se adiciona costos indirectos de mano de obra y los estudios de aprobación del proyecto por parte de la empresa distribuido EMELNORTE.

3.10.3 Inversión del proyecto

La inversión económica total del proyecto tanto costos eléctricos y obra civil se detallan en la Tabla 3.7, donde como resultado se provee un valor de \$ 69,415.69 (sesenta y nueve mil cuatrocientos quince con sesenta y nueve dólares americanos).

Tabla 3.7 Inversión económica total

Inversión total del nuevo diseño de red de distribución de baja tensión y alumbrado público del Conjunto Habitacional "Milton Reyes"	
Inversión eléctrica	\$ 44 252,3
Inversión civil	\$ 17 726
Subtotal	\$ 61978,3
12% IVA	\$ 7437,39
TOTAL	\$ 69415,69

Fuente: Autor

El valor total de inversión antes mencionada incluye el impuesto de valor agregado.

Conclusiones

El estado del arte profundiza conocimientos para el diseño de redes de distribución, determinando ventajas que facilita una red subterránea tales como equipos y materiales idóneos para este tipo de sistema como transformadores de distribución tipo padmounted, conductores tipo TTU XLPE resistente a la humedad, pozos y zanjas para el tendido de conductores.

El levantamiento de información realizado en el conjunto habitacional Milton Reyes permitió conocer el estado actual de la red de distribución eléctrica tales como transformadores con problemas de balance de cargas, conductores y protecciones mal dimensionados.

Con los datos obtenidos en los capítulos antes vistos se determinó la potencia actual instalada con un resultado de 207,28 kW debido a que el consumo promedio por abonado es de 90kWh/mes y no cuentan con circuitos extras de mayor potencia.

Con los cálculos realizados se determinó una potencia total a instalar de 362,82 kW con una demanda de 119,3 kVA, dividido entre los dos transformadores de 50 kW para 48 abonados y 75 kVA para 62 abonados. Debido al incremento de demanda de un 75% sobre la demanda actual, se debe efectuar el nuevo diseño en base a los parámetros establecidos por el MEER; determinando para ello los transformadores de distribución con potencias de 50kVA – 75 kVA, conductores tipo TTU XLPE de calibres 1/0, 2,6, y 8 designados para cada circuitos subterráneo establecido.

Recomendaciones

Para el inicio de un estudio eléctrico subterráneo donde ya existen usuarios conectados a una red de distribución, se debe tomar en cuenta datos e información técnica, así como también aspectos visuales para estar al tanto de cómo se encuentra una red de distribución y tomar decisiones adecuadas.

Los parámetros estudiados son muy importantes en el levantamiento de información, la obtención de resultados ayuda establecer criterios de diseño. Las redes de distribución en medio y bajo voltaje, se recomienda calcular en las tablas tabuladas emitidas por entes regulatorios, en este caso en concordancia con el área de Planificación de EMELNORTE.

Se recomienda en nuevo diseño un plan de mantenimiento que se debe realizar un cada 4 años en todos los circuitos derivativos, cajas de protección generales; así evitamos puntos calientes o la invasión de roedores que puedan afectar la red distribución de energía eléctrica subterránea.

Referencia

Anguisaca Morocho, A. E. (2015). Diseño del sistema de distribución eléctrico subterráneo para la urbanización "Marina Blue". Tesis Pregrado, Quito.

ARCONEL. (2017). Agencia de Regulacion y Control de Eléctricidad. Obtenido de https://www.regulacionelectrica.gob.ec/introduccion_regulacion/

Arconel. (2018). Regulacion 004/18. Obtenido de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>

ARCONEL. (2019). Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución .

Asunción, L., & Espinosa, J. M. (2016). Instalaciones de distribución. MARCOMBO.

CH Transformadores. (2019). Transformador Pad Mounted: Características y funcionamiento. Obtenido de CH Transformadores: <http://www.transformadores.cl/blog/que-es-un-transformador-pad-mounted/>

Codigo Nacional de Eléctricidad, U. (2006). Sección 050 - Cargas de circuitos y factores de demanda.

Colemar Santos, A., & Hernández Martín, J. L. (2014). Instalaciones eléctricas en baja tensión. Ediciones de la U.

EEQ. (2015). Normas para Sistemas de Distribución - Parte A. Quito.

EMELNORTE. (2018). Adecuación de Redes de Distribución, dimensionamiento de transformadores y método de cálculo de caídas de tensión en redes secundarias de distribución. Ibarra.

Fernández Barranco, F. (2017). Montaje y mantenimiento de instalaciones eléctricas de baja tensión en edificios de viviendas. Cano Pina.

González Santillan, K. R. (2019). Rediseño del sistema eléctrico general del conjunto residencial Valdivia bloque #8 de la ciudad de Guayaquil. Tesis Pregrado, Guayaquil.

Herrera, E. (2018). Planeación óptima de redes de distribución eléctrica aérea usando métodos heurísticos y procesos de simulación. Tesis Pregrado, Quito.

INEN. (26 de Agosto de 2018). Servicio Ecuatoriano de Normalización. Obtenido de <http://181.112.149.204/buzon/reglamentos/RTE-141-1R.pdf>

ITC BT. (2002). PREVISIÓN DE CARGAS PARA SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN. Reglamento Electrotécnico para baja tensión, 133-136.

Machado, R., & Acevedo, R. (2013). Herramienta computacional para el análisis y diseño de redes en baja tensión. Ciencia e Ingeniería, 2-9.

Manzano Orrego, J. (2016). Instalaciones Eléctricas de interior. Marcombo.

MEER. (2011). SECCIÓN 1 - MARCO TEÓRICO PARA LA HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD Y UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Obtenido de Catalogo Digital - Redes de Distribución Eléctrica: http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=10&Itemid=935

MEER. (21 de Enero de 2015). Obtenido de MEER: <https://www.energia.gob.ec/ecuador-modelo-regional-en-reduccion-de-perdidas-electricas/>

MEER. (2015). Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Obtenido de <http://historico.energia.gob.ec/valores-mision-vision/>

NEC, I. E. (ENERO de 2013). Obtenido de <https://www.ecp.ec/wp-content/uploads/2017/09/NECINSTALACIONESELECTROMECHANICAS2013.pdf>

NEC, N. E. (2017). Obtenido de [https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223\(spanish\).pdf](https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223(spanish).pdf)

NMX, N. M. (2015). NORMAS Y ESPECIFICACIONES PARA ESTUDIOS, PROYECTOS, CONSTRUCCIÓN E INSTALACIONES. 9.

Pakka, V. H., & Rylatt, R. M. (2016). Design and Analysis of Electrical Distribution Networks and Balancing Markets in the UK: A New Framework with Applications. *energies*, 1-20.

Ramirez Castaño, S. (2004). Redes de Distribución de Energía. Manizales.

Ruiz, L. I., & Lopez, E. A. (2015). ¿Caída de tensión?: concepto, causas y efectos en un sistema eléctrico industrial.

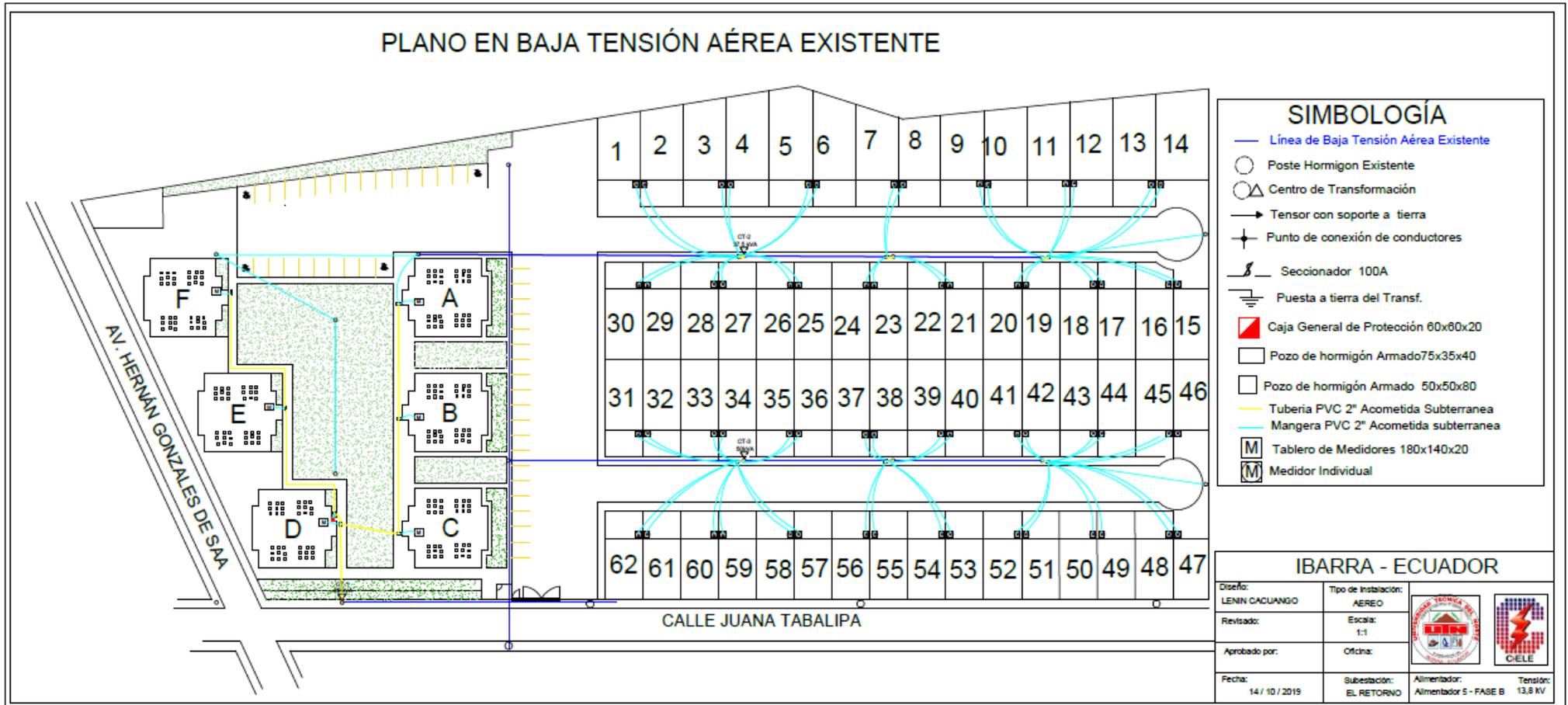
Serrano, R., & Martí, J. (2015). Montaje y mantenimiento de transformadores. Cano Pina.

Transacos, J. M. (2016). Instalaciones eléctricas en media y baja tensión . Madrid: Paraninfo.

Yebra Morón, J. A. (2009). Sistemas Eléctricos de Distribucion. México: REVERTÉ.

Anexos

Anexo A: Plano actual Conjunto Habitacional "Milton Reyes"



Anexo B: Usuarios conectados a la red de distribución actual

Tablero de medidores Bloque A						
	Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
1	Vallejos Olga	M2-116004	204003-4	Electromec	120	Residencial
2	INACTIVO					
3	Romo María	M2-115945	204575-3	Electromec	120	3ra Edad
4	Gaón Silvia	M2-107364 R	203247-3	Electromec	120	Residencial
5	Herrería Oswaldo	1410703441	201548-K	Electrónico	240	3ra edad PEC
6	Imbaquingo Mariana	M2-115943	204461-7	Electromec	120	Residencial
7	Cifuentes Diana	B3-43754	203667-3	Electrónico	240 (1F)	Residencial
8	INACTIVO					

Tablero de medidores Bloque B						
	Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
1	Terán Elsa	M2-119899	204674-1	Electromec	120	Residencial
2	Quel Marco	M2-115913	204480-3	Electromec	120	Residencial
3	Delgado Jaime	M2-115989	203982-6	Electromec	120	Residencial
4	Flores Edi	M2-00664 R	203242-2	Electrónico	120	INACTIVO
5	Tadeo Carmen	M2-8510 R	203248-1	Electromec	120	Residencial
6	Narvárez Franklin	M2-116209	201334-7	Electromec	120	Residencial
7	Revelo María	M2-146188	305432-2	Electrónico	120	Residencial
8	Chamorro María	M2-144427	304653-2	Electrónico	120	INACTIVO

Tablero de medidores Bloque C						
	Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
1	Martínez Gladis	M2-119584	204687-3	Electromec	120	Residencial PEC
2	Perugachi Isolina	M2-119900	204697-0	Electromec	120	Residencial
3	Chiliquinga Ana	10661	341827-8	Electrónico	240	Residencial PEC
4	Rosero Elsa	M2-115947	204484-6	Electromec	120	Residencial
5	Andrade Adiela	M2-115911	204485-4	Electromec	120	Residencial
6	Andrade Lili	M2-115912	204457-9	Electromec	120	Residencial
7	Checa Gloria	M2-119921	204689-k	Electromec	120	Residencial
8	Burbano Maritza	M2-144767	304824-1	Electromec	120	Discapacidad

Tablero de medidores Bloque D						
	Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
1	Urresta Zoila	M2-116207	204002-6	Electromec	120	Residencial
2	Benavides Rosa	M2-103637R	203240-6	Electromec	120	3ra Edad
3	Andrade Isidro	M2-120504	207266-1	Electromec	120	Residencial
4	Chamorro Hilda	M2-85989R	203254-6	Electromec	120	Residencial
5	Andrade María	M2-115944	204460-9	Electromec	120	Residencial
6	Montenegro Luis	M2-101405R	203670-3	Electromec	120	Discapacidad
7	Enríquez Héctor	M2-131324	204004-2	Electrónico	120	Residencial
8	INACTIVO					

Tablero de medidores Bloque E						
	Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
1	INACTIVO					
2	INACTIVO					
3	Narváez Manuel	M2-115910	204486-2	Electromec	120	Residencial
4	INACTIVO					
5	INACTIVO					
6	Játiva Carmen	M2-143326	208499-6	Electrónico	120	Residencial
7	Araujo Edgar	M2-83731 R	215560-5	Electromec	120	Residencial
8	Tobar Teresa	M2-121758	208002-8	Electromec	240	3ra edad

Tablero de medidores Bloque F						
	Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
1	Flores Blanca	M2-128232	220200-K	Electrónico	120	3ra edad
2	Páez Rosa	M2-116232	203985-0	Electromec	120	Residencial
3	Puedmag Patricio	M2-146229	324753-8	Electrónico	120	Residencial
4	Cano Clara	M2-169963	329509-5	Electrónico	120	3ra Edad
5	Maldonado Olga	M2-115942	204463-3	Electromec	120	Residencial
6	Díaz Genny	M2-133963	300311-6	Electrónico	120	Residencial
7	Mafla Marcia	M2-131184	301227-1	Electrónico	120	Residencial
8	Montesdeoca Cecilia	B3-46869	203993-1	Electrónico	240	Residencial

Usuarios Transformador 37,5 kVA						
	Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
1	Vinueza María	M2116375	205065-K	Electromec	120	Residencial
1	Vinueza María	163296	332656-K	Electromec	120	Residencial
2	Rosero Clara	M2-115908	204473-0	Electromec	120	Residencial
3	Mier Liva	3532-R	203244-9	Electromec	120	Residencial
4	Oña Nancy	M2R-53655	203253-8	Electromec	120	Discapacidad
5	Hernández María	M2-116231	203987-7	Electromec	120	Residencial
6	Yepez Avelino	M2-119923	204680-6	Electromec	120	Residencial
7	Nogales Margarita	M2-115920	203995-8	Electromec	120	Residencial
8	Herrera Wilson	M2-116368	205052-8	Electromec	120	Residencial
9	SIN SERVICIO	M2-119920	204678-4	Electromec	120	SIN SERVICIO
10	Maigua Ana	M2-115916	204475-7	Electromec	120	Discapacidad
11	Villalba Luis	M2-119924	204671-7	Electromec	120	Residencial
12	Ortiz Irene	M2R20973	214463-8	Electromec	120	Residencial
13	Torres Hugo	M2-119922	204673-3	Electromec	120	Residencial
14	Romero Angel	M2-115921	204472-2	Electromec	120	Residencial
15	Rivadeneira Edwin	M2-114430	204654-7	Electromec	120	Residencial
16	Bolaños Silvia	M2-116367	205050-1	Electromec	120	Residencial
17	Vaca María	M2121951	208739-1	Electromec	120	Residencial
18	Guaman Aura	M2119894	204683-0	Electromec	120	Residencial
19	Espinoza Lucia	M2116007	203997-4	Electromec	120	Residencial
20	Chamorro Sonia	M2116370	205054-4	Electromec	120	Residencial
21	Chamorro Edilma	M2120761	207037-5	Electromec	120	Residencial
22	Bastidas Elvia	1410703526	204001-8	Electromec	220	Residencial PEC
23	Montesdeoca Cecilla	M2123287	210775-9	Electromec	120	Residencial
24	Yepez Miryan	M2119587	202241-9	Electromec	120	Residencial
25	Erazo Olga	M2R9427	203241-4	Electromec	120	Residencial
26	Mayanquer Bertha	M2116294	205068-4	Electromec	120	Residencial
27	Ceron Susana	M2116066	204000-K	Electromec	120	Residencial
28	Maigua Luis	M2119726	204685-7	Electromec	120	Residencial
29	Andrade Genoveva	B39316R	204464-1	Electromec	220	Residencial

30	Bedon Diana	M2R68525	203246-5	Electromec	120	Residencial
----	-------------	----------	----------	------------	-----	-------------

Usuariao Transformador 50 kVA						
Dto	Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
31	Almeida María	M2115981	203980-K	Electromec	120	INACTIVO
32	Galarraga Bertha	M2119919	204679-2	Electromec	120	Residencial
33	Calderon Ligia	M2R47315	203245-7	Electromec	120	Residencial
34	Pozo Sara	M2119598	204684-9	Electromec	120	Residencial
35	Canacuan Rosa	M2110781R	203669-K	Electromec	120	Residencial
36	Bastidas Kamila	1001124431	203996-6	Electrónico	220	Residencial PEC
37	Espinoza Susana	M2116224	203981-8	Electromec	120	Residencial
38	Rivera Mariana	M2114436	204682-2	Electromec	120	Residencial
39	Vizcaino Nelson	M2115909	204476-5	Electromec	120	Residencial
40	Portilla Sonia	B3-22548	203227-9	Electrónico	220	Residencial
41	Fueltala Gladys	M2116374	205064-1	Electromec	120	Residencial
42	Cocha Carmen	M2116291	205926-6	Electromec	120	Residencial
43	Fuertes Edgar	M2116254	202159-1	Electromec	120	Residencial
44	Herrera Miguel	M2R749	203252-K	Electromec	120	Residencial
45	Rivera Nancy	M2116252	204923-6	Electromec	120	Residencial
46	Villamarin Luis	M2R432	213744-5	Electromec	120	Residencial
47	Castro Alvaro	M2119586	202240-0	Electromec	120	Residencial
48	Fuel Ledy	M2116248	204925-2	Electromec	120	Residencial
49	Vilamar Jose	M2116247	204927-9	Electromec	120	Residencial
50	Montesdeoca Jorge	B3-46606	203990-7	Electrónico	220 (1F)	Residencial PEC
51	Pazmiño Fanny	M2141468	303498-4	Electromec	120	Residencial
52	Inactivo		205062-5			INACTIVO
53	Mendez Edwin	M2116196	203992-3	Electromec	120	Residencial
54	Paez hugo	M2114429	204681-4	Electromec	120	Residencial
55	Chamorro Magaly	M2116372	205060-9	Electromec	120	Residencial
56	Yepez Jorge	M2119583	202249-4	Electromec	120	Residencial
57	Hinojosa Agustin	M2116377	205928-2	Electromec	120	Residencial

58	Hinojosa Victor	M2116371	205056-0	Electromec	120	Residencial
59	Falconi Mario	M252614	321003-0	Electromec	120	Residencial
60	Miranda Jimena	M2115918	204458-7	Electromec	120	Residencial
61	Fuentes Irma	M2116208	203984-2	Electromec	120	3ra Edad
62	Acosta Marlene	M2119475	204686-5	Electromec	120	Residencial

Usuarios Externos al CHMR (Transformador 50 kVA)					
Cliente	Medidor	Suministro	Tipo	Voltaje	Tarifa
Castillo Katheriyn	1001820932	384879-5	Electrónico	220	Residencial
Rosero Marco	13273	386918-0	Electrónico	220	Residencial
Romo Martha	1001114471	394847-1	Electrónico	220	Residencial
Guanga Glenda	175737	393846-8	Electrónico	220	Comercial S/D
Martha Romo	46597	381536-6	Electrónico	220	3ra Edad PEC
C. Milton reyes 2	14742	314474-1	Electrónico	220	Comercial S/D
Pazmiño Cleopatra	1001164738	15526-8	Electrónico	220	Residencial PEC
Pazmiño Luisa	M2175914	186223-5	Electromec	120	Residencial
Hernandez Luis	M2122644	210033-9	Electromec	120	Residencial
Rosero Carlos	1410703628	341530-9	Electrónico	220	Residencial PEC
Loayza María	157864	319728-k	Electrónico	220	INACTIVO
Loayza María	M2123708	216214-8	Electromec	120	3ra Edad
Yaguachi Dolores	M2120280	205394-2	Electromec	120	Comercial S/D
Godoy Carlos	7980	315323-1	Electrónico	120	Comercial S/D
Godoy Carlos	160097	313459-8	Electrónico	220	Residencial
Pabon Luis	147247	205116-8	Electrónico	220	3ra edad
C. Milton reyes 1	M2119961	205124-9	Electromec	120	Comercial S/D

Anexo C: Consumo mensual y promedio de usuarios existentes

TABLERO DE MEDIDORES BLOQUE A														
	Medidor	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
1	M2-116004	109	92	93	91	109	90	92	91	103	96	95	94	96,25
2	1001124379	Inac												
3	M2-115945	144	128	147	134	144	126	127	124	143	134	149	138	136,5
4	M2R-107364	124	96	49	31	34	28	29	36	39	24	46	35	47,58
5	1410703441	106	88	105	101	111	94	102	94	101	91	103	92	99
6	M2-15943	72	58	155	145	150	63	67	81	119	107	107	114	103,16
7	B3-43754	163	140	177	166	178	139	148	149	167	147	187	165	160,5
8	M2-199779	Inac												

TABLERO DE MEDIDORES BLOQUE B														
	Medidor	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
1	M2-119899	108	103	114	106	118	92	101	99	128	122	124	110	110,4
2	M2-115913	182	168	197	169	186	158	163	160	185	189	191	182	177,5
3	M2-115989	149	117	136	125	133	110	118	99	112	115	109	121	120,3
4	M2R00664	Inac												
5	M2R8510	96	81	87	93	81	83	67	78	74	63	76	66	78,75
6	M2-116209	89	78	104	73	91	67	72	81	82	88	108	106	86,58
7	M2-146188	43	54	63	126	96	77	78	63	80	64	76	71	74,25
8	M2-144427	Inac												

TABLERO DE MEDIDORES BLOQUE C														
	Medidor	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
1	M2-119584	145	114	113	106	109	113	101	82	80	127	85	143	109,8
2	M2-119900	4	121	64	6	90	33	38	53	117	106	146	158	78
3	10661	158	133	164	136	156	138	150	141	144	130	161	127	144,8
4	M2-115947	82	81	72	63	73	68	69	58	80	42	34	2	60,33
5	M2-115911	70	0	37	91	120	63	29	30	15	54	71	49	52,41
6	M2-115912	122	112	120	110	99	86	95	102	118	111	117	107	108,2
7	M2-119921	75	77	80	71	77	65	85	73	92	98	83	195	89,25
8	M2-144767	199	175	197	194	199	153	166	153	200	208	224	194	188,5

TABLERO DE MEDIDORES BLOQUE D														
	Medidor	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
1	M2116207	37	15	14	20	30	28	31	23	29	52	75	60	34,5
2	M2R103637	93	90	103	76	116	109	131	94	110	89	125	129	105,4
3	M2120504	96	80	76	84	85	76	79	82	80	74	74	70	79,66
4	M2R85989	102	90	116	90	109	129	149	98	92	97	178	19	105,7
5	M2115944	182	191	201	84	1	0	0	0	0	20	24	23	60,5
6	M2R101405	201	188	232	212	208	168	169	160	164	152	169	148	180,9
7	M2131324	89	81	101	102	94	101	91	90	98	97	94	80	93,16
8	B331577	Inac												

TABLERO DE MEDIDORES BLOQUE E														
	Medidor	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
1	M2-199754	Inac												
2	M2-204670	Inac												
3	M2-115910	2	1	0	63	70	60	11	0	0	2	0	0	17,41
4	201702023763	Inac												
5	M2-183506	Inac												
6	M2-143326	197	170	188	187	180	158	177	174	195	166	175	173	178,3
7	M2R83731	92	74	64	84	102	93	100	81	101	97	94	96	89,83
8	M2-121758	129	124	144	115	129	108	104	121	152	158	168	155	133,9

TABLERO DE MEDIDORES BLOQUE F														
	Medidor	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
1	M2-128232	80	75	84	76	88	86	93	79	90	85	97	81	84,5
2	M2-116232	63	89	163	89	83	66	61	86	74	97	88	63	85,16
3	M2-146229	161	160	173	155	178	146	153	129	164	152	160	13	145,3
4	M2-169963	185	161	162	121	125	58	75	30	80	124	143	73	111,4
5	M2-115942	146	134	159	142	159	132	131	133	144	143	133	136	141
6	M2-133963	197	185	194	181	211	183	185	186	185	176	231	175	190,7
7	M2-131184	205	200	239	178	197	159	163	167	167	174	163	165	181,4
8	B3-46869	55	47	60	73	61	72	84	115	54	34	1	0	54,66

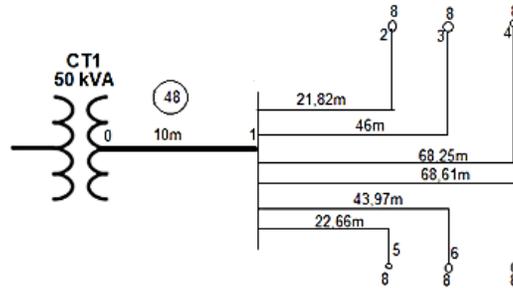
DEMANDA TRANSFORMADOR 37,5 kVA														
	Medidor	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
1	M2116375	95	89	90	83	49	49	55	64	54	67	57	69	68,42
	163296	147	175	151	176	157	160	142	181	161	168	169	169	163
2	M2-115908	69	82	82	84	64	67	74	67	76	72	58	60	71,25
3	3532-R	98	117	99	122	107	110	105	116	103	109	106	100	107,67
4	M2R-53655	267	270	228	208	214	231	263	194	214	175	220	233	226,42
5	M2-116231	114	96	119	128	116	135	135	157	131	136	135	135	128,1
6	M2-119923	124	154	139	126	118	121	110	149	119	136	121	136	129,42
7	M2-115920	44	52	48	68	75	38	42	43	43	63	69	70	54,58
8	M2-116368	107	102	112	132	129	106	122	127	117	96	76	84	109,17
9	M2-119920	Inac												
10	M2-115916	72	99	72	105	73	76	83	97	78	74	75	74	81,5
11	M2-119924	94	98	77	83	76	86	83	86	83	93	92	95	87,17
12	M2R20973	164	207	197	194	167	153	160	182	164	141	155	182	172,17
13	M2-119922	107	121	120	115	130	105	108	128	108	95	87	34	104,83
14	M2-115921	5	72	65	92	95	82	79	155	169	170	105	47	94,67
15	M2-114430	154	164	158	192	148	148	122	158	154	159	162	153	156
16	M2-116367	62	50	34	64	51	49	42	33	51	45	52	59	49,33
17	M2121951	30	37	34	37	35	34	33	34	33	37	33	34	34,25
18	M2119894	99	105	100	143	136	99	88	108	97	90	86	24	97,92
19	M2116007	95	97	93	99	87	98	92	100	95	110	77	89	94,33
20	M2116370	63	88	92	99	88	90	95	95	115	97	88	76	90,5
21	M2120761	44	46	47	45	48	39	42	50	19	0	1	0	31,75
22	1410703526	124	108	139	148	141	127	129	142	134	155	126	140	134,42
23	M2123287	30	42	32	44	7	0	0	0	44	107	52	48	33,83
24	M2119587	99	104	101	109	93	119	119	140	120	135	134	123	116,33
25	M2R9427	117	140	137	155	147	134	125	136	114	120	111	117	129,42
26	M2116294	65	66	38	12	14	29	20	4	56	70	52	34	38,33
27	M2116066	65	64	60	66	58	54	49	62	60	60	58	62	59,83
28	M2119726	85	98	93	97	89	90	78	99	93	98	94	99	92,75
29	B39316R	94	100	95	95	94	101	88	107	101	97	95	88	96,95
30	M2R68525	106	104	104	110	95	92	72	72	66	105	96	99	93,41

Transformador 50 kVA														
Dto	Medidor	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
31	M2115981													
32	M2119919	82	39	20	2	71	90	103	114	230	93	175	144	96,9166667
33	M2R47315	56	64	74	97	92	109	96	111	107	93	90	87	89,6666667
34	M2119598	103	108	119	100	114	103	120	103	112	105	90	85	105,1666667
35	M2110781R	92	75	82	70	74	72	81	73	75	73	73	85	77,0833333
36	1001124431	154	135	162	128	142	171	174	136	163	137	123	140	147,0833333
37	M2116224	89	89	100	88	87	70	125	108	100	83	93	80	92,6666667
38	M2114436	78	75	90	76	77	72	88	87	93	95	93	69	82,75
39	M2115909	71	27	39	26	28	26	36	31	40	33	30	33	35
40	B3-22548	56	38	50	41	38	46	20	0	83	66	208	33	56,5833333
41	M2116374	65	63	68	54	74	73	90	44	96	77	69	58	69,25
42	M2116291	147	121	142	133	138	161	175	154	167	18	61	140	129,75
43	M2116254	12	33	24	106	67	43	31	33	35	23	30	22	38,25
44	M2R749	77	77	81	62	64	76	73	57	75	70	65	63	70
45	M2116252	87	65	72	62	106	116	104	75	71	68	58	89	81,0833333
46	M2R432	58	46	56	41	36	41	68	65	61	44	53	52	51,75
47	M2119586	97	88	92	87	94	82	104	105	114	85	94	87	94,0833333
48	M2116248	88	72	102	74	83	74	82	52	48	126	127	84	84,3333333
49	M2116247	64	54	53	36	43	46	44	46	54	41	32	59	47,6666667
50	B3-46606	148	160	184	198	171	164	188	177	171	157	149	149	168
51	M2141468	28	22	26	19	15	17	12	22	18	25	23	22	20,75
52														
53	M2116196	147	123	117	101	103	81	105	70	93	85	79	110	101,1666667
54	M2114429	93	89	96	84	87	128	96	96	100	113	113	81	98
55	M2116372	100	88	91	78	91	90	99	108	103	95	96	65	92
56	M2119583	165	177	176	160	170	174	205	183	195	177	175	163	176,6666667
57	M2116377	10	3	3	40	55	58	66	64	72	70	65	6	42,6666667
58	M2116371	91	78	101	39	17	59	78	83	111	89	81	83	75,8333333
59	M252614	25	26	40	18	58	47	86	92	61	49	45	41	49
60	M2115918	4	9	7	5	8	5	11	7	6	2	3	5	6
61	M2116208	77	65	75	79	79	87	73	71	73	77	83	80	76,5833333
62	M2119475	102	88	102	95	95	95	102	91	75	72	73	81	89,25

Usuarios Externos al CHMR (Transformador 50 kVA)													
MEDIDOR	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	PROM
47054	248	151	175	124	163	157	196	150	214	202	236	142	179,833333
13273	102	109	126	98	102	90	106	94	98	87	90	105	100,583333
1001114471	121	117	137	110	115	112	122	117	106	88	74	112	110,916667
175737	7	6	105	141	152	160	127	140	139	146	143	142	117,333333
46597	213	169	170	149	190	213	166	170	180	167	147	185	176,583333
14742	20	19	21	16	17	9	43	44	43	42	43	17	27,833333
1001164738	170	141	85	68	61	56	160	118	97	110	218	157	120,083333
M2175914	148	129	138	123	123	118	138	128	142	132	128	127	131,166667
M2122644	124	70	155	98	90	75	90	87	91	96	85	119	98,333333
1410703628	145	163	176	171	183	154	190	152	153	156	192	127	163,5
157864													0
M2123708	65	53	61	56	70	81	86	78	67	34	65	53	64,083333
M2120280	448	410	445	387	393	388	439	411	428	405	401	393	412,333333
7980	149	143	197	175	236	242	287	262	282	198	163	190	210,333333
160097	73	67	43	24	59	23	55	56	111	92	42	68	59,416667
147247	55	53	58	47	53	45	51	50	54	50	50	51	51,416667
M2119961	35	30	39	28	28	28	33	30	28	30	32	29	30,833333

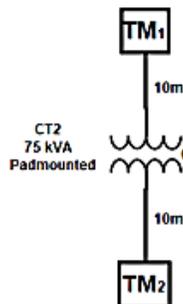
Anexo D: Cálculo de Caída de Voltaje de red proyectada

EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE S.A				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES			
NOMBRE DEL PROYECTO:	CONJUNTO HABITACIONAL "MILTON REYES"			Fecha	06-ene.-20	HOJA:	
				Tipo de Usuario	C	CT N°	50kVA
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANE	VOLTAJE:	120/240	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CTOR: Prens. "P"; Des	TTU	No. FASES:	2	Elegir tipo de Red	Monofásico		



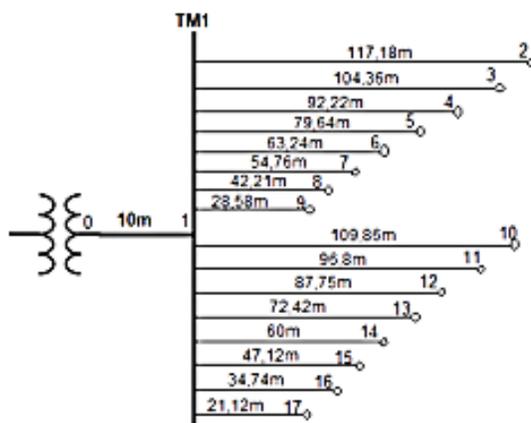
DATOS			Carga usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	Nro.					FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	CUMULAD
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	10	48	47,91	0,000	Monofásico	# 1/0	780	479,06821	0,53	0,53
1-2	22	8	7,98	0,000	Monofásico	# 1/0	780	174,22114	0,19	0,19
1-3	46	8	7,98	0,000	Monofásico	# 1/0	780	367,28563	0,41	0,60
1-4	68	8	7,98	0,000	Monofásico	# 1/0	780	544,94009	0,61	1,20
1-5	22,66	8	7,98	0,000	Monofásico	# 1/0	780	180,92809	0,20	1,40
1-6	43,97	8	7,98	0,000	Monofásico	# 1/0	780	351,07715	0,39	1,79
1-7	68,61	8	7,98	0,000	Monofásico	# 1/0	780	547,8145	0,61	2,40

EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE S.A				COMPUTO CAIDA DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES			
NOMBRE DEL PROYECTO:	CONJUNTO HABITACIONAL "MILTON REYES"			Fecha	27-ene.-20	HOJA:	
				Tipo de Usuario	c	CENTRO DE TRANSFORMACION No.	CT2- 75kVA
PO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANE	VOLTAJE:	120/240	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR:	TTU	No. FASES:	2	Elegir tipo de Red	Monofásico		



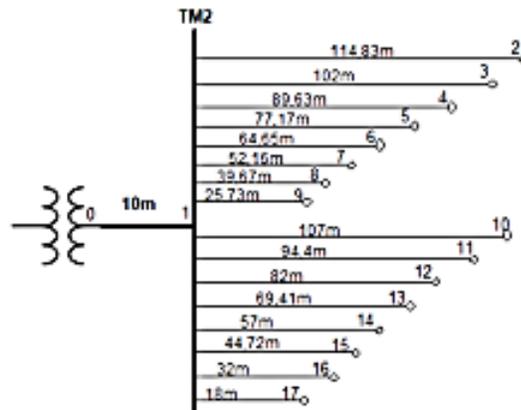
DATOS			Carga usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	Nro.					FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	CUMULAD
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-TM1	10	30	25,96	0,000	Monofásico	# 2	510	259,615385	0,46	0,46
0-TM2	10	32	27,69	0,000	Monofásico	# 2	510	276,923077	0,49	0,49

HOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION "NOMBRE"			Fecha	31-ene.-20	HOJA:	
				Tipo de Usuario	c	CENTRO DE TRANSFORMACION	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	120/240	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
SECTOR: Perten. "P"; Desc	TTU	Nu. FASES:	1	Elegir tipo de Red	Monofásico		



DATOS			Cargas/ vario	Luminaria s	CIRCUITO FASE	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	Mro.					CONSUMO	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(m)	CONSUMO	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de re	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-2	117	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	237,6363	1,11	1,11
1-3	104	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	211,6318	0,98	0,98
1-4	92	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	187,0661	0,87	0,87
1-5	80	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	161,5479	0,75	0,75
1-6	63	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	128,2808	0,60	0,60
1-7	55	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	111,0794	0,52	0,52
1-8	42	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	85,62193	0,40	0,40
1-9	29	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	57,97386	0,27	0,27
1-10	110	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	222,8484	1,04	1,04
1-11	97	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	196,3565	0,91	0,91
1-12	88	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	177,9988	0,83	0,83
1-13	72	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	146,9023	0,68	0,68
1-14	60	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	121,7086	0,57	0,57
1-15	47	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	95,58181	0,44	0,44
1-16	35	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	70,46327	0,33	0,33
1-17	21	2	2,03	0,000	Monofásico	# 6	215	42,84142	0,20	0,20

EMPRESA ELÉCTRICA EMEHORTE S.A				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES			
NOMBRE DEL PROYECTO:	ELECTRIFICACION *NOMBRE*			Fecha	31/ene.-20	HOJA:	
				Tipo de Urueria	<	CENTRO DE TRANSFORMACION	
TIPO DE INSTALACIÓN	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	120/240	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:		3%	
ICTOR: Persona "P"; Don	TTU	Nu. FASES:	1	Elegir tipo de Red		Monofásico	



DATOS			Carga/ur varia	Lumineri ar	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	Nu.					FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	conf. de re	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	CUMULAD
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-2	115	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	229,214178	1,07	1,07
1-3	102	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	203,663873	0,95	0,95
1-4	90	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	178,912015	0,83	0,83
1-5	77	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	154,040391	0,72	0,72
1-6	65	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	129,048999	0,60	0,60
1-7	52	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	104,117491	0,48	0,48
1-8	40	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	79,185983	0,37	0,37
1-9	26	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	51,3601044	0,24	0,24
1-10	107	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	213,584577	0,99	0,99
1-11	94	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	188,433496	0,88	0,88
1-12	82	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	163,681639	0,76	0,76
1-13	69	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	138,550519	0,64	0,64
1-14	57	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	113,7787	0,53	0,53
1-15	45	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	89,2663766	0,42	0,42
1-16	32	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	63,8757614	0,30	0,30
1-17	18	2	2,00	0,000	Monofásica	#6	215	35,9301158	0,17	0,17

Anexo E: Cálculo de potencia de centros de transformación proyectados

Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica	
M	
Ingresar # luminarias	15
Ingresar Potencia Luminarias (W)	100
Ingresar Factor de potencia residencial	0,95
Sumatoria Demanda Máxima individual (kW)	123,72
Número total de abonados	48
Factor de coincidencia	0,33
Demanda Máxima coincidente total (kW)	41,05
Demanda de diseño (kVA)	46,34
Potencia de transformador normalizada	
.....	50 kVA
DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS	

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

M

Ingresar # luminarias

12

Ingresar Potencia Luminarias (W)

100

Ingresar Factor de potencia residencial

0,95

Sumatoria Demanda Máxima individual (kW)

201,05

Número total de abonados

78

Factor de coincidencia

0,31

Demanda Máxima coincidente total (kW)

63,12

Demanda de diseño (kVA)

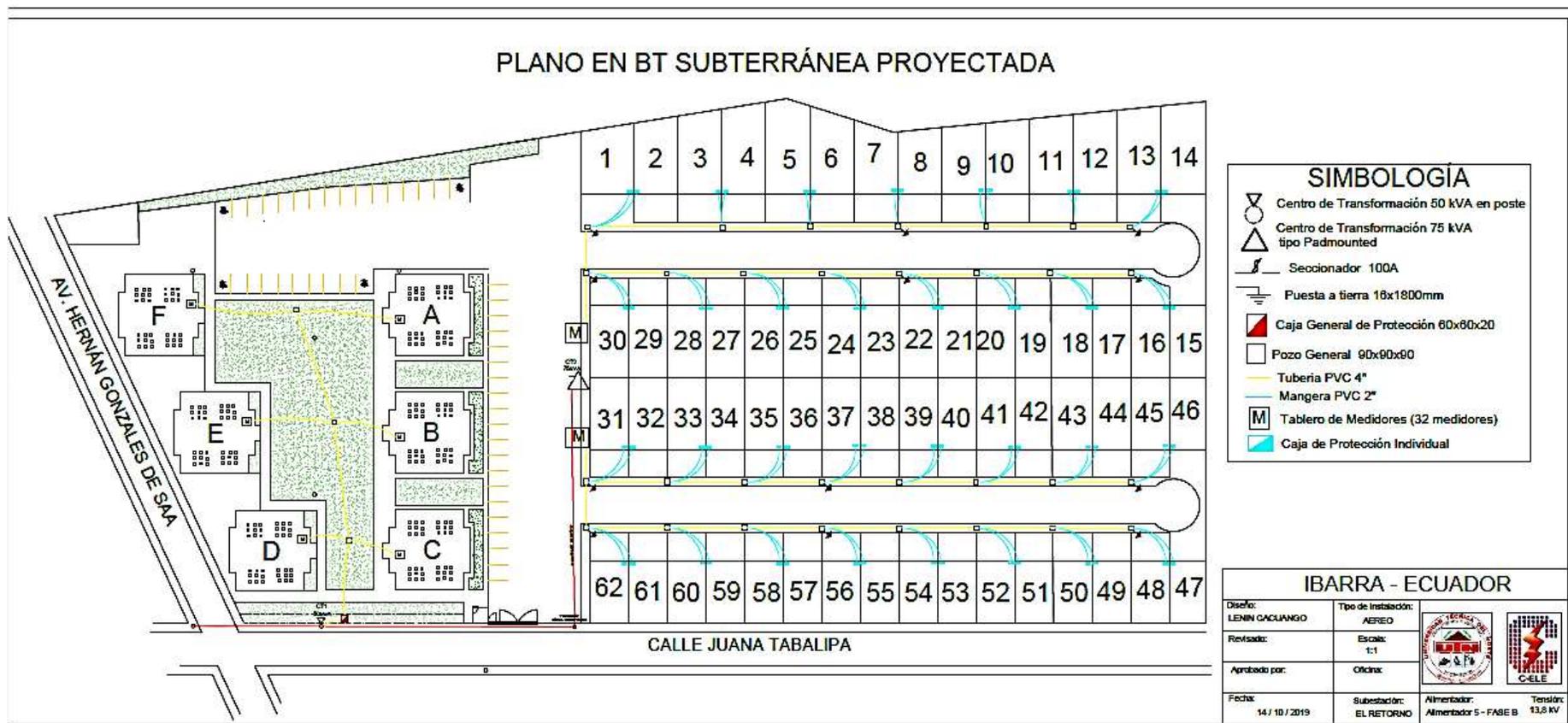
70,10

Potencia de transformador normalizada

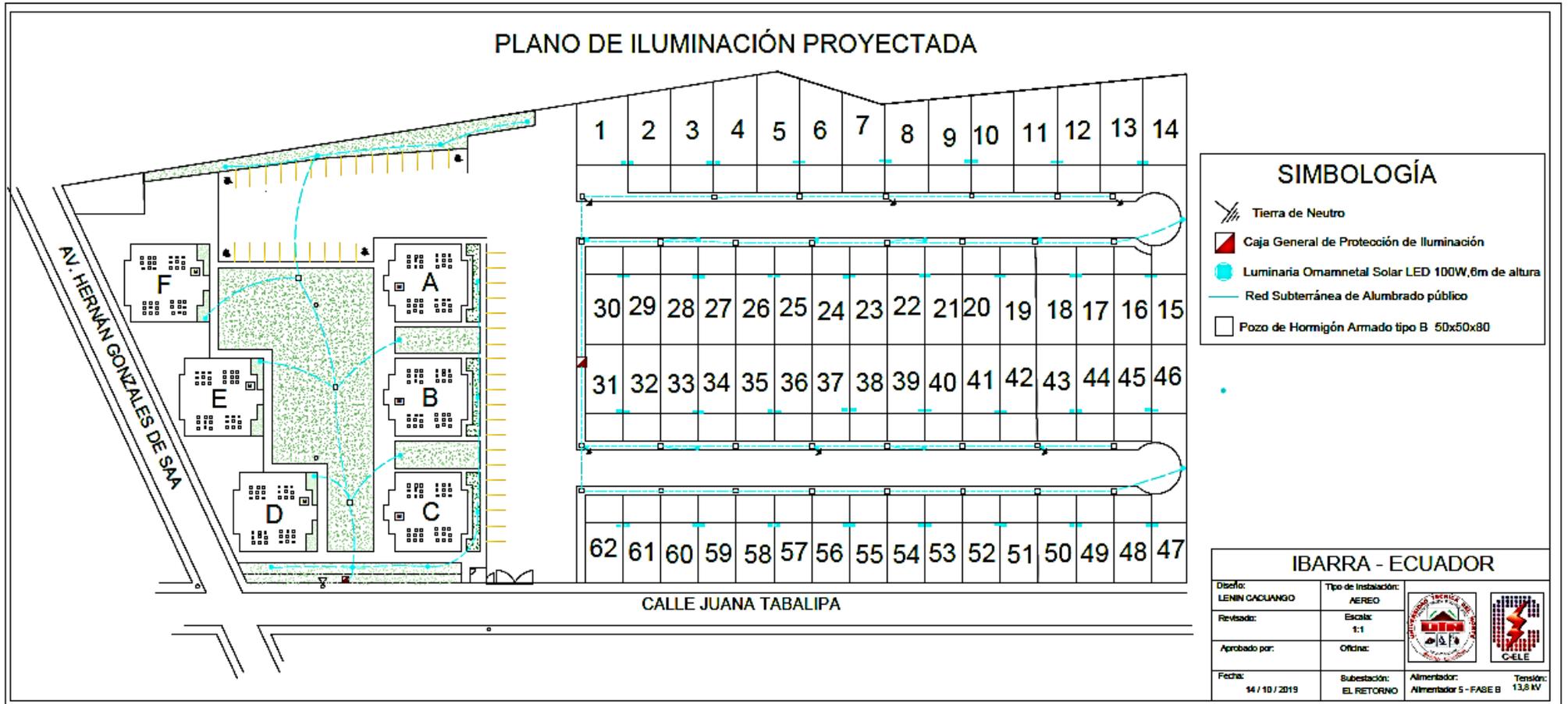
75 kVA

**DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN
INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

Anexo F: Topología y distribución de pozos de distribución eléctrica subterránea



Anexo G: Circuito de Alumbrado público propuesto



Anexo H: Cálculos luminotécnicos del Alumbrado Público

Proyecto 1



DIALux

27.01.2020

Ibarra

Proyecto elaborado por: Lenin Cacuango
 Teléfono: 2 651 772
 Fax:
 e-Mail: jlennyn@gmail.com

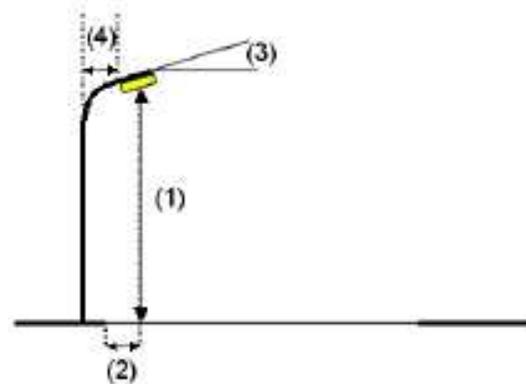
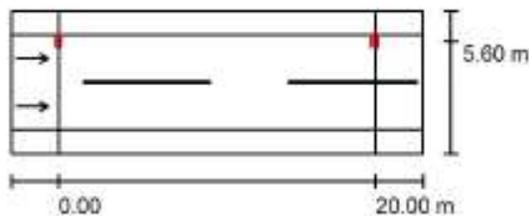
Calle 1 / Datos de planificación

Perfil de la vía pública

Camino peatonal 2 (Anchura: 1.500 m)
 Calzada 1 (Anchura: 6.000 m, Cantidad de carriles de tránsito: 2, Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070)
 Camino peatonal 1 (Anchura: 1.500 m)

Factor mantenimiento: 0.67

Disposiciones de las luminarias



Luminaria: PHILIPS BPP436 T35 1 xLED165-4S/740 DM10
 Flujo luminoso (Luminaria): 13695 lm
 Flujo luminoso (Lámparas): 16500 lm
 Potencia de las luminarias: 100.0 W
 Organización: unilateral arriba
 Distancia entre mástiles: 20.000 m
 Altura de montaje (1): 6.000 m
 Altura del punto de luz: 5.880 m
 Saliente sobre la calzada (2): 0.400 m
 Inclinación del brazo (3): 0.0 °
 Longitud del brazo (4): 0.900 m

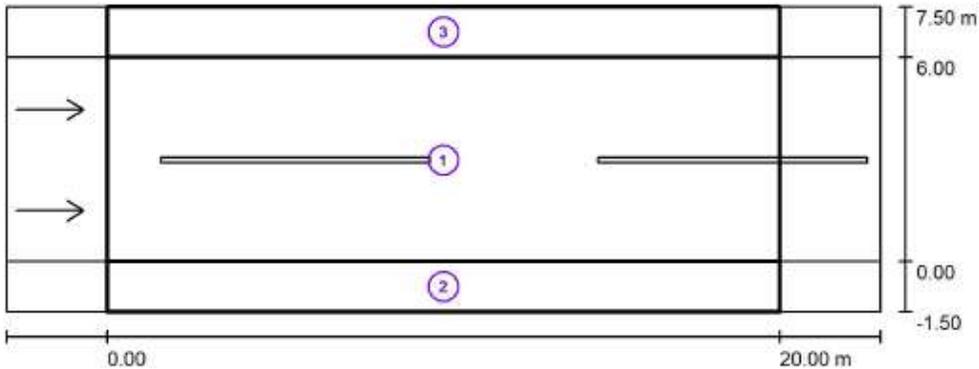
Valores máximos de la intensidad lumínica
 con 70°: 480 cd/klm
 con 80°: 84 cd/klm
 con 90°: 0.00 cd/klm

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

Ninguna intensidad lumínica por encima de 90°.
 La disposición cumple con la clase de intensidad lumínica G4.

La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.5.

Calle 1 / Resultados luminotécnicos



Factor mantenimiento: 0.67

Escala 1:186

Lista del recuadro de evaluación

- Recuadro de evaluación Calzada 1
 Longitud: 20.000 m, Anchura: 6.000 m
 Trama: 10 x 6 Puntos
 Elemento de la vía pública respectivo: Calzada 1.
 Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070
 Clase de iluminación seleccionada: ME4a

(Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	L_m [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]	SR
Valores reales según cálculo:	2.62	0.54	0.82	15	0.65
Valores de consigna según clase:	≥ 0.75	≥ 0.40	≥ 0.60	≤ 15	≥ 0.50
Cumplido/No cumplido:	✓	✓	✓	✓	✓

- Recuadro de evaluación Camino peatonal 1
 Longitud: 20.000 m, Anchura: 1.500 m
 Trama: 10 x 3 Puntos
 Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 1.
 Clase de iluminación seleccionada: CE5

(Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	26.36	0.80
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓

- Recuadro de evaluación Camino peatonal 2
 Longitud: 20.000 m, Anchura: 1.500 m
 Trama: 10 x 3 Puntos
 Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 2.
 Clase de iluminación seleccionada: CE5

(Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	E_m [lx]	U0
Valores reales según cálculo:	34.96	0.48
Valores de consigna según clase:	≥ 7.50	≥ 0.40
Cumplido/No cumplido:	✓	✓

Anexo I: Presupuesto construcción eléctrica

PRESUPUESTO ESTIMADO DE RED ELECTRICA DE BAJO VOLTAJE DEL CONJUNTO HABITACIONAL "MILTON REYES"

RED DE MEDIO VOLTAJE MONOFÁSICO				
TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA PARA UNA FASE EN ESTRUCTURA CENTRADA				
CAN	UNT	DESCRIPCIÓN	V. UNT	TOTAL
2	c/u	Cruceta de acero galvanizado, perfil "L" 75x75x6x1200 mm	31,36	62,72
2	c/u	Perno "U" Acero Galvanizado, con 2 tuercas, Arandelas: 2 Planas y 2 Presión de 16 X 150 mm (5/8" X 6"), Ancho dentro de la u	2,91	5,82
4	c/u	pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38x38x6x711mm	5,82	23,28
6	c/u	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión 16x38mm	0,76	4,56
1	c/u	Terminal de medio voltaje para exteriores con aislamiento 15 kV	188,79	188,79
1	m	Cable de Cu cableado aislado 600 TW 10 AWG	0,75	0,75
1	c/u	Estribo para derivación de aleación de Cu-Sn	9,89	9,89
1	c/u	Grapa de aleación de Al, derivación para línea en caliente, rango 4-2/0	11,19	11,19
1	c/u	Reversible EMT 110mm	26,66	26,66
1	c/u	Tubo rígido de acero galvanizado 110mm 6m	100,6	100,6
3	m	Fleje de acero inoxidable ,0,76mm de espesor x 19,05mm de ancho	1,23	3,69
3	c/u	Hebilla para fleje de acero inoxidable de 19,05mm de ancho	1,23	3,69
1	c/u	Codo de acero inoxidable de 110mm curva amplia de 90°	39,14	39,14
1	c/u	Unión para tubo rígido Conduit de acero galvanizado 110mm	9,7	9,7
2	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos 38x4x140 - 160mm	4,07	8,14
1	c/u	Accesorios para sujeción de terminal	1,37	1,37
CONDUCTORES				
47	m	Cable unipolar de Cu, aislado 15kV, XLPE 3/0 AWG 19 hilos 100% NA	23,79	1118,13
TRANSFORMADORES				
1	c/u	Transformador monofásico tipo pedestal de 75 kVA 13,2 - 13,8 kV GRDY/ 7621 - 120-240 V (+1;-3)x2,5%	7296,4	7296,42
EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN				
1	c/u	Seccionado fusible unipolar tipo abierto 15kV-100A	88,95	88,95
1	c/u	Tira fusible cabeza removible tipo SF 6,3	3,67	3,67
1	c/u	Pararrayo clase distribución polimétrico, oxido metálico 10kV, con desconectado	47,04	47,04

RED DE BAJO VOLTAJE SUBTERRANEO

CONDUCTORES				
CANT	UNT	DESCRIPCIÓN	VALOR UNT	TOTAL
100	m	Conductor de Cu aislado 600V tipo TTU calibre N° 1/0	5,65	565
856	m	Conductor de Cu aislado 600V tipo TTU calibre N° 2 AWG	4,3	3680,8
6790	m	Conductor de Cu aislado 600V tipo TTU calibre N° 6 AWG	1,42	9641,8
EQUIPO DE PROTECCION				
2	c/u	Interruptor automático tripolar, clase distribución 200A	220	440
8	c/u	Interruptor automático bipolar, clase distribución 70 A	12	96
ALUMBRADO PUBLICO				
27	c/u	Luminaria tipo LED 100W	170	4590
27	c/u	Poste ornamental metálico 4m con un solo brazo	330	8910
1330	m	Conductor aislado tipo TTU calibre N° 8 AWG	1,05	1396,5
4	c/u	Relé para control de Alumbrado	55	220
1	c/u	Caja de control para luminarias	60	60
MISELANIOS				
2	c/u	Tablero de medidores 32	2240	4480
10	c/u	Varilla recubierta de Cu para puesta a tierra 16x1800m (5/8x71")	11	110
12	c/u	Suelda exotérmica	6,5	78
14	c/u	Desvestida y retirada de postes	45	630
3	c/u	Desvestida y retirada de transformadores	100	300
			TOTAL	44252,3

Anexo J: Presupuesto construcción civil

OBRA CIVIL

CANT	UNT	DESCRIPCIÓN	VALOR UNT	TOTAL
38	c/u	Pozos de revisión tipo B 1x1x1,20m construidas en hormigón, con marco y contra marco de hierro Angulo de 2 1/2", sello de hierro fundido en la tapa.	190	7220
670	m	Excavación y relleno de zanja para tendido de tuberías	2,25	1507,5
27	c/u	Base para luminaria ornamental, incluye canastilla, con cuatro pernos de 5/8"x2" soldados a una placa de 30x30cm.	32	864
44	c/u	Tubería PVC de 110mm x 6m color naranja Norma INEN 2227	16,8	739,2
3986	m	Mangera negra 1"	0,46	1833,56
670	m	Cinta de seguridad	0,5	335
3986	m	Tendido de Mangera negra 1"	0,27	1076,22
44	m	Tendido de Tubería de 110mmx6m	0,24	10,56
2	c/u	Base y paredes encajonadas para tablero de medidores	260	520
1	c/u	Base para transformador	120	120
TOTAL				14226

MANO DE OBRA				
CANT	UNT	DESCRIPCIÓN	VALOR UNT	TOTAL
1	c/u	Mano de obra herramientas y equipos	1500	1500
1	c/u	Costos indirectos	1500	1500
1	c/u	Estudios y aprobación de proyecto en EMELNORTE	500	500
TOTAL				3500

Anexo K: Norma UNE 20460 5 523

Instalaciones eléctricas en edificios

Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables

523.1 Generalidades

523.1.1 Objeto y campo de aplicación. Los requisitos de esta norma internacional están destinados a asegurar una duración de vida satisfactoria de los conductores y de los aislamientos sometidos a los efectos térmicos de las intensidades admisibles durante periodos prolongados en servicio normal. Otras consideraciones que intervienen en la determinación de la sección de los conductores, tales como los requisitos para la protección contra los choques eléctricos (véase el capítulo 41), la protección contra los efectos térmicos (véase el capítulo 42), la protección contra las sobreintensidades (véase el capítulo 43), la caída de tensión (véase la sección 525 de la Norma IEC 60364-5-52), así como las temperaturas límites para los bornes de los equipos a los que los conductores están conectados (véase la sección 526 de la Norma IEC 60364-5-52).

Esta norma no se aplica actualmente más que a los cables sin armadura y a los conductores aislados de tensión nominal no superior a 1 kV en corriente alterna o 1,5 kV en corriente continua. Esta norma no se aplica a los cables monoconductores con armadura.

NOTA – Si se utilizan cables monoconductores con armadura, puede requerirse una reducción apreciable de las intensidades admisibles dadas en esta norma. Conviene consultar al fabricante del cable. Esto también se aplica a los cables monoconductores sin armadura utilizados en conductos metálicos (véase el apartado 521.5).

523.1.2 Normas para consulta. Las normas que a continuación se relacionan contienen disposiciones válidas para esta norma internacional. En el momento de la publicación, la edición indicada estaba en vigor. Toda norma está sujeta a revisión por lo que las partes que basen sus acuerdos en esta norma internacional deben estudiar la posibilidad de aplicar la edición más reciente de las normas indicadas a continuación. Los miembros de IEC y de ISO poseen el registro de las normas internacionales en vigor en cada momento.

IEC 60228:1978 – *Conductores de cables aislados.*

IEC 60287 (todas las partes) – *Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible.*

IEC 60364-4-41:1992 – *Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 41: Protección contra los choques eléctricos.*

IEC 60364-4-42:1980 – *Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 42: Protección contra los efectos térmicos.*

IEC 60364-4-43:1977 – *Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 43: Protección contra las sobreintensidades.*

IEC 60364-5-52:1993 – *Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos. Capítulo 52: Canalizaciones.*

523.1.3 La corriente transportada por todo conductor durante periodos prolongados en funcionamiento normal debe ser tal que el límite de temperatura apropiado especificado en la tabla 52-A no sea sobrepasado. El valor de la corriente debe ser elegido conforme con el apartado 523.1.4, o determinado conforme con el apartado 523.1.5.

Tabla 52-A
Temperaturas máximas de funcionamiento según los tipos de aislamiento

Tipo de aislamiento	Límite de temperatura (véase nota 1) °C
Poli(cloruro de vinilo) (PVC)	Conductor: 70
Polietileno reticulado (XLPE) y goma o caucho de etileno-propileno (EPR)	Conductor: 90
Mineral (con cubierta de PVC o desnudo y accesible)	Cubierta: 70
Mineral (desnudo e inaccesible y no en contacto con materiales combustibles)	Cubierta: 105 (véase nota 2)
<p>NOTA 1 – Las temperaturas máximas admisibles para los conductores dadas en la tabla 52-A y sobre las que se basan los valores de las tablas 52-C1 a 52-C4 y 52-C9 a 52-C12, han sido tomadas de las Normas IEC 60502: 1983 y IEC 60702: 1981 y se muestran en esas tablas.</p> <p>NOTA 2 – Cuando un conductor funciona a una temperatura superior a 70 °C, se debe asegurar que los equipos conectados a este conductor son adecuados para la temperatura resultante en la conexión.</p> <p>NOTA 3 – Para algunos tipos de cable, temperaturas de funcionamiento más elevadas pueden ser admitidas según las temperaturas asignadas del cable, sus terminaciones, las condiciones ambientales y otras influencias externas.</p>	

523.1.4 El requisito del apartado 523.1.3 se considera satisfecho si la intensidad para conductores aislados y cables sin armadura no es superior a los valores apropiados elegidos en las tablas 52-B1, 52-B2 y 52-C1 a 52-C12, corregidos por los factores de las tablas 52-D1 a 52-D3 y 52-E1 a 52-E5.

NOTA 1 – Se reconoce que puede ser deseable adaptar las tablas de esta sección a una forma simplificada para los reglamentos nacionales. Un ejemplo de método simplificado aceptable se da en el anexo A.

NOTA 2 – La preparación de tablas simplificadas está en estudio, para una utilización diaria adaptada a pequeñas instalaciones y para la elección de las secciones de cables en función de la corriente de diseño del circuito, de su tipo y de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorrientes.

NOTA 3 – Los valores de las tablas de esta sección se aplican a los cables sin armadura y se derivan de acuerdo con los métodos dados en la Norma IEC 60287, utilizando las dimensiones especificadas en la Norma IEC 60502 para los cables de tensión como máximo igual a 1 kV, con las resistencias de conductor dadas en la Norma IEC 60228. Las variaciones prácticas conocidas en la fabricación de cables (por ejemplo, la forma de los conductores) y las tolerancias de fabricación conducen a una gama de dimensiones posibles y por tanto de intensidades admisibles para cada tamaño de conductor. Las intensidades admisibles indicadas en las tablas han sido elegidas de forma que se tengan en cuenta estas variaciones de los valores con seguridad y a unir los valores por medio de una curva regular en función de la sección de los conductores.

NOTA 4 – Para los cables multiconductores de sección igual o superior a 25 mm², se admiten valores tabulados aplicables a conductores circulares o de otra forma. Estos valores se derivan de las dimensiones apropiadas de los conductores con almas sectoriales.

523.1.5 Los valores apropiados de las intensidades admisibles pueden ser determinados también según los métodos descritos en la Norma IEC 60287, o por ensayo o por cálculos que utilizan un método reconocido a condición de que el método se indique. Cuando sea apropiado, se deben tener en cuenta las características de la carga y, para los cables enterrados, la resistividad térmica eficaz del terreno.

523.2 Temperatura ambiente

523.2.1 La temperatura ambiente es la temperatura del medio circundante cuando el o los cables o el o los conductores aislados considerados no están cargados.

523.2.2 Cuando el valor de la intensidad admisible se elige según las tablas de esta sección, las temperaturas ambientes de referencia se supone que son las siguientes:

- para los conductores aislados y los cables al aire, cualquiera que sea su modo de instalación: 30 °C;
- para los cables enterrados directamente en el terreno o enterrados en conductos: 20 °C.

523.2.3 Cuando se utilizan las tablas de esta norma, y la temperatura ambiente del emplazamiento de los conductores aislados o de los cables es diferente de la temperatura ambiente de referencia, deben aplicarse los factores de corrección apropiados de las tablas 52-D1 y 52-D2 a los valores de las intensidades admisibles dados en las tablas 52-C1 a 52-C12; sin embargo, para los cables enterrados no es necesaria una corrección si la temperatura del terreno no supera los 25 °C más que algunas semanas por año.

NOTA – Para los cables y conductores aislados al aire, para los que la temperatura ambiente supera ocasionalmente la temperatura ambiente de referencia, está en estudio la utilización eventual de intensidades admisibles tabuladas sin corrección.

523.2.4 Los factores de corrección dados en las tablas 52-D1 y 52-D2 no tienen en cuenta el aumento eventual de temperatura debida a la radiación solar o a otras radiaciones infrarrojas. Cuando los cables o conductores aislados están sometidos a tales radiaciones, las intensidades admisibles deben ser calculadas por los métodos especificados en la Norma IEC 60287.

523.3 Resistividad térmica del terreno

523.3.1 Las intensidades admisibles indicadas en las tablas de esta sección para los cables enterrados corresponden a una resistividad térmica del terreno de 2,5 K.m/W. Este valor es considerado como una precaución necesaria para una utilización mundial cuando el tipo de terreno y el emplazamiento geográfico no están especificados (véase el anexo A de la Norma IEC 60287).

En los emplazamientos donde la resistividad térmica del terreno es superior a 2,5 K.m/W, debe efectuarse una reducción apropiada de la intensidad admisible, a menos que el terreno que circunda al cable sea reemplazado por un terreno más apropiado. Tales casos pueden reconocerse normalmente por las condiciones muy secas del terreno. Los factores de corrección para resistividades térmicas del terreno diferentes de 2,5 K.m/W se dan en la tabla 52-D3.

NOTA – Los valores de las intensidades admisibles indicados en las tablas de esta sección para los cables enterrados están determinados solamente para recorridos en el interior o alrededor de los edificios. Para otras instalaciones, cuando los estudios permiten conocer valores más precisos de la resistividad térmica del terreno en función de la carga a transportar, los valores de las intensidades admisibles pueden derivarse por los métodos de cálculo dados en la Norma IEC 60287.

523.4 Agrupamiento de varios circuitos

Los factores de reducción de agrupamiento se aplican a los grupos de cables o conductores aislados que tienen las mismas temperaturas máximas de funcionamiento.

Para los grupos que contienen cables o conductores aislados que presentan temperaturas máximas de funcionamiento diferentes, la intensidad admisible de todos los cables o conductores aislados del grupo debe basarse sobre la temperatura máxima de funcionamiento más pequeña de cualquier cable del grupo con el factor de reducción de agrupamiento apropiado.

Si, para condiciones conocidas de funcionamiento, se espera que un cable o conductor aislado transporte una corriente no superior al 30% de la corriente asignada de su grupo, este cable o conductor puede ser ignorado para el propósito de obtener el factor de reducción del resto del grupo.

523.4.1 Métodos de instalación A a D de la tabla 52-B1. Las intensidades admisibles indicadas en las tablas 52-C1 a 52-C12 se aplican a los circuitos simples constituidos por los conductores siguientes:

- dos conductores aislados o dos cables monoconductores, o un cable con dos conductores;
- tres conductores aislados o tres cables monoconductores, o un cable con tres conductores.

Cuando más conductores aislados o cables están instalados en un mismo grupo, deben aplicarse los factores de reducción indicados en las tablas 52-E1 a 52-E3.

523.4.2 Métodos de instalación E y F de la tabla 52-B1 Las intensidades admisibles de las tablas 52-C7 a 52-C12 se refieren a los métodos de referencia de instalación.

Para instalaciones sobre bandejas, abrazaderas y análogas, las intensidades admisibles para los circuitos simples y para los grupos deben ser obtenidas por multiplicación de las intensidades admisibles dadas para los modos de instalación de los conductores aislados o cables en el aire como se indica en las tablas 52-C7 a 52-C12, y por los factores de reducción para grupos dados en las tablas 52-E4 y 52-E5.

Notas para los apartados 523.4.1 y 523.4.2.

NOTA 1 – Los factores de reducción para agrupamiento se han calculado como valores medios para el rango de dimensiones de los conductores, los tipos de cables y las condiciones de instalación consideradas. Se llama la atención sobre las notas a pie de tabla. En algunos casos, un cálculo más preciso puede ser deseable.

NOTA 2 – Los factores de reducción para agrupamiento han sido calculados suponiendo el agrupamiento formado por conductores o cables similares igualmente cargados. Cuando un grupo contiene cables o conductores aislados de dimensiones diferentes, deberían tomarse precauciones para la carga de los de menor sección (véase el apartado 523.4.3).

523.4.3 Agrupamientos formados por cables de diferentes dimensiones. Los factores de reducción para agrupamiento son aplicables a agrupamientos formados por cables similares igualmente cargados. La determinación de los factores de reducción para los agrupamientos constituidos por cables de dimensiones diferentes igualmente cargados es función del número total de cables del agrupamiento y de las diversas secciones. Tales factores no pueden ser indicados en las tablas pero deben ser calculados para cada agrupamiento. El método de cálculo de estos factores no está dentro del campo de aplicación de esta norma. Ejemplos particulares para los que tales cálculos pueden ser recomendables se dan a continuación.

NOTA – Un agrupamiento que contiene conductores que presentan más de tres secciones normalizadas adyacentes puede ser considerado como un agrupamiento que contiene varias secciones. Un agrupamiento de cables similares se considera como un agrupamiento que contiene varias secciones. Un agrupamiento de cables similares se considera como un agrupamiento para el que la intensidad admisible del conjunto de los cables se basa sobre la misma temperatura máxima admisible de conductor y donde el rango de variación de las secciones no pasa de tres valores normalizados adyacentes de sección.

523.4.3.1 Agrupamiento en conductos, canalizaciones de cable o conductos perfilados. El factor de reducción de agrupamiento seguro, para un agrupamiento formado por cables de diferentes dimensiones de conductores aislados o de cables en conductos, canalizaciones o conductos perfilados, es:

$$F = \frac{1}{\sqrt{n}}$$

donde

F es el factor de reducción de agrupamiento;

n es el número de cables multiconductores o circuitos del agrupamiento.

El factor de reducción por agrupamiento obtenido por esta fórmula reducirá el peligro de sobrecarga de los cables de menor sección, pero puede conducir a una carga muy pequeña en los cables de mayor sección. Tal infrutilización puede ser evitada si los cables o los conductores aislados de secciones muy diferentes no están presentes en el mismo agrupamiento.

La utilización de un método de cálculo específico destinado a agrupamientos que contienen dimensiones diferentes de conductores aislados o de cables en conductos, canalizaciones o conductos perfilados dará un factor de reducción más preciso.

Este tema está en estudio.

523.4.3.2 Agrupamiento sobre bandejas. Si un agrupamiento está formado por conductores aislados o cables de secciones diferentes, se deben adoptar precauciones sobre la carga de los más pequeños. Es preferible utilizar un método de cálculo específicamente previsto para agrupamiento de cables o de conductores aislados de secciones diferentes.

Los factores de reducción por agrupamiento obtenidos conforme con el apartado 523.4.3.1 darán resultados seguros.

Este tema está en estudio.

523.5 Número de conductores cargados

523.5.1 El número de conductores que se considera en un circuito es el de los conductores que efectivamente lleven corriente de carga. Cuando las corrientes, en un circuito polifásico, se suponen equilibradas y con armónicos despreciables, no es necesario tener en cuenta el conductor neutro asociado. En estas condiciones, la intensidad admisible en un cable con cuatro conductores en un circuito trifásico es la misma que para un cable con tres conductores de la misma sección para cada conductor de fase. Los cables con cuatro o cinco conductores pueden presentar intensidades admisibles más elevadas si solamente están cargados tres conductores.

523.5.2 Cuando el conductor neutro en un cable multiconductor transporte una corriente debida a un desequilibrio en las fases, la elevación de temperatura correspondiente está compensada por la disminución del calor generado por uno o varios conductores de fase. En este caso, la sección del conductor no debe ser elegida en base a la mayor intensidad de fase.

En todos los casos, el conductor neutro debe tener una sección conforme con lo especificado en el apartado 523.1.4.

523.5.3 Cuando el conductor neutro transporta corriente sin el factor de reducción correspondiente a la carga de los conductores de fase, el conductor neutro debe ser tenido en cuenta para la corriente asignada del circuito. Tales corrientes pueden ser debidas a corrientes armónicas significativas en los circuitos trifásicos. Si el valor del contenido de armónicos sobrepasa el 10%, el conductor neutro no debe presentar una sección inferior a la de los conductores de fase. Los efectos térmicos debidos a la presencia de corrientes armónicas y los factores de reducción correspondientes para las corrientes armónicas más elevadas se incluyen en el anexo C.

523.5.4 Los conductores utilizados únicamente como conductores de protección (conductor PE), no se tienen en cuenta. Los conductores PEN deben ser considerados de la misma manera que los conductores neutros.

523.6 Conductores en paralelo

Cuando se conecten en paralelo varios conductores sobre la misma fase o sobre la misma polaridad:

a) deben tomarse medidas para conseguir que la corriente se reparta por igual entre ellos.

Este requisito se considera satisfecho si los conductores son del mismo material, de la misma sección, aproximadamente de la misma longitud y no hay derivaciones a lo largo de su recorrido, y

- si los conductores en paralelo son cables multiconductores, o cables unipolares cableados o conductores aislados; o
- si los conductores en paralelo no son cables unipolares cableados, o conductores aislados, colocados en triángulo o en un plano y sus secciones son inferiores o iguales a 50 mm² en cobre o 70 mm² en aluminio; o
- si los conductores en paralelo no son cables unipolares cableados, o conductores aislados, colocados en triángulo o en un plano y sus secciones son superiores a 50 mm² en cobre o 70 mm² en aluminio y se adopten las configuraciones especiales requeridas en tal caso. Estas configuraciones que consisten en realizar agrupamientos y separaciones adecuadas de las diferentes fases o polaridades, están en estudio.

b) debe darse especial consideración al reparto de la corriente para satisfacer los requisitos del apartado 523.1.3.

523.7 Variaciones de las condiciones de instalación a lo largo de un recorrido

Si las condiciones de disipación de calor varían de una parte del recorrido a otra, las intensidades admisibles deberán determinarse para la parte del recorrido que presenta las condiciones más desfavorables.

Tabla A.52-2
 Intensidades admisibles en amperios
 Temperatura ambiente 20 °C en el terreno

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	Cobre				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
	240	361	297	419	351
300	408	336	474	396	
D	Aluminio				
	2,5	22	18,5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	322	272
	300	313	260	364	308

Tabla A.52-3
Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores
 (a utilizar con los valores de intensidades admisibles de la tabla A.52-1 y A.52-1 bis)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

FÓRMULA PARA EXPRESAR LA INTENSIDAD ADMISIBLE

Los valores indicados en las tablas 52 – C1 a 52 – C12 están ligados por las curvas continuas que expresan la intensidad admisible en función de la sección de los conductores.

Estas curvas corresponden a la fórmula general siguiente:

$$I = A \times S^m - B \times S^n$$

donde

I es la intensidad admisible, en amperios (A);

S es la sección nominal de los conductores, en milímetros cuadrados (mm²)*;

A y *B* son coeficientes;

m y *n* son los exponentes de acuerdo con cada tipo de cable y cada método de instalación.

Los valores de los coeficientes y los exponentes se recogen en la tabla B.52-1. Los valores de las intensidades admisibles deberían ser redondeados al 0,5 amperio más próximo para los valores inferiores o iguales a 20 A y al amperio más próximo para los valores superiores a 20 A.

El número de cifras significativas obtenido no se considera como una indicación de la precisión del valor de la intensidad admisible.

En la mayoría de los casos, sólo el primer término es necesario. El segundo término es necesario solamente en ocho casos cuando se utilizan cables unipolares de gran sección.

No es deseable utilizar estos coeficientes y exponentes para las secciones exteriores a la gama de secciones apropiadas de las tablas 52 – C1 a 52 – C12.



INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN

Quito - Ecuador

NORMA TÉCNICA ECUATORIANA

NTE INEN 2 227:99

TUBOS DE CLORURO DE POLIVINILO RÍGIDO (PVC) DE PARED ESTRUCTURADA E INTERIOR LISA Y ACCESORIOS PARA CANALIZACIONES TELEFÓNICAS Y ELÉCTRICAS. REQUISITOS.

Primera Edición

UNPLASTICIZES PVC PIPES WITH STRUCTURED WALL AND SMOOTH INNER SURFACE FOR ELECTRICAL AND TELEPHONE CONDUITS. SPECIFICATIONS.

First Edition

<p>Norma Técnica Ecuatoriana Obligatoria Emergente</p>	<p>TUBOS DE CLORURO DE POLIVINILO RÍGIDO (PVC) DE PARED ESTRUCTURADA E INTERIOR LISA Y ACCESORIOS PARA CANALIZACIONES TELEFÓNICAS Y ELÉCTRICAS, REQUISITOS</p>	<p>NTE INEN 2 227:99 1999-09</p>
<p style="text-align: center;">1. OBJETO</p> <p>1.1 Esta norma establece la clasificación y los requisitos que deben cumplir los tubos de cloruro de polivinilo rígido (PVC) de pared estructurada (perfilada) e interior liso y accesorios utilizados para ductos telefónicos y eléctricos en instalaciones subterráneas.</p> <p style="text-align: center;">2. ALCANCE</p> <p>2.1 Esta norma se aplica exclusivamente a la tubería de PVC indicada en el Objeto.</p> <p style="text-align: center;">3. DEFINICIONES</p> <p>3.1 Para propósito de esta norma se aplican las definiciones establecidas en el capítulo 3 de la NTE INEN 2 059.</p> <p style="text-align: center;">4. DISPOSICIONES GENERALES</p> <p>4.1 Diseño y condición superficial</p> <p>4.1.1 Los tubos y accesorios deben ser rectos con respecto a sus ejes, tener una sección transversal circular y sus planos de corte deben ser perpendiculares al eje del tubo.</p> <p>4.1.2 <i>Aspecto superficial:</i> El producto terminado, tubo o accesorio, debe estar libre de grietas, fisuras, perforaciones, protuberancias o incrustaciones de material extraño, lo que se comprobará mediante examen visual.</p> <p>4.2 Materiales</p> <p>4.2.1 El material de los tubos perfilados y accesorios de PVC rígido debe componerse sustancialmente de cloruro de polivinilo con calidad certificada por el proveedor, que garantice el cumplimiento de los requisitos de esta norma.</p> <p>4.2.2 Se permite el uso de material reprocesado propio y limpio, hecho a base de la misma fórmula de elaboración de los tubos y accesorios.</p> <p>4.2.3 <i>Homogeneidad:</i> El material del producto, tubo perfilado o accesorio de PVC rígido, será homogéneo a través de la pared y uniforme en color, opacidad y densidad.</p> <p>4.2.4 Las características y propiedades físicas, mecánicas y químicas de los tubos y accesorios de PVC deben permitir su uso bajo tierra.</p> <p>4.3 Tipos de unión</p> <p>4.3.1 Las uniones entre tubos o entre tubos y accesorios deben realizarse por medio de sellos de caucho o elastómeros, o cemento solvente o adhesivo especial, que garanticen la hermeticidad de la unión.</p> <p>4.3.2 Hasta cuando se elaboren las NTE INEN correspondientes, el cemento solvente y los sellos de caucho o elastómeros pueden tomar como referencia las siguientes normas:</p> <p style="text-align: right;">(Continúa)</p> <hr/> <p>DESCRIPTORES: Tubo de plástico, tubo de PVC, conductos eléctricos, ducto telefónico.</p>		

Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN - Casilla 17-01-3999 - Baquezaño 454 y Ave. 9 de Diciembre - Quito-Ecuador - Prohibida la reproducción

a) Para cemento solvente, las Normas ASTM D 2564 y ASTM D 2855.

b) Para sellos de caucho o elastómeros, la norma ASTM F 477.

4.3.3 Para adhesivos especiales, estos deben ser recomendados por el fabricante y garantizarán la durabilidad y buen comportamiento de la unión.

4.3.4 El diseño del tipo de unión es responsabilidad del fabricante, y debe garantizar el desplazamiento continuo del o los elementos de conducción interior y cumplir con los requisitos de hermeticidad de la unión establecidos en esta norma.

4.3.5 Los tubos deben tener una campana y una o dos espigas terminales.

4.3.6 Las bandas perfiladas utilizadas en la fabricación de los tubos tipo A₁ se ensamblan en circunferencia o en espiral y se fijan entre sí por medio de una unión mecánica la cual se asegura utilizando cemento solvente, caucho o elastómeros u otro tipo de acople de adecuada hermeticidad.

4.3.7 Los tubos tipo B de extrusión continua deben ser fabricados por extrusión simultánea de las paredes lisa y corrugada, fusionando la pared exterior corrugada sobre la lisa interior.

4.3.8 Los tubos tipo A₁ y B deben permitir su uso combinado con los tubos de pared maciza regulados por la NTE INEN 1 869 manteniendo las condiciones de continuidad, compatibilidad e intercambiabilidad con dichos tubos.

5. REQUISITOS

5.1 Requisitos dimensionales

5.1.1 Longitud del tubo

5.1.1.1 Los tubos podrán suministrarse en longitud de 6 m sin incluir la longitud de la campana.

5.1.1.2 Las tolerancias para la longitud del tubo a 23 °C + 2 °C debe ser -0,2 % y + 1 %.

5.1.2 Perfilado. Los tipos y dimensiones del perfilado, son de responsabilidad del fabricante y deben describirse en las hojas técnicas del producto.

5.1.3 Dimensiones de los tubos

5.1.3.1 Diámetro interior. El diámetro interior medio mínimo debe cumplir con los valores indicados en la tabla 1, y ser medido de acuerdo con NTE INEN 499 - Capítulo 6.

5.1.3.2 Diámetro exterior en los tubos tipo B. El diámetro nominal del tubo ha sido determinado sobre la base del diámetro exterior, debe cumplir con los valores indicados en la tabla 1, y ser medido de acuerdo con NTE INEN 499 - Capítulo 4.

TABLA 1. Diámetros exteriores mínimos y máximos y diámetros interiores mínimos de los tubos.

Diámetro nominal D (mm)	Diámetro exterior Medio mínimo d _e mín. (mm)	Diámetro exterior Medio máximo d _e máx. (mm)	Diámetro interior d _i mín. (mm)
110	109,4	110,4	97
160	159,1	160,5	135

(Continúa)

5.1.3.3 *Espesor nominal de pared en los tubos tipo A₁ (e₁).* El espesor mínimo de la pared interna en los tubos tipo A₁ será de 0,70 mm para los tubos de 110 mm de diámetro y de 1 mm para los tubos de 160 mm de diámetro. El espesor debe ser medido de acuerdo con la NTE INEN 499 - Capítulo 3.

5.1.3.4 *Espesores mínimos de pared en los tubos tipo B (e₁) (e₂) y (e₃).* Los espesores mínimos de las paredes interna (e₁) corrugada (e₂) y en el valle (e₃) deberán cumplir con los valores indicados en la tabla 2 y ser medidos de acuerdo con NTE INEN 499 - Capítulo 3.

TABLA 2. Espesores mínimos de pared de tubos.

Diámetro nominal D (mm)	Espesores en mm		
	Espesor mínimo de pared interna e ₁ (mm)	Espesor mínimo de pared corrugada e ₂ (mm)	Espesor mínimo en el valle e ₃ (mm)
110	0,70	0,46	0,71
160	0,70	0,55	0,81

5.1.4 Dimensiones de campana

5.1.4.1 Las dimensiones de las campanas serán responsabilidad del fabricante y deben asegurar la hermeticidad de la unión.

5.1.5 Accesorios para tubos

5.1.5.1 El diseño de los accesorios es de responsabilidad del fabricante y debe garantizar la continuidad, compatibilidad e intercambiabilidad con los tubos.

5.1.5.2 El diámetro interior medio mínimo (d_{min}) de los accesorios, no debe ser menor que el 98 % del diámetro interior medio mínimo de los tubos.

5.1.5.3 Son aplicables, entre otros, los siguientes tipos de accesorios:

- a) *Codos.* Los codos pueden ser de espiga-campana y campana-campana y sus ángulos nominales preferidos son: 45°, 90° y 135° (Figura 1).
- b) *Uniones.* Pueden ser uniones deslizantes o uniones con tope (Figura 2).
- c) *Tapones.* Deben garantizar la hermeticidad y su diseño es de responsabilidad del fabricante, en conformidad con los requerimientos del cliente.
- d) *Separadores de tubería.* Según los requerimientos del cliente (Figura 3).

(Continúa)

FIGURA 1. Codos de 45° y 90°.

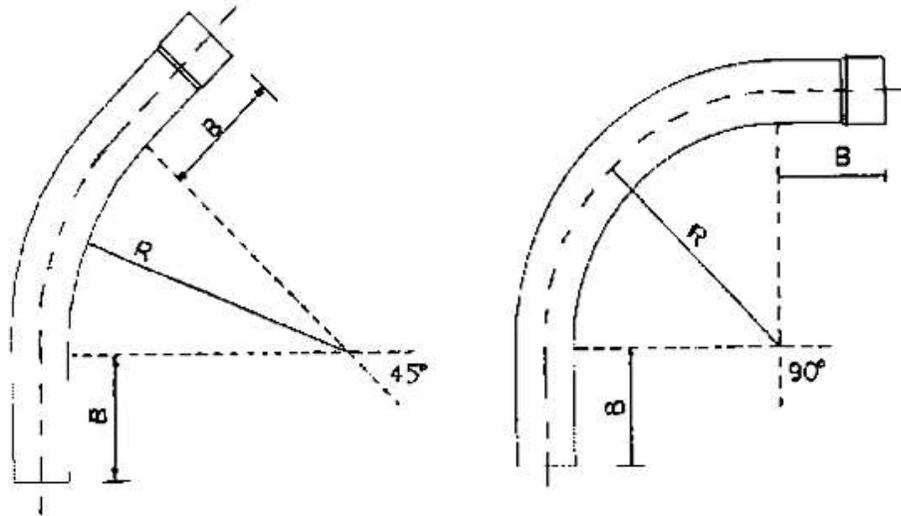
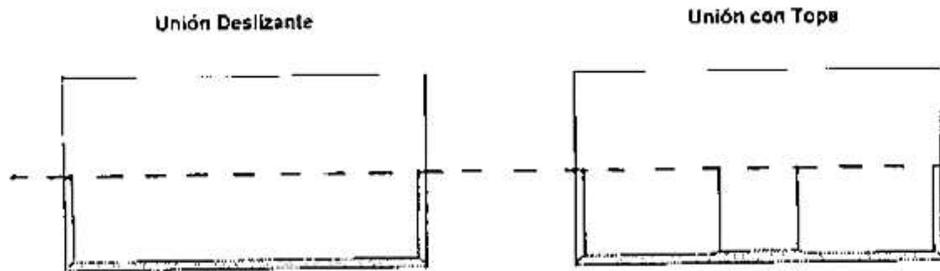
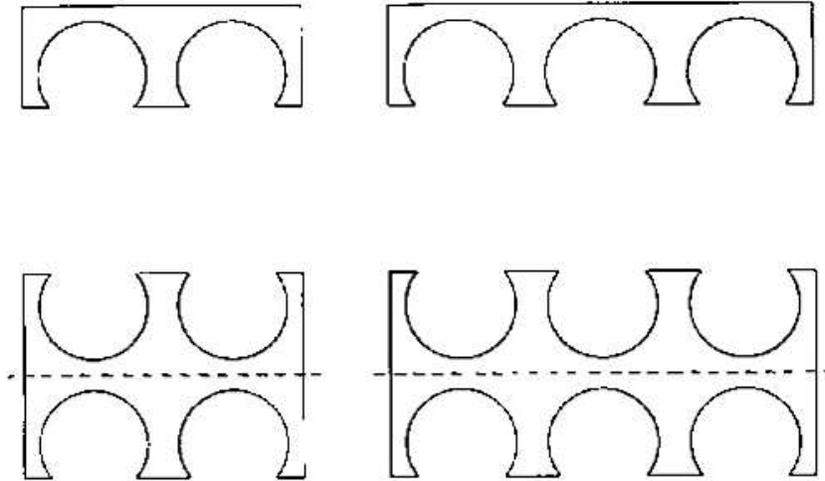


FIGURA 2. Uniones



(Continúa)

FIGURA 3. Separadores de tubería según las especificaciones del comprador

5.1.5.4 El tubo que se corta para fabricar el codo debe cumplir con las dimensiones indicadas en la tabla 3, cuando se determinen según lo indicado en la figura 1. La longitud axial de la curva no debe ser mayor de 3 m.

TABLA 3. Dimensiones de los codos

Díámetro nominal del tubo mm	Radio R de la curva (figura 1) mm	Longitud B del extremo recto mm
110	380	80
160	600	90

5.1.5.5 Pueden fabricarse otros accesorios distintos a los señalados en esta norma, incluso con otra tecnología, por acuerdo entre fabricante y comprador, siempre y cuando se garantice una rigidez igual a la del tubo correspondiente.

5.2 Requisitos mecánicos y físicos

5.2.1 Requisitos para los tubos

5.2.1.1 *Rigidez.* El valor mínimo de la rigidez anular de los tubos se establece en la tabla 4 y puede ser medido ya sea por los métodos indicados en los anexos A y B de la NTE INEN 2 059 o por el método descrito en la NTE INEN 1 864.

(Continúa)

TABLA 4. Rigidez anular mínima.

Rigidez kN/m ² (kPa)	Método de ensayo
8	Anexo A NTE INEN 2 059
63	Anexo B NTE INEN 2 059
400	NTE INEN 1 864

5.2.1.2 Resistencia al aplastamiento. En conformidad con el método indicado en el numeral 7.1 de la presente norma, los tubos no deben presentar fisuras, grietas, roturas, desprendimiento de nervaduras o costuras (tipo A₁) o separación de las dos paredes (tipo B). Las deformaciones en la corrugación no se consideran fallas.

5.2.1.3 Resistencia al impacto. Según el tipo de tubo, la resistencia al impacto se indica en las tablas 5 y 6, cuando los tubos se ensayan de acuerdo con el método establecido en la norma ASTM D 2444, usando la forma de percutor y apoyo tipo B.

TABLA 5. Resistencia al impacto, tubos tipo A₁

Diámetro nominal (mm)	Tamaño de muestra	Número de golpes	Energía de Impacto	
			kg x m	J
110	6	1	14	136
160	6	1	19	190

TABLA 6. Resistencia al impacto, tubos tipo B

Diámetro nominal (mm)	Tamaño de muestra	Número de golpes	Energía de Impacto	
			kg x m	J
110	6	1	8	81
160	6	1	11	108

NOTA: Se podrán utilizar distintas masas de percutores y alturas de caída siempre y cuando la energía de impacto sea equivalente y no varíe la forma del percutor.

Los ensayos de resistencia al impacto deben realizarse de acuerdo con los numerales 7.1.2 y 7.1.3 de la NTE INEN 2 059.

5.2.1.4 Hermeticidad de las uniones de los tubos. Cuando se sometan al ensayo de presión interna indicado en el numeral 7.2 de la presente norma, no deben producirse fugas de agua o aire en las uniones de los tubos.

5.2.1.5 Inflamabilidad. Cuando el tubo es ensayado según NTE INEN 1 865, deberá cumplir con los siguientes requisitos.

- Las muestras deben presentar una longitud promedio de quemado menor de 25 mm y un tiempo promedio de quemado de 10 segundos.
- El material debe ser autoextinguible.

(Continúa)

5.2.1.6 Absorción de agua. El ensayo a la absorción de agua debe realizarse de conformidad con la NTE INEN 508. Las probetas ensayadas no deben presentar un aumento de masa mayor del 0,3%.

5.2.1.7 Resistencia al diclorometano. La determinación de la calidad de los tubos de PVC por inmersión en diclorometano debe efectuarse en una sección transversal del tubo a una temperatura mínima de $12\text{ }^{\circ}\text{C} + 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, según la norma ISO 9852. Después del ensayo, el espécimen no deberá presentar signos de desintegración o exfoliación en más de un 10 % de su superficie interior ni en más de un 10 % de su superficie exterior. El ablandamiento o hinchazón no deben considerarse como fallas del material.

5.2.1.8 Temperatura de ablandamiento Vicat. El ensayo de ablandamiento Vicat debe ser el de la NTE INEN 1 367. La temperatura de ablandamiento no debe ser menor de $76\text{ }^{\circ}\text{C}$.

5.2.1.9 Adhesión. Los tubos tipo B deben pasar el ensayo de adhesión entre sus paredes interna y externa de acuerdo con el ensayo indicado en el numeral 7.3 de la presente norma. De separarse las dos paredes en el valle del corrugado no deben generarse superficies lisas.

5.2.2 Requisitos para los accesorios

5.2.2.1 Resistencia al impacto. Los accesorios completos deben soportar caída libre de una altura de 2 m sobre pavimento rígido de superficie plana, sin romperse.

5.2.2.2 Ensayo calórico. Los accesorios moldeados por inyección deben ensayarse por introducción en horno, de acuerdo con NTE INEN 1 325. La línea de unión del accesorio no se abrirá o separará en más del 25 % del espesor original de la pared. El accesorio no desarrollará escamas en más del 25 % de su superficie total, interior y exterior.

5.2.2.3 Absorción de agua. El ensayo a la absorción de agua por el material del accesorio debe ser el especificado en NTE INEN 508. Las probetas ensayadas no deberán presentar un aumento de masa mayor del 0,3 %.

6. INSPECCIÓN

6.1 Control externo. El muestreo y la aceptación o rechazo deben estar de acuerdo con las disposiciones de NTE INEN 2 016 en todo lo que sean aplicables.

7. MÉTODOS DE ENSAYO

7.1 Resistencia al aplastamiento. Aplastar individualmente tres especímenes de tubo entre placas paralelas en una prensa adecuada hasta que su diámetro interior se reduzca el 40% de su dimensión original. La velocidad de la carga debe ser uniforme y adecuada para que la operación se realice entre dos y cinco minutos. Los especímenes deben tener una longitud mínima de 150 mm y ser cortados según lo indicado en el Anexo A de la NTE INEN 2 059.

7.2 Ensayo de presión interna. Un acople entre tubos de longitud adecuada para todo tipo de junta, y con su tapón debidamente anclado en cada extremo, debe ser llenado con agua o aire hasta alcanzar una presión permanente de 50 kPa durante 15 minutos. La unión se considera hermética si el agua o el aire no se escapa por la junta.

7.3 Ensayo de adhesión de las paredes interna y externa del tubo tipo B. Los especímenes se deben someter a ensayo en ocho puntos iguales distribuidos en torno a la circunferencia. La adhesión entre las paredes interna y externa debe comprobarse introduciendo un probador o punta de cuchillo entre ellas.

(Continúa)

8. ROTULADO

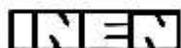
8.1 Tubos. Los tubos deben marcarse por lo menos una vez en forma legible e indeleble y presentar la siguiente información:

- a) Identificación del fabricante
- b) Tipo del tubo A₁ o B
- c) Ducto telefónico o eléctrico
- d) Material de fabricación (PVC)
- e) Diámetro nominal
- f) País de origen: fabricado en..... o, producto o, industria
- g) Referencia a la presente norma
- h) Número del lote

8.2 Accesorios. Los accesorios deben marcarse en forma legible e indeleble y deben presentar la siguiente información:

- a) Identificación del fabricante
- b) Material de fabricación (PVC)
- c) Diámetro nominal
- d) Referencia a la presente norma
- e) Número de lote

(Continúa)



INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN

Quito - Ecuador

NORMA TÉCNICA ECUATORIANA

NTE INEN 1 869:99
Primera revisión

TUBOS DE CLORURO DE POLIVINILO RÍGIDO (PVC) PARA CANALIZACIONES TELEFÓNICAS Y ELÉCTRICAS. REQUISITOS.

Primera Edición

UNPLASTICIZED POLYVINYL CHLORIDE (UPVC). PIPES FOR ELECTRICAL AND TELEPHONE CONDUITS.
SPECIFICATIONS.

First Edition

Norma Técnica Ecuatoriana Obligatoria Emergente	TUBOS DE CLORURO DE POLIVINILO RÍGIDO (PVC) PARA CANALIZACIONES TELEFÓNICAS Y ELÉCTRICAS. REQUISITOS.	NTE INEN 1 869:99 Primera revisión 1999-09
--	--	---

1. OBJETO

1.1 Esta norma establece la clasificación y los requisitos que deben cumplir los tubos y accesorios de cloruro de polivinilo rígido (PVC) utilizados como ductos telefónicos y eléctricos.

2. ALCANCE

2.1 Esta norma se aplica a tubería y accesorios de PVC rígido de superficie lisa y de sección circular para instalaciones eléctricas, telefónicas y de comunicación y redes subterráneas, correspondientes a dichas instalaciones.

3. DEFINICIONES

3.1 Para los efectos de esta norma se adoptan las definiciones contempladas en la NTE INEN 1 333 y las que a continuación se detallan:

3.1.1 *Comunicación.* Para efectos de esta norma, es el envío de información utilizando medios electromagnéticos o electrónicos como telégrafos, teléfonos, etc.

3.1.2 *Red.* Para efectos de esta norma, es el conjunto de tubos conductores o vías de comunicación con un fin determinado.

3.1.3 *Rigidez.* Propiedad de un cuerpo u objeto de no doblarse o torcerse.

4. CLASIFICACIÓN

4.1 Los tubos de PVC rígido se clasifican en los siguientes tipos:

4.1.1 Tipo I liviano. Diseñado para instalarse con revestimiento de hormigón

4.1.2 Tipo II pesado. Diseñado para instalaciones directas sin revestimiento de hormigón

5. DISPOSICIONES GENERALES

5.1 Los tubos y accesorios de PVC rígido para redes subterráneas se fabricarán únicamente con compuestos de cloruro de polivinilo PVC rígido que tenga un módulo de elasticidad mínimo de 3 447 MPa

5.2 Los tubos y accesorios de PVC rígido se fabricarán con las dimensiones y tolerancias indicadas en esta norma.

6. REQUISITOS

6.1 Requisitos específicos

6.1.1 *Material*

6.1.1.1 *Composición.* El material de tubos y accesorios debe componerse substancialmente de cloruro de polivinilo, al cual se añaden aditivos necesarios para facilitar la fabricación de este polímero y la producción de tubos y accesorios.

(Continúa)

DESCRIPTORES: Cloruro de polivinilo rígido, tubos, canalizaciones eléctricas, canalizaciones telefónicas.

6.1.1.2 Homogeneidad. El material del producto terminado, tubo o accesorio, será homogéneo y uniforme en color y densidad, en un corte transversal de la pared.

6.1.1.3 Aspecto Superficial. El producto terminado, tubo o accesorio, debe presentar superficies internas y externas lisas a simple vista y libres de grietas, fisuras, perforaciones o incrustaciones de material extraño.

6.1.1.4 Coloración. Los tubos de PVC rígido para canalizaciones telefónicas y eléctricas tipo I liviano y tipo II pesado deben tener colores diferentes.

6.1.2 Tubos. Dimensiones y tolerancias

6.1.2.1 Longitud. Los tubos deben entregarse en longitud nominal de 3 y 6 m, con una tolerancia entre 0% y + 0,5%. Otras longitudes pueden establecerse de común acuerdo entre el fabricante y el comprador.

6.1.2.2 Diámetro. Los tubos serán fabricados en diámetros nominales, según se indica en la tabla 1. La tolerancia máxima admisible entre diámetro exterior medio y diámetro nominal debe ser positiva, de acuerdo a la NTE INEN 1 370. Los tubos serán fabricados con o sin campana, para diámetros de 16 a 50 mm y obligatoriamente, con campana, a partir del diámetro de 63 mm.

TABLA 1. Diámetros nominales y tolerancias ⁽¹⁾

Diámetro nominal D (mm)	Tolerancia T=(Dm.D) (mm)
16	+ 0,3
20	+ 0,3
25	+ 0,3
32	+ 0,3
40	+ 0,3
50	+ 0,3
63	+ 0,3
75	+ 0,3
90	+ 0,3
110	+ 0,4
125	+ 0,4
140	+ 0,5
160	+ 0,5

⁽¹⁾ Las definiciones de diámetro nominal (D), diámetro medio (DM) y tolerancia (T) están indicadas en las NTE INEN 1 333 y 1 370

6.1.2.3 Espesor de pared. Los tubos serán fabricados con espesor de pared, según se indica en la tabla 2. La tolerancia entre espesor de pared en un punto cualquiera y el espesor nominal debe ser positiva y su forma de cálculo debe estar de acuerdo a la NTE INEN 1 370.

(Continúa)

TABLA 2. Espesores de pared ⁽²⁾

Diámetro Nominal	ESPESORES (mm)			
	TIPO I LIVIANO		TIPO II PESADO	
mm	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
16			1,5	1,9
20	-	-	1,5	1,9
25	-	-	1,5	1,9
32	-	-	1,6	2,0
40	1,9	2,3	2,4	2,8
50	2,0	2,4	2,4	2,8
63	2,0	2,4	2,4	3,0
75	2,3	2,7	2,9	3,4
90	2,2	2,6	2,8	3,3
110	2,7	3,2	3,4	3,9
125	3,1	3,6	3,8	4,4
140	3,5	4,1	4,3	4,9
160	4,0	4,6	4,9	5,6

(2) La fórmula de cálculo para espesor de pared (e) es la especificada en la NTE INEN 1 371, y el espesor de pared corresponde a la aplicación de un esfuerzo inducido de tensión en la pared del tubo de 12,5 MPa.

6.1.2.4 Determinación de las dimensiones. Las dimensiones de los tubos deben medirse como está especificado en la NTE INEN 499

6.1.2.5 Tubos de campana

a) Unión para cementado solvente. Las dimensiones de la campana para unión con cemento solvente deben estar de acuerdo a la NTE INEN 1 330.

b) Unión para sellado elastomérico. Las dimensiones de la campana para unión con sellado elastomérico deben estar de acuerdo a la NTE INEN 1 331. El diseño de la campana para la unión será de responsabilidad del fabricante.

6.1.2.6 Resistencia al impacto a 23°C ± 2°C. El ensayo de impacto debe ser el especificado en la NTE INEN 504 y cumplir con lo especificado en la tabla 3.

(Continúa)

TABLA 3. Condiciones de resistencia al impacto a $23^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ ⁽³⁾

Diámetro Nominal (mm)	ENERGÍA DE IMPACTO kg.m	
	TIPO LIVIANO	TIPO PESADO
16	-	3
20	-	3,5
25	-	3,5
32	-	3,5
40	-	3,5
50	-	3,5
63	3,5	5,6
75	3,5	6,2
90	3,5	9,8
110	4,2	13,8
125	6,2	15,2
140	9,2	17,4
160	12,4	19,4

⁽³⁾ La masa del percutor tipo A debe ser de 2,5; 5; 10 o 15 kg. siempre y cuando la energía de impacto sea la equivalente. Cuando las probetas se ensayen bajo las condiciones de la tabla 3 la Razón Verdadera de Impacto RVI (El número total de probetas falladas dividido para el número total de impactos, suponiendo que se ensaya la partida entera) no excederá del 10%.

6.1.2.7 Temperatura de ablandamiento VICAT. El ensayo a la temperatura de ablandamiento Vicat debe ser el de la NTE INEN 1 367. La temperatura de ablandamiento no debe ser menor de 76°C .

6.1.2.8 Reversión longitudinal. El ensayo de reversión longitudinal debe corresponder con el de las NTE INEN 506 o 1 368. El tubo no debe variar en sentido longitudinal en más del 5%. La muestra, después del ensayo, no debe presentar ampollas o fisuras.

6.1.2.9 Absorción de agua. El ensayo a la absorción de agua por el material del tubo debe ser el de la NTE INEN 508. Las probetas ensayadas no deben presentar un aumento de masa mayor del 0,3%.

6.1.2.10 Calidad de extrusión por inmersión en acetona. La determinación de la calidad de extrusión por inmersión en acetona de tubos de PVC, debe hacerse mediante la NTE INEN 507. Después del ensayo, la probeta no debe presentar signos de desintegración o exfoliación. El ablandamiento o hinchamiento no debe considerarse como fallas de la probeta.

6.1.2.11 Aplastamiento transversal. Las muestras de tubería sometidas al aplastamiento entre placas paralelas hasta el 30% del diámetro exterior de la tubería, después de remover la carga, no deben presentar hendiduras, fisuras o roturas, de acuerdo con la NTE 505

6.1.2.12 Rigidez del tubo. Los tubos sometidos al ensayo, de conformidad con la NTE INEN 1 864, deberán cumplir con los valores establecidos en la tabla 4.

(Continúa)

TABLA 4. Rigidez mínima del tubo

Diámetro Nominal	Tipo	F/A y kPa
Todos	I (livianos)	207
Todos	II (pesados)	828

6.1.2.13 Inflamabilidad. Cuando el tubo o accesorio es ensayado según la NTE INEN 1 865, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Las muestras deben presentar una longitud promedio de quemado de 25 mm como máximo y un tiempo promedio de quemado de 10 segundos, como máximo
- b) El material debe ser autoextinguible.

6.1.2.14 Determinación de la impermeabilidad de la unión. La unión por cementado solvente o por sellado elastomérico no debe presentar fugas, cuando se somete a una presión hidrostática interna de 1,38 MPa durante una hora, utilizando agua, cuando se ensaya de acuerdo a la NTE INEN 1 868. Para el caso de uniones por cementado solvente, la unión debe dejarse en reposo durante un tiempo de curado de dos horas, a temperatura ambiente, antes de iniciar la prueba.

6.1.3 Accesorios

6.1.3.1 Dimensiones del accesorio para unión por cementado solvente. La longitud mínima de montaje del accesorio debe estar de acuerdo con la NTE INEN 1 328 y la longitud de campana en los tubos o uniones independientes y sus tolerancias deben estar de acuerdo con la NTE INEN 1 330.

6.1.3.2 Dimensiones del accesorio para unión por sellado elastomérico. La longitud mínima de acoplamiento para tubos con campana simple para unión por sellado elastomérico debe estar de acuerdo con la NTE INEN 1 331. La longitud mínima de acoplamiento para enchufe doble, enchufe en curvas, uniones en T y reductores, debe estar de acuerdo con la NTE INEN 1 332.

6.1.3.3 Resistencia al impacto. Las probetas deben ser accesorios completos y deben soportar caída libre de una altura de 2 m sobre pavimento rígido de superficie plana, sin romperse.

6.1.3.4 Temperatura de ablandamiento Vicat. El ensayo a la temperatura de ablandamiento Vicat debe ser el de la NTE INEN 1 327. La temperatura no debe ser menor de 72°C.

6.1.3.5 Ensayo calórico. Los accesorios moldeados para unión por cementado solvente o para unión por sellado elastomérico deben ensayarse por introducción en horno, de acuerdo con la NTE INEN 1 325. La línea de unión del accesorio no se abrirá o separará en más del 25% del espesor original de la pared. El accesorio no desarrollará escamas en más del 25% de su superficie total, interior y exterior.

6.1.3.6 Absorción de agua. El ensayo a la absorción de agua por el material del accesorio debe ser el especificado en la NTE INEN 508. Las probetas ensayadas no deben presentar un aumento de masa mayor del 0,3 %.

6.2 Requisitos complementarios

6.2.1 Uniones

6.2.1.1 Uniones por cementado solvente. Cuando se realiza una unión, ésta no debe contener una cantidad excesiva del solvente que aumente la plasticidad del PVC.

(Continúa)

6.2.1.2 Aro de sellado elastomérico. El aro de sellado debe ser resistente a los ataques biológicos, tener la suficiente resistencia mecánica para soportar las fuerzas ocasionales y las cargas durante la instalación y servicio, y estar libre de sustancias que puedan producir efectos perjudiciales en el material de tubos y accesorios.

6.2.1.3 La instalación debe realizarse de acuerdo con la buena práctica de la construcción

7. INSPECCIÓN

7.1 El muestreo, aceptación y/o rechazo deben realizarse de acuerdo con las disposiciones de la NTE INEN 2 016

8. ROTULADO

8.1 Tubos. Los tubos deben rotularse en forma legible e indeleble a intervalos no mayores de 3 m y deben presentar la siguiente información:

- a) material PVC
- b) diámetro nominal
- c) espesor nominal
- d) ducto eléctrico o telefónico: I liviano ó II pesado
- e) identificación del fabricante
- f) identificación del lote
- g) referencia a la presente norma

8.2 Accesorios

8.2.1 Los accesorios presentarán la siguiente información:

- a) material PVC,
- b) diámetro nominal,
- c) identificación del fabricante
- d) tipo (I liviano o II pesado)
- e) número del lote
- f) referencia a la presente norma

8.2.2 Cada paquete de accesorios presentará la siguiente información:

- a) material PVC,
- b) diámetro nominal,
- c) tipo de accesorio: eléctrico - telefónico: I liviano o II pesado
- d) identificación del fabricante, identificación del lote y,
- e) referencia a la presente norma

(Continúa)

